

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

ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ

(повна назва інституту/факультету)

ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
_____ С. О. Кудря
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ____ ” _____ 2020 р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

спеціалізація «Електричні станції»

на тему: Моделювання та оцінка якості налаштування пристроїв
автоматичного регулювання збудження атомної електростанції потужністю
3000 МВт

Виконав: студент 2(6) курсу, групи ЕТ-91мп
(шифр групи)

ПАЛАМАРЧУК ВОЛОДИМИР ЛЕОНІДОВИЧ

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Науковий керівник ст.викладач, к.т.н. БОЛОТНИЙ М.П.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант охорона праці . професор, д.т.н. ТРЕТЯКОВА Л.Д.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант стартап-проект ст. викладач БАХМАЧУК С.В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

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

Інститут/факультет ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
(повна назва інституту)

Кафедра ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ
(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною (освітньо-науковою) програмою

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва)

спеціалізація «Електричні станції»

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ С. О. Кудря
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ” _____ 2020 р

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Паламарчуку Володимиру Леонідовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації Моделювання та оцінка якості налаштування пристроїв автоматичного регулювання збудження атомної електростанції потужністю 3000 МВт
науковий керівник дисертації Болотний Микола Петрович, ст.викл., к.т.н.,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від « 9 » листопада 2020 р. № 3260-с

2. Строк подання студентом дисертації 18.12.2020

3. Об'єкт дослідження пристрій автоматичного регулювання збудження

4. Предмет дослідження Оцінка якості налаштування пристрою автоматичного регулювання збудження

5. Перелік завдань, які потрібно розробити забезпечити теоретичний фон поточного дослідження; надати інформацію про існуючі методи оцінки якості налаштування пристрою автоматичного регулювання збудження; на основі запропонованої схеми провести експериментальні розрахунки для оцінки якості налаштування пристрою автоматичного регулювання збудження

6. Орієнтовний перелік ілюстративного матеріалу _____

Цифрова модель енергосистеми

Вплив системи автоматичного регулювання збудження на

електромеханічні перехідні процеси

Моделювання системи автоматичного регулювання збудження

синхронного

генератора

Оцінка якості налаштування пристроїв АРЗ сильної дії синхронних

генераторів

Схема електричних з'єднань ВРУ-110/330/750 кВ

Рентабельність та період окупності проекту

7. Орієнтовний перелік публікацій 1. //Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів “Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики”

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Стартап-проект	Бахмачук С.В., старший викладач		
Охорона праці	Третьякова Л.Д., професор		

9. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Пошук теоретичного матеріалу	04.10.2020 – 11.10.2020	
2	Аналіз теоретичного матеріалу	12.10.2020 – 27.10.2020	
3	Побудова	27.10.2020 – 20.11.2020	
4	Проведення експериментальних розрахунків	21.11.2020– 27.11.2020	
5	Оформлення отриманих результатів	28.11.2020 – 04.12.2020	
6	Оформлення технічних креслень	05.12.2020 – 10.12.2020	

Студент

(підпис)

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 138 сторінках формату А4, яка включає в себе 53 малюнків, 36 таблиць, 61 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 6 аркушів технічних креслень форматом А1.

В магістерській дисертації розглядається питання оцінки якості налаштування параметрів пристрою автоматичного регулювання збудження синхронного генератора атомної електростанції потужністю 3000 МВт. Запропонований алгоритм налаштування параметрів пристрою автоматичного регулювання збудження синхронного генератора. На основі запропонованого алгоритму налаштування параметрів пристрою автоматичного регулювання збудження синхронного генератора були проведені експериментальні розрахунки для оцінки якості налаштування параметрів пристрою автоматичного регулювання збудження синхронного генератора за результатами моделювання системи автоматичного регулювання збудження синхронного генератора.

Актуальність роботи. На даний момент електроенергетична галузь України характеризується високим рівнем зносу електроенергетичного обладнання, що використовується для виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, основна частина якого введена в експлуатацію в 1960-1970-х роках минулого століття, а спроектована за нормами 1950-х років.

В даний час в енергосистемі України відбувається активна модернізація систем збудження генераторів. У зв'язку з цим виникає задача вибору нових налаштувань регуляторів збудження різного типу, що забезпечують ефективне демпфірування електромеханічних коливань. Модернізація обумовлена як фізичним зношенням, так і моральним старінням обладнання систем збудження.

Для збільшення швидкодії систем збудження регулятори збудження попередніх поколінь замінюються сучасними цифровими регуляторами збудження на базі мікропроцесорної техніки. У зв'язку з цим ставиться задача вибору нових налаштувань регуляторів збудження. Налаштування автоматичного регулювання збудження (АРЗ) повинні забезпечувати демпфірування електромеханічних коливань, що виникають при різних експлуатаційних режимах і аварійних збуреннях в електроенергетичній системі.

Таким чином, існує тенденція до ускладнення моделей електроенергетичної системи, що призводить до труднощів, а іноді, і до неможливості використання стандартних засобів оптимізації динамічних систем.

Впровадження алгоритму налаштування параметрів пристрою автоматичного регулювання збудження синхронного генератора полегшило працю експлуатаційного персоналу, підвищило ефективність керування режимом і вірогідність оцінки стану підсистеми електроенергетичної системи, усунуло багато помилок персоналу.

Метою магістерської дисертації є оцінка якості налаштування параметрів пристрою автоматичного регулювання збудження синхронного генератора атомної електростанції потужністю 3000 МВт. Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

1. Забезпечити теоретичний фон поточного дослідження.
2. Надати інформацію про існуючі методи оцінки якості налаштування параметрів пристрою автоматичного регулювання збудження синхронного генератора.
3. На основі запропонованого алгоритму налаштування параметрів пристрою автоматичного регулювання збудження синхронного генератора провести експериментальні розрахунки для оцінки якості

перехідного процесу в ЕЕС за результатами моделювання системи автоматичного регулювання збудження синхронного генератора.

Об’єкт дослідження. Пристрій автоматичного регулювання збудження синхронного генератора.

Предмет дослідження. Оцінка якості налаштування параметрів пристрою автоматичного регулювання збудження синхронного генератора.

Методи дослідження. Поставлені завдання вирішувалися із застосуванням методів чисельного моделювання. Для вирішення теоретичних завдань використовувалися методи теорії ідентифікації, теорії оптимального управління. Чисельні експерименти проводилися з використанням програмного середовища Matlab / Simulink® та DlgSILENT PowerFactory.

Наукова новизна результатів. Для оцінки якості налаштування пристроїв автоматичного регулювання збудження запропоновано алгоритм налаштування параметрів пристрою автоматичного регулювання збудження синхронного генератора, який ґрунтується на використанні результатів поточного контролю параметрів режиму роботи підсистеми ЕЕС. На відміну від існуючих методів ґрунтується на обробці інформації шляхом використання сукупності методів оптимізації та дозволяє за результатами моделювання системи автоматичного регулювання збудження синхронного генератора дати рекомендацію щодо подальшої експлуатації підсистеми ЕЕС.

Публікації за тематикою досліджень.

1. Паламарчук В.Л., Болотний М.П. Моделювання системи автоматичного регулювання збудження синхронного генератора // Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів “Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики”, 2020

Система збудження, АРЗ, АТОМНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ДИНАМІЧНА СТІЙКІСТЬ,

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 138 pages of A4 format, which includes 53 figures, 36 tables, 61 sources of references. The graphic part contains 6 sheets of technical drawings in A1 format.

In the master's dissertation the question of estimation of quality of adjustment of parameters of the device of automatic regulation of excitation of the synchronous generator of nuclear power plant with a power of 3000 MW is considered. The algorithm of adjustment of parameters of the device of automatic regulation of excitation of the synchronous generator is offered. Based on the proposed algorithm for adjusting the parameters of the automatic excitation control device of the synchronous generator, experimental calculations were performed to assess the quality of adjusting the parameters of the automatic excitation control device of the synchronous generator based on the simulation of the automatic excitation control system of the synchronous generator.

Relevance of work. At present, Ukraine's electricity industry is characterized by a high level of wear and tear of electricity equipment used for the production, transmission and distribution of electricity, most of which was commissioned in the 1960s and 1970s and designed according to the norms of the 1950s.

Currently, the power system of Ukraine is actively modernizing the excitation systems of generators. In this regard, there is a problem of choosing new settings of excitation regulators of different types that provide effective damping of electromechanical oscillations. Modernization is due to both physical wear and tear and obsolescence of equipment excitation systems.

To increase the speed of excitation systems, excitation regulators of previous generations are replaced by modern digital excitation regulators based on microprocessor technology. In this regard, the task of selecting new settings for

excitation regulators. The settings of automatic excitation control (AEC) must provide damping of electromechanical oscillations that occur during different operating modes and emergency disturbances in the power system.

Thus, there is a tendency to complicate the models of the power system, which leads to difficulties, and sometimes to the impossibility of using standard means of optimizing dynamic systems.

The introduction of the algorithm for adjusting the parameters of the automatic excitation control device of the synchronous generator facilitated the work of operating personnel, increased the efficiency of mode control and the probability of assessing the state of the power system subsystem, eliminated many staff errors.

The purpose of the master's dissertation is to assess the quality of setting the parameters of the device for automatic regulation of excitation of a synchronous generator of a nuclear power plant with a capacity of 3000 MW. To achieve this goal it is necessary to solve the following tasks:

1. Provide a theoretical background for the current study.
2. Provide information on existing methods for assessing the quality of setting the parameters of the device for automatic regulation of excitation of a synchronous generator.
3. On the basis of the offered algorithm of adjustment of parameters of the device of automatic regulation of excitation of the synchronous generator to carry out experimental calculations for an estimation of quality of transient process in UES by results of modeling of system of automatic regulation of excitation of the synchronous generator.

Object of study. Device for automatic regulation of excitation of synchronous generator.

Subject of study. Evaluation of quality of adjustment of parameters of the device of automatic regulation of excitation of the synchronous generator.

Research methods. The tasks were solved using numerical simulation methods. To solve theoretical problems used the methods of identification theory, the theory of optimal control. Numerical experiments were performed using Matlab / Simulink® and DlgSILENT PowerFactory software.

Scientific novelty of the results. To assess the quality of adjustment of automatic excitation control devices, an algorithm for adjusting the parameters of the automatic excitation control device of a synchronous generator is proposed, which is based on the use of the results of current control of the operating parameters of the EES subsystem. Unlike existing methods, it is based on information processing by using a set of optimization methods and allows the results of modeling the system of automatic control of excitation of a synchronous generator to give a recommendation for further operation of the EES subsystem.

Publications on research topics.

1. Palamarchuk V.L., Bolotny M.P. Modeling of the system of automatic regulation of excitation of a synchronous generator // International scientific and technical journal of young scientists, graduate students and students "Modern problems of electric power engineering and automation", 2020

Excitation system, ARZ, NUCLEAR POWER PLANT, DYNAMIC STABILITY,

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРЕЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	10
ВСТУП	Ошибка! Закладка не определена.

РОЗДІЛ 1. ВИБІР СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ АЕС ТА ЇЇ ЕЛЕМЕНТІВ. УМОВИ
ФУНКЦІОНУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ СУЧАСНИХ ЕЕС **Ошибка! Закладка
не определена.**2

1.1. Структурна схема і схема електричних з'єднань станції 12

1.2. Вибір силового електрообладнання АЕС **Ошибка! Закладка не
определена.**4

1.2.1. Вибір генератора блоку **Ошибка! Закладка не определена.**4

1.2.2. Вибір блокових підвищувальних трансформаторів **Ошибка! Закладка не
определена.**8

1.2.3. Вибір автотрансформаторів зв'язку **Ошибка! Закладка не определена.**

1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів **Ошибка! Закладка не
определена.**5

1.4. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв 30

1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ 30

1.4.2. Вибір електричної схеми КРП 330 кВ та 750 кВ 30

1.5. Схема електропостачання власних потреб **Ошибка! Закладка не
определена.**2

1.5.1. Характеристика споживачів власних потреб АЕС **Ошибка! Закладка не
определена.**2

1.5.2. Мережі джерел живлення споживачів власних потреб АЕС **Ошибка!
Закладка не определена.**4

1.5.3. Вибір робочих і резервних трансформаторів власних потреб 35

1.6. Аналіз сучасного стану основного обладнання електроенергетичних систем
..... 41

Висновки до першого розділу 43

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ НАЛАШТУВАННЯ
ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ АРЗ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА ... **Ошибка!**
Закладка не определена.4

2.1. Модель автоматического регулятора возбуждения АРЗ-СДП1	44
2.2. Методи налаштування АРЗ-СДП1. .. Ошибка! Закладка не определена.	7
2.3. Зарубіжні регулятори збудження	50
2.4. Система збудження типу ST1C	Ошибка! Закладка не определена. 2
2.5 Системний стабілізатор типу PSS1A	53
Висновки до другого розділу	54

РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО
РЕГУЛЮВАННЯ ЗБУДЖЕННЯ НА ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ
ПРОЦЕСИ ПРИ КОРОТКОМУ ЗАМИКАННІ НА ЛІНІЇ ЗВ'ЯЗКУ З
СИСТЕМОЮ..... 55

3.1. Підготовка цифрової моделі енергосистеми	55
3.2. Вибір розрахункових умов	56
3.3. Виконання перевірочних розрахунків.....	57
3.4. Оцінка параметрів настройки АРЗ сильної дії синхронних генераторів ..	58
3.5 Дослідження електромеханічних перехідних процесів в DIgSILENT Power Factory	59
Висновки до третього розділу	76

РОЗДІЛ 4. ВИЗНАЧЕННЯ УСТАНОВОК ПРИСТРОЇВ АВТОМАТИЧНОГО
РЕГУЛЮВАННЯ ЗБУДЖЕННЯ78

4.1 Поняття H_{∞} норми	78
4.1.2 Стандартна проблема побудови регулятора за допомогою H_{∞} норми	79
4.2.1 Визначення установок АРВ СДП1 на прикладі одномашинної системи	81
4.2.2 Визначення установок АРВ СДП1 на прикладі багатомашинної системи	85
4.4 Визначення початкових установок PSS за допомогою μ синтезу	89
4.4.1 Визначення початкових установок PSS на прикладі одномашинної моделі	90
4.4.2 Визначення початкових установок PSS на прикладі багатомашинної моделі	98
4.5 Структура системи автоматичного визначення параметрів пристроїв регулювання збудження	102

Висновки до четвертого розділу	104
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	105
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ автоматичного регулятора збудження	106
Вступ	106
5.1. Технічні характеристики устаткування	106
5.2. Аналіз умов праці.....	107
5.3. Аналіз небезпечних і шкідливих чинників.....	Ошибка! Закладка не определена. 109
5.4. Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці	111
5.5. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	115
5.6. Аналіз надзвичайних ситуацій і заходи їх запобігання	117
Висновок до п'ятого розділу	Ошибка! Закладка не определена. 120
РОЗДІЛ 6. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	121
Вступ	121
6.1. Опис ідеї технології	121
6.2. Визначення техніко-економічних характеристик ідеї	124
6.3. Технологічний аудит ідеї проекту	126
6.4. SWOT- аналіз стартап-проекту	131
Висновок до шостого розділу	131
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	Ошибка! Закладка не определена. 33

ПЕРЕЛІК СКОРЕЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

АЕС – атомна електрична станція

ГЦН – головний циркуляційний насос

ЛЕП – лінія електропередачі

РП – розподільчий пристрій

РПН – регулювання напруги під навантаженням

АТ –автотрансформатор

Г – генератор

Т –трансформатор

ЩЗВ –шинноз'єднувальний вимикач

ОВ –обхідний вимикач

КРП –комплектно розподільчий пристрій

ВП –власні потреби

СУЗ –система управління і захисту реактор

АБ –аккумуляторна батарея

ДГ –дизель-генератор

АІ –автоматичнийінвертор

АБП –агрегат безперебійногоживлення

ТВП – трансформатор власних потреб

РТВП –резервний трансформатор власних потреб

ОЕС –об'єднанаенергосистема

ТЕС – теплова електростанція

ВПН –відкритий розподільний пристрій

АВР – автоматичне введення резерву

КЗ – коротке замикання

ВСТУП

Магістерська дисертація – заключний етап підготовки майбутніх магістрів. До магістерської дисертації входять наступні розділи:

1. Вибір структурної схеми аес та її елементів. умови функціонування обладнання сучасних еес.

2. Аналіз існуючих методів налаштування параметрів системи арз синхронного генератора.

3. Дослідження впливу системи автоматичного регулювання збудження на електромеханічні перехідні процеси при короткому замиканні на лінії зв'язку з системою.

4. Визначення установок пристроїв автоматичного регулювання збудження.

5. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації трансформатора напругою 330кв.

6. Розроблення стартап-проекту.

Схема трансформаторних з'єднань між генераторами і розподільчими пристроями основних напруг називається структурною схемою. Вона показує розподіл генераторів між РП різних напруг і зв'язки між РП. В головній електричній схемі виділяють електричну схему власних потреб (ВП) станції.

Структурну схему електричної частини електростанції необхідно вибирати на основі техніко-економічних варіантів розрахунків.

РОЗДІЛ 1. ВИБІР СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ АЕС ТА ЇЇ ЕЛЕМЕНТІВ. УМОВИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ СУЧАСНИХ ЕЕС

1.1. Структурна схема і схема електричних з'єднань станції

Головна схема електричних з'єднань електростанцій і схему власних потреб впливає на такі показники електростанції: економічність, надійність, ремонтпридатність і тд. Генератори електричної станції нерозривно пов'язані з енергосистемою через трансформатори, що підвищують електроенергію та ЛЕП.

Головна схема електричних з'єднань проекрованої електричної станції повинна в сукупності мати якість для безперебійного живлення споживачів, безпеку обслуговування та економічність установки.

Від якості успадкування залежить надійність роботи схеми. Гнучкість схеми визначає можливість проводити різні перемикання для ревізії або ремонту окремого успадкування без перерви живлення споживачів. Схему необхідно спроектувати так, щоб отримати оптимальний варіант по надійності, гнучкості та вартості.

Приймаємо потужність АЕС на рівні 3000 МВт і відповідно до цієї потужності передбачаємо встановлення чотирьох енергоблоків потужністю 1000 МВт. Енергоблок потужністю 1000 МВт являє собою моноблок який складається: з ядерної парогенеруючої установки з реактором типу ВВЕР-1000, тепла потужність якої 3000 МВт; парової турбіни типу К-1000-60/3000 потужністю 1000 МВт та числом обертів 3000 об./хв; генератору типу ТВВ-1000-2У3 напругою 24 кВ, а також станційних систем, що забезпечують роботу блоку.

Технологічна схема кожного енергоблоку є двоконтурною. Перший контур схеми є радіоактивний. До його складу входить реактор типу ВВЕР-1000 та чотири циркуляційні петлі, що складаються з ГЦН, парогенераторів та компенсаторів тиску, трубопроводів із засувками й захисних систем.

Другий є нерадіоактивним (трубопроводи живильної води й пару, парові турбіни та регенеративні водоживильні установки для них).

Проектом передбачена видача потужності і зв'язок АЕС з енергосистемою на трьох класах напруг 110 кВ, 330 кВ та 750 кВ. Потужність електростанції становить 95 % від повної потужності (5 % потужності йдуть на власні потреби станції):

$$P_{\text{від.}} = 0,95 \cdot P_{\text{вст.}} = 2850 \text{ (МВт)} \quad (1.1)$$

Потужність, що видається необхідно розподілити на три ВРП:

ВРП 750 кВ:

$$\begin{aligned} P_{\text{ВРП-750}} &= (0,65 \div 0,8) \cdot P_{\text{від.}}, \text{ приймаємо} \\ P_{\text{ВРП-750}} &= 2052 \text{ (МВт)} \end{aligned} \quad (1.2)$$

ВРП 330 кВ:

$$\begin{aligned} P_{\text{ВРП-330}} &= (0,25 \div 0,4) \cdot P_{\text{від.}}, \text{ приймаємо} \\ P_{\text{ВРП-330}} &= 704 \text{ (МВт)} \end{aligned} \quad (1.3)$$

ВРП 110 кВ:

$$\begin{aligned} P_{\text{ВРП-110}} &= P_{\text{від.}} - P_{\text{ВРП-750}} - P_{\text{ВРП-330}}, \text{ приймаємо} \\ P_{\text{ВРП-110}} &= 94 \text{ (МВт)} \end{aligned} \quad (1.4)$$

Для вибору оптимальної схеми розподілу енергоблоків, розглянемо і проведемо порівняння три наступних варіантів:

- до шин 330 кВ приєднано один енергоблок потужністю 1000 МВт, а до шин 750 кВ приєднані два блоки по 1000 МВт кожний;
- до шин 330 кВ приєднано два енергоблоки потужністю 1000 МВт, а до шин 750 кВ приєднані один блок 1000 МВт;

Зв'язок між розподільчими пристроями ВРП – 750 кВ, ВРП – 330 кВ та ВРП – 110 кВ передбачено за допомогою автотрансформаторів зв'язку. Кількість та потужність АТ визначається по балансу потужностей та перетоків між розподільчими пристроями.

Для проведення техніко-економічного порівняння і вибору найбільш

оптимального варіанту, необхідно вибрати основне обладнання для кожної із схем і попередньо розрахувавши баланс потужностей.

Структурні схеми трьох варіантів представлені на Рисунок 1.1, Рисунок 1.2 та 1.3, де показані генератори Г, блокові трансформатори Т, розподільчі установки вищої напруги ВРП, автотрансформатори зв'язку АТ.

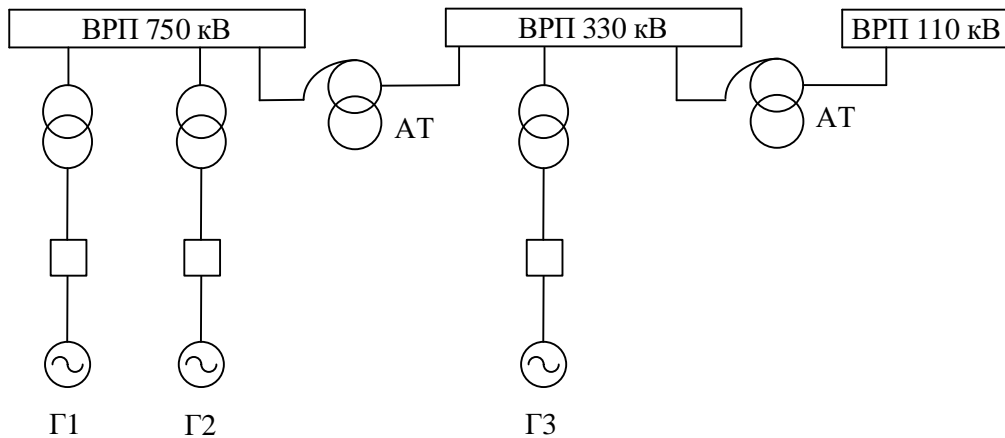


Рисунок 1.1. - Структурна схема АЕС (варіант 1)

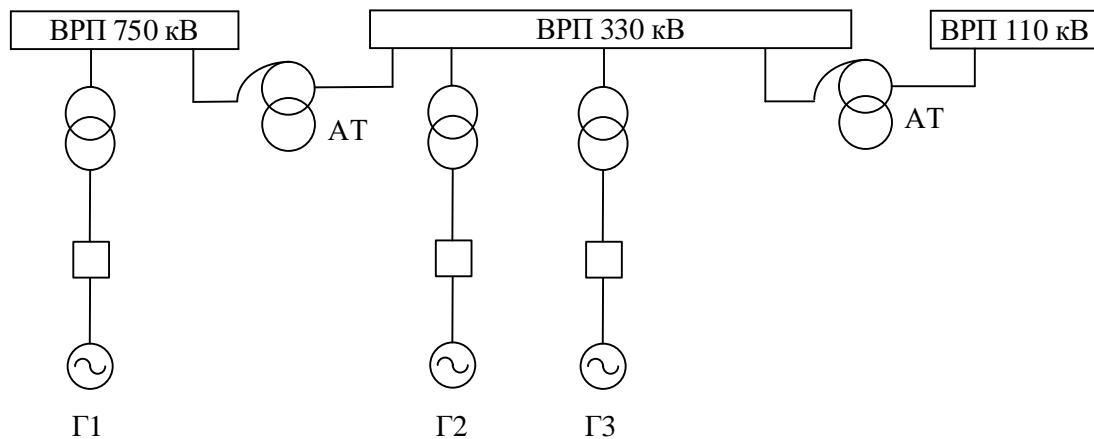


Рисунок 1.2. - Структурна схема АЕС (варіант 2)

1.2. Вибір силового електрообладнання АЕС

1.2.1. Вибір генератора блоку

Турбогенератор типу ТВВ-1000-2УЗ - турбогенератор активної потужністю 1000 МВт з водневим охолодженням обмотки ротора і заліза статора та водяне охолодження обмотки статора. Турбогенератор призначений для застосування на атомних станціях, число полюсів ротора дорівнює двом. Кліматичне виконання відповідає помірного клімату,

передбачається установка в закритому приміщенні.

Основні технічні параметри турбогенератора відповідають параметрам, зазначеним в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1. - Основні технічні характеристики і параметри генератора блоку ТВВ-1000-2УЗ

Найменування параметру				Значення		
Активна потужність, МВт				1000		
Повна потужність, МВ·А				1111		
Частота, Гц				50		
Частота обертання, хв-1				3000		
Коефіцієнт потужності, в.о.				0,9		
Напруга статора, кВ				24,0		
Струм статора, кА				26,73		
Струм ротора, кА				7,6		
Відношення короткого замикання, в.о., не менше				0,63		
Коефіцієнт корисної дії, %, не менше				98,75		
x''_d , в. о.		x'_d , в. о.		x_d , в. о.		x_2 , в. о.
0,269		0,382		2,820		0,3280
T_{d0} , в. о.	$T'^{(3)}_d$, в. о.	$T'^{(2)}_d$, в. о.	$T'^{(1)}_d$, в. о.	$T''^{(3)}_d$, в. о.	$T_a^{(3)}$, в. о.	$T_a^{(1)}$, в. о.
9,80	1,300	2,200	2,500	0,2200	0,330	0,2700

Найбільша робоча напруга не повинна перевищувати 110% номінальної, найменша - 90% номінальної напруги. При тривалій роботі генератора з напругою від 90 до 95 та від 105 до 110% номінальне навантаження повинне бути знижене до такої величини, щоб струми статора і ротора не перевищували 105% номінального значення.

Турбогенератор при роботі в енергосистемі повинен витримувати перевантаження по струму статора відповідно до таблиці 1.2.

Таблиця 1.2.

Час, с	60	120	240	360	900	3600
Кратність струму, в.о.	1,5	1,4	1,3	1,2	1,15	1,1

Зазначені перевантаження допускаються не більше двох разів на рік з інтервалом часу не менше 20 хв.

Система збудження повинна забезпечувати, а обмотка ротора витримувати перевищення струму збудження, зазначені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3.

Час, с	15	45	180	500	3600
Кратність струму, в.о.	2	1,5	1,2	1,1	1,06

Генератор ТВВ являє собою трифазну неявнополюсну синхронну електричну машину. Він складається з нерухомої частини (статор), що включає в себе сердечник і обмотку, приєднувану до зовнішньої мережі, і обертової частини (ротор), на якій розміщена обмотка збудження, що живиться випрямленим струмом.

Втрати, що виділяються в елементах генератора відводяться дистильованою водою (з обмотки статора), воднем (з обмотки і вала ротора, і сердечника статора), маслом (з підшипників і ущільнень вала). Конструктивне виконання генератора - закрите герметичне. Дистилят в обмотці статора циркулює під напором насосів і охолоджується теплообмінниками, розташованими поза генератора.

Охолоджуючий водень циркулює в генераторі під дією вентиляторів, встановлених на валу ротора і охолоджується газоохолоджувачем, вбудованими в корпус генератора. Циркуляція технічної води в газоохолоджувачі і теплообмінниках здійснюється насосами системи VG.

Маслопостачання опорних підшипників генератора і збудника проводиться від масляної системи турбіни.

Маслопостачання ущільнень вала здійснюється від автономної системи. Збудження генератора здійснюється від безщіткового збудника, зчленованого з валом генератора і складається з двох синхронних генераторів оберненого виконання частотою струму 150 Гц. Випрямлення змінного струму виконується за допомогою комплекту обертових напівпровідникових випрямлячів.

Показники маневреності.

Турбогенератор повинен мати такі показники маневреності:

- 1) не більше 120 пусків і зупинок в рік;
- 2) швидкість зміни активного навантаження не більше 6% в хвилину;
- 3) швидкість зміни реактивного навантаження не більше 6% в хвилину;
- 4) Турбогенератор повинен включатися в мережу методом точної синхронізації. Самосинхронізація не допускається.

Технічні вимоги до системи збудження.

Збудник складається з двох синхронних генераторів оберненого виконання з обертовими випрямлячами. Живлення обмоток збудження генератора збудника здійснюється від випрямляючого трансформатора ОСЗ-133/24 24 кВ/0,4 кВ через тиристорні мости. Кожен генератор збудника встановлений на індивідуальній фундаментній плиті, причому вал генератора встановлений на свій підшипник з подстуловою ізоляцією. Вали генераторів з'єднуються жорсткою муфтою, що містить роз'ємне електричне з'єднання струмопроводу випрямленого струму.

Синхронні генератори збудника являють собою 6-ти полюсну обернену електричну машину, що видає електроенергію змінного струму частотою 150 Гц при 3000 об/хв.

Обертовий випрямляч виконаний за трифазною мостовою схемою, містить 72 вентиля типу Д-105-630 по 12 вентилів в плечі моста. Для захисту

з кожною парою паралельно з'єднаних вентилів включений запобіжник типу ПП- 71.

Система збудження забезпечує наступні режими роботи турбогенератора:

- 1) автоматичний пуск, початкове збудження і включення в мережу методом точної синхронізації;
- 2) режим холостого ходу і нормальну тривалу роботу в енергосистемі при збільшенні струму і напруги на 10% по відношенню до номінальних значень струму і напруги турбогенератора;
- 3) підтримання діючого значення напруги відповідно до заданих уставками і статизмом в нормальних режимах;
- 4) обмеження струму збудження турбогенератора двохкратним значенням по відношенню до номінального струму збудження без витримки часу, а також обмеження перевантаження турбогенератора.

1.2.2. Вибір блокових підвищувальних трансформаторів

В якості блокових підвищувальних трансформаторів передбачається використання групи з трьох однофазних підвищувальних трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги типу ОРЦ-417000/750 та підвищувальний двообмотковий трансформатор типу ТНЦ-1250000/330. Основні технічні параметри представлені в таблицях 1.4 та 1.5.

Таблиця 1.4. - Основні технічні параметри блокових підвищувальних трансформаторів ОРЦ-417000/750

Найменування параметру	Значення
Виконання	Однофазне з розщепленою обмоткою НН
Номінальна потужність, МВА	417
Номінальна напруга, кВ - на стороні ВН - на стороні НН ₁	$787/\sqrt{3}$

- на стороні НН ₂	24
	24
Номинальна частота, Гц	50
Пристрій регулювання під напругою	Нема
Схема і група з'єднання обмоток в трифазну групу	Ун-Д-Д-11-11
Напруги короткого замикання	
ВН- (НН ₁ //НН ₂), не більше, %	14
ВН-НН ₁ (НН ₂), %	28
НН ₁ -НН ₂ , %	45
Втрати короткого замикання ВН-НН, кВт	800
Струм холостого ходу, %	0,35
Втрати холостого ходу, кВт	320
Режим роботи нейтралі	Глухе заземлення
Система охолодження	Ц
Ціна, тис. у.о.	714,3 (за 1 од.)

Таблиця 1.5. - Основні технічні параметри блокового підвищувального трансформатора ТНЦ-1250000/330

Найменування параметру	Значення
Виконання	Трифазне
Номинальна потужність, МВА	1250
Номинальна напруга, кВ	
- на стороні ВН	330
- на стороні НН	24
Номинальна частота, Гц	50
Пристрій регулювання під напругою	Нема

Схема і група з'єднання обмоток	Ун-Д-11
Напруга короткого замикання ВН-НН, %	14,5
Втрати короткого замикання ВН-НН, кВт	2200
Струм холостого ходу, %	0,55
Втрати холостого ходу, кВт	715
Режим роботи нейтралі	Глухе заземлення
Система охолодження	НЦ
Ціна, тис. у.о.	1185

1.2.3. Вибір автотрансформаторів зв'язку

Складаємо баланс потужності для представлених варіантів. Результати зведемо в таблицю 1.6. Живлення навантаження здійснюється через повітряні лінії напругою 110 кВ та 330 кВ. Залишкова потужність АЕС, що виробляється, видається в енергосистему лініями 750 кВ. Навантаження $P_{ВРП-110} = 94$ (МВт) та $P_{ВРП-330} = 704$ (МВт).

Таблиця 1.6. – Баланс потужності для порівнюваних варіантів

Варіант 1									
Режим найменування	$P_{n,max} = 1,1P_n$			$P_{n,min} = 0,9P_n$			Аварійний		
	110кВ	330кВ	750кВ	110кВ	330кВ	750кВ	110кВ	330кВ	750кВ
Навантаження РП 110кВ	-94,00			-84,6			-94,00		
Навантаження РП 330кВ		-704,00			-633,6			-940,00	
Навантаження РП 750кВ			2052,00			-2131,8			1850,00
Блок 1			1000,00			1000,00			
Блок 2			1000,00			1000,00			1000,00
Блок 3		1000,0			1000,00			1000,00	
ВП		-50,00	-100,00		-50,00	-100,00		-50,00	-50,00
Навантаження/ Генерація на шинах	-94,00	246,00	-152,00	-84,6	316,4	-231,8	-94,00	10,00	-900,00
Варіант 2									
Режим найменування	$P_{n,max} = 1,1P_n$			$P_{n,min} = 0,9P_n$			Аварійний		
	110кВ	330кВ	750кВ	110кВ	330кВ	750кВ	110кВ	330кВ	750кВ
Навантаження РП 110кВ	-94,00			-84,6			-94,00		
Навантаження РП 330кВ		-704,00			-633,6			-940,00	
Навантаження РП 750кВ			2052,00			-2131,8			1850,00
Блок 1			1000,00			1000,00			1000,00
Блок 2		1000,00			1000,00				
Блок 3		1000,00			1000,00			1000,00	
ВП		-100,00	-50,00		-100,00	-50,00		-50,00	-50,00
Навантаження/ Генерація на шинах	-94,00	1196,00	-1102,00	-84,6	1266,4	-1181,8	-94,00	10,00	-900
Макс.переток	110кВ-330кВ				330кВ-750кВ				
Варіант 1	94				231,8				
Варіант 2	94				1181,8				

Для першого варіанту:

Вибираємо автотрансформатори з урахуванням максимального перетоку:

$$P_{\text{пер.мах.110-330}} = 94 \text{ (МВт)} \quad (1.5)$$

$$P_{\text{пер.мах.330-750}} = 231,8 \text{ (МВт)} \quad (1.6)$$

$$S_{\text{раз.мах.110-330}} = \frac{P_{\text{пер.мах.110-330}}}{\cos(\varphi)} = \frac{94}{0,85} = 110,59 \text{ (МВА)} \quad (1.7)$$

$$S_{\text{раз.мах.330-750}} = \frac{P_{\text{пер.мах.330-750}}}{\cos(\varphi)} = \frac{231,8}{0,85} = 272,7 \text{ (МВА)} \quad (1.8)$$

З врахуванням допустимого перевантаження:

$$S_{\text{НТ.110-330}} = \frac{S_{\text{раз.мах.110-330}}}{K_{\text{п}}} = \frac{110,59}{1,4} = 79 \text{ (МВА)} \quad (1.9)$$

$$S_{\text{НТ.330-750}} = \frac{S_{\text{раз.мах.330-750}}}{K_{\text{п}}} = \frac{272,7}{1,4} = 194,79 \text{ (МВА)} \quad (1.10)$$

Для зв'язку ВРП 110 та ВРП 330 кВ вибираємо автотрансформатор типу АТДЦТН-200000/330/110 та резервну фазу - трифазний триобмотковий автотрансформатор з регулюванням напруги під навантаженням. Охолодження з примусовою циркуляцією масла та повітря з направленим потоком масла.

Для зв'язку ВРП 330 та ВРП 750 кВ вибираємо 2 групи автотрансформаторів типу АОДЦТН-333000/750/330 - однофазний триобмотковий автотрансформатор з регулюванням напруги під навантаженням. Охолодження з примусовою циркуляцією масла та повітря з направленим потоком масла.

Для інших варіантів розрахунки аналогічні. Отримані результати зводимо до таблиці 1.7. Основні технічні параметри представлені в таблицях 1.8 та 1.9.

Таблиця 1.7. – Результати вибору автотрансформаторів

Варіант	Максимальний переток, МВА	Допустиме перевантаження, МВА	Тип автотрансформатора
Варіант 1 (110 кВ-330 кВ)	110,59	79	2хАТДЦТН-200000/330/110
Варіант 1 (330 кВ-750 кВ)	272,7	194,79	2хАОДЦТН-333000/750/330
Варіант 2 (110 кВ-330 кВ)	110,59	79	2хАТДЦТН-200000/330/110
Варіант 2 (330 кВ-750 кВ)	1390,35	993,1	6хАОДЦТН-333000/750/330

Таблиця 1.8. - Основні технічні параметри автотрансформатору зв'язку 110-330 кВ АТДЦТН-200000/330/110

Найменування параметру	Значення
Виконання	Трифазне
Номінальна потужність, МВА	
- авторансформатора	200
- обмотки НН	80
Номінальна напруга, кВ	
- на стороні ВН	330
- на стороні СН	115
- на стороні НН	10,5
Номінальна частота, Гц	50
Пристрій регулювання під напругою	РПН в лінії СН $\pm 12\%$ (± 6 ступенів)
Схема і група з'єднання обмоток	Унавто.-Д-11
Напруги короткого замикання	
ВН-СН, не більше, %	10,5
ВН-НН, %	38

СН-НН, %	25
Втрати короткого замикання ВН-СН, кВт	560
Струм холостого ходу, %	0,45
Втрати холостого ходу, кВт	155
Режим роботи нейтралі	Глухе заземлення
Система охолодження	ДЦ
Ціна, тис. у.о.	461,9

Таблиця 1.9. - Основні технічні параметри автотрансформатору зв'язку 330-750 кВ АОДЦТН-333000/750/330

Найменування параметру	Значення
Виконання	Однофазне
Номінальна потужність, МВА	
- авторансформатора	333
- обмотки НН	120
Номінальна напруга, кВ	
- на стороні ВН	$750/\sqrt{3}$
- на стороні СН	$330/\sqrt{3}$
- на стороні НН	10,5
Номінальна частота, Гц	50
Пристрій регулювання під напругою	РПН в нейтралі ВН від –12,2 % до +9,9 % (± 20 ступенів)
Схема і група з'єднання обмоток	Унавто.-Д-0-11
Напруги короткого замикання	
ВН-СН, не більше, %	10
ВН-НН, %	28
СН-НН, %	17
Втрати короткого замикання ВН-СН, кВт	580

Струм холостого ходу, %	0,35
Втрати холостого ходу, кВт	217
Режим роботи нейтралі	Глухе заземлення
Система охолодження	ДЦ
Ціна, тис. у.о.	652,4 (за 1 од.)

1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів

Техніко-економічне порівняння варіантів виконаємо в табличній формі.

Річні витрати B складаються з трьох складових:

$$B = B_a + B_0 + B_{\text{втр}} \quad (1.11)$$

Амортизаційні відрахування:

$$B_a = a \cdot K \quad (1.12)$$

де a - норма амортизаційних відрахувань, $a = 9,4 \%$ для $U_H \leq 150$ кВ і $a = 8,4 \%$ для $U_H \geq 220$ кВ.

Витрати на обслуговування ЕС (ремонт і зарплата персоналу):

$$B_0 = b \cdot K \quad (1.13)$$

де $b = 3 \%$ для $U_H \leq 150$ кВ і $b = 2 \%$ для $U_H \geq 220$ кВ.

Витрати, обумовлені втратами енергії:

$$B_{\text{втр}} = \beta \cdot \Delta W_{\text{втр}} \quad (1.14)$$

де β - вартість 1 кВт · год втраченої енергії, приймаємо β на 2019 рік.

$$\beta = 0,759 \left(\frac{\text{грн.}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} \right)$$

Для визначення річних витрат необхідно розрахувати втрати в трансформаторах.

Втрати електроенергії в двообмотковому трансформаторі визначають за формулою:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T + \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau \quad (1.15)$$

Тут $\Delta P_{\text{хх}}$, $\Delta P_{\text{к.з.}}$ – втрати потужностей холостого ходу і короткого замикання, кВт; T – тривалість роботи трансформатора в році (приймають

для трансформаторів зв'язку $T = 8760$ год или $T = 8760 \text{ год} - T_p$ для блокових трансформаторів, де T_p – тривалість ремонту блоку); S_{\max} – розрахункове максимальне навантаження трансформатора в нормальному режимі, МВА; $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА; τ – тривалість максимальних втрат.

При розрахунку втрат в трансформаторах час максимальних втрат τ визначаємо за графіком згідно Неклепаєву для типового графіка в залежності від числа годин максимального навантаження T_{\max} .

При розрахунку втрат в автотрансформаторах зв'язку T_{\max} автотрансформатора приймають як середнє значення між T_{\max} генератора і T_{\max} навантаження на шини. Приймаємо $T_{\max} = 8760$ год и $\tau = 5800$ год;

При розрахунку втрат в блокових трансформаторах АЕС приймають $T_{\max} = 8760$ год , $\tau = 5800$ год. Час ремонту блоку приймемо 1008 годин. Тоді, $T = T_{\text{год}} - T_{\text{рем.блок}} = 8760 - 1008 = 7752$ год.

1 Варіант:

Втрати електроенергії в трансформаторах ОРЦ-417000/750:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 320 \cdot 7752 + \frac{1}{2} \cdot 800 \cdot \left(\frac{1061}{417} \right)^2 \cdot 5800 = \\ &= 19,98 \cdot 10^6 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}} \right) \end{aligned} \quad (1.16)$$

Втрати електроенергії в трансформаторі ТНЦ-1250000/330:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 715 \cdot 7752 + \frac{1}{1} \cdot 2200 \cdot \left(\frac{1061}{1250} \right)^2 \cdot 5800 = \\ &= 14,735 \cdot 10^6 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}} \right) \end{aligned} \quad (1.17)$$

Втрати електроенергії в автотрансформаторі зв'язку АТДЦТН-250000/330/110

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 560 \cdot \left(\frac{110.59}{200} \right)^2 \cdot 5800 = \\ &= 2,351 \cdot 10^6 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}} \right) \end{aligned} \quad (1.18)$$

Втрати електроенергії в автотрансформаторах зв'язку АОДЦТН-333000/750/330

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 3 \cdot 217 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 580 \cdot \left(\frac{272.7}{333}\right)^2 \cdot 5800 = \\ &= 2,295 \cdot 10^6 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}\right)\end{aligned}\quad (1.19)$$

Сумарні втрати:

$$\begin{aligned}\sum \Delta W_{\text{втрат}} &= 2 \cdot 17,454 \cdot 10^6 + 2 \cdot 14,735 \cdot 10^6 + 2,351 \cdot 10^6 + 3,805 \\ &\cdot 10^6 = 70,534 \cdot 10^6 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}\right)\end{aligned}\quad (1.20)$$

2 Варіант:

Втрати електроенергії в трансформаторах ОРЦ-417000/750:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 320 \cdot 7752 + \frac{1}{1} \cdot 800 \cdot \left(\frac{1061}{417}\right)^2 \cdot 5800 = \\ &= 32,519 \cdot 10^6 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}\right)\end{aligned}\quad (1.21)$$

Втрати електроенергії в трансформаторах ТНЦ-1250000/330:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 715 \cdot 7752 + \frac{1}{2} \cdot 2200 \cdot \left(\frac{1061}{1250}\right)^2 \cdot 5800 = \\ &= 15,681 \cdot 10^6 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}\right)\end{aligned}\quad (1.22)$$

Втрати електроенергії в автотрансформаторі зв'язку АТДЦТН-250000/330/110

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 560 \cdot \left(\frac{129,41}{200}\right)^2 \cdot 5800 = \\ &= 2,351 \cdot 10^6 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}\right)\end{aligned}\quad (1.23)$$

Втрати електроенергії в автотрансформаторах зв'язку АОДЦТН-333000/750/330

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 6 \cdot 217 \cdot 8760 + \frac{1}{6} \cdot 580 \cdot \left(\frac{117,65}{333}\right)^2 \cdot 5800 = \\ &= 22,946 \cdot 10^6 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}\right)\end{aligned}\quad (1.24)$$

Сумарні втрати:

$$\begin{aligned} \sum \Delta W_{\text{втрат}} &= 3 \cdot 17,454 \cdot 10^6 + 1 \cdot 14,735 \cdot 10^6 + 2,351 \cdot 10^6 + 17,58 \\ &\cdot 10^6 = 73.498 \cdot 10^6 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}} \right) \end{aligned} \quad (1.25)$$

Отриманні дані зводимо до таблиці 1.10. Оскільки інтегральний ефект для двох варіантів приблизно однаковий, орієнтуємось на рентабельність інвестицій. Обираємо 2 варіант схеми через більшу рентабельність.

Таблиця 1.10 - Порівняння вартості двох варіантів

Найменування обладнання	Варіант 1						
	Втрати енергії, кВт*год	Кількість, шт	Ціна, тис.грн	Вартість, тис.грн	Витрати на амортизацію, тис.грн	Витрати на обслуговування, тис. грн	Вартість витрат, тис.грн
ОРЦ-417000/750	19 980 475	4	11 721,78	106 330,7	8 931,78	2 126,61	26 496,26
ТНЦ-1250000/330	14 735 768	2	29 399,85	58 799,7	4 939,17	1 175,99	22 368,9
АТДЦТН-250000/330/110	32 519 029	2	11 459,74	22 919,48	1 925,24	458,39	2 062,7
АОДЦТН-333000/750/330	2 350 888	6	16 186,04	97 116,26	8 157,77	1942,33	19 501,05
Комірка ВРП-110кВ	0	2	1 417,64	2 835,29	266,52	85,06	0
Комірка ВРП-330кВ	0	6	10 522,67	63 135,99	5 303,42	1 262,72	0
Комірка ВРП-750кВ	0	4	20 867,69	83 470,76	7 011,54	1 669,42	0
Разом	70 534 867	-	-	431 608,18	36 535,44	8 720,52	64 428,9
Найменування обладнання	Варіант 2						
	Втрати енергії, кВт*год	Кількість, шт	Ціна, тис.грн	Вартість, тис.грн	Витрати на амортизацію, тис.грн	Витрати на обслуговування, тис. грн	Вартість витрат, тис.грн
ОРЦ-417000/750	32 519 029	4	11 721,78	159 496,05	13 397,67	3 189,92	39 744,39
ТНЦ-1250000/330	15 681 904	2	29 399,85	29 399,85	2 469,59	58,00	11 184,45
АТДЦТН-250000/330/110	2 350 868	2	11 459,74	22 919,48	1 925,24	458,39	2 062,7
АОДЦТН-333000/750/330	22 946 993	6	16 186,04	64 744,18	5 438,51	1 294,88	4 434,63
Комірка ВРП-110кВ	0	2	1 417,64	2 835,29	266,52	88,06	0
Комірка ВРП-330кВ	0	6	10 522,67	52 613,33	4 419,52	1 052,27	0
Комірка ВРП-750кВ	0	4	20 867,69	104 338,46	8 764,43	2 086,77	0
Разом	73 498 814	-	-	436 346,62	36 681,47	8 755,29	57 426,17

	Формула	Варіант 1	Варіант 2
Прибуток, млн..грн	$D_t = P_{max} * T_{max} * C_{max}$	22 358,318	22 358,318
Балансовий прибуток, млн..грн	$\Pi_{6t} = D_t - B_{et} - B_{\text{втрат}} - A_{pt}$	22 248,634	22 255,455
Податок на прибуток, млн..грн	$H_{nt} = \rho * \Pi_{6t}$	4 672,213	4 673,646
Поточний річний чистий прибуток, млн..грн	$\Pi_{pt} = \Pi_{6t} - H_{nt}$	17 576,42	17 581,81
Інтегральний ефект	$\Pi_{\text{дс}} = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{E} - K$	175 694,951	175 868,97
Рентабельність інвестицій	$R_t = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{K}$	40,526	40,377
Срок окупності	$T_{ok} = \frac{1}{R_t}$	0,0247	0,0248

1.4. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв

1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ

ВРП 110 кВ виконано за схемою дві робочі шини і одна обхідна збірна шина. Максимальна потужність, яка передається навантаженню однією лінією напругою 110 кВ, складає $P'_{\text{ном}} = 25$ (МВт). Тоді для передачі необхідної потужності навантаженню $P'_{\text{нmax}} = 110$ (МВт) необхідно:

$$n_{110} = 110 / 25 \approx 5 \text{ (ліній)} \quad (1.26)$$

Для видачі енергії в мережу використовується 5 приєднань, 2 приєднання використовується для підключення автотрансформатора зв'язку, 2 для пускорезервних трансформаторів власних потреб, ще 1 для резервного джерела живлення. На 1 приєднання потрібно 1 вимикач і чотири роз'єднувача. Додатково встановлюється шинний і обхідний вимикач. Всього 12 вимикачів і 45 роз'єднувачів (+4 перед пускорезервних трансформаторами).

Схема дві робочі шини і одна обхідна збірна шина має такі переваги:

- 1) В даній схемі на одне приєднання застосовується один вимикач
- 2) Можливість почергового ремонту обладнання без перерви живлення
- 3) Поділ системи на дві частини для підвищення надійності електропостачання споживачів або для обмеження струмів к.з.
- 4) Можливість оперативних переключень в залежності від режиму установки

До недоліків схеми можна віднести:

- 1) 2 вимикача не відносяться до приєднань (ЩЗВ та ОВ)
- 2) Роз'єднувач використовується для оперативних перемикачів
- 3) Схема дуже складна при великій кількості приєднань
- 4) При використанні ШЗВ обидві системи шин виходять з роботи

1.4.2. Вибір електричної схеми КРП 330 кВ та 750 кВ

Більша частина електроенергії, що виробляється на АЕС, за вирахуванням витрат на власні потреби видається в мережу підвищеної

напруги (330 кВ і 750 кВ), тому краще застосовувати полуторну схему і схему 4/3. Ці схеми рекомендуються для потужних блочних станцій, так як вони володіють високою надійністю при аваріях на шинах і вимагають мінімальних перерв у роботі окремих приєднань у процесі виведення вимикачів в ремонт. На цих напругах також рекомендуються багатокутники, що складаються з простих або (при великому числі приєднань) пов'язаних багатокутників, але полуторна схема та схема 4/3 більш надійні, економічні та гнучкі.

ВРП 330 кВ виконано за схемою три вимикача на два приєднання. Максимальна потужність, яка передається навантаженню однією лінією напругою 330 кВ, складає $P_{\text{ном}} = 400$ (МВт). Тоді для передачі необхідної потужності навантаженню $P_{\text{нmax}} = 940$ (МВт) необхідно:

$$n_{330} = 940 / 400 \approx 3 \text{ (ліній)} \quad (1.27)$$

Для видачі енергії в мережу використовується 3 приєднань, 2 приєднання використовується для підключення автотрансформатора зв'язку 330 кВ - 750 кВ, 2 приєднання використовується для підключення автотрансформатора зв'язку 110 кВ - 330 кВ, ще 1 для резервної лінії. Всього 15 вимикачів і 40 роз'єднувачів (+4 перед автотрансформаторами зв'язку).

ВРП 750 кВ виконано за схемою чотири вимикача на три приєднання. Максимальна потужність, яка передається навантаженню однією лінією напругою 750 кВ, складає $P_{\text{ном}} = 2200$ (МВт). Тоді для передачі необхідної потужності навантаженню $P_{\text{нmax}} = 2750$ (МВт) необхідно:

$$n_{750} = 2750 / 2200 \approx 2 \text{ (ліній)} \quad (1.28)$$

Для видачі енергії в мережу використовується 2 приєднань, 2 приєднання використовується для підключення автотрансформатора зв'язку 330 кВ - 750 кВ, ще 1 для резервної лінії. Всього 11 вимикачів і 27 роз'єднувачів (+2 перед автотрансформаторами зв'язку).

Застосування КРП дозволяє значно зменшити площі і обсяги, займані розподільчим пристроєм і забезпечити можливість більш легкого розширення. До того ж, в одному корпусі з елегазовою ізоляцією поєднані збірні шини, вимикач, роз'єднувачі з заземлюючими роз'єднувачами і трансформатори струму.

Слід зазначити переваги КРП перед ВРП в установці в зонах з підвищеною забрудненістю. До того ж, КРП забезпечує високу надійність і стійкість до впливу зовнішнього середовища, вибухо- і пожежобезпечність. Також є можливість установки в сейсмічно активних районах.

Основними недоліками КРП є висока вартість елегаза, небезпека для обслуговуючого персоналу та навколишнього середовища, обмеження нижніх робочих температур навколишнього повітря, складність і трудомісткість пошуку несправностей, а також ремонту електротехнічного обладнання.

Схема видачі потужності станції.

Живлення споживачів здійснюється від чотирьох енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000 через РП-750 кВ, РП-500 кВ і РП-110 кВ.

Робоче живлення власних потреб здійснюється від генератора блоку через два робочих ТВП, приєднаних відпайкою між генераторним вимикачем і блоковим трансформатором.

Резервне живлення ВП здійснюється від енергосистеми через пускорезервні ТВП та магістралі резервного живлення. Живлення загальностанційного навантаження здійснюється від одного з резервних трансформаторів енергоблоку. Є зв'язок між РП 750 і 330 кВ через 2 групи однофазних АТ і зв'язок між РП 330 і 110 кВ через 2 АТ.

1.5. Схема електропостачання власних потреб

1.5.1. Характеристика споживачів власних потреб АЕС

Технологічний процес вироблення електроенергії на блоках АЕС неможливий без роботи механізмів ВП (насоси, вентилятори, компресори - приводами для яких в основному служать електродвигуни), освітлення і

інших приймачів електроенергії ВП. Всі споживачі в системі власних потреб АЕС за ступенем надійності електропостачання поділяються на три групи, критерієм є припустимий час перерви їх електропостачання.

Перша група - споживачі, що пред'являють підвищені вимоги до надійності електропостачання, які за умовами безпеки перерви живлення на частки секунди у всіх режимах (включаючи режим повного зникнення напруги змінного струму від робочих і резервних трансформаторів власних потреб) після спрацьовування аварійного захисту реактора. До цієї групи належать споживачі: системи контрольновимірювальних приладів і пристроїв автоматики реактора; частина споживачів СУЗ; аварійне освітлення; електроприводи швидкодіючих клапанів, що забезпечують вступ до роботи систем розхолодження; системи технологічного контролю реактора; системи дозиметричного контролю; споживачі постійного струму та ін.

Друга група - споживачі, перерва живлення яких за умовами безпеки допустимо на час від десятків секунд до десятків хвилин. Ці споживачі вимагають надійного живлення після спрацьовування аварійного захисту реактора. До них відносяться: механізми по забезпеченню розхолодження реактора і локалізації аварії (аварійні живильні насоси, насоси технічної води відповідальних споживачів, насоси системи аварійного охолодження зони реактора, насоси проміжних контурів); вентиляційні системи охолодження приміщень обладнання першого контуру; спринклерні насоси; масляні насоси турбогенераторів, валоповоротні пристрої турбогенераторів та ін.

Третя група - споживачі, які не пред'являють підвищених вимог до надійності електропостачання. До них відносяться: конденсатні, циркуляційні, живильні насоси та ін. Ці споживачі не вимагають включення при знеструмленні системи власних потреб і не беруть участь в процесі аварійного розхолодження реактора. Споживачі третьої групи можуть залишатися в знеструмленому стані тривалий час.

1.5.2. Мережі джерел живлення споживачів власних потреб АЕС

Наведені вище характеристики механізмів власних потреб визначають побудову схем і вибір мереж живлення власних потреб. На АЕС повинні передбачатися наступні мережі електропостачання споживачів власних потреб:

- мережі 6 кВ і 0,4 кВ змінного струму надійного живлення споживачів другої групи;
- мережа 0,4 кВ змінного струму надійного живлення споживачів 1 групи;
- мережі 6 кВ і 0,4 кВ постійного струму для живлення споживачів, які не допускають перерву живлення або допускають короткочасну перерву в живленні;
- мережі 6 кВ і 0,4 кВ змінного струму для споживачів, які не пред'являють спеціальні вимоги по живленню.

РП всіх напруг виконуються з однією секціонованою системою збірних шин. Число секцій на 6 кВ вибирається залежно від кількості ГЦН першого контуру і допустимої кількості одночасно відключаються ГЦН (без спрацьовування аварійного захисту реактора), а також числа встановлених робочих трансформаторів власних потреб і їх потужності.

На одному енергетичному реакторі має бути чотири секції 6 кВ, кожна з яких повинна приєднуватися до робочого трансформатора власних потреб через свій вимикач, а також автоматично підключатися до шин резервного трансформатора власних потреб через окремі вимикачі. До цих секцій підключаються споживачі 6 кВ третьої групи. Загальностанційне навантаження повинна рівномірно розподілятися між секціями 6 кВ всіх блоків.

Для живлення споживачів першої групи використовуються мережі надійного живлення напругою 0,4 кВ змінного струму і постійного струму. Автономним джерелом для цих споживачів є постійно включена акумуляторна батарея (АБ).

Для електропостачання споживачів другої групи секції на 6 кВ повинні підключатися до джерела (секцій) нормального живлення через послідовно включені вимикачі. До секцій нормального живлення за схемою автоматичного введення резерву підключаються дизель-генератори (ДГ).

Секції 0,4 кВ для споживачів другої групи надійного живлення підключаються через окремий понижуючий трансформатор 6/0,4 кВ до певної секції надійного живлення 6 кВ. Резервування секцій 0,4 кВ не передбачається.

Споживачі першої групи надійності живляться від збірок щитів постійного струму, які, в свою чергу, отримують живлення від мережі 0,4 кВ через статичні перетворювачі постійного струму в змінний. Для резервування споживачів СУЗ використовують додаткову АБ.

Споживачі третьої групи живляться від робочого трансформатора власних потреб, підключеного до виводів генератора, і секцій ВВА, ВВВ, ВВС і ВВД на 6 кВ, двигуни потужністю 200 кВт і вище – безпосередньо від шин 6 кВ, а меншої потужності – від понижуючих трансформаторів 6/0,4 кВ. Резервне живлення секцій ВВА, ВВВ, ВВС і ВВД здійснюється від резервного трансформатора власних потреб.

Випрямлячі ВУ виконують роль підзарядного і зарядного пристроїв для АБ. Автоматичні інвертори (АІ), ВУ і АБ являють собою агрегат безперебійного живлення (АБП).

1.5.3. Вибір робочих і резервних трансформаторів власних потреб

Виконаємо вибір трансформаторів власних потреб (ВП) першого ступеня трансформації, виходячи зі складу механізмів для власних потреб енергоблока АЕС з реакторами ВВЕР-1000 (таблиця 1.11).

Номінальну потужність трансформаторів ВП вибирають відповідно до їх розрахункової навантаженням $S_{\text{раз.}}$. Остання визначається сумою потужностей всіх електроприймачів, які приєднані до даного трансформатора з урахуванням коефіцієнта завантаження $K_{\text{загр.}}$.

Розрахункове навантаження на трансформатор 1 ступеня трансформації (в кВА) визначається наступним чином:

$$S_{\text{раз.т1}} = K_{\text{раз д1}} \cdot \sum_1^{n_{\text{д1}}} P_{\text{раз д1}} + K_{\text{раз д2}} \cdot \sum_1^{n_{\text{т2}}} S_{\text{раз т2}} =$$

$$= 0.9 \cdot \left(\sum_1^{n_{\text{д1}}} K_{\text{раз д1}} \cdot P_{\text{раз д1}} + \sum_1^{n_{\text{т2}}} K_{\text{раз д2}} \cdot S_{\text{раз т2}} \right) \quad (1.29)$$

Де, $P_{\text{раз д}}$ - сумарна розрахункова активна потужність робочих і резервних електродвигунів 6.3 кВ, а $S_{\text{раз д}}$ - сумарна розрахункова потужність трансформаторів другого ступеня 0.4 кВ,МВА

Таблиця 1.11. – Склад і характеристика механізмів власних потреб і їх електроприводів напругою 6 кВ для енергоблоків АЕС з реакторами ВВЕР-1000

Агрегат	Тип електродвигуна	P_n , кВт	$K_{\text{згр}}$, о. е.	ВВА	ВВВ	ВВС	ВВД
Система нормальної експлуатації							
Головний циркуляційний насос	ВАЗ-215/109-6АУ3	8000	0,66	1	1	1	1
Циркуляційна насос	ДВДА 260/99-20-24У4	2500 4000	0,92	1	-	1	1
Насос подачі води на градирні	ДВДА 260/99-20-24У4	2500 4000	0,92	1	1	1	1
Конденсатний насос першого ступеня	АВ-15-36-8	1000	0,62	1 Рез.	-	1	1
Конденсатний насос другого ступеня	4АЗМ-1600/6000У4	1600	0,74	1	-	1 Рез.	1
Насос невідповідальних споживачів	ВАН 143/41-10У3	1000	0,8	1	-	1	-
Підживлювальний насос 1	2АЗМ1-800/6000	800	0,94	-	1	-	-
Насос замкнутого контуру	А4-450Х-6	630	0,8	1	-	1 Рез.	-
Мережевий насос	А4-400У-4У3	630	0,8	1	-	-	1
Насос зливу сепарата турбоустановки	АОВ2-14-41-4У3	500	1	-	1 Рез.	1	-
Зливний насос ПНД №3	АОВ2-14-41-4У3	500	0,57	-	1	1	1 Рез.

Насос підйомний	A4-450X-8Y3	400	1	1 Рез.	-	1	-
Зливний насос ПНД №1	АОВ-74/315-4	315	0,67	1	1 Рез.	1	-
Трансформатор 6/0,4 кВ блоковий машзалу	ТСЗСУ-1000/10	1000	0,6	1	1	1	1
Трансформатор 6/0, 4 кВ блочний апаратного відділення	ТСЗСУ-1000/10	1000	0,4	1	2	1	2
Трансформатор 6/0, 4 кВ компенсаторів об'єму	ТСЗСУ-1000/10	1000	0,6	-	1	-	1
Трансформатор 6/0,4 кВ СУЗ	ТСЗСУ-1000/10	1000	0,4	-	1	-	1
Система надійного живлення				BBJ			BBK
Підживлювальний насос 2	2АЗМ1-800/6000	800	0,94	1			1
Насос допоміжний живильний	2АЗМ1-800/6000	800	0,93	1			1
Насос гідростатичного підйому ротора	A4-400-ХК-6У3	315	1	1			1 Рез.
Насос водопостачання ОРДЕС	АВ-113-4	250	1	1			1
Трансформатор 6/0,4 кВ общеклоочный надійного живлення	ТСЗС-1000/10	1000	0,6	1			1
Трансформатор розділовий спілбноблокового АБП	ТСЗА-400/10	400	0,5	1			1
Трансформатор розділовий АБП УВС	ТСЗА-400/10	400	0,5	1			-
Трансформатор ОРДЕС блоку	ТСЗА-400/10	400	0,25	1			-
Система аварійного електропостачання				BBV	BBX	BBW	
Аварійний живильний насос	2АЗМ1-800/6000	800	0,91	1	1	1	
Насос аварійного вприскування бору	2АЗМ1-800/6000	800	1	1	1	1	
Насос аварійного розхолодження	2АЗМ1-800/6000	800	0,96	1	1	1	
Насос спікерний	2АЗМ1-500/6000	500	0,85	1	1	1	
Насос технічної води	A13-62-8	630	0,95	2	2	2	
Трансформатор 6/0,4 кВ надійного живлення	ТСЗА-1000/10	1000	0,2	2	2	2	
Трансформатор 6/0,4 кВ	ТСЗА-400/10	400	0,5	1	1	1	

АБП							
Трансформатор 6/0,4 кВ ДЕС	ТСЗА-400/10	400	0,25	1	1	1	

Відобразимо результати розрахунку навантаження трансформаторів ВП першого ступеня трансформації в таблиці 1.12.

Таблиця 1.12. – Розрахунок навантаження першого ступеня для вибору робочого і резервного ТВП

Агрегат	Тип електродвигуна	ВВА, кВА	ВВВ, кВА	ВВС, кВА	ВВД, кВА
Головний циркуляційний насос	ВАЗ-215/109-6АУЗ	5040	5040	5040	5040
Циркуляційна насос	ДВДА 260/99-20-24У4	3240	-	3240	3240
Насос подачі води на градирні	ДВДА 260/99-20-24У4	3240	3240	3240	3240
Конденсатний насос першого ступеня	АВ-15-36-8	540	-	540	540
Конденсатний насос другого ступеня	4АЗМ-1600/6000У4	1008	-	1008	1008
Насос невідповідальних споживачів	ВАН 143/41-10УЗ	720	-	720	-
Підживлювальний насос 1	2АЗМ1-800/6000	-	648	-	-
Насос замкнутого контуру	А4-450Х-6	453,6	-	453,6	-
Мережевий насос	А4-400У-4УЗ	453,6	-	-	453,6
Насос зливу сепарата турбоустановки	АОВ2-14-41-4УЗ	-	450	450	-
Зливний насос ПНД №3	АОВ2-14-41-4УЗ	-	270	270	270
Насос підйомний	А4-450Х-8УЗ	360	-	360	-
Зливний насос ПНД №1	АОВ-74/315-4	198,5	198,5	198,5	-
Трансформатор 6/0,4 кВ блоковий машзалу	ТСЗСУ-1000/10	540	540	540	540
Трансформатор 6/0, 4 кВ блочний апаратного відділення	ТСЗСУ-1000/10	360	720	360	720
Трансформатор 6/0, 4 кВ компенсаторів об'єму	ТСЗСУ-1000/10	-	540	-	540
Трансформатор 6/0,4 кВ СУЗ	ТСЗСУ-1000/10	-	144	-	144
Разом по секція:		16153,7	11790,5	16420,1	15735,6
Разом:		60099,9			

Сумарна потужність електроприймачів чотирьох секцій становить $S_{\text{раз.}} = 60099,9$ (кВА). За отриманими розрахунковими даними можемо вибрати два ТВП з номінальною потужністю 63 МВА. Але для забезпечення надійної роботи мережі та поліпшення умов самозапуску двигунів беремо трансформатори номінальною потужністю 80 МВА типу ТРДНС-80000/24-У1, призначені для використання в електричних мережах власних потреб електростанції, з розщепленою обмоткою НН, природною циркуляцією масла та примусовою циркуляцією повітря. З можливістю регулювання напруги під навантаженням.

З огляду на наявність генераторних вимикачів, резервні ТВП вибираються такої ж потужності, як і робочі ТВП. РТВП підключаються до РП напруги 110 кВ. В якості резервних трансформаторів власних потреб (РТВП) використовуємо два комплекти з двох трифазних трансформаторів з розщепленою обмоткою нижчої напруги типу ТРДНС-80000/110-У1.

Основні параметри обраних робочих і резервних трансформаторів власних потреб наведені в таблицях 1.13 та 1.14.

Таблиця 1.13. - Основні технічні параметри робочого трансформатора власних потреб ТРДНС-80000/24-У1

Найменування параметру	Значення
Виконання	Трифазне з розщепленою обмоткою НН
Номінальна потужність, МВА	80
Номінальна напруга, кВ	
- на стороні ВН	24
- на стороні НН ₁	6,3
- на стороні НН ₂	6,3
Номінальна частота, Гц	50
Пристрій регулювання під напругою	РПН в нейтралі ВН ± 12 % (± 8 ступенів)

Схема і група з'єднання обмоток	Д-Д-Д-0-0
Напруги короткого замикання ВН- (НН1//НН2), не більше, % ВН-НН1 (НН2), не більше, % НН1-НН2, не менше, %	13 23 40
Втрати короткого замикання ВН-НН, кВт	300
Струм холостого ходу, %	0,3
Втрати холостого ходу, кВт	42
Режим роботи нейтралі	Ізольована нейтраль
Система охолодження	Д

Таблиця 1.14. - Основні технічні параметри резервного трансформатора власних потреб ТРДНС-80000/110-У1

Найменування параметру	Значення
Виконання	Трифазне з розщепленої обмоткою НН
Номінальна потужність, МВА	80
Номінальна напруга, кВ - на стороні ВН - на стороні НН ₁ - на стороні НН ₂	115 6,3 6,3
Номінальна частота, Гц	50
Пристрій регулювання під напругою	РПН в нейтралі ВН ± 16 % (± 9 ступенів)
Схема і група з'єднання обмоток	Ун-Д-Д-11-11
Напруги короткого замикання ВН- (НН1//НН2), не більше, % ВН-НН1 (НН2), не більше, % НН1-НН2, не менше, %	13 23 40

Втрати короткого замикання ВН-НН, кВт	310
Струм холостого ходу, %	0,45
Втрати холостого ходу, кВт	58
Режим роботи нейтралі	Глухе заземлення
Система охолодження	Д

1.6. Аналіз сучасного стану основного обладнання електроенергетичних систем

На даний момент електроенергетична галузь України характеризується високим рівнем зносу електроенергетичного обладнання, що використовується для виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, основна частина якого введена в експлуатацію в 1960-1970-х роках минулого століття, а спроектована за нормами 1950-х років. На переважній більшості електричних станцій проектний ресурс обладнання вже вичерпано і воно експлуатується понад парковий термін експлуатації. Аналогічна ситуація спостерігається і з мережевим обладнанням системи передачі та систем розподілу електричної енергії.

Нормативно-правова база та методи, що застосовуються для регулювання діяльності в секторі, не відповідають вимогам сьогодення та не створюють необхідних стимулів для інвестування в оновлення обладнання та розвиток галузі. На ринку електричної енергії зберігається викривлена система ціноутворення (як на оптовому, так і в роздрібному сегментах), відсутність ринкових механізмів формування цін та глибокий рівень перехресного субсидіювання, особливо побутових споживачів. Одним із проблемних залишається питання рівня оплати за куплену електричну енергію на оптовому ринку електроенергії, що призводить до заборгованості перед її виробниками. Залишається нестабільною ситуація з постачанням палива на електростанції, що працюють на антрацитовій групі вугілля. Хоча встановлена потужність виробництва в ОЕС України суттєво перевищує

пікові навантаження, через застарілість обладнання та недостатні запаси вугілля на електростанціях реальна доступна потужність електростанцій є нижчою, і в окремі періоди спостерігається дефіцит резервних потужностей. Відсутність потужних зв'язків з енергетичним об'єднанням Європи обмежує можливості енергосистеми України щодо диверсифікації джерел постачання електроенергії у періоди недостатності внутрішнього виробництва.

Аналіз функціонування усіх складових частин електроенергетичної галузі України свідчить, що ОЕС України, в цілому, забезпечує поточні суспільні потреби країни в електричній енергії, а також здійснення її експорту, імпорту та транзиту, проте в роботі ОЕС існує цілий ряд ризиків і негативних тенденцій, які вже зараз перешкоджають здійсненню функцій виробництва і транспортування електричної енергії з прийнятними рівнями надійності та ефективності, з дотриманням сучасних вимог щодо енергозбереження, охорони навколишнього природного середовища та техногенної безпеки. До основних факторів, які негативно впливають на роботу ОЕС України, належать:

- рівень зносу основного електрообладнання в Україні сягає 60-70%;
- наближення до закінчення строку проектної експлуатації енергоблоків АЕС;
- не завершеність, у відповідності з проектами, схем видачі потужності АЕС і передачі її до енергодефіцитних регіонів, особливо до центру й на схід країни;
- зниження базового електроспоживання;
- неоптимальна структура генеруючих потужностей;
- дефіцит маневрених і регулюючих потужностей в енергосистемі, недостатня забезпеченість мобільним резервом на ТЕС;
- недостатні рівні статичної і динамічної стійкості окремих вузлів енергосистеми.

Висновки до першого розділу

Проведено техніко-економічне обґрунтування вибору головної схеми електричної станції. Обрано варіант, при якому до шин 330 кВ приєднано два енергоблоки потужністю по 1000 МВт, а до шин 750 кВ приєднані два енергоблоки по 1000 МВт кожний.

Проведений вибір основного устаткування: генератори, блочні трансформатори, автотрансформатори зв'язку.

Вибрані схеми електричних з'єднань розподільчих пристроїв 750 кВ, 330 кВ, 110 кВ та схеми електропостачання ВП. Вибрані трансформатори власних потреб 1 ступеню трансформації та резервні трансформатори власних потреб, котрі можуть забезпечити живлення споживачів власних потреб із системи.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ НАЛАШТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ АРЗ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

2.1 Модель автоматического регулятора возбуждения АРЗ-СДП1

Найбільш поширеним типом регуляторів збудження сильної дії є пристрої АРЗ-СДП1, які за приблизними оцінками складають 70-80% від загального числа регуляторів сильної дії.

Структурна схема регулятора представлена на рисунку 2.1. Дана модель відображає динамічні властивості регулятора в діапазоні частот від 0,2 до 5 Гц частотної характеристики. Фізичними входами АРЗ є періодичні сигнали вимірювальних трансформаторів струму і напруги, пропорційні напрузі U_g і току I_g статора, струму ротора I_f і сумарному струму групи генераторів I_Σ .

При розрахунках статичної стійкості станції, що працює на систему нескінченної потужності, допустимо користуватися спрощеною схемою регулятора АРЗ-СДП1. Спрощена модель отримана в результаті апроксимації вихідних частотних характеристик блоків з високою точністю в діапазоні частот від 0 до 10 рад / с і прийнятною похибкою для частот до 15-20 рад / с.

Структурна схема, відповідна спрощеній моделі регулятора збудження типу АРЗ-СДП1 з [9] представлена на рисунку 2.1.

Канал відхилення напруги представлений послідовним з'єднанням аперіодичної ланки з передавальною функцією: $W_v = \frac{1}{1+sT_v}$, де T_v – постійна часу блока напруги, $T_v = 0,235$ с, і підсилювального інерційної ланки, передавальна функція якого: $W_{0u} = \frac{0,8}{1+sT_{0u}}$, де T_{0u} – постійна часу каналу відхилення напруги; причому $T_{0u} = 0,006 \cdot K_{0u}$, забезпечує залежність вихідного сигналу каналу відхилення напруги від частоти. Параметр K_{0u} – коефіцієнт посилення по каналу відхилення напруги, задається фіксованим з наступного набору значень: $K_{0u} = 15; 25; 50; 75; 100; 200$.

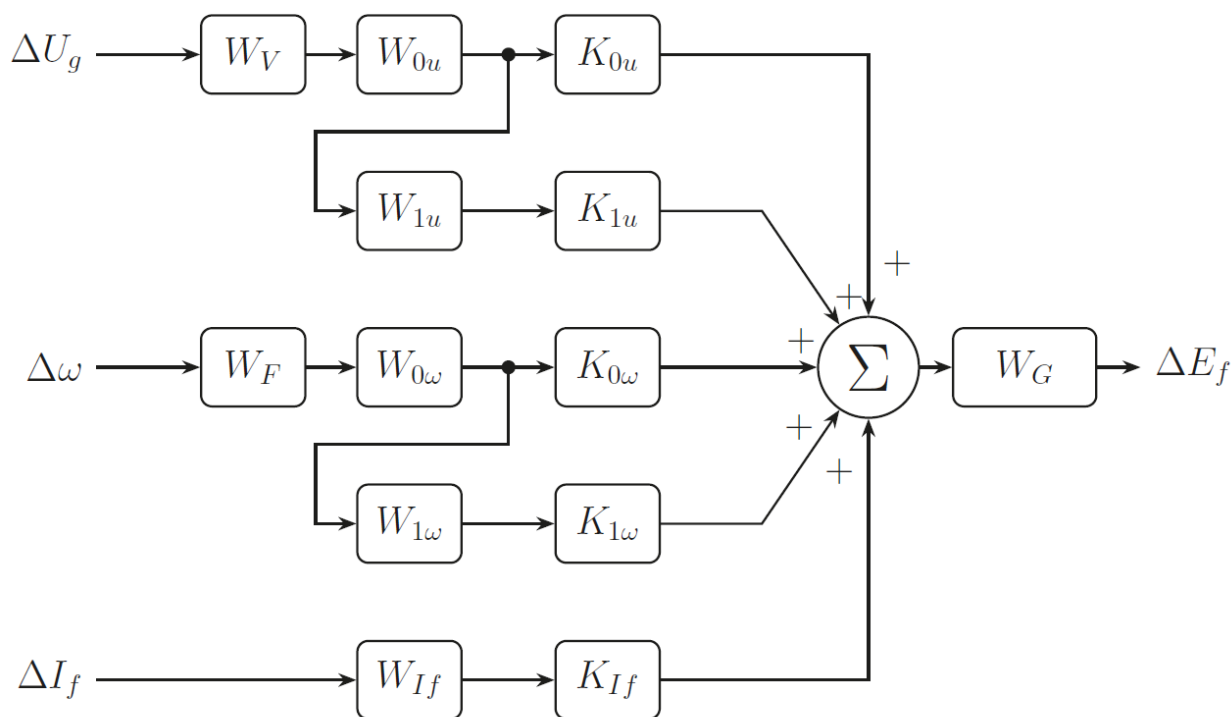


Рисунок 2.1 — Структурна схема АРЗ-СДП1

Використання даного закону регулювання напруги в АРЗ-СДП1 призводить до істотного зниження коефіцієнта посилення каналу на середніх і високих частотах, в той час як на низьких обертах він значно вище, ніж у АРЗ з повною структурою. Це зменшує статизм регулювання напруги, який визначається коефіцієнтом посилення на низьких частотах і виключає небезпеку виникнення коливальної нестійкості.

Передавальна функція каналу похідної напруги має вигляд: $W_{1u} = \frac{0,03s}{(1+sT_{1u})^2}$, де T_{1u} – постійна часу: $T_{1u} = 0,03\text{с}$. K_{1u} – коефіцієнт посилення по каналу похідної напруги.

Блок частоти представляється інерційним диференційною ланкою: $W_F = \frac{s}{1+sT_F}$, де T_F – постійна блоку частоти; $T_F = 0,0047\text{ с}$.

Канал відхилення частоти напруги є послідовним з'єднанням інерційного підсилювальної ланки і диференціюючої ланки: $W_{0\omega} = \frac{0,536s}{(1+sT_{y1})(1+sT_{0\omega})}$, де відповідні постійні часу рівні $T_{y1} = 0,037\text{с}$ і $T_{0\omega} = 2,244\text{с}$.

Канал похідною частоти напруги описується послідовно з'єднаними інерційним підсилювальним ланкою і диференціюються ланкою: $W_{1\omega} = \frac{0,4s}{(1+sT_{y2})(1+sT_{1\omega})}$ до відповідні постійні часу рівні $T_{y2} = 0,2\text{с}$ і $T_{1\omega} = 0,02\text{с}$.

Канал похідною струму збудження генератора представлений послідовним з'єднанням інерційного підсилювальної ланки і дифференцируючого ланки з передавальною функцією: $W_{1f} = \frac{0,28s}{(1+sT_y)(1+sT_{1f})}$, де відповідні постійні часу рівні $T_y = 0,094\text{с}$ і $T_{1\omega} = 0,024\text{с}$.

Група елементів, що входять в основний канал регулювання, представляється еквівалентним апериодическим підсилювальним ланкою з передавальної функцією виду: $W_G = \frac{K_G}{1+sT_G}$, де коефіцієнт посилення ЗКР $K_G = 10$, постійна каналу $T_G = 0,005\text{с}$.

Значення коефіцієнтів посилення каналів стабілізації АРЗ-СДП1 ($K_{1\omega}, K_{0\omega}, K_{1\omega}, K_{1f}$) нормовані і змінюються від 0 до 10. Всі коефіцієнти посилення входять в закон регулювання з відповідними знаками, зокрема $K_{0\omega}, K_{1\omega}, K_{1f}$ негативні. Коефіцієнти лінійно залежать від положення перемикачів регулятора з коефіцієнтом пропорційності 0,1, тобто на кожні 10 поділок шкали коефіцієнти в рівнянні змінюються на одиницю.

Спрощена схема пристрою АРЗ-СДП1, отримана на основі наведеного математичного опису окремих ланок і каналів регулювання представлена на рисунку 2.2. Дана структурна схема використовувалася як для численого моделювання різних перехідних процесів, так і для теоретичного аналізу системи автоматичного регулювання збудження. В останньому випадку були отримані сумарні передавальні функції для окремих каналів регулювання, коефіцієнти в яких залежать від обраних параметрів регулятора.

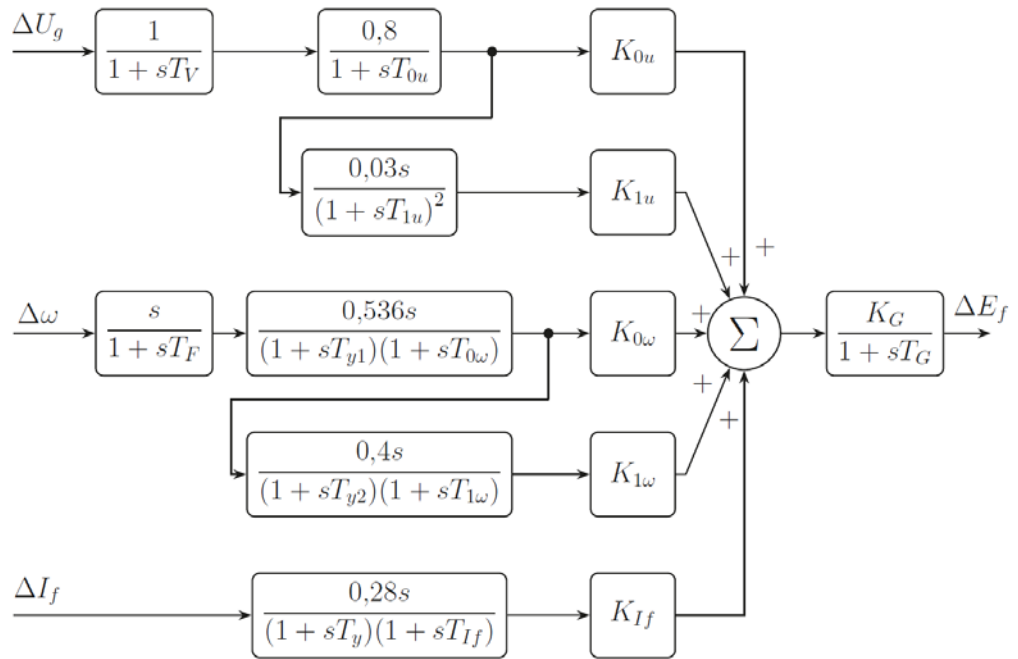


Рисунок 2.2 - Повна структурна схема регулятора збудження АРЗ-СДП1

При дослідженні процесів при кінцевих збурення також додатково враховуються такі обмеження на обмотку збудження:

$$E_f = \begin{cases} E_f, & E_{f \min} \leq E_f \leq E_{f \max} \\ E_{f \max}, & E_f \geq E_{f \max} \\ E_{f \min}, & E_f \leq E_{f \min} \end{cases}$$

Де $E_{f \max} = 2E_{f \text{ref}}$ – напруга збудження при форсуванні, $E_{f \min} = -E_{f \text{ref}}$ – напруга збудження при розбудженні.

2.2. Методи налаштування АРЗ-СДП1

Вимоги, що пред'являються до роботи регуляторів збудження і сформульовані в стандарті, визначають допустимий поведінку генератораво час типових збурень. Крім технічних особливостей реалізації частина вимог відноситься до обраних параметрах пристроїв регулювання збудження. Одним з таких вимог є необхідність демпфірування електромеханічних коливань у всіх можливих режимах за час не більше 15 секунд.

Методики визначення налаштувань АРЗ при цьому можуть бути різними. У описана процедура визначення параметрів автоматичної системи збудження сильної дії за допомогою побудови областей стійкості в просторі параметрів, що коефіцієнтів. Для цього завдання використовується метод D-розбиття.

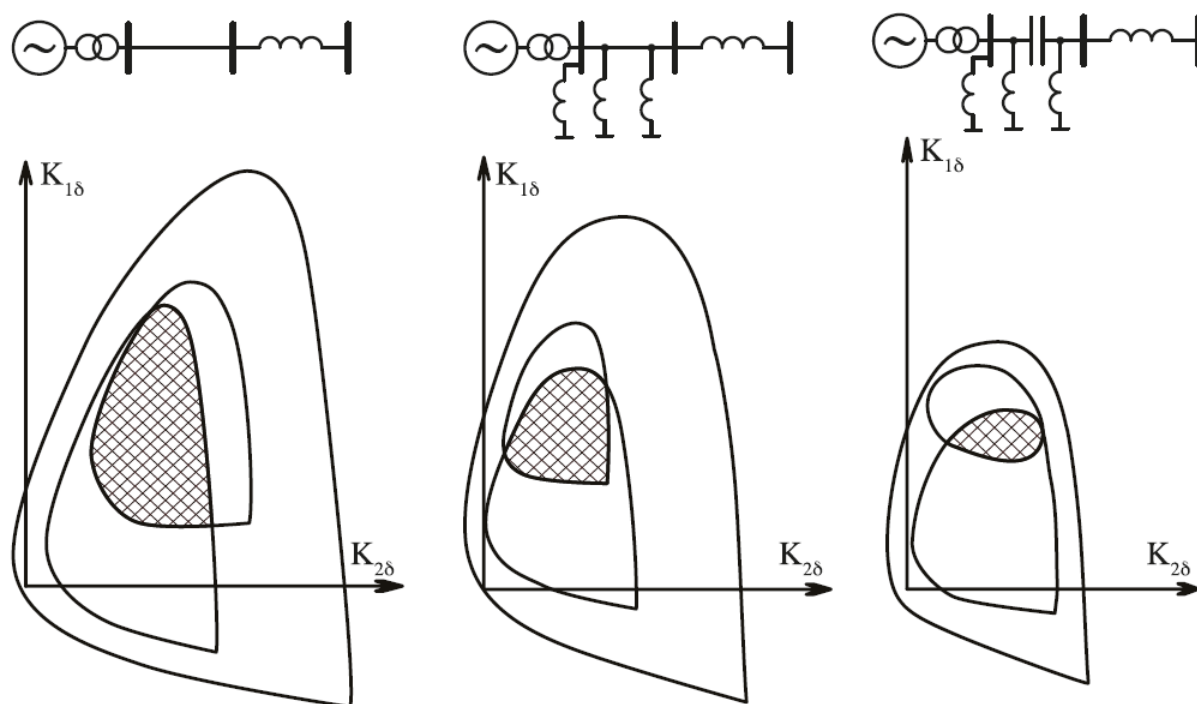
Щоб визначити установки АРЗ-СД за допомогою D-розбиття необхідно побудувати загальну область стійкості, яка є перетином областей, побудованих для різних режимів роботи генератора. Існування такої загальної області стійкості є необхідною умовою виконання налаштування АРЗ-СД. Можливі налаштування повинні бути по можливості віддалені від кордону загальною області стійкості.

Зміна областей стійкості при зміні схеми і режиму передачі потужності показано на рисунку 2.3. Видно, що навіть на простому прикладі області стійкості для різних режимів роботи можуть помітно відрізнятися. Теоретично можливі ситуації, коли перетин областей стійкості розглянутих режимів буде порожнім, тобто буде відсутня загальна область стійкості. В такому випадку неможливо визначити параметри регулятора збудження, які дозволяли б забезпечити стійку роботу в усіх розглянутих режимах.

Забезпечення існування загальної області стійкості досягається шляхом вибору коефіцієнтів посилення по похідній напруги і по похідній струму ротора. В показано, що збільшення даних коефіцієнтів призводить до розширення областей стійкості для окремих режимів, що в свою чергу підвищує розмір загальної області стійкості.

Відзначимо, що для виконання налаштування за допомогою даного методу потрібно опис динамічної моделі генератора. Даний опис визначається на основі частотних характеристик генератора і сусідній енергосистеми, отриманих в результаті експерименту.

У дев'яності роки в ВАТ «НППТ» була розроблена програма «Область», яка дозволяла здійснювати вибір налаштувань стабілізуючого каналу - каналу по відхиленню частоти - на основі принципу побудови областей



Рисонок 2.3 - Зміна областей стійкості при зміні схем передачі і різних режимах

стійкості. На сьогоднішній день реалізовані алгоритми були перенесені в новий програмний комплекс «WinOblast».

Іншим традиційним підходом до налаштування пристроїв АРЗ є визначення їх коефіцієнтів на основі розташування полюсів замкнутої динамічної системи. Під полюсами динамічної системи традиційно розуміються коріння знаменника передавальної функції або власні числа матриці стану. Загальний принцип даної групи методів полягає в побудові цільової функції на основі розташування полюсів замкнутої системи. Налаштування виконується як пошук відповідного екстремуму цільової функції, що гарантує найбільшу зсув полюсів вліво на комплексній

площині для випадку безперервних систем. Пошук екстремуму здійснюється по параметрам пристрою АРЗ.

2.3 Зарубіжні регулятори збудження

Вимоги та рекомендації з моделювання різних систем збудження викладені в стандарті [2], виданим міжнародною організацією IEEE. В даному стандарті наводиться велика кількість моделей різних систем збудження і їх окремих елементів. Пристрої регулювання збудження в даному випадку виконує як функції регулювання, так і функції стабілізації. Допускаються різні способи врахування обмежень від перезбудження, недозбудження або обмежень по току статора.

Виділяють три основні типи систем регулювання збудження з точкизору способу їх харчування:

1. Системи збудження, що живляться від машини постійного струму;
2. Системи збудження, що живляться від машини змінного струму, підключені через статичний або обертається випрямляч;
3. Тиристорні системи збудження, що живляться від трансформатора або додаткової обмотки генератора.

Узагальнена функціональна схема системи регулювання відповідно до цього стандарту представлена на рисунку 2.4. У загальному випадку система збудження може складатися з блоку виміру напруги, блоку компенсації навантаження, пристрої регулювання збудження, збудника і, як правило, системного стабілізатора.

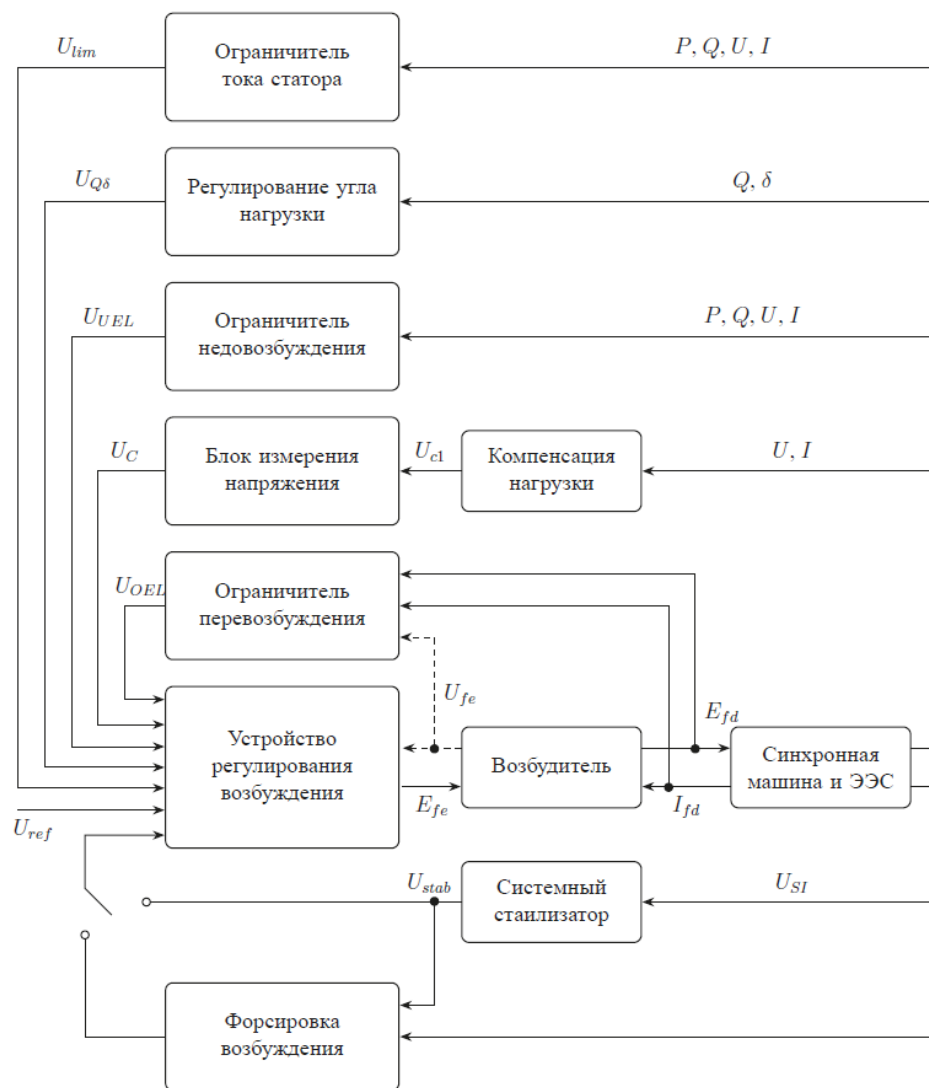


Рисунок 2.4 - Функціональна схема системи регулювання збудження

Процес вимірювання напруги на затискачах генератора полягає в зіставленні реальної напруги деякого пропорційно зменшеному значенню постійної напруги. Даний процес моделюється в блоці перетворення координат.

Блок компенсації навантаження дозволяє штучно зміщувати точку, контролю напруги системою збудження. Так при використанні відповідних поправочних коефіцієнтів можна змістити точку регулювання напруги за трансформатор і замість напруги на затискачах генератора підтримувати напругу на шинах станції.

Блоки обмеження перезбудження і недозбудження служать для обмеження струму ротора зверху і знизу відповідно. У найпростішому випадку вони можуть оделіроваться за допомогою постійних обмежень. Обмеження по струму статора може використовуватися для захисту статора від перегріву. Блок регулювання кута навантаження використовується в ситуаціях, коли слід підтримувати постійне співвідношення між активною потужністю і реактивною потужністю.

2.4 Система збудження типу ST1C

Система збудження типу ST1C описує модель тиристорної системи збудження, де сама система отримує харчування від спеціального трансформатора, підключеного до висновків генератора або від спеціальної додаткової обмотки генератора через керований випрямляч. Структурна схема даної системи збудження наведена на рисунку 2.5.

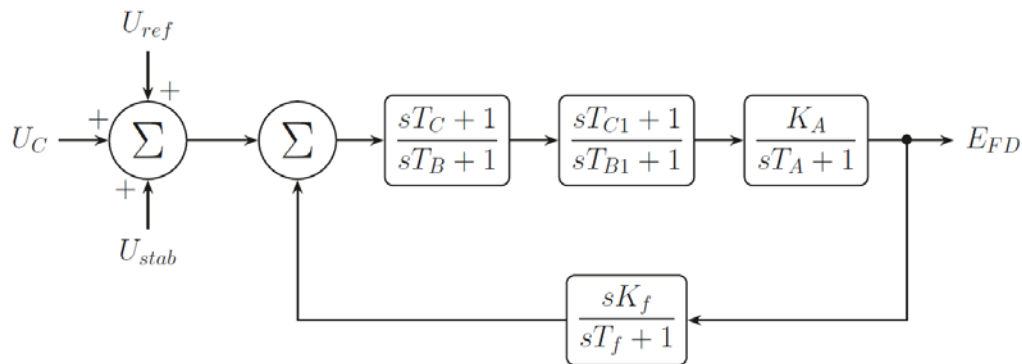


Рисунок 2.5 - Функціональна схема системи регулювання збудження ST1C

Для даного типу систем збудження характерна мала постійна часу збудника. З цієї причини стабілізація збудника не потрібно. Представлена модель є досить універсальною з точки зору моделювання зміни перехідного коефіцієнта посилення, що реалізується або за рахунок прямого зв'язку (ланка першого порядку з постійними часу T_B і T_C , в даному випадку коефіцієнт зворотного зв'язку K_f приймається рівним нулю) або за рахунок зворотного зв'язку і відповідного вибору параметрів K_f і T_f (в даному випадку ланка першого порядку слід ігнорувати, за рахунок вибору T_B і T_C рівним

нулю, якщо це можливо). Коефіцієнт посилення по напрузі і різні внутрішні постійні часу системи регулювання збудження спрощено описуються параметрами K_A і T_A відповідно.

Друга ланка першого порядку дозволяє моделювати збільшення перехідного коефіцієнта посилення, для цього T_{C1} має бути більше, ніж T_{B1} .

2.5 Системний стабілізатор типу PSS1A

Системні стабілізатори (PSS - power system stabilizer) використовуються для демпфірування коливань, що виникають в енергосистемі, за рахунок регулювання збудження генератора. В якості вхідних аргументів для пристроїв PSS використовуються відхилення швидкості обертання ротора, відхилення частоти змінної напруги на затискачах генератора і активна потужність. У разі використання частоти змінної напруги, слід використовувати вимірювання напруги на затискачах генератора, але в окремих випадках допустимо виконувати вимірювання напруги за деяким реактивним опором, яке в деяких випадках є аналогом швидкості обертання ротора. На рисунку 2.6 представлена структурна схема одноканального PSS типу PSS1A.

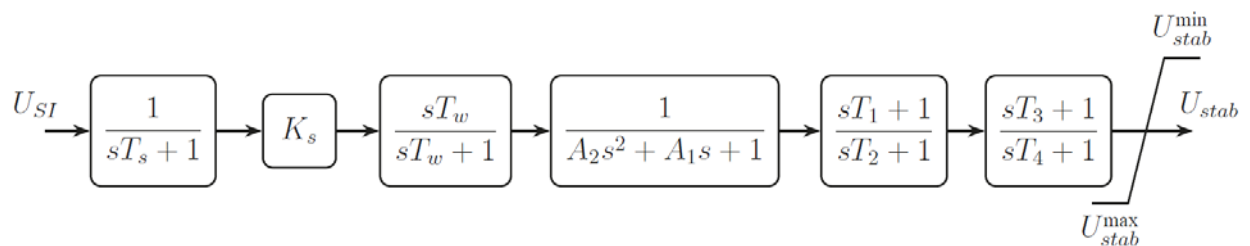


Рисунок 2.6 - Функціональна схема системного стабілізатора типу PSS1A

Постійна часу T_s може використовуватися для моделювання затримки роботи пристрою PSS, пов'язаної з вимірюванням вхідної величини. Коефіцієнт регулювання PSS задається коефіцієнтом усилєння K_s , а смуга пропускання фільтра низьких частот визначається постійною часу T_w . Ланка другого порядку з параметрами A_1 і A_2 дозволяє враховувати деякі високочастотні явища, пов'язані із застосуванням торсійних фільтрів,

використовуваних в деяких пристроях PSS. В інших випадках він може використовуватися для коригування фазочастотних характеристик регулятора. Два наступних ланки першого порядку являють собою фазокомпенсующую схему, параметри якої визначаються постійними часу $T_1 - T_4$.

Висновки другого розділу.

В цьому розділі виконано огляд підходів, що використовуються для регулювання збудження синхронних генераторів. Окремо виконаний огляд вітчизняних і використовуваних за кордоном коштів регулювання. Представлені структурні схеми і закони управління основних типів пристроїв регулювання збудження. Наведено огляд різних підходів, що використовуються для визначення параметрів пристроїв регулювання збудження.

На основі проведеного аналізу зроблено вибір систем регулювання на прикладі яких буде демонструватися робота пропонованих методів і алгоритмів. Виконано огляд наукових публікацій, присвячених використанню методів ідентифікації до вирішення завдань, що виникають при аналізі режимів роботи енергосистем. Показана актуальність даної задачі, яка полягає в необхідності розробки адаптивних методів визначення параметрів пристроїв регулювання збудження.

РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЗБУДЖЕННЯ НА ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ ПРИ КОРОТКОМУ ЗАМИКАННІ НА ЛІНІЇ ЗВ'ЯЗКУ З СИСТЕМОЮ

3.1. Підготовка цифрової моделі енергосистеми

Для перевірки параметрів налаштування АРЗ сильної дії повинна використовуватися цифрова модель енергосистеми, створена в програмах розрахунку перехідних режимів і динамічної стійкості на базі динамічної моделі об'єднаної енергосистеми, що включає електростанцію, для синхронного генератора якої виконується перевірка параметрів налаштування АРЗ сильної дії синхронних генераторів.

Цифрова модель енергосистеми повинна бути актуалізована на момент проведення перевірки.

Цифрова модель системи збудження синхронного генератора, для якого виконується перевірка параметрів налаштування АРЗ сильної дії, в складі цифрової моделі енергосистеми повинна бути верифікована.

Параметри налаштування АРЗ сильної дії синхронного генератора повинні бути задані в його цифровій моделі відповідно до даних, наданими власником або іншим законним власником електростанції, в обсязі, визначеному структурою цифрової моделі.

При застосуванні на синхронному генераторі АРЗ сильної дії вітчизняного виробництва повинні бути задані наступні параметри:

- значення коефіцієнта посилення пропорційного каналу регулятора напруги (по відхиленню напруги): K_U - в одиницях збудження номінальних, віднесених до одиниці статорної напруги (є.в.н. / є.н.с.);

- значення коефіцієнта посилення диференціального каналу регулятора напруги (по похідній напруги): K_{IU} - в одиницях збудження номінальних, віднесених до одиниці статорної напруги за секунду (є.в.н. / є.н.с. / с);

- значення постійної часу інтегрального каналу регулятора напруги: T_i – в секундах;

- значення коефіцієнта посилення каналу внутрішньої стабілізації по похідній струму ротора: K_{IF} - в одиницях збудження номінальних, віднесених до одиниці струму ротора за секунду (е.в.н. / е.т.р. / с);

- значення коефіцієнта посилення каналу системної стабілізації по частоті напруги: K_F - в одиницях збудження номінальних, віднесених до частоти (в Герцах): е.в.н. / Гц;

- значення коефіцієнта посилення каналу системної стабілізації по похідній частоти напруги: K_{IF} - в одиницях збудження номінальних, віднесених до частоти (в Герцах за секунду): е.в.н. / Гц / с.

При застосуванні на синхронному генераторі АРЗ сильної дії закордонного виробництва, виконаного відповідно до стандарту IEEE 421 «Керівництво по ідентифікації, випробувань, і оцінки динамічних характеристик систем регулювання збудження», в верифіковану модель регулятора вносяться всі параметри (коефіцієнти і постійні часу), що входять до складу цієї моделі.

3.2. Вибір розрахункових умов

Для кожного з режимів зимового і літнього максимуму, і мінімуму споживання енергосистеми в програмах розрахунку усталених режимів повинні бути підготовлені такі характерні режими:

- режим номінального завантаження синхронного генератора по активній і реактивної потужності при номінальній напрузі статора в нормальній схемі електростанції;

- режим номінального завантаження синхронного генератора по активній потужності і споживання реактивної потужності відповідно до діаграми потужності синхронного генератора («P-Q діаграма») з урахуванням параметрів налаштування обмежувача мінімального збудження (поблизу

кордону ОМВ). Для формування режиму допускається моделювання підключення до шин електростанції конденсаторної батареї необхідної потужності;

- режими номінального завантаження синхронного генератора по активній потужності в одиничних ремонтних схемах (при виведенні в ремонт по черзі усі, що відходять від ВРП 110-750 кВ електростанції ліній електропередачі або автотрансформаторів зв'язку);

- режими номінального завантаження синхронного генератора по активній потужності в подвійних ремонтних схемах (при відключенні по черзі всіх відходять від ВРП 110-750 кВ електростанції ліній електропередачі або автотрансформаторів зв'язку в кожній з ремонтних схем).

Склад характерних режимів може бути розширено шляхом включення додаткових режимів, що відображають найбільш важкі схемно-режимні умови.

3.3. Виконання перевірочних розрахунків

Перевірочні розрахунки повинні виконуватися в програмах розрахунку перехідних режимів і динамічної стійкості.

Перевірочні розрахунки електромеханічних перехідних процесів повинні проводитися в кожному характерному режимі для трифазних коротких замикань тривалістю 0,02 с на шинах ВРУ 110-750 кВ, до яких через трансформатор підключений синхронний генератор з АРЗ сильної дії, що перевіряється.

Для АРЗ сильної дії синхронних генераторів в кожному з характерних режимів необхідно виконати два розрахунки електромеханічного перехідного процесу при зазначених в п. 3.2 збурення. Перший розрахунок необхідно виконати з наявними параметрами налаштування каналів стабілізації або при включеному системному стабілізаторі, другий - при виведених каналах стабілізації або при відключеному системному стабілізаторі.

У процесі розрахунку повинні реєструватися графіки зміни наступних параметрів електромеханічного перехідного процесу:

- активна потужність синхронного генератора;
- перетоки активної потужності по лініях електропередачі, які відходять від ВРП електростанції.

3.4. Оцінка параметрів налаштування АРЗ сильної дії синхронних генераторів

Оцінка параметрів налаштування АРЗ сильної дії синхронних генераторів повинна виконуватися шляхом аналізу графіків зміни параметрів електромеханічного перехідного процесу, зареєстрованих відповідно до п. 3.4.

Критеріями ефективності параметрів налаштування АРЗ сильного дії синхронних генераторів є:

- зменшення часу загасання електромеханічних перехідних процесів при введених каналах стабілізації (включеному системному стабілізаторі) у всіх характерних режимах в порівнянні з часом загасання при виведених каналах стабілізації (відключеному системному стабілізаторі);
- демпфірування електромеханічних перехідних процесів у всіх характерних режимах на частоті коливань ротора синхронного генератора за час, що не перевершує 15 с.

Якщо критерії ефективності параметрів налаштування АРЗ сильного дії синхронних генераторів не виконуються хоча б в одному з характерних режимів, параметри налаштування АРЗ сильної дії синхронних генераторів повинні бути скориговані.

Оцінка параметрів налаштування АРЗ сильної дії синхронних генераторів після їх корекції повинна бути виконана після проведення повторних розрахунків в обсязі п. 3.

Тестова модель енергосистеми повинна бути оснащена: - АРЗ синхронних генераторів і автоматичними регуляторами швидкості турбін; - пристроями, що реалізують короткі замикання різного виду; - пристроями моделювання дії РