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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
__________ О.І. Толочко
(підпис) (ініціали, прізвище)

“11” червня 2020 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності (спеціалізації) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Системи управління виробництвом і розподілом електроенергії)

на тему: Регулювання напруги та потужності вітрової електростанції в електричній мережі.

Виконав : студент 4 курсу, групи ЕК-г61-1
(шифр групи)

Мудрик Вадим Ігорович ______________________________
(прізвище, ім’я, по батькові) (підпис)

Керівник доцент ,к.т.н., Марченко А.А. ______________________ __________
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Консультант ____________ ______________________________ __________
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент ____ __________
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали) (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____________
(підпис)

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність (спеціалізація) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Системи управління виробництвом і розподілом електроенергії)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
__________ _О.І. Толочко
(підпис) (ініціали, прізвище)

«11» червня 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту

Мудрику Вадиму Ігоровичу ______________________________________
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Регулювання напруги та потужності вітрової електростанції в електричній мережі.

керівник проекту Марченко Анатолій Андрійович, доцент ,к.т.н.,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «28 »квітня 2020р. №1048

2. Термін подання студентом проекту 11 червня 2020р.

3. Вихідні дані до проекту Схема ПС 110/10кВ з вихідною інформацією. Окремі блоки ВЕС у програмному середовищі Simulink та їх технічний опис. Довідкові матеріали . Література та посилання.

4. Зміст пояснювальної записки 1. Опис об'єкта дослідження з фрагментами електричної мережі. 2. Регулювання напруги та потужності ВЕС в режимі паралельної роботи з енергосистемою. 3. Моделювання та дослідження паралельної роботи ВЕУ при збуреннях в енергосистемі.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо) Плакати: 1. Схема електричних з'єднань ПС 110/10кВ. 2. Моделі засобів регулювання напруги та ____ потужності у ВЕС. 3.Модель досліджувальнної системи та моделювання вітрової турбіни. 4.Графіки перехідних процесів напруги та потужності досліджувальної системи.

6. Консультанти розділів проекту *

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 28 квітня 2020р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Аналіз електричної схеми ПС та встановлення обладнання	07.05.2020	
2	Розрахунок струмів КЗ та перевірка обладнання.	12.05.2020	
3	Аналіз відомостей про ВЕС та її загальні характеристики	15.05.2020	
4	Аналіз засобів регулювання реактивної потужності та напруги в електричній мережі	19.05.2020	
5	Аналіз особливостей регулювання напруги та потужності в енергосистемі у складі якої знаходиться ВЕС	22.05.2020	
6	Розробка електричної та математичної моделі енергосистеми у складі якої знаходиться ВЕС	26.05.2020	
7	Дослідження та моделювання системи.	29.05.2020	
8	Оформлення графічної частини	03.06.2020	
9	Оформлення пояснювальної записки	10.06.2020	

Студент ____________ ____В.І.Мудрик__
(підпис) (ініціали, прізвище)

Керівник проекту ____________ ____ А.А . Марченко_____
(підпис) (ініціали, прізвище)

* Консультантом не може бути зазначено керівника дипломного проекту

ВІДОМОСТІ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітки
1	А4		Завдання на дипломний проект	1	
2	А4	141.6106.005.ДБ	Пояснювальна записка	78	
3	А1	141.6106.005.ТК1	Схема електричних з'єднань ПС 110/10кВ	1	
4	А1	141.6106.005.ТК2	Моделі засобів регулювання напруги та потужності у ВЕС	1	
5	А1	141.6106.005.ТК3	Модель досліджувальної системи та моделювання вітрової турбіни	1	
6	А1	141.6106.005.ТК4	Графіки перехідних процесів напруги та потужності досліджувальної системи.	1	

Пояснювальна записка до дипломного проекту

На тему: Регулювання напруги та потужності вітрової електростанції в електричній мережі.

Київ–2020 року

РЕФЕРАТ

Дипломний проект виконаний на 70 аркушах та містить 55 рисунків, 10 таблиць, 4 листи графічної частини та 10 літературних посилань.

Об'єкт дослідження –Вузол електричної мережі з підключеною до нього вітровою електростанції.

Предмет дослідження- методи регулювання напруги та потужності в енергосистемі та вітровій електричній станції.

Мета дослідження – Ознайомлення з методами регулювання напруги та потужності та створення математичної моделі для дослідження методів регулювання напруги та потужності вітрової турбіни з індукційним генератором.

Результати роботи – Розглянуті основні методи регулювання напруги та потужності в енергосистемі та вітровій електростанції та обрані ключові моменти на основі яких було розроблено математичну модель вітрової станції з фрагментом електричної мережі. На основі створеної моделі проведено ряд досліджень для оцінки впливу збурень на характер зміни напруги та потужності в системі та на вітровій станції. Отримані результати будуть використанні у подальшому дослідженні та проектуванні систем регулювання напруги та потужності вітрової турбіни.

Ключові слова: ВІТРОВА ТУРБІНА,ЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА,РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ,ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТІНЦІЯ.

ABSTRACT

The diploma project is made on 70 sheets and contains 55 figures, 10 tables, 4 letters of the graphic part and 10 literary references.

The object of research is the node of the electric network with the wind power plant connected to it.

Subject of research - methods of voltage and power regulation in the power system and wind power plant.

The purpose of the research is to get acquainted with the methods of voltage and power regulation and to create a mathematical model for the study of methods of voltage and power regulation of a wind turbine with an induction generator.

Work results -The main methods of voltage and power regulation in the power system and wind power plant are considered and the key points on the basis of which the mathematical model of the wind power plant with a fragment of the electric network was developed are selected. Based on the created model, a number of studies were conducted to assess the impact of perturbations on the nature of voltage and power changes in the system and at the wind farm. The obtained results will be used in further research and design of wind turbine voltage and power control systems.

Key words: WIND TURBINE, POWER SYSTEM, REACTIVE POWER, WIND POWER.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ 9
ВСТУП 10
1 ОПИС О’БЄКТА ДОСЛІДЖЕНЬ З ФРАГМЕТАМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 12
1.1 Опис підстанції та вибір обладнання 12
1.1.1 Опис підстанції 12
1.1.2 Навантаження підстанції і перевірка вибору числа і потужності трансформаторів 13
1.1.3 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції 14
1.1.4 Перевірка та вибір обладнання 16
1.2. Загальні відомості про ВЕС 20
1.2.1. Типи вітрових турбін 21
1.2.2. Проблеми експлуатації промислових вітряків 23
1.2.3 Вимоги до ВЕС 26
1.2.4 Карта вітрової потужності України 30
Висновки 32
2 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТА ПОТУЖНОСТІ ВЕС в РЕЖИМІ ПАРАЛЕЛЬНОЇ РОБОТИ З ЕНЕРГОСИСТЕМОЮ 33
2.1 Загальні відомості про засоби регулювання 33
2.1.1 ПБЗ 33
2.1.2 РПН 35
2.1.3 СК 37
2.1.4 БК 39
2.1.5 ШР 41
2.2 Особливості регулювання потужності у вузлі з ВЕС 42
2.2.1 Загальні положення про реактивну потужність 42
2.2.2 ВЕС з індукційними генераторами 43
2.2.3 Проблеми підключення індукційного генератора 45
2.2.4 Регулювання потужності з використанням перетворювача напруги та pitch-регулювання 46
Висновки 51

3 МОДЕЛЮВАННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ПАРАЛЕЛЬНОЇ РОБОТИ ВЕУ ПРИ ЗБУРЕННЯХ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ 52
3.1. Моделювання елементів системи 53
3.1.1 Блок трифазного джерела напруги 53
3.1.2 Блок трифазної взаємної індукції 54
3.1.3 Блок трифазного двох-обмоткового трансформатора 54
3.1.4 Блок імітації лінії 55
3.1.5 Блок трифазного навантаження 55
3.1.6 Блок імітатор короткого замикання 55
3.1.7 Генератор індукції вітрових турбін з подвійною подачею 56
3.1.8 Місцевий споживач 60
3.2 Моделювання та дослідження 62
3.2.1 Реакція турбіни на зміну швидкості вітру 62
3.2.2 Моделювання однофазного КЗ у системі 10 кВ 64
3.2.3 Моделювання зниження напруги в системі 110 кВ 66
Висновки 68
ВИСНОВКИ 69
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ 70
ДОДАТОК А 71
ДОДАТОК Б 72
ДОДАТОК В 73
ДОДАТОК Г 78

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

РУ-розподільча установка;

ПС-підстанція;

РПН-регулювання під навантаженням;

СЗШ-система збірних шин;

РП-розподільчий пристрій;

ПУЕ- правила улаштування електроустановки;

ВЕС-вітрова електростанція;

СК-синхронний компенсатор;

ПБЗ-перемикання без збурення;

БК-батареї конденсаторів;

ШР-шунтуючі реактори;

ВДЕ- відновлювані джерела енергії;

ІКР-індукційний короткозамкнений ротор;

МВЕС- мережі вітряних електростанцій;

ВТ-вітрова турбіна;

АД-асинхронний двигун;

ІГПП- індукційному генераторі подвійної подачі4;

ВДЕ-відновлювальні джерела енергії;

ТЗП-точка загального приєднання;

ЦПС-центральна підстанція;

ВСТУП

На сьогоднішній день використання альтернативної енергетики стрімко зростає в усьому світі, в тому числі і в Україні. Це пов'язано з тим що запаси органічного палива стає менше, а кількість видобутих обсягів зростає. В недалекому майбутньому стане питання про глобальне скорочення видобутку органічного палива. Тут і постає питання про глобальне впровадження ВДЕ.

Енергія вітру на сьогоднішній день є одним більш перспективних ВДЕ. Вітрова енергетика сьогодні можуть виробляти великі обсяги енергії, без руйнування навколишнього середовища. Вітер - це рух повітряних мас, викликане нерегулярним нагріванням земної поверхні сонцем .Однак для досягнення великої генерації електроенергії, вітрова енергетика повинна пройти певні технічні та економічні бар'єри.

Переваги вітрової енергетики:

- низька собівартість;

- Конкурентно-спроможність з іншими джерелами енергетики;

- Чи не потребує затрат на паливо, невичерпне джерело енергії;

- екологічно прийнятна енергетика;

- виробництво енергії не супроводжується викидом діоксиду вуглецю;

- надійність поставок;

- Дозволяє уникнути залежності від імпорту органічного палива;

- Швидка збірка і монтаж установки;

Проблеми:

Вітрова енергетика не дивлячись на свої достоїнства має ряд проблем. Вітрова енергетика - це нерегульований джерело енергії. Генерація

електроенергії залежить від швидкості вітру. Сучасна вітроенергетика має ряд проблем, які негативно впливають на енергоефективність. Найбільш актуальними з них є:

- забезпечення безперебійної роботи ВЕУ установок;
- забезпечення ефективного використання енергії вітру;
- стабілізація частоти вироблення електроенергії вітряними турбінами.

З кожним роком частка ВДЕ в загальній генерації мережі зростає, а це впливає на якість електроенергії в мережі. Сьогодні це одна з найактуальніших проблем для вітрова енергетика, так як вітровий потік непередбачувана величина.

Задача:

Постановка завдання на сьогоднішній день - це рівномірний розподіл потужності від ВЕС.

Система управління виконує різні дії - від безперервного управління з швидкої реакції до дискретних аварійних захисних дій і процесів з певною послідовністю операцій. Різні функції управління по різному впливають на забезпечення безпеки і надійності роботи установки, система не може бути оптимальною у всіх відносинах.

Основні технічні вимоги, що пред'являються до системи управління ВЕУ при паралельній роботі з мережею, представлені нижче:

- працездатність при заданих експлуатаційних умовах;
- автоматичний пуск і подальша синхронізація;
- регулювання потужності і частоти обертання ротора;

1 ОПИС О’БЄКТА ДОСЛІДЖЕНЬ З ФРАГМЕТАМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Опис підстанції та вибір обладнання

1.1.1 Опис підстанції

Електричною підстанцією називають електроустановку, що служить для перетворення і розподілу електроенергії і складається з трансформаторів або інших перетворювачів енергії, розподільного пристрою, пристрою управління і допоміжних споруд .

Головна схема електричних з'єднань підстанції складається з основного електрообладнання ,комутаційного обладнання , збірних шин та іншої апаратури які пов’язані між собою усіма виконаними зв’язками .

Головна схема електричних з'єднань визначає основні якості електричної частини підстанцій: надійність, економічність, ремонтопридатність, безпека обслуговування, зручність експлуатації, зручність розміщення електрообладнання, а також можливість подальшого розширення. Головна схема електричних з’єднань підстанції, що розглядається, наведена у Додатку А.

Підстанція 110/10 кВ спроектована для живлення споживачів першої та другої категорій. На підстанції є РУ двох ступенів напруги: ВРУ на 110 кВ, а КРУ на 10 кВ. Підстанція розміщена в закритій будівлі. До неї підходить дві живлячі кабельні лінії 3×2XS(FL)2Y 1x300RM 110 кВ Харківська №1 і Харківська №2.

Вводи до трансформаторів з’єднані між собою по схемі мостику двома обхідними роз’єднувачами МЛР-110 №1 і МЛР-110 №2. На високій напрузі для створення видимого розриву використані роз’єднувачі РНДЗ-110.

Роз'єднувач застосовують в розподільних пристроях, для забезпечення безпеки при оглядових і ремонтних роботах на відключених ділянках.

Роз'єднувач - комутаційний апарат, який не ввімкнений задовольняє певним вимогам для ізолюючої функції.

Силові трансформатори приєднуються до шин 10 кВ через маломасляні вимикачі типу ВМ-10/3200-31.5

Для захисту від перенапруги схема оснащена обмежувачами перенапруг типу ОПН-110 УХЛ1 на стороні 110 кВ, ОПН-10 УХЛ1 на стороні 10 кВ.

Трансформація напруги відбувається відбувається за допомогою двох трансформаторів з розщепленою обмоткою , що встановленні на підстанції. Живлення подається на кожну секцію окрему , з розщепленої обмотки низької напруги (10кВ) . На трансформаторах встановлено РПН з межею регулювання 9x1,78%. Використання РПН дозволяє виконувати ступінчате регулювання напруги при увімкнутому навантаженні.

Одинарні секціоновані СЗШ 10кВ, з яких складається підстанція , з'єднані між собою секційним маломасляним вимикачем типу ВМПЭ-10/1600-31.5. У розподільних пристроях РП електростанцій секційні вимикачі при нормальній роботі зазвичай замкнуті. Вони повинні автоматично вимикатися тільки при пошкодженні в зоні збірних шин (автоматичне включення резерву – АВР). При такій схемі з'єднання підстанції , її можна використовувати для споживачів будь-яких категорій надійності.

Контроль за режимом роботи основного і допоміжного обладнання на електростанціях і підстанціях виконується з допомогою контрольно-вимірювальних пристроїв.

Для вимірювання напруги та струму на підстанції використовуються вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) та вимірювальні трансформатори струму (ВТС)

1.1.2 Навантаження підстанції і перевірка вибору числа і потужності трансформаторів

Вибір потужності трансформаторів виконується за сумарними найбільшим навантаженням підстанції за розрахунковий етап. При недоступності запасних зв'язків з мережами невисокої напруги потужність якого трансформатора обирають рівній 0,65-0,7 S_{MAX} . S_{TP} =0,7·S_{MAX} S_{TP}=0,7·55=38.5 МВА де S_{TP} –

встановлена потужність трансформаторів; S_{MAX} - максимальне навантаження на шинах низької напруги в розрахунковий період часу.

На підстанції 110 кВ встановлено два трансформатора ТРДН-40000/110. Трансформатори обрані таким чином , що при відключенні одного , інший може забезпечити потужність без порушень ПУЕ , згідно перевантажувальної здатності

1.1.3 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції

Паспортні дані трансформатора ТРДН-40000/110 наведені в таблиці 1.1 :

Таблиця 1.1 - Паспортні дані вибраного трансформатора

Тип Тр-ра	Sном, МВА	Uвн,кВ	Uнн, кВ	ΔРнх, кВт	ΔРкз, кВт	Iнх, %	Uкз,%	Група з'єднання обмоток
ТРДН-40000/110	40	115	10,5	34	170	0,55	10,5	Yн/Δ-Δ-11-11

Характеристика системи :

Потужність системи S_c 850 МВА

Опір системи X_c'' 0,65 в.о.

Базисні величини:

Базисна потужність S_b 1000 МВА

Базисна низька напруга U_{b1}(НН) 10.5 кВ

Базисна висока напруга U_{b2}(ВН) 115 кВ

Базисний струм К.З. у точках:

К1: $I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 60.484$ кА

К2: $I_{б2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б2}} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.522$ кА

Спрощуємо схему заміщення підстанції (рис.1.2) до простого вигляду (рис.1.3) та розраховуємо її.

Приведений опір системи:

$$\overline{\text{X}}_{с\prime\prime} = \text{X}_{с\prime\prime}\frac{S_с}{S_б} = 0.65 \cdot \frac{850}{1100} = 0.502\ \text{в. о.}$$

Приведений опір трансформаторів:

$$\overline{\text{X}}_{\text{Т}1\prime\prime} = \overline{\text{X}}_{\text{Т}2\prime\prime}$$

$$\overline{\text{X}}_{\text{Т}1\prime\prime} = \frac{U_{к1} \cdot S_б}{100 \cdot S_{\text{Тр}}} = \frac{10.5 \cdot 1100}{100 \cdot 40} = 2.888\ \text{в. о.}$$

Приведений опір ліній електропередачі:

$$\overline{\text{X}}_{Л1\prime\prime} = \overline{\text{X}}_{Л2\prime\prime}$$

$$\overline{\text{X}}_{Л1\prime\prime} = \frac{U_0 \cdot l \cdot S_б}{{U_{б2}}^2} = \frac{0.408 \cdot 15 \cdot 1100}{115^2} = 0.509\ \text{в. о.}$$

Повний опір системи для протікання струму К.З.

К1: $\overline{\text{X}}_{\text{Р}1\prime\prime} = \overline{\text{X}}_{с\prime\prime} + \overline{\text{X}}_{\text{Т}1\prime\prime} + \overline{\text{X}}_{Л1\prime\prime} = 0.502 + 2.888 + 0.509 = 3.899\ \text{в. о.}$

К2: $\overline{\text{X}}_{\text{Р}2\prime\prime} = \overline{\text{X}}_{с\prime\prime} + \overline{\text{X}}_{Л1\prime\prime} = 0.502 + 0.509 = 1.011\ \text{в. о.}$

Періодична складова трифазного струму К.З:

К1: $I_{\text{П}1} = I_{б1}\frac{\bar{E}_с}{\overline{\text{X}}_{\text{Р}1\prime\prime}} = 60.484 \cdot \frac{1.000}{3.899} = 15.514\ \text{кА}$

К2: $I_{\text{П}2} = I_{б2}\frac{\bar{E}_с}{\overline{\text{X}}_{\text{Р}2\prime\prime}} = 5.522 \cdot \frac{1.000}{1.011} = 5.461\ \text{кА}$

Миттєве значення ударного струму :

К1: $i_{y1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П}1} \cdot K_{y1} = \sqrt{2} \cdot 15.514 \cdot 1.61 = 35.323\ \text{кА}$

К2: $i_{y2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П}2} \cdot K_{y2} = \sqrt{2} \cdot 5ю461 \cdot 1.65 = 12.742\ \text{кА}$

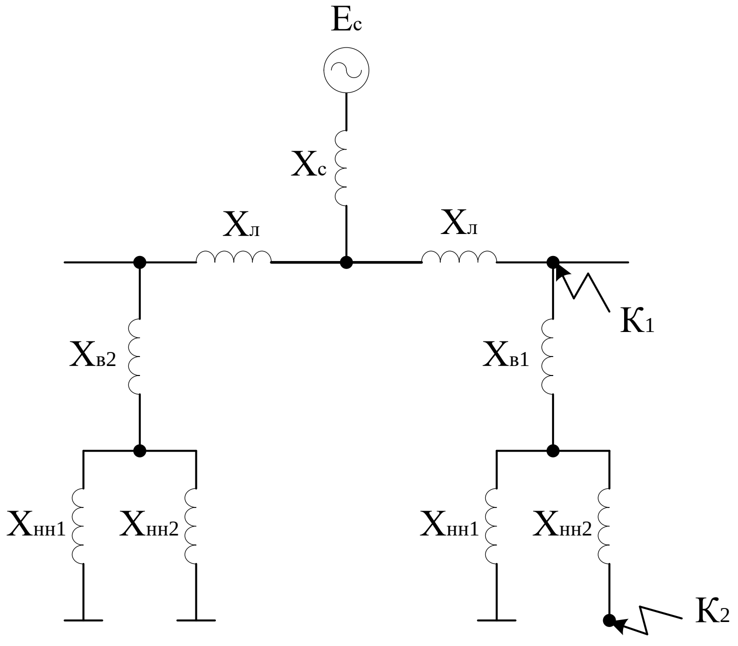


Рисунок 1.1 - Схема заміщення ПС

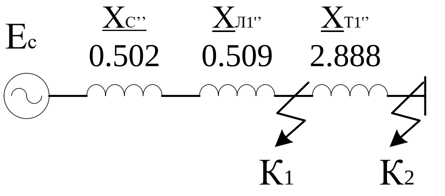


Рисунок 1.2 - Спрощена схема заміщення підстанції

1.1.4 Перевірка та вибір обладнання

Критерії вибору вимикача 10 кВ:

1) Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{\text{уд}} < i_{\text{уд.ном}}$$

$$i_{\text{уд}} = 35.323 \text{ кА} < i_{\text{уд}} = 64 \text{ кА}$$

2) Перевірка на вимикаючу здатність

$$i_{\text{П1}} < i_{\text{откл.}}$$

$$i_{\text{П1}} = 15.154 \text{ кА} < i_{\text{откл.}} = 35.323 \text{ кА}$$

3) Перевірка на термічну стійкість

$$B_{к.розр.} < B_{к.кат.}$$

$$B_{к.розр.} = {i_{П1}}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a) = 15.154^2 \cdot (0.1 + 0.06) = 38.507\ А^2 \cdot с$$

$$B_{к.кат.} = {I_{терм.}}^2 \cdot t_{терм.} = 20^2 \cdot 8 = 3200\ А^2 \cdot с$$

4) $I_{УТЖ.} < I_Н$

Навантаження $S_Н = 2.75$ МВА

$$I_{УТЖ.} = \frac{S_Н}{\sqrt{3} \cdot U_Н \cdot 0.95} = \frac{2.75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.95} = 159.357\ кА$$

$$I_{УТЖ.} = 159.357\ кА < I_Н = 630\ А$$

За отриманими результатами обираємо вимикач ВКЭ-10-630 УЗ .

