

**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»

Завідувач кафедри
_____ Валерій КИРИК
“ ____ ” _____ 2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

**на тему: «Керування генерацією активної потужності комбінованих
відновлювальних джерел енергії»**

Виконав:

студент II курсу, групи ЕС-01мп
Мельник Дмитро Олегович

Науковий керівник:

ст. викл. кафедри електричних мереж та систем, к. т. н.
Богомоллова Оксана Сергіївна

Консультант з розділу «Релейний захист»:

ст. викл. кафедри автоматизації енергосистем
Хлистов Валерій Михайлович

Консультант з розділу «Стартап-проект»:

ст. викл. кафедри економіки і підприємництва
Бахмачук Сергій Васильович

Консультант з розділу «Проектування підстанції»:

ас. кафедри електричних мереж та систем
Моссаковський Вадим Ігорович

Рецензент:

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

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

Студент _____

Київ – 2021 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

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

«__» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Мельнику Дмитру Олеговичу

1. Тема дисертації: «Керування генерацією активної потужності комбінованих відновлювальних джерел енергії», науковий керівник дисертації Богомоллова Оксана Сергіївна, к. т. н, затверджені наказом по університету від «02» листопада 2021 р. №3655-с.
2. Термін подання студентом дисертації: 14 грудня 2021 р.
3. Об'єкт дослідження комбінована електроенергетична система
4. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 - 1) провести аналіз літератури за вибраною темою;
 - 2) розробити модель комбінована електроенергетичної системи ;
 - 3) обрати та розрахувати релейний захист трансформатора;
 - 4) розробити стартап-проект;
 - 5) спроектувати підстанцію 110/35/10 в пункті 2 мережі;
 - 6) проаналізувати роботу електричної мережі з комбінованою електроенергетичною системою.
5. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:
 - 1) Схеми приєднання станції до електричних мереж та їх системи автоматичного керування

2) Структурна схема та модель системи автоматичного керування комбінованої електроенергетичної системи

3) Нечіткій логічний контролер та аналіз його роботи

4) головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ;

5) план підстанції 110/35/10 кВ;

6) план підстанції 110/35/10 кВ. Розрізи 1-1...2-2;

7) диференціальний захист трансформатора ТМТН-6300/100.

6. Орієнтовний перелік публікацій: стаття за тематикою досліджень магістерської дисертації.

Б.О.Сергіївна, М.Д.Олегович, Створення нечіткого логічного контролера для керування потужністю комбінованих електроенергетичних систем.Науковий періодичний журнал "MODERN SCIENTIFIC RESEARCHES", Випуск 18, м. Мінськ, Білорусь. [стаття надіслана до редакції]

7. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Релейний захист	Хлистов В. М., ст. викл. кафедри автоматизації енергосистем		
Стартап-проект	Бахмачук С. В., ст. викл. кафедри економіки і підприємництва		
Проектування підстанції	Моссаковський В. І., асистент кафедри електричних мереж та систем		

8. Дата видачі завдання 2021 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз літератури щодо схем приєднання та САК джерел ВДЕ	01.10.2021	
2	Створення структурної схеми САК комбінованої електроенергетичної мережі	07.10.2021	
3	Створення нечіткого логічного контролера	14.10.2021	
4	Розробка імітаційної моделі САК комбінованої електроенергетичної мережі на основі НЛК	21.10.2021	
5	Моделювання режимів роботи КЕЕС зі створенням НЛК, аналіз результатів	28.10.2021	
6	Проектування підстанції 110/35/10 в 2 пункті мережі	6.11.2021	
7	Розроблення стартап-проекту	13.11.2021	
8	Вибір та розрахунок релейного захисту трансформатора	27.11.2021	
9	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	4.12.2021	

Студент _____

Дмитро МЕЛЬНИК

Науковий керівник _____

Оксана БОГОМОЛОВА

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація включає пояснювальну записку та графічну частину. Пояснювальна записка розроблена на 92 аркушах формату А4, яка містить в собі 30 рисунків, 15 таблиць та 14 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 7 аркушів технічних креслень формату А1.

У зв'язку із розвитком відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) постають проблеми щодо керування потужністю таких джерел. На сьогодні в Україні впроваджуються державні програми щодо залучення ВДЕ до автоматичного регулювання частоти, а також у разі необхідності - обмеження потужності генерації ВДЕ диспетчером ОЕС України.

З метою зменшення рівня зміни потужності генерації джерел ВДЕ протягом доби, доцільно створювати комбіновані електроенергетичні системи (наприклад комбунвати сонячні, вітрі, біогазові, гідро станції). Існуючі системи автоматичного керування обмежують потужність джерел ВДЕ, внаслідок спрацювання уставки по усталеному відхиленню напруги у споживача. Необхідно удосконалити систему автоматичного керування з метою отримання максимально можливої в поточному стані потужності генерації від різнорідних джерел.

В дисертації розглянута комбінована електроенергетична система (КЕЕС) піковою потужністю 150 кВт, створено імітаційну модель такої системи. Спроектовано підстанцію 110/35/10 кВ у пункті 2 схеми мережі, розраховані струми короткого замикання. Обрано диференційний захист трансформатора ТМТН 6,3 МВА. Розроблено стартап-проект.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Богомолова Оксана, Мельник Дмитро. «Створення нечіткого логічного контролера для керування потужністю комбінованих електроенергетичних систем» // Науковий періодичний журнал “MODERN SCIENTIFIC RESEARCHES” (подана в редакцію 20.12.2021), Випуск 18, м. Мінськ, Білорусь.

КОМБІНОВАНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕДА ЕНЕРГІЇ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, БІОГАЗОВА СТАНЦІЯ

ABSTRACT

The master's dissertation includes an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is developed on 92 sheets of A4 format, which contains 30 figures, 15 tables and 14 sources of references. The graphic part contains 7 sheets of technical drawings in A1 format.

Due to the development of renewable energy sources (RES) there are problems with power management of such sources. At present, Ukraine is implementing state programs to involve RES in automatic frequency control, as well as, if necessary, the possibility of generating RES by the UES manager of Ukraine.

In order to reduce the level of change in the generation capacity of RES sources during the day, it is advisable to create combined power systems (such as solar, wind, biogas, hydro). Existing automatic control systems limit the power of RES sources, due to the operation of the setpoint for steady voltage deviation of the consumer. It is necessary to improve the automatic control system in order to obtain the maximum possible current generation power from disparate sources.

In the dissertation the combined electric power system (CEPS) with a peak power of 150 kW is considered, the simulation model of such system is created. The 110/35/10 kV substation in point 2 of the network scheme has been designed, short-circuit currents have been calculated. Differential protection of TMTN 6.3 MVA transformer is selected. A startup project has been developed.

Publications on research topics:

1. Bogomolova Oksana, Melnik Dmitry. "Creation of fuzzy logic controller for power control of combined power systems" // Scientific periodical "MODERN SCIENTIFIC RESEARCHES" (submitted on 20.12.2021), Issue 18, Minsk, Belarus.

COMBINED ELECTRIC POWER SYSTEM, ELECTRIC NETWORK, RENEWABLE
ENERGY SOURCES, SOLAR POWER PLANT, WIND POWER POWER PLANT

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	8
Вступ.....	9
1 Сучасний стан використання установок вде та засобів автоматизації їх роботи.....	11
1.1 Огляд методів та технічних засобів підключення установок ВДЕ до електричної мережі.....	11
1.1.1 Особливості підключення СЕС до електричної мережі та автоматичного керування режимом її роботи.....	12
1.1.2 Особливості підключення ВЕС до електричної мережі та автоматичного керування режимом її роботи.....	17
1.1.3 Особливості підключення БГЕ до електричної мережі та автоматичного керування режимом її роботи.....	24
Висновки до розділу 1.....	28
2 Математичне моделювання розв’язку задачі системи автоматичного керування генерацією активної потужності КЕЕС.....	29
2.1 Вибір методу розв’язання задачі автоматичного керування генерацією активної потужності ВДЕ.....	29
2.2 Структурна схема системи керування генерації активної потужності комбінованої електроенергетичної системи.....	34
2.3 Комп’ютерна імітаційна модель САК генерацією активної потужності ВДЕ в КЕЕС.....	36
2.4 Результат апробації роботи створеної системи автоматичного керування потужності генерації КЕЕС.....	43
Висновки до розділу 2.....	45
3 Проект електричної частини районної підстанції 110/35/10 кВ у вузлі 2 електричної мережі 110 кВ.....	47
3.1 Опис вузла 2 ел. мережі, в якому розміщена проектована підстанція	47
3.2 Опис головної схеми електричних з’єднань	47
3.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції.....	48

3.3.1 Розрахунок струмів КЗ в точці K_1	50
3.3.2 Розрахунок струмів КЗ в точці K_2	51
3.3.3 Розрахунок струмів КЗ в точці K_3	52
3.4 Вибір електричного обладнання на підстанції.....	55
3.4.1 Розподільчий пристрій 10 кВ.....	56
3.4.2 Розподільчий пристрій 35 кВ.....	59
3.4.3 Розподільчий пристрій 110 кВ.....	60
3.5 Вимірювання та навантаження вимірювальних трансформаторів.....	61
3.6 Оперативний струм та освітлення.....	64
3.7 Блискавкозахист підстанції.....	65
3.8 Розрахунок заземлення підстанції.....	68
Висновки до розділу 3.....	69
4 Релейний захист трансформатора ТМТН 6300/110.....	71
4.1 Пошкодження та ненормальні режими роботи трансформаторів.....	71
4.2 Розрахунок та вибір уставок цифрового захисту трансформатора.....	73
4.3 Розрахунок та вибір уставок спрацювання максимального струмового захисту трансформатора з пуском за напругою.....	78
4.4 Інші види релейного захисту силового трансформатора.....	80
Висновки до розділу 4.....	81
5 Продаж в електричну мережу надлишку генерації електричної енергії КЕЕС	82
5.1 Вступ.....	82
5.2 Опис ідеї стартап-проекту.....	82
5.3 Аналіз слабких, нейтральних та сильних сторін ідеї проекту.....	83
5.4 Оцінка ризиків стартап-проекту	84
5.5 Інвестиційні витрати.....	85
Висновок до розділу 5.....	88
Загальні висновки.....	89
Список використаних джерел.....	90
Додаток А. Результати перевірки дисертації на плагіат.....	92

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ОЕС – об'єднана електроенергетична система

ВДЕ– відновлювальні джерела енергії;

ВЕС– вітрова електростанція;

ЕС – електроенергетична станція;

БГЕ – біогазова електростанція;

САК – система автоматичного керування;

ПС – підстанція;

РП – розподільний пристрій;

КЕЕС –комбінована електроенергетична система;

АТ – автотрансформатор;

КЗ – коротке замикання;

СЕС – сонячна електростанція;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ВСТУП

Актуальність теми. Темпи розвитку відновлювальних джерел енергетики (ВДЕ) в Україні характеризується надшвидким збільшенням їх потужності у складі об'єднаної енергосистеми України. Згідно Енергетичної стратегії розвитку України до 2035 року, частка ВДЕ в енергобалансі України досягне 13%, однак станом на 01.12.2021 встановлена потужність ВДЕ вже складає 13,8%.

З огляду на кліматичні показники та державну підтримку у розвитку ВДЕ, найбільшого розповсюдження набули сонячні електростанції (СЕС) та вітрові електростанції (ВЕС). Зниження плати за спожиту електроенергію та її продаж за «зеленим» тарифом, що значно скорочує термін окупності, зробили біогазові електростанції (БГЕ) привабливими для підприємств агропромислового комплексу. Створення (гібридної) комбінованої електроенергетичної системи (КЕЕС), до складу яких входять СЕС, ВЕС та БГЕ дозволяє знизити стохастичність генерації цих джерел енергії та генерування потужності споживачу з дотриманням нормально допустимого значення відхилення напруги в точці приєднання.

Однак, існуючі системи автоматичного керування (САК) потужністю генерації ВДЕ, обмежують значення генерації активної потужності в залежності від встановленого значення уставки по напрузі. Як наслідок, зниження рівня генерації призводить до фінансових збитків власника станцій. Тому постає актуальна задача удосконалення існуючих САК установок з ВДЕ для підтримання максимально можливого значення потужності генерації при умові знаходження усталеного відхилення напруги в тоці приєднання у нормованому діапазоні.

Мета і завдання дослідження. Метою дисертаційного дослідження є розроблення нової ефективної системи керування потужністю генерації комбінованої електроенергетичної системи при дотриманні нормально допустимих значень відхилення напруги в точці приєднання.

Для досягнення поставленої мети потрібно було вирішити такі завдання:

- проаналізувати існуючі структури та системи автоматичного керування генерації установками з ВДЕ;
- розробити структурну схему системи автоматичного керування з ВДЕ;

- створити комп'ютерну імітаційну модель САК генерації потужності джерел ВДЕ на основі нечіткого логічного контролера;
- виконати апробацію моделі для визначення ефекту від застосування розробленої системи автоматичного керування.

Об'єктом дослідження автоматичне керування в комбінованих електроенергетичних системах на основі відновлювальних джерел енергії.

Предметом дослідження є структури, параметри та способи ефективного автоматичного керування установками ВДЕ.

Методи дослідження. Вирішення поставлених у дисертаційній роботі завдання ґрунтується на основі методів теорії автоматичного керування, методів комп'ютерного та імітаційного моделювання, апарату теорії нечітких множин.

1 СУЧАСНИЙ СТАН ВИКОРИСТАННЯ УСТАНОВОК ВДЕ ТА ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЇХ РОБОТИ

1.1 Огляд методів та технічних засобів підключення установок ВДЕ до електричної мережі

Стрімке зростання частки ВДЕ в балансі енергетичної системи, є характерною рисою сучасної енергетики в Україні. Плюси цього напрямку енергетики очевидні. Однак, при зростанні встановлених потужностей установок розподіленої генерації з ВДЕ помітно ряд негативних явищ [2]. Основним з яких є збільшення рівня уставленого відхилення напруги в розподільчих електричних мережах (РЕМ) в режимах реверсивного потоку потужності.

У разі використання різнорідних відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) в рамках комбінованої електроенергетичної системи (КЕЕС), можна помітити зниження добової нерівномірності вироблення електроенергії [2]. Це, без сумніву, є перевагою в порівнянні з ВДЕ що працює ресурсі одного типу.

Комбінована електроенергетична система з відновлюваними джерелами енергії включає ряд джерел електричної енергії, які працюють сумісно. Режим роботи такої системи визначається з однієї сторони поточною потребою в електроенергії, а з іншої сторони – спроможністю джерел постачати енергію. Здійснюючи керування генерацією окремих джерел відновлюваної енергії, які входять до складу КЕЕС, можливо керувати режимом її роботи, впливаючи як на загальну вартість спожитої енергії так і на показники якості електроенергії (ПЯЕ).

Територіально для України найбільший економічний потенціал застосування серед ВДЕ мають сонячна та вітрова енергія. З цієї причини основна частка вироблення електроенергії за рахунок ВДЕ приходить на СЕС та ВЕС. Трішки менші об'єми виробленої електроенергії приходяться на біогазову електростанцію (БГЕ), адже таким електростанціям потрібні ресурси для виготовлення біомаси або біогазу. Через це найбільш часто БГЕ використовують на підприємствах агропромислового комплексу, в яких біологічна сировина є відходами виробництва.

Беручи до уваги вищесказане, для території України найбільш доцільно використовувати комерційні КЕЕС створені на основі СЕС, ВЕС та БГЕ. Тому необхідно провести аналіз методів та технічних засобів підключення в мережу саме для вказаних установок генерації електроенергії з ВДЕ [2].

1.1.1 Особливості підключення СЕС до електричної мережі та автоматичного керування режимом її роботи

Сонячні електростанції (СЕС) – це електрогенеруюча установка, в якій використовується спосіб прямого перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію [7]. Узагальнена функціональна схема СЕС, що працює паралельно з мережею, наведена на рис. 1.1.

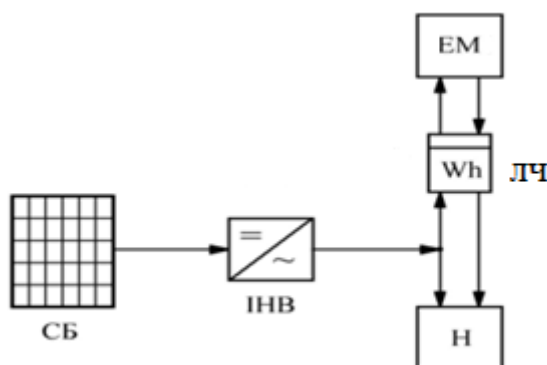


Рисунок 1.1 – Функціональна схема СЕС, що працює паралельно з електричною мережею

На функціональній схемі відображено сонячну батарею (СБ), інвертор (ІНВ), двонаправлений лічильник активної енергії (ЛЧ); безпосередньо електрична мережа (ЕМ) та навантаження (Н).

Енергія сонячного випромінювання з допомогою фотоелектричних панелей перетворюється в постійний струм, потужність визначається:

$$P_{\text{СБ}} = N_{\text{series}} N_{\text{parallel}} U_{\text{x.x}} I_{\text{к.з}} E_{\text{Ф}}$$

де $P_{\text{СБ}}$ – електрична потужність, що генерується сонячними батареями;

N_{series} — кількість послідовно з'єднаних фотоелементів у складі батареї;

$N_{parallel}$ — кількість паралельно з'єднаних фотоелементів у складі батареї;

$U_{x,x}$ — значення напруги неробочого ходу;

$I_{к.з}$ — значення струму короткого замикання;

F_{ϕ} — коефіцієнт заповнення вольт-амперної характеристики для конкретного типу фотоелементу [7] .

Розвиток силової напівпровідникової електроніки, є досить швидким та само як і мікропроцесорної техніки, що допомагає створенню широкого спектру інверторів СЕС, які відрізняються між собою за функціональним призначенням та сферою застосування.

Класифікація інверторів, що призначені для використання в складі СЕС, наведена на рис. 1.2.



Рисунок 1.2 – Класифікація інверторів, що застосовуються в СЕС

Автономні інвертори використовуються в індивідуальних установках з ВДЕ малої потужності з акумуляторними батареями і не призначені для підключення до централізованої електричної мережі. Для побудови КЕЕС, до складу яких входить СЕС, можливо використати мережеві сонячні інвертори, що мають функцію автоматичної синхронізації параметрів електроенергії (амплітуди напруги, частоти та ін.) з такими ж параметрами електричної мережі. Так само для таких цілей є можливим використання гібридних інверторів, втім їх вартість вища в порівнянні з

мережевими інверторами, отож їхнє застосовування буде доцільним разом з акумуляторними батареями тільки у випадку підвищених вимог до безперебійності електропостачання [2].

Якщо виходити від кількості сонячних батарей в СЕС та їх потужності відрізняються і їх схеми приєднання до електричної мережі. Будь-якій з варіантів схем приєднання сонячних батарей має свої переваги та недоліки, і вимагає застосування певного типу сонячного інвертора.

На рис. 1.3 приведені найбільш поширені схеми приєднання сонячних батарей до електричної мережі

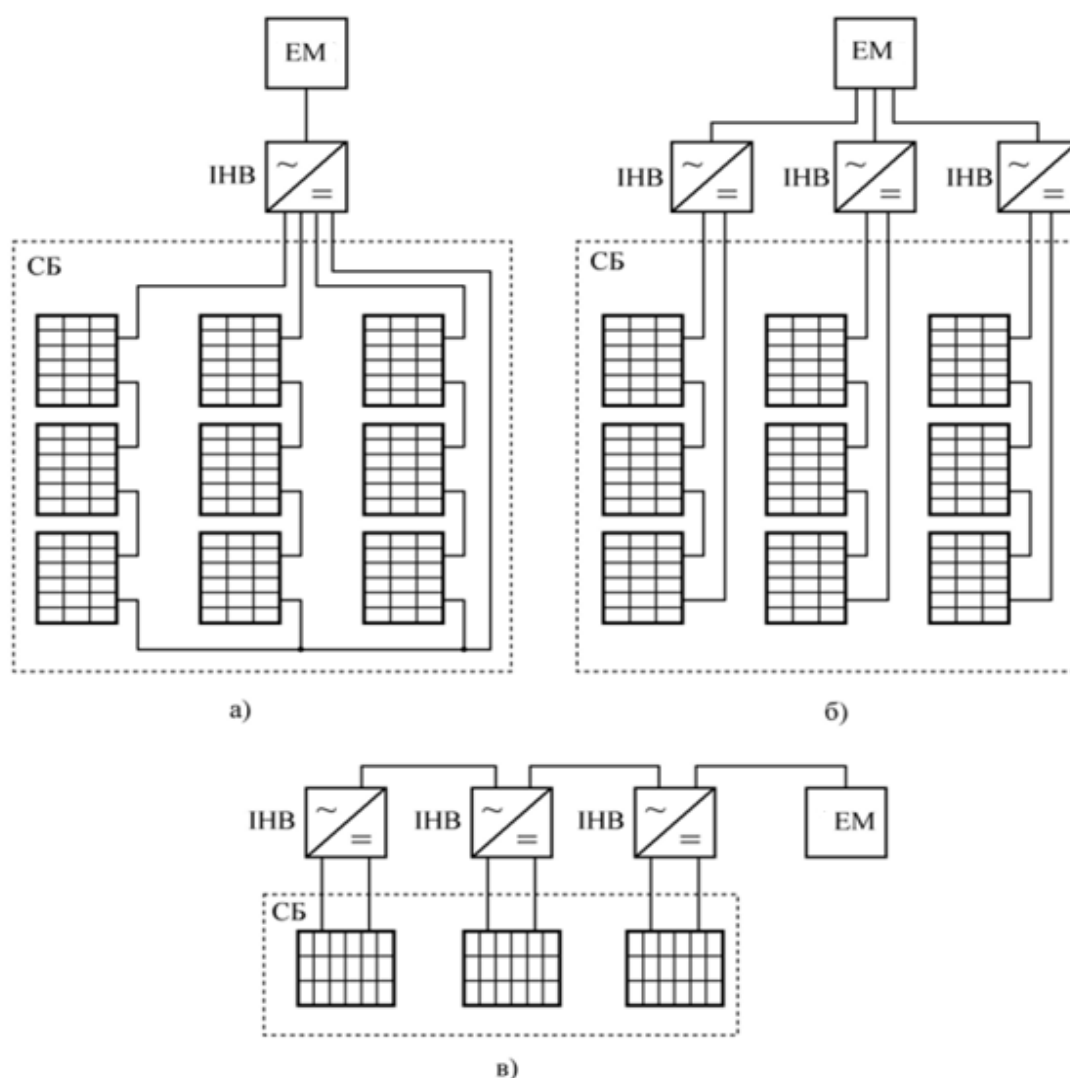


Рисунок 1.3 – Варіанти схем приєднання різних типів сонячних інверторів до електричної мережі: а) схема з центральним інвертором; б) схема зі стрінг інверторами; в) схема з мікроінверторами

На рис. 1.3 а) наведена схема підключення сонячних батарей за допомогою центрального інвертора. В данному випадку всі сонячні батареї, в залежності від їх потужності, групуються в масиви шляхом послідовного з'єднання. Після чого кожен з цих масивів під'єднується до одного інвертора зі сторони постійного струму, а вихід інвертора підключається до шин ЕМ [7].

Плюсами данного методу приєднання є відносно невелика ціна питомої встановленої потужності інверторів СЕС, простота конструкції та обслуговування. Але данному варіанту схеми притаманний недоліків, головним є: високі спади напруги та втрати потужності в мережі постійного струму, через велику протяжність з'єднувальних проводів між сонячними батареями та інвертором; різкі коливання виробленої потужності у випадку затінення частини сонячних батарей; низька надійність та гнучкість; єдиний MPPT-трекер для всіх сонячних батарей, що значно знижує ефективність використання СЕС при наявності в ній сонячних батарей декількох типів.

Майже всі описані недоліків схеми з центральним інвертором відсутні якщо використовувати схеми з мікроінверторами, яка приведена на (рис. 1.3 в). Данна схема приєднання включає в себе наявність інвертора для всіх з сонячних батарей, розміщених в безпосередній близькості від них. Через скорочення довжини провідників постійного струму та наявності в кожному інверторі функції MPPT-трекінгу ця схема має найбільшу стійкість до ефекту часткового затінення та ефективно використовує потужності кожної з сонячних панелей. Однак, ця схема має високу вартість питомої встановленої потужності мікроінверторів в порівнянні з інверторами інших типів. Що не є економічно доцільно. Крім того, при встановленій потужності СЕС на декількох десятків кВт сильно ускладнюється її обслуговування через велику кількість мікроінверторів, потужність кожного з них становить 50...500 Вт. З огляду на сферу застосування схеми з мікроінверторами обмежується лише СЕС малої потужності і використання її в складі КЕЕС є недоцільним.

На рис. 1.3 б) приведено схему підключення сонячних батарей з допомогою стрінг інверторів. На ній, на відміну від схеми з центральним інвертором, кожен з масивів сонячних батарей приєднується до окремого стрінг інвертора. Це дозволяє

зменшити рівень спадів напруг та втрат потужності в мережі постійного струму за рахунок меншої довжини провідників від сонячних батарей до інверторів. Також, всі інвертори оснащені MPPT-трекером, що знижує чутливість СЕС до затінення частини сонячних батарей СЕС. Не дивлячись на дещо більшу вартість питомої встановленої потужності стрінг інвертора при порівнянні з центральним, завдяки вказаним перевагам саме даний тип інверторів найбільш доцільно використовувати при побудові СЕС, що входять до складу комерційних КЕЕС.

Одним із головних елементів СЕС, що входить до складу КЕЕС, є мережевий інвертор – пристрій, для перетворення постійного струму, який виробляється сонячними батареями в змінний струм промислової частоти.

Сучасних інвертори СЕС застосовують систему автоматичного керування (САК), і в залежності від характеру зворотного зв'язку можна умовно поділити на 3 групи:

- САК режимом генерації СЕС із зворотним зв'язком по вихідній напрузі;
- САК режимом генерації СЕС із зворотним зв'язком по вихідній напрузі та частоті;
- САК режимом генерації СЕС із зворотним зв'язком по вихідній напрузі, частоті та рівню генерації електричної потужності.

На рис. 1.4 наведено структурну схему САК режимом генерації СЕС із зворотним зв'язком по вихідній напрузі.

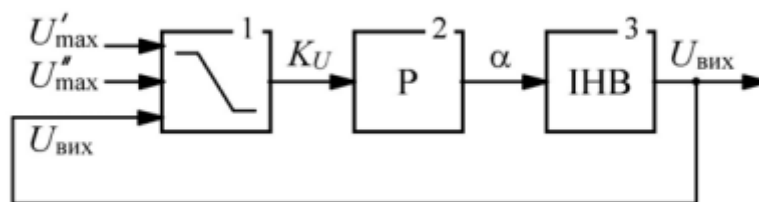


Рисунок 1.4 – Структурна схема САК режимом генерації СЕС із зворотним зв'язком по вихідній напрузі

На структурній схемі відображено напруги: ($U_{\max}'$) значення вихідної напруги, при перевищенні якого відбувається обмеження рівня генерації потужності;

($U_{\max}$ ") значення вихідної напруги, при якому рівень генерації потужності в електричну мережу дорівнює нулю; ($U_{\text{вих}}$) напруга змінного струму на виході з інвертора (у точці приєднання СЕС до електричної мережі); (K_u) рівень обмеження генерації електричної потужності в залежності від значення вихідної напруги інвертора, (α) значення шпаруватості для алгоритму (ШІМ) керованого перетворювача постійного струму; також зображено блоки (1) підсилюючий блок з насиченням, з допомогою якого задається характеристика обмеження рівня вихідної потужності в залежності від напруги (2) блок перетворення значення обмеження рівня вихідної потужності в значення шпаруватості сигналу та (3) інвертор СЕС.

Принцип роботи даної САК полягає в наступному. Виміряне значення напруги на виході інвертора $U_{\text{вих}}$ надходить до блоку підсилення 1, відбувається обмеження рівня вихідної потужності у разі перевищення напруги порогового значення $U_{\max}'$.

1.1.2 Особливості підключення ВЕС до електричної мережі та автоматичного керування режимом її роботи

Принцип дії ВЕС полягає у перетворенні кінетичної енергії вітрового потоку в механічну енергію обертання вітроколеса, з'єданого з ротором електрогенератора, в якому вона перетворюється в електричну енергію. Потужність ВЕС визначається виразом

$$P_{\text{ВЕС}} = \frac{1}{2} \rho_{\text{п}} \pi R^2 u^3 C_p(\lambda) \eta_{\text{м.п.}} \eta_{\text{е.г.}} \quad (1.1)$$

де $P_{\text{ВЕС}}$ – електрична потужність, що генерується ВЕС;

$\rho_{\text{п}}$ – густина повітря;

R – радіус вітроколеса;

u – швидкість вітру;

$C_p(\lambda)$ – коефіцієнт потужності вітроколеса;

$\eta_{\text{м.п.}}$ – коефіцієнт корисної дії механічної передачі;

$\eta_{\text{е.г.}}$ – коефіцієнт корисної дії електрогенератора.

Значення коефіцієнта потужності C_p залежить від швидкохідності вітроколеса λ , що визначається як відношення лінійної швидкості кінців лопаті до швидкості вітру. Для кожного конкретного конструктивного типу вітроколеса існує своя залежність $C_p(\lambda)$, яка досягає максимального значення при деякому оптимальному значенні швидкохідності. При цьому відбір потужності від вітрового потоку буде максимальним [2].

ВЕС, як і СЕС можна застосовувати як в складі автономних систем, так і працювати паралельно з електромережею в складі КЕЕС. Водночас, як і для випадку СЕС, параметри електроенергії (амплітуда напруги, частота та ін.), що генеруються ВЕС, повинні бути синхронізовані з відповідними параметрами електромережі.

Головною умовою ефективного використання вітроенергетичного ресурсу є відповідність швидкості вітру і частоти обертання вітроколеса. Зміна швидкості вітру вимагає відповідно широкого діапазону зміни швидкості обертання вала електрогенератора. Ця залежність встановлюється величиною швидкохідності, що сформована відповідно до конструкції вітроколеса. Альтернативою є підтримання стабільної частоти обертання (або дуже вузького діапазону) ротора електрогенератора. Проте при цьому значна частина енергії вітру залишиться невикористаною, що зменшує ефективність даних установок. За цих умов головним для електрогенератора ВЕС є допустимість зміни діапазону швидкості обертання за умови синхронізації параметрів виробленої електроенергії з відповідними параметрами мережі [7].

Схеми приєднання ВЕС до електричної мережі відрізняються в залежності від типу електрогенератора. На рис. 1.5 наведено найбільш популярні схеми приєднання ВЕС до електричної мережі.

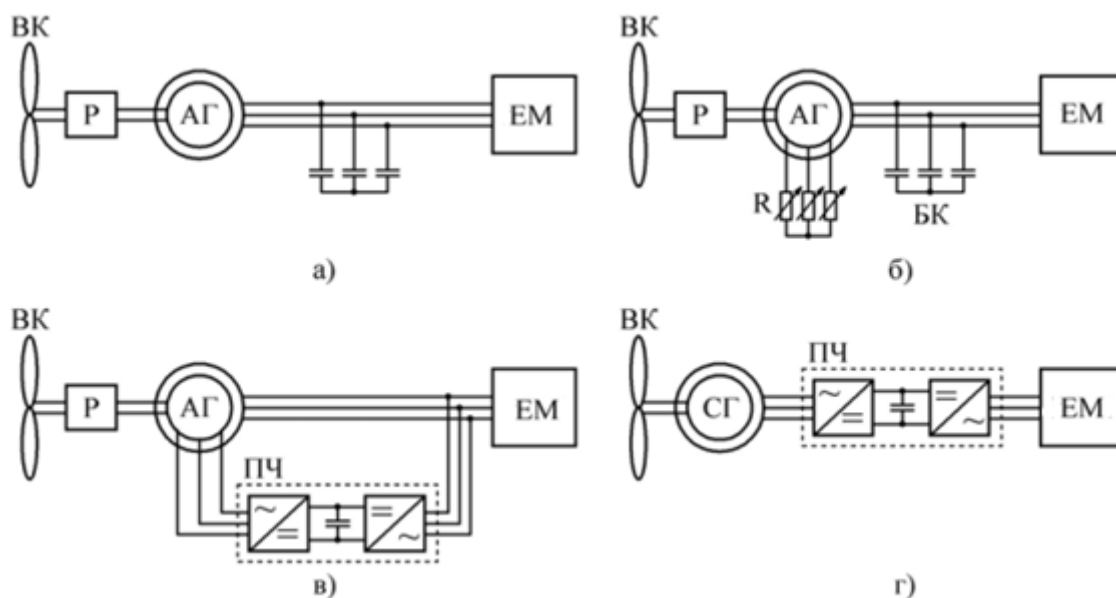


Рисунок 1.5 – Схеми приєднання ВЕС до електричної мережі

На схемі приєднання зображено вітроколесо (ВК), редуктор (Р), асинхронний генератор (АГ), батарея конденсаторів (БК), змінні резистори в колі ротора АГ (R), перетворювач частоти (ПЧ), синхронний генератор (СГ); безпосередньо електрична мережа (ЕМ).

На рис. 1.4 а) наведено схему приєднання ВЕС, яка складається з вітряної турбіни та асинхронного генератора з короткозамкненим ротором, що безпосередньо приєднаний до електромережі. Діапазон потужності асинхронного генератора, що використовується для ВЕС, може складати від десятків кВт до кількох МВт. Перевагами даної схеми приєднання є її порівняно низька вартість, простота експлуатації та кращі масо-габаритні показники.

Проте в цих типах установок сильно ускладнюється керування режимними параметрами (величиною напруги і частоти), що необхідно при різкій і сильній зміні частоти обертання вітроколеса під час поривчастого вітру, а також при різкій зміні величини електричного навантаження.

Кращим є варіант використання в ВЕС асинхронного генератора з фазним ротором змінного опору, відповідна схема приведена на (рис. 1.7 б.). Вітряні турбіни цього типу оснащені системою керування величиною ковзання частоти обертання ротора генератора. Данна система дозволяє короткочасно (на час, що необхідний для зміни кута повороту лопатей турбіни) підтримувати потужність генерації в мережу

близькою до їх номінального значення при різких змінах швидкості обертання вітроколеса. Це відбувається за рахунок зміни ковзання частоти обертання ротора генератора шляхом підключення або відключення резисторів в коло обмотки ротора. Завдяки системі керування величиною ковзання, частота обертання валу асинхронного генератора даного типу може змінюватись в більш широкому діапазоні, ніж у випадку асинхронного генератора з короткозамкненим ротором [2].

Через відносно простоті конструкції і порівняно низьку вартості, ВЕС із асинхронними генераторами з прямим приєднанням до електромережі, набули значного розповсюдження, в тому числі і в Україні [7] .

Головним недоліком асинхронного генератора з короткозамкненим ротором є високий рівень споживання ним реактивної потужності для створення магнітного поля збудження, що спричиняє додаткові втрати потужності в електромережі. До того ж, висока номінальна швидкість обертання вала асинхронного генератора вимагає застосування редуктора з високим коефіцієнтом перетворення, що знижує надійність роботи даної установки. Крім цього у випадку приєднання ВЕС даного типу до електричної мережі з відносно низькою пропускнуою здатністю, в останній виникають суттєві коливання напруги при появі різких поривів вітру за рахунок недостатньої швидкодії систем зміни кута атаки лопатей вітроколеса [2].

Перспективним виглядає варіант з використанням синхронних машин в якості генераторів ВЕС, що працюють в складі КЕЕС. Регулювання напруги в якому відбувається досить легко через зміни струму збудження обмотки ротора. До того ж, синхронні генератори, на відміну від асинхронних, можуть генерувати реактивну потужність в мережу, що сприяє зменшенню втрат електроенергії.

Втім такі генератори вимагають жорсткої стабілізації частоти обертання ротора генератора і, відповідно, вітроколеса. Це зменшує ефективність використання енергії вітру в широкому діапазоні робочих швидкостей. Через нестабільний поривчастий вітер погіршується стійкість роботи цих генераторів, які під'єднані паралельно до електромережі. Це не дозволяє застосовувати схеми з прямим підключенням синхронних генераторів до електричної мережі, особливо в районах з різким і поривчастим вітром. Також зі зростанням встановленої потужності синхронного

генератора погіршуються масо-габаритні показники ВЕС в цілому, за рахунок збільшення маси самого генератора, мультиплікатора, вітроколеса.

Цей недолік можливо усунути за рахунок використання тихохідних синхронних генераторів. Вал цієї синхронної машини з'єднується з вітроколесом безпосередньо, і це дає змогу відкинути необхідність в застосуванні мультиплікатора. Втім, відповідно знижується і частота струму виробленого генератором. З цього умова прямої передачі електроенергії в мережу неможлива і через це в схемах з тихохідним синхронним генератором виникає необхідність використання перетворювача частоти для узгодження параметрів виробленої електроенергії з параметрами мережі. Один із варіантів схем приєднання до електричної мережі ВЕС на основі тихохідного синхронного генератора наведено на рис. 1.4 г).

Плюсом цього підходу є те, що використання перетворювача частоти діапазон потужності, що генерується ВЕС, може бути значно збільшений. Мінусом даної схеми є те, що з'являється необхідність в використанні перетворювача частоти з номінальною потужністю, рівною потужності синхронного генератора, що підвищує вартість ВЕС.

Але, в комерційних КЕЕС, як правило, застосовують ВЕС малої та середньої потужності.

Тому, зважаючи на суттєві переваги схеми на основі тихохідного синхронного генератора, саме її найдоцільніше застосовувати при створенні КЕЕС, до складу якої входить ВЕС.

Як зазначено вище, при створенні КЕЕС, до складу якої входить ВЕС, краще всього застосовувати схему приєднання синхронного генератора ВЕС, яка має перетворення частоти вихідної напруги. Ця схема включає керований випрямляч та інвертор. Керований випрямляч призначений не лише для перетворення змінного струму в постійний, але також виконує функції регулювання параметрів електрогенератора ВЕС та захисту його від перенапруг

Спрощена принципова схема керованого випрямляча ВЕС наведена на рис. 1.6.

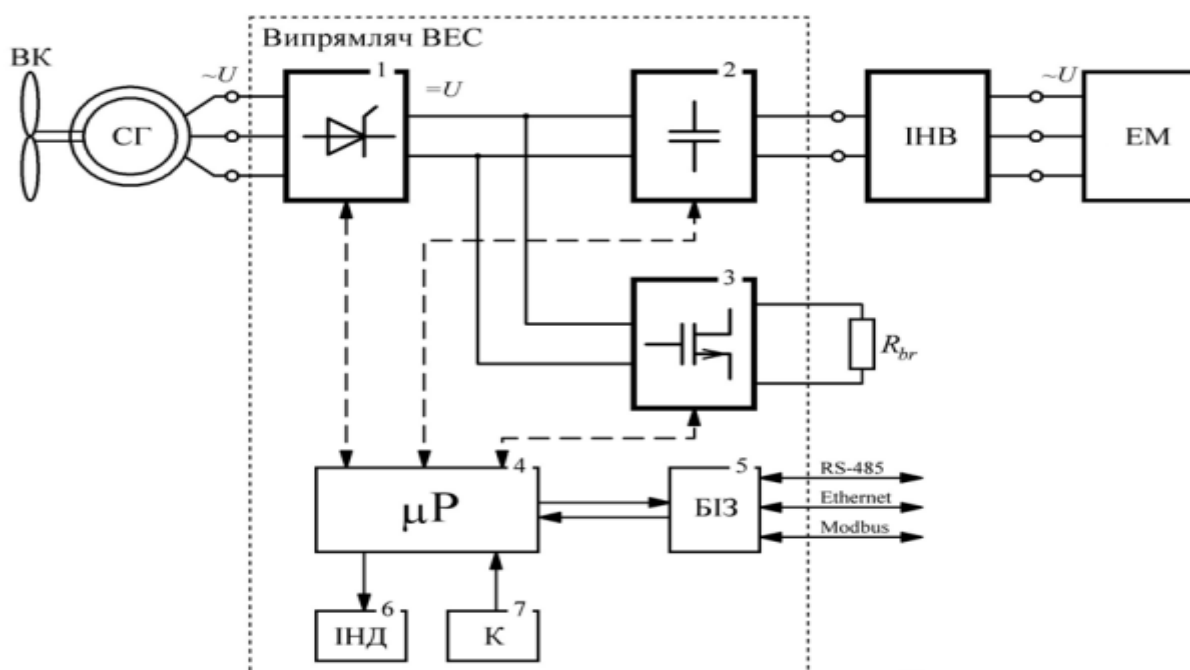


Рисунок 1.6 – Спрощена схема керованого випрямляча ВЕС

На схемі зображено вітрове колесо ВЕС (ВК), синхронний генератор (СГ), мережевий інвертор (ІНВ), навантажувальний резистор (R) та електрична мережа (ЕМ). Також відображені блоки: 1 – блок перетворення змінного струму в постійний; 2 – фільтр нижніх частот, призначений для зменшення рівня пульсацій напруги на виході з блоку 1; 3 – блок керованих напівпровідникових ключів (IGBT транзисторів); 4 – мікропроцесорний пристрій, в якому реалізована САК випрямляча; 5 – блок зовнішніх інтерфейсів; 6 – блок індикації; 7 – клавіатура.

В залежності від алгоритму, покладеного в основу роботи САК генерацією активної потужності ВЕС додатковий навантажувальний резистор R_{br} може виконувати такі функції:

- обмеження (регулювання) потужності, що генерується ВЕС в мережу (через ланцюг інвертора);
- захисту інвертора ВЕС від перенапруги по стороні постійної напруги. Аналіз існуючих САК керованого випрямляча ВЕС показав, що їх умовно можна поділити на дві групи;
- САК генерацією активної потужності ВЕС із зворотним зв'язком по напрузі постійного струму;

– САК генерацією активної потужності ВЕС із зворотним зв'язком по напрузі постійного струму та рівню генерації електричної потужності.

Структурна схема САК генерацією активної потужності ВЕС із зворотним зв'язком по напрузі постійного струму наведена на рис. 1.7.

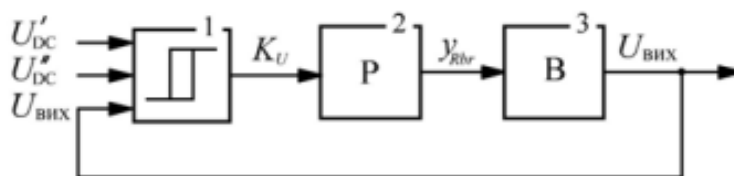


Рисунок 1.7 – Структурна схема САК генерацією активної потужності ВЕС із зворотним зв'язком по напрузі постійного струму

На структурній схемі САК зображено пороговий блок 1 з зоною нечутливості, напруги U_{dc}' – верхня межа зони нечутливості порогового блоку 1; U_{dc}'' – нижня межа зони нечутливості порогового блоку 1 та блоки (2) – блок перетворення значення обмеження рівня вихідної потужності (K_U) в сигнал керування керованого випрямляча (В); (3) – керований випрямляч ВЕС.

САК генерацією активної потужності ВЕС із зворотним зв'язком по напрузі постійного струму працює наступним чином. Виміряне значення вихідної напруги випрямляча U_{dc} надходить до порогового блоку 1. В даному блоці відбувається порівняння виміряного значення U_{dc} зі значеннями U_{dc}' та U_{dc}'' , в результаті якого формується вихідний сигнал K_U . В залежності від значення K_U блок перетворення 2 формує команду на ввімкнення або вимкнення навантажувального резистора R , тим самим обмежуючи значення вихідної напруги U_{dc} .

Розглянута САК реалізує функцію захисту інвертора ВЕС від перенапруг. Недоліком даної САК генерацією активної потужності ВЕС, що ускладнює їх застосування в КЕЕС, є неможливість безпосереднього керування рівнем генерації електричної потужності в мережу.

1.1.3 Особливості підключення БГЕ до електричної мережі та автоматичного керування режимом її роботи

Ефективним використанням біологічних відходів сільськогосподарського виробництва є вироблення з них біогазу. Біогаз – це газ, отриманий з метанового розкладу біомаси під дією різних видів бактерій (гідролізних, кислотоутворюючих, метаноутворюючих). Таким чином отриманий біогаз містить в собі 50 – 87 % метану CH_4 , 13 – 50 % вуглекислого газу CO_2 , незначні домішки водню H_2 та сірководню H_2S . Після очистки біогазу від CO_2 отримується біометан – повний аналог природного газу, який можна використовувати як енергетичний ресурс в БГЕ[2].

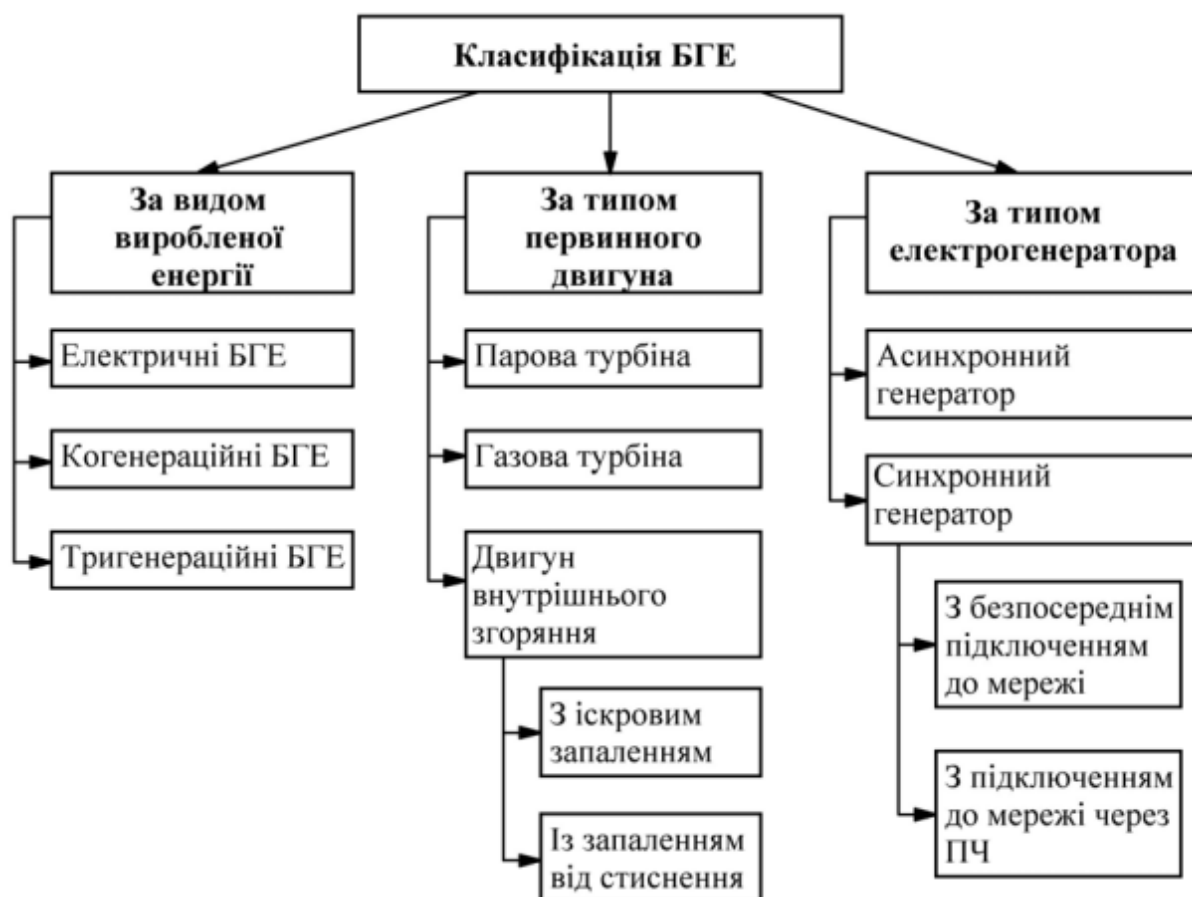


Рисунок 1.8 – Класифікація біогазових електростанцій

Ефективність вироблення електроенергії в БГЕ, як і в інших типах теплових станцій, не перевищує 40 %. Цезв'язано, на сам перед, з низьким ККД їх теплового циклу. Через це, БГЕ, що виробляють лише електричну енергію, мають досить низьку ефективність. Зважаючи на необхідність використання теплової енергії в

технологічному процесі вироблення біогазу (для підігріву біомаси в ферментаторі) більш досконалим підходом є застосування когенераційних установок в БГЕ[7].

Сучасна когенераційна установка складається з первинного двигуна, системи утилізації теплоти, електрогенератора, системи контролю та керування. Ці установки використовують для генерації не лише електроенергії, а і теплової, отриманої за рахунок відбору теплоти від первинного двигуна.

Технології когенерації (або тригенерації) дозволяють підвищити ККД використання біогазу до 90 – 93%. Тому, саме когенераційні установки, як найбільш ефективні, отримали найбільшого поширення в якості перетворювачів хімічної енергії біогазу в електричну та теплову енергію в БГЕ[2].

Основними типами первинного двигуна, що використовуються в когенераційних установках БГЕ є парова турбіна, газова турбіна та двигун внутрішнього згоряння. Перші два типи первинних двигунів застосовуються в когенераційних установках промислових БГЕ великої потужності (більше 1 МВт). Отож, застосування їх в БГЕ, що входять до складу комерційних КЕЕС є недоцільним.

Але двигуни внутрішнього згоряння мають і декілька недоліків, ключовим з яких є: високий рівень шуму в процесі роботи, високе співвідношення вага/вихідна потужність, обмежена кількість запусків. Останній недолік обов'язково необхідно враховувати при побудові САК БГЕ, що працюють в складі КЕЕС.

Попри деякі недоліки, саме двигуни внутрішнього згоряння найбільш доцільно використовувати в когенераційних установках БГЕ, що працюють в складі КЕЕС.

Для збільшення ефективності роботи двигуна внутрішнього згоряння в режимі змінного навантаження потрібно здійснювати регулювання частоти обертання валу. Втім в результаті цього буде змінюватись і частота вихідної напруги синхронного генератора. Що б вирішити данну проблеми найчастіше застосовувати приєднання синхронного генератора когенераційної установки до електричної мережі в зв'язку з перетворювачем частоти [2]. Схема такого приєднання синхронного генератора до мережі зображена на рис. 1.9.

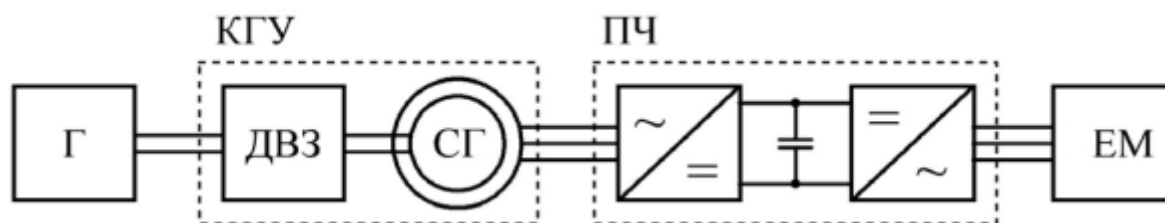


Рисунок 1.9 – Схема приєднання синхронного генератора когенераційної установки БГЕ до електричної мережі через перетворювач частоти

На схемі зображено газгольдер (Г), когенераційна установка (КГУ), двигун внутрішнього згоряння (ДВЗ), Синхронний генератор (СГ), перетворювач частоти (ПЧ), та сама електрична мережа.

В таких системах частота вихідної напруги синхронного генератора стабілізується за допомогою перетворювача частоти. Регулювання рівня генерації електричної потужності БГЕ в мережу здійснюється зміною подачі біогазу в двигун внутрішнього згоряння з допомогою дросель-клапана. Перевагою такої схеми приєднання БГЕ до електричної мережі є її порівняно висока ефективність, а також можливість регулювання рівня генерації електроенергії, що особливо важливо для БГЕ, що працюють в складі КЕЕС [8].

Отож, проведений аналіз методів та технічних засобів підключення установок генерації електроенергії з ВДЕ до електричної мережі демонструє, що для умов комерційної КЕЕС, до складу якої входять СЕС, ВЕС БГЕ найдоцільніше застосовувати напівпровідникові перетворювачі (інвертори, перетворювачі частоти). Такий підхід дозволяє виконувати гнучке автоматичне керування параметрами генерованої електроенергії, зокрема і рівнем генерації в досить широких межах, у такий спосіб впливаючи на рівень вихідної напруги в точці приєднання установок з ВДЕ до ЕМ.

Більшість сучасних КГУ, які входять до складу БГЕ, оснащені САК, які дозволяють безпосередньо здійснювати регулювання рівня потужності генерації за рахунок зміни витрати біогазу в двигунах внутрішнього згоряння. Структурна схема найбільш поширеної САК генерацією активної потужності БГЕ зі зворотним зв'язком по рівню генерації електричної потужності приведена на рис. 1.10.

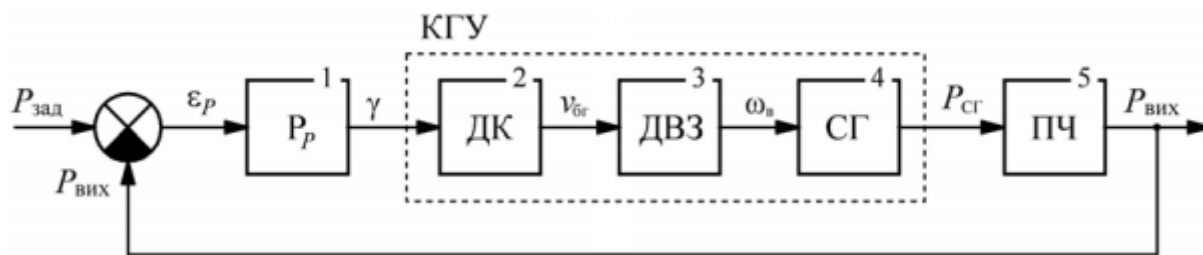


Рисунок 1.10 – Структурна схема САК генерацією активної потужності БГЕ зі зворотним зв'язком по рівню генерації електричної потужності

На структурній схемі зображено регулятор рівня генерації електричної потужності БГЕ (P), когенераційна установка (КГУ), дросель-клапан, за допомогою якого регулюють подачу біогазу (ДК), двигун внутрішнього згоряння (ДВЗ), синхронний генератор (СГ), перетворювач частоти (ПЧ), заданий рівень генерації електричної потужності БГЕ ($P_{\text{зад}}$), дійсний рівень генерації електричної потужності БГЕ ($P_{\text{вих}}$), величина розузгодження між $P_{\text{зад}}$ та $P_{\text{вих}}$ ($\varepsilon_p = P_{\text{зад}} - P_{\text{вих}}$), кут повороту заслінки дросель-клапана γ ; питома витрата біогазу ($v_{\text{бг}}$), кутова швидкість обертання валу СГ (ω), електрична потужність СГ ($P_{\text{сг}}$).

САК, структурна схема якої зображена на рис. 1.9, працює наступним чином. Виміряне значення вихідної потужності $P_{\text{вих}}$, що генерується БГЕ, порівнюється із заданим значенням потужності генерації $P_{\text{зад}}$. У разі появи розузгодження ε_p його значення потрапляє на вхід регулятора РР рівня генерації електричної потужності БГЕ. Регулятор, згідно закладеного закону керування (наприклад пропорційно-інтегрально-диференційного закону), визначає величину кута повороту γ заслінки дросель-клапана ДК. В результаті зміни кута повороту заслінки змінюється питома витрата біогазу $v_{\text{бг}}$ і, як наслідок, змінюється кутова швидкість обертання валу СГ, який з'єднаний з валом ДВЗ. Це призводить до зміни рівня генерації потужності синхронним генератором, яка, надходячи на вхід перетворювача частоти ПЧ (який слугує для синхронізації частоти та рівня напруги між СГ та електричною мережею), передається до електричної мережі. Слід зазначити, що за наявності кількох КГУ в складі БГЕ дискретне керування рівнем потужності генерації можливо здійснювати вимиканням деяких з них. При цьому САК такої БГЕ для забезпечення найбільш

ефективного її використання повинна враховувати номінальну потужність кожної з КГУ, параметри ДВЗ кожної з них та ін. Зазвичай дану функцію виконує центральна САК режимом роботи КЕЕС [10].

Висновки до розділу 1

Після проведеного огляду ідеї встановлення ВДЕ в умовах території України було виявлено, що найбільш ефективним є використання сонячної та вітрової енергії. При цьому сумісне використання зазначених ВДЕ в складі КЕЕС для комерційного використання, яка працює паралельно з електричною мережею, знижує негативний вплив від нерівномірності потоків первинних енергетичних ресурсів ВДЕ.

Ознайомившись з особливостями підключення СЕС, ВЕС та БГЕ до електричної мережі можна виділити, а також з засобами їх автоматизації було виявлено, що найбільш поширеним підходом до розв'язання проблеми з підвищенням рівня уставленого відхилення напруги в режимі генерації КЕЕС є лімітування рівня генерації електричної потужності в мережу завдяки напівпровідниковим пристроям інвертори СЕС та керованими випрамлячами ВЕС.

2. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РОЗВ'ЯЗКУ ЗАДАЧІ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ГЕНЕРАЦІЄЮ АКТИВНОЇ ПОТМУЖНОСТІ КЕЕС

2.1 Вибір методу розв'язання задачі автоматичного керування генерацією активної потужності ВДЕ

Одним із шляхів підвищення ефективності роботи КЕЕС з ВДЕ, а саме збільшення рівня генерації потужності від ВДЕ при несуттєвому погіршенні якості електроенергії є удосконалення їх САК.

На рис. 2.1 зображена типова схема РЕМ, до якої підключені установки з ВДЕ, що зустрічається в агропромисловому комплексі

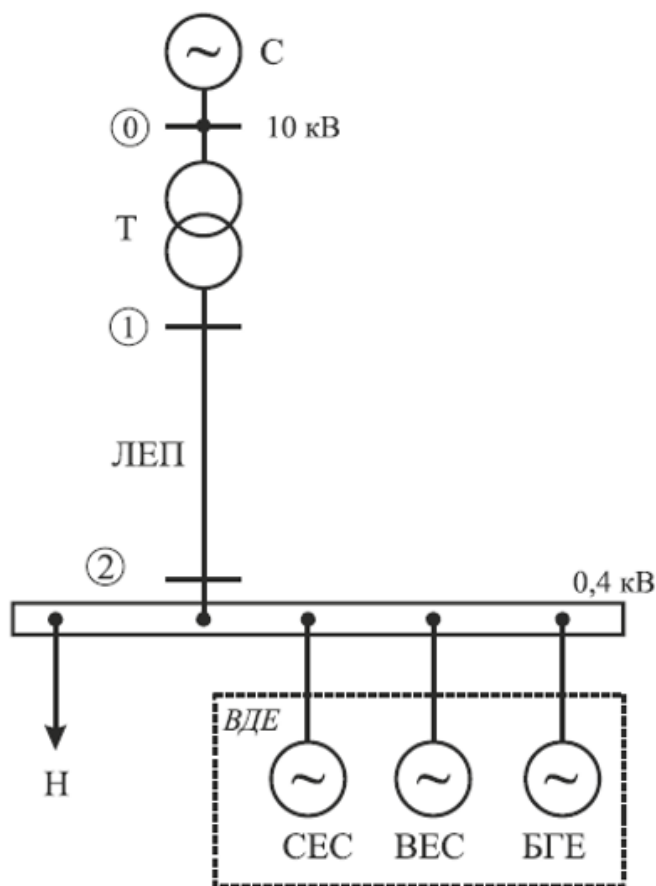


Рисунок 2.1 – Типова схема ЕМ з ВДЕ агропромислового комплексу

На типовій схемі зображено, електрична мережа (С), силовий трансформатор (Т), лінія електропередачі (ЛЕП), сонячна електростанція (СЕС), вітрова електростанція (ВЕС), біогазова електростанція (БГЕ).

Для умов території України в складі комерційних КЕЕС найдоцільніше застосовувати СЕС, ВЕС, БГЕ. САК такої КЕЕС можна умовно поділити на два рівні (рис. 2.2):

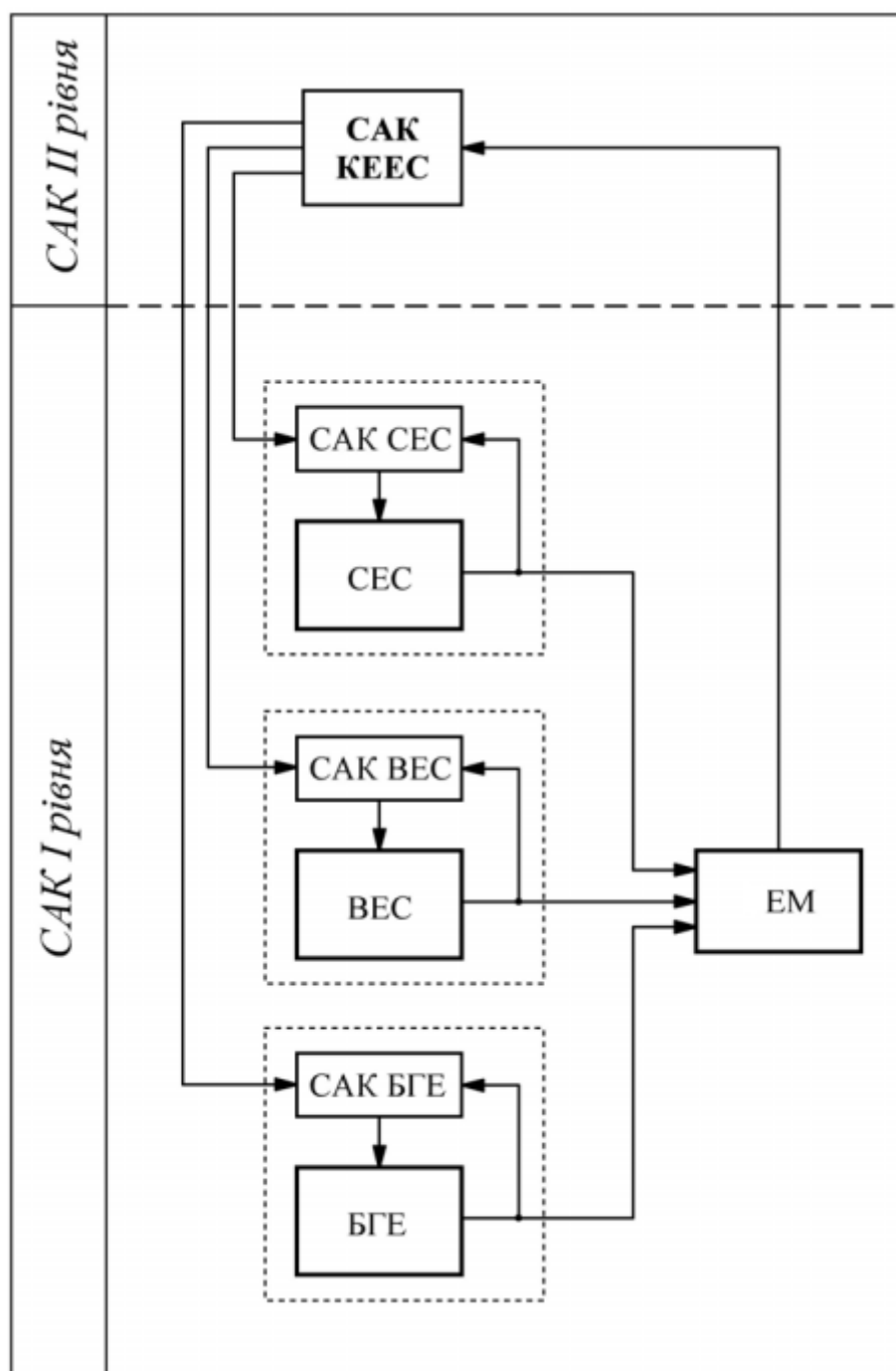


Рисунок 2.2 – Узагальнена структурна схема дворівневої САК режимом КЕЕС

1. САК I рівня (локальні САК) – це системи, що здійснюють автоматичне керування генерацією активної потужності кожної з установок з ВДЕ окремо з метою забезпечення найбільш ефективної їх роботи в залежності від дії зовнішніх збурень (зміна освітленості сонячних панелей 55 СЕС, зміна швидкості вітру, зміна тиску

біогазу в резервуарі БГЕ та ін.). Локальні САК підпорядковуються центральній САК режимом роботи КЕЕС[2].

2. САК II рівня (центральна САК) здійснює автоматичне керування параметрами режиму КЕЕС в цілому, за рахунок здійснення керуючих впливів на локальні САК кожної з установок з ВДЕ.

Керуючі впливи центральної САК визначаються в залежності від значень режимних параметрів в ЕМ (рівень напруги, частота мережі, потужність електричного навантаження та ін.) і надходять до локальних САК установок з ВДЕ, тим самим забезпечуючи необхідні значення параметрів режиму КЕЕС в залежності від цілей керування.

Сучасна промисловість виготовляє досить широкий асортимент установок з ВДЕ, в САК яких реалізуються різноманітні алгоритми керування в залежності від типу ВДЕ, призначення установки та ін. Тому, необхідно провести аналітичний огляд існуючих методів та технічних засобів автоматичного керування генерацією активної потужності для кожного із зазначених типів ВДЕ з метою виявлення їх недоліків.

У вузлі (0) підключення знижувального трансформатора Т до районної електричної мережі підтримується відносно стабільна напруга $U_0 \approx U_{ном}$ за умови достатньої пропускної здатності елементів електричних мереж та застосування зустрічного регулювання напруги в РЕМ.

У вузлах (1) та (2), за умови відсутності автоматичного регулювання напруги (за винятком наявності керованих джерел реактивної потужності на шинах споживачів) добовий режим напруги буде повністю визначатися режимом потужності у вузлі (2)

В залежності від поточного співвідношення між потужностями споживачів електричної енергії $P_{сп}$ та потужністю генерації відновлюваними джерелами енергії $P_{ген} = P_{сес} + P_{вес} + P_{бге}$ можна виділити два режими роботи:

1. Режим споживання електричної енергії від електричної мережі. За умови перевищення потужності навантаження над потужністю генерації ВДЕ ($P_{сп} > P_{ген}$) від вузла 1 до вузла 2 відбувається перетік потужності – $(P_{ген} - P_{сп}) < 0$. Це переважний режим роботи, на який проектувалися РЕМ. В цьому режимі

понаднормові значення усталеного відхилення напруги в точці приєднання електроспоживачів до РЕМ (вузол 2) обумовлюються лише рівнем напруги живлячої мережі (вузли 0, 1).

2. Режим генерації електричної енергії в електричну мережу. За умови, коли потужність генерації установками з ВДЕ перевищує потужність електроспоживачів ($P_{ген} > P_{сп}$), спостерігається реверсивний потік потужності в мережу від вузла 2 до вузла 1 ($P_{ген} - P_{сп} > 0$). У такому випадку завищені значення усталеного відхилення напруги можуть спричинятись не лише рівнем напруги живлячої мережі (вузли 0, 1), а й генерацією активної потужності від ВДЕ в мережу (вузол 2 на рис. 2.1). Очевидно, що зі збільшенням генерованої потужності $P_{ген}$ від установок з ВДЕ у РЕМ (від вузла 2 до вузла 1) зростатиме і відхилення напруги в точці приєднання електроспоживачів.

Вибір методу розв'язання задачі автоматичного керування генерацією активної потужності ВДЕ в КЕЕС. Найбільш поширеними є такі методи:

1. Метод головного критерію полягає в тому, що в якості цільової функції обирається один із критеріїв, а інші вводяться як обмеження. Обравши в якості головного критерію, наприклад дохід від генерації потужності ВДЕ у енергосистему з урахуванням «зеленого» тарифу $\Pi(P_{ген})$, задачу (2.1) можна записати у вигляді:

$$\begin{cases} Q_1 = -\Pi(P_{ген}) \rightarrow \min; \\ Q_2 = Z_{\Delta U}(P_{ген}) \leq Z_{\Delta U \max}; \\ P_{ген} \in [P_{\min} \dots P_{\max}], \end{cases} \quad (2.1)$$

де, $Z_{\Delta U \max}$ – верхнє обмеження критерію $Z_{\Delta U}(P_{ген})$

Недоліком даного методу є ускладненість вибору головного критерію із множини критеріїв, адже, як правило, критерії оптимізації знаходяться у протиріччі.

2. Метод лінійного згортання доцільно застосовувати у випадку, коли відома відносна важливість кожного з критеріїв. Суть даного методу розв'язку задач багатокритеріальної оптимізації полягає в лінійному об'єднанні всіх критеріїв шляхом введення вагових коефіцієнтів. Згідно даного методу розв'язок задачі (2.1) має вигляд:

$$\begin{cases} F_1(P_{ген}) = \sum_i^m e_i Q_i(P_{ген}) \rightarrow \min; \\ P_{ген} \in [P_{\min} \dots P_{\max}], \end{cases} \quad (2.2)$$

де, $F_1(P_{ген})$ – цільова функція,

e_i – ваговий коефіцієнт для i -ї критеріальної функції, що враховує її важливість.

Недоліком даного методу є, насамперед, складність визначення числових значень вагових коефіцієнтів для досягнення бажаного співвідношення критеріїв в точці оптимуму. Також нерідко спостерігається неприпустимо велика чутливість розв'язку відносно цих вагових коефіцієнтів.

3. Мінімаксні (максимінні) методи засновані на пошуку компромісного розв'язку. Для задачі (2.1) вираз для знаходження розв'язку згідно мінімаксного методу матиме вигляд:

$$\begin{cases} F_2(P_{ген}) = \max_{i=1, \dots, m} Q_i(P_{ген}) \rightarrow \min; \\ P_{ген} \in [P_{\min} \dots P_{\max}], \end{cases} \quad (2.3)$$

де, $F_2(P_{ген})$ – цільова функція.

Недоліком даного методу, як і у попередньому випадку, є неможливість отримання в точці оптимуму бажаного співвідношення між критеріями $Q_i(P_{ген})$.

Результати та висновки проведених теоретичних досліджень, а також ефект від їх застосування, необхідно підтвердити шляхом математичного моделювання процесу автоматичного керування генерацією активної потужності ВДЕ в КЕЕС.

Побудова математичної моделі САК генерацією активної потужності ВДЕ в КЕЕС була виконана в Simulink – розширенні для моделювання і аналізу динамічних систем, що входить до складу пакету Matlab. Моделювання роботи САК проводилось в іменованих одиницях.

Для проведення аналізу ефекту від розв'язків задачі керування (2.1) необхідно отримати реальні результати керування. Тому в якості вихідних даних для моделювання були взяті реальні результати вимірювання навантаження споживачів агропромислового комплексу. Дані про інтенсивність сонячного випромінювання,

швидкість вітру взяті для метеорологічних умов м. Кропивницький. При моделюванні було враховано можливість різкої зміни вхідних сигналів – шум [10].

Таким чином для проведення аналізу ефекту від застосування розв’язків задачі керування (2.1) шляхом математичного моделювання необхідно вирішити наступні задачі

- розробити математичні моделі елементів КЕЕС з ВДЕ.

- розробити структурну схему САК та алгоритм визначення вектора

керування рівнем генерації активної потужності ВДЕ в КЕЕС на основі отриманих розв’язків задачі керування (2.1).

- розробити імітаційну модель САК генерацією активної потужності ВДЕ в КЕЕС.

