

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

В. о. завідувача кафедри
_____ Теймураз КАЦАДЗЕ
“ ____ ” _____ 2024 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

**на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Вирівнювання графіку навантаження енергосистеми за рахунок гібридної
електростанції»**

Виконав:

студент II курсу, групи ЕС-21мп
Дрожжин Михайло Дмитрович _____

Науковий керівник:

старший викладач кафедри електричних мереж та систем, к. т. н.
Богомолова Оксана Сергіївна _____

Консультант з розділу «Релейний захист»:

доцент кафедри автоматизації енергосистем, к. т. н.
Омельчук Анатолій Олександрович _____

Консультант з розділу «Стартап-проект»:

доцент кафедри економіки і підприємництва, к. т. н.
Красношапка Володимир Володимирович _____

Консультант з розділу «Проектування підстанції»:

ас. кафедри електричних мереж та систем
Моссаковський Вадим Ігорович _____

Рецензент:

доцент кафедри відновлювальних джерел, к. т. н.,
Бардик Євген Іванович _____

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з
праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2024 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри

_____ Валерій КИРИК

«__» _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Дрожжину Михайлу Дмитровичу

1. Тема дисертації: «Вирівнювання графіку навантаження енергосистеми за рахунок гібридної електростанції», науковий керівник дисертації Богомоллова Оксана Сергіївна, к. т. н., ст. викладач, затверджені наказом по КПІ ім. Ігоря Сікорського від «03» листопада 2023 р. №5131-с.
2. Термін подання студентом дисертації: 31 грудня 2023 р.
3. Об'єкт дослідження: електрична підстанція 330/110/10 кВ.
4. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 - 1) дослідити гібридні електроенергетичні системи;
 - 2) побудувати цифрову модель гібридної системи;
 - 3) змодельовати і оцінити вплив СЕС на режими роботи гібридної ситеми;
 - 4) здійснити проектування підстанції 330/110/10 кВ;
 - 5) вибрати та зробити розрахунок релейного захисту лінії 10 кВ;
 - 6) стартап-проект.
5. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:
 - 1) гібридна електроенергетична система;
 - 2) цифрова модель гібридної системи;
 - 3) моделювання і оцінка впливу СЕС на режими роботи гібридної ситеми;
 - 4) однолінійна схема ПС 330/110/10 кВ;
 - 5) розрахунок коротких замикань на шинах підстанції;

- 6) мікропроцесорний пристрій релейного захисту РЗЛ-01.
7) стартап проект.

6. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Релейний захист	Омельчук А. О., ст. викл. кафедри автоматизації енергосистем		
Стартап-проект	Красношарпа В. В., доцент кафедри економіки і підприємництва		
Проектування підстанції	Моссаковський В. І., асистент кафедри електричних мереж та систем		

8. Дата видачі завдання: 25 жовтня 2023 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Гібридні електроенергетичні системи	25.10.2023-3.11.2023	
2	Побудова цифрової моделі гібридної системи	6.11.2023-11.11.2023	
3	Моделювання і оцінка впливу СЕС на режими роботи гібридної ситеми	13.11.2023-24.12.2023	
4	Проектування підстанції 330/110/10 кВ	27.11.2023-09.12.2023	
5	Вибір та розрахунок релейного захисту лінії 10 кВ	11.12.2023-22.12.2023	
6	Стартап-проект та розрахунок його окупності	25.12.2023-29.12.2023	
7	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	29.12.2023-31.12.2023	

Студент _____

Михайло ДРОЖЖИН

Науковий керівник _____

Оксана БОГОМОЛОВА

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація містить пояснювальну записку і графічну частину. Пояснювальна записка розроблена на 84 аркушах формату А4, яка включає 17 рисунків, 31 таблиць та 21 джерел використаної літератури. Графічна частина представлена на 7 аркушах технічних креслень формату А1.

Актуальність теми. Розробка та впровадження гібридних електростанцій, які забезпечують вирівнювання графіку навантаження в енергосистемі, стає важливою відповіддю на виклики, пов'язані з нестабільністю виробництва відновлювальної енергії та змінами споживчого попиту. Цей підхід дозволяє підвищити ефективність використання ресурсів, зменшити витрати на зберігання та забезпечення стабільності електромережі. З огляду на активний розвиток сектора відновлювальної енергії та зростання потреби в ефективних енергетичних рішеннях, ця тема надає стратегічний інструмент для оптимізації енергосистем та забезпечення сталого розвитку.

Мета і завдання дослідження. Дослідження спрямоване на вирівнювання графіку навантаження енергосистеми через використання гібридної електростанції, яка буде підключена до підстанції. Мета проекту полягає у визначенні оптимальних стратегій та технічних рішень для підвищення сталості та ефективності енергетичної системи, враховуючи вплив різноманітних чинників. Завдання включають аналіз поточного стану енергосистеми, вивчення гібридних електростанцій, розробку оптимальних сценаріїв, економічний аналіз та розробку рекомендацій для покращення енергетичної інфраструктури.

Об'єкт дослідження. Енергосистема зі впровадженою гібридною електростанцією, підключеною до підстанції, яка вирівнює графік навантаження.

Предмет дослідження. Предметом дослідження є процес вирівнювання графіку навантаження енергосистеми за допомогою гібридної електростанції, підключеної до підстанції.

Методи дослідження. Дослідження спрямоване на вивчення можливостей вирівнювання графіку навантаження енергосистеми за допомогою гібридної електростанції, яка забезпечує ефективне використання різноманітних джерел енергії. Об'єктом дослідження є сама гібридна електростанція, а предмет - вплив її

роботи на стабільність енергосистеми. Використовуючи методи моделювання, експериментальних вимірювань, статистичного та економічного аналізу, дослідження має на меті з'ясувати оптимальні стратегії і важливі фактори для впровадження гібридних систем в енергетичний сектор.

ГІБРИДНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА ПІДСТАНЦІЯ,
ВИРІВНЮВАННЯ ГРАФІКУ НАВАНТАЖЕННЯ, ЛІНІЯ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ, ТЕРМІН
ОКУПНОСТІ.

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note developed on 84 sheets of A4 format, which includes 17 figures, 31 tables and 21 sources of used literature. The graphic part is presented by 7 technical drawings of the A1 format.

Actuality of theme. The development and deployment of hybrid power plants, which will ensure a consistent schedule of demand in the energy system, is becoming an important response to the demand, due to the instability of the generation of rechargeable energy. And in exchange for a healthy drink. This approach allows you to increase the efficiency of resource utilization, reduce costs while saving and ensuring the stability of power supply. Looking at the active development of the global energy sector and the growing demand for effective energy solutions, this topic provides a strategic tool for optimizing energy systems and ensuring the future development.

Purpose and objectives of the research. The follow-up is directed to the current schedule of the power system through a different hybrid power plant that will be connected to the substation. The purpose of the project is to identify optimal strategies and technical solutions to improve the stability and efficiency of the energy system, ensuring the influx of various officials. The tasks include analysis of the flow mill of the energy system, development of hybrid power plants, development of optimal scenarios, cost-effective analysis and development of recommendations for improving the energy infrastructure.

Object of research. The power system is equipped with a supplied hybrid power plant connected to the substation, which follows the current demand schedule.

Subject of research. The subject of investigation is the process of verifying the schedule of the power system behind the additional hybrid power plant connected to the substation.

Research methods. The research is aimed at assessing the possibilities of aligning the power system with an additional hybrid power plant, which will ensure the efficient use of different energy sources. The object of investigation is the hybrid power plant itself, and the subject is the contribution of its work to the stability of the energy system. Using experimental modeling techniques, experimental simulations, statistical and cost-

effective analyses, research may reveal optimal strategies and important factors for the introduction of hybrid systems into the energy sector.

HYBRID POWER PLANT, ELECTRICAL POWER STATION, VIRGINAL
GRAPHICS, 10 KV LINE, MAXIMUM STRUM PROTECTION, TERM OF PURSUIT.

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	10
Вступ.....	11
1 Гібридна електрична система.....	13
1.1 Гібридні електричні системи з відновлювальними джерелами енергії.....	13
1.2 Гібридна електростанція	18
Висновки по розділу 1.....	22
2 Побудова цифрової моделі гібридної локальної енергосистеми із сонячною електростанцією.....	23
2.1 Математична модель сонячної фотогальванічної комірки у складі гібридної системи.....	23
2.2 Модель фотоелектричного модуля у складі гібридної системи.....	25
2.3 Математична модель трифазного інвертора у складі гібридної системи..	30
2.4 Побудова цифрової моделі гібридної локальної енергосистеми із сонячною електростанцією.....	31
Висновки по розділу 2.....	40
3 Моделювання і оцінка впливу сес на режим роботи гібридної енергосистеми.....	41
3.1 Оцінка надійності електропостачання при плануванні гібридної локальної енергосистеми.....	41
3.2 Аналіз установлених режимів гібридної локальної енергосистеми із сонячною електростанцією.....	44
3.3 Аналіз аперіодичної статичної стійкості гібридної локальної енергосистеми.....	55
Висновки по розділу 3.....	53
4 Проектування підстанції з напругою 330/110/10кВ	55

4.1	Опис підстанції 330/110/10 кВ та схеми електричних з'єднань «Південногірська»	55
4.2	Основне обладнання підстанції «Південногірська».....	55
4.3	Розрахунок струмів КЗ	56
	Висновки по розділу 4.....	63
5	Розрахунок максимального струмового захисту і струмової відсічки лінії 10 кВ на базі мікропроцесорного пристрою.....	64
5.1	Вибір захистів для РЗ ліній між гібридною мережею і ПС	64
5.2	Вибір терміналу для реалізації РЗ.....	64
5.3	Розрахунок уставок РЗ лінії 10 кВ	69
5.4	Налаштування релейного захисту між гібридною ЕС і підстанцією у обраному терміналі.....	70
	Висновки по розділу 5.....	71
6	РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ	73
6.1	Ідея проекту	73
6.2	Технологічний аудит стартап-проекту.....	75
6.3	Аналіз ринкових можливостей.....	76
6.4	SWAT-аналіз стартап-проекту.....	78
	Висновки по розділу 6.....	79
	Загальні висновки.....	80
	Список використаних джерел.....	82
	Додаток А Результат перевірки дисертації на плагіат.....	85

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АІ	— автоматичний інвертор
АТ	— автотрансформатор
ВДЕ	— відновлювані джерела енергії
ВЕС	— вітрова електростанція
ВРУ	— відкритий розподільча установка
ЕЕС	— електроенергетична система
МСЗ	— максимальний струмовий захист
ПЛ	— повітряна лінія
ЛЕП	— лінія електропередавання
КЗ	— коротке замикання
НН	— нижча напруга
Т	— трансформатор
ТЕС	— теплова електростанція
СВ	— струмова відсічка
СЕС	— сонячна електростанція
СТУ	— стандартна тестова умова

ВСТУП

В сучасному світі, де технології стрімко розвиваються і енергетичні виклики стають все більш актуальними, питання сталості та ефективності електроенергетичних систем надзвичайно важливе. Постійне зростання обсягів енергоспоживання та пошкодження довкілля від емісій вуглецю підкреслюють необхідність пошуку інноваційних рішень для оптимізації енергетичних процесів.

Одним із перспективних напрямків у цьому контексті є гібридні електростанції, які об'єднують різні джерела енергії для забезпечення стабільності та надійності електропостачання. Наприклад, поєднання сонячних батарей, вітрових турбін і систем енергозбереження може забезпечити постачання електроенергії навіть у ситуаціях низької активності основних джерел.

Гібридні електростанції, які підключені до високовольтних підстанцій, представляють інтегровані системи, які поєднують різні джерела енергії для забезпечення стабільного та ефективного виробництва електроенергії. Високовольтні підстанції грають ключову роль у забезпеченні передачі та розподілу електроенергії в електричних мережах.

Гібридні системи можуть включати сонячні батареї, вітрогенератори, акумулятори енергії та інші компоненти, які працюють у взаємодії для оптимізації виробництва та використання електроенергії. Підключення до високовольтних підстанцій дозволяє ефективно інтегрувати виробничі потужності гібридних електростанцій у загальну електроенергетичну систему.

Цей підхід сприяє зниженню втрат енергії під час передачі та дозволяє забезпечити стійку роботу електромережі при використанні різних джерел енергії. Гібридні системи підтримують стабільність та надійність енергопостачання, що робить їх ефективними інструментами для досягнення сталості електроенергетичних систем.

Однією з актуальних проблем є вирівнювання графіку навантаження енергосистеми. Це важливо для забезпечення ефективного використання виробничих потужностей і для уникнення перевантажень, що можуть виникнути в пікові години.

Гібридні електростанції можуть функціонувати як регулятори, вирівнюючи навантаження і забезпечуючи сталу подачу електроенергії.

Проведення дослідження в даній області спрямоване на розуміння можливостей та переваг гібридних електростанцій для оптимізації роботи енергетичних систем. Аналіз різноманітних сценаріїв використання гібридних рішень в електроенергетиці може призвести до розробки нових стратегій, спрямованих на досягнення більшої сталості та ефективності у сфері енергопостачання.

1 ГІБРИДНІ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

1.1 Гібридні електричні системи з відновлювальними джерелами енергії

Застосування гібридних електричних систем в енергетичному комплексі України є ключовим аспектом стратегії розвитку, оскільки вони дозволяють оптимізувати використання різних джерел енергії для забезпечення сталого та ефективного електропостачання. Сучасні технології виробництва сонячних батарей та вітрогенераторів роблять їх більш доступними та продуктивними, сприяючи впровадженню гібридних систем у різноманітних енергетичних об'єктах.

Гібридні системи дозволяють зберігати електроенергію за допомогою акумуляторів, що дозволяє компенсувати коливання виробництва відновлюваних джерел. Це особливо важливо в умовах змінчивості погодних умов та забезпечує безперебійну подачу електроенергії в електромережу. Більша інтеграція гібридних систем може також стати основою для розвитку сучасних технологій управління, що сприятиме підвищенню ефективності та надійності енергетичної інфраструктури.

У контексті глобальних тенденцій до зменшення викидів шкідливих речовин, гібридні системи вирішують завдання екологічної сталості. Використання відновлюваних джерел енергії сприяє зменшенню впливу на довкілля та сприяє виконанню міжнародних зобов'язань у сфері збереження природних ресурсів. Такий підхід може стати вагомим кроком України у напрямку сталого енергетичного майбутнього. Цей перехід до гібридних систем сприяє покращенню сталості, надійності та ефективності електроенергетичного комплексу України, роблячи його більш стійким та узгодженим із сучасними стандартами використання енергії.

Гібридні електричні системи з відновлювальними джерелами енергії (ВДЕ) представляють собою інтегровані енергетичні системи, які поєднують різні джерела енергії для забезпечення стабільного та ефективного виробництва електроенергії. Основні компоненти гібридних систем можуть включати:

Вітрові генератори: використовуються для конвертації енергії вітру в електричну енергію.

Сонячні панелі: забезпечують генерацію електроенергії з сонячного випромінювання.

Електричні батареї: зберігають надлишкову енергію для використання в періоди з недостатньою виробництва від ВДЕ.

Генератори на дизельному паливі: використовуються як резервне джерело енергії в разі недостатньої виробництва від ВДЕ.

Управління системою та мережеві інвертори: керують роботою всіх компонентів та дозволяють інтегрувати систему з основною мережею.

Головні переваги гібридних систем з ВДЕ включають зменшення викидів вуглекислого газу, підвищення стійкості постачання електроенергії, та зниження залежності від традиційних джерел енергії. Такі системи дозволяють оптимізувати використання відновлювальних ресурсів в залежності від метеорологічних умов та попиту на енергію. Однак вони також стикаються з викликами, такими як управління енергетичним балансом та вартість встановлення та обслуговування обладнання.

Ці системи є важливим кроком у напрямку сталого розвитку енергетики, сприяючи зменшенню викидів парникових газів і залежності від традиційних джерел. Україна, яка активно розвиває свій відновлювальний сектор, відчуває потребу в модернізації енергетичної інфраструктури для використання новітніх технологій гібридних систем. Це створює можливості для підвищення надійності енергопостачання та зниження витрат на пальне, що є важливим для стійкості енергетичного комплексу країни.

Спосіб та місце побудови таких гібридних енергетичних систем залежить багатьох факторів, котрі в свою чергу можуть впливати саме на тип станції та її використання в умовах де вона встановлюється.

До таких чинників відносяться вітровий та сонячний потенціал регіону де станція буде встановлюватися та їх зміна у часі.

Такі системи можуть бути реалізовані с використанням ДЕС, які будуть використовуватися як джерело резервного живлення.

При оптимальному підборі ємності накопичувачів енергії, в таких ситемах можна добитися більш високого коефіцієнта використання генеруючих

потужностей. Надійність постачання електроенергії в рамках такої системи забезпечити істотно легше, ніж в великих енергетичних системах. Також, як і в «розумній» мережі, споживачі енергії в гібридній системі можуть брати участь в процесі балансування потужності шляхом регулювання своїх навантажень, генеруючи, накопичувати і віддаючи електроенергію в мікромережу.

Щоб правильно спланувати і встановити гібридні мережі, необхідно інженерне моделювання. Існує безліч інструментів моделювання та оптимізації для моделювання економічних і електричних ефектів мереж. Широко використовуваним інструментом економічної оптимізації є модель прийняття споживачами розподілених енергоресурсів (DER-CAM). Інший часто використовуваний інструмент комерційного економічного моделювання має назву

Проблема вибору первинних джерел енергії вирішується на основі аналізу ресурсів місцевих безпаливної і паливних ВДЕ, вартості технологій і т.д.

Гібридні мережі повинні мати можливість працювати в умовах повної самозабезпеченості, щоб забезпечувати споживачів електроенергією в міру необхідності.

Головна мета гібридних мереж полягає в тому, щоб знизити витрати на енергопостачання і більше рухатися в напрямку повної незалежності від викопного палива за рахунок збільшення частки відновлюваної енергії в структурі енергоспоживання. Гібридні мережі можуть бути призначені і для забезпечення енергопостачання навіть у випадку відключення електроенергії.

Проблема оптимізації підключення дрібних виробників енергії до загальної мережі - це проблема відсутності ефективних технологій. Працюючи автономно в режимі енергетичного острова, такі мережі ємністю менше 10 МВт здатні надійно забезпечувати енергією офісні центри, промислові об'єкти, житлові квартали, університетські містечка і військові бази.

Більш того, мережі здатні повністю обійтися без підключення до загальної системи енергопостачання, легко інтегруючи місцеві відновлювані джерела енергії, такі як сонячні батареї і вітряні турбіни, згладжувати пікові навантаження. Протяжні лінії електропередач - основне джерело втрат енергії.

Мережеві технології орієнтовані на використання місцевих поновлюваних джерел, в результаті немає необхідності транспортувати енергію на великі відстані, що і зменшує втрати. Генерація електроенергії зазвичай супроводжується виділенням значної кількості тепла, яке може бути використане тут же, на місці для опалення та охолодження будинків. Таке комбіноване виробництво збільшить ефективність джерел енергії з існуючих 35% до 85%, паралельно знижуючи рівень викидів вуглекислоти в атмосферу.

Мережі справляються із завданням підвищення надійності енергопостачання за рахунок оперативного перемикачів між загальною енергомережею і місцевими джерелами енергії в разі перевантажень і стрибків напруги.

Ефективність впровадження гібридних електричних систем для конкретного віддаленого поселення визначатиметься рядом факторів, що характеризують специфіку його енергетичних потреб та умов. Напрямок розробки оптимальної енергетичної інфраструктури буде залежати від обсягу електропотужності, розподілу навантаження, доступності відновлюваних джерел енергії, вартості палива та характеристик транспортних мереж.

Зокрема, врахування відновлюваних джерел енергії, які зазвичай виявляються екологічно ефективними, може бути ключовим для вдосконалення енергетичного забезпечення сільських місцевостей. Навіть при вищих витратах на початкові інвестиції, їх експлуатаційні та технічні вигоди можуть робити такий вибір економічно вигідним.

Врахування всіх цих аспектів та ретельний аналіз можливих варіантів постачання електроенергії дозволять визначити оптимальну стратегію, яка враховує потреби та можливості конкретного віддаленого поселення. Вирішальним чинником прийняття рішень є зміна ціни вуглеводневих видів палива і, отже, ціна палива національному рівні. Різне підвищення вартості сирої нафти і виснаження цього ресурсу, що продовжується, призводить до довгострокового обмеження в економічному розвитку в усьому світі. Навіть якщо ці системи включають дизельний генератор як резервний.

На рис.1.1.1 показана гібридна система на основі СЕС.



Рисунок 1.1.1 – Гібридна система на основі СЕС

Визначення вартості розширення централізованих електромереж в сільських поселеннях є складним завданням, що враховує ряд факторів. Розмір навантаження, відстань до існуючих ліній електропередачі, а також ландшафт місцевості впливають на вартість монтажу ліній середньої та високої напруги, підстанцій та розподільчих пристроїв низької напруги.

У випадку віддалених сільських поселень, де потенціал попиту на електроенергію є низьким, а відстань до існуючих електромереж може бути великою, витрати на електрифікацію стають високими. Крім того, розширення мережі може стати економічно не вигідним через відсутність критичної маси населення. У таких випадках розгляд альтернативних, більш гнучких енергетичних рішень, наприклад, гібридних електростанцій, може бути більш доцільним підходом для забезпечення електроенергії в локальних областях.

Недостатній рівень кваліфікації місцевого технічного та управлінського персоналу, великі втрати під час передачі електричної енергії є також факторами, які виступають проти такого рішення.