Таблиця 1.2 - Паспортні дані вимикача ВКЄ-10-630 УЗ

Назва параметрів	Один.вимірюв.	Ном. параметри
Напруга, *U*	кВ	10.5
Струм, *I*	А	630
Струм відключ., $I_{відкл.}$	кА	31.5
Струм елекдин. стійк., $I_{уд.}$	кА	80

Перевірка вибору роз'єднувачів в живлячому ланцюзі трансформатора на стороні 110 кВ

На підстанції на стороні 110 кВ вибраний роз'єднувач РНДЗ 2-СК-110/1000У1.

Струм режиму при зниженні напруги на 5%

$$I_{УТЖ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot 0.95} = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0.95} = 211.387\ \ А$$

Таблиця 1.3 - Паспортні дані роз’єднувача РНДЗ-110

Назва параметрів	Один.вимірюв.	Ном. параметри
Напруга, U	кВ	110
Струм, I	А	1000
Струм елекдин. стійк., $I_{уд.}$	кА	80
струм терм. стійкості, $I_{терм.}$	кА	31.5

Таблиця 1.4 - Перевірка роз’єднувача на стороні 110 кВ

Розрахункові величини		Умови вибора	Дані з каталогу	
Uу.н	115 кВ	$U_{у.н} \leq U_м$	Uм	126 кВ
Imax	211,387 А	$I_{max} \leq I_н$	Iн	1000 А
iу	12,742 кА	$i_у \leq i_{max}$	imax	80 кА

Перевірка вибору роз'єднувачів на стороні 10 кВ.

Виберемо роз’єднувач РВЗ-10/630-1-УЗ . Каталожні дані приведені в табл.1.6.

Таблиця 1.5 - Паспортні дані роз’єднувача РВЗ-10/630

Номінальна напруга, кВ	10
Максимальна напруга, кВ	12
Номінальний струм, кА	0,63
Номінальний струм відключення, кА	20
Номінальний струм динамічної стійкості (амплітудне значення) , кА	52
Граничний струм термічної стійкості, кА	20
Допустимий час дії Iпр, с	4

Таблиця 1.6 - Порівняння розрахованих величини з паспортними даними роз'єднувача

Перевірка роз'єднувача 10 кВ Розрахункові величини		Умови вибору	Дані з каталогу	
Uу.н	11 кВ	Uу.н ≤ Uм	Uм	12 кВ
Imax	151.934 А	Imax ≤ Iн	Iн	630 А
iу	35.323кА	iу ≤ imax	imax	52 кА

Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори струму (ТА) призначені для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для розділення кіл вимірювання і захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

На підстанції встановлені такі трансформатори струму:

ТСВ110-III-600/5; ТСВ-35-1-600/5; ТВЛМ-10/400; ТПЛ-10/600.

Таблиця 1.7 - Паспортні дані трансформатору струму ТПЛ-10-600/5

Назва параметру	Один. вимірюв.	Ном. параметри
Напруга, *U*	кВ	10
Струм, *I*	А	600
Струм елект.дин. стійк., $I_{уд.}$	кА	74.5
Тепловий імпульс струму к.з., *B*	$(кА)^2 \cdot с$	3675
Навантаження, r	Ом	0.4

На практиці трансформатор струму вибирають так , щоб номінальний струм був як найближче до робочого струму . Якщо трансформатор буде недовантаженим то це може привести до збільшення похибок.

Букви в умовній позначці трансформаторів струму означають наступне: Т - трансформатор струму, П - прохідний, О - одновитковий, Б - багатовитковий, Л - з литою ізоляцією, Ф - з порцеляновою ізоляцією. Цифра після букв означає номінальну напругу. Відсутність у позначенні букви П указує на те, що трансформатор струму не прохідний, а опорний. До основного позначення трансформатора струму із число, що вказує клас точності, або додатково дріб, що вказує клас точності й номінальний первинний струм (при наявності двох сердечників). Крім того, у позначенні 24 можуть бути додані букви, що характеризують виконання трансформатора струму. Виконання буває: нормальне - без додаткових позначень, посилене - У (по термічній або динамічній стійкості), для диференціального захисту -Д, для захисту від замикань на землю – З .

Трансформатор напруги використовують для перетворення високої напруги в низьку в колах релейного захисту та контрольно-вимірювальних приладів і автоматики. Викристовується у даній схемі трансформатори НТМИ-10-66 УЗ . Наведемо його паспортні данні у таблиці 1.9

Таблиця 1.8 - Паспортні дані трансформатору струму НТМИ-10-66 УЗ

Назва параметр	Один. вимірюв.	Ном. параметри
Напруга, *U*	кВ	10
Допустима потужність	ВА	1000
Схема з’єднань	Ун/У/н/0-0	

Результатом проведеної роботи є вибір основного силового обладнання підстанції , що можливо провести тільки після розрахунку струмів короткого замикання на шинах підстанції.

1.2. Загальні відомості про ВЕС

Генерування електричної енергії можна здійснювати різними шляхами. Кожний випадок передбачає використання палива для обертання турбіни , яка

приводить в дію генератор , що живить мережу. Кожна турбіна розроблена під використання окремого палива. Те саме стосується і турбін ,що використовують енергію вітра. Вітер є паливом, яке приводить в дію турбіну. Але на відміну від викопного , вітер це відновлювальне джерело енергії.

ВЕС – це сукупність вітрогенераторів , згрупованих разом для , згрупованих разом для виробництва великої кількості електроенергії. Для побудови ВЕС треба детально дослідити вітрову карту місцевості (швидкість та напрямок вітру) , щоб визначити точне місце розташування ВЕС . Швидкість вітру залежить від висоти , а також вона збільшується над відкритими ділянкамибез вітряних провалів. На місці розташуванні ВЕС повинен бути сильний та стійкий вітер. Вчені вимірюють вітер в районі протягом декількох років, перш ніж вибирати ділянку.

Найвдаліше місце розташування ВЕС зазвичай на вершинні пагорбів , через гірські перевали, узбережжя морів , та відкритті рівнини. Турбіни зазвичай будуються рядами, зверненими до переважаючого вітру. Якщо турбіни будуть стоять занадто далеко одна від одної то вони будуть займати занадто великий простір , а якщо близько то вони будуть перекривати вітер один одному .

1.2.1. Типи вітрових турбін

Вітрові турбіни в основному бувають двох типів:

• Горизонтальна вісь вітротурбіни - вісь турбіни паралельна напрямку вітру.

• Вертикальна вісь вітротурбіни - вісь турбіни перпендикулярна напрямку вітру.

1. З обмеженою змінною швидкістю

А) Індукційний генератор з короткозамкненим ротором (SCIG) підключений безпосередньо до підвищуюючого трансформатора.

Б) Швидкість турбіни фіксована з частотою електричної мережі.

В) Він генерує реальну потужність (P), коли вал турбіни обертається швидше, ніж частота електричної мережі, створюючи негативне ковзання (позитивне ковзання і потужність є умовою руху двигуна).

Г) Для даної швидкості вітру робоча швидкість турбіни в сталих умовах є майже лінійною функцією крутного моменту. При різких змінах швидкості вітру механічна інерція приводу буде обмежувати швидкість зміни електричної потужності.

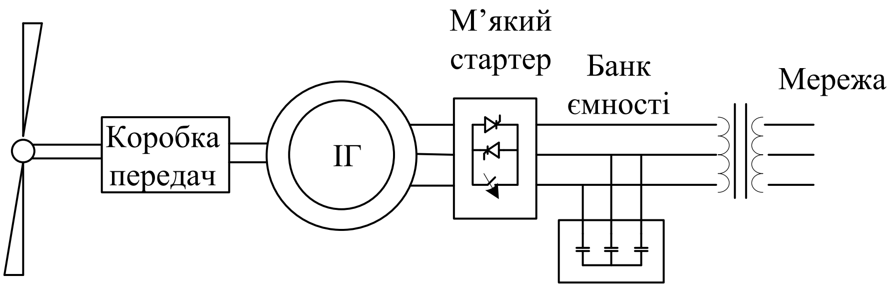


Рисунок 1.3 – Турбіна з обмеженою змінною швидкістю

2. Обмежена змінна швидкість

А) Індукційні генератори з обмоткою ротора підключаються безпосередньо до що підвищує трансформатора WTG способом, аналогічним типу 1 щодо ланцюга статора верстата, але також включають змінний резистор в ланцюзі ротора.

Б) Це може бути досягнуто за допомогою набору резисторів і силової електроніки, зовнішніх по відношенню до ротора, з струмами, що протікають між резисторами і ротором через контактні кільця.

В) Альтернативно, резистори і електроніка можуть бути встановлені на роторі, виключаючи контактні кільця - це конструкція Weier.

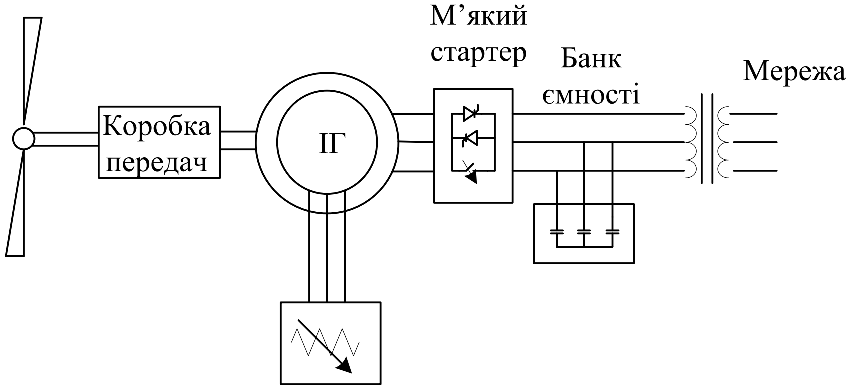


Рисунок 1.4 - Турбіна з обмеженою змінною швидкістю

3. Змінна швидкість з повним перетворенням електроніки

А) Турбіна типу 4 пропонує велику гнучкість в дизайні і експлуатації, оскільки вихід обертається машини направляється в мережу через повнорозмірний паралельний перетворювач частоти.

Б) Турбіна може обертатися з оптимальною аеродинамічній швидкістю, що призводить до «дикого» виходу змінного струму з машини.

В) Крім того, коробка передач може бути виключена, так що машина обертається на малій швидкості турбіни і виробляє електричну частоту, значно меншу, ніж у сітки.

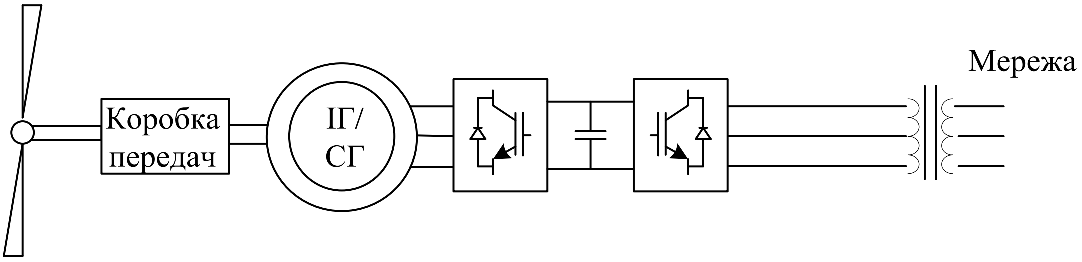


Рисунок 1.5 - Турбіна зі змінною швидкістю з повним перетворенням електроніки

1.2.2. Проблеми експлуатації промислових вітряків

ВЕС виробляє електричну енергію майже без впливу на навколишнє середовище, але при всіх її перевагах вона також має й свій негативний вплив.

Значна площа , що займає електростанція , загроза гибелі птахів , металоємність , що обумовлює забруднення при виробництві металу.

1. Земельні ресурси

Площа , що займає ВЕС є основним недоліком. Потужні ВЕС займають площу від 5 до 15 $км^2$/МВт в залежності від сили вітру та місцевого рельєфу району. Максимальна потужність, яка може бути отримана з 1 $км^2$ площі, залежить від району будівництва ВЕС, типу станції і технологічних особливостей конструкції, середнє значення отриманої потужності складає приблизно 10 МВт [5]. Для ВЕС потужністю 1000 МВт потрібна площа в 70–200 $км^2$, хоча більша частина цих земель може бути використаною. Майже 99% території ,що займає ВЕС , не використовується , самі вітроустановки займають 1%.

2. Шум

Шум один із недоліків ВЕС - неприємні звуки , що утворюються при роботі ВЕС. При наближенні до електростанції , люди часто відчувають дискомфорт, а іноді напади невмотивованого страху. Тварини і птахи мали за краще одразу залишати зони, забудовані ВЕС, а перелітні птахи відхилялися від звичого маршруту і робили гаки в декілька кілометрів, щоб їх облетіти.

ВЕС виробляють два різновиди шуму:

• механічний шум - шум від роботи механічних та електричних компонентів (для сучасних вітроустановок практично відсутній, але є значним в вітроустановках старших моделей)

• аеродинамічний шум - шум від взаємодії вітрового потоку з лопатями установки (посилюється при проходженні лопаті повз вежі вітроустановки)

Таблиця 1.9 - Джерела шуму та їх рівень

джерело шуму	**Рівень шуму, дБ**
Больовий поріг людського слуху	120
Шум турбін реактивного двигуна на видаленні 250 м	105
Шум від відбійного молотка в 7 м	95
Шум від вантажівки при швидкості руху 48 км / год на відстані в 100 м	65
Шумовий фон в офісі	60
Шум від легкової автомашини при швидкості 64 км / год	55
Шум від вітрогенератора в 350 м	35—45

3. Низькочастотні вібрації

Низькочастотні коливання, що передаються через грунт, викликають відчутний брязкіт скла в будинках на відстані до 60 м від вітроустановок мегаватного класу. Як правило, житлові будинки розташовуються на відстані не менше 300 м від вітроустановок. На такій відстані внесок вітроустановки в інфразвукові коливання вже не може бути виділений з фонових коливань.

4. Обледеніння лопатей

Висока вологість повітря у зимовий період сприяє утворенню наростів на лопотях турбіни. При пуску вітроустановки можливий розліт льоду на значну відстань. Як правило, на території, на якій можливі випадки обмерзання лопатей, встановлюються попереджувальні знаки на відстані 150 м від вітроустановки.

Крім того, в разі легкого обмерзання лопатей були відзначені випадки поліпшення аеродинамічних характеристик профілю.

5. Габарити вітряних турбін

Турбіни поділяються на три класи за розміром : малі ,середні та великі. Турбіни малих розмірів генерують приблизно 55 кВт і використовують ротори від 1 до 15м. Використання таких турбін знаходить використання у віддалених районах , де є потреба в електриці.

Найрозповсюджені турбіни – це турбіни середнього розміру. Діаметр ротора таких турбін досягає від 15 до 60м і генерують енергію від 50 до 1500 кВт. Комерційні турбіни зазвичай генерують потужність від 500кВт до 1500 кВт.

Турбіни діаметром 60-100 м спроможні виробляти енергію від 2 до 3 МВт. Такі турбіни на практиці рідше використовують , вони менш надійні та менш економічні за середні. Великі вітрові турбіни виробляють до 1,8 МВт і можуть мати піддон більше 40 м, вежі 80 м.

Деякі турбіни можуть виробляти 5 МВт, хоча для цього потрібна швидкість вітру близько 5,5 м / с або 20 км / ч. Мало де райони на Землі мають ці швидкості вітру, але більш сильні вітри можна знайти на великих висотах і в океанічних районах

6. Радіоперешкоди

Металомісткі елементи , особливо лопаті , часто викликають перешкоди радіосигналу. Перешкоди залежать від висоти вітроустановки , і чим вище вона тим більше вона їх створює. Для запобігання таких проблем приходиться встановлювати додаткові ретранслятори.

1.2.3 Вимоги до ВЕС

1. Порядок доступу та приєднання ВЕС до електричної мережі ОЕС України

1.1. Технічні процедури приєднання ВЕС до електричних мереж системи передачі та системи розподілу електроенергії здійснюється на загальних підставах в порядку, визначеному нормативними документами, які регулюють

взаємовідносини Оператора системи передачі та Оператора системи розподілу з Замовником будівництва ВЕС

1.2. Приєднання ВЕС здійснюється згідно з проектно кошторисною документацією, яка розроблюється Замовником відповідно до умов Договору про приєднання з врахуванням технічних вимог Оператора системи передачі та/або Оператора системи розподілу електроенергії.

1.3. Проектно-кошторисна документація має визначати точку приєднання ВЕС на межі технологічного з’єднання електроустановок електростанцій та системи передачі або системи розподілу електроенергії і розроблятися окремими частинами (томами) відповідно до мереж Оператора та Замовника.

1.4. Прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об’єктів ВЕС здійснюється відповідно до діючих нормативно-технічних документів після комплексного випробування обладнання та перевірки спільної роботи основних агрегатів та всього допоміжного обладнання під навантаженням.

1.5. Електроустановки зовнішнього електрозабезпечення Замовника, що збудовані чи технічно переоснащені від точки забезпечення замовленої потужності до точки приєднання ВЕС є власністю оператора системи передачі .

2. Загальні технічні вимоги до вітрових і сонячних електричних станцій, які приєднуються до Об’єднаної енергосистеми України

2.1. Основне обладнання. Розподільчі установки

2.1.1.Основне обладнання ВЕС потужністю більшою за 150 кВт повинно відповідати загальним технічним вимогам існуючих нормативних 8 документів з цього питання та давати можливість залучення ВЕС до регулювання активної потужності/частоти і реактивної потужності/напруги в ТЗП до електричної мережі енергосистеми, з метою підтримання належного рівня надійності роботи енергосистеми.

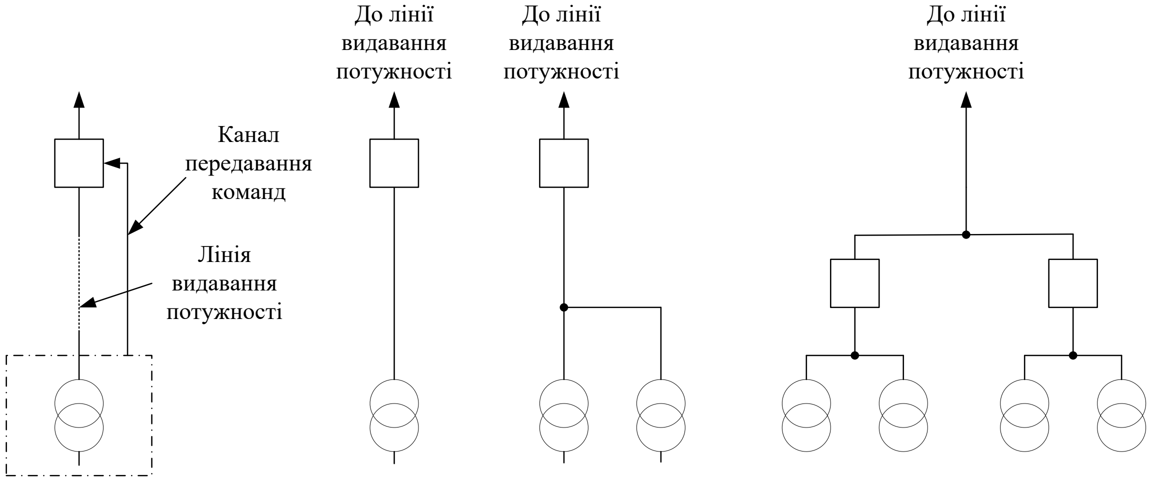


Рисунок 1.6 - Однолінійні схеми електричних з'єднань у блокових схемах розподільчих установок ЦПС

2.1.2 Розподільчі установки ЦПС ВЕС, з яких здійснюється видача потужності в ТЗП електричної мережі загального призначення, зважаючи на те, що ВЕС є електростанціями негарантованої потужності існує можливість припинення видавання їх активної потужності в мережу: для ВЕС при швидкості вітру < 3-5 м/с, допустимо, за наявності техніко-економічного обґрунтування, виконувати за схемою блока або кількох блоків (трансформатор – лінія) видачі потужності на одну ПЛ

2.1.3.Видавання потужності ВЕС двома лініями зв'язку можливо у разі приєднання електростанцій в розріз лінії електропередачі мережі загального призначення в цьому випадку ЦПС ВЕС додатково до функції видачі потужності набуває функції забезпечення транзиту потужності в електричній мережі. Для виконання таких функцій в розподільчому пристрої ЦПС електростанцій на стороні приєднання утворюють схему містка з вимикачем та ремонтною перемичкою для можливості секціонування транзитної ПЛ та по одному вимикачу з боку кожного трансформатора .

2.2. Схеми приєднання

2.2.1. Схеми приєднання ВЕС повинні визначатися на стадії видачі ТУ у відповідності з «Правилами приєднання» з врахуванням встановленої потужності електростанцій та напруги приєднання до мережі та затверджуватися :

а) для електростанцій потужністю від 150 кВт до 2 МВт

б) оператором системи передачі або оператором системи розподілу;

в) для електростанцій потужністю понад 2 МВт - оператором системи передачі або оператором системи розподілу електроенергії за попереднім узгодженням з системним оператором;

г) для електростанцій, що приєднанні до магістральної електричної мережі, а також електростанцій потужністю понад 25 МВт, незалежно від напруги приєднання - системним оператором.

-Напругу та спосіб приєднання лінії видавання потужності ВЕС визначають залежно від необхідної пропускної спроможності та параметрів окремих елементів електричної мережі, прилеглої до ТЗП, виходячи із наступних вимог:

а) забезпечення видачі повної потужності електростанції в нормальній схемі електричної мережі, прилеглої до ТЗП;

б) при нормативних аварійних відключеннях, за відсутності дії протиаварійної автоматики, не повинні перевантажуватися елементи електричної мережі, прилеглої до ТЗП, які призначені для видачі потужності електростанцій встановленою потужністю більше 2 МВт;

в) в ремонтних схемах, відключення окремих елементів в контрольованих перетинах мережі загального призначення, прилеглої до енерговузла в якому працює електростанція ,допустимо обмеження видачи сумарної потужності групи електростанцій в межах цього енерговузла на величину до 100 МВт, але не більше 50% від встановленої сумарної потужності електростанцій енерговузла;

г) приєднання генеруючих установок до електричних мереж не має призводити до порушення нормативних вимог щодо надійності електропостачання та якості електричної енергії;

2.2.3. Виходячи з доцільності використання простих схем приєднання, бажано, щоб ВЕС мали одну ТЗП. Однак залежно від потужності електростанцій, їх компонування, схеми внутрішньої мережі та черг їх розвитку можливе приєднання електростанцій до кількох ТЗП.

3. Забезпечення показників якості електричної енергії

3.1 Показники якості електричної енергії, що виробляється ВЕС в точці загального приєднання, мають відповідати вимогам до якості електроенергії згідно з ДСТУ 13109.

3.2 Власник ВЕС має гарантувати, що станцію спроектовано, побудовано й налаштовано так, що визначених граничних показників якості електроенергії в точці загального приєднання може бути досягнуто без додаткової реконструкції електричних мереж загального призначення .

3.3 За необхідності, ВЕС має бути оснащена відповідними швидкодійними засобами компенсації реактивної потужності з фільтрами вищих гармонік. Відповідність обладнання електростанцій вимогам щодо якості електричної енергії має бути підтверджена моделюванням та/або експериментально.

3.4 Засоби вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії, виробленої ВЕС необхідно встановлювати у відповідності з проектними рішеннями на межі балансової належності обладнання в ТЗП.

1.2.4 Карта вітрової потужності України

Вітроенергетика в Україні поступово наростає.

Узбережжя Чорного та Азовського морів, гірські райони Кримського півострова (особливо північно-східного узбережжя) та Карпати, Одеська,

Херсонська, Запорізька, Донецька, Луганська та Миколаївська області є найбільш придатними для будівництва вітроенергетики рослини.

Вітрові електрогенератори найбільш вигідно використовувати в місцях, де неможливо провести загальну електромережу, або підключення є дуже витратним, а також - у місцях з частими відключеннями електрики. Також потрібно врахувати середньорічну швидкість вітру та встановлювати там де цей показник перевищує 3 м/с.

Рисунок 1.7 - Карта вітрової потужності України

Вітроенергетичний потенціал в Україні досить значний , що забезпечує щорічне зростання кількості ВЕС в Україні . За даними Глобальної ради вітроенергетики, близько 40% площ придатні для виробництва енергії вітру. У перспективі можна виробляти до 5000МВт вітрової потужності, тобто це приблизно 25% споживання електроенергії в Україні.

Таблиця 1.10 - Потужність вітрової енергії в Україні (МВт)

2010 рік	2011 рік	2012 рік	2013 рік	2014 рік	2015 рік	2016 рік	2017 рік	2018 рік	2019 рік
87	151	194	334	426	426	438	465	533	1170

Список станцій в Україні :

- Ботіївська вітроелектростанція - 200 МВт
- Запорізька вітроелектростанція - 500 МВт
- Краматорський вітроелектростанція - 67,5 МВт
- Приморська вітроелектростанція - 200 МВт
- Тилігульська вітроелектростанція - 565 МВт
- Новоазовська вітроелектростанція - 107,5 МВт
- Краснодонський вітряний завод - 25 МВт
- Вітропарк Сіваш - 246 МВт
- Орлівська вітроелектростанція - 100 МВт

Висновки

Виконано аналіз основного обладнання запропонованої ПС . Розроблено схему заміщення та розраховано струми КЗ. За аналізом струму КЗ виконано перевірку встановленого основного обладнання станції.

Проведено аналіз конструкцій вітрових турбін, де були зазначені їх особливості конструкцій та область їх використання. Розглянутий енергетичний потенціал ВЕС на території України, на основі якого можна розглянути перспективні місця будівництва ВЕС.

2 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТА ПОТУЖНОСТІ ВЕС в РЕЖИМІ ПАРАЛЕЛЬНОЇ РОБОТИ З ЕНЕРГОСИСТЕМОЮ

2.1 Загальні відомості про засоби регулювання

Регулювання напруги- є невід’ємною частиною в управлінні енергосистем. Задача регулювання є присутньою у будь якому режимі роботи енергосистеми.

Для забезпечення технічних умов в енергосистемі здійснюють регулювання напруги. Технічні умови повинні відповідати якості електричної енергії , що забезпечують економічну роботу електричної мережі та споживачів. Регулювання напруги здійснюється різними способами.

2.1.1 ПБЗ

Підтримування напруги на шинах підстанції на певному рівні забезпечує нормально роботу електричної мережі та споживачів. Для регулювання напруги є декілька способів , один з яких зміна коефіцієнта трансформації.

Коефіцієнт трансформації –це відношення кількості витків вищої сторони до нижчої , чи первинної напруги до вторинної

$$n = \frac{U_1}{U_2} = \frac{w_1}{w_2}$$

де w_1,w_2 – число витків первинної та вторинної обмотки відповідно; U_1, U_2 – первинна та вторинна напруга.

Обмотки трансформаторів обладнанні додатковими відгалуженням. Роль цих відгалужень полягає у отриманні різних коефіцієнтів трансформації.

Регулювання здійснюється у межах ±5% . Трансформатори малої потужності мають два додаткові відгалуження на сторонні вищої напруги ±5% (Рис.2.1,а).

Якщо трансформатор працював на основному виведення 0 і необхідно підвищити напругу на вторинній стороні U2 то, відключивши трансформатор, виробляють перемикання на відгалуження - 5%, зменшуючи тим самим число витків w_1.

На трансформаторах середніх і великих потужностей передбачаються чотири відгалуження ± 2х2,5%, перемикання яких проводиться спеціальними перемикачами барабанного типу, встановленими окремо для кожної фази(Рис.2.1,б). Рукоятки приводу перемикача виведена на кришку трансформатора.

При замикає роликом перемикача контактів А4-А5 трансорматор має номінальний коефіцієнта транформації. Положення А3-А4 і А2-А3 відповідають збільшенням коефіцієнта трансформації на 2,5 і 5%, а положення А5-А6 і А6-А7 - зменшенням на 2,5 і 5%.

Недолік ПБЗ , полягає у тому , що регулювання напруги не може здійснюватися протягом доби , так як це вимагало б частого відключення трансформатора , що не є допустимим. Зазвичай ПБЗ використовують тільки для сезонного регулювання напруги.

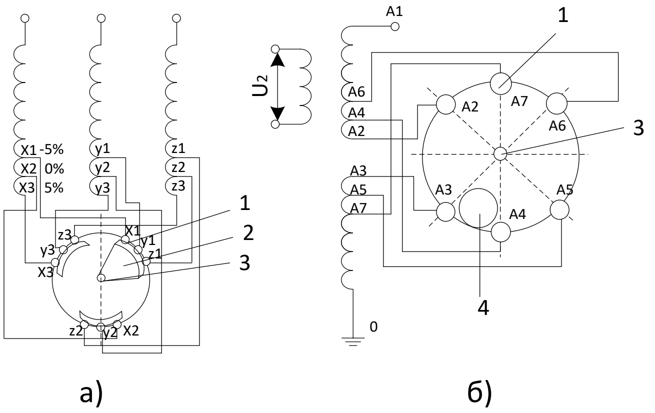


Рисунок 2.1 - Схема регулювання напруги ПБЗ. а-відгалуження поблизунульовій точці обмотки ± 5% з трифазним перемикачем на три положення; б-відгалуження в середині обмотки ± 2х2,5% з однофазним

перемикачами на п'ять положень (фаза А); 1 нерухомий контакт; 2 сегмент контактний; 3 вал перемикача; 4 контактні кільця.

2.1.2 РПН

Перевага РПН полягає у тому , що перемикання відгалуження можна здійснити не розриваючи ланцюг та здійснювати регулювання від ± 10 до ± 16% ступенями приблизно по 1,5% , в залежності від потужності і напруги трансформатора.

Регулювання здійснюється на стороні вищої напруги, так як значення струму менше і воно поліпшує перемикання пристрою. При регулюванні застосовують грубе і тонке регулювання . Це дозволяє розширити діапазон регулювання . Найбільший коефіцієнт трансформації виходить, якщо перемикач П знаходиться в положенні II, а виборець И- на відгалуженні 6. Найменший коефіцієнт трансформації буде при положенні перемикача I, а виборця - на відгалуженні I.

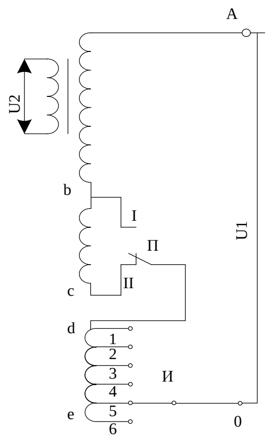
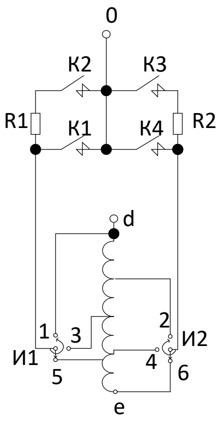


Рисунок 2.2 - Пристрій РПН трансформаторів. Схема включення регулюючих ступенів; Ab-основна обмотка; bc-щабель грубого регулювання; dc- ступені плавного регулювання; П-перемикач; И- виборець;

Перехід між відгалуженнями здійснюється таким чином , щоб не розривати ланцюг навантаження і не замикати витки цієї обмотки. Це досягається в спеціальних перемикаючих пристроях з реакторами або резисторами. Схема на Рис.2.3 має низку переваг перед схемою з реакторами і отримує все більш широке

застосування. На рис.2.3 показані регулювальна частина обмотки de та перемикаючий пристрій.



№ операції	Положення контакторів та виборців					
	К1	К2	И1	К3	К4	И2
0	+	+	5	-	-	6
1	+	+	5	-	-	4
2	-	+	5	-	-	4
3	-	+	5	+	-	4
4	-	-	5	+	-	4
5	-	-	5	+	+	4

Рисунок 2.3 - Схема і послідовність перемикань пристрою РПН з струмообмежуючими опорами.

На рис.2.1 показана послідовність роботи контакторів і виборців. У вихідному положенні 0 трансформатор працює на відгалуженні 5, струм навантаження проходить через контактор К1. Припустимо, що необхідно зменшити число витків в регулюючій обмотці, тобто перейти на відгалуження 4. Послідовність роботи елементів РПН в цьому випадку буде наступною: знеструмлений виборець И2 переводиться в положення 4, потім відключається К1 і струм навантаження короткочасно проходить по R1 і К2, третьої операцією замикається К3, при цьому половина струму навантаження проходить по R1 і К2 половина - по R2і К3, крім того, витки регулювальної обмотки 5-4 виявляються замкнутими через R1 і R2 і по ним проходить обмежений за значенням циркулює струм; наступними операціями розмикається К2 і замикається К4, при цьому струм навантаження проходить по регулюючій обмотці на відгалуження 4, виборець И2, контакти К4 до висновку 0.

У перемикачах даного типу використовуються потужні пружини, що забезпечують швидке переключення контактів контактора (<0,15с), тому струмообмежуючі опори R1, R2 лише короткочасно навантажуються струмом, що

дозволяє зменшити їх габарити. Контактори розміщуються в баку з маслом. Управління РПН може здійснюватися дистанційно зі щита управління вручну або автоматично.

2.1.3 СК

Синхронні компенсатори застосовуються для підвищення техніко-економічних показників в мережі , а загалом для розвантаження генераторів та мережі від реактивної потужності та підтримки напруги на приймальній стороні лінії. СК являє собою синхронний двигун, що працює без механічного навантаження на валу.

Раніше СК тільки генерували реактивну потужність тобто працювали в режимі перезбудження. В останні роки в зв'язку з ростом напруги і протяжності ЛЕП реактивна потужність, що генерується ними в періоди мінімуму активного навантаження, перевищує сумарну індуктивне навантаження мережі, що є причиною підвищення рівня напруги. Для споживання надлишкової реактивної потужності і забезпечення сталості напруги мережі необхідне застосування реакторів або, СК у режимі недозбудження. Споживану компенсатором реактивну потужність можна вирахувати, підставивши у вираз δ = 0 і прийнявши струм збудження рівним нулю (Eq = 0):

$$Q_{\text{СК}} = -\frac{U^2}{2}\left(\frac{1}{x_q}+\frac{1}{x_d}\right)+\frac{U^2}{2}\left(\frac{1}{x_q}-\frac{1}{x_d}\right) = -\frac{U^2}{x_d} \quad (1)$$

Опір сучасних СК X_d = 2 і більше , тому при зменшенні струму збудження до нуля струм статора I при номінальній напрузі має значення не більше половини номінального , таке ж значення має і реактивна потужність. Для збільшення реактивної потужності в мережі необхідно зменшити опір X_d = 2 , але для цього потрібно значно збільшити габарити машини. Інший шлях підвищення реактивної потужності відповідає U-образним характеристикам . Змінюючи знак струму збудження в область негативного збудження.

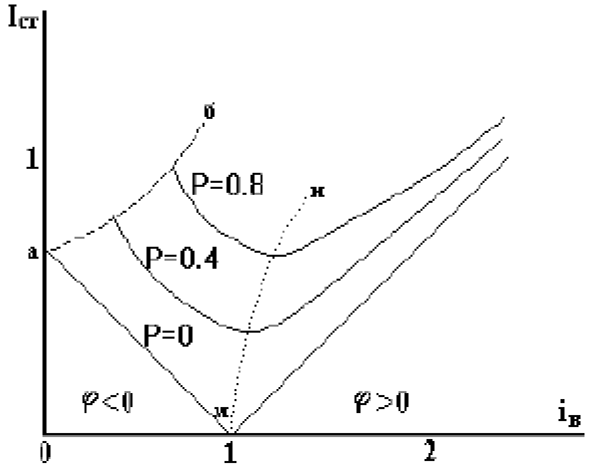


Рисунок 2.4 - U-образні характеристики синхронної машини

$$P = \frac{U \cdot E_q}{x_d} \cos\delta + U^2 (\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d}) \cos 2\delta = 0 \ (2)$$

звідки струм збудження:

$$E_q = -U(\frac{x_d}{x_q} - 1) \ (3)$$

Підставляючи отриманий вираз для струму збудження в (1) отримаємо:

$$Q_{СК} = -\frac{U^2}{x_q} \ (4)$$

що приблизно в півтора рази більше, споживаної реактивної потужності при відсутності порушення (1), оскільки X_d / X_q = 1.5.

Потужні компенсатори 45-300 МВА застосовують у собі безщіткове реверсивне збудження з двома обмотками на роторі.Основна обмотка призначена для позитивного збудження та дві додаткові для негативного збудження.

Таблиця 2.1 - Приклад характеристик синхронного компенсатора

Тип	Потужність МВар		X_d	X_q	ΔР,кВт
	випереджуючий	відстаючий			
КСВБ-100	100	50	2.1	1.26	1350
КСВБО-100	100	82.5	2.1	1.26	1350
КСВБ-160	160	80	2	1.3	1750
КСВБО-160	160	132	2	1.3	1750

Використання автоматичного регулятора збудження дозволяє працювати компенсатору з позитивним , нульовим та негативним збудженням, та форсування збудження до двухкратного струму ротора до 50с. СК- це турбогенератор ,але без механічного навантаження , тому і перевантажувальна здатність у нього та сама.

Двигуни споживачів часто використовуються у якості компенсуючих пристроїв. Реактивна потужність визначається :

$$P_{СД} = P_{СД} \cdot \beta_{СД} tg\varphi_{ном} \ (5)$$

де $P_{СД}$ - номінальна активна потужність двигуна;

$\beta_{СД}$ - коефіцієнт завантаження по активній потужності;

$\varphi_{ном}$ - номінальне значення кута коефіцієнта потужності.

Двигуни підключені до шин 6-10кВ , реактивну потужність доцільно уточнювати , виходячи з реального завантаження активною потужністю та рівня напруги. Виконується це по діаграмах , які схожі на навантажувальну діаграму турбогенератора.

2.1.4 БК

БК мають застосування на напрузі до 110кВ . Збільшення напруги на батареях досягається збільшенням послідовно включених конденсаторів.

Конденсатори бувають : однофазні та трифазні , напругою 0.22-10.5кВ. Конденсатори 0.66-1.05кВ – конденсатори низької напруги. Потужність конденсаторів становить приблизно 10-125 кВар.

Для зміни потужності БК в мережі , БК вмикаються зіркою або трикутником

У мережах для зміни потужності БК включаються зіркою або трикутником.

При з'єднанні зіркою:

$$Q = 3U^2\omega C \quad (6)$$

При з'єднанні трикутником:

$$Q = 3U^2\omega C = 9{U^2}_{ф}\omega C \quad (7)$$

Використовуються наступні види компенсації:

- індивідуальна - з розміщенням конденсаторів безпосередньо у споживача;
- групова - з розміщенням конденсаторів у силових шафах в цехах;
- централізована - з підключенням батареї на шини 0,38 і 6-10 кВ підстанції.

Переваги БК :

- застосування на різних рівнях напруги;
- незначні втрати активної потужності (0,0025-0,005 кВт / квар)
- недорогі в порівнянні з іншими.

Недоліки БК:

- залежність реактивної потужності від напруги;
- тільки генерація реактивної потужності ;
- неможливість виконувати плавного регулювання
- чутливість до спотворень форми кривої напруги живлення.

БК прості в експлуатації та монтажу , вони не потребують багато масла , та відсутність фундаменту. Можливість використання будь яке сухе приміщення для установки БК.

БК мають ряд експлуатаційних вимог , один з яких малий термін служби (8-10 років) і малу електричну міцність при КЗ та напругах вище номінальної. При зниженні напруги у вузлі з БК ,потужність БК знижується у квадратичній залежності від робочої напруги. У ряді випадків це може привести до "перекидання" асинхронних двигунів і в подальшому до розвитку лавини напруги.

2.1.5 ШР

При застосуванні ШР розглядається ряд питань таких як вплив на нормальний режим роботи мережі , вплив на релейний захист , та внутрішніх перенапруг.

Для забезпечення заданих напруг в режимі невеликого навантаження в мережах 110-220 кВ, що підключаються до ПС довгих ЛЕП та вздовж самої ЛЕП необхідно встановлювати ШР, які компенсують приблизно 60-80% зарядної потужності ліній 330-500кВ.

Для запобігання та зниження додаткових втрат енергії в режимі невеликого навантаження та холостого ходу , треба розподілити сумарну потужність реакторів уздовж ЛЕП. До того ж , значна кількість ШР в одному або двох місцях довгої ЛЕП небажана , так як при розриві передачі , а також у пускових схемах можуть виявитися значні ділянки , ємність яких не компенсована реакторами.

Реактори розміщуються на ПС або на спеціальних пунктах. Будівництво спеціальних пунктів між ПС економічно виправдовується тільки при довжині лінії між підстанціями більше 500 км.

Реактори на проміжних і прийомних підстанціях повинні відключатися в режимах великих навантажень для зменшення втрат, поліпшення умов регулювання напруги і збільшення стоку реактивної потужності в

приймальню систему (з метою зменшення потужності синхронних компенсаторів).

Відсутність вимикачів в ланцюзі реакторів може призвести до значного зниження напруги в режимах передачі великих потужностей. Тому установка вимикачів для реакторів, що розміщуються на проміжних ПС , як правило, є необхідною. Застосування невідключних реакторів в далеких ЛЕП економічно допустиме лише на відправному кінці, де споживана потужність в режимі максимальних навантажень може покриватися за рахунок генераторів станції.

2.2 Особливості регулювання потужності у вузлі з ВЕС

2.2.1 Загальні положення про реактивну потужність

Реактивна потужність –це енергія яка накопичується в ємнісних та індуктивних компонентах енергосистеми. Реактивна потужність генерується ємнісними компонентами такі як конденсатори , чи кабелі ; споживається індуктивними компонентами такими як двигуни , реактори.

У даному випадку синхронні генератори є особливими , так як вони спроможні виробляти та споживати реактивну потужність. Управління напругою здійснюється шляхом управління рівнем намагнічування генератора, тобто високий рівень намагнічування призводить до високої напруги і вироблення реактивної потужності.

Струм на пряму пов’язаний з потоком реактивної потужності, перпендикулярний струму ,пов’язаному з активною потужністю та напругою на клемах обладнання. Єдина енергія, втрачена в процесі, - це резистивні втрати в лініях і компонентах. Оскільки активні і реактивні струми перпендикулярні один одному, сумарний результуючий струм є коренем квадрата суми двох струмів, і, отже, реактивні струми вносять такий же внесок у втрати системи, як і активні струми. Щоб мінімізувати втрати, необхідно підтримувати реактивні струми якомога нижче, і це досягається шляхом компенсації реактивного споживання

шляхом установки конденсаторів на індуктивних навантаженнях або поблизу них. Крім того, великі реактивні струми, що протікають до індуктивних навантажень, є однією з основних причин нестабільності напруги в мережі через пов'язані з цим падінь напруги в лініях електропередачі. Локально встановлені конденсаторні батареї пом'якшують цю тенденцію і підвищують стабільність напруги в області.

2.2.2 ВЕС з індукційними генераторами

За останні роки тенденція використання енергії має експоненціальну форму. Хоча на сьогоднішній день технології пропонують нам вітряні генератори , які здатні контролювати реактивну потужність , поглинаючи її чи генеруючи. Більшість ВТ на даний час встановленні з індукційними генераторами, які не виконують роль регулювання напруги і поглинають реактивну потужність з електричної мережі.

ВДЕ, такі як ВЕС, відіграють ключову роль у сучасних енергосистемах. Інтелектуальні сітки повинні об'єднувати як активні, так і пасивні вузли, що характеризуються сильниою непередбачуваною поведінкою. Вкрай важливо гарантувати невелику зміну активної і реактивної потужності на шинах підключення ВДЕ. Ця мета може бути досягнута шляхом розробки відповідних систем компенсації реактивної потужності. Серед різних технологій генератор ІКР є дешевим і надійним варіантом для систем генерації вітру в порівнянні з іншими рішеннями, такими як синхронні генератори з постійними магнітами і індукційні генератори з подвійним живленням, засновані на силових електронних системах управління. Крім того, він вимагає низьких витрат на обслуговування в порівнянні з синхронним генератором з намотаним ротором . Генератори ІКР, зазвичай пропоновані в останні роки в якості стандартної установки виробниками вітряних турбін, включають в себе додаткові конденсаторні модулі для корекції коефіцієнта потужності асинхронної машини. Це рішення не повністю задовольняє власників ВЕС, які хочуть також контролювати максимальну напругу на шині і мінімізувати втрати потужності в мережі вітряних електростанцій

(МВЕС). Однак власники ВЕС не вважають за краще модифікувати місцеву систему реактивної компенсації, щоб уникнути втрати гарантії, наданої продавцем. Це передбачає встановлення єдиної точки реактивної компенсації, встановленої на стороні НН підстанції НН / ВН. У літературі традиційні підходи пропонують дві протилежні стратегії: перша заснована на єдиному центрі компенсації (централізований підхід), а друга - на загальній компенсації для кожної шини МВЕС (розподілений підхід) .

1.Для декількох одночасно підключених споживачів ,що виробляють реактивну потужність ,підключається конденсатор . Такий спосіб називається – Групова компенсація.

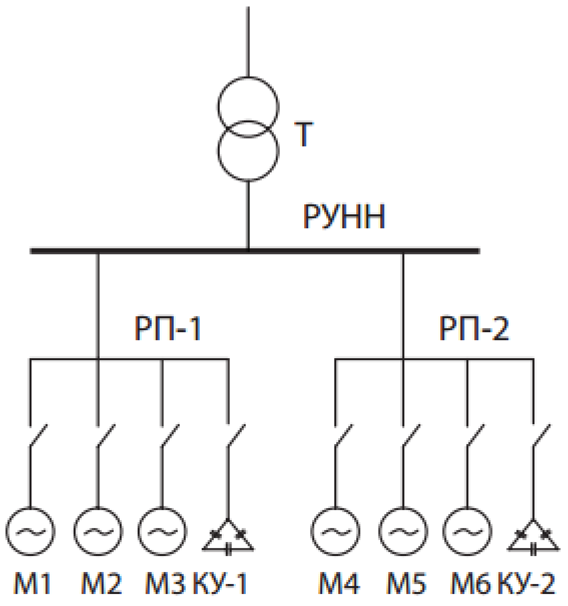


Рисунок 2.5 - Групова компенсація

2.Декілька конденсаторів підключаються до головної розподільчої шафи , та компенсують одночасно дві і більше групи індуктивних споживачів, такий спосіб компенсації називається централізований. Така компенсація зазвичай використовується у великих мережах зі змінним навантаженням.

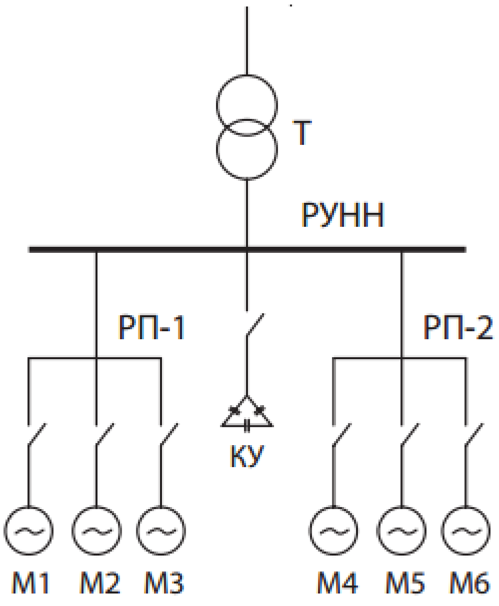


Рисунок 2.6 - Централізована компенсація

Індукційний генератор в основному є асинхронним двигуном , що споживає реактивну потужність, на відміну від синхронного генератора, який може виробляти реактивну потужність. При відсутності навантаження (на холостому ходу) споживання реактивної потужності становить близько 35-40% від номінальної активної потужності, збільшуючись приблизно до 60% при номінальній потужності. У будь-якій даній області з вітровою турбіною загальна потреба в реактивній потужності буде сумою потреби навантажень і потреби вітрової турбіни. Щоб мінімізувати втрати і підвищити стабільність напруги, вітрові турбіни компенсуються до рівня між їх реактивною потребою на холостому ходу і повним навантаженням, в залежності від вимог місцевої комунальної або розподільної компанії. Таким чином, коефіцієнт потужності вітрової турбіни , який являє собою відношення активної потужності до повної потужності, в загальному випадку знаходиться в діапазоні вище 0,96.

2.2.3 Проблеми підключення індукційного генератора

Пряме підключення індукційного генератора може привести до перехідних процесів, результуючий пусковий струм може викликати перешкоди в мережі і скачки високого крутного моменту в трансмісії. Такий перехідний процес може

обмежити допустиму кількість вітряних турбін, обмежувач струму або пристрій плавного пуску на основі тиристорної технології використовується для обмеження пускового струму до рівня, який в два рази нижче номінального струму генератора, що ефективно демпфує піки крутного моменту генератора та знижує навантаження .У нормальних робочих станах пристрій плавного пуску шунтується короткозамкненим контактором, щоб зменшити втрати потужності, пов'язані з напівпровідниками, і знизити необхідну теплоємність пристрою плавного пуску. Для індуктивних генераторів з повною номінальною потужністю і електронним інтерфейсом струм можна безперервно регулювати від нуля до номінального струму, перешкоди в мережі під час операцій перемикання зводяться до мінімуму.

2.2.4 Регулювання потужності з використанням перетворювача напруги та pitch-регулювання

Високовольтна ВЕУ, показана на рис.2.12, складається з генератора потужністю 1,5 МВт з вихідною напругою 3 кВ, високовольтного випрямляча і деякої кількості низьковольтних DC / AC-інверторів з підвищують вихідними трансформаторами. Важливою особливістю багаторівневої високовольтної концепції SEMIKRON є те, що низьковольтні ключі працюють в межах ОБР (області безпечної роботи). Крім того, подібна схема дозволяє здійснювати регулювання вихідного струму, напруги, cos φ і компенсацію реактивної потужності.

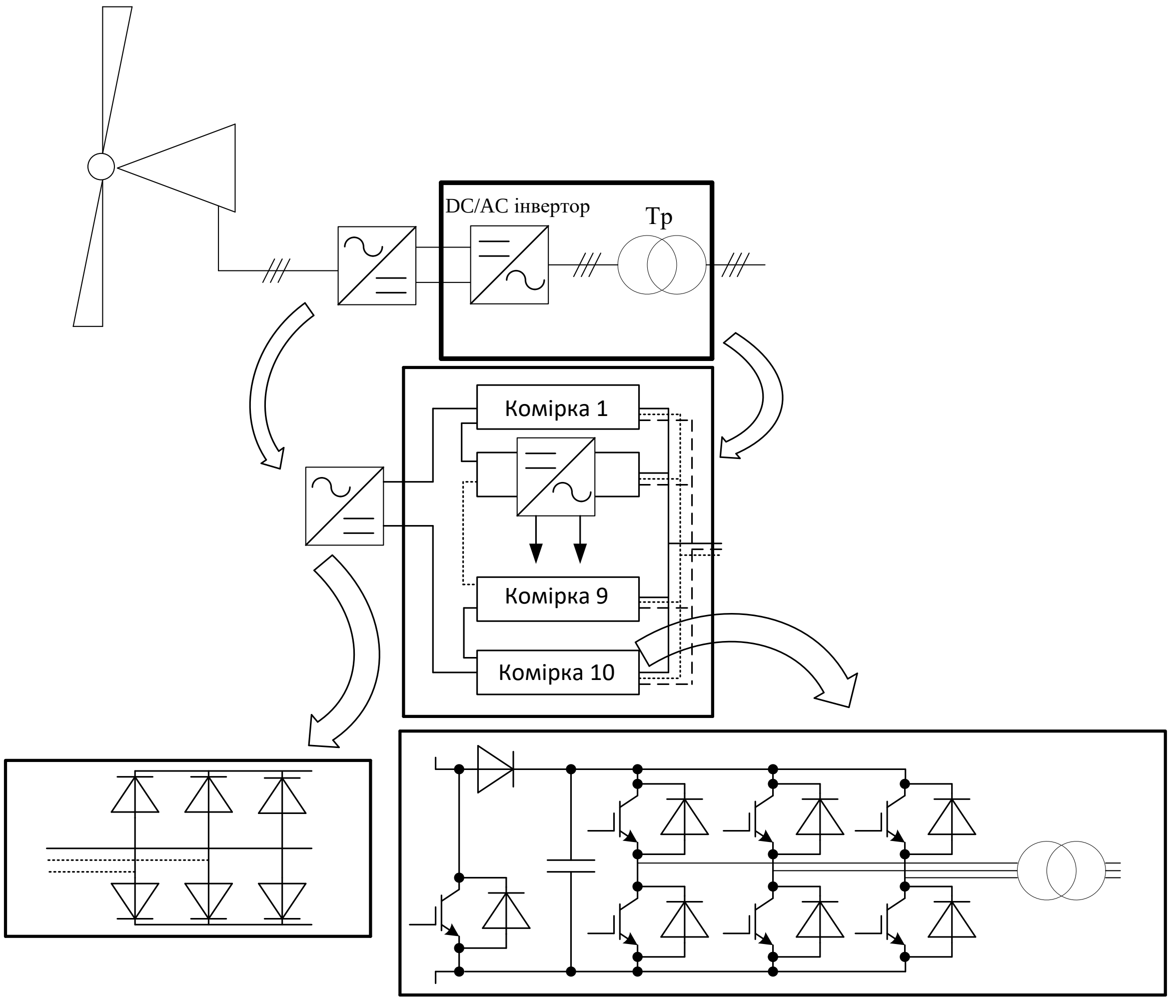


Рисунок 2.7 - Спрощена принципова схема ВЕУ з багаторівневим конвертором; Спрощена принципова схема комірок.

Схема керування конвертором (Додаток Б) виконує дві функції, головною з яких є регулювання вихідного струму за законом аналогового пропорційно-інтегрального управління (ПІ регулювання) з запізненням (cos φ) по відношенню до мережевої напруги. Відставання струму обчислюється на підставі інформації про напругу мережі і даних, що поставляються супервизором. Значення cos φ може здаватися і регулюватися периферійним призначеним для користувача контролером незалежно від вихідного сигналу генератора. Управління струмом проводиться в ШІМ-режимі за сигналами зворотного зв'язку, що визначає різницю поточного значення і величини уставки. Значення уставки визначається

величиною струму, заданої супервизором (Iref) з урахуванням мережевої напруги відповідно до алгоритму, показаним на рис.2.8.

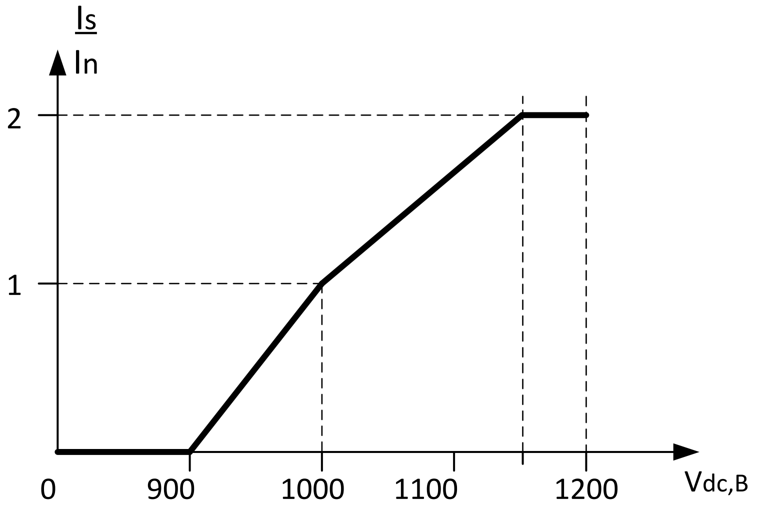


Рисунок 2.8 - Алгоритм управління струмом інвертора

пітч- регулювання

Для пітч-регулювання використовуються механізми повороту лопаті за допомогою електроприводу.

Для пояснення процесу регулювання наведемо формулу потужності, яку вітровий потік віддає вітроколеса:

$$P = 0.49 \cdot C_p(\lambda, \delta) \cdot D^2 \cdot {V^3}_w \ (7)$$

де C_p - коефіцієнт потужності вітроколеса, який залежить від швидкохідності λ і установочного кута δ між площиною обертання вітроколеса і хордою крила;

D-діаметр вітроколеса;

V_w – скорость ветра.

Швидкохідність визначається, як відношення окружної швидкості обертання кінця лопаті до швидкості вітру

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{V_w} \ (8)$$

Причому окружна швидкість кінця лопаті дорівнює добутку кутової швидкості обертання ω на радіус вітроколеса R.

Потрібно сказати, що зміна швидкості вітру на 10% призводить до 3% -ному збільшенню потужності. В цьому випадку єдиним фактором, за допомогою якого можна стабілізувати потужність, залишається коефіцієнт, тобто при збільшенні швидкості вітру цей коефіцієнт C_p повинен бути знижений, а при зменшенні швидкості вітру підвищений. зміна коефіцієнта C_p можливо за рахунок зміни установочного кута δ, який в кінцевому підсумку впливає на співвідношення між підйомною силою ΔA і силою опору ΔW крила.

Такий метод регулювання потужності носить назву пітч-регулювання. Необхідно відзначити, що залежність коефіцієнта C_p від швидкохідності λ і установочного кута δ носить нелінійний характер.

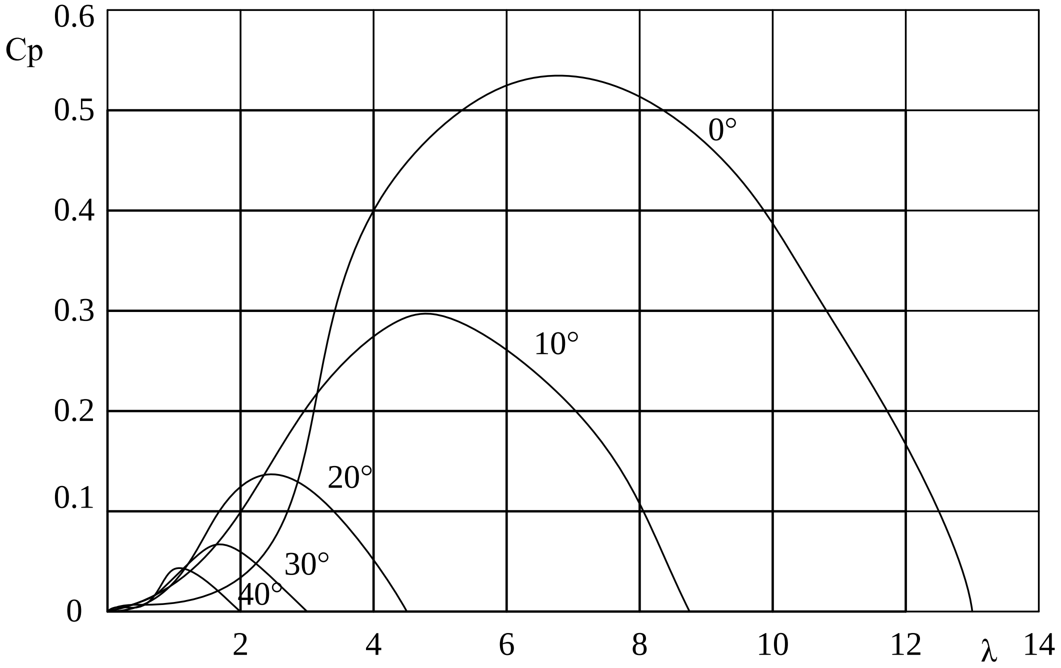


Рисунок 2.9 - Залежність коефіцієнта C_p від швидкохідності λ і установочного кута δ.

Формуємо контур регулювання потужності для вітрового генератора:

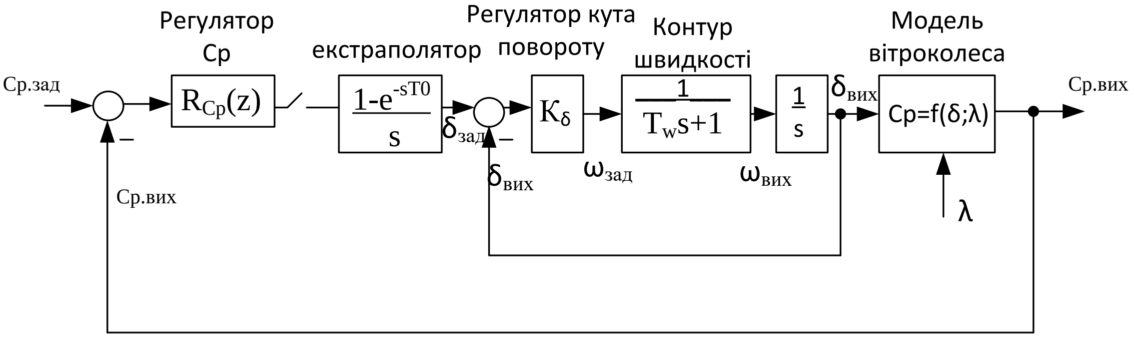


Рисунок 2.10 - Контур регулювання коефіцієнта потужності C_p

Для вирішення завдань забезпечення максимального ККД і стабілізації вихідної потужності ВЕУ пропонується вибрати структуру вітроустановки, зображену на рис.2.10.

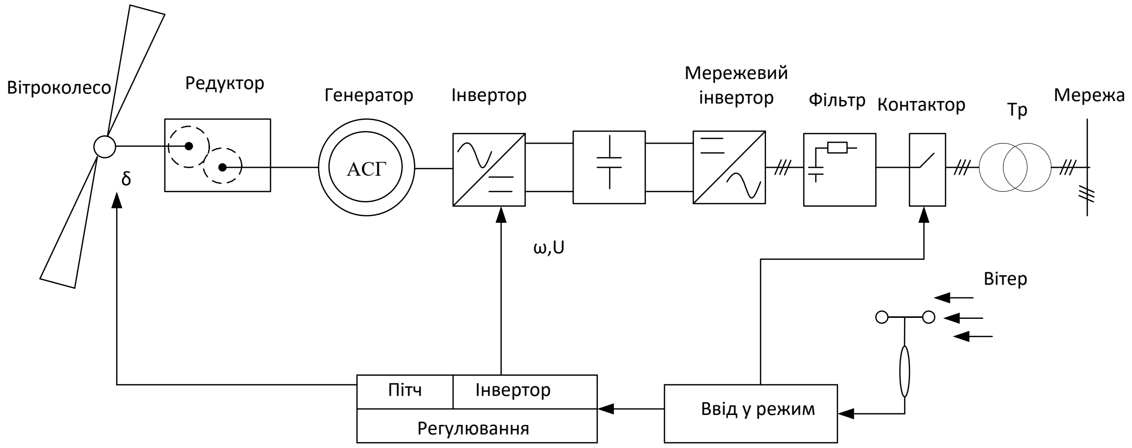


Рисунок 2.11 - Структурна схема ВЕУ

Завданням цієї системи регулювання є згладжування сплесків і коливань потужності ВЕУ, що виникають через нестабільність швидкості вітру. У наведеній системі регулювання ця задача вирішується застосуванням двох способів регулювання.

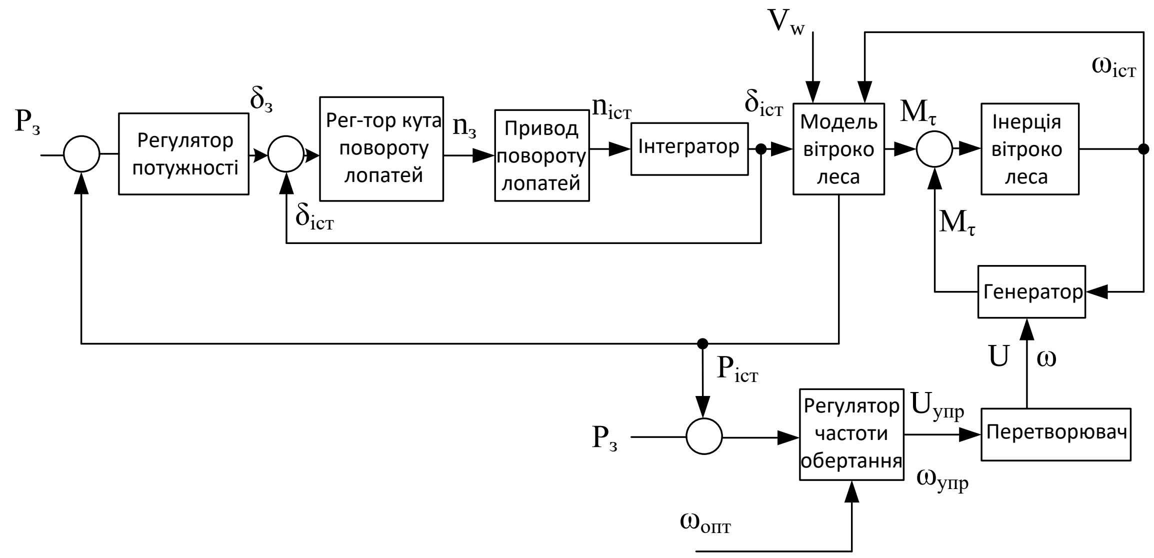


Рисунок 2.12 - Структурна схема системи стабілізації потужності

Перший спосіб - це так зване пітч-регулювання, яке передбачає управління кутом повороту лопаті з метою стабілізації моменту, створюваного вітровим потоком на валу ВЕУ . Це управління здійснює регулятор потужності. Однак потужність вітроколеса знаходиться в нелінійної залежності від кута повороту лопаті, тому в контурі регулювання потужності регулятору доводиться працювати з нелінійним об'єктом регулювання.

Висновки

Розглянуто основні методи регулювання напруги та потужності в електричній мережі та ВЕС. Виділено окремо методи регулювання напруги та потужності, які будуть використанні при створенні моделі для досліджень.

Проведено аналіз особливостей регулювання напруги та потужності на ВЕС. Окремо розглянуті пітч-регулювання та регулювання за допомогою перетворювача напруги з аналізом принципових та логічних схем цих методів.

3 МОДЕЛЮВАННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ПАРАЛЕЛЬНОЇ РОБОТИ ВЕУ ПРИ ЗБУРЕННЯХ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

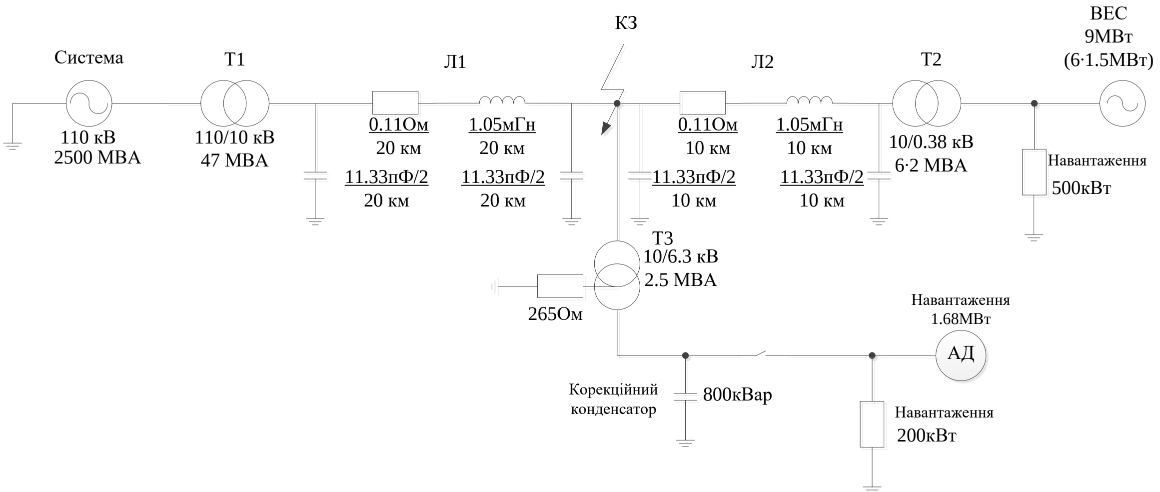


Рисунок 3.1 - Електрична схема енергосистеми з ВЕС

До складу ВЕС входить шість ВТ по 1,5 МВт ,що під’єднанні до розподільчої системи 10кВ . В мережу електроенергія поступає з напругою 110кВ через лінію протяжністю 30км напругою 10кВ. Схема має місцевий споживач , споживач включає у свій склад АД потужністю 1.68МВт та резистивне навантаження 200кВт . Споживач підключений до лінії 10кВ через трансформатор Т3 напругою 10/6.3кВ. ВТ та АД мають систему контролю швидкості обертання машини, напруги та струму. Напруга постійного струму на ІГПП також регулюється.

Максимальна ефективність вітрової турбіни досягається за рахунок використання технології ІГПП . Оптимальна швидкість турбіни, що дає максимальну механічну енергію для даної швидкості вітру, пропорційна швидкості вітру. При швидкості вітру нижче 10 м / с ротор працює з підсинхронних швидкістю.

Технологія ІГПП забезпечує регулювання реактивної потужності за допомогою силових електронних перетворювачів. Ця технологія усуває необхідність у використанні конденсаторних батарей. У випадку індукційних генераторів з короткозамкненим ротором є необхідність використання конденсаторних батарей.

3.1. Моделювання елементів системи

Моделювання та дослідження даної системи буде відбуватись у програмному забезпеченні MATLAB R2009b. Відповідно до елементів у системі, наведемо їх використання у програмному забезпеченні.

3.1.1 Блок трифазного джерела напруги

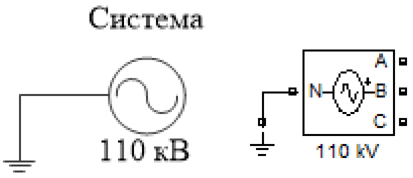


Рисунок 3.2 - Елемент мережі та його модель

Використання цього блоку дозволяє отримати змодельоване трифазне джерело напруги (Напруга нашої системи). Блок параметрів джерела напруги:

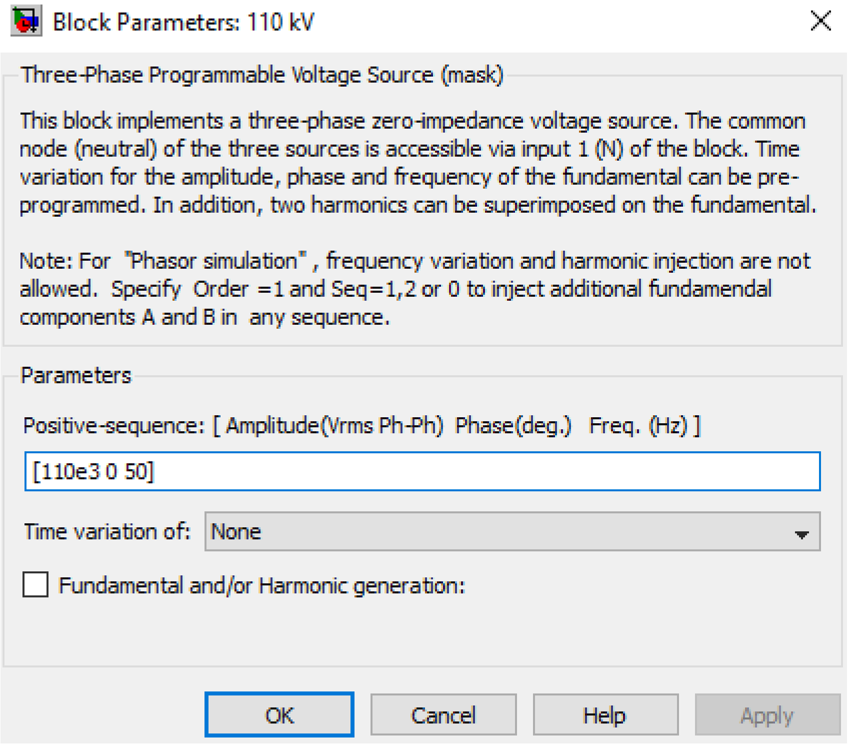


Рисунок 3.3 - Блок параметрів трифазного джерела напруги

3.1.2 Блок трифазної взаємної індукції

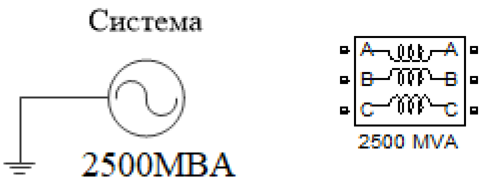


Рисунок 3.4 - Елемент мережі та його модель

Використання цього блока дозволяє отримати змодельовану потужність системи. Реалізує трифазний збалансований індуктивний та резистивний опір з взаємною зв'язкою між фазами. Забезпечує зручний спосіб введення системних параметрів : опори та індуктивності прямої та нульової послідовності.

3.1.3 Блок трифазного двох-обмоткового трансформатора

Блок моделювання трансформатора

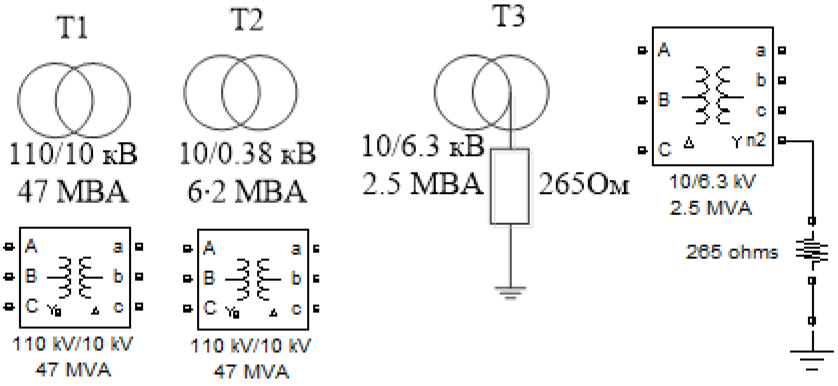


Рисунок 3.5 - Елемент мережі та його модель

Трифазний двох-обмотковий трансформатор реалізується за допомогою трьох однофазних трансформаторів. Блок враховує обраний тип з'єднання обмоток трансформатора . Порт входу N дозволяє додати до блоку нейтрал. Якщо ви запитаєте про доступний нейтрал на обмотці 2, генерується додатковий вихідний порт, позначений n.

Індуктивність витоку і опір кожної обмотки наведені в в.о., виходячи з номінальної потужності трансформатора Pn і від номінальної напруги обмотки (V1 або V2).

3.1.4 Блок імітації лінії

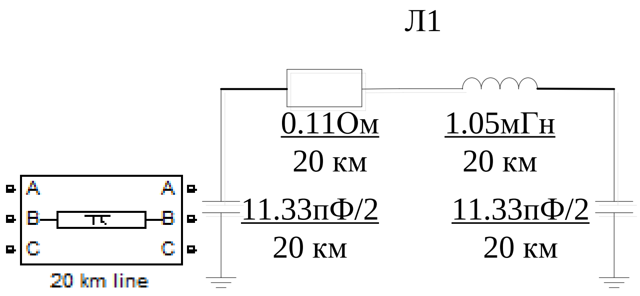


Рисунок 3.6 - Елемент мережі та його модель

Блок лінії реалізує трифазну лінію зв’язку . Трифазний блок лінії об’єднує параметри лінії в одному розділі. В блок параметрів вносяться опір , індуктивність та ємність , прямої та нульової послідовності. Цей метод визначення параметрів рядка передбачає, що три фази врівноважені.

Використання єдиної моделі П-секції підходить для моделювання коротких ліній передачі або коли діапазон частот, що цікавить, обмежений навколо основної частоти.

3.1.5 Блок трифазного навантаження

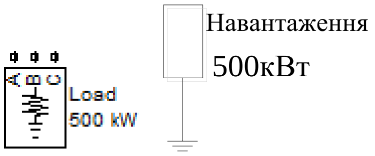


Рисунок 3.7 - Елемент мережі та його модель

Блок реалізує збалансоване трифазне навантаження у вигляді послідовного з’єднання елементів R L C.

3.1.6 Блок імітатор короткого замикання

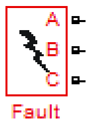


Рисунок 3.8 - Імітатор КЗ

Блок імітатор короткого замикання реалізує трифазний автоматичний вимикач, де час спрацювання керується або із зовнішнього сигналу Simulink (режим зовнішнього керування), або з внутрішнього таймера управління (режим внутрішнього управління).

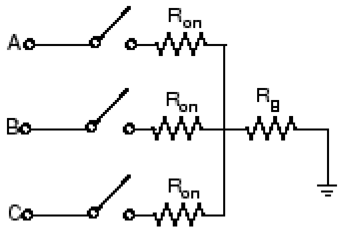


Рисунок 3.9 - фізична складова блока

Блок імітатор короткого замикання використовує три вимикачі , якими можна індивідуально керувати.

Опір заземлення Rg автоматично встановлюється на 106 Ом, коли параметр несправності заземлення не запрограмований. Наприклад, для програмування несправності між фазами A і B потрібно вибрати лише параметри блоку Phase A та Phase B Fault. Для запрограмування несправності між фазою A і землею потрібно вибрати параметри Fault A Fault і Ground Fault і вказати невелике значення для опору заземлення.

3.1.7 Генератор індукції вітрових турбін з подвійною подачею

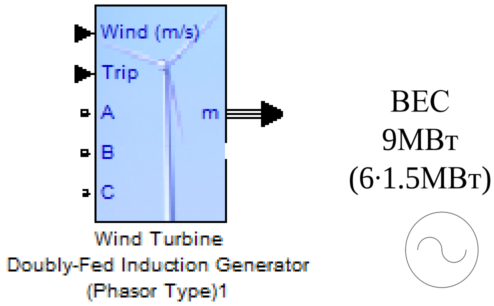


Рисунок 3.10 - Елемент мережі та його модель

На рис.3.15 вказана ВТ з індукційним генератором з подвійним живленням . Агрегат складається з турбіни , генератора та перетворювача. Перетворювач поділяється на два компоненти : перетворювач на стороні ротора C_r і перетворювач на стороні мережі C_{grid} . Конденсатор, підключений на стороні постійного струму, виступає джерелом постійної напруги. Обмотка трифазного ротора з'єднана з ротором ковзаючими кільцями та щітками, а трифазна обмотка статора безпосередньо підключена до сітки. Потужність, яку захоплює ВЕУ перетворюється в електричну енергію індукційним генератором і передається в електромережу статорами і обмотками ротора. Система управління генерує команду кута нахилу та команду напруги сигналів V_r та V_{gc} для ротора і мережі відповідно для управління потужністю ВЕУ, напругою шини постійного струму та реактивної потужністю або напругою на клемних мережах. Система управління генерує команду кута нахилу та команду напруги сигналів V_r та V_{gc} для C_{grid} та C_{grid} відповідно для управління потужністю ВЕУ, напругою шини постійного струму та реактивною потужністю або напругою на клемах сітки.

1.Вітрогенератор та система генератора індукції, що подвійно подається

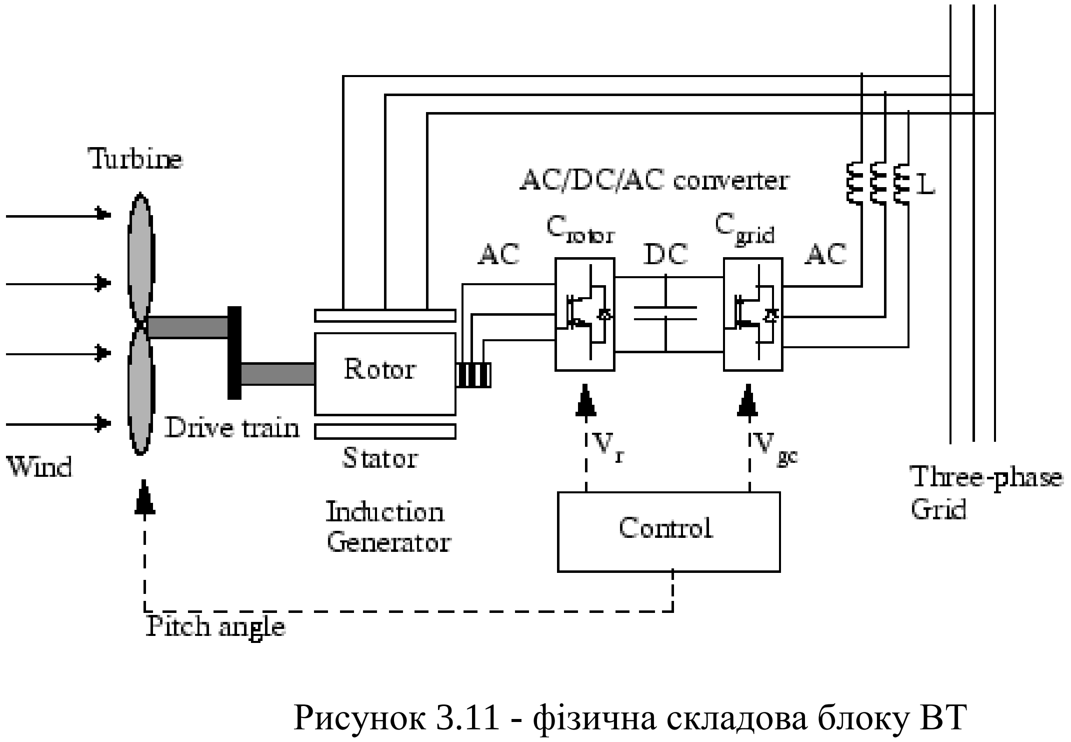


Рисунок 3.11 - фізична складова блоку ВТ

Принцип роботи ВТ з індукційним генератором подвійної подачі.

На цьому малюнку використовуються наступні параметри Додаток В

Механічна потужність та вихідна потужність статора обчислюються наступним чином:

$$P_m = T_m \omega_r$$

$$P_s = T_{em} \omega_s$$

Для генератора без втрат механічне рівняння:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_{em}$$

У стаціонарному режимі з фіксованою швидкістю для втрат генератора

$T_m = T_{em}$ та $P_m = P_s + P_r$

Звідси випливає, що:

$$P_r = P_m - P_s = T_m \omega_r - T_{em} \omega_s = -T_m \left(\frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \right) \omega_s = -s T_m \omega_s = -s P_s$$

де s визначається як ковзання генератора: $s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$

2.Потік живлення

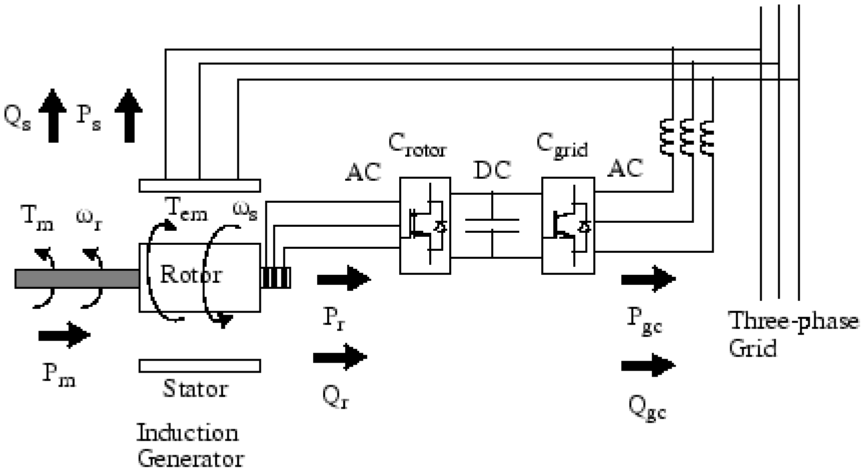


Рисунок 3.12 - фізична складова з напрямками усіх потоків напруги, потужності , швидкості обертання і тд.

Взагалі абсолютна величина ковзання набагато нижча за 1, а отже, P_r - лише частка P_s . Оскільки T_m є позитивним для вироблення електроенергії, а оскільки ω_s - позитивний та постійний для напруги в мережі з постійною частотою, то знак P_r - функція знаку ковзання. P_r позитивний для негативного ковзання (швидкість, більша за синхронну швидкість) і негативний для позитивного ковзання (швидкість нижче синхронної швидкості). Для роботи надсинхронної швидкості P_r передається в конденсатор шини постійного струму і має тенденцію до підвищення напруги постійного струму. Для роботи підсинхронної швидкості P_r виймається з конденсатора шини постійного струму і має тенденцію до зниження напруги постійного струму. C_{grid} використовується для генерації або поглинання потужності P_{gc} для того, щоб підтримувати постійну напругу постійним. У стаціонарному режимі для втрат, менших перетворювача змінного та постійного струму / змінного струму, P_{gc} дорівнює P_r, а швидкість вітрової турбіни визначається потужністю Pr, поглиненою або генерованою C_{rotor}.

Фазова послідовність змінного струму, що генерується C_{rotor} , є позитивною для субсинхронної швидкості та негативною для надсинхронної швидкості. Частота цієї напруги дорівнює добутку частоти сітки та абсолютній величині ковзання.

C_{rotor} C_{grid} мають здатність генерувати або поглинати реактивну потужність і їх можна використовувати для управління реактивної потужністю або напругою.

3.1.8 Місцевий споживач

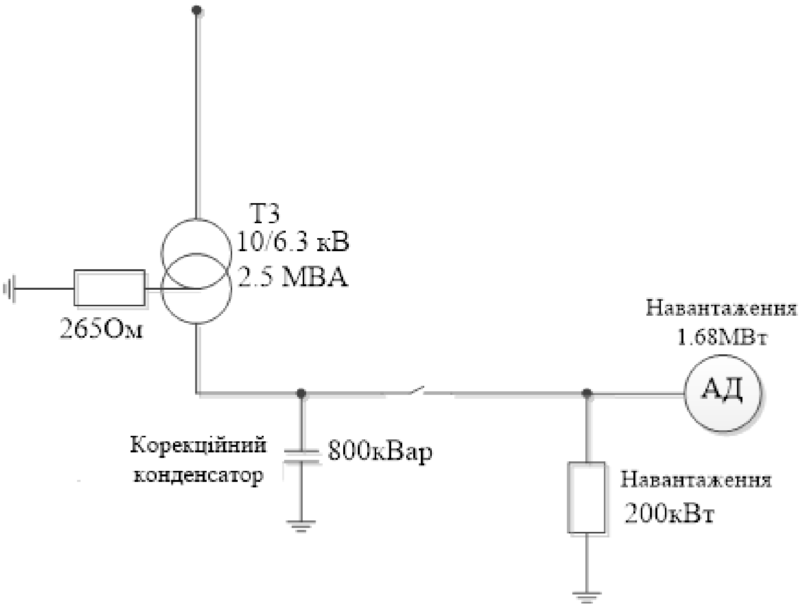


Рисунок 3.13 - Елемент мережі

1.Трифазний вимикач

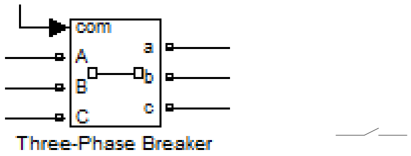


Рисунок 3.14 - Елемент мережі та його модель

Блок трифазного вимикача реалізує трифазний автоматичний вимикач, де час відкриття та закриття можна керувати або із зовнішнього сигналу Simulink (режим зовнішнього управління), або з внутрішнього таймера управління (режим внутрішнього управління).

Блок трифазного вимикача використовує три блоки вимикача , з'єднані між входами та виходами блоку. Можливість використовувати цей блок послідовно з трифазним елементом, який потрібно переключити.

Якщо блок "Трифазний вимикач" встановлений у режимі зовнішнього керування, у піктограмі блоку з'являється керуючий вхід.

2.Асинхронна машина

Моделює динаміку трифазної асинхронної машини, також відомої як індукційна машина.

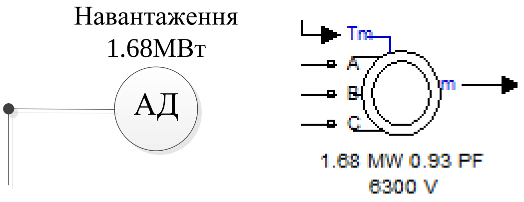


Рисунок 3.15 - Елемент мережі та його модель

Блок Асинхронної машини працює в режимі генератора або двигуна. Режим роботи диктується знаком механічного крутного моменту:

Якщо Tm позитивний, машина працює як двигун.

Якщо Tm від'ємний, машина працює як генератор.

Таблиця 3.1 - параметри елементів мережі

Параметри	Визначення
d	d осі
q	q осі
r	Кількість роторів
s	Кількість статорів
l	Індуктивність витоку
m	Магнітизуюча індуктивність

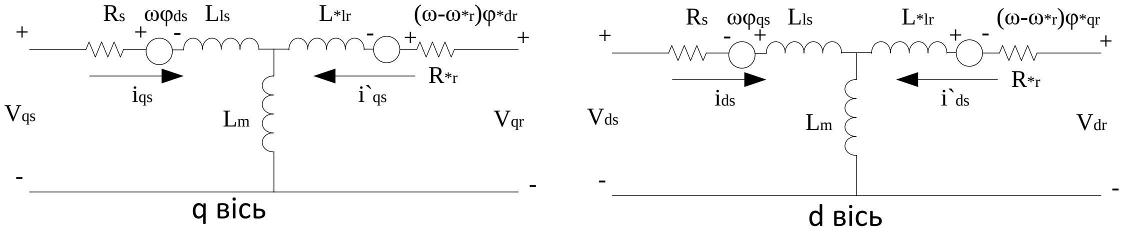


Рисунок 3.16 - математична модель АД

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d}{dt}\varphi_{qs} + \omega\varphi_{ds} \qquad \varphi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i'_{qr}$$

$$V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d}{dt}\varphi_{ds} + \omega\varphi_{qs} \qquad \varphi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i'_{dr}$$

$$V'_{qr} = R'_r i'_{qr} + \frac{d}{dt}\varphi'_{qr} + (\omega - \omega_r)\varphi'_{dr} \qquad \varphi'_{qr} = L'_r i'_{qr} + L_m i_{qs}$$

$$V'_{dr} = R'_r i'_{dr} + \frac{d}{dt}\varphi'_{dr} + (\omega - \omega_r)\varphi'_{qr} \qquad \varphi`_{dr} = L'_r i'_{dr} + L_m i_{ds}$$

$$T_e = 1.5p(\varphi_{ds} i_{qs} - \varphi_{qs} i_{ds}) \qquad L_s = L_{ls} + L_m \qquad L'_r = L'_{lr} + L_m$$

3.2 Моделювання та дослідження

3.2.1 Реакція турбіни на зміну швидкості вітру

Спочатку швидкість вітру встановлюється рівною 8 м / с, потім при t = 5 с швидкість вітру зростає до 14 м / с. При t = 5 с генерується активна потужність починає плавно збільшуватися (разом зі швидкістю турбіни), досягаючи свого номінального значення 9 МВт приблизно через 15 с. За цей час швидкість турбіни збільшиться з 0,8 в.о до 1,21 в.о.. Спочатку кут нахилу лопатей турбіни дорівнює нулю, потім кут нахилу збільшується від 0 до 0,76 град, щоб обмежити механічну потужність. Реактивна потужність регулюється для підтримки напруги 1 pu. При номінальній потужності вітряна турбіна поглинає 0,68 Мвар (генерується Q = -0,68 Мвар) для управління напругою в 1 одиницю.

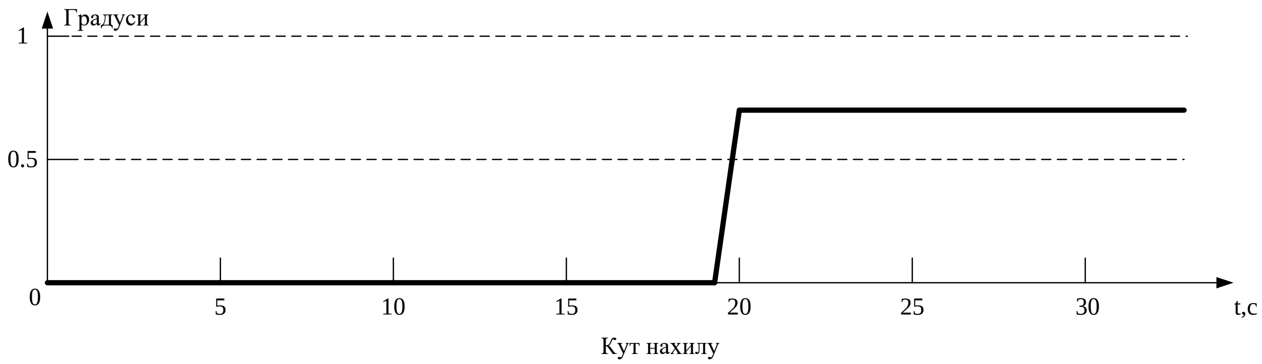


Рисунок 3.17 - Кут нахилу лопатей від часу t

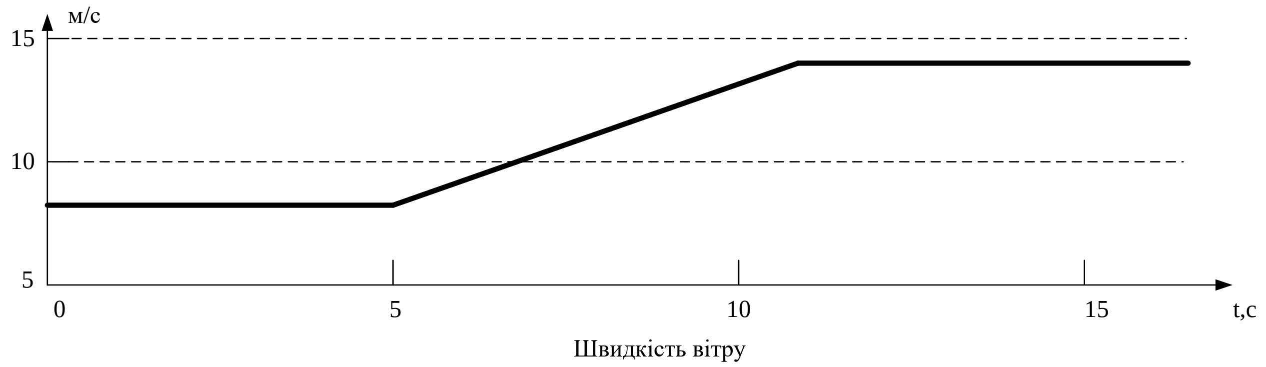


Рисунок 3.18 - Швидкість вітру від часу t

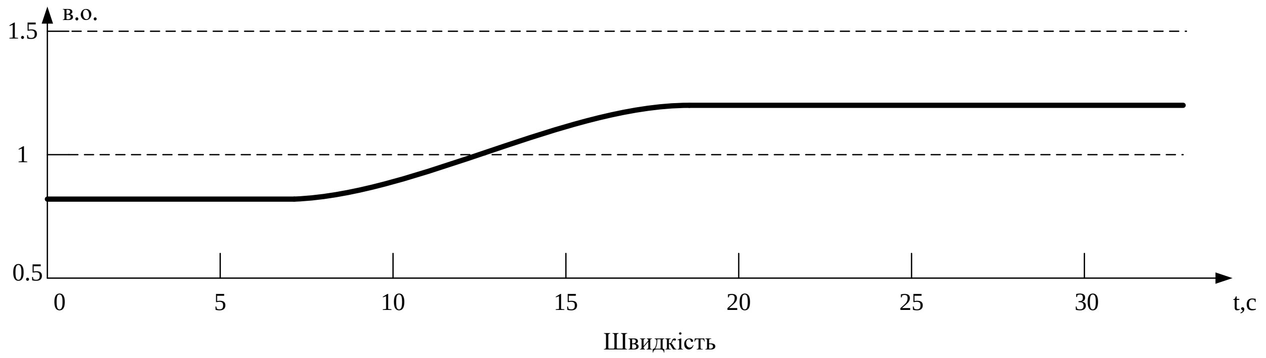


Рисунок 3.19 - Швидкість турбіни від часу t

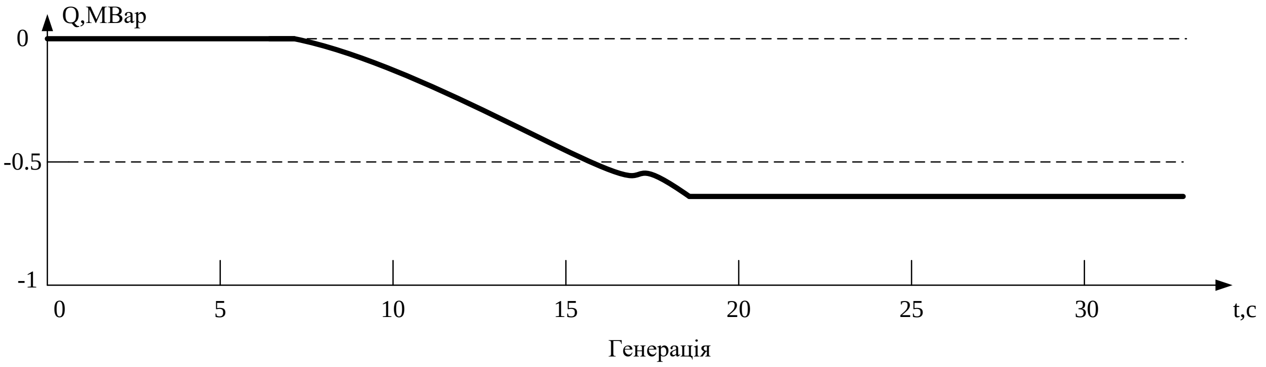


Рисунок 3.20 - Генерація турбіною реактивної потужності Q від часу t

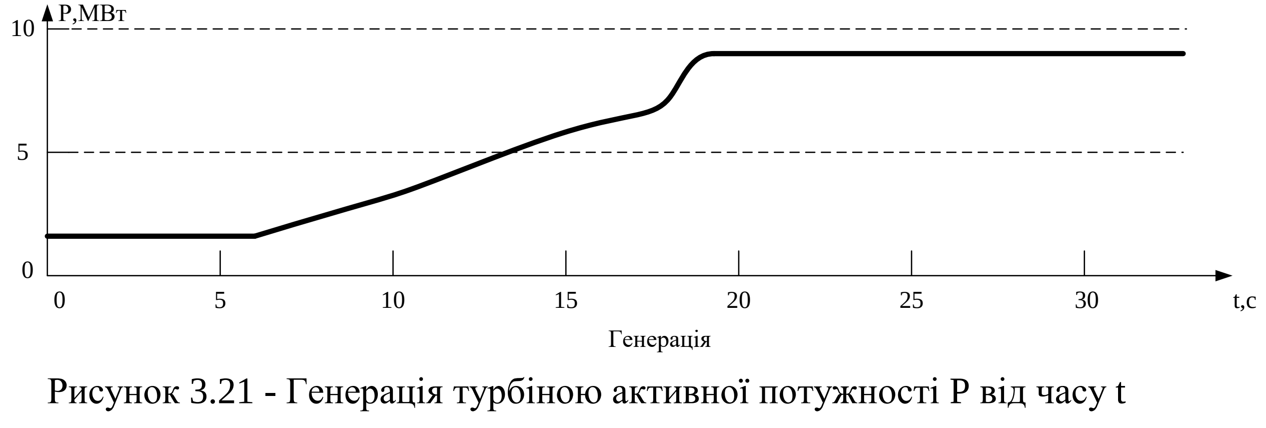


Рисунок 3.21 - Генерація турбіною активної потужності P від часу t

3.2.2 Моделювання однофазного КЗ у системі 10 кВ

Турбіна:

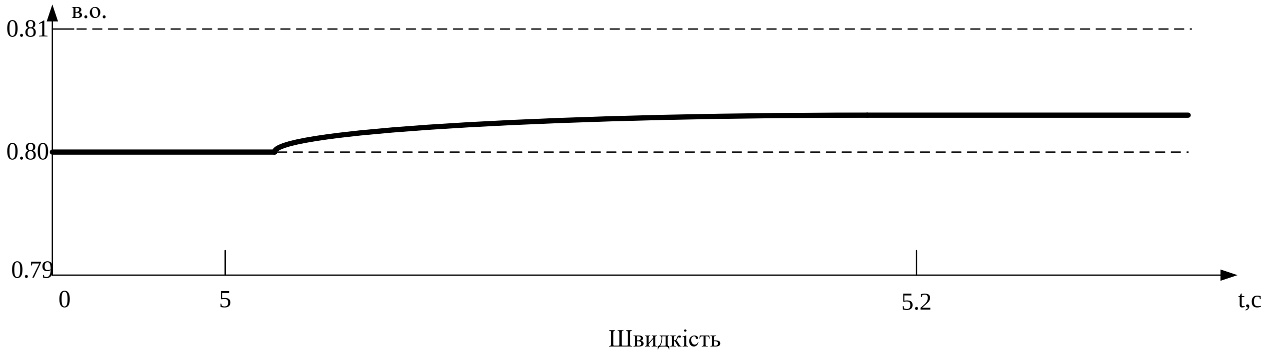


Рисунок 3.22 - Швидкість турбіни від часу t

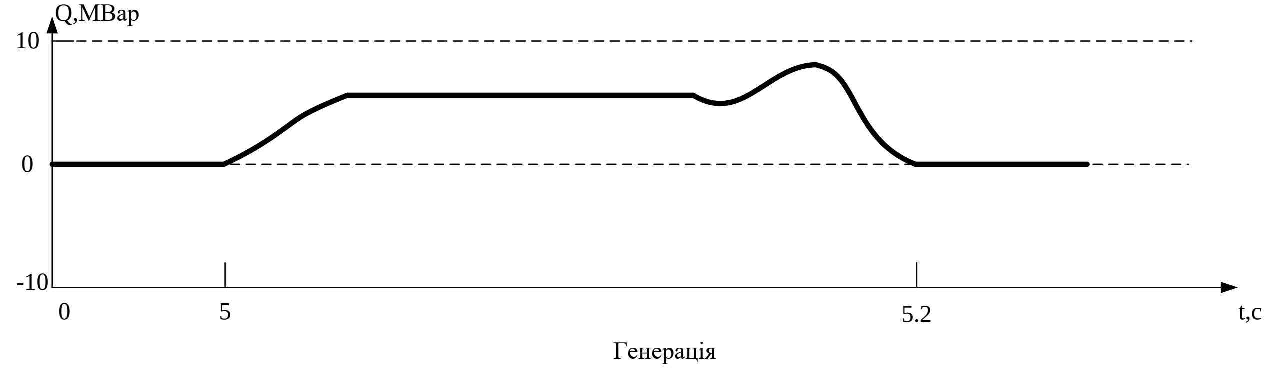


Рисунок 3.23 - Генерація турбіною реактивної потужності Q від часу t

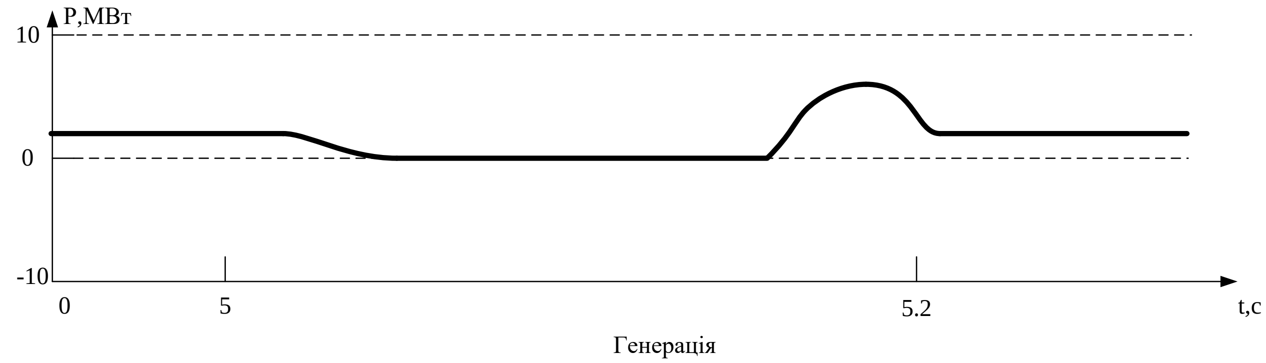


Рисунок 3.24 - Генерація турбіною активної потужності P від часу t

Мережа:

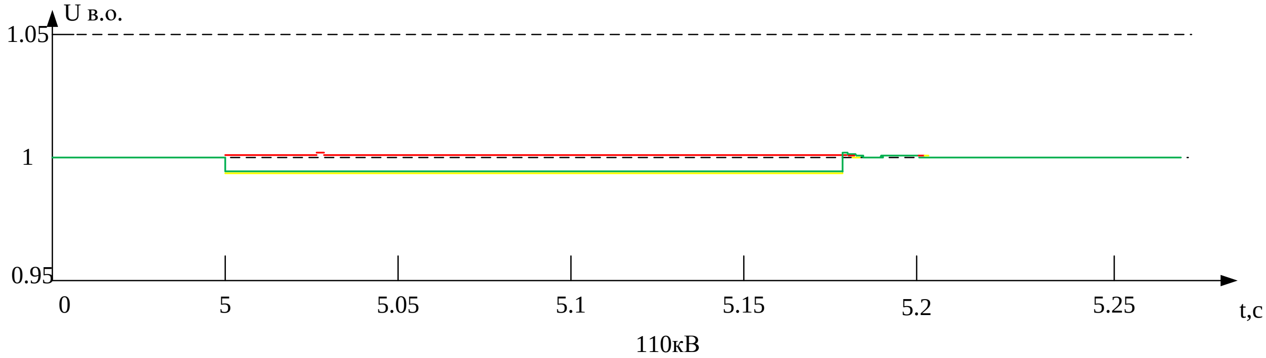


Рисунок 3.25 - Трифазна напруга на лінії 110кВ у в.о. від часу t

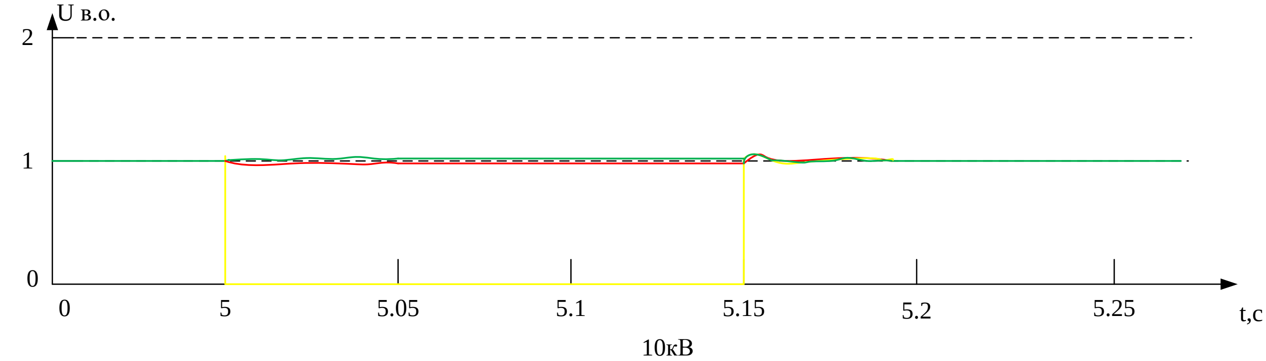


Рисунок 3.26 - Трифазна напруга на лінії 10кВ у в.о. від часу t

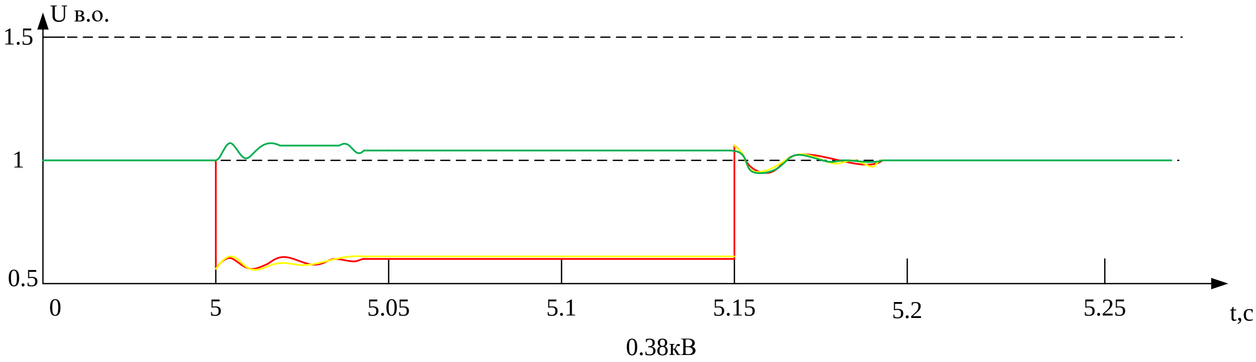


Рисунок 3.27 - Трифазна напруга на лінії 0,38кВ у в.о. від часу t

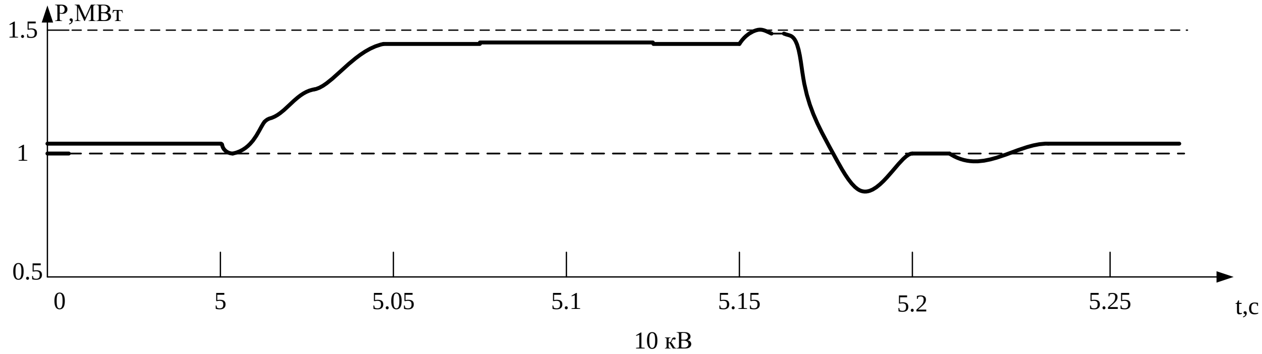


Рисунок 3.28 - активна потужність у мережі P від часу t

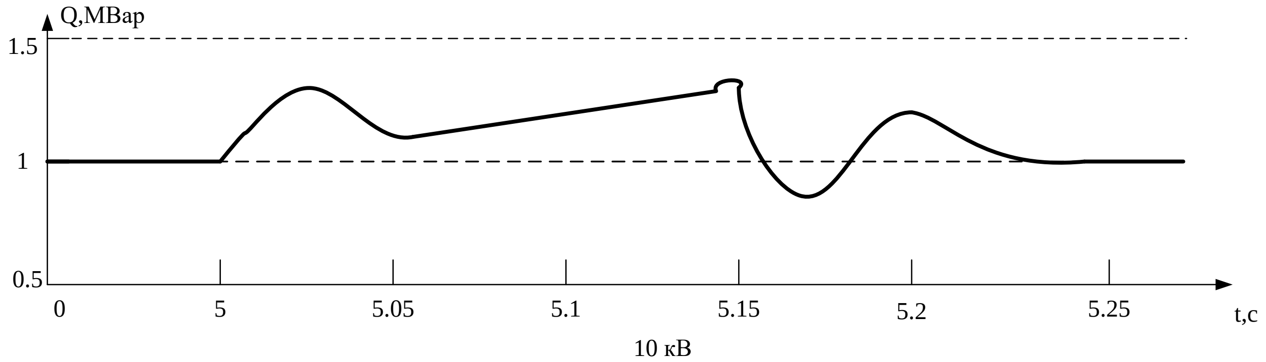


Рисунок 3.29 - реактивна потужність у мережі Q від часу t

Коли ВТ знаходиться в режимі «Регулювання напруги», напруга прямої послідовності на клемах ВТ падає до 0,8в.о. під час збою, що вище порога захисту від зниженої напруги (0,75 в.о.. при> 0,1 с). Тому вітрова електростанція залишається в експлуатації.

3.2.3 Моделювання зниження напруги в системі 110 кВ

Тепер ви побачите вплив падіння напруги в результаті віддаленого збою в системі 110 кВ. Встановлюємо значення шидкості вітру постійним 8 м / с. При t = 5 с запрограмовано падіння напруги на 0,25 в.о., триваюче 1 с .. Відзначимо, що ВЕС виробляє 1,87 МВт. При t = 5 с напруга падає нижче 0,9 в.о., а при t = 5,22 з система захисту відключає установку, так як виявлено знижений напруга тривалістю більше 0,2 с. Струм станції падає до нуля, а швидкість двигуна поступово зменшується, в той час як вітрова електростанція продовжує генерувати енергію на рівні 1,87 МВт. Після відключення станції 1,25 МВт потужності експортується в мережу.

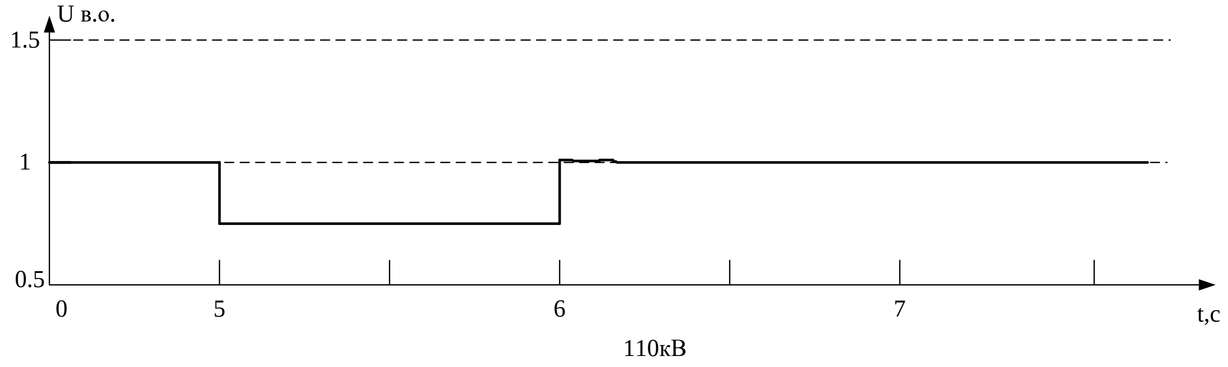


Рисунок 3.30 - Трифазна напруга на лінії 110кВ у в.о. від часу t

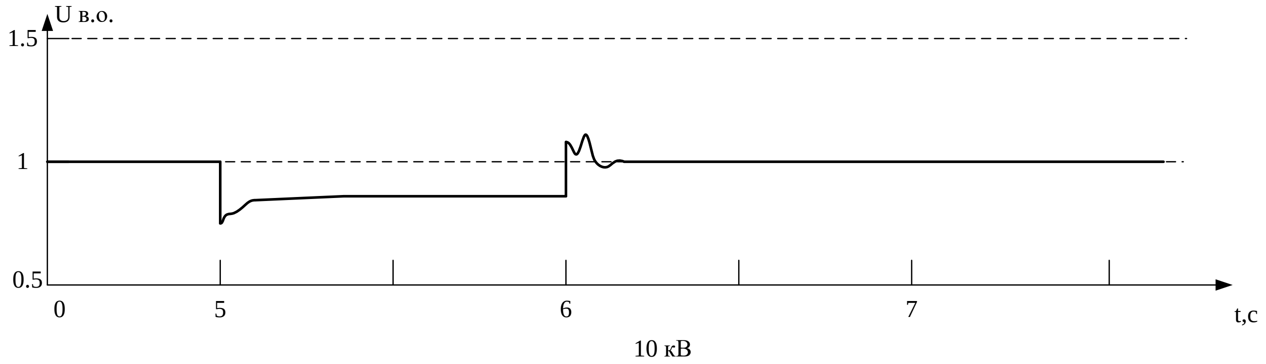


Рисунок 3.31 - Трифазна напруга на лінії 10 кВ у в.о. від часу t

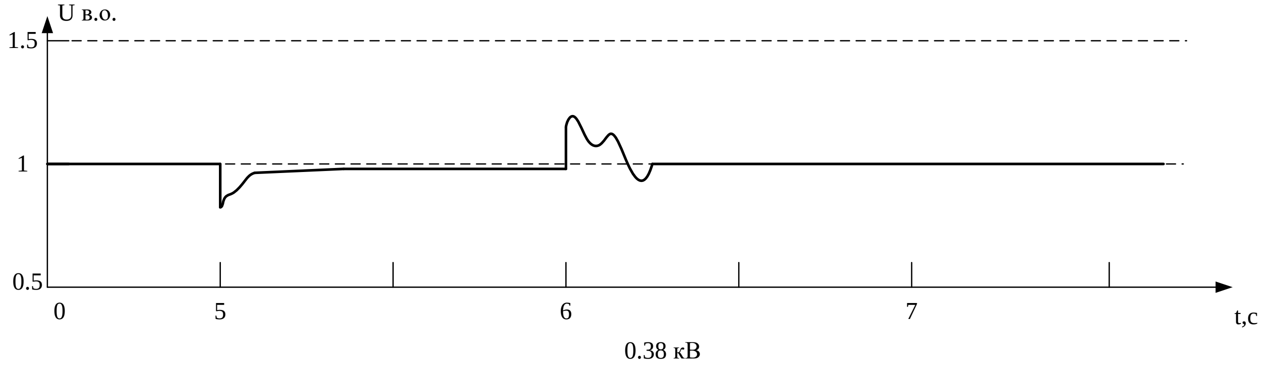


Рисунок 3.32 - Трифазна напруга на лінії 0,38кВ у в.о. від часу t

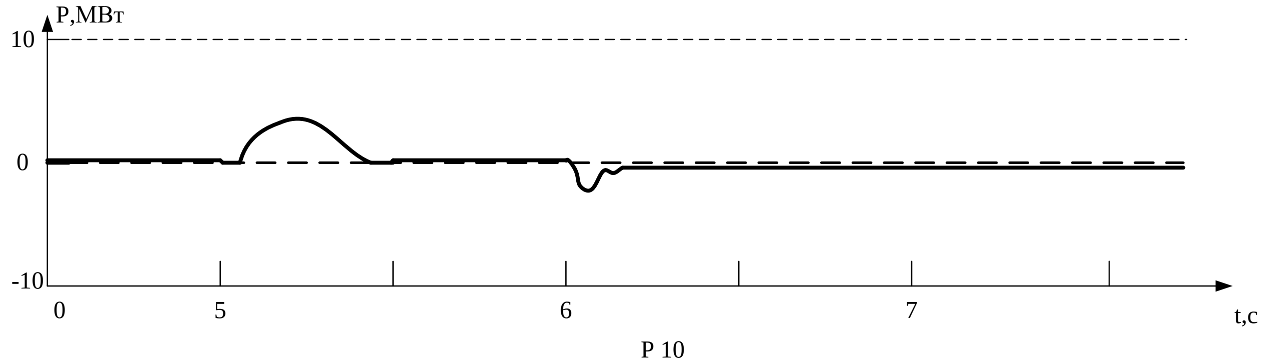


Рисунок 3.33 - активна потужність у мережі P від часу t

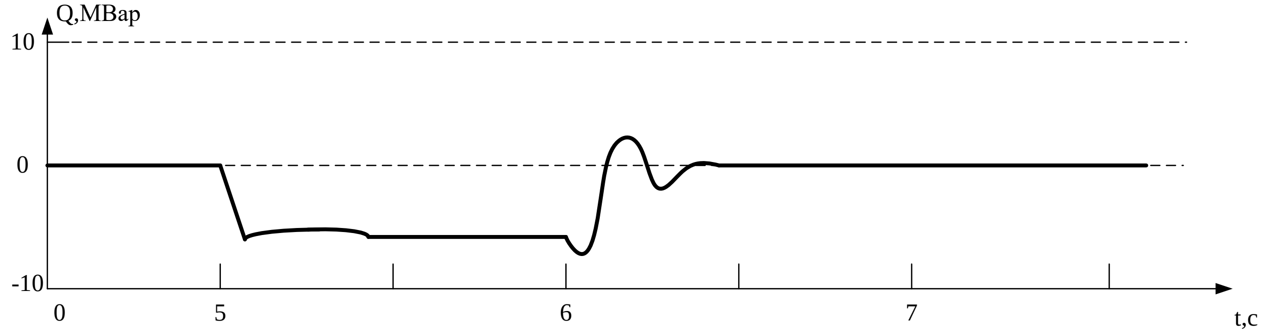


Рисунок 3.34 - реактивна потужність у мережі Q від часу t

Турбіна:

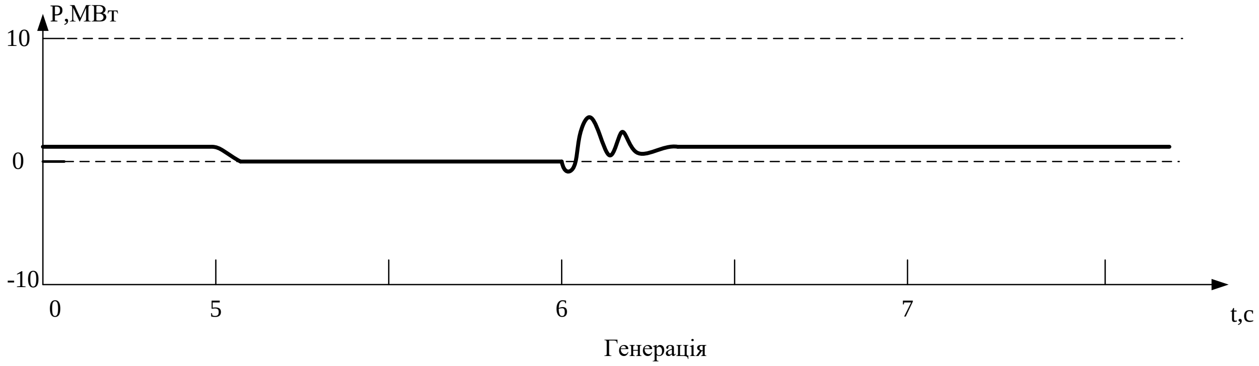


Рисунок 3.35 - Генерація турбіною активної потужності P від часу t

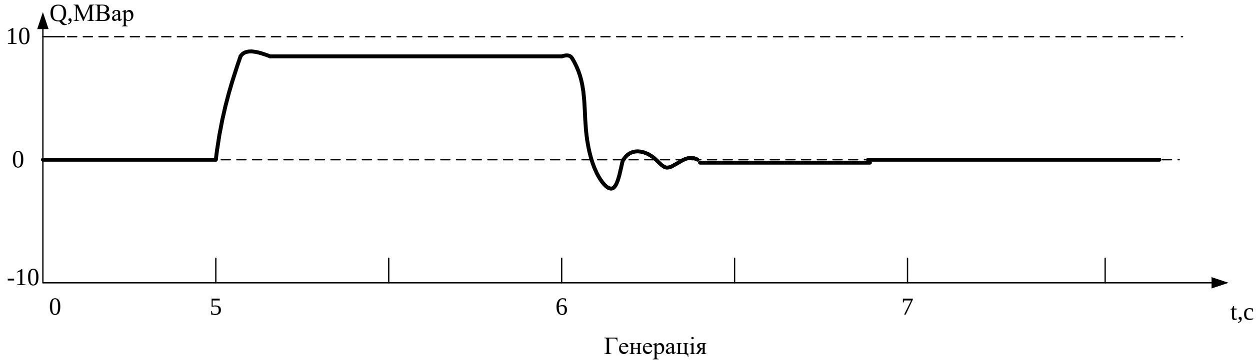


Рисунок 3.36 - Генерація турбіною реактивної потужності Q від часу t

Висновки

Для електричної схеми енергосистеми з ВЕС розроблено математичні моделі окремих елементів та енергосистеми до складу якої входить ВЕС з ІГПП, що забезпечує регулювання реактивної потужності за допомогою силових електронних перетворювачів.

На основі розробленої моделі проведено ряд досліджень, при імітації збуреннях в енергосистемі, для оцінки їх впливу на характер зміни напруги та потужності в системі та на вітровій станції.

ВИСНОВКИ

Виконано аналіз основного обладнання запропонованої ПС . Розроблено схему заміщення та розраховано струми КЗ. За аналізом струму КЗ виконано перевірку встановленого основного обладнання станції. Проведено аналіз конструкцій вітрових турбін, де були зазначені їх особливості конструкцій та область їх використання. Розглянутий енергетичний потенціал ВЕС на території України .

Розглянуто основні методи регулювання напруги та потужності в електричній мережі та ВЕС. Виділено окремо методи регулювання напруги та потужності, які будуть використанні при створенні моделі для досліджень.

Проведено аналіз особливостей регулювання напруги та потужності на ВЕС. Окремо розглянуті пітч- регулювання та регулювання за допомогою перетворювача напруги з аналізом принципових та логічних схем цих методів.

Для електричної схеми енергосистеми з ВЕС розроблено математичні моделі окремих елементів та енергосистеми до складу якої входить ВЕС з ІГПП, що забезпечує регулювання реактивної потужності за допомогою силових електронних перетворювачів. На основі розробленої моделі проведено ряд досліджень, при імітації збуреннях в енергосистемі, для оцінки їх впливу на характер зміни напруги та потужності в системі та на вітровій станції. Використання розробленої моделі показало її ефективність.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Элктрическая чать станций и подстанций / Справочные материалы для курсовых и дипломных робот/ И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев. М.: Энергоатомиздат,1989. 608с.

2. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Учебник для окружающей среды. проф. образования.М .: Академия , 2004.540 с.

3. Європейська асоціація вітроенергетики, енергія вітру - факти, 1-е видання, Лондон, 4 травня 2012 року.

4. ВИМОГИ ДО ВІТРОВИХ ТА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ПРИ ЇХНІЙ РОБОТІ ПАРАЛЕЛЬНО З ОБ'ЄДНАНОЮ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ СИСТЕМОЮ УКРАЇНИ, ДП «НЕК «Укренерго», Київ2017 URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/02/Vymogy-do-VES-ta-SES_2-red_08112017.pdf (дата звернення 15.05.2020)

5.Стаття «В Україні будують 8 вітроелектростанцій потужністю» 1ГВт. Національний промисловий портал . 2018-01-26. URL: https://uprom.info/news/energy/za-tempami-rozvitku-vitrovoyi-energetiki-ukrayina-viperedila-reshtu-krayin-sng/ (дата звернення 16.05.2020)

6. Звіт Всесвітньої ради з вітроенергетики за 2011 рік. URL: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/GWEO_2012_lowRes.pdf (дата звернення 16.05.2020)

7. Герасимов С.Е., А.Г.МеркурьевРегулрование напряжения в распределительных сетях.-С-Пб., Центр подготовки кадров СЗФ АО «ГВЦ Энергетики» 1998 р

8. Сырых М.А., студент; Хорхордин А.В Оптимальная система управления энергообеспечением с использованием ветроэнергетической установки., ГВУЗ «Донецкий национальный технический университет», г. Донецк, Украина УДК 621.311.4: 621.5.033

9. Рожкова Л.Д., Козулин В.С.Эклетрооборужование станций и подстанций.Учебник для техникумов.. 2-е изд., Перераб.-М.: Энергия, 1980.-600С.

10. Веников В.А. и др. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах/ В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев.-М .:Энергоатомиздат, 1985.-216с.

ДОДАТОК А

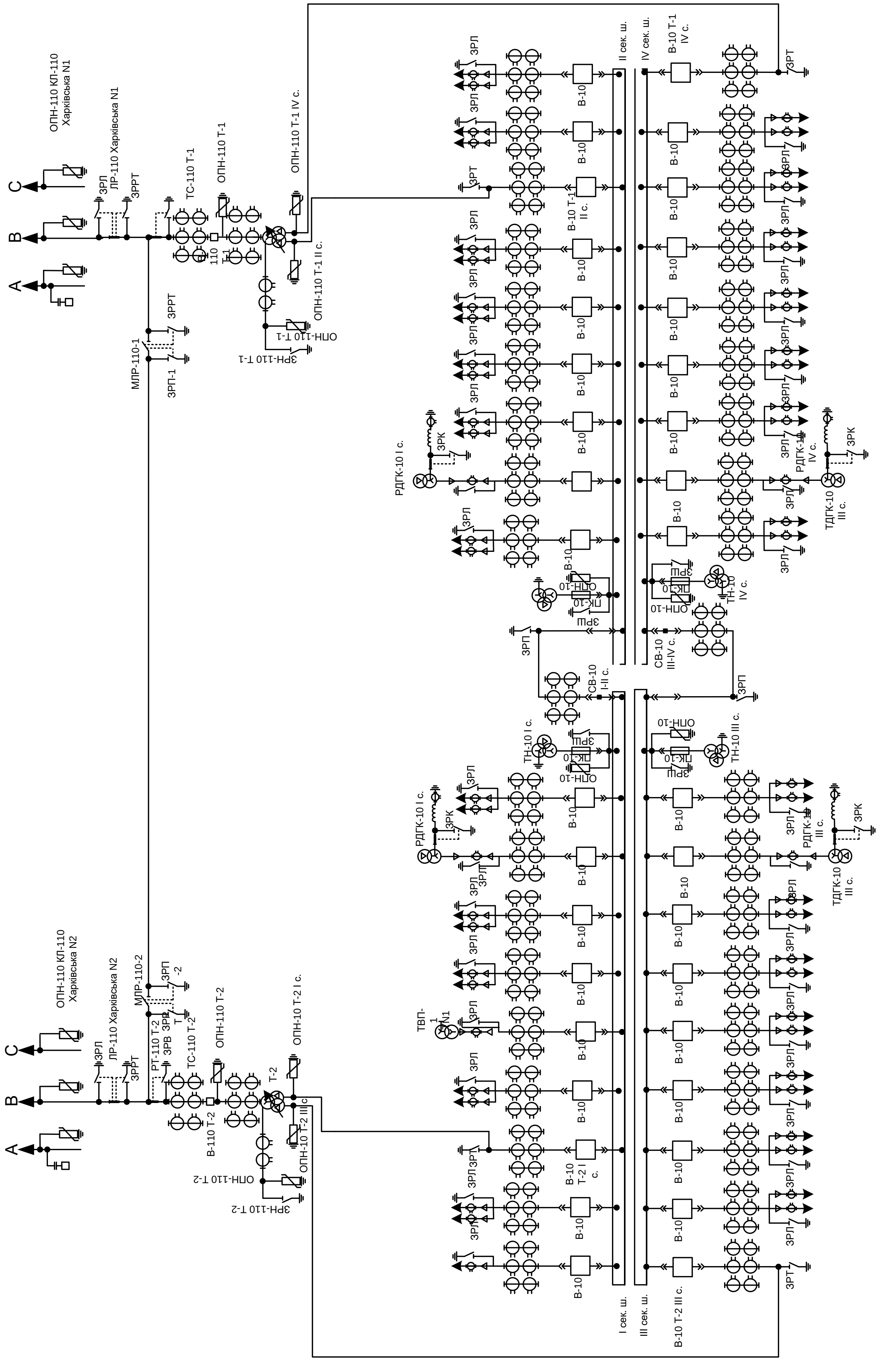


Рисунок А.1 Схема електричних з'єднань ПС 110/10кВ

ДОДАТОК Б

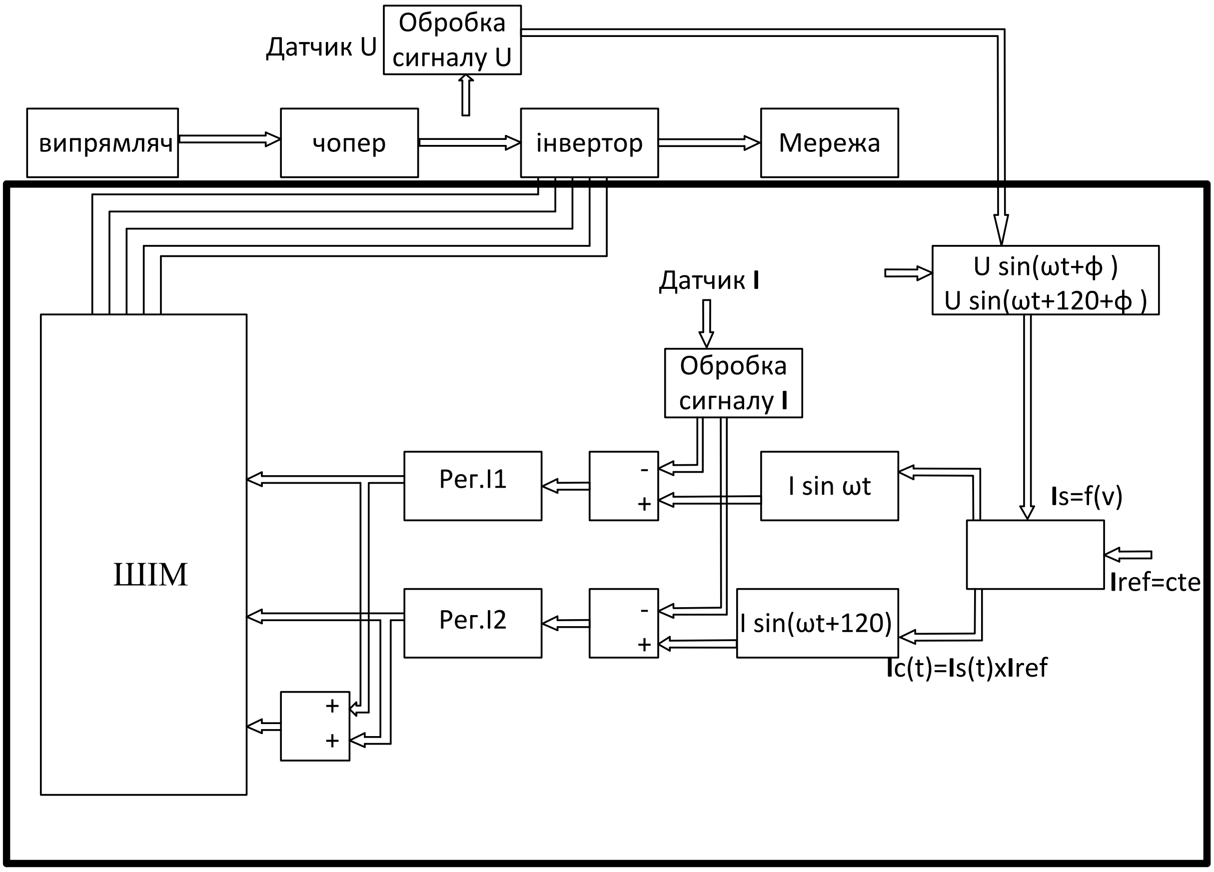


Рисунок Б.1 - Логічна схема системи управління MVC

ДОДАТОК В

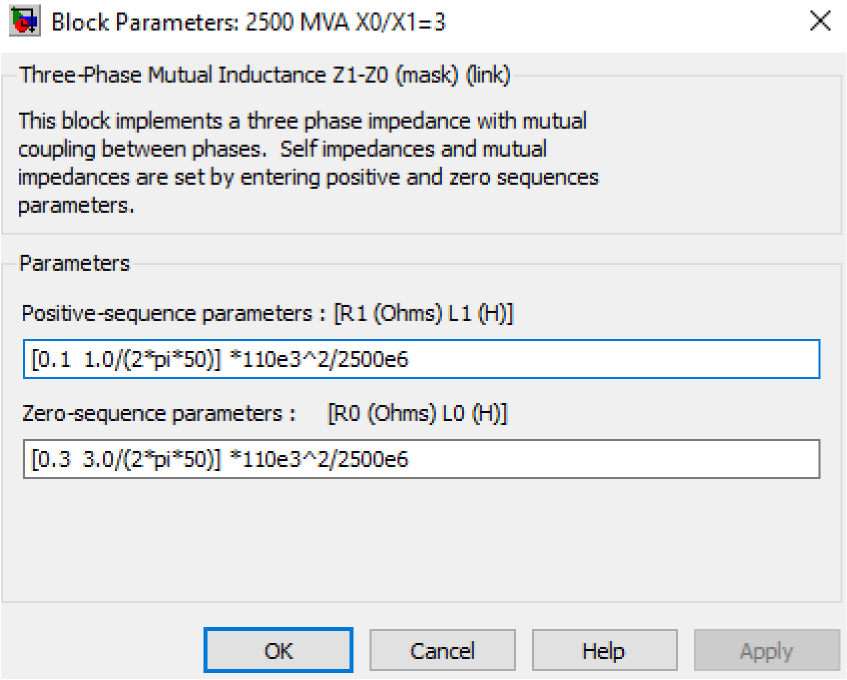


Рисунок В.1 – Блок параметрів трифазної взаємної індукції

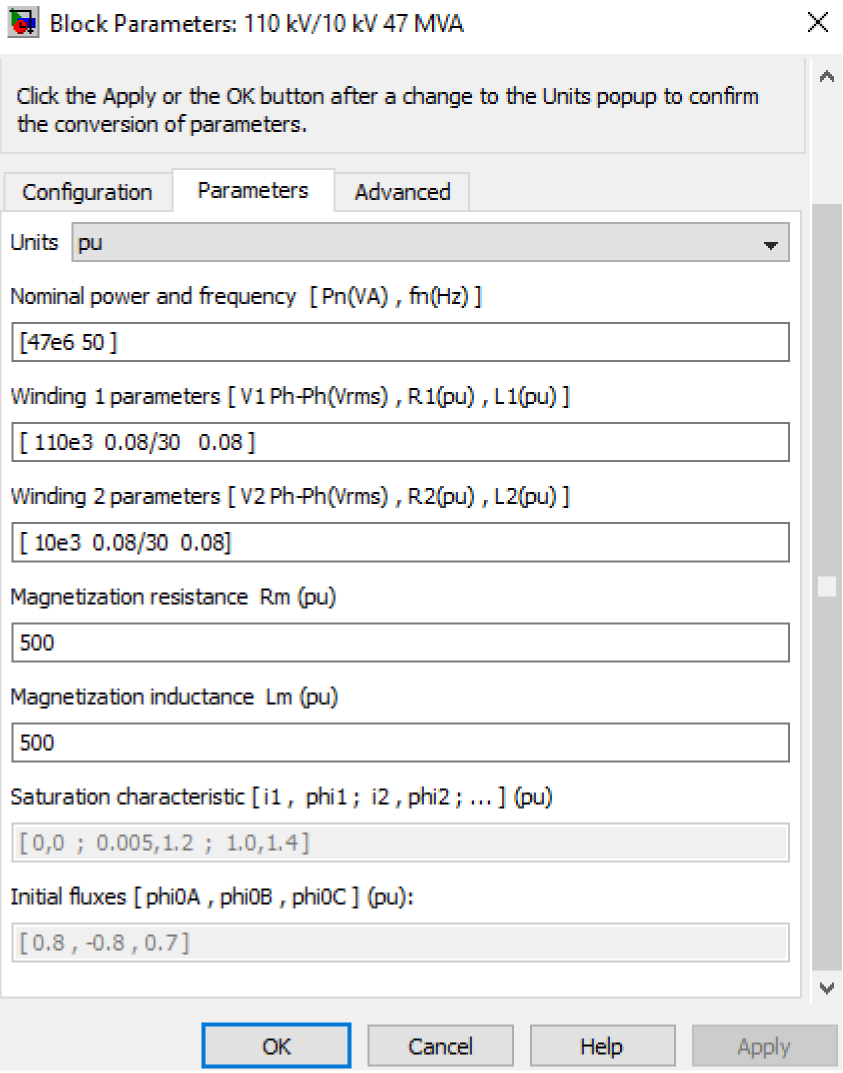


Рисунок В.2 – Блок параметрів трифазного двох-обмоткового трансформатора

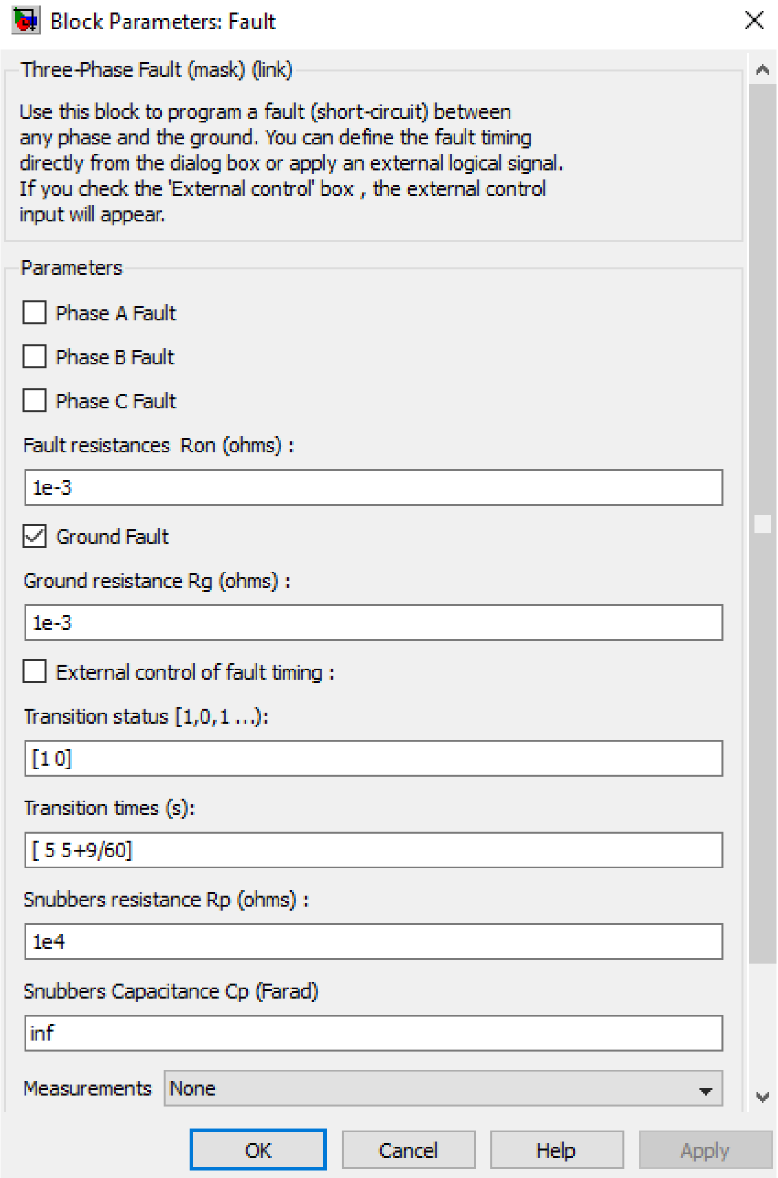


Рисунок В.3 – Блок параметрів імітатора короткого замикання

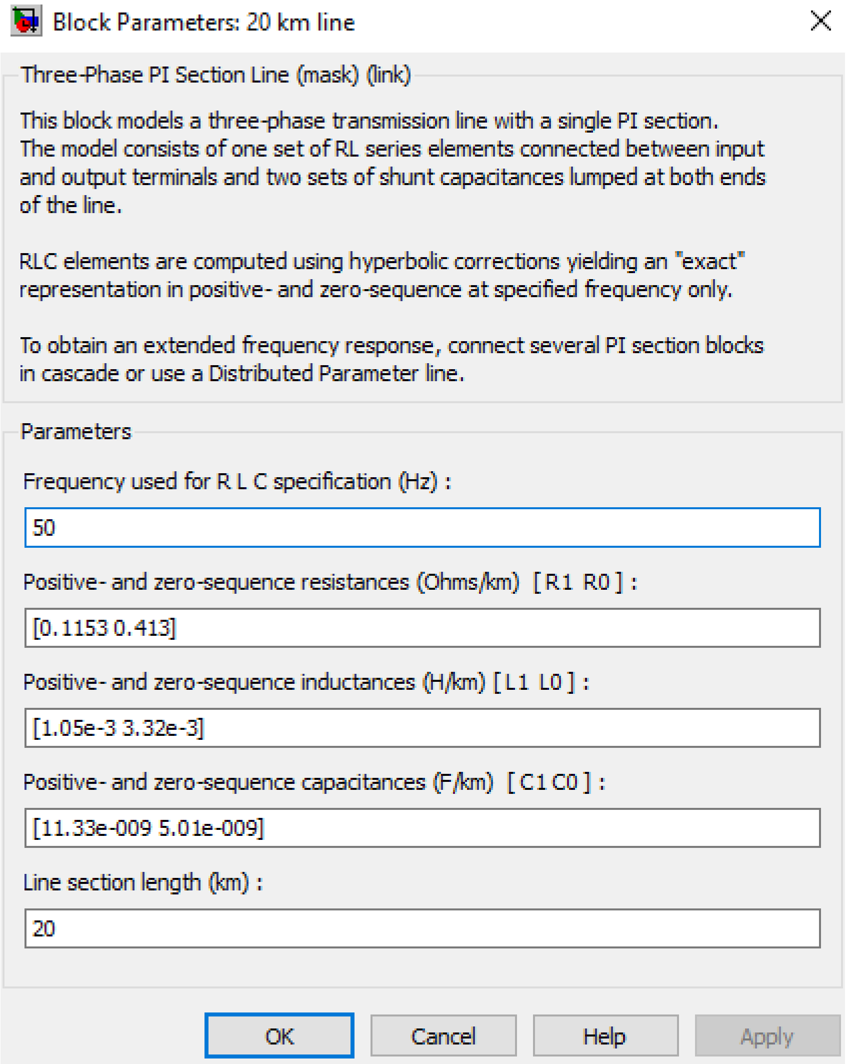


Рисунок В.4 – Блок параметрів імітації лінії

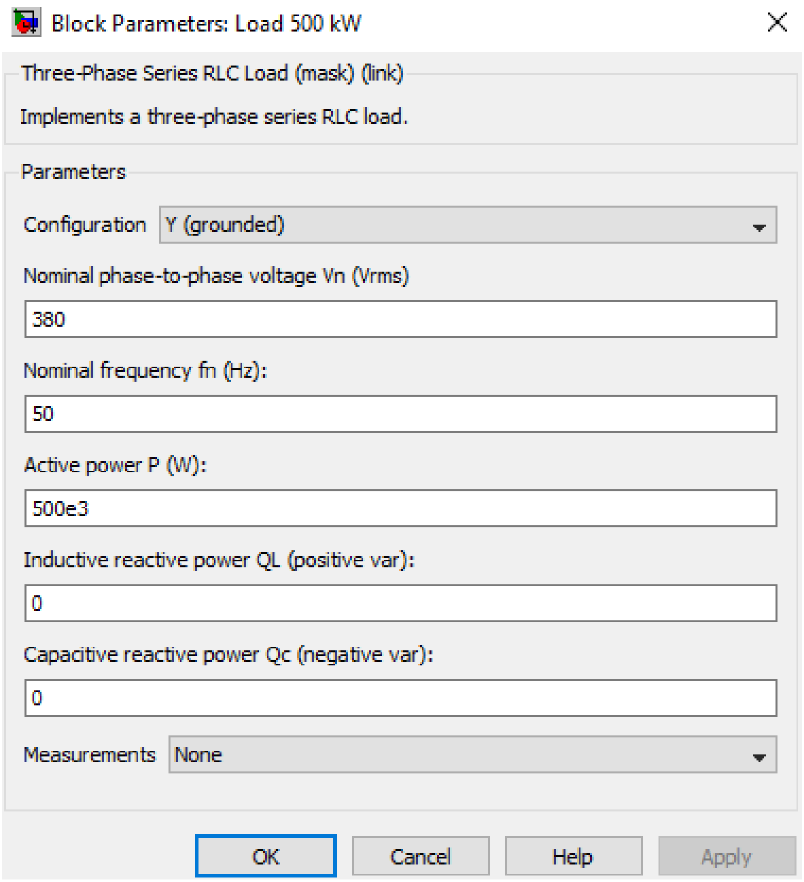


Рисунок В.5 – Блок параметрів трифазного навантаження

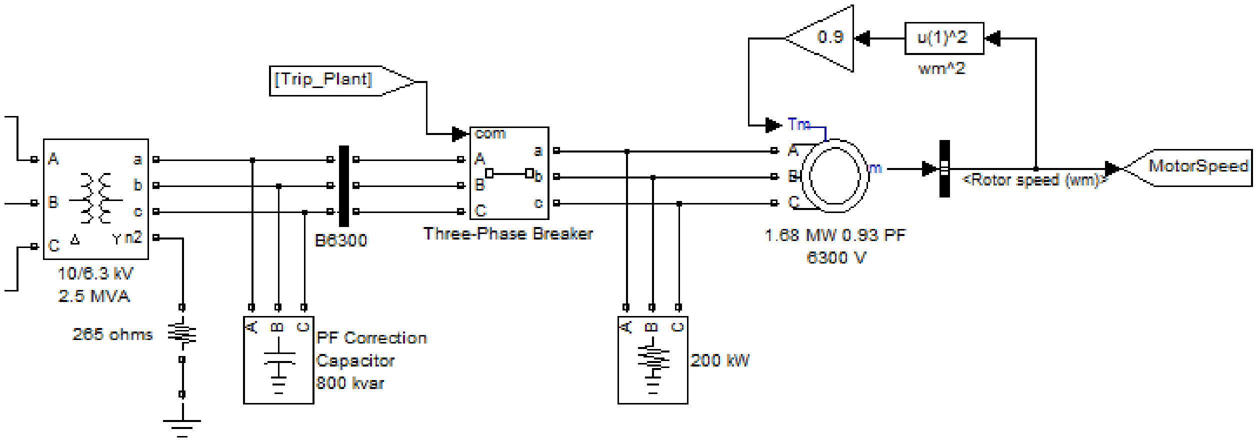


Рисунок В.6 - модель елемента мережі

ДОДАТОК Г

Таблиця Г.1 - параметри блоку ВТ

Pm	Механічна потужність, захоплена вітровою турбіною і передана ротору
Ps	Електрична потужність статора
Pr	Електрична потужність ротора
Pgc	Вихід електроенергії Cgrid
Qs	Вихідна реактивна потужність статора
Qr	Вихідна реактивна потужність ротора
Qgc	Вихідна реактивна потужність Cgrid
Tm	Механічний крутний момент, застосований до ротора
Tem	Електромагнітний крутний момент, накладений генератором на ротор
ωr	Швидкість обертання ротора
ωs	Швидкість обертання магнітного потоку в повітряному зазорі генератора, ця швидкість називається синхронною швидкістю. Вона пропорційна частоті напруги в мережі та кількості полюсів генератора.
J	Комбінований коефіцієнт інерції ротора та вітрогенератора