- провести дослідження на стійкість розробленої САК генерацією активної потужності ВДЕ в КЕЕС.

- провести аналіз ефекту від застосування розв’язків задачі керування

(2.1) шляхом комп’ютерного імітаційного моделювання, використовуючи розроблену комп’ютерну модель САК генерацією активної потужності ВДЕ в КЕЕС.

Вирішенню описаних завдань і присвячений даний розділ роботи.

2.2 Структурна схема системи керування генерації активної потужності комбінованої електроенергетичної системи

До складу структурної схеми САК генерації активної потужності входять наступні блоки: блок комбінованої електроенергетичної системи (КЕЕС); блок об’єкта керування (ОК); блок вимірювача показників характеристик джерел ВДЕ (В); блок регулятора, для визначення вектора керування (РВК) (рис.2.3).

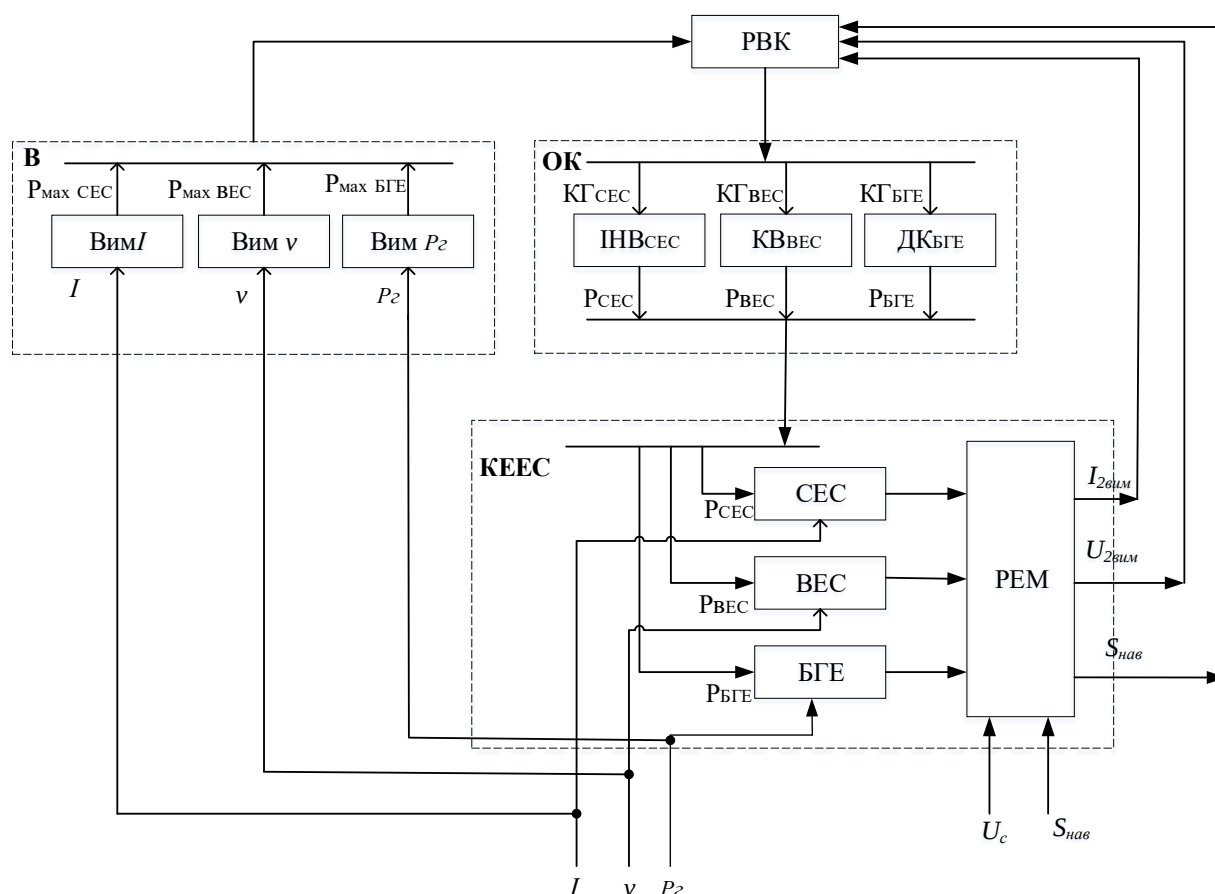


Рисунок 2.3 – Структурна схема керування потужністю генерації КЕЕС

Блок КЕЕС складається з сонячної (СЕС), вітрової (ВЕС) та біогазові (БГЕ) електростанції, на вхід яких поступає вектор оптимального керування, відповідно до інформації щодо оптимальної потужності генерації ВДЕ (відповідно до поточно режиму мережі).

Визначення вектора керування відбувається на основі поточних параметрів ВДЕ з вимірювачів, які передають інформацію щодо інтенсивності сонячного випромінювання (I), швидкості вітру (v), а також тиску газу в газгольдері біогазові установки (p_2).

Вектор керування потужності КЕЕС формується відповідно до вхідних параметрів про навантаження споживача (системи) ($S_{\text{нав}}$), його рівень напруги ($U_{2\text{вум}}$) та струму на лінії ($I_{2\text{вум}}$). На виході із блоку регулятора отримуємо вектор оптимального керування

$$\text{КГ}_{\text{опт}} = [\text{КГ}_{\text{CEC}}, \text{КГ}_{\text{ВЕС}}, \text{КГ}_{\text{БГЕ}}].$$

Даний вектор керування активної потужності ВДЕ у складі КЕЕС визначається відповідно шляхом пошуку можливої потужності генерації джерел ВДЕ, з урахуванням поточного стану мережі, значення максимальної потужності генерації, напруги мережі та рівнем напруги у споживача при обраній потужності генерації.

Сформований вектор керування надходить на відповідні елементи комбінованої електроенергетичної системи, які вже задають максимальну близьке значення уставки потужності кожного з джерел:

$$P_{\text{опт}} = [P_{\text{СЕС}}, P_{\text{ВЕС}}, P_{\text{БГЕ}}].$$

В результаті виконавчий орган ініціює наближене значення потужності генерації відповідно до значення уставки.

З метою отримання максимально економічного режиму електропостачання, при мінімальному обмеженню потужності генерації КЕЕС, за відомими значеннями параметрів електричної мережі, необхідно розробити алгоритм регулятора для визначення оптимального значення активної потужності ВДЕ.

2.3 Комп'ютерна імітаційна модель САК генерацією активної потужності ВДЕ в КЕЕС

Представлену на (рис.2.4) структурну схемі побудовано за допомогою комп'ютерної імітаційної моделі у програмному забезпеченні Matlab-Simulink (рис.2.3), яка складається з блоків, що моделюють:

- напругу системи («Voltage Uс»);
- зміну навантаження споживачів («LoadSn»);
- роботу джерел ВДЕ у складі КЕЕС («VDE»);
- режим роботи РЕМ («РЕМ»);
- регулятора визначення вектору керування потужністю ВДЕ («РВР»);
- розрахунок електричної енергії, що згенеровано («Wh_gen_meter»);
- розрахунок відхилення та діючого значення напруги у споживача («V_calc», «RMS»).

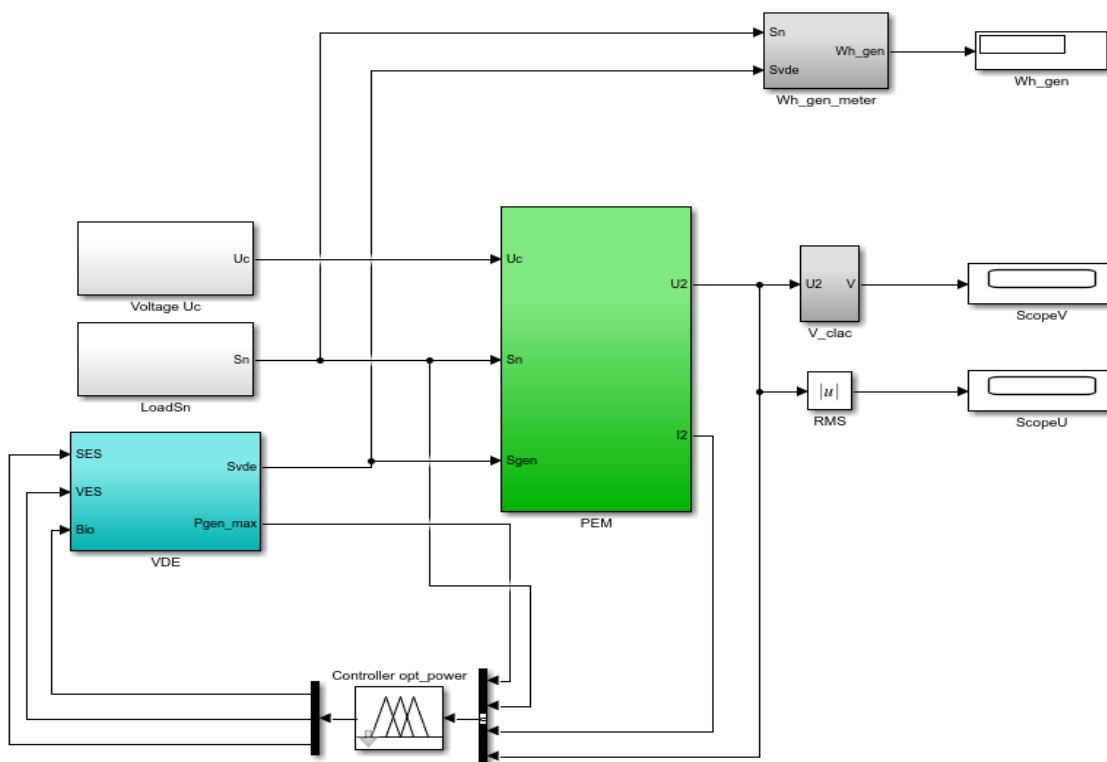


Рисунок 2.4 – Узагальнена комп'ютерна імітаційна модель САК генерацією активної потужності ВДЕ в КЕЕС для Matlab Simulink.

Розгорнена модель блоку навантаження «LoadSn» для Matlab Simulink приведена на (рис. 2.4.) та складається з блоків зчитування графіків активної та реактивної потужностей споживача (« P_n » та « Q_n »), а також блоків зашумлення активної та реактивної потужностей (« $noise P_n$ » та « $noise Q_n$ »). На виході формується комплексне значення потужності навантаження.

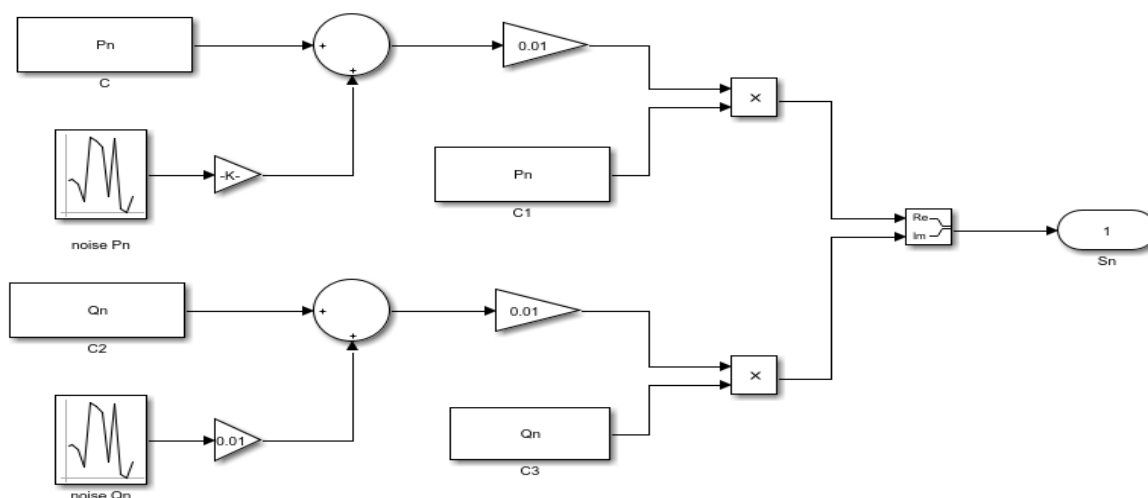


Рисунок 2.5 – Модель блоку навантаження споживача.

На (рис. 2.6) наведено створений блок моделі роботи установок KEEM в Matlab Simulink. До моделі входять наступні елементи:

- блок моделювання потужності генерації СЕС, ВЕС та БГЕ (відповідно «Solar Plant», «Wind Plant» та «Biogas Plant»), за основу в якому покладено відповідно рівнянь 3.1,3.16,3.22;
- блок визначення генерації активної потужності сонячною, вітровою та біогазові електростанцій (відповідно «P_gen_SES», «P_gen_VES» та «P_gen_BGE»);
- блоки зчитування реактивної потужності та уставки коефіцієнта генерації реактивної потужності («Qgen» та «kQgen»).

На виході формується комплексне значення потужності генерації джерел ВДЕ.

Модель блоку, який представляє розрахунок режиму роботи PEM у Matlab Simulink наведено на рис. 2.6. Дана модель складається з блоків: зчитування даних про параметри системи - опір елементів схеми заміщення PEM («Zsyst»); визначення рівнів напруги та струму у споживача («U2_block») та формування комплексних значень цих величин [9].

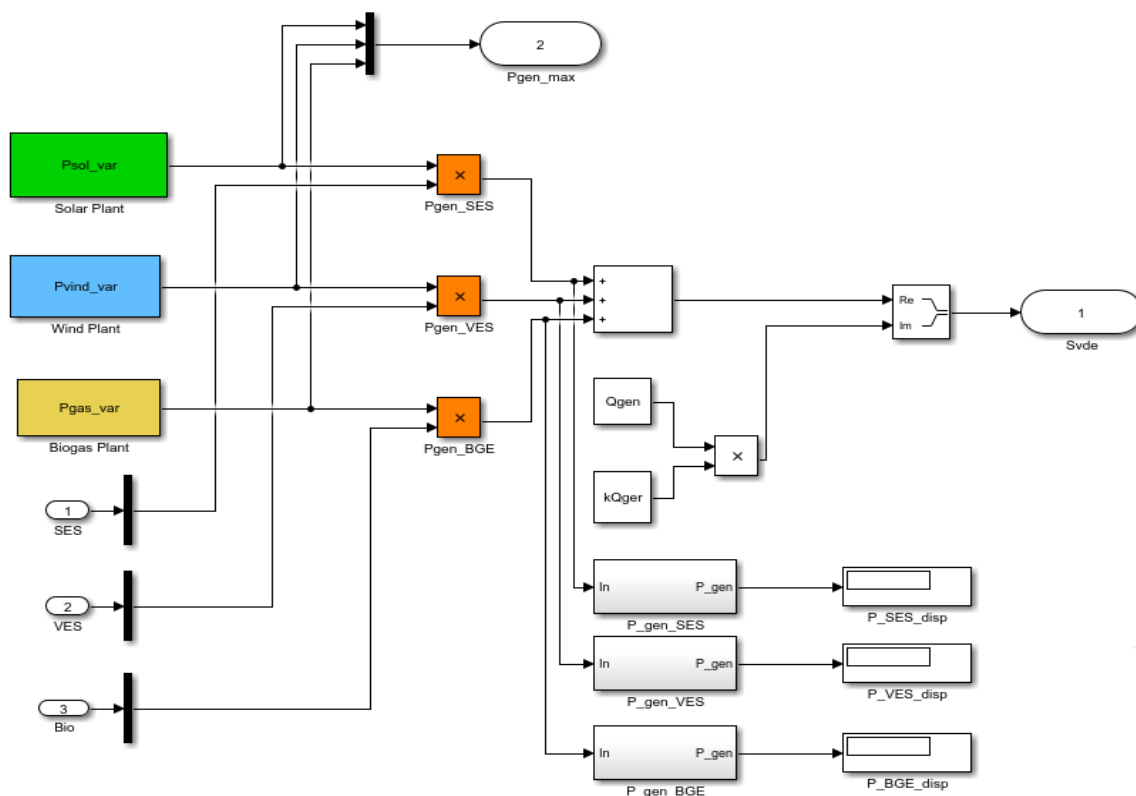


Рисунок 2.6 – Модель блоку ВДЕ

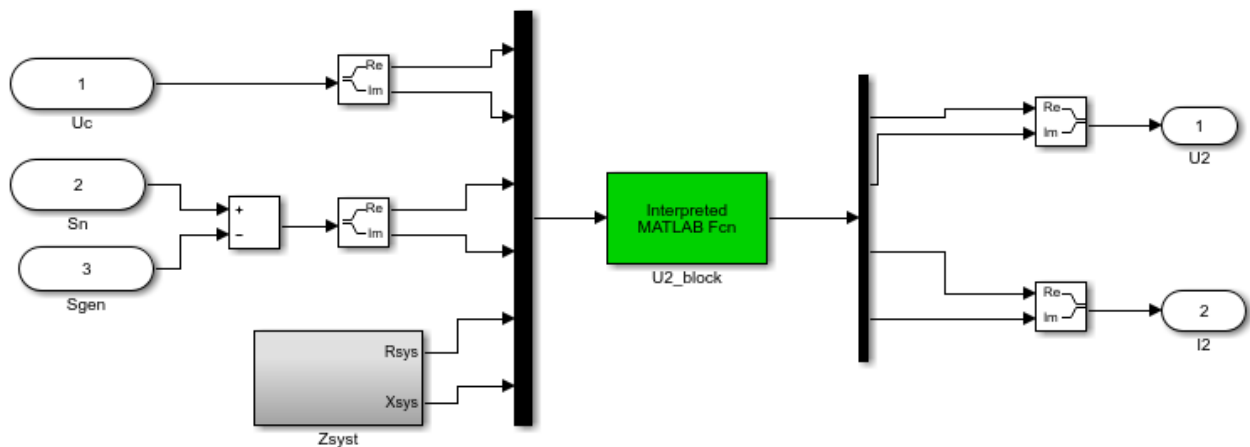


Рисунок 2.7 – Блок розрахунку режиму роботи РЕМ

На (рис. 2.8) наведено створену модель блоку розрахунку відхилення напруги у Matlab Simulink.

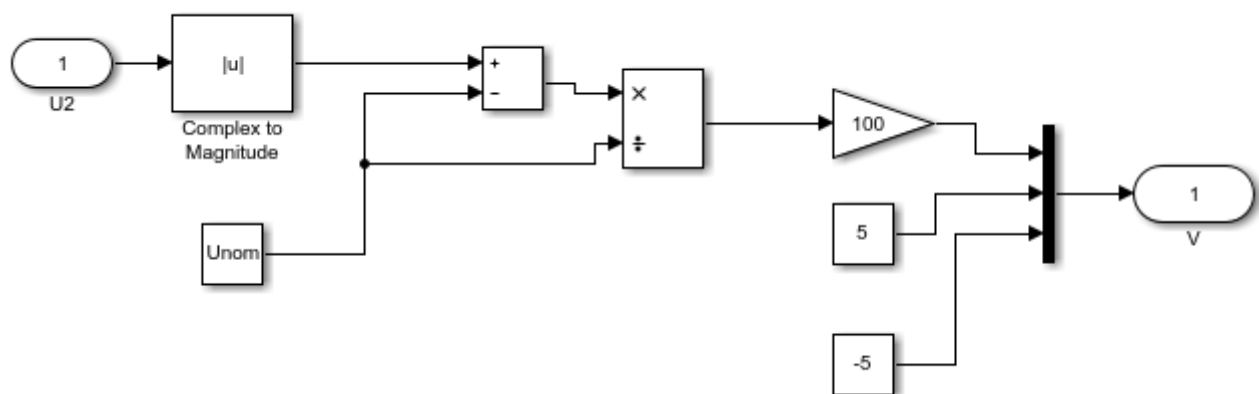


Рисунок 2.8 – Модель блоку автоматичного керування генерацією активної потужності ВДЕ в КЕЕС для Matlab Simulink.

Дана модель складається з блоків розрахунку модуля напруги у споживача зі значення комплексної напруги («СТМ»(complex to magnitude)), значення номінальної напруги мережі (U_{nom}) та блоку нормально допустимого значення відхилення напруги («5» та «-5»).

Модель блоку автоматичного керування генерацією активної потужності ВДЕ в КЕЕС створена на основі нечіткого логічного контролера (НЛК). Для побудови бази знань нечіткого логічного контролера побудовано залежності максимальної добової інсоляції протягом року (рис. 2.9а), зміни швидкості вітру протягом року (рис. 2.9б), зміна об'єму біогазові установки в залежності від частоти обертання перемішувала (рис. 2.9в), а також типовий графік навантаження споживача (рис. 2.9г).

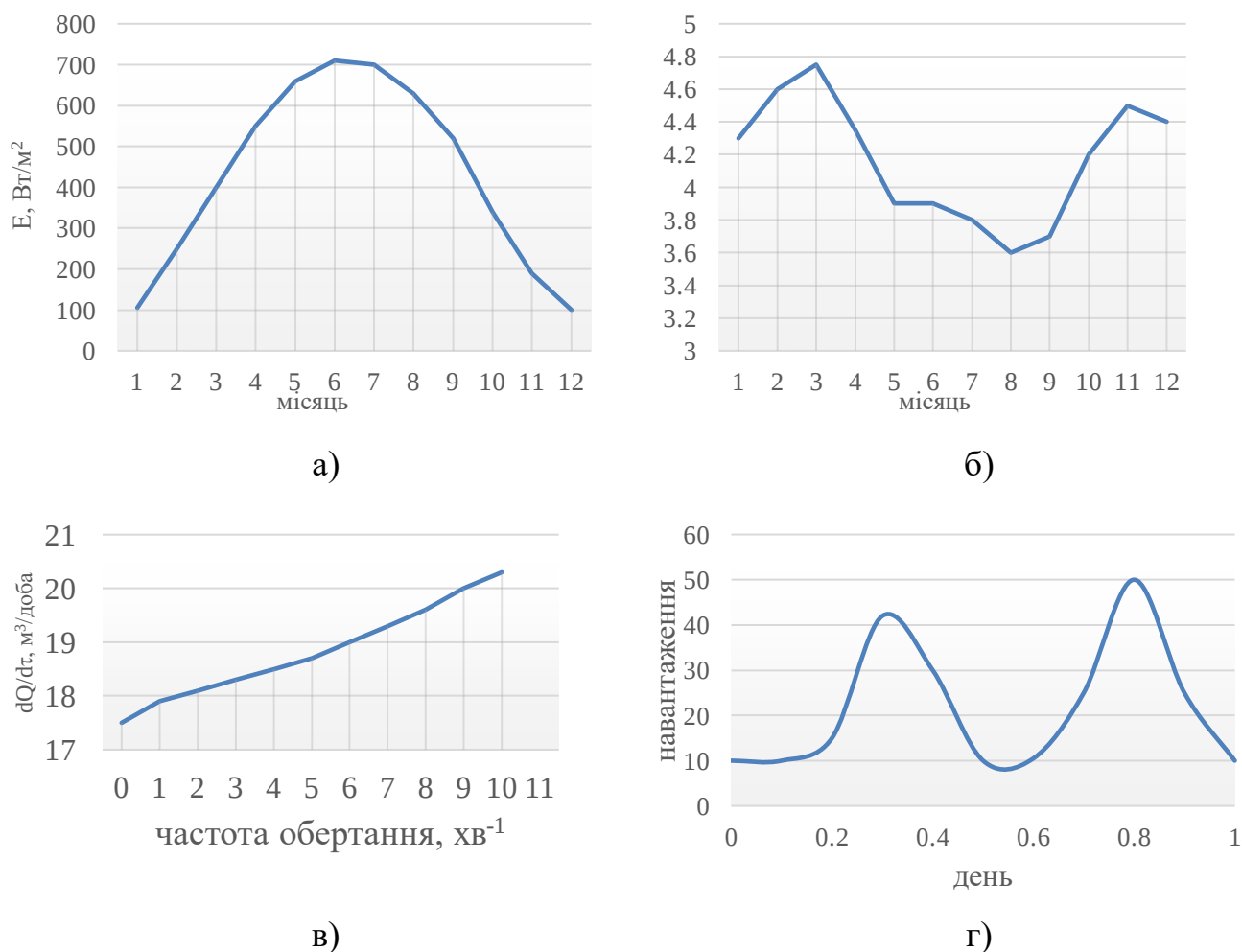


Рисунок 2.9 – Залежність: а) середньомісячної інсоляції протягом року; б) середньомісячної швидкості вітру протягом року; в) виходу біогазу від частоти обертання перемішувача; г) добовий графік навантаження споживача

Мнемонічне представлення розробленої моделі зображено на (рис.2.9). На вхід НЛК будуть надходити 4 параметри: значення добової інсоляції та швидкості вітру протягом року, зміна частоти обертання перемішувача, графік навантаження споживача. Вихідними параметрами НЛК будуть значення потужності СЕС, ВЕС та БГЕ (рис. 2.10-2.12).

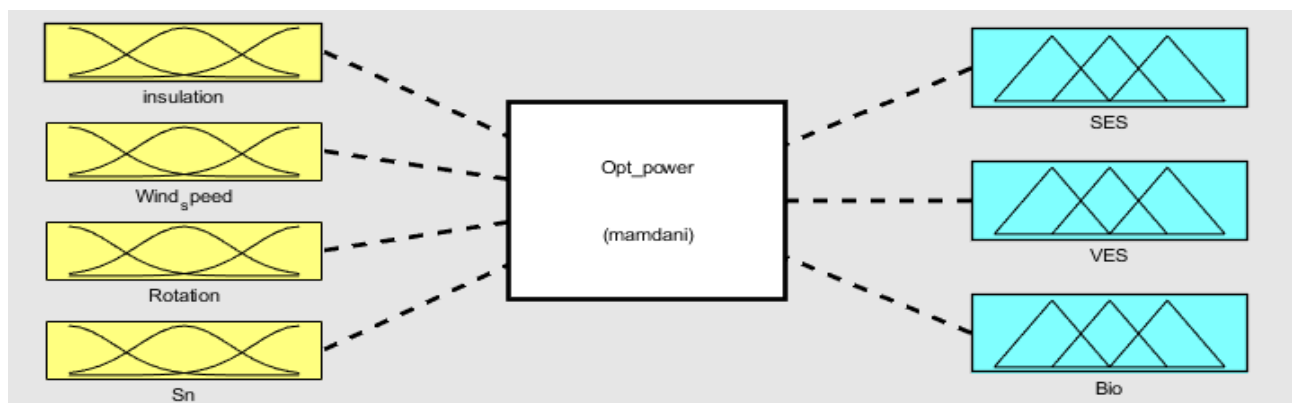


Рисунок 2.9 – Мнемонічне представлення моделі визначення потужності ВДЕ

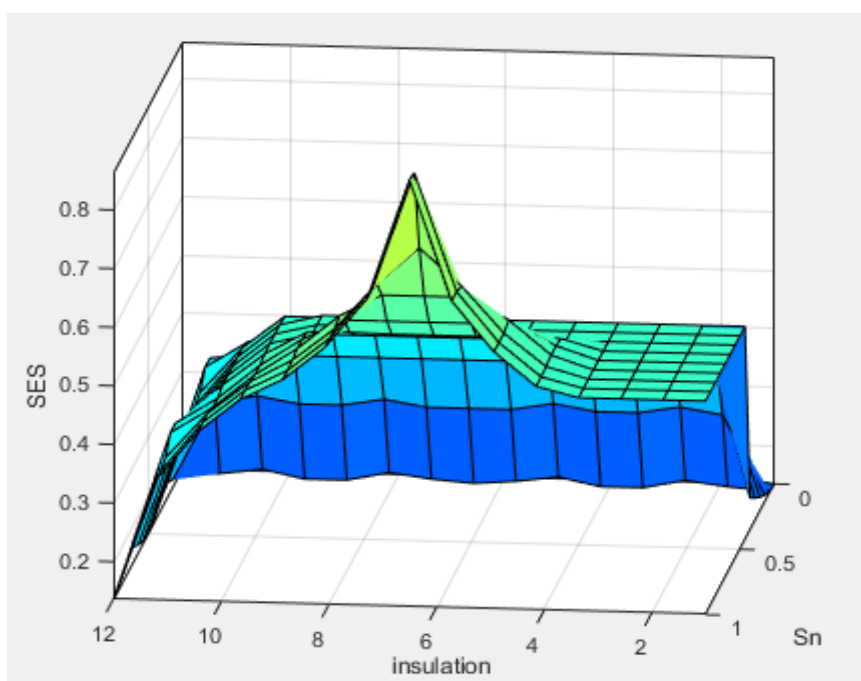


Рисунок 2.10 – Поверхня відгуку потужності СЕС в залежності від навантаження та інсоляції

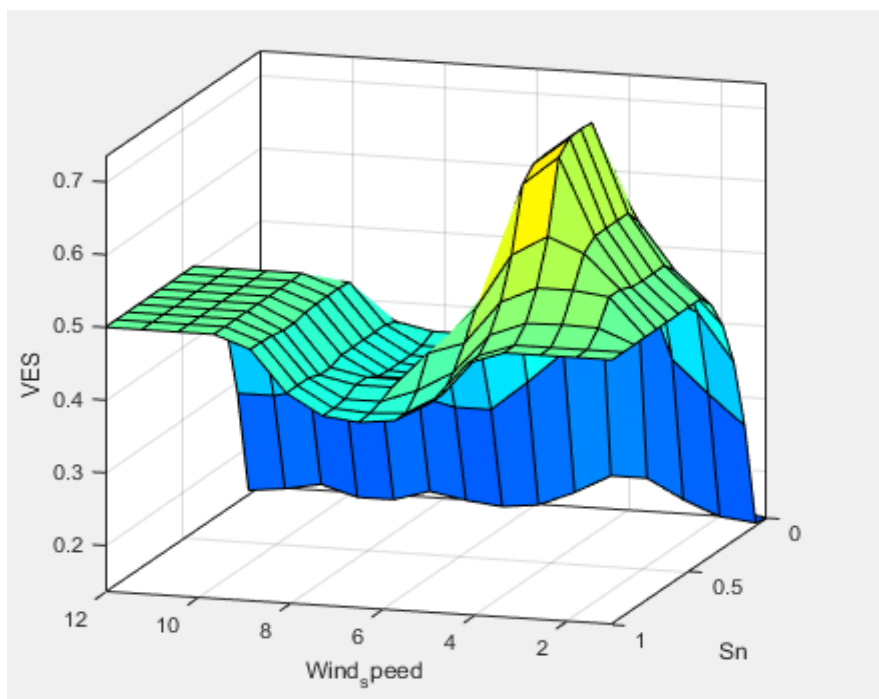


Рисунок 2.11 – Поверхня відгуку потужності ВЕС в залежності від навантаження та швидкості вітру

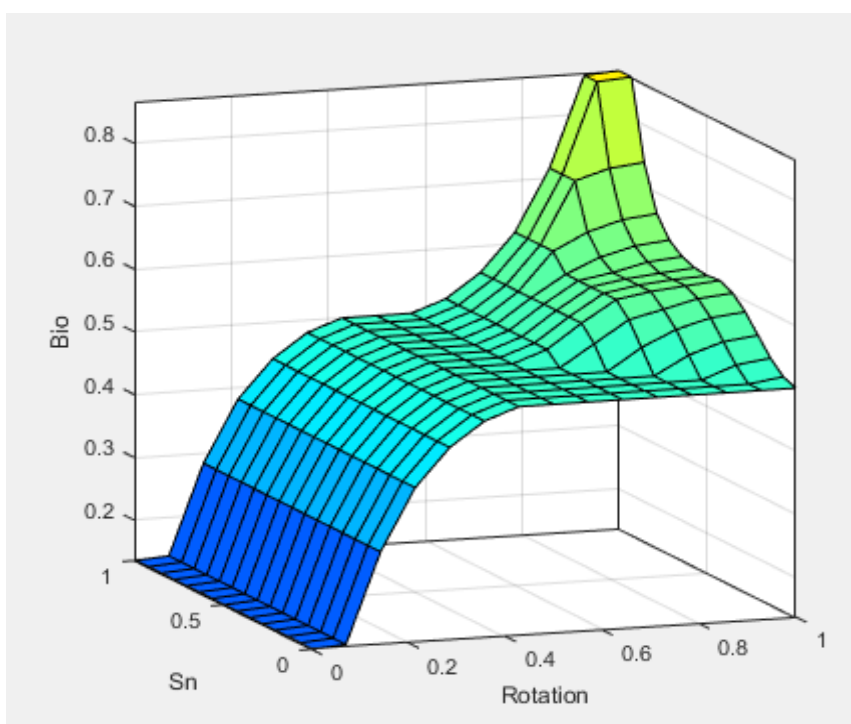


Рисунок 2.12 – Поверхня відгуку потужності БГЕ в залежності від навантаження та інсоляції

Тестування нечіткого логічного контролера показало адекватність запропонованої моделі прийняття рішень на основі нечітких продукційних правил в

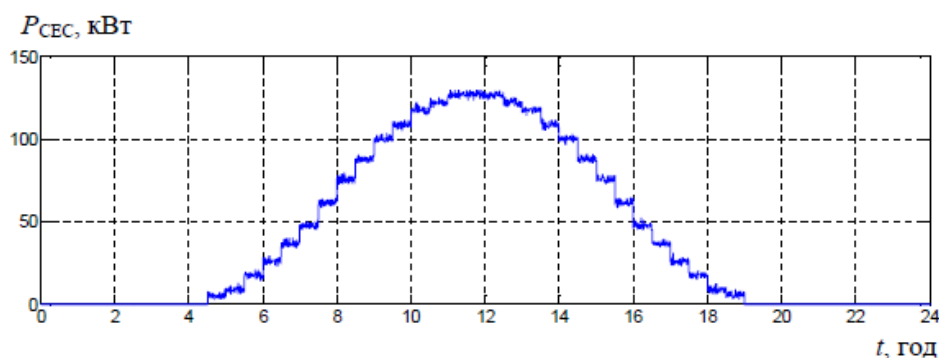
умовах постійної зміни в часі метеорологічних параметрів та навантаження споживача.

Представлений метод прийняття рішень при керуванні комбінованою електромережою підключається до системи автоматичного керування і має на сеті ефективно генерувати потужність від різномірних джерел енергії.

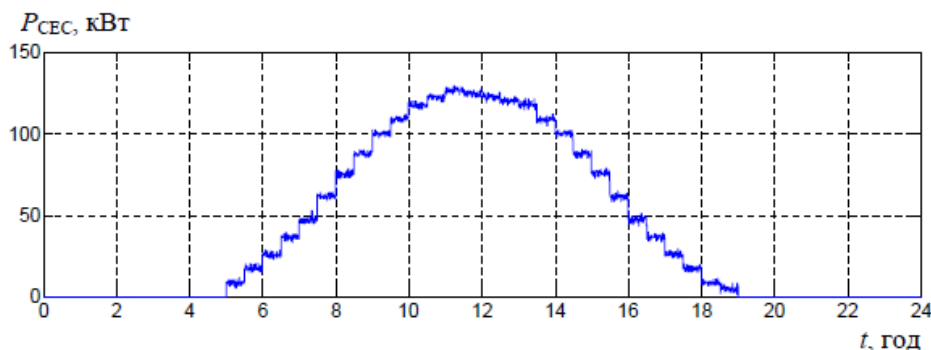
2.4 Результат апробації роботи створеної системи автоматичного керування потужності генерації КЕЕМ

Моделювання та апробація режиму роботи системи автоматичного керування виконувалось для двох випадків: без керування потужністю генерації - генерування максимальної потужності в РЕМ; керування потужністю генерації запропонованою моделлю.

На рис. 2.13-2.17 представлено результати комп'ютерного моделювання роботи САК для варіанту без керування потужністю генерації (рис. а) та із застосуванням розробленої системи керування потужністю (рис. б).

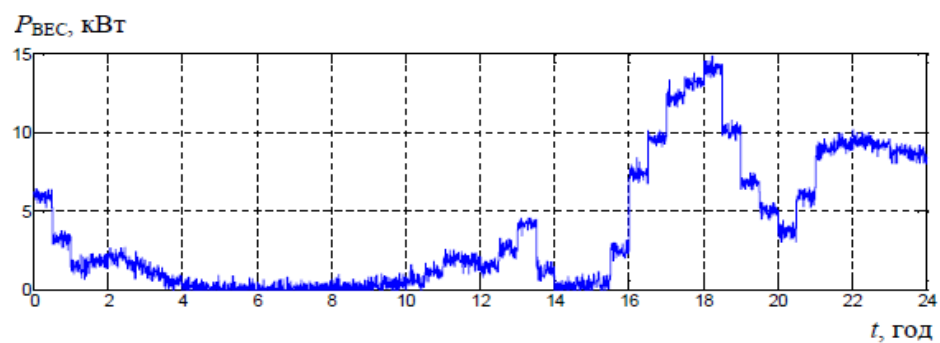


а)

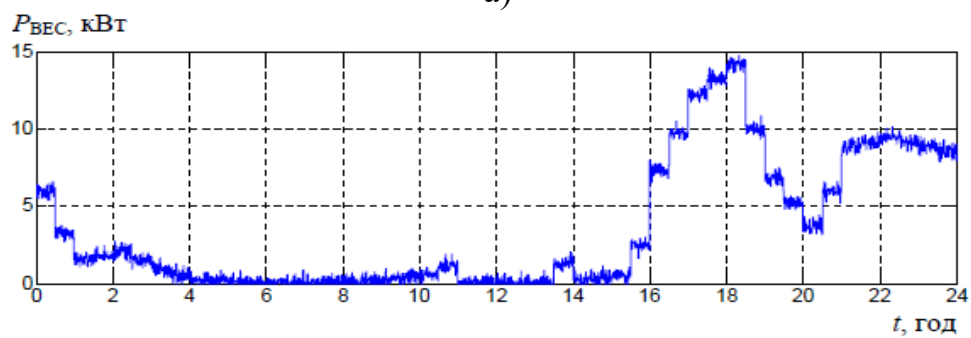


б)

Рисунок 2.13 – Зміна графіку потужності генерації СЕС без керуючого впливу (а) та із застосуванням керування (б)

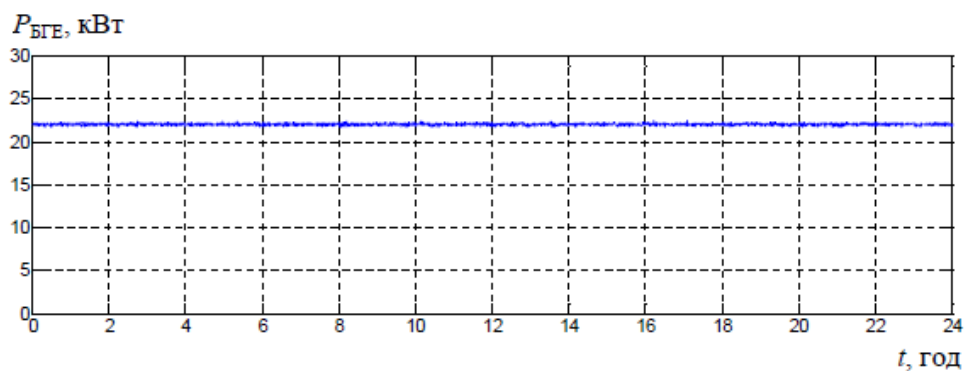


а)

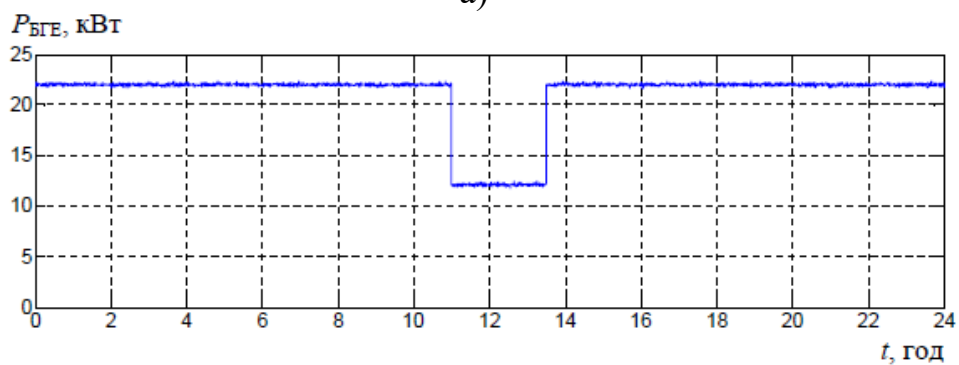


б)

Рисунок 2.14 – Зміна графіку потужності генерації ВЕС без керуючого впливу (а) та із застосуванням керування (б)

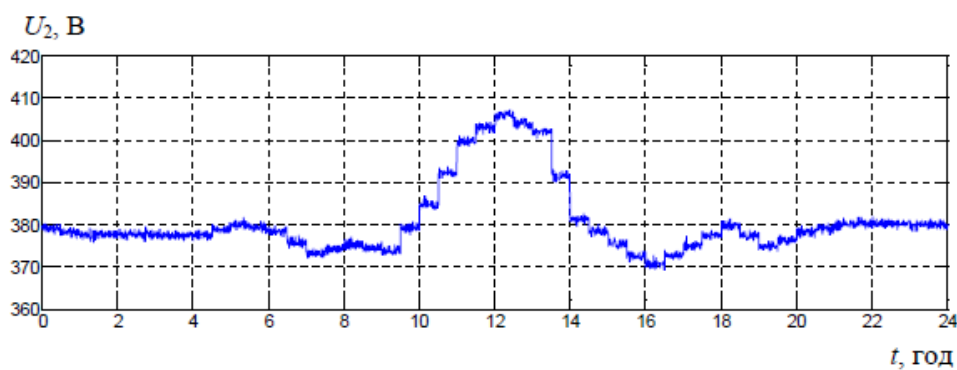


а)

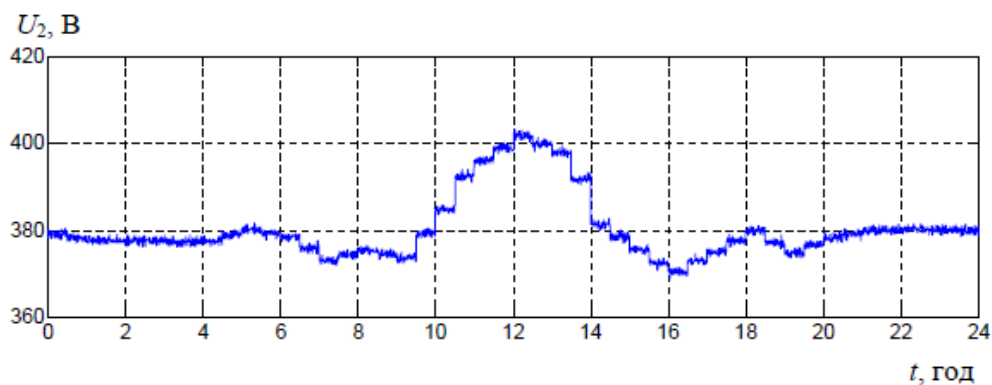


б)

Рисунок 2.15 – Зміна графіку потужності генерації БГЕ без керуючого впливу (а) та із застосуванням керування (б)



а)



б)

Рисунок 2.16 – Зміна графіку напруги у споживача без керуючого впливу (а) та із застосуванням керування (б)

З результатів моделювання встановлено, що без керування потужністю генерації джерел ВДЕ у складі КЕЕМ відхилення напруги на шинах споживача виходить за допустимий діапазон $\pm 5\%$ (рис. 2.16а). У випадку застосування САК з керуванням потужністю генерації усталене значення відхилення напруги знаходиться у допустимому діапазоні (рис. 2.16б).

Висновки до розділу 2

Розроблена структурна схема системи автоматичного керування з використанням нечіткої логіки та математичні моделі елементів КЕЕМ. На основі структурної схеми створена комп'ютерна імітаційна модель.

Запропоновано модель прийняття рішень щодо оптимальної потужності генерації джерел ВДЕ у складі КЕЕМ на основі системи нечітких правил з можливістю оновлення вхідних параметрів, щодо метеорологічних умов та параметрів мережі.

На основі отриманих результатів апробації моделі автоматичного керування потужністю генерації джерел ВДЕ у складі КЕЕМ дозволяє підвищити активну потужність генерації при дотриманні відхилень напруги у споживача у нормованому діапазоні.

3 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ У ВУЗЛІ 2 ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ

3.1 Опис вузла 2 електричної мережі, в якому розміщена проектована підстанція

Проектowana підстанція 110/35/10 кВ (надалі ПС) розміщена у вузлі 2 замкненої електричної мережі 110 кВ. До вузла 2 підходять повітряні лінії електропередавання. До вузла 2 підходить повітряна лінія електропостачання, яка вконана з використанням проводу АС-120/19 довжиною 17 км.

Проектowana підстанція є прохідною, на ній встановлено два паралельно працюючі трансформатори типу ТМТН – 6300/110. Навантаження сторони СН становить $S_{\text{CH}}=4$ МВА з кількістю приєднань 4. Навантаження сторони НН становить $S_{\text{HH}}=5$ МВА з кількістю приєднань 10.

3.2 Опис головної схеми електричних з'єднань

Відкритий розподільчий пристрій (ВРП) 110 кВ виконано за нормативною схемою 110-4 – місток з вимикачами на стороні трансформаторів та ремонтною перемичкою на стороні трансформаторів. Дана схема використовується для прохідних підстанцій за необхідності виконання секціонування ліній та за наявності трансформаторів, потужністю не вище 63 МВА.

Відкритий розподільчий пристрій (ВРП) 35 кВ виконано за нормативною схемою 35-5 – одна робоча секціонована вимикачем система шин. Дана схема виконується з кількістю приєднань на секцію не менше двох.

Закритий розподільчий пристрій (ЗРП) 10 кВ виконано за нормативною схемою 10-5 – одна робоча секціонована вимикачем система шин. Дана схема виконується з кількістю приєднань на секцію не менше двох, кожне приєднання конструктивно являє собою окрему компактну комірку.

Зазвичай схеми 35-5 та 10-5 працюють з вимкненими секційними вимикачами з метою зниження вартості комплекту релейного захисту, що підключається до такого вимикача, зниження величини струмів короткого замикання на сторонах СН та НН та

полегшення контролю за режимними параметрами і прогнозування можливих режимів.

3.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції

Наявність струму короткого замикання (КЗ) призводить до зниження коефіцієнту корисної дії системи електропередавання, додаткового зниження напруги у суміжних з точкою к.з. пунктах, підвищеного термічного та динамічного впливу на обладнання системи. Значення струму КЗ є визначальним для вибору обладнання підстанції, а сам струм має бути відключений якомога швидше.

Розрахунок струму КЗ виконується у базисних одиницях. Базисне значення потужності системи:

Базисне значення напруги: $-U_{\phi} = 115 \text{ кВ}$

Для розрахунку несиметричних КЗ, як двофазне та однофазне, необхідно враховувати опори зворотної та нульової послідовності. Для ліній електропередавання опір зворотної послідовності дорівнює опору прямої.

Еквівалентні значення опорів прямої зворотної та нульової послідовностей відповідно:

- $X_1=0,38 \text{ в.о.}, X_2=0,38 \text{ в.о.}, X_0=0,74 \text{ в.о.}$

Для силових трансформаторів опір зворотної послідовності дорівнює опору прямої, як і у випадку з лініями. Це пояснюється відсутністю частин, що обертаються. Опір нульової послідовності силових трансформаторів залежить від схеми з'єднання обмоток та режиму роботи нейтралі. Для трьохобмоткових трансформаторів 110/35/10 зі з'єднанням $Y_H/Y/\Delta$ враховуватиметься лише опір ВН-НН, оскільки ізольована нейтраль виключає протікання струмів нульової послідовності. Для з'єднанням обмоток та режимом роботи нейтралі Y_H/Y опір нульової послідовності нескінченно великий.

Опір силових трансформаторів в базисних одиницях:

$$X_{*T} = \frac{u_{\text{кз}}(u_{\text{к ВН-НН}})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{9} = 1,16$$

На рис. 3.1 наведено однолінійну схему ПС з точками виникнення КЗ, відносно яких розрахунок струмів КЗ і виконуватиметься. Розрахунок струму КЗ в точці K_1 , сторона ВН; КЗ в точці K_2 , сторона СН та КЗ в точці K_3 , сторона НН.

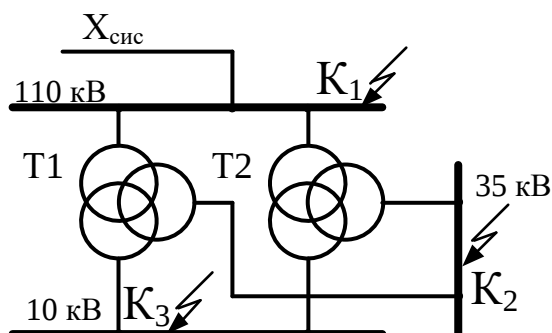


Рисунок 3.1 – ПС та розрахункові точки КЗ

В таблиці 3.1 наведено коефіцієнт пропорційності та розрахунковий опір шунта для різних видів КЗ.

Таблиця 3.1 – Коефіцієнт пропорційності та розрахунковий опір шунта

Розрахункова величина	Позначення	Види КЗ		
		трифазне	двофазне	однофазне
Додатковий опір	$\Delta X^{(n)}$	0	X_{E2}	$X_{E2} + X_{E0}$
Коефіцієнт пропорційності	$m^{(n)}$	1	$\sqrt{3}$	3

В таблиці 3.2 наведено ударний коефіцієнт та стала згасання аперіодичної складової струму КЗ.

Таблиця 3.2 – Ударний коефіцієнт та стала згасання аперіодичної складової струму КЗ

Електрична система, елемент системи	T_a, c	K_y
35	0,2	1,61
Система, зв'язана зі збірними шинами 6...10 кВ через трансформатори одиничною потужністю, МВА: 32 і менше	0,06...0,15	1,85...1,935

3.3.1 Розрахунок струмів КЗ в точці К₁

Базисне значення струму КЗ становить:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,50 \text{ кА}$$

Розглянемо трифазне КЗ. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{I0}^{(3)} = m^{(3)} \cdot \frac{I_B}{X_{E1}} = 1 \cdot \frac{0,50}{0,38} = 1,31 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{I0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,16 \cdot 1,31 = 2,14 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(3)} = I_{I0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1,31 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 1,73 \text{ кА}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{I0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{I_B}{X_{E1} + X_{E2}} = \sqrt{3} \cdot \frac{0,50}{0,38 + 0,38} = 1,13 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{I0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 1,13 = 2,57 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(2)} = I_{I0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1,13 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 1,49 \text{ кА}$$

Розглянемо однофазне КЗ. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{I0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{I_B}{X_{E1} + X_{E2} + X_{E0}} = 3 \cdot \frac{0,50}{0,38 + 0,38 + 0,74} = 1 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{I0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 1 = 2,27 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(1)} = I_{I0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 1,32 \text{ кА}$$

3.3.2 Розрахунок струмів КЗ в точці К₂

Розглянемо трифазне КЗ.

Опір силових трансформаторів в базисних одиницях:

$$X_{*T} = \frac{u_{\kappa BH-CH}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{35}{100} \cdot \frac{100}{9} = 3,88 \text{ в.о.}$$

Секційний вимикач вимкнено. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{I0}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_B}{(X_{E1} + X_{*T}) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \frac{1 \cdot 0,5}{(0,38 + 3,88) \cdot \left(\frac{35}{115}\right)} = 0,038 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{I0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,038 = 0,086 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(3)} = I_{I0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 0,038 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 0,05 \text{ кА}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач вимкнено.

Періодична складова струму КЗ становить:

$$\begin{aligned} I_{I0}^{(2)} &= \frac{m^{(2)} \cdot I_B}{((X_{E1} + X_{*T}) + (X_{E2} + X_{*T})) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 0,50}{((0,38 + 3,88) + (0,38 + 3,88)) \cdot \left(\frac{35}{115}\right)} = 0,15 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{I0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,15 = 0,34 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(2)} = I_{I0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 0,15 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 0,19 \text{ кА}$$

Розглянемо трифазне КЗ. Секційний вимикач увімкнено. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_B}{\left(X_{E1} + \frac{X_{*T}}{2} \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)} = \frac{3 \cdot 0.5}{\left(0.38 + \frac{3.88}{2} \right) \cdot \left(\frac{35}{115} \right)} = 0.19 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 0.19 = 0.43 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\Pi}^{(3)} = I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 0.19 \sqrt{1 + 2 \cdot (1.61 - 1)^2} = 0.25 \text{ кА}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач увімкнено.

Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{\Pi 0}^{(2)} = \frac{I_B}{\left(\left(X_{E1} + \frac{X_{*T}}{2} \right) + \left(X_{E2} + \frac{X_{*T}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)} =$$

$$= \frac{0.50}{\left(\left(0.38 + \frac{3.88}{2} \right) + \left(0.38 + \frac{3.88}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{35}{115} \right)} = 0.16 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi 0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 0.16 = 0.36 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\Pi}^{(2)} = I_{\Pi 0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 0.16 \sqrt{1 + 2 \cdot (1.61 - 1)^2} = 0.21 \text{ кА}$$

3.3.3 Розрахунок струмів КЗ в точці Кз

Розглянемо трифазне КЗ. Секційний вимикач вимкнено.

Опір силового трансформатору, встановленого в пукті * в базисних одиницях, що відповідає опору прямої послідовності:

$$X_{*T} = \frac{u_{\kappa BH-HH}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{9} = 1,16 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{I0}^{(1)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_B}{(X_{E1} + X_{*T}) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)} = \frac{1 \cdot 0,50}{(0,38 + 1,16) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)} = 0,029 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{I0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,029 = 0,066 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(3)} = I_{I0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 0,029 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 0,038 \text{ кА}$$

Розглянемо двохфазне КЗ. Секційний вимикач вимкнено.

Періодична складова струму КЗ становить:

$$\begin{aligned} I_{I0}^{(2)} &= \frac{I_B}{((X_{E1} + X_{*T}) + (X_{E2} + X_{*T})) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)} = \\ &= \frac{0,50}{((0,38 + 1,16) + (0,38 + 1,16)) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)} = 0,014 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{I0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,014 = 0,031 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(2)} = I_{I0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 0,014 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 0,018 \text{ кА}$$

Розглянемо трифазне КЗ. Секційний вимикач увімкнено. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{I0}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_B}{\left(X_{E1} + \frac{X_{*T}}{2} \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)} = \frac{1 \cdot 0,5}{\left(0,38 + \frac{1,16}{2} \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)} = 0,047 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,047 = 0,10 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\Pi}^{(3)} = I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 0,047 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 0,062 \text{ кА}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач увімкнено.

Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{\Pi 0}^{(2)} = \frac{I_B}{\left(\left(X_{E1} + \frac{X_{*T}}{2} \right) + \left(X_{E2} + \frac{X_{*T}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)} =$$

$$= \frac{0,5}{\left(\left(0,38 + \frac{1,16}{2} \right) + \left(0,38 + \frac{1,16}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)} = 0,47 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi 0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,47 = 1,07 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\Pi}^{(2)} = I_{\Pi 0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 0,47 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 0,62 \text{ кА}$$

В таблиці 3.3 представлено результати розрахунку значень струмів різних видів КЗ для підстанції 110/35/10 на відповідних сторонах.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку значень струмів різних видів КЗ

Місце КЗ		Вид КЗ	$I_{\Pi 0}$, кА	$i_{уд}$, кА	I_{Π} , кА
1		2	3	4	5
ВРП 110 кВ, точка К ₁		трифазне	1,31	2,14	1,73
		двофазне	1,13	2,57	1,49
		однофазне	1	2,27	1,32
ВРП 35 кВ, точка К ₂	СВ вимкнено	трифазне	0,038	0,086	0,05
		двофазне	0,15	0,34	0,19
	СВ увімкнено	трифазне	0,19	0,43	0,25

Продовження табл. 3.3

1		2	3	4	5
		двофазне	0,16	0,36	0,21
ЗРП 10 кВ, точка КЗ	СВ вимкнено	трифазне	0,029	0,066	0,038
		двофазне	0,014	0,031	0,018
	СВ увімкнено	трифазне	0,047	0,10	0,062
		двофазне	0,47	1,07	0,62

3.4 Вибір електричного обладнання на підстанції

Електричне обладнання підстанції обирається, виходячи з перевірок за наступними пунктами:

1. Номінальна напруга обладнання має співпадати з номінальною напругою електроустановки, а робочий струм не повинен перевищувати номінальне значення для даного виду обладнання:

$$U_{уст} \leq U_{ном.су}; I_{роб} \leq I_{ном}$$

2. Перевірка на електродинамічну стійкість – ударне значення струму не повинне перевищувати значення струму динамічної стійкості обладнання:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

3. Перевірка на термічну стійкість – термічний вплив струму КЗ впродовж розрахункового часу не повинен перевищити вплив струму термічної стійкості обладнання впродовж нормованого часу:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$$

Варто зазначити, що поточна величина термічного впливу струму КЗ визначається наступним чином:

$$B_k = I_{П0}^2 \cdot (t_{рза} + t_{вл} + T_a)$$

де $t_{рза}$ – час спрацювання релейного захисту, $t_{рза} = 0,05 \dots 1$ с; $t_{вл}$ – власний час вимкнення комутатора, T_a – стала згасання аперіодичної складової струму КЗ.

4. Перевірка на комутаційну здатність: повне значення струму КЗ не повинне перевищувати номінальний струм вимкнення:

$$I_{п} \leq I_{ном.вим}$$

3.4.1 Розподільчий пристрій 10 кВ

ЗРП 10 кВ виконано комірками КРП, тому задача полягає у підборі власне комірок. Вимірювальні трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, щитове вимірювальне устаткування вже вбудовано у кожну окрему комірку, а тому не вимагає додаткових перевірок.

Робочий струм приєднання становить:

$$I_{роб.пр} = 1,1 \cdot \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot n_{пр}} = 1,1 \cdot \frac{5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10} = 30,24 \text{ A}$$

Робочий струм збірних шин становить:

$$I_{роб.ш} = 1,1 \cdot \frac{S_{HH}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{HH}} = 1,1 \cdot \frac{5 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 151,21 \text{ A}$$

Найбільше значення робочого струму становить:

$$I_{HH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 274,92 \text{ A}$$

Таким чином є три окремі групи комірок – для приєднання, для секційного вимикача вимикача та для приєднання безпосередньо до трансформатора. В місці КЗ всі три типи вимикачів мають відповідати вимогам термічної, динамічної стійкості, та комутаційної здатності.

Найбільше значення ударного струму КЗ на стороні 10 кВ становить 0,10 кА для двофазного КЗ. КРП забезпечує струм динамічної стійкості 102 кА

Термічний вплив струму:

$$B_k = I_{П0}^2 \cdot (t_{пра} + t_{вл} + T_a) = 0,15^2 \cdot (0,05 + 0,065 + 0,05) = 0,0037 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

КРУ забезпечує:

$$B_{к ном} = I_T^2 \cdot t_T = 3^2 \cdot 3 = 18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Найбільше значення струму становить 0,15 кА для двофазного КЗ за номінального струму вимкнення 3 кА.

Жорсткі шини 10 кВ перевіряються на термічну стійкість при КЗ, на резонансну частоту коливань та динамічну стійкість.

За розрахунковим значенням струму збірних шин $I_{\text{роб.ш}} 151,21\text{А}$ приймаються збірні алюмінієві шини розміром 50×10 із найближчим більшим значенням $I_{\text{ном.ш}} = 155\text{А}$.

За температури середовища всередині КРП 25°C , робоча температура шин становить:

$$\theta_1 = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{0 \text{ ном}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{роб.ш}}}{I_{\text{ном.ш}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{151,21}{155} \right)^2 = 67,82^\circ\text{C}$$

За графіком нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ, для визначеного θ_1 , величина $A_1 = 1,20 \cdot 10^{-4} \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$. Друга точка, яка відповідає температурі при протіканні струму КЗ становить:

$$A_2 = A_1 + \frac{B_{\kappa}}{S^2} = 1,20 \cdot 10^{-4} + \frac{0,0037 \cdot 10^3}{(50 \cdot 10)^2} = 1,25 \cdot 10^{-4} \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$$

За графіком нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ, для визначеного $A_2 = 1,25 \cdot 10^{-4} \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$ температура $\theta_2 = 68^\circ\text{C}$, що є меншою за допустиму для даного типу шин $\theta_{\text{доп.}} = 300^\circ\text{C}$.

Власна частота коливань шинної конструкції бути до 30 Гц або понад 200 Гц.

У випадку двох листів в пакеті:

- момент інерції перерізу

$$J_z = \frac{a \cdot b^3}{12} = \frac{0,050 \cdot 0,010^3}{12} = 8 \cdot 10^{-10} \text{ м}^4$$

$$J_y = \frac{b \cdot a^3}{12} = \frac{0,010 \cdot 0,050^3}{12} = 4 \cdot 10^{-10} \text{ м}^4$$

- момент опору перерізу

$$W_z = \frac{a \cdot b^2}{6} = \frac{0,050 \cdot 0,010^2}{6} = 8 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3$$

$$W_y = \frac{b \cdot a^2}{6} = \frac{0,010 \cdot 0,050^2}{6} = 4 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3$$

- частота коливань

$$f_z = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_z}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 8 \cdot 10^{-10}}{8930 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}} = 26,87 \text{ Гц}$$

$$f_y = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_y}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 2^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 4 \cdot 10^{-10}}{8930 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}} = 20,97 \text{ Гц}$$

Динамічне зусилля при трифазному КЗ на шинах 10 кВ становить:

$$F_q^{(3)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\phi}^{(3)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{0,10^2}{2} = 1,001 \frac{H}{m}$$

Динамічне зусилля при двохфазному КЗ на шинах 10 кВ становить:

$$F_q^{(2)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\phi}^{(2)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(1,07 \cdot 10^3)^2}{2} = 1,114 \frac{H}{m}$$

де a - відстань між шинами сусідніх фаз, м.

Для ізоляторів має виконуватися рівність:

$$F_q \leq 0,6 \cdot H$$

де H – мінімальне розривне зусилля ізолятора.

Напруга в матеріалі шин. У випадку одного листа в пакеті:

$$\sigma = \frac{F_q \cdot l^2}{12 \cdot 2 \cdot W} = \frac{1,001 \cdot 1^2}{12 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 10^{-7}} = 1,390 \cdot 10^{-6} \text{ Па} = 1,390 \text{ МПа}$$

Напруга в матеріалі шин має значення $1,390 \text{ МПа}$, що є меншим за значення розривної напруги для міді $245,254 \text{ МПа}$.

Напруга в матеріалі шин. У випадку двох листів в пакеті:

$$\begin{aligned} \sigma &= F_q \cdot \left(\frac{l^2}{12 \cdot 2 \cdot W_z} + \frac{a^2}{12 \cdot W_y} \right) = \\ &= 1,001 \cdot \left(\frac{1^2}{12 \cdot 2 \cdot 8 \cdot 10^{-7}} + \frac{2^2}{12 \cdot 4 \cdot 10^{-7}} \right) = 1,201 \cdot 10^{-6} \text{ Па} = 1,201 \text{ МПа} \end{aligned}$$

де l - відстань між опорними ізоляторами окремо взятої шини окремої фази, м; a - відстань між шинами сусідніх фаз, м.

Напруга в матеріалі шин має значення $1,201 \text{ МПа}$, що є меншим за значення розривної напруги для міді $245,254 \text{ МПа}$.

3.4.2 Розподільчий пристрій 35 кВ

Робочий струм приєднання становить:

$$I_{\text{роб.нр}} = \frac{S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}} \cdot n_{\text{нр}}} = \frac{4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 4} = 16,49 \text{ А}$$

Робочий струм збірних шин становить:

$$I_{\text{роб.ш}} = \frac{S_{\text{CH}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}} = \frac{4 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 32,99 \text{ А}$$

Найбільше значення робочого струму становить:

$$I_{\text{HH}} = \frac{S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}} = \frac{4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 65,98 \text{ А}$$

Таким чином є три окремі групи обладнання «вимикач – роз'єднувач – вимірювальний трансформатор струму» – для лінійного приєднання, для секціонування та для приєднання безпосередньо до трансформатора. В місці КЗ всі три групи обладнання проходять однакову перевірку.

Найбільше значення ударного струму КЗ на стороні 35 кВ становить 0,43 кА для двофазного КЗ. Струм динамічної стікості:

- вимикача 35 кА;
- роз'єднувача (поставити наскрізний струм) 63 кА;

Термічний вплив струму:

$$B_{\kappa} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{рза}} + t_{\text{вл}} + T_{\text{а}}) = 0,43^2 \cdot (0,05 + 0,065 + 0,02) = 0,0024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{- для вимикача } B_{\kappa \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{- для роз'єднувача } B_{\kappa \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{- для трансформатора струму } B_{\kappa \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 31^2 \cdot 3 = 2883 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Повний струм для двофазного КЗ становить 0,62 кА. Номінальний струм вимкнення вимикача становить 12,5 кА.

Вимикач ВГБ-35 на приєднанні сторони трансформатора 35 кВ.

Роз'єднувач РНД-35/1000 У1 на приєднанні сторони трансформатора 35 кВ.

Вимірювальний трансформатор струму ТОЛ-35-III-IV-5 на приєднанні сторони трансформатора 35 кВ.

Для захисту елементів розподільчого пристрою від грозових та комутаційних перенапруг встановлюються обмежувачі перенапруги типу ОПНп-35/38,5/10/850-III-УХЛ1.

3.4.3 Розподільчий пристрій 110 кВ

Найбільше значення робочого струму становить:

$$I_{BH} = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 41,18 \text{ A}$$

Найбільше значення ударного струму КЗ на стороні 110 кВ становить 2,57 кА для двофазного КЗ. Струм динамічної стікості:

- вимикача 80кА;
- роз'єднувача **80** кА;

Термічний вплив струму:

$$B_{\kappa} = I_{IIO}^2 \cdot (t_{pza} + t_{\text{вл}} + T_a) = 0,16^2 \cdot (0,05 + 0,065 + 0,02) = 0,0034 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

- для вимикача $B_{\kappa \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
- для роз'єднувача $B_{\kappa \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
- для трансформатора струму $B_{\kappa \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 28^2 \cdot 3 = 2352 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Повний струм для двофазного КЗ становить 1,73 кА. Номінальний струм вимкнення вимикача становить 31,5 кА.

Вимикач ВРС-110 на стороні 110 кВ трансформатора.

Роз'єднувач РНД-110/1000 У1 на стороні 110 кВ трансформатора, на секціонуванні на ремонтній перемичці.

Вимірювальний трансформатор струму ТФЗМ 110 Б – I У1 на стороні 110 кВ трансформатора, на секціонуванні на ремонтній перемичці.

Приймаємо до встановлення заземлювачі нейтралі трансформаторів ЗОН-110М-І УХЛ1, розраховані на номінальну напругу 110 кВ, номінальним струмом 400 А, електродинамічною стійкістю 15,75 кА, термічною стійкістю впродовж 3 с 6,3 кА.

Для захисту елементів розподільчого пристрою від грозових та комутаційних перенапруг встановлюються обмежувачі перенапруги типу ОПНп-110/73/10/500-III-УХЛ1.

Передбачено трансформатори напруги НКФ-110-II У1, високочастотні загороджувачі ВЗ-400-0,5 У1 та конденсатори зв'язку СМП-110/3-6,4 У1.

3.5 Вимірювання та навантаження вимірювальних трансформаторів

Навантаження вимірювальних трансформаторів розглядатиметься для сторони 110 кВ та 35 кВ. Для сторони 10 кВ використовуються комірки КРП, там вже обрано і встановлено вимірювальні трансформатори, а також вимірювальне щитове обладнання.

На стороні 110 кВ вимірювальні трансформатори струму розташовуються в кожній фазі на кожному приєднанні лінії, на приєднанні трансформатора, на секційному вимикачі.

Таблиця 3.4 – Потужність трансформатора струму 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
1	2	3	4	5
Приєднання лінії 110 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	0
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання лінії:		7,6	7,6	2,6
Секційний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Приєднання трансформатора 110 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ремонтна перемичка				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5

Навантаження на провідники та контакти становить:

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{ВТ}} - S_{\text{прил}} = 20 - 7,6 = 12,4 \text{ ВА}$$

Опір провідників:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2H}^2} - R_{\text{контакт}} = \frac{12,4}{5^2} - 0,1 = 0,39 \text{ Ом}$$

Довжина мідного провідника, перерізом $2,5 \text{ мм}^2$ становить:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{Cu}}}{\rho_{\text{Cu}}} = \frac{0,39 \cdot 2,5}{0,0171} = 57 \text{ м}$$

Таким чином, обрані ТФЗМ-110 Б-І УІІ вимірювальні трансформатори струму пройшли перевірку на допустиму величину вторинного навантаження.

Таблиця 3.5 – Потужність трансформатора напруги 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
1	2	3	4	5
Вольтметр	Н 3093	-	-	5
Частотомір	СС3021	-	-	5
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	Кількість приєднань x5	Кількість приєднань x5	-
Лічильник	ЦЕ 6850М	Кількість приєднань x4	Кількість приєднань x4	Кількість приєднань x4
Сумарне навантаження:		15,9	15,9	13,9

Кількість приєднань 4

Найбільше навантаження складає 15,9 ВА, що є менше номінального вторинного навантаження 100 ВА трансформатора напруги НКФ-110-ІІ У1 в межах класу точності 0,2.

На стороні 35 кВ вимірювальні трансформатори струму розташовуються в кожній фазі на кожному приєднанні лінії, на приєднанні трансформатора і на секційному вимикачі.

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{ВТ}} - S_{\text{прил}} = 15 - 7,6 = 7,4 \text{ ВА}$$

Опір провідників:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2H}^2} - R_{\text{контакт}} = \frac{7,4}{5^2} - 0,1 = 0,2 \text{ Ом}$$

Таблиця 3.6 – Потужність трансформатора струму 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
1	2	3	4	5
Приєднання лінії 35 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання лінії:		2,6	2,6	2,6
Секційний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Приєднання трансформатора 35 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	0
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання трансформатора:		7,6	7,6	2,6

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{ВТ}} - S_{\text{прил}} = 15 - 7,6 = 7,4 \text{ ВА}$$

Опір провідників:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2H}^2} - R_{\text{контакт}} = \frac{7,4}{5^2} - 0,1 = 0,2 \text{ Ом}$$

Довжина мідного провідника, перерізом 6 мм² становить:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{Cu}}}{\rho_{\text{Cu}}} = \frac{0,2 \cdot 6}{0,0171} = 70 \text{ м}$$

Таким чином, обрані ТОЛ-35-III-II вимірювальні трансформатори струму пройшли перевірку на допустиму величину вторинного навантаження.

Кількість приєднань 4

Найбільше навантаження складає 9,4ВА, що є менше номінального вторинного навантаження 20 ВА трансформатора напруги ТОЛ-35-III-II в межах класу точності 0,2.

На стороні 35 кВ вимірювальні трансформатори струму розташовуються в кожній фазі на кожному приєднанні лінії, на приєднанні трансформатора і на секційному вимикачі.

Таблиця 3.7 – Потужність трансформатора напруги 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	-
Лічильник	ЦЕ 6850М	4	4	4
Ваттварметр	СК3021	-	Кількість приєднань секції x5	Кількість приєднань секції x5
Лічильник	ЦЕ 6850М	Кількість приєднань секції x4	Кількість приєднань секції x4	Кількість приєднань секції x4
Сумарне навантаження:		9,4	9,4	8,2

3.6 Оперативний струм та освітлення

Джерелом постійного оперативного струму є стаціонарна акумуляторна батарея, що допускає короткочасний режим розряду, типу СК. Всіх споживачів, що живляться від акумуляторної батареї (АБ), можна розділити на наступні групи:

- а) постійно увімкнене навантаження (пристрої керування, блокування, сигналізації, релейного захисту, постійно увімкнена частина аварійного освітлення);
- б) тимчасове навантаження, що виникає при зникненні змінного струму в аварійному режимі (аварійне освітлення);
- в) короткочасне навантаження тривалістю не більше 5 с (струми увімкнення та вимкнення приводів вимикачів, струми навантаження апаратів керування, сигналізації релейних захистів, в яких короткочасно протікає струм).

Тривалість аварійного режиму для засобів зв'язку та телемеханіки складає 1-2 с., для решти приймачів оперативного струму – 0,5 год. Обираємо підзарядний пристрій ВАЗП-380/260-40/80 напругою 380/260 В і струмом 40/80 А. Потужність в режимі зарядки та живлення установок становить 23 кВА, $\cos(\varphi) = 0,86$.

На проектованій підстанції 110/35/10 кВ застосовується природне та штучне освітлення. Для освітлення території підстанції приймаємо прожектори ЖО-04В-1000-71 з натрієвими лампами, що встановлюються на залізобетонних порталах та на

щоглах. Живлення мережі зовнішнього освітлення території підстанції та керування освітленням виконується від щитка ЯУО-01-1.

Освітлення приміщень Закритого Розподільчого Пристрою ЗРП здійснюється світильниками з люмінесцентними лампами та лампами розжарювання.

Напруга мережі робочого освітлення 220 В змінного струму, ремонтного – 12 В змінного струму, аварійного 220 В від блоку аварійного освітлення (БАО). Вмикання прожекторів здійснюється обслуговуючим персоналом за допомогою вимикача. Аварійне освітлення вмикається автоматично при зникненні робочого. Живлення аварійного освітлення здійснюється від акумуляторних батарей. Вмикання освітлення ЗРП здійснюється вимикачем, розташованим всередині ЗРП.

3.7 Блискавкозахист підстанції

Необхідно визначити параметри зони блискавкозахисту, яка забезпечує рівень надійності понад 95%, а також можливий рівень ураження прямим ударом блискавки об'єктів підстанції 110/35/10, що проектується у вузлі 2. Підстанцію оснащено 6 блискавковідводами, встановленими на порталах. Кількість грозових годин за рік для України становить $n=70$ год.

Вздовж довжини підстанції $a = 127 \times 80$ м, розташовано наступні об'єкти електроенергетики, а саме ВРП-110 кВ ($h_{x1} = 11$ м), силові трансформатори та Закритий Розподільчий Пристрій на далі ЗПК ($h_{x2} = 7$ м).

ширина підстанції становить $b = 80$ м. Найменша відстань між сусідніми блискавковідводами становить $l_1 = 70,2$ м, а найбільша $l_2 = 48$ м, а також $l_3 = 44,2$ м та $l_4 = 60,8$ м. Для кожної попарно взятої групи блискавковідводів найбільша відстань між блискавковідводами становить:

$$L_1 = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{70,2^2 + 48^2} = 85,04 \text{ м}$$

$$L_2 = \sqrt{l_3^2 + l_4^2} = \sqrt{44,2^2 + 60,8^2} = 75,16 \text{ м}$$

Перевищення висоти блискавковідводу над об'єктом, що вимагає захисту, обчислюється зі співвідношення:

$$h_{a1} \geq \frac{L_1}{8} = \frac{85,04}{8} = 10,63 \text{ м}$$

$$h_{a2} \geq \frac{L_2}{8} = \frac{75,16}{8} = 9,39 \text{ м}$$

Повна стандартна висота блискавковідводу становить:

$$h_1 = h_{x1} + h_a = 11 + 10,63 = 21,63 \text{ м (стандартна величина 22 м);}$$

$$h_2 = h_{x2} + h_a = 7 + 9,39 = 16,39 \text{ м (стандартна величина 18 м);}$$

Висота вершини конусу окремого блискавковідводу становить:

$$h_{01} = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 22 = 20,24 \text{ м}$$

$$h_{02} = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 18 = 16,56 \text{ м}$$

Радіус зони захисту на рівні землі r_0 та об'єкту, що вимагає захисту r_x становлять:

$$r_{x1} = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(22 - \frac{11}{0,92} \right) = 15,065 \text{ м};$$

$$r_{0-1} = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 22 = 33 \text{ м};$$

$$r_{x2} = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(18 - \frac{7}{0,92} \right) = 15,58 \text{ м};$$

$$r_{0-2} = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 18 = 27 \text{ м};$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для найменшої відстані l_1 становить:

$$h_{\min l_1} = h_{0-1} - 0,14 \cdot (l_1 - h) = 20,24 - 0,14 \cdot (70,2 - 22) = 13,49 \text{ м}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для найбільшої відстані l_2 становить:

$$h_{\min l_2} = h_{0-2} - 0,14 \cdot (l_2 - h) = 16,56 - 0,14 \cdot (48 - 18) = 12,36 \text{ м}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для найбільшої відстані l_3 становить:

$$h_{\min l_3} = h_{0-1} - 0,14 \cdot (l_3 - h) = 20,24 - 0,14 \cdot (44,2 - 22) = 17,13 \text{ м}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для найбільшої відстані l_4 становить:

$$h_{\min l_4} = h_{0-2} - 0,14 \cdot (l_4 - h) = 16,56 - 0,14 \cdot (60,2 - 18) = 10,56 \text{ м}$$

Радіуси на рівні висоти об'єкту, що вимагає захисту, для зазначених висот становлять:

$$r_{l_1} = r_0 \cdot \frac{h_{\min l_1} - h_x}{h_{\min l_1}} = 33 \cdot \frac{13,49 - 11}{13,49} = 6,09 \text{ м}$$

$$r_{l_2} = r_0 \cdot \frac{h_{\min l_2} - h_x}{h_{\min l_2}} = 30 \cdot \frac{12,36 - 7}{12,36} = 13,01 \text{ м}$$

$$r_{l_3} = r_0 \cdot \frac{h_{\min l_3} - h_x}{h_{\min l_3}} = 33 \cdot \frac{17,13 - 11}{17,13} = 11,80 \text{ м}$$

$$r_{l_4} = r_0 \cdot \frac{h_{\min l_4} - h_x}{h_{\min l_4}} = 30 \cdot \frac{10,56 - 7}{10,56} = 10,11 \text{ м}$$

Кількість прямих уражень підстанції 110/35/10 блискавкою за рік становить:

$$\begin{aligned} N &= 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot \max \{h_x\}) \cdot (b + 10 \cdot \max \{h_x\}) \cdot 10^{-6} = \\ &= 0,06 \cdot 70 \cdot (127 + 10 \cdot 11) \cdot (80 + 10 \cdot 7) \cdot 10^{-6} = 0,149 \end{aligned}$$

Кількість відключень підстанції через пряме ураження блискавкою:

$$\gamma = N \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g = 0,185 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 8,788 \cdot 10^{-5}$$

Показник грозостійкості, є величиною, оберненою до кількості річних відключень підстанції 110/35/10 у вузлі 2:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{8,788} = 11379,56 \text{ років}$$

3.8 Розрахунок заземлення підстанції

Виконаємо розрахунок захисного заземлення підстанції 110/35/10.

Струми замикання на землю відомі. Опір захисного заземлення для сторони з напругою вище 1000 В не повинен перевищувати $R_3=0,5$ Ом.

Розраховуємо питомий опір землі. Для України – 4 кліматична зона, тож коефіцієнт поправки становить $\Psi=1,2$. Тоді $\rho=\Psi \cdot \rho_0=1,2 \cdot 50=60$ Ом·м

До встановлення прийнято сталевий стрижень з діаметром 16 мм, довжиною 1,5 м. та відстанню між електродами $a=1 \cdot l_B=1,5$ м.

Опір одиничного вертикального заземлювача становитиме

$$R_B=0,366 \cdot \frac{\rho}{l_B} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot l_B}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot t_B + l_B}{4t_B - l_B} \right) \right)$$

Відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального стрижня, t_B
 $= 0,7 + 1,5/2 = 1,45$ м:

$$R_B=0,366 \cdot \frac{60}{1,45} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot 1,5}{0,016} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 1,15 + 1,5}{4 \cdot 1,45 - 1,5} \right) \right) = 34,959 \text{ (Ом)}$$

Мінімальна кількість вертикальних стрижнів:

$$n' = \frac{R_B}{R_3} = \frac{34,959}{0,5} = 69,918 \text{ (од)}$$

Прийmemo 70 од. у ряду тому, що найбільш близьке до цілого числа. Поправка на кількість стрижнів у контурі становить $\eta=0,38$.

Тоді загальна кількість електродів:

$$n = \frac{n'}{\eta} = \frac{69,959}{0,38} = 184 \text{ (од)}$$

Розрахунковий опір вертикальних стрижнів:

$$R_{B \text{ роз}} = \frac{R_B}{n} = \frac{34,959}{184} = 0,19 \text{ (Ом)}$$

Сумарна довжина горизонтальної смуги:

$$l_{\Gamma} = 1,05 \cdot a \cdot (n-1) = 1,05 \cdot 1,5 \cdot (183,995 - 1) = 288,217 \text{ (м)}$$

Опір розтікання смуги:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_{\Gamma}^2}{t \cdot b}$$

Відстань від поверхні ґрунту до середини смуги, $t = 0,8$ м:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \cdot \frac{60}{228,217} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 228,217^2}{0,8 \cdot 0,016} \right) = 0,542 (\text{Ом})$$

Розрахунковий опір смуги, з урахуванням, що смуга одна, та коефіцієнтом екранування для вертикальних електродів у контурі $\eta = 0,38$:

$$R_{\Gamma \text{ роз}} = \frac{R_{\Gamma}}{n \cdot \eta} = \frac{0,542}{1 \cdot 0,38} = 1,42 (\text{Ом})$$

Еквівалентний опір заземлювача становитиме:

$$R = \frac{R_{B \text{ роз}} \cdot R_{\Gamma \text{ роз}}}{R_{B \text{ роз}} + R_{\Gamma \text{ роз}}} = \frac{0,19 \cdot 1,42}{0,19 + 1,42} = 0,16 (\text{Ом})$$

що не перевищує бажаний опір 0,5 Ом, отже такий заземлювач може бути прийнятим до встановлення.

Висновок до розділу 4

Складено головну схему електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ. ВРП-110 кВ виконано по схемі № 110-4 – місток з вимикачами на стороні трансформаторів та ремонтною перемичкою на стороні трансформаторів. Відкритий розподільчий пристрій (ВРП) 35 кВ виконано за нормативною схемою 35-5 – одна робоча секціонована вимикачем система шин. ЗРП-10 кВ – за схемою № 10-5 – одна робоча секціонована вимикачем система шин. Рекомендовано роботу РП в нормальному режимі з вимкненими секційними вимикачами.

Максимальні ударні струми короткого замикання становлять 2,57 кА для шин 110 кВ, для 35кВ максимальний ударний струм становить 0,43 кА для двофазного КЗ і 0,10 кА при двофазних КЗ для шин, відповідно до яких обрано основне обладнання підстанції.

Визначено тип системи оперативного струму на підстанції та розраховано її технічні характеристики підзарядний пристрій ВАЗП-380/260-40/80 напругою 380/260 В і струмом 40/80 А. Потужність в режимі зарядки та живлення установок становить 23 кВА, $\cos(\varphi) = 0,86$. Напруга мережі робочого освітлення 220 В. Сформовано рекомендації щодо виконання систем автоматики, вимірювань та освітлення. Для освітлення території підстанції приймаємо прожектори ЖО-04В-1000-71 з натрієвими лампами, що встановлюються на залізобетонних порталах та на щоглах. приміщень Закритого Розподільчого Пристрою ЗРП здійснюється світильниками з люмінесцентними лампами та лампами розжарювання.

Підстанцію оснащено 6 блискавковідводами, встановленими на порталах. Вдovж довжини підстанції $a=127 \times 80$ м, розташовано наступні об'єкти електроенергетики, а саме ВРП-110 кВ ($h_{x1} = 11$ м), силові трансформатори та Закритий Розподільчий Пристрій на далі ЗПК ($h_{x2} = 7$ м). ширина підстанції становить $b=80$ м. Найменша відстань між сусідніми блискавковідводами становить $l_1=70.2$ м, а найбільша $l_2=48$ м, а також $l_3 = 44,2$ м та $l_4 = 60,8$ м. Для кожної попарно взятої групи блискавковідводів найбільша відстань між блискавковідводами становить: 85 м і 75 м. Показник грозостійкості 11380 років.

Наведено розрахунки заземлення підстанції. До встановлення прийнято сталевий стрижень з діаметром 16 мм, довжиною 1,5 м. та відстанню між електродами $a=1 \cdot l_b=1,5$ м. Загальна кількість електродів 184, Еквівалентний опір заземлювача становить 0,16 (Ом), що не перевищує бажаний опір 0,5 (Ом)

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ТМТН 6300/110

4.1 Пошкодження та ненормальні режими роботи трансформаторів

Коротке замикання – це явище в електротехніці, яке провокується замиканням (електричним з'єднанням) між собою двох чи трьох фаз, замикання фазного провідника, фази на провідник, замикання на землю в мережах з ефективно заземленою, а також глухозаземленою нейтраллю в трифазній мережі. Характерними особливостями цього процесу є значне падіння напруги при значному збільшенні струму, який може зростати до значень, які у кілька разів перевищують номінальний.

Наслідками коротких замикань можуть бути сильні перегріви електричного устаткування, спричинені зростанням струмів, часом, в десятки разів, що призводить до його термічного псування або руйнування, яке може супроводжуватись загоранням обладнання. Між струмоведучими частинами можуть виникати значні механічні зусилля, які також негативним чином впливають на їх характеристики. Споживачі електричної енергії можуть страждати від порушення фазної симетрії та зниження напруги. При несиметричних коротких замиканнях не виключена можливість виникнення ЕРС у лініях сигналізації та зв'язку, що є небезпечним явищем для персоналу обслуговування.

Розрахунок електромагнітних перехідних процесів у СЕП при коротких замиканнях, як найбільш характерних збудженнях, має важливе значення для проектування та експлуатації. Такий розрахунок передбачає знаходження значень напруг, струму та інших параметрів режиму КЗ у точці виникнення КЗ або в інших точках СЕП чи вітках мережі при заданих умовах.

Важливим є розрахунок перехідних процесів систем електропередавання, бо він передбачає знаходження таких значень як струм, напруга та інші дані режиму короткого замикання для точок електричної системи, або ж і для окремої точки, в якій виникає КЗ.

До основних видів пошкоджень трансформаторів можна віднести багатофазні та однофазні замикання на виводах чи в обмотках трансформатора. Однофазні ж пошкодження розділяються на міжвиткові та замикання на землю.

Найчастіше виникають багато- і однофазні замикання в обмотках трансформатора, та багатофазні на їх виводах. Набагато менше випадків, коли відбуваються багатофазні замикання в обмотках. Для забезпечення захисту від КЗ передбачають від'єднання трансформатора, що вийшов з ладу, а швидкодіючий захист, який зазвичай і проектується, значно знижує рівень можливих пошкоджень.

Виникнення ненормальних режимів роботи трансформатора провокуються перевантаженнями або короткими замиканнями. Ці явища характеризуються дуже великими значеннями струму в обмотках трансформатора. Найнебезпечнішими являються струми викликані зовнішніми КЗ, бо вони можуть сильно перевищувати номінальні значення. При тривалому процесі КЗ ізоляція обмоток може сильно нагріватися і руйнуватися, що також супроводжується зниженням напруги. Для забезпечення захисту трансформатора необхідно передбачати систему захисту від великих струмів, що спричиняється зовнішніми короткими замиканнями, які не були ліквідовані завчасно.

Перевантаження трансформаторів не впливає на систему електропостачання в цілому, так як воно не супроводжується зниженням напруги. Крім того, струми перевантаження зазвичай невеликі, і їх проходження є припустимим протягом деякого часу, достатнього для того, щоб персонал вжив необхідних заходів для розвантаження трансформатора. Такий режим роботи трансформаторів нормується і є допустимим на невеликі проміжки часу, під час яких відповідальний персонал може вжити певних заходів для їх розвантаження. Так, згідно чинних норм, перевантаження по струму масляного силового трансформатора на 60% допустиме на час не більше 45 хвилин. Ненормальним режимом також являється сильне зниження рівня масла [1].

Для кожного елемента розрахункової схеми існують відповідні паспортні дані, за якими розраховують параметри режиму короткого замикання [1, 2].

Силові трансформатори та автотрансформатори мають такі паспортні дані:

- 1) номінальна потужність $S_{ном}$ (МВА);
- 2) номінальні напруги обмоток $U_{В.ном} 110, U_{С.ном} 35, U_{Н.ном} 10$ (кВ);
- 3) фактичні коефіцієнти трансформації ;

- 4) напруга КЗ між парами обмоток $U_{к.В-H}, U_{к.В-C}, U_{к.С-H}$ (%);
- 5) втрати активної потужності КЗ в обмотках $\Delta P_{к.В-H}, \Delta P_{к.В-C}, \Delta P_{к.С-H}$ або в трансформаторі ΔP_k (кВт);
- 6) схема і група з'єднань обмоток.

4.2 Розрахунок та вибір уставок цифрового захисту трансформатора

Далі буде виконано розрахунок та вибір уставки цифрового струмового захисту трансформатора.

Паспортні дані трансформатора наступні: трансформатор ТМТН 6300/110, номінальні напруги обмоток $U_{В.ном} 110, U_{С.ном} 35, U_{Н.ном} 10$ кВ ($115 \div 16\%$) кВ/10,5 кВ, група з'єднань обмоток $Y0/Y0 - \Delta - 0-11$, напруги КЗ $U_{к.В-Н} = U_{к.В-Н} = 9,8; 10,6; 11,7\%$ для положень регулятора РПН, які відповідають мінімальній, середній і максимальній напругам сторони ВН, що віднесені до своєї потужності та напруги обмоток НН, яка рівна $0,5 S_{ном.тр} = 3,15$ МВА. Для всіх режимів опір живильної системи беремо 15 Ом.

1) Перше що ми повинні виконати, це перевірити чи забезпечується цифрове вирівнювання струмів плечей трансформатора, що захищається, для цього визначаємо первинні номінальні струми:

$$I_{номВН} = \frac{S_{номВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63 \text{ А}$$

$$I_{номСН} = \frac{S_{номСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номСН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 94,48 \text{ А}$$

$$I_{номНН} = \frac{S_{номНН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,66 \text{ А}$$

2) Визначаємо вторинні номінальні струми на сторонах трансформатора з урахуванням установки групи ТТ «зірка» з усіх боків захисту трансформатора, $K_{сх}=1$ усім сторонах трансформатора.

$$i_{ном.втВН} = \frac{I_{номВН} \cdot K_{схВН}}{K_{ТВН}} = \frac{31,63 \cdot 1}{300 / 5} = 0,527 \text{ А}$$

$$i_{ном.втCH} = \frac{I_{номCH} \cdot K_{схCH}}{K_{ТТВН}} = \frac{94,48 \cdot 1}{300 / 5} = 1,57 \text{ А}$$

$$i_{ном.втHH} = \frac{I_{номHH} \cdot K_{схHH}}{K_{ТТНН}} = \frac{330,66 \cdot 1}{1000 / 5} = 1,65 \text{ А}$$

За таблицею обираємо номінальний струм входу пристрою для кожного плеча захисту та відносну похибку вирівнювання при $I_{ном.вт} = 1-5$, відповідно $i_{ном.т.п} = 5\text{А}$, $\Delta f^*_{вир} = 0,02$ [1].

Таблиця 4.1 – Вибір робочих відгалужень струмових входів пристрою

Вторинний струм в номінальному режимі $I_{ном}$ (А)	Номінальний струм входу пристрою $I_{ном}$ (А)	Відносна похибка вирівнювання $\Delta f^*_{вир}$
$5 \div 20$	5	0,03
$1 \div 5$	5	0,02
$0,5 \div 1,0$	1	0,02
$0,125 \div 0,5$	1	0,03
$0,1 \div 0,125$	1	0,05

Перевірка забезпечення цифрового вирівнювання для всіх сторін трансформатора, що захищається, проводиться за виразом:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} < 4$$

Зі сторони ВН:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} = \frac{0,527}{5} < 4$$

Зі сторони СН:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} = \frac{1,57}{5} < 4$$

Зі сторони НН:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} = \frac{1,65}{5} < 4$$

Як бачимо на всіх сторонах цифрове вирівнювання амплітуд струмів плечей забезпечується.

3) Визначаємо розрахунковий коефіцієнт небалансу, за уточненим виразом:

$$K_{нб.роз} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot [1 + 2(\Delta U^*_{рег} + \Delta f^*_{вир})] + (\Delta U^*_{рег} + \Delta f^*_{вир})^2}$$

де: $K'_{пер}$ – коефіцієнт, що враховує перехідний процес, вибирається за таблицею 4.2, відповідно до таблиці $K'_{пер}=1$ для силового трансформатора потужністю не більше 40 МВА і за відсутності підключених струмообмежувальних реакторів на ПН [1].

Таблиця 4.2 – Значення коефіцієнтів перехідного режиму $K'_{пер}$ в залежності від типу об'єкта захисту

Тип об'єкта захисту			$K'_{пер}$
ТСН електричних станцій і інші понижувальні трансформатори, які мають в складі навантаження потужності двигуна напругою 6 чи 10 кВ			1,5
Трансформаторні зв'язки і блокові трансформатори електричних ст.			1,7
Трансформатори електричних мереж і автотрансформатори, не маючи в складі навантаження зі сторони НН потужних двигунів чи синхронних компенсаторів	Силові трансформатори потужність не більше 40 МВА	Зі сторони НН немає підключених струмообмежувальних реакторів	1,0
		Зі сторони НН підключені струмообмежувальні реактори	1,2
	Силові трансформатори і автотрансформатори потужністю 63 МВА і більше		1,5

де: $\varepsilon^* = 0,1$ – повна відносна похибка ТТ в режимі, що встановився;

$\Delta f^*_{вир} = 0,02$ – відносна похибка вирівнювання струмів плечей, обрана ранні за таблицею В.1.1 додаток;

$\Delta U^*_{рег}$ – относительная погрешность, принимается равной максимальному возможному отклонению от номинального положения РПН $\Delta U_{рег.} = \pm 16\%$ – на стороне ВН;

$$K_{нб.роз} = \sqrt{(1 \cdot 0,1)^2 \cdot [1 + 2(0,16 + 0,02)] + (0,16 + 0,02)^2} = 0,214$$

4) Визначаємо початковий диференціальний струм спрацьовування I_{dmin} :

$$Id \min = K_{отс} \cdot K_{нб.роз} \cdot End \ Section1 = 1,2 \cdot 0,214 \cdot 1,15 = 0,295$$

де: $K_{отс}$ – Коефіцієнт відбудови;

$K_{нб.роз}$ – Розрахунковий коефіцієнт небалансу;

$EndSection1$ – Початковий гальмівний струм, приймається рівним 1,15 за рекомендаціями фірми «ABB».

5) Перевіряємо чутливість для горизонтальної ділянки гальмівної характеристики:

$$K_{\chi} = \frac{I_{диф.роз}^*}{I_{диф.сп}^*} = \frac{9,38}{0,3} = 31,29 \geq 2 \quad (\text{умова виконується})$$

де $I_{диф.сп}^*$ – визначаємо уставку по початковому диференціальному струму спрацьовування $Idmin = 0,3$, відповідно відносний диференціальний струм буде рівний 0,3.

$I_{диф.роз}^*$ – відносний розрахунковий мінімальний диференціальний струм при КЗ на виводах захисту трансформатора, в даному випадку розрахунковий мінімальний диференціальний струм буде при КЗ на стороні НН.

$$I_{диф.роз}^* = \frac{I_{мін}^2}{I_{ном.ВН}} = \frac{297}{31,63} = 9,38$$

де,

Трифазне коротке замикання на стороні ПН $I_{3мін} = 342 \text{ А}$;

Двофазне коротке замикання на ПН: $I_{2мін} = 297 \text{ А}$;

Як бачимо чутливість при внутрішніх КЗ на горизонтальному ділянці гальмівної характеристики забезпечена.

Чутливість захисту на похилих ділянках гальмівної характеристики забезпечуватиметься завжди, оскільки виконується умова:

$$\frac{Id \min}{End \ Section1} = \frac{0.3}{1.15} \leq 0.5$$

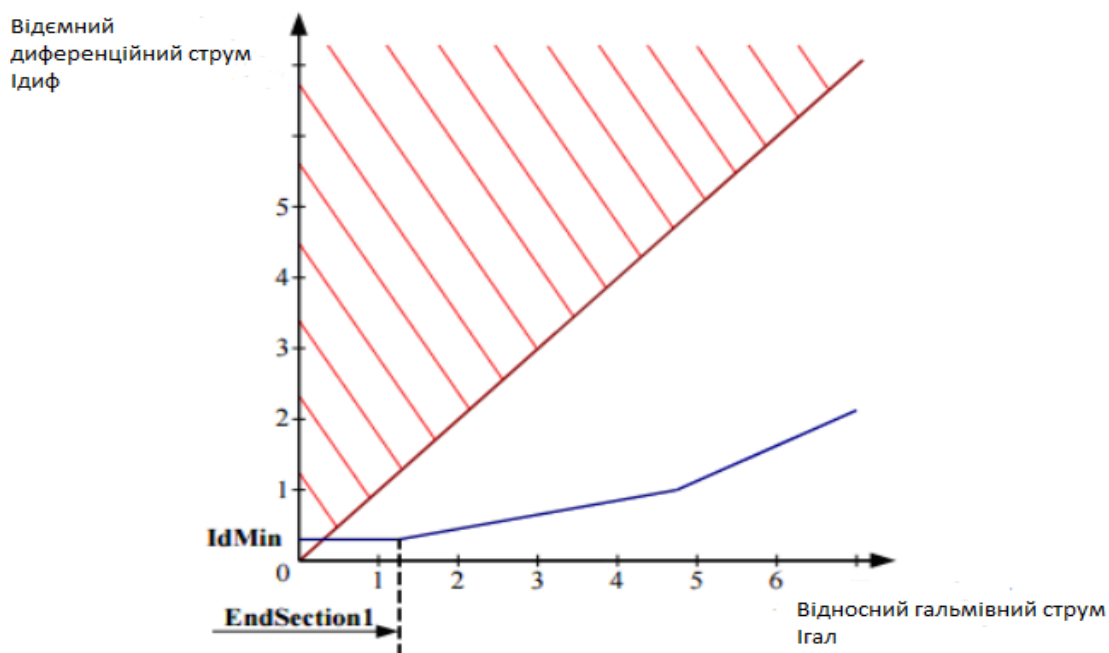


Рисунок 4.1 – Зона гальмівної характеристики, що відповідає внутрішньому КЗ.

б) Струм спрацьовування диференціального відсічення Idunre

За умовою відбудови від режиму кидка струму, що намагнічує, параметр спрацьовування струмового органу диференціального відсічення повинен прийматися не менше 500 %:

$$Idunre > 500 \%$$

За умовою відбудови від максимального струму небалансу при зовнішніх пошкодженнях, параметр спрацьовування можна вважати за виразом:

$$K_{\text{ч}} - I_{\text{вт.}} / I_{\text{с.р}}$$

де $K_{\text{отс.}} = 1,2$ - коефіцієнт відбудови;

$K_{\text{нб}}(1)$ – відношення амплітуди першої гармоніки струму небалансу до наведеної амплітуди періодичної наскрізного струму. Відповідно до рекомендацій фірми «АВВ» для трансформаторів з розщепленою обмоткою приймати 0,65, при використанні з усіх боків ТТ з вторинним номінальним струмом 5 А.

$I_{K3\text{макс}}^*$ – відносний максимальний струм при зовнішньому КЗ визначається за формулою:

$$I_{K3\text{макс}}^* = \frac{I_{K3\text{макс}}}{I_{\text{ном.опір}}}$$

де $I_{K3\max}$ – максимальний струм при зовнішньому КЗ, наведений до опорної сторони (сторони ВН);

$I_{\text{ном.опір}}$ – номінальний струм опорної сторони (сторони ВН) захисту трансформатора.

Параметр спрацювання приймається рівним найбільшому значенню двох отриманих. Підсумкове значення параметра у відсотках рекомендується округлювати до десятків.

Приймаємо параметр $\text{Idunre} = 710\%$ ($\text{IdUnre} = 7,1$)

Наступні параметри та уставки для терміналу RET 670 приймаються відповідно до рекомендацій фірми «ABB»:

параметр $\text{SlopeSection3} = 50\%$;

параметр StabByOption -«завжди»;

параметр $\text{I2/I1 ratio} = 14\%$;

параметр $\text{I5/I1 ratio} = 25\%$;

уставка ZSCSub – вимкнено;

уставка CrossBlockEn - вимкнено;

уставка SOTFMode – вимкнено;

уставка NegSegDiffEn - вимкнено;

уставка OpenCNEenable – вимкнено.

4.3 Розрахунок та вибір уставок спрацювання максимального струмового захисту трансформатора з пуском за напругою

1. Розрахуємо струм спрацювання МСЗ із комбінованим пуском по напрузі:

$$I_{c.3} = \frac{k_3}{k_6} \cdot k_{c3n} \cdot I_{\text{нов.макс}}, \text{ де } (1,5/2,5)$$

$$I_{c.3} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 95 = 355 \text{ А}$$

$$k_{c3n} = (1,5 \div 2,5)$$

2. Чутливість захисту при КЗ на шинах НН і СН в мінімальних розрахункових режимах:

$$k_q = \frac{I_{к.мін}^{(2)}}{I_{с.з}}$$

$$k_q = \frac{331}{355} = 0,92 < 2$$

Чутливість МСЗ без пуску за напругою, очевидно, є недостатньою. Використаємо блокування за напругою на обмотці нижчої сторони трансформатора. При цьому, струм спрацювання захисту дорівнює:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_6} \cdot I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 95 = 143 \text{ А},$$

чутливість в тих самих розрахункових точках дорівнює:

$$k_q = \frac{330}{143} = 2,30 > 2$$

3. При симетричних КЗ напруга спрацювання органу блокування складе:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{с.мін}}{k_6} = \frac{0,7 \cdot 110}{1,2} = 64,167 \text{ кВ}$$

4. При несиметричних КЗ напруга спрацювання органу блокування складе:

$$U_{2с.з} = 0,06 \cdot U_{ном} = 0,06 \cdot 115 = 6,9 \text{ кВ}$$

5. Чутливість блокуючих пристроїв перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформаторів, де підключені блокувальні реле, значить $U_{к.защ}^{(3)} = 0$.

$$U_{2к.защ} = \frac{U_\phi}{2} = \frac{115}{2 \cdot \sqrt{3}} = 33,2 \text{ кВ}$$

Тоді

$$k_{qU} = \frac{U_{с.з}}{U_{к.макс}} = \frac{64,167}{0} > 1,5$$

$$k_{qU} = \frac{U_{2к.защ}}{U_{2с.з}} = \frac{33,2}{6,9} = 4,812 > 1,5$$

На прийомних сторонах трансформатора при КЗ $k_q > 1,5$, отже диференційний захист шин на цих сторонах можна не влаштовувати.

6. Струм спрацювання захисту від симетричного короткого замикання, який діє на сигнал, вираховується за умови відбудови від номінального струму трансформатора на стороні де встановлений захист за формулою:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_6} \cdot I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 95 = 125 \text{ A}$$

7. Витримка часу МСЗ береться з огляду на витримки часу захистів ліній на боці нижчої напруги [6].

4.4 Інші види релейного захисту силового трансформатора

Далі, в таблиці 4.3, наведені різні види релейного захисту, їх призначення та принцип дії.

Таблиця 4.3 – Види та шляхи використання релейного захисту

Вид релейного захисту	Застосування, призначення, принцип дії
Максимальний струмовий захист	Включається при досягненні певної величини струму, заданої при налаштуванні.
Диференціальний захист	Застосовується для захисту збірки генераторів, трансформаторів, шин, шляхом порівняння величин струмів на виході і вході. Релейний захист спрацьовує при різниці, яка перевищує задане значення.
Газовий і струменевий захист	Застосовується для знеструмлення трансформатора та інших пристроїв, що працюють в ємностях з маслом. При виникненні несправностей утворюється підвищена температура, і з масла виділяються гази, реле спрацьовує.
Диференційно-фазний захист	Використовується для контролю фаз по кінцях лінії живлення. При перевищенні налаштованого значення струму, реле обезструмлює лінію.
Захист по мінімальній напрузі	Призначений для забезпечення відключення електрообладнання при зниженні напруги нижче критичного значення.
Захист по максимальній напрузі	Проектується за принципом дії попереднього, з такими ж вимірювальними елементами. Реле налаштовується на спрацьовування по уставці підвищення напруги, що перевершує деяку допустиму межу напруги експлуатації ланцюга.

Висновки до розділу 4

У цьому розділі розглянуто ненормальні режими роботи трансформаторів пошкодження та їх пошкодження. Наведено розрахунок уставок диференційного захисту трансформатора, з послідуєчим їх вибором. Проведено розрахунок та вибір уставок спрацювання максимального струмового захисту трансформатора з пуском за напругою. Цифровий захист трансформатора запропоновано реалізувати з використанням RET-670.

5 ЗАБЕСПЕЧЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ ФЕРМЕРСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА ЗА РАХУНОК ВЛАСНОЇ КЕЕС ТА ПРОДАЖ В ЕЛЕКТРИЧНУ МЕРЕЖУ НАДЛИШКУ ГЕНЕРАЦІЇ.

5.1 Вступ

В Україні відновлювальні джерела енергії в останні роки набули дуже стрімкого розвитку. Встановлена потужність об'єктів ВДЕ в Україні за I півріччя 2021р. збільшилась на 8,3% - до 9225 МВт. Загальні ж потужності сонячної енергетики в нашій країні становлять 7284 МВт та серед джерел відновлюваної енергетики сонячна займає перше місце за цим показником з відривом від конкурентів технології виробітку енергії за допомогою ВЕС майже у 5 разів.

У даному розділі буде розглядатися **комбінована електроенергетична система** на далі буде використовуватись скорочення (**КЕЕС**) як стартап-проект, який буде приносити кошти власникові цього бізнесу шляхом продажу в мережу надлишку генерації електричної енергії комбінованими відновлювальними джерелами енергії [3].

5.2 Опис ідеї стартап-проекту

Отримання вигоди від згенерованої електричної енергії можливе у випадку якщо споруджена комбінована система ВДЕ, яка в нашому випадку складається з (СЕС, ВЕС, БіоТес) забезпечує потреби, наприклад, фермерського господарства й у нього відпадає потреба у закупівлі електроенергії, або ж коли збудовані станції працюють на видачу згенерованої енергії в мережу. Реалізація ідеї продажу надлишку згенерованої електроенергії в мережу, беручи до уваги участь генеруючої сторони у ринку електроенергії та, в такому випадку, доцільно розглядати в якості зацікавленої сторони ще й оператора розподілу електроенергії.

Таблиця 5.1 – Вигоди зацікавлених сторін.

Зміст ідеї	Зацікавлена сторона	Вигоди для сторони
Забезпечення електроенергіє. Фермерського господарства та отримання доходу від продажу згенерованої електроенергії за зеленим тарифом	Власник КЕЕС	Отримання прибутку;
	Оператор розподілу електроенергії	Розвантаження ділянок ЕМ. шляхом отримання джерела генерації електроенергії

5.3 Аналіз слабких, нейтральних та сильних сторін ідеї проекту

Визначимо слабкі, нейтральні та сильні сторони ідеї стартап-проекту стосовно техніко-економічних показників у порівнянні з подібними технологіями (таблиця 5.2). У даному випадку порівняння буде проведено нашої КЕЕС з самостійними відновлювальними джерелами електроенергії:

СЕС – сонячна електростанція;

ВЕС – вітрова електростанція;

БіоТЕС – біогазова електростанція;

Таблиця 5.2 – Порівняння техніко-економічних показників видів ВДЕ.

No п/п	Техніко - економічні характеристики ідеї	Порівняння КЕЕС з конкурентами				W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		КЕЕС	СЕС	ВЕС	БіоТЕС			
1	Тариф, грн кВт*год	3,28	4,27	3,15	3,69	КЕЕС	БіоТЕС	СЕС
2	Капіталовкладення	100%	50%	70%	100%	БіоТЕС, КЕЕС	ВЕС	СЕС
3	Витрати на паливний ресурс	33%	0%	0%	100%	БіоТЕС	КЕЕС	СЕС ВЕС
4	Витрати на логістику палива	33%	0%	0%	100%	БіоТЕС	КЕЕС	СЕС ВЕС

5.4 Оцінка ризиків стартап-проекту

Отримання прибутку від продажу надлишку згенерованої електроенергії нашої КЕЕС за «зеленим» тарифом є вдалою ідеєю для бізнесу через те, що прибуток від продажу електроенергії можна витратити на модернізацію свого фермерського господарства, але, при цьому, існують деякі ризики, які можуть призвести до негативних наслідків. Таблиця з даною інформацією представлена нижче (таблиця 5.3) [4].

Таблиця 5.3 – Можливі наслідки будівництва КЕЕС (СЕС, ВЕС та БіоТЕС) .

	Негативні наслідки	Позитивні наслідки
1	Стимулювання державою збільшення частки відновлюваної енергії в ОЕС України уже призводить до різкого збільшення будівництва нових станцій ВДЕ, що призведе до зменшення «зеоеного тарифу»	При інтеграції ОЕС України в ENTSO-E буде можливість експортувати електричну енергію в ЄС країн Європи, що може позитивно сприяти на тарифи. І збільшити частку електроенергії ВДЕ в Європейських мережах.
2	Кількість згенерованої електроенергії за допомогою СЕС, ВЕС важко спрогнозувати, через що ускладнюється процес регулювання роботи енергосистеми. За даними «Укренерго» у 2018 році було видано технічних умов на приєднання до ОЕС 7,5 тис. МВт, при тому що наявна система могла прийняти не більше 3 тис. МВт генерації ВДЕ. За найгіршим сценарієм (для власників станцій ВДЕ) можливе обмеження виробництва відновлюваної електроенергії у енергосистемі.	При стрімкому розвитку ВДЕ вартість обладнання та комплектуючих буде зменшуватись відповідно. При цьому, капіталовкладення будуть зменшуватись і відновлювальні електростанції будуть більш вигідними при зменшенні коефіцієнту "Зеленого тарифу".
3	З впровадженням нового ринку електричної енергії зростатиме складність продажу електричної ВДЕ та відповідальність за точність погодних прогнозувань	Стрімкий розвиток ВДЕ дозволить розв'язувати проблему дефіциту електричної потужності і перенавантаження мереж в енергорайонах з віддаленим центром живлення.

Будівництво КЕЕС з піковою потужністю 150 кВт вимагає капіталовкладень, але оцінити її вигідність можна лише провівши техніко-економічний аналіз. Нижче, в таблиці 5.4, будуть наведені витрати на спорудження таких станцій[4].

5.5 Інвестиційні витрати

Будівництво КЕЕС з піковою потужністю 500 кВт, а максимальне використання електроенергії КЕЕС фермерським господарством становить 150кВт, отож будівництво КЕЕС вимагає капіталовкладень, але оцінити її вигідність можна лише провівши техніко-економічний аналіз. Нижче, в таблиці 5.4, будуть наведені витрати на спорудження таких станцій.

Таблиця 5.4 – Капіталовкладення в будівництво КЕЕС потужністю 500 кВт,євро

№	Назва	Ціна, євро
1	Витрати на пошук та оформлення земельної ділянки під будівництво станції	1000
2	Витрати на приєднання до мереж оператора системи розподілу	12500
3	Витрати на проектно-кошторисні роботи та проведення державної експертизи проектно-кошторисної документації	17200
4	Витрати на розчищення, планування території будівництва	8000
5	Витрати на зовнішні мережі та інженерні споруди	5000
6	Витрати на будівництво адміністративної будівлі та будівлі охорони	4100
7	Витрати на будівництво опорних конструкцій під фотогальванічні панелі, будівництво вітряків та купівлю біогазової установки	45 899
8	Витрати на будівництво комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) та розподільчого пункту (КРП)	7251
9	Витрати на улаштування кабельних мереж та системи заземлення	14 056
10	Витрати на улаштування основного обладнання (фотогальванічні панелі ,вітряки, інвертори, суматори, інше)	13 521
11	Витрати на улаштування релейного захисту та телемеханізації	5000
12	Витрати на улаштування комерційного обліку електроенергії	2500
13	Витрати на пуско-налагоджувальні роботи	5500
14	Витрати на улаштування системи пожежогасіння	3700
15	Витрати на озелення та благоустрій території	1144
16	Сумарні витрати на будівництво КЕЕС,тис.євро	146 371

Підсумовуючи значення з таблиці вище, можна побачити, що приблизна вартість будівництва даної КЕЕС 146 371 тис.євро, в гривнях - 4 537 500 грн. Для вичерпного техніко-економічного аналізу розраховано приблизні рентабельності і строк окупності проєкту. Нижче наведена таблиця 6.5 з даними фінансових потоків від проєктованої КЕЕС [4].

Річний чистий прибуток, з таблиці 4.5 – 754 922грн, в євро 24 353. Рентабельність інвестицій – відношення річного прибутку до капітальних вкладень і розраховується так:

$$R_i = \Pi_p / K, (1/\text{рік}) \quad (5.1)$$

де Π_p - річний чистий прибуток, K - капіталовкладення в проект.

$$R_i = \Pi_p / K = 754922 / 4537500 = 0,166.$$

Період окупності інвестицій можемо розрахувати за відношенням капіталовкладень в проект до річного прибутку.

$$T_{ok} = K / \Pi_p \quad (5.2)$$

$$T_{ok} = 4537500 / 754922 = 6,01 \text{ (роки)}$$

Отримали значення окупності 6,01[5]

Висновок до розділу 5

У даному розділі був розглянутий стартап-проект по забезпеченню господарства електроенергією для власних потреб та отримання доходу від продажу надлишку згенерованої електричної енергії. Від будівництва КЕЕС вигоду отримує не тільки власник КЕЕС, а й місцевий оператор розподілу електроенергії. Проаналізовані ризики та можливі наслідки проекту. Дані техніко-економічного аналізу показують, що сумарна вартість спорудження КЕЕС становить приблизно 4 537 500 грн а річний дохід приблизно 754 тис.грн, без урахування економії від купівлі електричної енергії для потреб господарства. Тобно такий стартап окупиться не більше ніж за 6 років.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі розв'язано актуальну науково-технічну задачу автоматичного керування генерацією активної потужності відновлювальних джерел енергії у складі комбінованої електроенергетичної системи з метою підтримання максимального рівня генерації потужності при дотриманні усталеного відхилення напруги в діапазоні нормально допустимих значень.

В результаті виконання дисертаційної роботи одержано такі наукові та практичні результати:

1. З аналізу методів автоматичного керування потужністю генерації відновлювальних джерел енергії, причиною зниження неповного використання можливої потужності генерації, а отже фінансові збитки власників, трапляються внаслідок налаштування таких систем керування на фіксоване значення допустимого рівня напруги що задовільняє вимогам ГОСТ 13109-97.

2. З метою ефективного керування процесом генерування електричної енергії комбінованих електроенергетичних систем необхідно застосувати регулятор на основі нечіткого логічного контролера з урахуванням реальних значень кліматичних умов (сонячної інсоляції, швидкості вітру), тиску в біогазовій камері, режиму мережі (з урахування добової зміни навантаження) та дотримання усталеного відхилення напруги у нормованому діапазоні у споживача.

3. Розроблена структурна схема системи автоматичного керування дозволила створити комп'ютерно – імітаційну модель керування генерації джерел в комбінованій електроенергетичній системі на основі коректора, створеного на базі нечіткого логічного контролера. За результатами апробації імітаційної моделі встановлено, що без керування потужністю генерації джерел ВДЕ у складі КЕЕМ відхилення напруги на шинах споживача виходить за допустимий діапазон $\pm 5\%$, а у випадку застосування САК з нечітким логічним контролером усталене значення відхилення напруги знаходиться у допустимому діапазоні.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. -4-е изд.-Л.: Энергоатомиздат, 2003. – С.80-84
2. Солдатенко В.П. Дисертація атоматичне керування генерацією активної потужності відновлювальних джерел енергії в комбінованій електроенергетичній системі, 2019 – С.29-70
3. Укренерго план С для розвитку “зеленої” генерації [Електронний ресурс], - Режим доступу :<https://ua.energy/zagalni-novyny/ukrenergo-proponuye-plan-s-rozvytku-vde/> – С.83-85
4. Методичні вказівки до виконання розділу магістерських дисертації для студентів інженерних спеціальностей [Електронний ресурс], - Режим доступу:https://ep.kpi.ua/files/navchannia/mag/roz_startap_proektiv_met_vk.pdf– С.83-87
5. Визначення економічної ефективності капіталовкладень в енергетику. Загальна методичка [Електронний ресурс], - Режим доступу: <https://drive.google.com/file/d/0B6DuTjR33toSmNDNHfJYWM2WTA/view?usp=sharing&resourcekey=0-ptbYGoe1yI3l1PEm-nZGpw> – С.86-88
6. Методичні вказівки щодо вибору параметрів спрацьовування пристроїв РЗА обладнання підстанцій виробництва ТОВ «АББ Силові та Автоматизовані Системи». – С.74-80
7. Солдатенко В.П. Система автоматичного керування роботою комбінованої електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка. Технічні науки. Вип. 187 13 Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. – Харків: ХНТУСГ, 2017.
8. Электроснабжение сельскохозяйственных потребителей на базе комплексной электроэнергетической системы с использованием возобновляемых источников энергии / П.Г. Плешков, С.П. Плешков, А.И. Котыш, В.П. Солдатенко // Електротехніка і електромеханіка, 2007. – №4.
9. Плешков С.П. Розробка математичної моделі оптимальних режимів вироблення та споживання енергії в комплексній електроенергетичній системі з відновлювальними джерелами енергії для сільськогосподарського виробництва /

С.П. Плешков, В.П. Солдатенко, А.Д. Федунець // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка. Вип. 87. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. – Харків: ХНТУСГ, 2009.

10. Плешков П.Г. Оптимальне керування режимом роботи комбінованої електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії / П.Г. Плешков, Н.Ю. Гарасьова, В.П. Солдатенко // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика. Збірник наукових праць. – Харків: НТУ «ХПІ», 2018. – №32 (1308).

ДОДАТОК А

Результати перевірки магістерської дисертації на плагіат

Имя пользователя:
Чижевський Володимир Валерійович

Дата проверки:
20.12.2021 11:49:04 EET

Дата отчета:
20.12.2021 11:52:02 EET

ID проверки:
1009719102

Тип проверки:
Doc vs Internet + Library

ID пользователя:
100006981

Название файла: Мельник ЕС-01мп

Количество страниц: 94 Количество слов: 16880 Количество символов: 120016 Размер файла: 1.50 MB ID файла: 1009716049

14.1% Совпадения

Наибольшее совпадение: 4.32% с источником из Библиотеки (ID файла: 1009697867)

6.68% Источники из Интернета

174

Страница 96

12% Источники из Библиотеки

726

Страница 99

0% Цитат

Исключение цитат выключено

Исключение списка библиографических ссылок выключено

0% Исключений

Нет исключенных источников

Модификации

Обнаружены модификации текста. Подробная информация доступна в онлайн-отчете.

Замененные символы

180