Електрифікація за допомогою гібридних систем, надає в цьому випадку більш дешевий та дружній для навколишнього середовища варіант. Підвищення надійності гібридних систем, несуттєві втрати при передачі енергії, раціональне її споживання

та оптимальне використання місцевих ресурсів відіграють пріоритетну роль у виборі такого децентралізованого рішення.

Поєднання постійного джерела енергії і нестабільного джерела в вигляді ВДЕ дозволяє створити енергетичну систему з гарними техніко-економічними характеристиками.

1.2 Гібридна електростанція

У складі гібридних електростанцій фотоелектричні установки, що працюють на сонячній енергії, підключені до електричної мережі, в них генерується енергія безпосередньо надходить у електричну мережу.

Основним недоліком таких систем, пов'язаних із сонячною енергією, є те, що сонячні характеристики є функцією сонячного випромінювання у кожний момент часу. Це означає, що зареєстровані значення вироблення електроенергії будуть істотно змінюватись в залежності від багатьох параметрів, основними з яких є час доби, пори року та погода.

Карта показників сонячного потенціалу України показана на рис. 1.2.1.

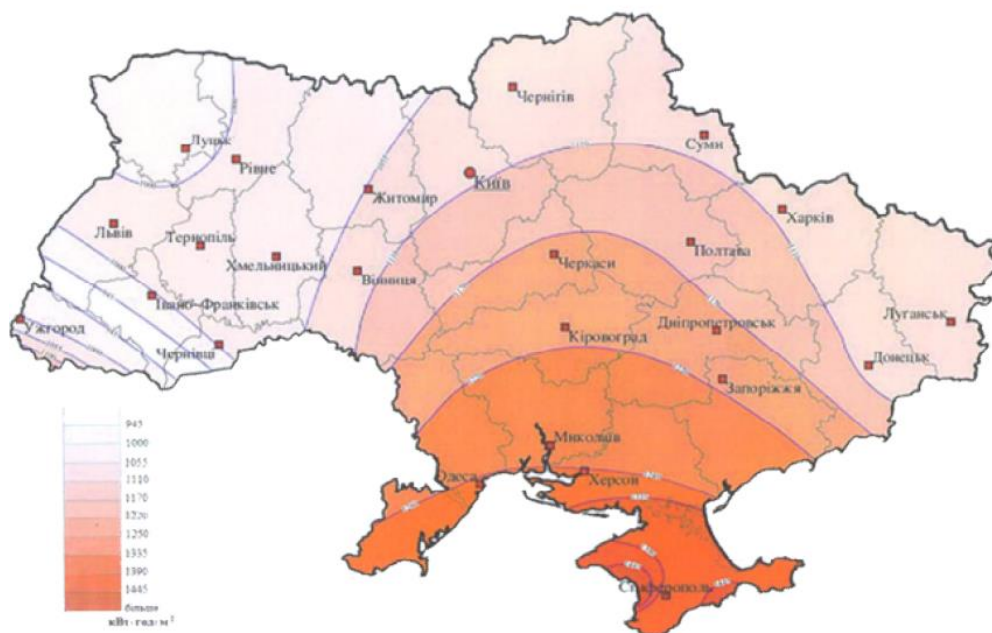


Рисунок 1.2.1 – Карта показників сонячного потенціалу України

Фотоелектрична станція у складі гібридної енергосистеми в даний час має 10400 фотоелектричних панелей (типу ДСМ-240-С), вони з'єднані як послідовно, так і паралельно, щоб утворити ряди сонячних панелей. Кожна секція сонячного

генератора (всього 120) складається з 4 паралельних струн з 20 сонячних панелей, з'єднаних послідовно.

На рис.1.2.2 наведено - графік рівнів використання встановленої потужності Миколаївської СЕС з грудня 2021 року по грудень 2022 року.

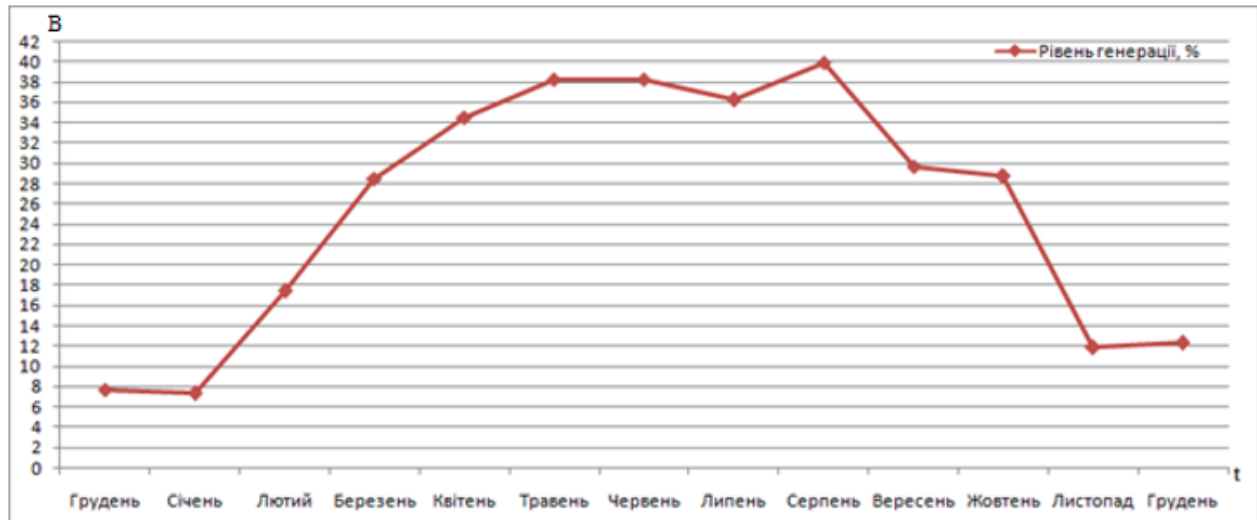


Рисунок 1.2.2 - Графік рівнів використання встановленої потужності Миколаївської СЕС з грудня 2021 року по грудень 2022 року

У таблиці 1.2.1 наведено технічні параметри панелей, що використані - NUMEN SOLAR моделі типу ДСМ-240-С з урахуванням кількості випромінювання в 1000 Вт/м² та заданої температури довкілля, яка становить 25°C.

Таблиця 1.2.1 – Технічні характеристики сонячної панелі моделі (типу ДСМ-240-С)

Макс.потужність (Вт)	240
Тип кремнію	Монокристал
Напруга на відкритих зажимах (В)	35
Струм короткого замикання (А)	8,5
Напруга при макс. потужності (В)	30
Струм при макс. потужності (А)	8,2
Коеф. температура I _{sc} (%)	+0.06 % / °C
Коеф. температура V _{oc} (%)	-0.3 % / °C
Послідовн. опір	0.355
Паралелен. опір	33.8
Ефективність	18%

Інвертори відіграють ключову роль у системах генерації електроенергії з акумуляторів або сонячних модулів, перетворюючи постійний струм на змінний.

У з'єднаних з мережею системах інвертори отримують енергію від сонячних модулів та перетворюють її на змінний струм, який подається в мережу. String інвертори призначені для роботи з кількома модулями в одній або кількох ланцюжках, що робить їх найбільш поширеним типом мережевих інверторів.

Фотоелектрична електростанція у складі гібридної енергосистеми складається із 130 фотоелектричних перетворювачів під назвою SUNNY TRIPOWER моделі 17000 TL, кожен з них здатний працювати з номінальною потужністю близькою до 17 кВА. Тоді постійний струм, що генерується сонячними батареями, перетворюється на змінний струм передачі далі на силовий трансформатор.

На рис. 1.2.3 показаний інвертор, який використовується у фотоелектричній системі, яка знаходиться у складі гібридної системи. Технічні дані інвертора (модуля типу 17000 TL) представлені у таблиці 1.2.2.



Рисунок 1.2.3 – Інвертор Sunny Tripower (моделі типу 17000TL)

Таблиця 1.2.2 – Технічні характеристики (Інвертор Sunny Tripower моделі 17000 TL)

Технічні дані постійного струму	
Макс. потужність (Вт)	17400
Макс. входна напруга (В)	1000
Діапазон напруги	400-700
Ном. входна напруга (В)	600
Мін. входна напруга (В)	160
Пускова входна напруга (В)	190
Максимальний входний струм (А)	32
Технічні дані змінного струму	
Ном. потужність (Вт)	17000
Ном. напруга змінного струму (В)	410
Ном. діапазон змінної напруги (В)	160-290
Частота (Гц)	60
Макс. вихідний струм (А)	24.4
Коеф. потужності	1

Графік миттєвих значень по напрузі та струмах в 3х фазах на виході інвертора показаний на рис.1.2.4, на рис.1.2.5 показано спектр гармонік струму фази А на клеммах інвертора.

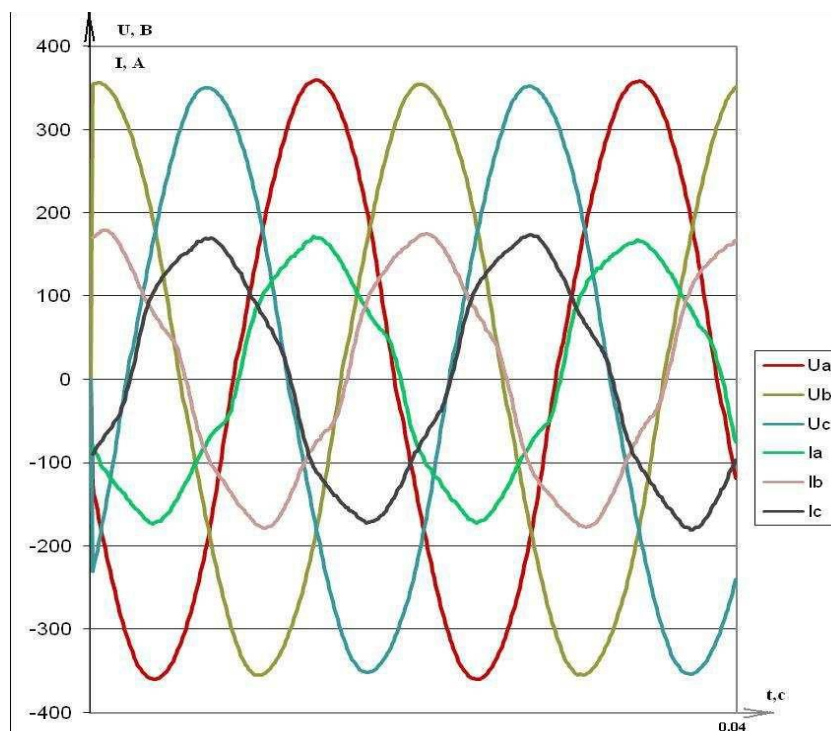


Рисунок 1.2.4 – Графік миттєвих значень по напрузі та струмах в 3х фазах на виході інвертора

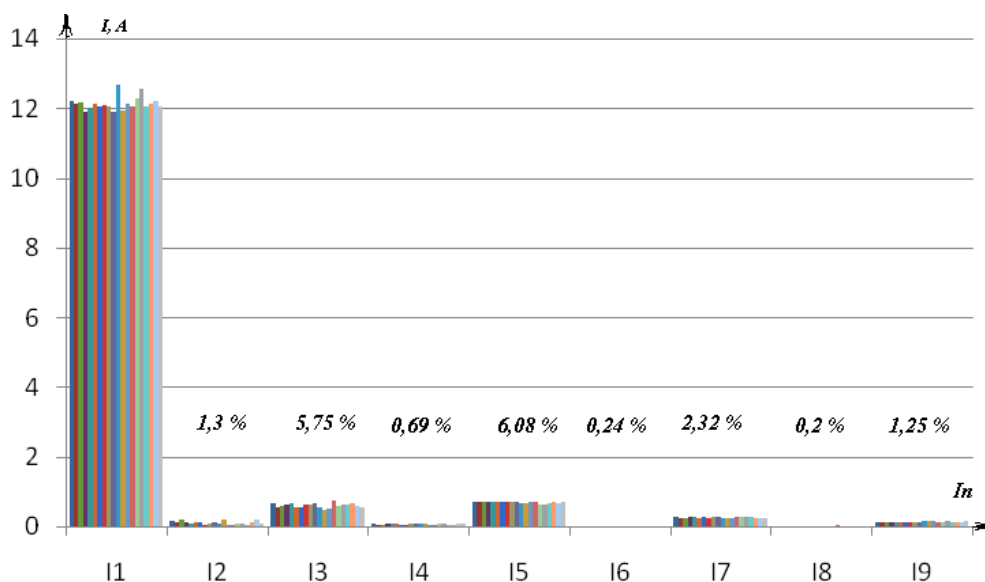


Рисунок 1.2.5 – Спектр гармонік струму фази А на клеммах інвертора

Напруги та струми у 3 фазах можуть бути задані гармонійними чи негармонійними коливаннями, залежить від того, як якісно інвертор може генерувати

сигнали. Гармонійні коливання характеризуються частотою, яка є сталою, а негармонійні коливання можуть мати різні частоти та амплітуди.

Висновки по розділу 1

Гібридні електричні системи в Україні визначають новий етап розвитку, сприяючи ефективній інтеграції різних джерел енергії. Ці системи використовують сонячні батареї, вітрогенератори, акумулятори та інші компоненти для оптимізації виробництва та використання електроенергії. Гібридні системи розвиваються в умовах зростання обсягів виробництва ВДЕ та вимагають ретельного планування для максимізації їхнього потенціалу.

Цей перехід до гібридних систем сприяє покращенню сталості, надійності та ефективності електроенергетичного комплексу України, роблячи його більш стійким та узгодженим із сучасними стандартами використання енергії.

Гібридні електричні системи з відновлювальними джерелами енергії (ВДЕ) представляють собою інтегровані енергетичні системи, які поєднують різні джерела енергії для забезпечення стабільного та ефективного виробництва електроенергії. Основні компоненти гібридних систем можуть включати: вітрові генератори, сонячні панелі, електричні батареї, генератори на дизельному паливі, мережеві інвертори та система управління.

Основним недоліком систем, пов'язаних із сонячною енергією, є те, що сонячні характеристики є функцією падаючого сонячного випромінювання у кожний момент часу. Отже, зареєстровані значення вироблення електроенергії будуть змінюватись в залежності від часу доби, пори року та погоди.

2 ПОБУДОВА ЦИФРОВОЇ МОДЕЛІ ГІБРИДНОЇ ЛОКАЛЬНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ІЗ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

2.1 Математична модель сонячної фотогальванічної комірки у складі гібридної системи

Сонячна фотогальванічна комірка є основним елементом фотоелектричної станції, яка в свою чергу знаходиться у складі гібридної системи. Окрема сонячна фотогальванічна комірка у своєму виконання досить мала і виробляє потужність близько 1 Вт.

Для збільшення вихідної потужності сонячних комірок, їх з'єднують послідовно або паралельно, для того щоб сформувати більші секції, так званими фотоелектричними модулями. Модулі, у свою чергу, можуть бути з'єднані у більші осередки, звані масивами (PV array), вони можуть бути пов'язані між собою з метою збільшення потужності. У випадку послідовного з'єднання комірок або модулів вихідна напруга може бути підвищена. З іншого боку, для досягнення більшого значення вихідного струму, комірки чи модулі необхідно підключити паралельно.

На рис. 2.1.1 представлена математична модель сонячного фотоелектричного елемента, де R_{sh} це шунтуючий опір, а R_s – це послідовний опір, діод - D.

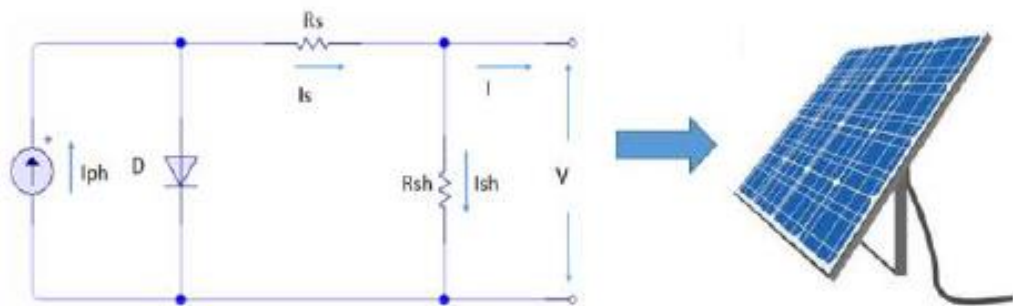


Рис. 2.1.1 – Еквівалентна схема сонячної панелі

Співвідношення між величинами струму I та напруги V еквівалентної схеми знаходиться, прирівнюючи значення I_{ph} та струм діода I_d , тоді робочий струм I буде визначено наступним чином:

$$I = \frac{I_{sh} \cdot (1 + \frac{R_s}{R_{sh}}) - V_{oc} \cdot (\frac{B}{A})}{1 - \frac{B}{A}} \cdot \frac{G}{G_{stc}} - \left(\frac{I_{sh} \cdot (1 + \frac{R_s}{R_{sh}}) - V_{oc} \cdot (\frac{B}{A})}{A - B} - \frac{V_{oc}}{A \cdot R_{sh}} \right) \cdot \left(e^{\frac{V+I \cdot R_s}{n \cdot V_T}} - 1 \right) - \frac{V+I \cdot R_s}{R_{sh}}; \quad (2.1)$$

$$A = e^{\frac{V_{oc}}{n \cdot V_T}} - 1; B = e^{\frac{I_{sh} \cdot R_s}{n \cdot V_T}} - 1; I_{sh} = I_{scm} \cdot N_{cp} + CTI \cdot (T_c - T_{stc}); \quad (2.2)$$

$$V_{oc} = V_{ocm} - 0.0023 \cdot (T_c - T_{stc}) \cdot N_{cs}; V_t = \frac{k \cdot (t_c + 273)}{q} \cdot N_{cs}; \quad (2.3)$$

де R_s – послідовний опір, Ом;

R_{sh} – паралельний опір, Ом;

t_c – температура панелі, °C;

n – фактор ідеальної складової;

I_{sc} – струм КЗ при нормальних умовах роботи, А;

V_T – теплова напруга діода, мВ;

V – робочі напруги, В; I – робочий струм, А;

СТІ – температурний коефіцієнт струму КЗ;

G_{stc} – сонячне випромінювання при номінальних умовах роботи, Вт/м²;

V_{oc} – напруга розімкнутого контура при стандартній тестовій умові, В;

G_{hi} – значення сонячного випромінювання, Вт/м²;

N_{cp} – кількість паралельно з'єднаних в загальні модулі сонячних елементів, Ом;

q – заряд електрона $1.6 \cdot 10^{-19}$, К;

N_{cs} – кількість послідовно з'єднаних в модулі сонячних елементів, Ом;

t_{stc} – температура панелі при звичайній тестовій умові, 25°C,

k – стала Больцмана $1,381 \cdot 10^{-23}$, Дж/К;

n – коефіцієнт ідеальності діода.

Опір, який відповідає еквівалентній схемі панелі дорівнюватиме:

$$R_s = (1 - \frac{ff}{f \cdot f_0}); \quad (2.4)$$

$$R_{sh} = \frac{ff \cdot f_0 \cdot (\frac{V_{oc}}{V_t} + 0.7)}{(1 - \frac{ff}{f \cdot f_0})} \cdot \frac{V_{oc}}{I_{sc}}; \quad (2.5)$$

$$ff_0 = \frac{\frac{V_{oc}}{V_t} - \ln\left(\frac{V_{oc}}{V_t} + 0.72\right)}{\frac{V_{oc}}{V_t} + 1}; \quad (2.6)$$

$$ff = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}; \quad (2.7)$$

де ff – фактор заповнення (визначений виробником),

ff_0 – коефіцієнт заповнення пристрою в ідеальних умовах,

V_{mpp} – напруга в точці макс. потужності вольт-амперної панелі, В,

I_{mpp} – струм у точці макс. потужності вольт-ампера панелі, А.

2.2 Модель фотоелектричного модуля у складі гібридної системи

Для подальшого дослідження у роботі було обрано теплову математичну модель яка допоможе визначити робочу температуру фотоелектричного модуля, який знаходиться у складі гібридної системи.

На рис. 2.2.1 представлена спрощена модель фотоелектричного модуля, який знаходиться у складі гібридної системи.

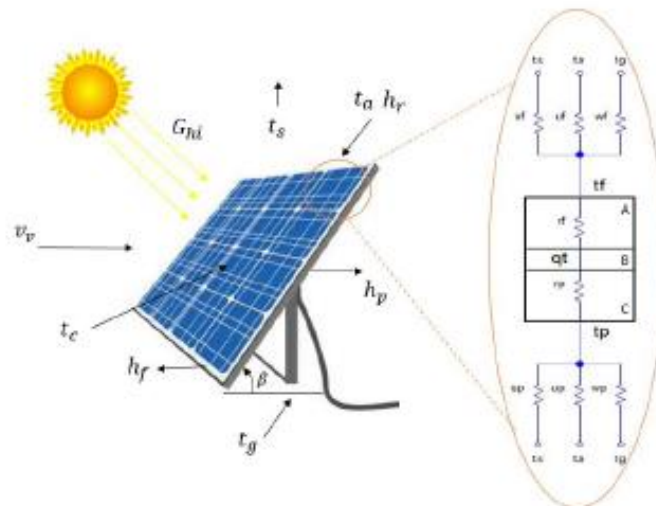


Рис. 2.2.1 – Теплова модель фотоелектричного модуля, який знаходиться у складі гібридної системи

Далі представлена його математична модель:

$$q_t = \infty \cdot (1 - r) \cdot G_{hi} - \eta \cdot G_{hi}; \quad (2.8)$$

де: q_t – теплова генерація за одиницю площі (Вт/м²);

α – частка потужності, спожита фотоелектричним модулем, який знаходиться у складі гібридної системи (м²·°C/Вт);

γ – частка потужності, яка визначена в фотоелектричному модулі, який знаходиться у складі гібридної системи (м²·°C/Вт);

G_{hi} – глобальне випромінювання прямого надходження (Вт/м²);

η – ефективність роботи фотоелектричного модуля (%).

Коефіцієнт передачі передньої частини h_{cf} сонячного фотоелектричного модуля, який знаходиться у складі гібридної системи (Вт/м·°C):

$$h_{cf} = [(2.8 - 3 \cdot v)^3 + 4.74 \cdot (t_c - t_a)]^{1/3}; \quad (2.9)$$

де v – швидкість вітру, (м/с).

Значення конвекції задньої частини сонячного фотоелектричного модуля, який знаходиться у складі гібридної системи h_{cp} , (Вт/м·°C):

$$h_{cp} = [(2.1 - 2.3 \cdot v)^3 + 3.8 \cdot (t_c - t_a) \cdot \sin(\beta)]^{1/3}; \quad (2.10)$$

де β – кут нахилу сонячного фотоелектричного модуля, який знаходиться у складі гібридної системи (°C).

Коефіцієнт по пропусканню випромінювання передньої частини панелі сонячного фотоелектричного модуля, який знаходиться у складі гібридної системи h_{rf} , (Вт/м·°C):

$$h_{rf} = e_f \cdot [6.67 \cdot 10^{-8} \cdot t_a^3 \cdot (1 + t_c/t_a) \cdot (1 + (t_c/t_a)^2)]; \quad (2.11)$$

де t_a (°C) – температура навколишнього середовища;

t_c (°C) – температура на фотоелементі.

Коефіцієнт пропуску випромінювання задньої частини сонячного фотоелектричного модуля h_{rp} (Вт/м²·°C), який знаходиться у складі гібридної системи:

$$h_{rp} = h_{rf} \cdot (e_f/e_p); \quad (2.12)$$

$$r_f = \sum(x/k)_i; \quad r_p = \sum(x/k)_i; \quad (2.13)$$

$$h_f = h_{cf} + h_{rf}; \quad h_p = h_{cp} + h_{rp}; \quad (2.14)$$

де k (Вт/м·°C) – провідність кожного з інкапсулюючих шарів;

e_f – коефіцієнт по випромінюванню поверхні лицьової панелі;

e_p – коефіцієнт по випромінюванню поверхні лицьової панелі; x – товщина кожного шару (м).

$$a_f = 1 + h_f \cdot r_f; \quad a_p = 1 + h_p \cdot r_p; \quad (2.15)$$

де h_f (Вт/м²·°C) – загальний коефіцієнт провідності та фронтальне теплове випромінювання;

h_p (Вт/м²·°C) – коефіцієнт глобальної провідності та наступне теплове випромінювання;

r_f (м²·°C/Вт) – опір теплопровідності фронтальних ізоляційних матеріалів;

r_p (м²·°C/Вт) – опір теплопровідності наступних герметизуючих матеріалів.

Температура точки роси (температура повітря, при якій пар, досягає стану насичення і починає процес конденсації у росу) t_{pr} задається так:

$$t_{pr} = \frac{243.12 \cdot \ln \left[\left(\frac{e^{(\ln(611,2) + \frac{17,62 \cdot t_a}{243,12 + t_a}) \cdot 100}}{h_r} \right) - 1559.72 \right]}{24.035 - \ln \left(\frac{e^{(\ln(611,2) + \frac{17,62 \cdot t_a}{243,12 + t_a}) \cdot 100}}{h_r} \right)} \quad (2.16)$$

де h_r (%) – це відносна вологість;

t_a (°C) це – температура навколишнього середовища.

Еквівалентна абсолютна температура неба t_s :

$$t_s = t_a \cdot \left(0,8 + \frac{t_{pr}}{250} \right)^{0.25} \quad (2.17)$$

де t_a (°C) – температура навколишнього середовища.

Абсолютно чорне тіло - це поверхня, що випромінює максимальну кількість енергії при заданій температурі. Коефіцієнт для теплового випромінювання абсолютно чорного тіла дорівнює одиниці.

$$s_f = s_p = \left[0,711 + 0,56 \cdot \frac{t_{pr}}{100} + 0,73 \cdot \left(\frac{t_{pr}}{100} \right)^2 \right] + 0,013 \cdot \cos \left(2\pi \cdot \frac{h}{24} \right) + 1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (p_a - 1000). \quad (2.18)$$

де s_f (Вт/м²·°C) – коеф. теплового випромінювання в небо від переднього боку сонячного фотоелектричного модуля, який знаходиться в складі гібридної системи;

s_p (Вт/м²·°C) – коеф. теплового випромінювання в небо від заднього боку сонячного фотоелектричного модуля, який знаходиться в складі гібридної системи;

h – години дня;

p_a – атмосферний тиск, Бар; t_{pr} – температура точки роси, °C.

Коефіцієнти (Вт/м²·°C.) теплового випромінювання на землю дорівнюватиме

$$w_f = \left(\frac{6.67 \cdot 10^{-8} \cdot \left(\frac{1-\cos(\beta)}{2} \right) \cdot e_f}{\frac{1-\cos(\beta)}{2} \cdot (1 - e_f) + e_f} \right) \cdot (t_f^4 - t_g^4) \cdot (t_f - t_g); \quad (2.19)$$

$$w_p = \left(\frac{6.67 \cdot 10^{-8} \cdot \left(\frac{1-\cos(\beta)}{2} \right) \cdot e_p}{\frac{1-\cos(\beta)}{2} \cdot (1 - e_f) + e_p} \right) \cdot (t_p^4 - t_g^4) \cdot (t_p - t_g), \quad (2.20)$$

де w_f (Вт/м²·°C) – коефіцієнти теплового випромінювання на землю від переднього боку сонячного фотоелектричного модуля, який знаходиться у складі гібридної системи;

w_p (Вт/м²·°C) – коефіцієнти теплового випромінювання на землю від зворотнього боку сонячного фотоелектричного модуля;

h – години дня;

t_g – еквівалентні абсолютні температури ґрунту, °C.

Температура сонячного фотоелектричного модуля, який знаходиться у складі гібридної системи °C дорівнюватиме

$$t_c = \left[\frac{q_t + \left(\frac{w_f}{a_f} + \frac{w_p}{a_p} \right) \cdot (t_g - t_a) + \left(\frac{s_f}{a_f} + \frac{s_p}{a_p} \right) \cdot (t_s - t_a)}{\left(\frac{h_f}{a_f} + \frac{h_p}{a_p} \right)} \right] - t_a. \quad (2.21)$$

Абсолютні температури передньої поверхні панелі, °C

$$t_f = \left[\frac{(t_c - t_a) + r_f \cdot w_f \cdot (t_g - t_a) + r_f \cdot s_f \cdot (t_s - t_a)}{a_f} \right] - t_a; \quad (2.22)$$

Абсолютні температури задньої поверхні панелі, °C

$$t_p = \left[\frac{(t_c - t_a) + r_p \cdot w_p \cdot (t_g - t_a) + r_p \cdot s_p \cdot (t_s - t_a)}{a_p} \right] - t_a; \quad (2.23)$$

Температура сонячної фотогальванічної комірки T_c визначається:

$$T_c = T_a + \frac{G_i}{G_{NOCT}} \cdot (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}); \quad (2.24)$$

де G_i – падаюче випромінювання в площині панелі;

T_a – температура навколишнього середовища, °C;

T_{NOCT} – номінальна температура роботи сонячної фотогальванічної комірки при падаючому випромінюванні $G_{NOCT} = 800 \text{ Вт/м}^2$, при $T_a = 20 \text{ °C}$, швидкість вітру 1 м/с.

Номінальна робоча температура сонячної фотогальванічної комірки залежить від технології, за якою вона побудована, надається виробником сонячного, в звичайних умовах вона близька до 45 °C.

2.3 Математична модель трифазного інвертора у складі гібридної системи

На рис. 2.3.1 представлена принципова електрична схема трифазного інвертора. Трифазний інвертор, виконаний на основі IGBT-модулів по трифазній схемі міст, пропорційно-інтегральних регуляторів по струму та напрузі. Важливим компонентом ФЕС є перетворювач, він може змінювати значення напруги в межах від 200 до 700 В. Час відкриття та закриття модулів складає всього кілька мс, це дозволяє ефективно використовувати принцип модуляції широтно-імпульсного типу для отримання синусоїдальних напруг на виході інвертора.

Генератор PWM відповідає за передачу сигналу перемикання до напівпровідникових пристроїв живлення. Ступінь живлення складається з напівпровідникових перемикачів.

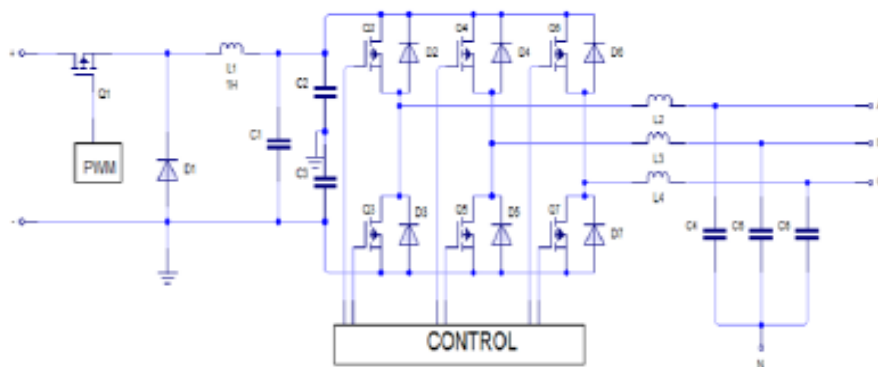


Рис. 2.3.1 – Типова принципова електрична схема трифазного інвертора

Рівняння, які описують математичну модель роботи перетворювача потужності BOOST:

$$\frac{L di}{dt} = V_i - (1 - D) \cdot V_c; \quad (2.24)$$

$$\frac{C dv}{dt} = (1 - D) \cdot I_L - \frac{V_c}{R}; \quad (2.25)$$

$$V_0 = \frac{V_i}{1-D}. \quad (2.26)$$

Вхідний конденсатор працює в якості джерела напруги, а індуктивність працює як джерело струму. Ця схема вирішується шляхом застосування відомих законів Кірхгофа з урахуванням падіння напруги у кожному з елементів або струму, який протікає через нього, так ми отримуємо потрібні для розрахунку рівняння.

Для ділянки змінного струму відповідно матимемо

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} &= L \frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} I_a - I_b \\ I_b - I_c \\ I_c - I_a \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_a - V_b \\ V_b - V_c \\ V_c - V_a \end{bmatrix} = L \frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} I_{ab} \\ I_{bc} \\ I_{ca} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} \\ \frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} I_{ab} \\ I_{bc} \\ I_{ca} \end{bmatrix} &= \frac{1}{3L} \cdot \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} - \frac{1}{3L} \cdot \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.27)$$

Для ділянки постійного струму відповідно матимемо

$$i_{dc} = C \frac{dv}{dt} + \frac{v_{dc}}{R}; \text{ то } \frac{v_{dc}}{R} = \frac{1}{C} \cdot i_{dc} - \frac{v_{dc}}{RC} \quad (2.28)$$

2.4 Побудова цифрової моделі гібридної локальної енергосистеми із сонячною електростанцією

Сонячна фотогальванічна електроустановка, яка знаходиться у складі гібридної системи складається з декількох лінцюгів або паралельних пристроїв. Кожен ланцюг складається з модулів з'єднаних послідовно.

За допомогою програми DIgSILENT PowerFactory15.1 описана модель сонячного фотоелектричного генератора, який знаходиться у складі гібридної системи, з потужністю 0,5 МВА, вона включає моделі сонячної панелі та інші ланки постійного струму, окрім статичного генератора, який підключений з боку змінного струму шини НН з напругою 0,4 кВ.

Генератор підключений через підвищуючий трансформатор до мережі. Крім того, ця модель містить схему внутрішнього контролю для активної та реактивної потужності наявного фотоелектричного генератора.

Цифрова модель сонячної фотоелектричної установки потужністю 500 кВА на номінальну напругу 0,4 кВ (рис.2.4.1).

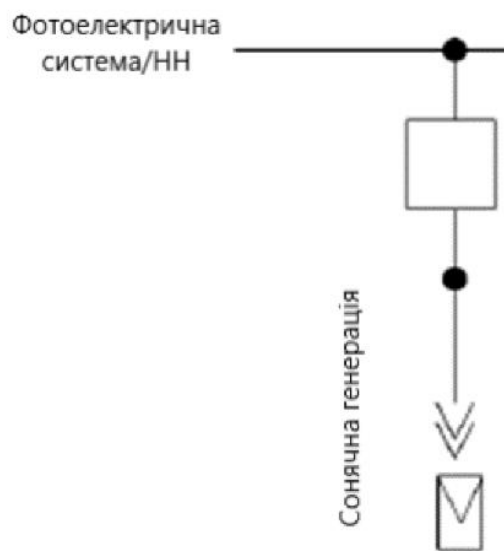


Рис. 2.4.1 – Цифрова модель сонячної фотоелектричної установки потужністю 500 кВА на номінальну напругу 0,4 кВ

Принцип роботи цифрової моделі сонячної фотоелектричної установки, яка знаходиться у складі гібридної системи наступний. Межі по зміні реактивної потужності інвертора визначені кривою потужності, показаної рис. 2.4.2.

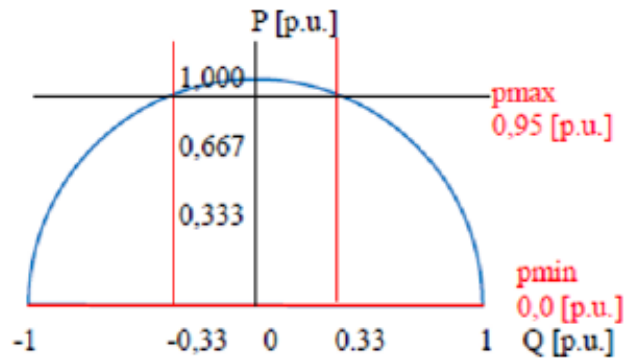


Рис. 2.4.2 – Діаграма потужності сонячної фотоелектричної установки, яка знаходиться у складі гібридної системи

Вісь абсцис дає значення для реактивної потужності, а вісь ординат для активної потужності у відносних одиницях. Синя лінія відображає обмеження активної потужності інвертора. Введена потужність, обмежена номінальним струмом інвертора, означає неможливість одномоментної роботи на максимумі активної та реактивної потужності.

На рис. 2.3.4 показані межі видачі потужності сонячного фотогальванічного генератора.

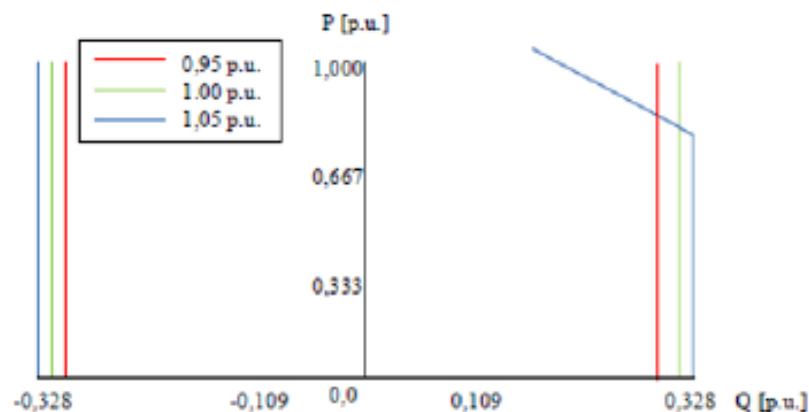


Рис. 2.4.4 – Обмеження видачі потужності сонячної фотоелектричної установки, яка знаходиться у складі гібридної системи

Чорна лінія показує межі введення активної потужності, що обмежені коефіцієнтом потужності. Червона лінія відповідає межах подачі реактивної потужності, які задаються трьома рівнями напруги та визначаються виробником.

Загальну модель сонячної фотоелектричної системи, яка знаходиться у складі

гібридної системи побудовано з використанням моделювання DSL DigSILENT, та її структуру можна побачити на рис. 2.4.5.

Вона складається з певних блоків, всередині яких знаходяться коди, вони моделюють поведінку різних частин установки, яка знаходиться у складі гібридної системи.

Блоки цифрової моделі, такі:

Блок сонячного випромінювання: змінна відповідає зміні освітленості в секунду, яка інтегрується за вибраний період часу. Зміна сонячного випромінювання визначається так:

$$E = \int_{t_i}^{t_f} dEdt \quad (2.29)$$

Frame PV System:

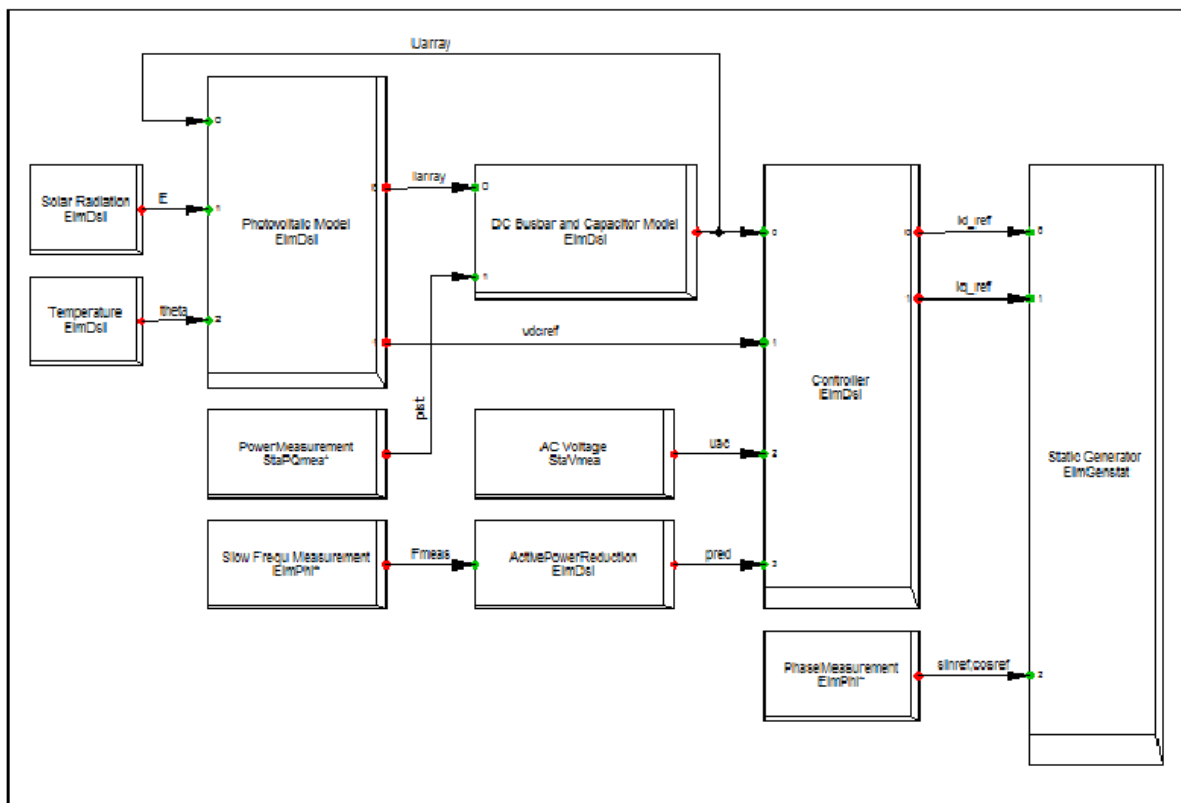


Рис. 2.4.5 – Загальний вигляд цифрової моделі для сонячної фотоелектричної установки, яка знаходиться у складі гібридної системи

Блок температури: змінна відповідає зміні температури в секунду, що надходить до інтегратора для отримання результату температури. Зміна температури визначається так

$$T = \int_{t_i}^{t_f} dT dt \quad (2.30)$$

Фотоелектрична модель: синій колір, відповідає модулю одиночної сонячної панелі, на якій вхідні сигнали (тета) відповідають робочій температурі, освітленості (E) та напрузі на шині ПС, тобто U_{dc} . Вихід проходить через фільтр низьких частот для ослаблення високо частотних сигналів у разі аномальної роботи, тому в нормальних умовах він вимикається.

Відфільтрована напруга поділена на кількість модулів, що послідовно з'єднані, для того щоб отримати напругу на модуль. Сигнали виходу розраховуються за послідовно-паралельним з'єднанням відповідних модулів, і відповідає струму та напрузі в точці макс. потужності MPP (рис. 2.4.6).

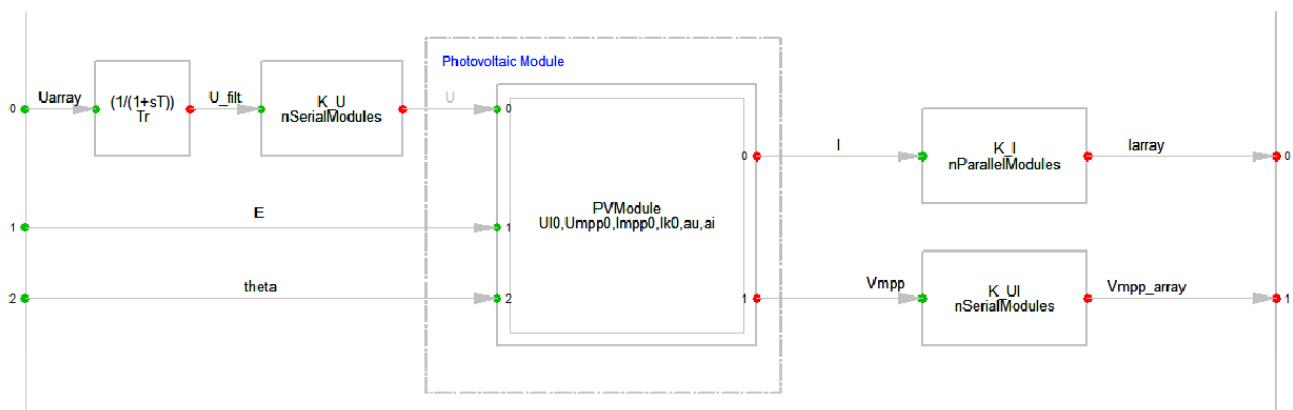


Рис. 2.4.6 – Змінні входу виходу сонячного фотоелектричного модуля, який знаходиться у складі гібридної системи

Змінні випромінювання та температури допомагають для внесення поправок в характеристичну криву панелі, яка на початку будується з характерними значеннями стандартних умов досліджень STC.

Використовується вихідне значення для вимірювання активної потужності p_{ist} , воно використовується в якості вхідного сигналу для шини постійного струму та блоку конденсаторів.

Вимірювання повільної швидкості: це значення є значенням частоти, незалежно від миттєвих збурень, за потрібний період часу. З цієї причини частота називається повільною, це відобрає повільну динамічну функцію.

Внутрішня скруктура шини постійного струму та конденсатора відображена на рис. 2.3.7.

Вхідні сигнали еквівалентні струму масиву, який походить від сонячної фотогальванічної моделі, яка знаходиться у складі гібридної системи, і потужності, вимірюваної на сполучній шині (потужність, видана генератором). U_{dc} - вихідний сигнал, що відповідає постійній напрузі.

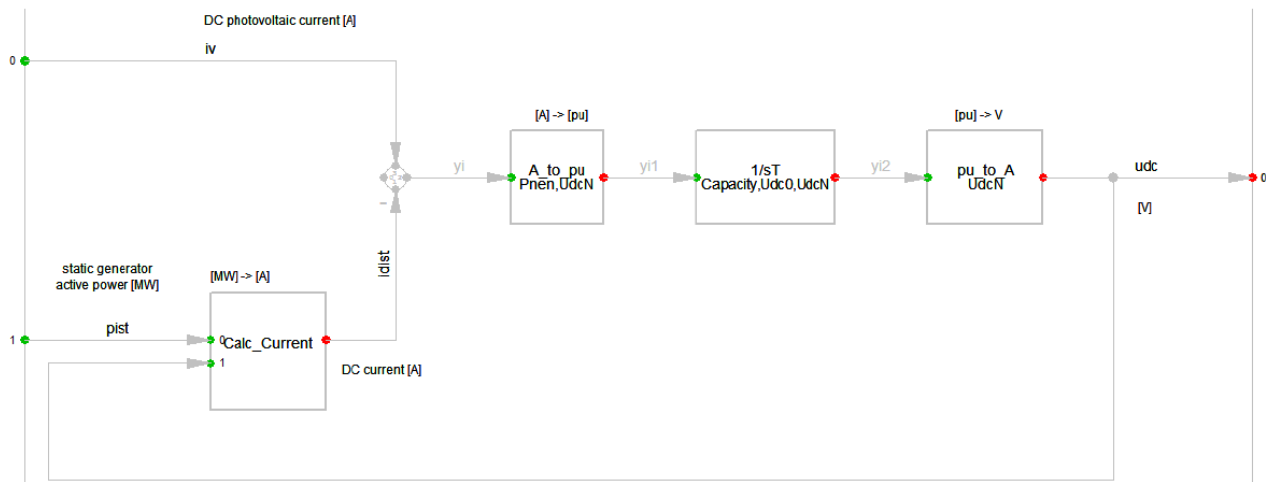


Рис.2.4.7 – Цифрова модель шини постійного струму та конденсатора

Вхідні сигнали відповідають струму масиву, він походить від сонячної фотогальванічної моделі, яка знаходиться у складі гібридної системи, і потужності, вимірюваної на шині сполучення (потужність, що видана генератором). Вихідний сигнал, позначається U_{dc} , він відповідає постійній напрузі, яка є вхідним сигналом сонячного фотоелектричного модуля та контролера.

Блок зниження активної потужності означає вхідну частоту в точці вимірювання, а його вихід відповідає сигналу куревання, він змінює уставку по потужності сонячної фотогальванічної установки, яка знаходиться у складі гібридної системи, щоб зменшити вихідну потужність порівняючи з випадками коли частота піднімається вище потрібних значень.

Блок вимірювача фази моделює пристрій виміру частоти та фази напруги системи в місці підключення. Фазометр являє собою структуру із зворотним зв'язком, що включає внутрішній генератор, то в свою чергу синхронізується шляхом відстеження фази потрібного сигналу.

Вихідні сигнали фазометра відповідні до фаз напруги, яким в свою чергу відповідають змінні статичного генератора.

Контурний фільтр: відповідає фільтру низьких частот, фільтр знищує високочастотні компоненти від змінного струму.

Генератор, що керований напругою: дає сигнал змінного струму, з частотою зміни порівняно із заданою і залежно від значення вхідного сигналу, це значення відповідає фільтрованому напрузі.

Фазовий детектор дає сигнал, який пропорційний різниці фаз між v та v' .

Модель контролера можна побачити рис.2.4.8 Він включає 6 вхідних сигналів та два сигнали виходу. У данному блоці виконується завдання для отримання значень, які були отримані з інших блоків, та струмів id_{ref} та iq_{ref} .

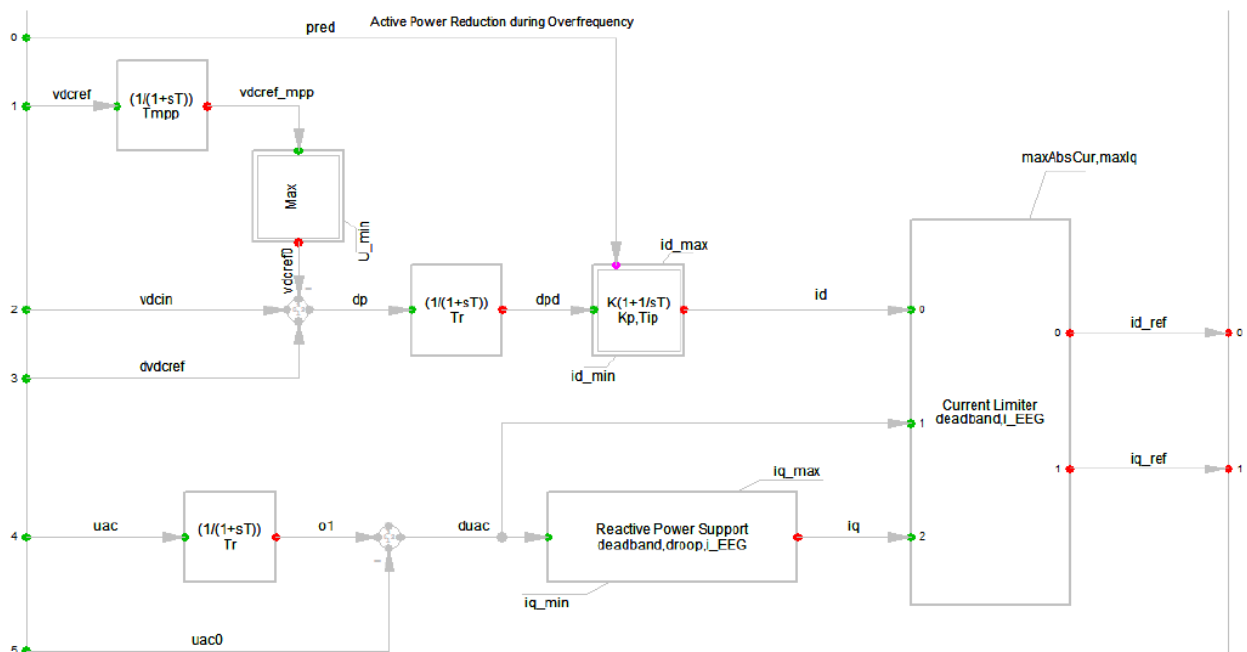


Рис.2.4.8 – Цифрова модель контролера

Під гібридною локальною енергосистемою будемо вважати енергосистеми регіонального рівня, що містять групи споживачів та додаткові джерела ВДЕ на базі ВЕС та СЕС. Гібридна локальна енергосистема може працювати окремо або підключеною до загальної енергосистеми.

На рис.2.4.9 представлено цифрову модель гібридної локальної ЕЕС із СЕС. Зв'язки між вузлами виконані за допомогою ПЛ, марка проводу 2хАС-240/32,

номінальна напруга в мережі - 110 кВ. Джерелами генерації є ТЕС, з трьома енергоблоками потужністю 200 МВт кожен, зовнішня енергосистема ОЕС є вузлом балансу, та СЕС потужністю 15 МВт, яка видає передає потужність через вузол 1.

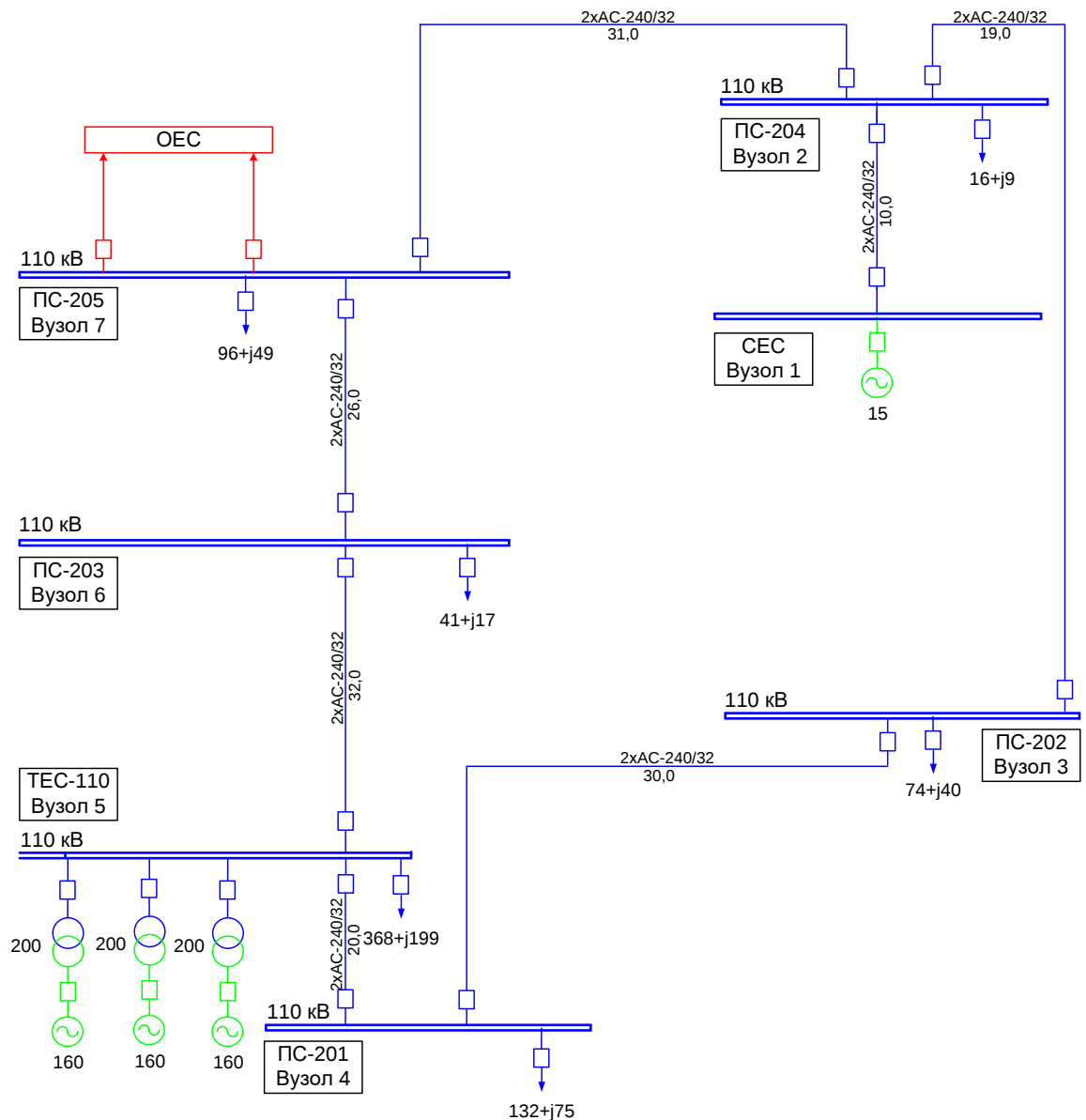


Рис.2.4.9 – Розрахункова схема гібридної локальної енергосистеми із сонячною електростанцією

Цифрова розрахункова модель гібридної ЕЕС формується спираючись на параметри вузлів і гілок, які входять у схему заміщення досліджуваної гібридної локальної ЕЕС, що зведені в табл. 2.4.1 та 2.4.2.

Розрахункова схема локальної енергосистеми із СЕС зображена на рис.2.4.8.

Таблиця 2.4.1 - Вихідні дані вузлів схеми

№ вузла	Найменування вузла	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВт	P _{ген} , МВт	K _{ген} , МВар
1	СЕС	110	---	----	16	----
2	ПС204	110	18	10	---	---
3	ПС202	110	76	42	---	---
4	ПС201	110	134	76	---	---
5	ТЕС	110	370	200	490	290
6	ПС203	110	40	18	---	---
7	ПС205	110	95	50	---	---

Таблиця 2.4.2 - Вихідні дані гілок схеми

№ початку	№ кінця	Назва початку	Назва кінця	Найменування	L, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	K _т	I _{ав} , кА
1	2	СЕС	ПС204	2хАС-240/32	12	1,2	4	29,5	-	0,61
2	3	ПС204	ПС202	2хАС-240/32	20	2,3	7,8	54,1	-	0,61
3	4	ПС202	ПС201	2хАС-240/32	32	3,6	14	85,4	-	0,61
4	5	ПС201	ТЕС110	2хАС-240/32	22	2,4	10	57,3	-	0,61
5	6	ТЕС110	ПС203	2хАС-240/32	30	3,9	123	91,1	-	0,61
6	7	ПС203	ПС205	2хАС-240/32	28	3,1	10,6	74,2	-	0,61
5	5-1	ТЕС110	Бл1ТЕС	ТДЦ-200000/110/15,8		0,043	6,96	-	7,28	-
5	5-2	ТЕС110	Бл2ТЕС	ТДЦ-200000/110/15,8		0,043	6,96	-	7,28	-
5	5-3	ТЕС110	Бл3ТЕС	ТДЦ-200000/110/15,8		0,043	6,96	-	7,28	-

Висновки по розділу 2

На основі дослідження відомих математичних моделей складових сонячної електростанції у складі гібридної енергосистеми, були обрані ті, що дозволяють оцінити функціональні та технічні можливості цих елементів.

Представлено структуру цифрової моделі сонячної електростанції в програмному середовищі Matlab/Simulink. Показано зміни робочої температури сонячного фотоелектричного модуля при реальних кліматичних умовах.

Представлена цифрова модель фотоелектричного генератора з потужністю 0,5 МВА, який знаходиться у складі гібридної системи, він включає моделі сонячної панелі та складові ланки постійного струму, окрім статичного генератора, який підключається до сторони змінного струму шини НН 0,4 кВ. Також, ця модель включає схему для внутрішнього контролю активної та реактивної потужності в фотоелектричному генераторі.

Була побудована цифрова модель гібридної локальної енергосистеми із сонячною електростанцією для моделювання і оцінки впливу СЕС на режим роботи гібридної локальної енергосистеми.

3 МОДЕЛЮВАННЯ І ОЦІНКА ВПЛИВУ СЕС НА РЕЖИМ РОБОТИ ГІБРИДНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

3.1. Оцінка надійності електропостачання при плануванні гібридної локальної енергосистеми

При плануванні гібридної локальної енергосистеми надійність електропостачання є ключовим аспектом. Оцінка надійності враховує різні аспекти, включаючи надійність компонентів системи, стабільність джерел енергії, можливість переключення між джерелами та інші технічні параметри. Забезпечення стабільності та надійності системи вимагає компетентного планування, ефективного управління енергією та використання надійних технологій. Такий підхід сприяє оптимальному функціонуванню гібридної системи та забезпечує неперервність електропостачання для споживачів.

Однією з ключових функцій системи є послідовне задоволення енергопотреб за мінімальних витрат та прийнятному рівні надійності, враховуючи екологічні вимоги. Важливо забезпечити максимальну ефективність майбутніх потреб у електроенергії, інтегруючи екологічно чисті енергетичні ресурси та забезпечуючи належні резерви для зростаючого попиту. Крім того, необхідно ретельно аналізувати надійність гібридної локальної енергосистеми, щоб мінімізувати можливі відключення споживачів. Розробка моделей надійності енергопостачання є важливою для успішного планування та експлуатації енергосистем.

Оцінка надійності енергосистеми відіграє ключову роль у забезпеченні сталого функціонування електроенергетичних систем. Зокрема, така оцінка зосереджується на адекватності та безпеці системи. Адекватність визначається здатністю системи ефективно вирішувати загальний попит на електроенергію. Забезпечення безпеки системи полягає у вмінні енергосистеми ефективно реагувати на можливі перешкоди та підтримувати стійкий баланс потужності. Усі ці аспекти важливі для створення ефективної та надійної гібридної локальної енергосистеми.

Сучасний енергетичний ландшафт визначається зростанням ролі малогабаритної енергетики, яка включає різноманітні технології, такі як

фотоелектричні та вітрові установки, приливні системи та інші джерела відновлюваної енергії. Ця тенденція сприяє створенню розподіленого енергетичного ландшафту, де розташовані установки малої потужності інтегруються в розподільчу мережу.

Враховуючи потужний вплив розподіленої енергетики на розподільчі системи, важливо дослідити та визначити технічні аспекти її підключення. Дані технології можуть зменшити викиди копалин, відстрочити капітальні витрати, зменшити витрати на технічне обслуговування та покращити напругу на розподільчому фідері.

Однак суттєве впровадження розподіленої енергетики викликає важливі технічні виклики. Системи, спроектовані без урахування цих технологій, можуть стикатися з проблемами якості електроенергії, зниженням ефективності та погіршенням надійності. Необхідно провести дослідження, щоб визначити вплив підключення розподіленої генерації з урахуванням різноманітних параметрів, таких як розташування, технології, моделювання та рівень проникнення. Застосування належних технічних рішень та функцій захисту є ключовим для забезпечення стійкості та ефективності розподільних систем.

У контексті сучасних трансформацій у сфері електроенергетики, наростаючого використання відновлюваних джерел енергії та розвитку розподіленої генерації, розподілені енергетичні системи стають важливим компонентом структури енергетичного ландшафту. Висока варіабельність та залежність від погодних умов роблять розподілені джерела енергії ефективними, але водночас створюють технічні виклики для забезпечення стабільності та якості енергопостачання.

Зростання популярності розподіленої енергетики супроводжується необхідністю вивчення її впливу на розподільчі системи, зокрема врахування їх адекватності та безпеки. Проведення подальших наукових досліджень щодо оптимального інтегрування цих технологій у вже існуючі системи буде ключовим для ефективного впровадження розподіленої генерації.

При врахуванні різноманітних джерел виробництва електроенергії, важливо зосередитися на розробці та вдосконаленні системи розподілу та захисту для оптимальної інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Контроль напруги та

забезпечення надійного захисту через автоматичні вимикачі, роз'єднувачі та інші пристрої стають ключовими аспектами управління мережею.

У зв'язку з розширенням інтеграції ВДЕ, системи розподілу повинні пристосовуватися до великого обсягу різномірних технологій генерації, що ставить перед ними завдання забезпечення стабільності та безпеки функціонування в умовах високого рівня динамічності. Враховуючи різноманіття технологій, таких як сонячна та вітрова енергія, мала гідроенергетика, тощо, важливо аналізувати їх взаємодію та вплив на систему.

З урахуванням тенденції зростання ВДЕ та розподіленої генерації, важливо проводити дослідження, спрямовані на вивчення та оптимізацію ефективності систем розподілу. Інтеграція джерел ВДЕ в гібридні локальні енергосистеми може призвести до позитивних зрушень, забезпечуючи більшу надійність, зниження втрат та покращення якості обслуговування в електроенергетичних мережах.

З огляду на збільшення обсягу виробництва електроенергії шляхом застосування різноманітних джерел ВДЕ, таких як фотоелектричні та вітрові установки, а також інші технології, гібридні локальні енергосистеми стають ключовим елементом сучасної енергетичної інфраструктури. Підвищення проникнення відновлюваних джерел в електромережі вимагає не лише ретельного аналізу їхньої ефективності, але й адаптації існуючих систем розподілу електроенергії.

Зростання кількості технологій, таких як сонячна та вітрова генерація, акумулювання енергії та інші ВДЕ-рішення, покладає великі виклики перед інфраструктурою розподілу. Оптимізація систем розподілу та захисту стає важливою задачею для забезпечення стабільності та надійності в роботі мережі при високому рівні інтеграції ВДЕ.

Крім того, слід акцентувати увагу на розвитку сучасних технологій контролю за напругою та систем захисту, які мають враховувати динамічні зміни виробництва електроенергії з різних джерел. Враховуючи цей контекст, інтеграція ВДЕ в гібридні локальні енергосистеми відкриває нові можливості для підвищення стійкості систем розподілу та зменшення впливу на довкілля.

Для аналізу режимів гібридної локальної енергосистеми із сонячними електростанціями необхідно вирішити наступні завдання:

- перевірити надійність електропостачання гібридної локальної енергосистеми в нормальних та післяаварійних режимах через співставлення параметрів електричного режиму допустимим значенням;
- провести моделювання аперіодичної статичної стійкості для гібридної локальної енергосистеми через перевірку відповідності отриманих коефіцієнтів запасу статичної стійкості по активній потужності значенням нормальної роботи.

3.2 Аналіз усталених режимів гібридної локальної енергосистеми із сонячною електростанцією

Аналіз сталих режимів роботи електричної мережі з сонячною електростанцією включає в себе детальне визначення величини напруги у вузлах мережі та струмів або потоків потужності для ліній електричної мережі. Метою є порівняння цих значень з допустимими нормами та визначення впливу сонячної генерації на режими роботи системи.

У якості сталих режимів роботи розглядаються сценарії, що відповідають характерним точкам добових і сезонних графіків генерації та споживання електроенергії. Це включає режим зимового максимуму навантаження, коли споживання досягає пікових значень, режим літнього мінімуму навантаження, коли споживання є найменшим, а також різні післяаварійні сценарії для максимальних і мінімальних навантажень.

Даний аналіз дозволить визначити ефективність та стабільність роботи електричної мережі під впливом сонячної електростанції, а також забезпечить необхідну інформацію для прийняття рішень щодо оптимізації та удосконалення роботи системи.

Розрахунок усталених режимів для гібридної локальної енергосистеми виконувався із використанням програми.

В досліджуваній гібридній локальній енергосистемі для моделювання та аналізу аперіодичної статичної стійкості було визначено переріз – сукупність

обладнання ЛЕП 110 кВ «2-7» та ЛЕП 110 кВ «5-6», це обладнання яке безпосередньо сполучає 2 частини системи (передачі і прийому), що показано на рис. 3.2.1.

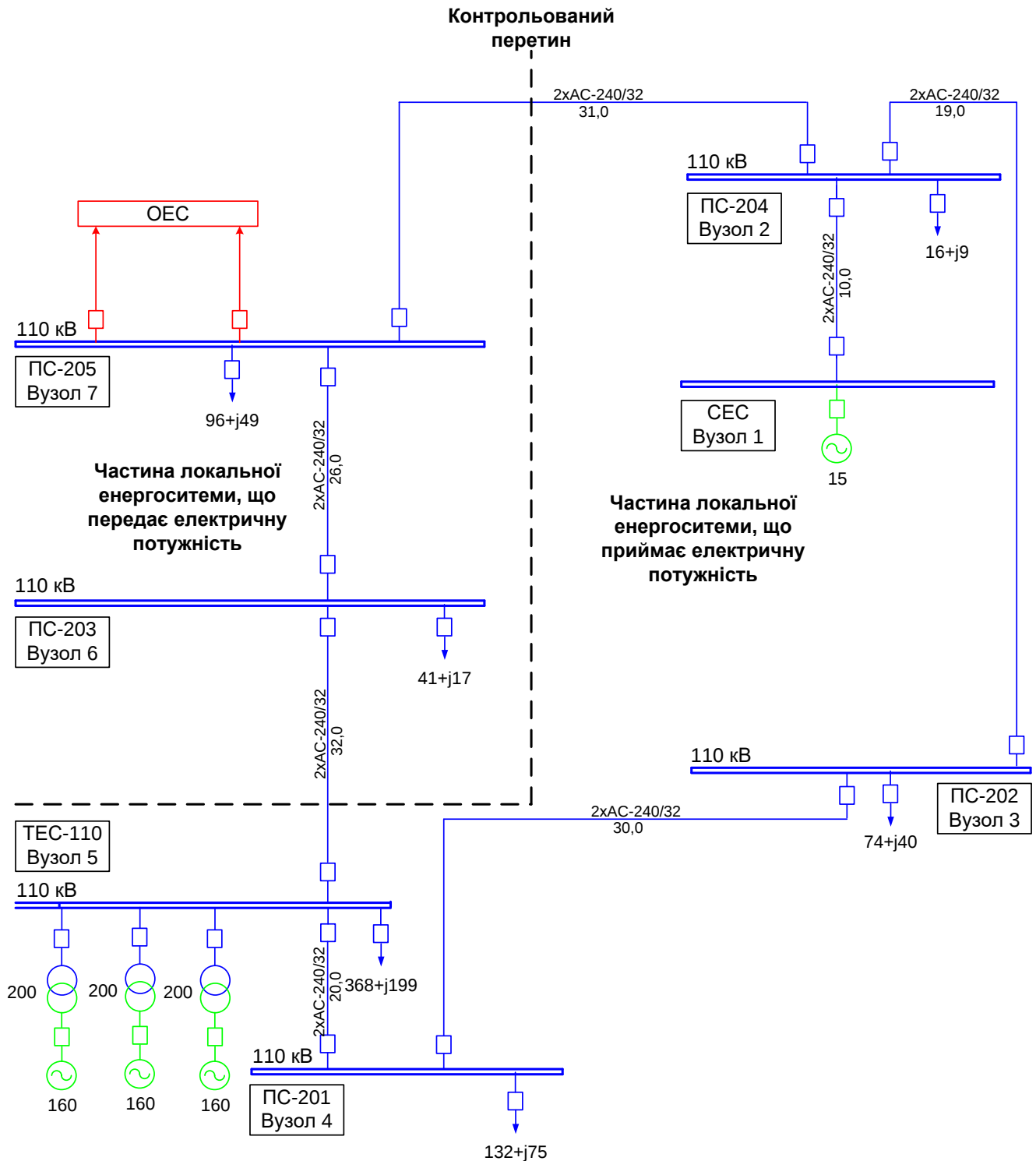


Рис.3.2.1 – Вибраний контрольований перетин в досліджуваній гібридній локальній енергосистемі

Результати моделювання поточкорозподілу в гібридній локальній енергосистемі в режимі максимальних навантажень (таблиця 3.2.1), мінімальних навантажень (таблиця 3.2.2), в нормальних умовах (таблиця 3.2.3) та для післяаварійних режимів (таблиця 3.2.4).

Таблиця 3.2.1 – Результати моделювання поточкорозподілу в гібридній локальній енергосистемі в режимі максимальних навантажень

Номер лінії	Нарям лінії	Без СЕС		Після підключення СЕС	
		Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії	Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії
1	5-4	129+j25,7	127,3+j25,7	113,3+ j14	113,3+ j14
2	3-4	5,2+j56,1	4,7+j56,1	20,8+ j67,8	20+ j67,8
3	2-3	80,9+j102	79,2+j102	96,9+ j113,7	94,8+ j113,7
4	7-2	100,3+j111,9	96,9+j111,9	34,2+ j65,4	33,4+ j65,4
5	7-6	62,5+j129,2	59,8+j129,2	45,7+ j117,5	43,7+ j117,5
6	6-5	18+j103,8	17+j103,8	2,7+ j92,1	1,3+ j92,1
7	1-2	-	-	80+ j58,2	79,5+ j58,2

Таблиця 3.2.2 – Результати моделювання поточкорозподілу в гібридній локальній енергосистемі в режимі мінімальних навантажень

Номер лінії	Нарям лінії	Без СЕС		Після підключення СЕС	
		Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії	Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії
1	5-4	50,1-j2,5	49,8-j2,5	36,9- j12,5	36,7- j12,5
2	3-4	29,9+j51,6	29,4+j51,6	43,3+ j61,5	42,5+ j61,5
3	2-3	75,5+j79,1	74,3+j79,1	89,2+ j89,1	87,7+ j89,1
4	7-2	87,4+j85,1	85,1+j85,1	19,6+ j36,8	19,3+ j36,8
5	7-6	58,6+j74,6	56,2+j74,6	44,3+ j64,6	42,7+ j64,6
6	6-5	31,6+j59,3	30,9+j59,3	18,1+ j49,4	17,7+ j49,4
7	1-2	-	-	80+ j58,2	79,5+ j58,2

Таблиця 3.2.3 – Результати моделювання відповідних рівнів напруги в нормальних режимах роботи гібридної локальної енергосистеми

Номер вузла	1	2	3	4	5	6	7
При максимальних навантаженнях							
Без СЕС	-	108,3	107,4	107,4	108,3	109,1	110
3 СЕС	109,9	109,4	108,1	108,1	109,3	109,4	110
При мінімальних навантаженнях							
Без СЕС	-	108,5	107,7	107,2	107,8	108,4	110
3 СЕС	110,1	109,7	108,7	108	108,4	108,8	110

Таблиця 3.2.4 – Результати моделювання потокорозподілу в гібридній локальній енергосистемі для післяаварійних режимів в режимі максимальних навантажень

Номер лінії	Нарям лінії	Без СЕС		Після підключення СЕС	
		Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії	Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії
Режим А1 (ушкодження ПЛ 6)					
1	5-4	126,1+j8,4	124,4+j8,4	113,3-j1,4	111,8-j1,4
2	3-4	8,4+j73,5	7,6+j73,5	21,3+j83,2	20,2+j83,2
3	2-3	84,5+j119,3	82,4+j119,3	97,8+j129,1	95,3+j129,1
4	7-2	104,8+j129,2	105,5+j124,9	34,5+j80,4	34,4+j80,4
5	7-6	60,5+j112,2	57,8+j111,2	45,7+j102,5	43,8+j102,5
6	6-5	16,6+j86,8	14+j86,8	2,9+j76,1	1,2+j76,5
7	1-2	-	-	80++j58,2	79,5+j58,2
Режим А2 (ушкодження ПЛ 1)					
1	5-4	145,1+j44,4	142,4+j44,4	118,3+j24,4	117,2+j24,4
2	3-4	10,4-j37,5	10,6-j37,5	15,3+j57,2	14,8+j57,2
3	2-3	65,5+j83,3	63,4+j83,3	91,8+j102,1	89,3+j102,9
4	7-2	85,8+j93,2	80,5+j83,9	28,5+j54,4	23,4+j54,4
5	7-6	80,5+j147,2	76,8+j147,2	51,7+j128,5	49,8+j128,5
6	6-5	35,6+j122,8	33+j122,8	8,9+j102,1	6,2+j102,5
7	1-2	-	-	80+j58,2	79,5+j58,2
Режим А3 (ушкодження ПЛ 1)					
1	5-4	115,1+j23,4	112,4+j24,4	111,3+j12,4	99,2+j12,4
2	3-4	20,4+j58,5	19,6+j58,5	33,3+j69,2	34,8+j68,2
3	2-3	95,5+j104,3	94+j104,3	110,8+j114,1	109,3+j112,9
4	7-2	116,8+j114,2	111,5+j114,9	47,5+j66,4	46,4+j65,4
5	7-6	48,5+j126,2	46,8+j126,2	33,7+j116,5	32,8+j115,5
6	6-5	5,6+j101,8	3,3+j101,8	10,9+j90,1	9,2-j102,5
7	1-2	-	-	80+j58,2	79,5+j58,2
Режим А4 (ушкодження ПЛ 5)					
1	5-4	120,1+j7,4	119,4+j7,4	107,3-j2,4	106,2-j2,4
2	3-4	13,4+j74,5	12,6+j74,5	27,3+j84,2	25,8+j84,2
3	2-3	90,5+j120,3	87,7+j120,3	103,8+j130,1	101,3+j122,9
4	7-2	110,8+j130,2	105,5+j130,9	41,5+j82,4	40,4+j83,4
5	7-6	54,5+j111,2	50,8+j111,2	40,7+j101,5	37,8+j100,5
6	6-5	9,6+j85,6	8,3+j85,8	-3,9+j75,1	-4,2-j73,5
7	1-2	-	-	80+j58,2	79,5+j58,2

Наведено результати моделювання напруги в гібридній локальній енергосистемі для післяаварійних режимів в режимі максимальних навантажень (таблиця 3.2.5), результати моделювання потокорозподілу в гібридній локальній енергосистемі для післяаварійних режимів в режимі мінімальних навантажень (таблиця 3.2.6) та результати моделювання напруги в гібридній локальній

енергосистемі для післяаварійних режимів в режимі мінімальних навантажень (таблиця 3.2.7).

Таблиця 3.2.5 – Результати моделювання напруги в гібридній локальній енергосистемі для післяаварійних режимів в режимі максимальних навантажень

Номер вузла	1	2	3	4	5	6	7
Режим А1 (ушкодження ПЛ 6)							
Без СЕС	-	108,3	107,4	107,4	108,3	109,1	110
3 СЕС	109,8	109,4	108,1	108,1	109,3	109,4	110
Режим А2 (ушкодження ПЛ 4)							
Без СЕС	-	107,5	106,7	106,6	108,3	108,9	110
3 СЕС	109,4	109,7	109,1	108	109,2	109,4	110
Режим А3 (ушкодження ПЛ 1)							
Без СЕС	-	108,1	107,1	106,5	109,3	109,2	110
3 СЕС	109,6	109,4	108,1	107,1	109,5	109,4	110
Режим А4 (ушкодження ПЛ 5)							
Без СЕС	-	108,2	107,4	107,4	108,3	109,4	110
3 СЕС	109,7	109,3	108,2	107,9	109,2	109,1	110

Таблиця 3.2.6 – Результати моделювання поточкорозподілу в гібридній локальній енергосистемі для післяаварійних режимів в режимі мінімальних навантажень

Номер лінії	Нарям лінії	Без СЕС		Після підключення СЕС	
		Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії	Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії
Режим А1 (ушкодження ПЛ 6)					
1	5-4	53,4-j2,2	52,4-j2,4	39,3-j11,4	39,8-j11,4
2	3-4	27,4+j51,5	27,6+j51,5	40,3+j83,2	39,2+j63,2
3	2-3	73,5+j78,4	71,4+j78,3	84,8+61,1	85,3+j69,1
4	7-2	84,4+j84,4	83,5+j84,9	16,5+j86,4	16,4+j36,4
5	7-6	60,5+j72,2	57,8+j7,2	45,7+j35,5	45,8+j44,5
6	6-5	34,2+j57,8	33+j59,8	21,9+j50,1	10,2+j48,5
7	1-2	-	-	80++j58,2	79,5+j58,2
Режим А2 (ушкодження ПЛ 4)					
1	5-4	71,4+j24,4	72,4+j24,4	54,3+j4,4	45,2+j54,6
2	3-4	8,4-j27,5	8,6-j37,5	35,3+j46,2	33,8+j76,5
3	2-3	53,5+j53,3	63,4+j12,3	71,8+j74,1	78,3+j21,9
4	7-2	64,8+j50,2	62,5+j50,9	18,5+j24,4	8,4+j24,5
5	7-6	80,5+j94,2	76,8+89,2	53,7+j80,5	50,8+j112,2
6	6-5	55,6+j85,8	33,2+j84,8	28,9+j64,1	26,2+j64,5
7	1-2	-	-	80+j58,2	79,5+j58,2
Режим А3 (ушкодження ПЛ 1)					
1	5-4	52,1+j8,4	52,4+j5,2	50,3-j2,4	38,2-j1,4

Продовження таблиці 3.2.6

2	3-4	28,4+j40,5	29,6+j48,5	52,3+j49,2	40,8+j50,2
3	2-3	87,5+j68,3	71,6+j64,3	85,8+j78,1	84,3+j78,9
4	7-2	84,8+j85,2	82,2+j75,9	17,5+j26,4	16,4+j25,4
5	7-6	70,5+j86,2	59,8+j86,2	44,7+j75,5	47,8+j75,5
6	6-5	35,6+j70,8	32,3+j60,8	80,9+j60,1	19,2+j62,5
7	1-2	-	-	80+j58,2	79,5+j58,2
Режим А4 (ушкодження ПЛ 5)					
1	5-4	50,4-j2,4	50,4-j2,4	34,3-j12,4	34,2-j12,4
2	3-4	29,4-j51,5	28,6-j51,5	45,3+j61,2	43,8+j66,5
3	2-3	75,5+j79,3	73,4+j76,3	81,8+j87,1	88,3+j31,9
4	7-2	74,8+j84,2	82,5+j84,9	18,5+j35,4	18,4+j34,5
5	7-6	48,5+j74,2	56,8+j76,2	43,7+j64,5	42,8+j62,2
6	6-5	35,6+j59,8	30,2+j60,8	18,9+j49,1	15,2+j44,5
7	1-2	-	-	80+j58,2	79,5+j58,2

Таблиця 3.2.7 – Результати моделювання напруги в гібридній локальній енергосистемі для післяаварійних режимів в режимі мінімальних навантажень

Номер вузла	1	2	3	4	5	6	7
Режим А1 (ушкодження ПЛ 6)							
Без СЕС	-	108,7	107,7	107,4	107,3	109,1	110
3 СЕС	110,2	109,7	108,8	108,1	108,3	109,4	110
Режим А2 (ушкодження ПЛ 4)							
Без СЕС	-	108,7	107,7	107,2	107,9	108,6	110
3 СЕС	110,1	109,7	108,7	108,2	108,5	109,5	110
Режим А3 (ушкодження ПЛ 1)							
Без СЕС	-	108,6	107,7	107,4	108,3	109,1	110
3 СЕС	110,1	109,7	108,8	108,1	108,9	109,4	110
Режим А4 (ушкодження ПЛ 5)							
Без СЕС	-	108,6	107,7	107,2	107,5	108,5	110
3 СЕС	110,1	109,7	108,8	108,1	108,5	109	110

Дослідження отриманих значень напруги та потоків потужності порівняно з допустимими величинами свідчить про виконання умов по забезпеченню усталеного режиму досліджуваної гібридної енергосистеми. Отримані результати параметрів для усталених режимів гібридної локальної енергосистеми без СЕС та після підключення СЕС показує, що величини потоків потужності в лініях мережі змінюється (частіше знижується після підключення СЕС), величина втрат по напрузі в лініях також знижується, тлму можна зробити висновок, що забезпечення режимів гібридної локальної енергосистеми стає більш кращим.

3.3 Аналіз аперіодичної статичної стійкості гібридної локальної енергосистеми з СЕС

Навантаження в електричних системах розташовані нерівномірно, тому виникає потреба передачі електричної енергії від джерел до вузлів споживання. При цьому зв'язок між вузлами здійснюється по ПЛ, пропускна здатність яких є обмеженою. Це означає необхідність регулювання перетоків потужності по лініях зв'язку з обмеженою пропускною здатністю, та потребує забезпечення достатнього запасу в контрольованих перетинах аперіодичної статичної стійкості.

Треба визначити для забезпечення статичної стійкості ЕЕС:

- коеф. запасу K_p за активною потужністю в перетині;
- коеф. запасу K_U за напругою у вузлах навантаження.

Значення коеф. запасу за активною потужністю в перетині знаходиться так

$$K_p = \frac{P_{пр} - P - \Delta P}{P} \quad (3.1)$$

де $P_{пр}$ - активна потужність, що передається з досліджуваного в гранично допустимому по стійкості режиму;

P – перетік в перетині в досліджуваному режимі, $P > 0$;

ΔP – амплітуда нерегулярних коливань активної потужності по перетину в досліджуваному режимі.

Допускається, що через нерегулярні коливання перетік P буде знаходитися в діапазоні $P \pm \Delta P$.

Знаходяться значення коефіцієнтів запасу по напрузі у вузлах навантаження

$$K_U = \frac{U_i - U_{кр}}{U_i} \quad (3.2)$$

де U_i – напруга у i -тому вузлі електричної мережі в досліджуваному режимі;

$U_{кр}$ – критична напруга в цьому ж вузлі, значення відповідає межі, нижче якої

означатиме порушення статичної стійкості електродвигунів.

Для визначення коеф. запасу статичної стійкості по активній потужності в перетині схеми та за напругою у вузлах навантаження виконуються збільшення перетоку потужності в перетині для обтяження режиму до отримання граничного за стійкістю режиму. При умові обтяження режиму енергосистеми граничним вважається такий, в якому порушується одна з таких умов:

- збіжність ітераційного процесу розрахунку;
- додаткові умови, які стосуються рівнів напруги (умова $U < U_{кр}$ по стійкості вузлів навантаження), умови перевантажень ліній та трансформаторів і т.д. (умова $I < I_{доп}$ за стійкістю перетину);
- критерії по аперіодичній статичній стійкості.

За умовами статичної стійкості складають мінімальні коефіцієнти запасу по активній потужності в перетинах, та мінімальні коефіцієнти запасу по напрузі у відповідних вузлах навантаження, значення яких показано в табл. 3.3.1.

Таблиця 3.3.1 – Мінімальні значення коефіцієнтів запасу статичної стійкості

Перетікання в перетині	K_p	K_u
Нормальний режим	0,2	0,15
Післяаварійний режим	0,09	0,1

Розрахунки стійкості енергетичних систем і перевірка щодо її забезпечення є обов'язковою частиною виконання робіт з перспективного планування, проектування та експлуатації енергетичних систем. Вони повинні виконуватись кожен рік та у разі введення в експлуатацію нових об'єктів енергосистеми і при реконструкції вже існуючих. Для отримання за аперіодичною статичною стійкістю граничного режиму в гібридній локальній енергосистемі без СЕС виконується таке імітаційне моделювання:

- ТЕС розвантажена на 230 МВт;
- видача потужності системи в гібридну локальну енергосистему збільшено на 230 МВт.

Параметри режиму гібридної локальної енергосистеми при обваженні режиму знаходяться шляхом імітаційного моделювання режиму роботи гібридної локальної

енергосистеми за допомогою ліцензійного програмного забезпечення DigSILENT PowerFactory. Результати моделювання представлені в табл. 3.3.2-3.3.3.

Таблиця 3.3.2 – Отримані результати моделювання обтяженого режиму для гібридної локальної енергосистеми без СЕС

Назва вузла	1	2	3	4	5	6	7
Напруга, кВ	106,8	106,8	105	103,5	104	106,9	110
Перетік потужності в перетині, МВт				359,1			
Коефіцієнту запасу статичної стійкості за активною потужністю, в.о.				0,21			

Результати моделювання обтяженого режиму для гібридної локальної енергосистеми без СЕС свідчать, що струм в ЛЕП 110 кВ «6-7» перевищує допустиме значення (лінія була завантажена на 100,1 %), це свідчить про порушення необхідної умови аперіодичної статичної стійкості.

Для досягнення режиму граничного за аперіодичною статичною стійкістю в гібридній локальній енергосистемі за умови наявності видачі потужності СЕС необхідно виконати таке імітаційне моделювання, при умовах:

- ТЕС буде розвантажена на 260 МВт;
- видача потужності системи в досліджувану мережу буде збільшено на 260 МВт.

Таблиця 3.3.3 – Результати моделювання обтяженого режиму при видачі потужності СЕС для гібридної локальної енергосистеми

Назва вузла	1	2	3	4	5	6	7
Напруга, кВ	108,1	107,7	105,6	103,5	103,7	106,8	110
Перетік потужності в перетині, МВт				313,2			
Коефіцієнту запасу статичної стійкості за активною потужністю, в.о.				0,49			

Результати моделювання обтяженого режиму для гібридної локальної енергосистеми при видачі потужності СЕС свідчать, що струм в ЛЕП 110 кВ «6-7» перевищує допустиме значення (лінія була завантажена на 102 %), це свідчить про порушення умови аперіодичної статичної стійкості.

Результати аперіодичної статичної стійкості гібридної локальної

енергосистеми без наявності СЕС та після підключення СЕС в частині прийому свідчить про збільшення запасу статичної стійкості у 1,5 рази.

Зробимо висновок, підключення СЕС до досліджуваної в роботі гібридної локальної енергосистеми має позитивний вплив на її електричні режими. Зменшиться завантаження ЛЕП 110 кВ в усталених режимах роботи, зменшиться втрата напруги у вузлах гібридної локальної енергосистеми, в 1,5 рази збільшиться значення запасу по статичній стійкості за активною потужністю в контрольованому перетині досліджуваної гібридної локальної енергосистеми. Але треба брати в увагу той факт, що підключення СЕС викликає і додаткові витрати на встановлення деяких нових апаратів - силових резонансних фільтрів вищих гармонік або фільтрокомпенсуючих пристроїв, вони забезпечать вимоги щодо показників якості електроенергії в досліджуваній локальній енергосистемі.

Висновки по розділу 3

Навантаження в електричних системах розташовані нерівномірно, тому виникає потреба передачі електричної енергії від джерел до вузлів споживання. При цьому зв'язок між вузлами здійснюється по ПЛ, пропускна здатність яких є обмеженою. Це означає необхідність регулювання перетоків потужності по лініях зв'язку з обмеженою пропускною здатністю, та потребує забезпечення достатнього запасу в контрольованих перетинах аперіодичної статичної стійкості.

Параметри режиму гібридної локальної енергосистеми при обваженні режиму знаходяться шляхом імітаційного моделювання режиму роботи гібридної локальної енергосистеми за допомогою ліцензійного програмного забезпечення DigSILENT PowerFactory.

Результати моделювання обтяженого режиму для гібридної локальної енергосистеми без СЕС свідчать, що струм в ЛЕП 110 кВ «6-7» перевищує допустиме значення (лінія була завантажена на 100,1 %), це свідчить про порушення необхідної умови аперіодичної статичної стійкості.

Результати моделювання обтяженого режиму для гібридної локальної енергосистеми при видачі потужності СЕС свідчать, що струм в ЛЕП 110 кВ «6-7»

перевищує допустиме значення (лінія була завантажена на 102 %), це свідчить про порушення умови аперіодичної статичної стійкості.

Результати аперіодичної статичної стійкості гібридної локальної енергосистеми без наявності СЕС та після підключення СЕС в частині прийому свідчить про збільшення запасу статичної стійкості у 1,5 рази.

Зробимо висновок, підключення СЕС до досліджуваної в роботі гібридної локальної енергосистеми має позитивний вплив на її електричні режими. Зменшиться завантаження ЛЕП 110 кВ в усталених режимах роботи, зменшиться втрата напруги у вузлах гібридної локальної енергосистеми, в 1,5 рази збільшиться значення запасу по статичній стійкості за активною потужністю в контрольованому перетині досліджуваної гібридної локальної енергосистеми. Але треба брати в увагу той факт, що підключення СЕС викликає і додаткові витрати на встановлення деяких нових апаратів - силових резонансних фільтрів вищих гармонік або фільтрокомпенсуючих пристроїв, вони забезпечать вимоги щодо показників якості електроенергії в досліджуваній локальній енергосистемі.

4 ПРОЕКТУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ З НАПРУГОЮ 330/110/10 КВ

4.1 Опис підстанції 330/110/10 кВ та схеми електричних з'єднань «Південногірська»

Підстанція «Південногірська» має у своєму складі 3 різні рівні напруг – ВН - 330 кВ, СН – 110 кВ, НН – 10 кВ.

На розподільчій установці з напругою 330 кВ встановлені трансформатори відкритого розміщення. ВРУ напругою 330 кВ виконана за конструкцією «чотирикутник». Вимикачі розташовані у два ряди, з використанням 2 систем збірних шин, наявна жорстка ошиновкою трубами та проводами зі сталевалюмінію, це дає змогу знизити витрати.

На стороні середньої напруги використано з'єднання шин типу «2 роботи з обхідною».

На стороні низької напруги використано з'єднання шин типу «3 робочі».

4.2 Основне обладнання підстанції «Південногірська»

4.2.1 Силові автотрансформатори та трансформатори підстанції

На підстанції «Південногірська» встановлено два силові трифазні автотрансформатори АТДЦТН-125000/330, охолодження – масляне, наявна можливість регулювання напруги під навантаженням. Встановлений трансформатор типу ТРДН-63000 – трифазний трансформатор з розщепленою обмоткою, з наявним регулюванням напруги під навантаженням та циркуляцією повітря.

Параметри вибраного автотрансформатора наведені в табл. 4.2.1.1.

Таблиця 4.2.1.1 – Основні параметри автотрансформаторів АТДЦТН-125000/330

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{СН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	УК. ВН- СН, %	УК. ВН- НН, %	УК. СН- НН, %	I_x , %
АТДЦТН-125000/330	125	330	115	11	10	35	24	0,45

Номинальні параметри трансформатора ТРДН-63000/110 показані в табл. 4.2.1.2.

Таблиця 4.2.1.2 – Номінальні параметри трансформатору ТРДН-63000/110

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$P_{\text{х}}$, кВт	$P_{\text{к}}$, кВт	$U_{\text{КВ}}$, %	$U_{\text{КН}}$, %	$I_{\text{х}}$, %
ТРДН-63000/110	63	110	10,5	35	245	10,5	30	0,25

4.2.2 Струмообмежуючі реактори

На підстанції працює струмообмежуючий реактор типу РБДГ 10-2500-0,105У3. Технічні характеристики струмообмежуючого реактора вказані у табл. 4.2.1.

Таблиця 4.2.1 – Технічні характеристики струмообмежуючого реактора підстанції

Тип реактора	РБДГ 10-2500-0,105У3
Номінальна напруга, кВ	10
Тривалий струм, А	2500
Номінальний опір, Ом	0,105
Номінальні втрати на фазу, кВт	18,5
Струм електродинамічної стійкості, кА	97
Струм термічної стійкості, кА	38,2
Час термічної стійкості, с	8

4.3 Розрахунок струмів КЗ

Для розрахунку струмів короткого замикання на підстанції складається заступна та розрахункова схеми. Розрахункова схема підстанція «Південногірська» вказана на рис. 4.3.1.

Прийmemo для розрахунку КЗ на підстанції «Південногірська» такі параметри:

Потужність системи: $S_c = S_6 = 200$ МВА.

Опір системи: $X_c = 0,2$ в.о.

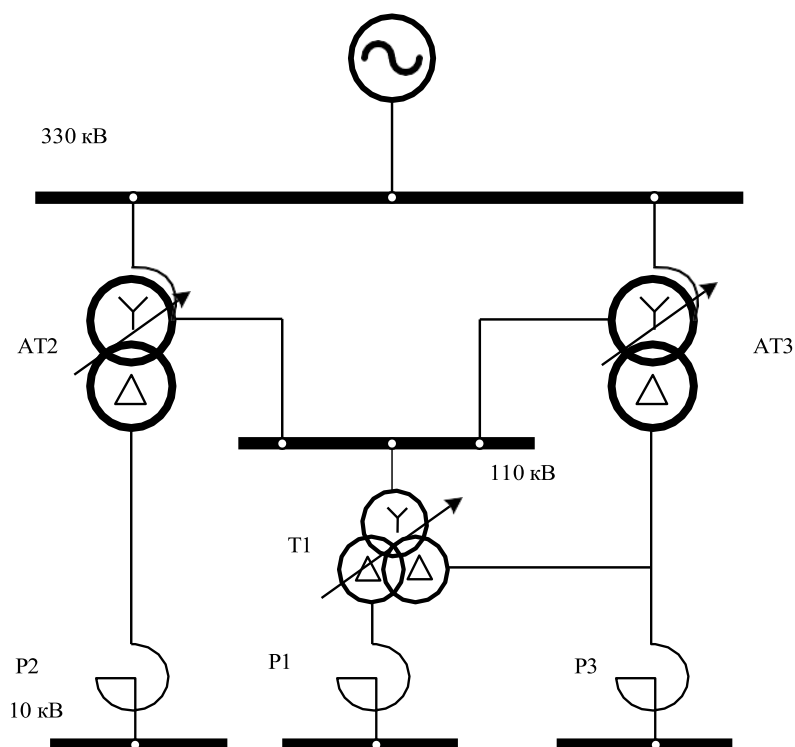


Рисунок 4.3.1 – Розрахункова схема для підстанції «Південногірська»

Заступна схема підстанції «Південногірська» вказана на рис.4.3.2.

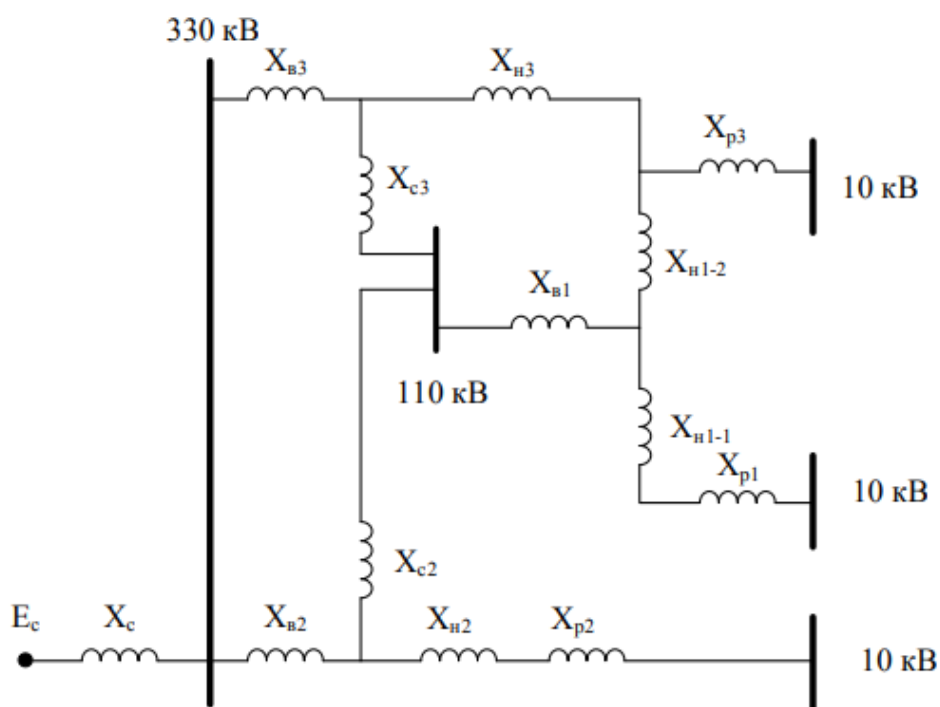


Рисунок 4.3.2 – Загальна заступна схема підстанції «Південногірська»

Було обрано такі базисні напруги та розраховано відповідні базисні струми:

$$I_{б(330)} = 330 \text{ кВ}$$

$$I_{б(110)} = 110 \text{ кВ}$$

$$I_{6(10)} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{6(330)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6(330)}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,35 \text{ в. о.}$$

$$I_{6(110)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6(110)}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1,05 \text{ в. о.}$$

$$I_{6(10)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6(10)}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11,547 \text{ в. о.}$$

Розрахуємо опори обладнання:

Оскільки на підстанції «Південногірська» встановлено два однакових автотрансформатори, маємо:

Сторона ВН автотрансформаторів

$$X_{B2} = X_{B3} = \frac{0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.B.}} = \frac{0,5 \cdot (35 + 10 - 24)}{100} \cdot \frac{200}{125} = 0,144 \text{ в. о.}$$

Сторона СН автотрансформаторів

$$X_{C2} = X_{C3} = \frac{0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.B.}} = \frac{0,5 \cdot (10 + 24 - 35)}{100} \cdot \frac{200}{125} = -0,01 \text{ в. о.}$$

Сторона НН автотрансформаторів

$$X_{H2} = X_{H3} = \frac{0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.B.}} = \frac{0,5 \cdot (35 + 24 - 10)}{100} \cdot \frac{200}{125} = 0,368 \text{ в. о.}$$

Опір трансформатора з розщепленою обмоткою

$$X_{B1} = \frac{U_{KB}}{100} - \frac{U_{KH}}{200} \cdot \frac{S_6}{S_{T.B.}} = \left(\frac{10,5}{100} - \frac{30}{200} \right) \cdot \frac{200}{63} = -0,143 \text{ в. о.}$$

$$X_{H1-1} = X_{H1-2} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.B.}} = \frac{30}{100} \cdot \frac{200}{63} = 0,952 \text{ в. о.}$$

Опір реактора становить:

$$X_{P1} = X_{P2} = X_{P3} = X_{\text{інд}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,1 \cdot \frac{200}{10^2} = 0,2 \text{ в. о.}$$

Розрахуємо короткі замикання на шинах підстанції «Південногірська» в режимі без врахування навантаження та паралельного підключення автотрансформатора. В такому випадку проводяться розрахунки для потрібної точки короткого замикання на шинах ВН - 330 кВ, СН - 110 кВ, та на шині НН - 10 кВ, яка поєднана з автотрансформатором та на одній з шин з напругою 10 кВ, та з'єднана з обмоткою низької напруги на трансформаторі.

Розрахункова заступна схема для підстанції «Південногірська» без паралельного підключення автотрансформаторів та навантаження показана на рис. 4.3.3:

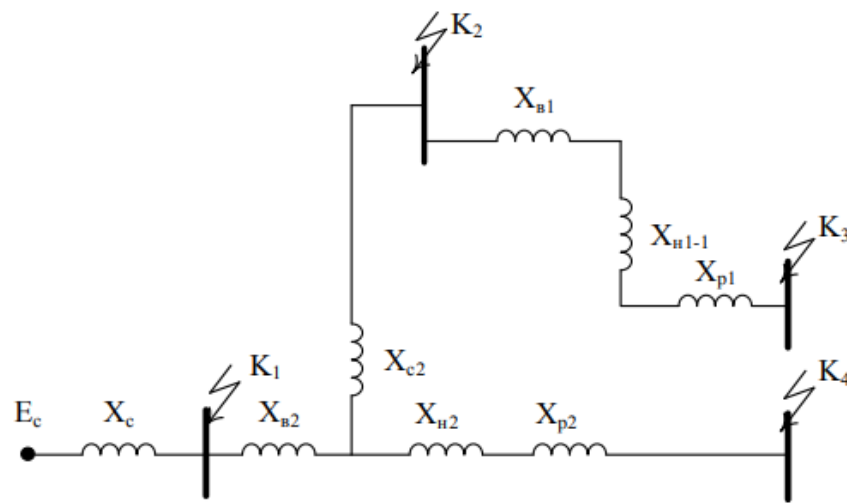


Рисунок 4.3.3 – Розрахункова заступна схема для підстанції «Південногірська» без паралельного підключення автотрансформаторів та навантаження

Розрахуємо еквівалентний опір системи в кожній з точок короткого замикання на шинах підстанції.

Розглядаємо КЗ в точці 1. На рис. 4.3.4 показаний вигляд заступної схеми для цієї точки.

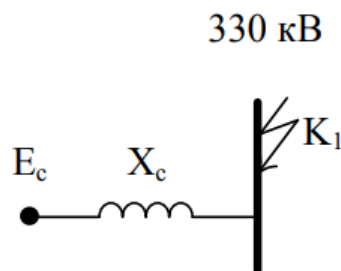


Рисунок 4.3.4 - Пошук еквівалентного опору в точці 1

Розглянемо коротке замикання в точці 2. В такому випадку еквівалентний опір співставний опору системи:

$$X_{E1} = X_c = 0,2 \text{ в. о.}$$

На рис. 4.3.5 показаний вигляд заступної схеми підстанції для точки 2.

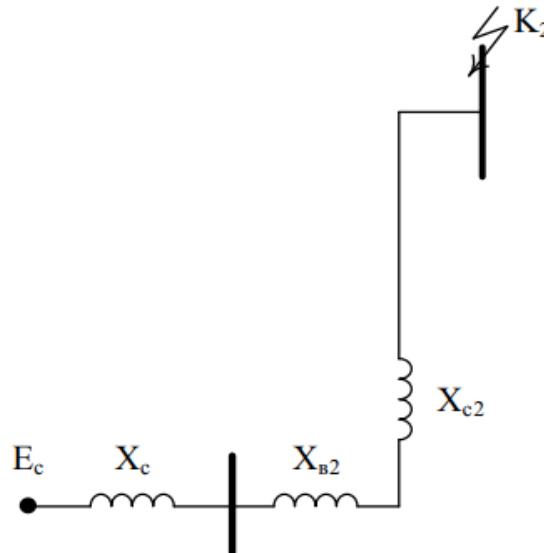


Рисунок 4.3.5 – Заступна схема підстанції «Південногірська» для знаходження еквівалентного опору в точці 2

Розрахуємо значення еквівалентного опору:

$$X_{E2} = X_c + X_{B2} + X_{c2} = 0,2 + 0,144 - 0,01 = 0,334 \text{ в. о.}$$

Розглянемо точку 3:

На рис. 4.3.6. показаний вигляд заступної схеми підстанції для точки 3.

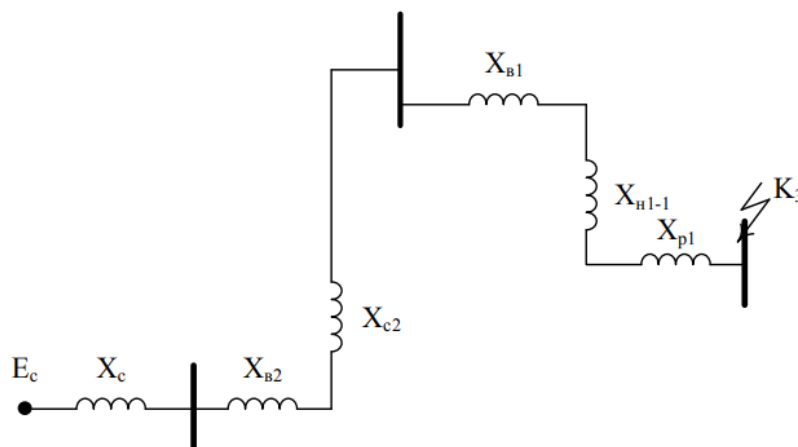


Рисунок 4.3.6 – Заступна схема підстанції «Південногірська» для знаходження еквівалентного опору в точці 3

Розрахуємо еквівалентний опір:

$$X_{E3} = X_c + X_{B2} + X_{C2} + X_{B1} + X_{P1} + X_{H1-1} = \\ = 0,2 + 0,144 - 0,01 - 0,143 + 0,2 + 0,952 = 1,343 \text{ в. о.}$$

Розглянемо точку 4:

На рис. 4.3.7 показаний вигляд заступної схеми підстанції для точки 4.

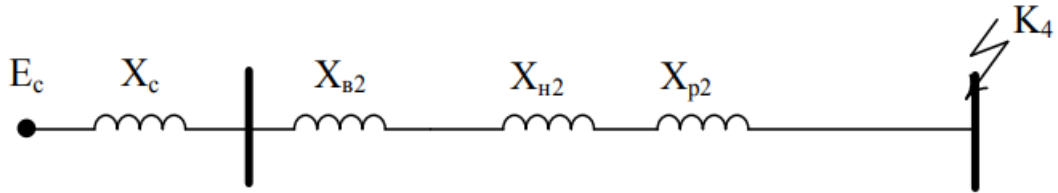


Рисунок 4.3.7 – Розрахункова заступна схема підстанції «Південногірська» для пошуку еквівалентного опору для точки 4

Розрахуємо еквівалентний опір:

$$X_{E4} = X_c + X_{B2} + X_{P2} + X_{H2} = 0,2 + 0,144 + 0,2 + 0,368 = 0,912 \text{ в. о.}$$

Знайдемо струми трифазного та двофазного та однофазного КЗ у відповідних точках.

Точка 1:

$$I_{3\text{ФКЗ1}} = \frac{E_c}{X_{E1}} \cdot I_{6(330)} = \frac{1}{0,2} \cdot 0,35 = 1,75 \text{ кА}$$

$$I_{2\text{ФКЗ1}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{E_c}{X_{E1}} \cdot I_{6(330)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1}{0,2} \cdot 0,35 = 1,516 \text{ кА}$$

$$I_{1\text{ФКЗ1}} = \frac{3E_c}{X_{E1} + X_{E1} + 0,35 \cdot X_{E1}} \cdot I_{6(330)} = \frac{3}{0,2 + 0,2 + 0,35 \cdot 0,2} \cdot 0,35 = 1,75 \text{ кА}$$

Точка 2:

$$I_{3\text{ФКЗ2}} = \frac{E_c}{X_{E2}} \cdot I_{6(110)} = \frac{1}{0,334} \cdot 1,05 = 3,144 \text{ кА}$$

$$I_{2\text{ФКЗ2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{E_c}{X_{E2}} \cdot I_{6(110)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1}{0,334} \cdot 1,05 = 2,723 \text{ кА}$$

$$I_{1\text{ФКЗ1}} = \frac{3E_c}{X_{E1} + X_{E1} + 0,35 \cdot X_{E1}} \cdot I_{6(110)} = \frac{3}{0,334 + 0,334 + 0,35 \cdot 0,334} \cdot 1,05 \\ = 4,013 \text{ кА}$$

Точка 3:

$$I_{3\Phi K33} = \frac{E_C}{X_{E3}} \cdot I_{6(10)} = \frac{1}{1,343} \cdot 11,547 = 8,598 \text{ кА}$$

$$I_{2\Phi K3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{E_C}{X_{E3}} \cdot I_{6(10)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1}{1,343} \cdot 11,547 = 7,446 \text{ кА}$$

Точка 4:

$$I_{3\Phi K34} = \frac{E_C}{X_{E4}} \cdot I_{6(10)} = \frac{1}{0,912} \cdot 11,547 = 12,661 \text{ кА}$$

$$I_{2\Phi K34} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{E_C}{X_{E4}} \cdot I_{6(10)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1}{0,912} \cdot 11,547 = 10,965 \text{ кА}$$

Отримані результати струмів КЗ внесені в табл. 4.3.1.

Таблиця 4.3.1 — Отримані результати розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Значення струму при трифазному КЗ, кА	Значення струму при двофазному КЗ, кА	Значення струму при однофазному КЗ, кА
К 1	1,75	1,516	2,234
К 2	3,144	2,723	4,013
К 3	8,598	7,446	-
К 4	12,661	10,965	-

Висновки по розділу 4

У даному розділі магістерської дисертації розглянуто підстанцію «Південногірська», яка має у своєму складі 3 різні рівні напруг – ВН - 330 кВ, СН – 110 кВ, НН – 10 кВ.

На розподільчій установці з напругою 330 кВ встановлені трансформатори відкритого розміщення. ВРУ напругою 330 кВ виконана за конструкцією «чотирикутник». Вимикачі розташовані у два ряди, з використанням 2 систем збірних шин, наявна жорстка ошиновкою трубами та проводами зі сталевалюмінію, це дає змогу знизити витрати.

На стороні середньої напруги використано з'єднання шин типу «2 робітні з обхідною». На стороні низької напруги використано з'єднання шин типу «3 робочі».

Було розраховано короткі замикання на шинах підстанції «Південногірська» в режимі без врахування навантаження та паралельного підключення автотрансформатора. Проведено розрахунки для потрібної точки короткого замикання на шинах ВН - 330 кВ, СН - 110 кВ, та на шині НН - 10 кВ.

Отримані результати розрахунків наведено в табличному вигляді.

5 РОЗРАХУНОК МАКСИМАЛЬНОГО СТРУМОВОГО ЗАХИСТУ І СТРУМОВОЇ ВІДСІЧКИ ЛІНІЇ 10 КВ НА БАЗІ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО ПРИСРОЮ

5.1 Вибір захистів для РЗ ліній між гібридною мережею і ПС

Основним захистом кабельної лінії напругою 10 кВ є максимальний струмовий захист. У якості додаткового захисту використовується макс. струмовий захист нульової послідовності від однофазних замикань на землю та струмова відсічка.

Захист від перевантаження є необов'язковим захистом.

На кабельних лініях 10 кВ передбачається такі види релейного захисту:

- а) максимальний струмовий захист (МСЗ), використаний від багатofазних КЗ. МСЗ відстроюється від значення розрахункового або робочого максимального струму $I_{рм}$. Селективність дії захисту досягається шляхом встановлення затримки часу спрацювання на потрібну величину селективності (Δt_c) для захисту послідовних ліній;
- б) максимальний струмовий захист нульової послідовності, використовується від однофазних замикань на землю;
- в) струмова відсічка.

5.2 Вибір терміналу для реалізації РЗ

Для релейного захисту лінії між надеденою в попередньому розділі підстанцією і гібридною ЕС виберемо РЗЛ-01 - мікропроцесорний пристрій релейного захисту.

Цей пристрій призначений для виконання різноманітних функцій релейного захисту, а саме - управління, автоматики, сигналізації та реєстрації:

- для кабельних та повітряних ліній електропередач напругою від 6 до 35 кВ;
- резервного захисту трансформаторів.

Такий пристрій застосовується для захисту елементів в розподільних мережах в якості окремого пристрою, та в симбіозі з іншими пристроями систем РЗ та автоматики.



Рисунок 5.2.1 – Вигляд основної панелі пристрою релейного захисту РЗЛ-01 для мереж напругою 6-35 кВ

Мікропроцесорний пристрій релейного захисту РЗЛ-01 призначений для виконання функцій релейного захисту, управління, автоматики, сигналізації та реєстрації:

- кабельних та повітряних ліній електропередач напругою 6-35 кВ;
- резервного захисту трансформаторів.

Пристрій можна застосовувати для захисту елементів розподільних мереж в якості самостійного пристрою, та в поєднанні з іншими пристроями систем РЗ та автоматики.

Функціональний алгоритм роботи ступенів МТЗ пристрою РЗЛ-01 наведений на рис.5.2.2.

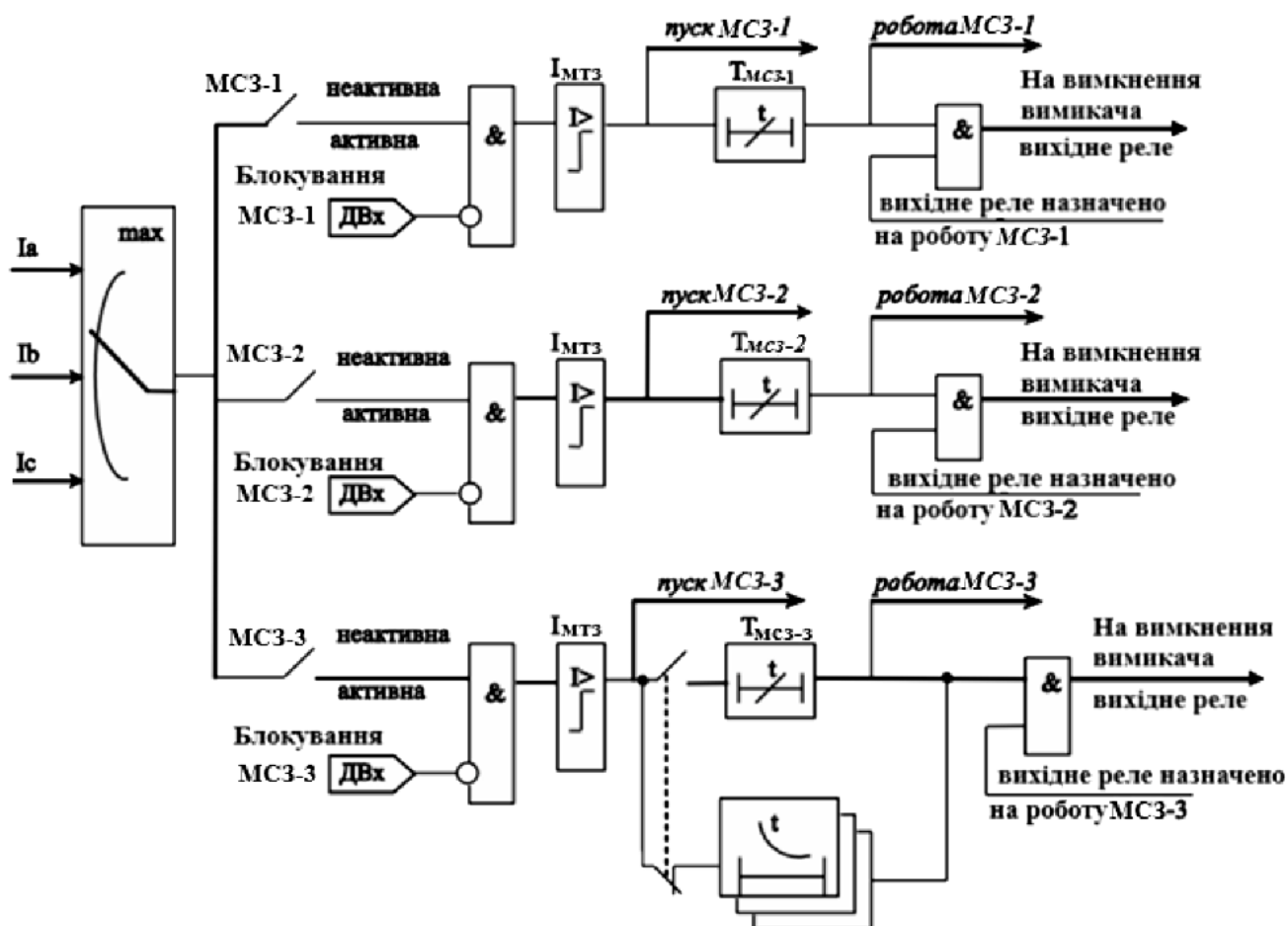


Рис.5.2.2 - Функціональний алгоритм роботи ступенів МТЗ пристрою РЗЛ-01

Принципова схема МСЗ наведена на рис.5.2.3.

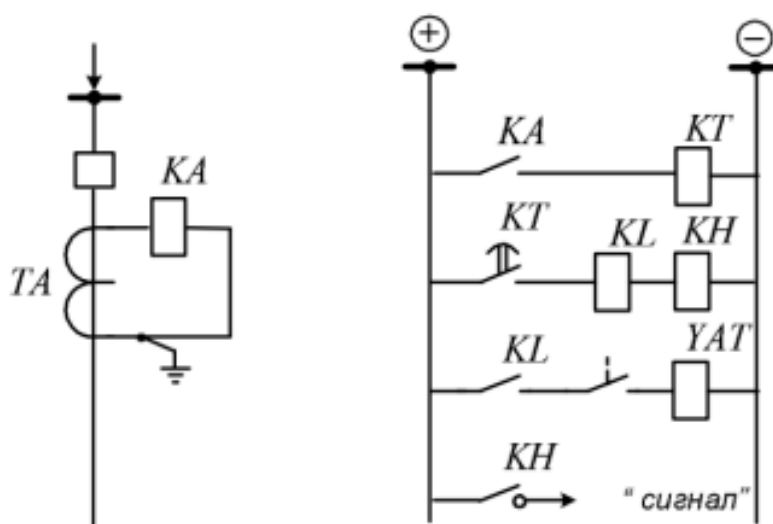


Рис.5.2.3 - Принципова схема МСЗ

Переваги мікропроцесорного пристрою РЗЛ-01:

- всі функції по захисту, автоматичі і управлінню відповідають потрібним вимогам в нормативних документах;
- достатньо високі можливості для налаштування роботи пристрою, наприклад функції дискретних входів, функції виходів і функції світлових індикаторів;
- налаштування конфігурації можна виконати через меню пристрою або графічного інтерфейсу;
- вибір світлодіодних індикаторів дозволяє відображення стану дискретних входів, пуску/роботи за максимальним струмовим захистом від замикань на землю (МСЗ/ЗНЗ), АПВ, можливого прискорення ступеню МСЗ та інших функцій;
- введення та збереження робочих значень уставок;
- вибір часово-струмової характеристики для ступенів МСЗ;
- самодіагностика та блокування усіх виводів при виникненні несправності пристрою;
- вибір та призначення дискретних виходів на функції пуску/роботи;
- Вільна конфігурація каналів для реєстрації робочих подій (функції логіки та стан входу/виходу);
- гальванічна розв'язка ддля всіх входів і виходів.

Функції автоматики:

- дистанційно можливе вмикання та вимикання вимикача;
- АПВ незалежно для кожного ступеня МСЗ може бути одноразовим або дворазовим;
- робота АПВ за потрібними ступенями МТЗ.

Функції захисту:

- робота МСЗ в режимі прискореної відсічки із можливістю по вибору активних ступенів для прискореного спрацювання;
- логічний захист шин;
- ненаправлений захист від 1-фазних замикань на землю;
- можливість підключення ще додаткових зовнішніх захистів.

Схема підключення зовнішніх ланцюгів до РЗЛ-01.03 з ланцюгами шунтування показана на рисунку 5.2.4.

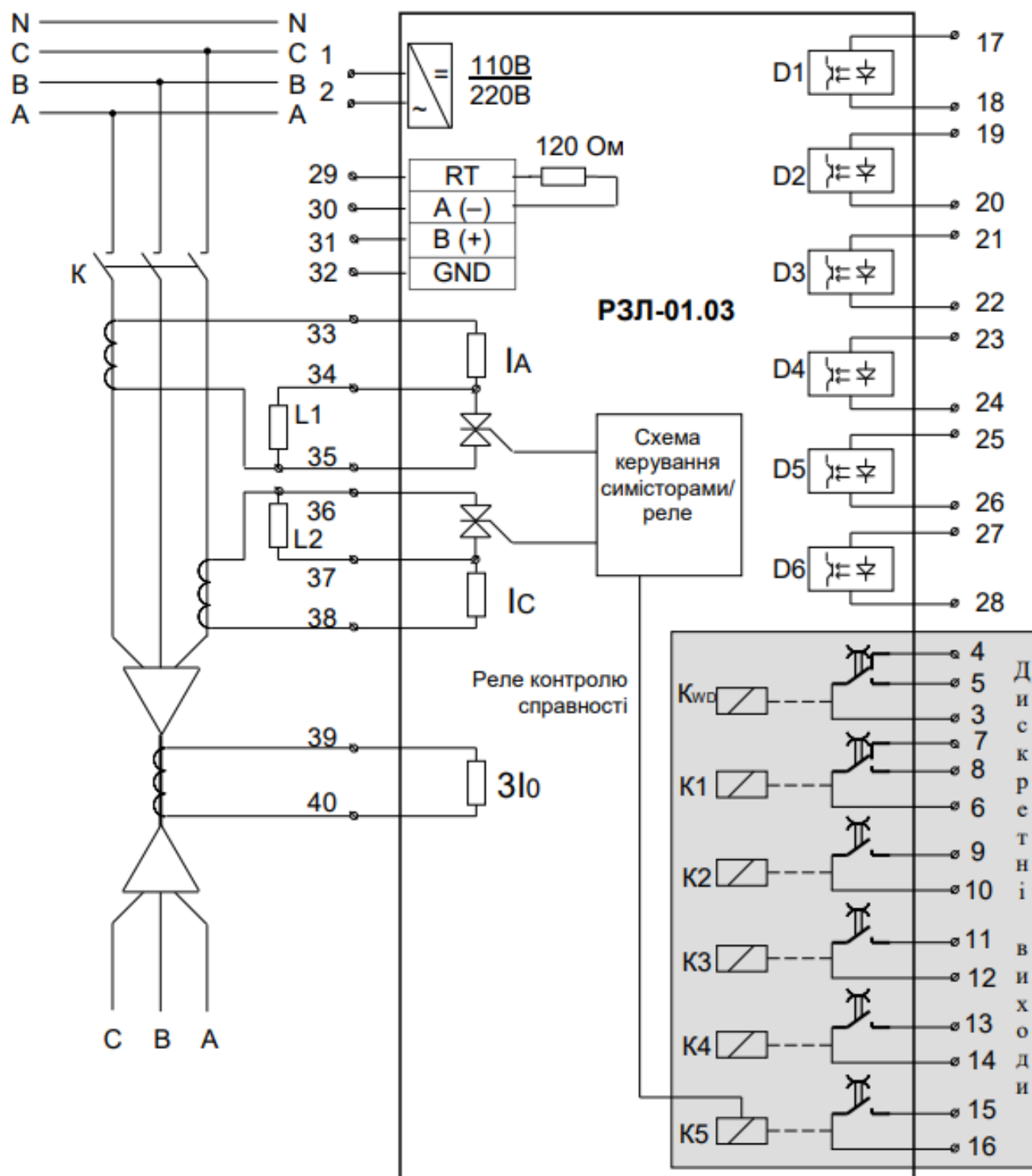


Рисунок 5.2.4 – Схема підключення зовнішніх ланцюгів до РЗЛ-01.03 з ланцюгами шунтування

5.3 Розрахунок уставок РЗ лінії 10 кВ

Проведемо розрахунок релейного захисту уставок для лінії 10 кВ:

Максимальний струм навантаження лінії дорівнює 600 А.

Струм МСЗ вибирається при умові

$$I_{с.з} \geq \frac{k_H}{k_{\Pi}} \cdot k_3 \cdot I_{p.макс} = \frac{1,1}{1} \cdot 1,5 \cdot 600 = 990 \text{ А}$$

$$I_{с.р} = k_{сх} \cdot \frac{I_{с.з}}{k_{тт}} = 1 \cdot \frac{990 \cdot 5}{600} = 8,05 \text{ А}$$

Уставку спрацювання реле оберемо $I_{с.р} = 8,1 \text{ А}$.

Виконаємо розрахунок струму спрацювання захисту

$$I_{с.з.} = 8,1 \cdot 600/5 = 972 \text{ А}$$

Виконаємо розрахунок струмової відсічки.

Розрахунок проводиться для випадку короткого замикання на секційних шинах підстанції ($I_{K1} = 906,6 \text{ кА}$).

$$I_{св} = k_H \cdot I_{K1} = 1,2 \cdot 906,6 = 1087,91 \text{ кА}$$

Струм спрацювання реле

$$I_{с.р} = 1 \cdot \frac{1087,91 \cdot 5}{600} = 9,07 \text{ А}$$

Виконаємо уставку струму спрацювання струмової відсічки – $I_{св} = 9 \text{ А}$.

Виконаємо перерахунок струму спрацювання захисту

$$I_{с.з.} = 9 \cdot 600/5 = 1080 \text{ А}$$

$$I_{с.р} = 20 \cdot 1/30 = 0,667 \text{ А} \approx 667 \text{ мА}.$$

Уставка захисту $I_y = 0,66 \text{ А}$.

Виконаємо перерахунок струму спрацювання захисту

$$I_{с.з.} = 0,66 \cdot 30/1 = 19,8 \text{ А}$$

Мін. значення уставки спрацювання захисту від 1-фазних замикань на землю

$$I_{y.мін} = 0,01 \text{ А}$$

Струм спрацювання захисту матиме значення

$$I_{с.з.мін} = 0,01 \cdot 30/1 = 0,3 \text{ А}.$$

5.4 Налаштування релейного захисту лінії між гібридною ЕС і підстанцією у обраному терміналі

Налаштування релейного захисту лінії 10 кВ між гібридною ЕС і підстанцією зводиться до вибору уставок для потрібного виду релейного захисту та установленням витримки часу спрацювання.

Далі приведено значення уставок релейного захисту та значень витримок часу спрацювання.

Уставка максимального струмового захисту вибирається по розрахованому значенню – $I_y = 8,1$ А, воно відповідає струму спрацювання захисту $I_{с.з} = 972$ А. Витримка часу складає 0,05 с.

Уставка струмової відсічки – $I_y = 9$ А, значення відповідає струму спрацювання захисту – $I_{с.з} = 1080$ А. Реле виконано без витримки часу.

Уставка захисту від 1-фазних замикань на землю береться в діапазоні значень від $I_y = 0,01$ А до $I_y = 0,66$ А. Струм спрацювання захисту буде знаходитися в діапазоні значень від $I_{с.з} = 0,3$ А до $I_{с.з} = 19,8$ А. Захист встановлено без витримки часу.

Налаштування РЗ інших ліній між гібридною ЕС і підстанцією виконується відповідно по розрахункам.

Перший етап перед налаштуванням пристрою РЗ – це підготовка. Підготовку РЗЛ-01 до роботи проводять перед установкою пристрою в комірку КРУ. РЗЛ-01 випускається виробником повністю відрегульованим і випробуваним.

Підготовка включає:

- перевірку технічного стану;
- перевірку працездатності апаратної частини;
- програмування і введення уставок;
- установку на об'єкті та підключення зовнішніх ланцюгів.

Після подачі живлення пристрій проводить самодіагностику в основних вузлах схеми. Далі при успішному проходженні тестування на передній панелі включається зелений індикатор «РОБОТА».

Налаштування конфігурації захисту може бути здійснено з клавіатури пристрою або за потреби по лінії зв'язку.

При перевірці технічного стану вже налаштованого пристрою РЗЛ-01 необхідно переконатися у збереженні в пам'ять параметрів, що настроєні; перевірити працездатність вимірювальних каналів.

Висновки по розділу 5

Основним захистом кабельної лінії напругою 10 кВ є максимальний струмовий захист. У якості додаткового захисту використовується макс. струмовий захист нульової послідовності від однофазних замикань на землю та струмова відсічка.

Захист від перевантаження є необов'язковим захистом.

На кабельних лініях 10 кВ передбачається такі види релейного захисту:

а) максимальний струмовий захист (МСЗ), використаний від багатofазних КЗ. МСЗ відстроюється від значення розрахункового або робочого максимального струму I_{PM} . Селективність дії захисту досягається шляхом встановлення затримки часу спрацювання на потрібну величину селективності (Δt_C) для захисту послідовних ліній;

б) максимальний струмовий захист нульової послідовності, використовується від однофазних замикань на землю;

в) струмова відсічка.

Для релейного захисту лінії між надленою в попередньому розділі підстанцією і гібридною ЕС виберемо РЗЛ-01 - мікропроцесорний пристрій релейного захисту.

Цей пристрій призначений для виконання різноманітних функцій релейного захисту, а саме - управління, автоматики, сигналізації та реєстрації:

- для кабельних та повітряних ліній електропередач напругою від 6 до 35 кВ;
- резервного захисту трансформаторів.

Такий пристрій застосовується для захисту елементів в розподільних мережах в якості окремого пристрою, та в симбіозі з іншими пристроями систем РЗ та автоматики.

Для кожного виду захисту наступні значення уставок:

- МСЗ: $I_y = 8,1 \text{ А}$; струм спрацювання $I_{c.з} = 972 \text{ А}$. Витримка часу становить $0,05 \text{ с}$;
- струмова відсічка: $I_y = 9 \text{ А}$; струм спрацювання – $I_{c.з} = 1080 \text{ А}$. Захист працює без витримки часу;
- захист від однофазних замикань на землю прийнято в діапазоні значень від $I_y = 0,01 \text{ А}$ до $I_y = 0,66 \text{ А}$. Струм спрацювання захисту знаходитиметься в діапазоні значень від $I_{c.з} = 0,3 \text{ А}$ до $I_{c.з} = 19,8 \text{ А}$. Захист встановлено без витримки часу.

6 РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ

6.1 Ідея проекту

"GreenBoost Energy Solutions" - це інноваційний стартап, спрямований на покращення функціональності та продуктивності гібридних електростанцій. Наш проект передбачає розробку та впровадження нового енергоефективного модуля управління та оптимізації, який підвищить ефективність використання різноманітних джерел енергії, таких як сонячні батареї, вітрогенератори та інші.

Основні переваги "GreenBoost Energy Solutions" полягатимуть у вдосконаленні системи автоматизації, забезпеченні оптимального використання енергії та підтримці стабільної роботи гібридної електростанції. Новий модуль буде враховувати вимоги до виробництва енергії в режимі реального часу, забезпечуючи оптимальне комбінування різних джерел для забезпечення постійного та надійного живлення.

"GreenBoost Energy Solutions" має на меті сприяти енергетичній ефективності та сталому використанню ресурсів, роблячи крок у напрямку більш стійкої та зеленої енергетики для майбутніх поколінь.

У таблиці 6.1.1 наведено ідею стартап-проекту.

Таблиця 6.1.1 – Ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки для застосування	Вигода користувача
Власний стартап	Промисловість: Підвищення енергоефективності та зниження витрат електроенергії в промислових комплексах. Житлово-комерційна сфера: Забезпечення сталого та ефективного живлення житлових будинків, комерційних об'єктів та інфраструктурних споруд. Сільське господарство: Використання для живлення систем автоматизованого зрошення, електронних агротехнологій та систем відслідковування. Телекомунікації: Забезпечення живлення віддалених та мобільних телекомунікаційних вузлів. Електротранспорт: Використання в системах живлення для електротранспорту та зарядних станціях.	Енергозбереження: Зменшення витрат електроенергії та оптимізація енергетичного споживання. Економія витрат: Зниження витрат на оплату комунальних послуг та енергозабезпечення. Стабільність живлення: Надійне та постійне живлення завдяки сталому джерелу енергії. Екологічна свідомість: Сприяння зменшенню викидів парникових газів та підтримка екологічних ініціатив. Автономність: Можливість використання системи у віддалених областях або в

	Екологічні проекти: Підтримка проектів, спрямованих на зменшення викидів парникових газів та сприяння зеленому будівництву.	умовах обмеженого доступу до централізованих мереж електропостачання.
--	---	---

Сильні сторони проекту "GreenBoost Energy Solutions":

- інноваційні технології: використання передових технологій для оптимізації та контролю енергетичних процесів;
- ефективність енергозбереження: розробка, спрямована на значне зменшення витрат електроенергії та підвищення загальної ефективності;
- екологічна дружба: зменшення впливу на навколишнє середовище завдяки покращеній енергоефективності та зменшенню викидів;
- універсальність застосування: застосовується як у комерційних, так і в побутових середовищах, що робить його універсальним рішенням;
- забезпечення надійності: використання стійких та перевірених компонентів для забезпечення надійності системи;
- фінансові вигоди для користувачів: можливість економії коштів та отримання вигідних умов енергозабезпечення;
- соціальна важливість: сприяння розвитку сталого способу життя та підвищенню енергетичної свідомості.

Слабкі сторони проекту "GreenBoost Energy Solutions":

- високі витрати на впровадження: значні початкові витрати для виробництва та впровадження нових технологій можуть ускладнити фінансовий аспект проекту;
- можливі технічні проблеми: ризик технічних неполадок або несправностей при впровадженні нових систем та технологій;
- необхідність інфраструктурних змін: для повноцінного використання системи може знадобитися модернізація або заміна існуючої енергетичної інфраструктури;
- потреба в освіті та навчанні: впровадження нових технологій може вимагати часу та зусиль для навчання та підготовки персоналу;

- залежність від економічного клімату: зміни в економіці або енергетичній політиці можуть вплинути на попит на продукцію та послуги компанії;
- конкуренція на ринку: наявність інших схожих технологій на ринку може стати викликом для конкуренції та вплинути на популярність проекту;
- необхідність сертифікації та відповідності стандартам: вимоги до сертифікації та стандартів можуть бути складними та часомісткими процесами.

6.2 Технологічний аудит стартап-проекту

Технологічний аудит проекту "GreenBoost Energy Solutions" включає в себе комплексний огляд технічних аспектів та інновацій, що стосуються розробки та впровадження гібридної електростанції. Аудит оцінює всі етапи технічного процесу та технологічні рішення, зокрема:

- аналіз концепції: оцінка принципового підходу до поєднання різних джерел енергії та його відповідність екологічним та енергетичним стандартам;
- оцінка роботи систем: перевірка ефективності та надійності гібридної системи при різних умовах та завантаженнях;
- вивчення інноваційних рішень: аналіз використаних новаторських технологій та їх впливу на загальний результат проекту;
- безпека та стійкість: оцінка заходів безпеки та врахування можливих техногенних ризиків для системи;
- системи моніторингу та управління: перевірка функціональності систем віддаленого моніторингу та управління для забезпечення ефективності та оперативності;
- сумісність з існуючою інфраструктурою: оцінка можливості інтеграції гібридної електростанції з існуючими енергетичними мережами та системами;
- прогноз технічного розвитку: оцінка технічного потенціалу для подальшого розвитку та вдосконалення системи.

Технологічний аудит допоможе визначити потенційні переваги та ризики, пов'язані з технічним аспектом проекту.

6.3 Аналіз ринкових можливостей

Для визначення ринкових можливостей по впровадженню такого стартап-проекту треба провести аналіз потенційного ринку.

Аналіз ринкових можливостей стартап-проекту "EcoGen Innovations" показує наявність значного потенціалу для успішного впровадження на ринку енергетичних технологій. Оцінка ринкових умов та перспектив вказує на кілька ключових аспектів:

а) зростання попиту на зберігання енергії: зараз спостерігається збільшення інтересу до альтернативних джерел енергії та зменшення залежності від традиційних джерел. Розвиток відновлюваних джерел, таких як сонячна енергія, створює попит на ефективні системи зберігання електроенергії;

б) технологічний прогрес в сфері акумуляторних технологій: швидкий розвиток літій-іонних акумуляторів та інших високоефективних технологій створює сприятливе середовище для впровадження нових пристроїв зберігання енергії;

в) екологічна усвідомленість: зростання свідомості про екологічні питання та пошук сталих рішень змушують підприємства та споживачів шукати ефективні та екологічно чисті рішення для енергетичних потреб;

г) урбанізація та децентралізація: за останні роки спостерігається тенденція до децентралізованих систем виробництва та зберігання енергії. Сучасні технології можуть відповідати цьому попиту, забезпечуючи незалежність від централізованих мереж;

д) глобальний ринок акумуляторів: зростання виробництва та використання акумуляторів свідчить про перспективність ринку зберігання енергії, де нові технології можуть зайняти своє місце;

е) розвиток інфраструктури для електротранспорту: запит на зарядні станції та інфраструктуру для електротранспорту також створює можливості для інноваційних рішень у сфері зберігання енергії.

Отже, аналіз ринкових можливостей підтверджує актуальність та конкурентоспроможність проекту "EcoGen Innovations" на енергетичному ринку.

Загальні інвестиції приймаємо рівними 450 тис. грн.

Для цієї інвестиції беремо кредит в 17% в розмірі суми 450 тис. грн на 2 роки, з використанням системи анuitетних платежів.

Річна відсоткова ставка становить: 17% (0,17 річних, що становить 0,014 на місяць); термін кредиту: 2 роки (24 місяців).

Використаємо формулу анuitетних платежів:

$$A = P \cdot \frac{r \cdot (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} = 450 \cdot \frac{0,014 \cdot (1 + 0,014)^{24}}{(1 + 0,014)^{24} - 1} = 22,206 \text{ тис. грн}$$

де A - анuitетний місячний платіж;

P - сума кредиту;

r - місячна процентна ставка;

n - загальна кількість платежів по місяцям.

За 2 роки платежів сума інвестицій складатиме:

$$C_0 = A \cdot n = 22,206 \cdot 24 = 532,944 \text{ тис. грн.}$$

Використання такого пристрою повинно знизити витрати до $C_t = 1,1$ млн. грн за рік.

Знаходимо IRR:

$$IRR = 0,437 = 43,7 \%$$

Окупність дорівнюватиме:

$$T = \frac{C_0}{IRR} = \frac{0,533}{0,437} = 1,22 \text{ років,}$$

де T – це період окупності (1,22 років, що становить 14,6 місяців).

6.4 SWOT-аналіз стартап-проєкту

Результати SWOT-аналізу представлені у таблиці 6.4.1.

Таблиця 6.4.1 – SWOT-аналіз стартап проєкту

Сильні сторони: інноваційні технології: використання передових технологій у розробці високовольтного вимикача дозволяє покращити його продуктивність та надійність. енергоефективність: проєкт спрямований на створення вимикача, який ефективно використовує електроенергію, що призведе до зменшення витрат на електропостачання. екологічна безпека: звернута увага до екологічних аспектів, що сприяє створенню приладу, менш впливового на навколишнє середовище.	Слабкі сторони: високі витрати на дослідження та розробку: розробка нового високовольтного вимикача може вимагати значних інвестицій у наукові дослідження та розробку. конкуренція на ринку: ринок високовольтних вимикачів вже насичений, і конкуренція може бути високою.
Можливості: ринковий попит: зростання попиту на високовольтне обладнання для розвитку сучасних електроенергетичних систем. сталі технологічні вдосконалення: використання новітніх технологій у виробництві може забезпечити конкурентні переваги.	Загрози: технічні труднощі: виникнення технічних проблем або непередбачених складнощів під час розробки може затримати процес виробництва. зміни в законодавстві: зміни в енергетичному законодавстві можуть вплинути на вимоги до високовольтного обладнання та його використання.

SWOT-аналіз дозволяє компанії оцінити свої внутрішні та зовнішні аспекти, визначити стратегічні переваги та недоліки, а також розробити план дій для успішного впровадження проєкту.

Висновки по розділу 6

"GreenBoost Energy Solutions" пропонує інноваційний підхід до оптимізації та управління гібридними електростанціями. Наш енергоефективний модуль дозволяє використовувати різноманітні джерела енергії з врахуванням вимог до виробництва енергії в режимі реального часу. Переваги включають вдосконалену систему автоматизації, оптимальне використання ресурсів та підтримку стабільності роботи гібридної електростанції. "GreenBoost Energy Solutions" має потенціал змінити парадигму в сфері виробництва енергії, надаючи сталість та високий рівень ефективності.

Попередній аналіз ринкових можливостей та конкурентного середовища свідчить про велике попит на технології енергозбереження та оптимізації в енергетичній галузі. "GreenBoost Energy Solutions" виходить за рамки стандартних рішень, пропонуючи гнучкий та інтелектуальний підхід до керування гібридними системами. Завдяки високотехнологічному модулю, наш стартап може ефективно конкурувати, забезпечуючи клієнтам найсучасніші рішення для вирішення проблем сталості та оптимізації виробництва енергії.

Проект "GreenBoost Energy Solutions" не лише забезпечить ефективні та екологічно чисті рішення, але й відкриє нові можливості для розвитку галузі в області енергетичних технологій. Наш стартап має потенціал стати важливим гравцем на ринку, допомагаючи покращити стан енергетичної інфраструктури та зменшити вплив на довкілля.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Гібридні електростанції, які підключені до високовольтних підстанцій, представляють інтегровані системи, які поєднують різні джерела енергії для забезпечення стабільного та ефективного виробництва електроенергії. Високовольтні підстанції грають ключову роль у забезпеченні передачі та розподілу електроенергії в електричних мережах.

Гібридні системи можуть включати сонячні батареї, вітрогенератори, акумулятори енергії та інші компоненти, які працюють у взаємодії для оптимізації виробництва та використання електроенергії. Підключення до високовольтних підстанцій дозволяє ефективно інтегрувати виробничі потужності гібридних електростанцій у загальну електроенергетичну систему.

На основі дослідження відомих математичних моделей складових сонячної електростанції у складі гібридної енергосистеми, були обрані ті, що дозволяють оцінити функціональні та технічні можливості цих елементів.

Представлено структуру цифрової моделі сонячної електростанції в програмному середовищі Matlab/Simulink. Показано зміни робочої температури сонячного фотоелектричного модуля при реальних кліматичних умовах.

Представлена цифрова модель фотоелектричного генератора з потужністю 0,5 МВА, який знаходиться у складі гібридної системи, він включає моделі сонячної панелі та складові ланки постійного струму, окрім статичного генератора, який підключається до сторони змінного струму шини НН 0,4 кВ. Також, ця модель включає схему для внутрішнього контролю активної та реактивної потужності в фотоелектричному генераторі.

Була побудована цифрова модель гібридної локальної енергосистеми із сонячною електростанцією для моделювання і оцінки впливу СЕС на режим роботи гібридної локальної енергосистеми.

Параметри режиму гібридної локальної енергосистеми при обваженні режиму знаходяться шляхом імітаційного моделювання режиму роботи гібридної локальної енергосистеми за допомогою ліцензійного програмного забезпечення DigSILENT PowerFactory.

Результати моделювання обтяженого режиму для гібридної локальної енергосистеми без СЕС свідчать, що струм в ЛЕП 110 кВ «6-7» перевищує допустиме значення (лінія була завантажена на 100,1 %), це свідчить про порушення необхідної умови аперіодичної статичної стійкості.

Результати моделювання обтяженого режиму для гібридної локальної енергосистеми при видачі потужності СЕС свідчать, що струм в ЛЕП 110 кВ «6-7» перевищує допустиме значення (лінія була завантажена на 102 %), це свідчить про порушення умови аперіодичної статичної стійкості.

Результати аперіодичної статичної стійкості гібридної локальної енергосистеми без наявності СЕС та після підключення СЕС в частині прийому свідчить про збільшення запасу статичної стійкості у 1,5 рази.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. НКРЕКП: Ключові проблеми електроенергетики [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://vse.energy/news/pek-news/electro/485-nerc-zvit>
2. План розвитку ОЕС України на 2017 – 2026 рр. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Projekt_Planurozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roky.pdf
3. Кудря С.О. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні / С. О. Кудря // Вісник Національної академії наук України. - 2015. - № 12. - С. 19-26.
4. Півняк Г.Г. Альтернативна енергетика в Україні: монографія / Г.Г. Півняк, Ф.П. Шкрабець. - Д.: НГУ, 2013. - 109 с.
5. Huber M. Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements / M. Huber, D. Dimkova, T. Hamacher // Energy. - № 69 (2014). - p. 236-246.
6. Лежнюк П. Д. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії : монографія / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько. - Вінниця: ВНТУ, 2017. - 164 с.
7. Malogulko V. Optimization of the functioning of the renewable energy sources in the local electrical systems / V. Malogulko, P. Komada, A.Orshubekov, M. Kozhamberdiyeva, A. Sagymbekova // PRZEGLĄD ELEK-TROTECHNICZNY, 2017. - № 3. - P. 97-103.
8. Кузнєцов М.П. Особливості стохастичної оптимізації гібридних енергосистем на базі ВДЕ / М.П. Кузнєцов, О.В. Лисенко, О.А. Мельник // Відновлювана енергетика. - 2018. - № 2. - С. 6-15.
9. Жаркін А.Ф., Новський В.О., Палачов С.О. Нормативно-технічне регулювання якості напруги в електричних мережах з джерелами розосередженої генерації // Технічна електродинаміка. - 2016. - №3. - С. 55-57.
10. Варецький Ю. О., Горбань В. М., Пазина Я. С. Зміни напруги в електричній мікромережі з гібридною електростанцією / Вісник Національного університету

«Львівська політехніка». Електроенергетичні і електромеханічні системи. - 2016. - № 840. - С. 17 - 23.

11. Лежнюк П.Д. Балансова надійність електричної мережі з фотоелектричними станціями: монографія / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук та ін. - Вінниця: ВНТУ, 2018. - 136 с.

12. Собчук Д.С. Алгоритмічна реалізація оцінювання впливу відновлюваних джерел електроенергії на надійність електричних мереж / Д.С. Собчук // LAPGOS. - 2015. - № 1. - С. 93-100.

13. Павловський В.В. Обмеження потужності відновлюваних джерел енергії за умови приєднання до електричної мережі / В.В. Павловський та ін. // Праці ІЕД НАНУ. - 2016. - №. 43. - С. 18-23.

14. Gils Hans C. Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe / C. Gils Hans, Y. Scholz, T. Pregger at al // Energy. - 2017. - № 123. - P. 173 -188.

15. Кузнєцов М.П. Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії / М.П. Кузнєцов, О.В. Лисенко // Відновлювана енергетика. - 2017. - № 1. - С. 25-32.

16. Кулик М.М. Можливості використання великих накопичувачів електроенергії для стабілізації частоти в об'єднаних енергосистемах з потужними сонячними електростанціями / М.М. Кулик, О.В. Згуровець // Відновлювана енергетика. - 2018. - № 3. - С. 6-14.

17. Holger C. Hesse Lithium-Ion Battery Storage for the Grid – A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids / Holger C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic, A. Jossen // Energies. - 2017. - № 10. - p. 1-42.

18. Yulong P., Cavagnino A., Vaschetto S., Feng C., Tenconi A. Flywheel energy storage systems for power systems application. International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Santa Margherita Ligure, Italy, 27-29 June 2017. -P. 492-501.

19. Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України // Альтернативна енергетика. Енергія Сонця. [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://saee.gov.ua/uk/ae/sunenergy>.

20. Національна енергетична компанія «Укренерго». Офіційний вебсайт. - Режим доступу: <https://ua.energy/>.

21. Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії. [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/514-19>.

22. PowerFactory. Інструкція користувача. Версія 14.1. - DIgSILENT PowerFactory, 2012. - 1078 с.

23. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT): ДСТУ EN 50160:2014. Чинний від 01.10.2014. - К.: Мінекономрозвитку України 2014. - 27 с.

24. Праховник А.В., Тесик Ю.Ф., Жаркін А.Ф., Новський В.О. та ін. Автоматизовані системи обліку та якості електричної енергії. - Харків: ПП «Ранок-НТ», 2012. - 516с.

25. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки [Електронний ресурс]. - Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=63832.

ДОДАТОК А

РЕЗУЛЬТАТИ ПЕРЕВІРКИ ДИСЕРТАЦІЇ НА ПЛАГІАТ



Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

Дата перевірки:
18.01.2024 12:09:49 EET

Дата звіту:
18.01.2024 12:11:24 EET

ID перевірки:
1016069962

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100006981

Назва документа: Дрожжин Михайло Дмитрович

Кількість сторінок: 73 Кількість слів: 12666 Кількість символів: 92965 Розмір файлу: 3.36 MB ID файлу: 1015776169

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

16.5%
Схожість

Найбільша схожість: 4.83% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1014800149)

8.57% Джерела з Інтернету	46		Сторінка 75
10.6% Джерела з Бібліотеки	57		Сторінка 75

0% Цитат

- Вилучення цитат вимкнене
- Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0%
Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи	154
Підозріле форматування	28 сторінок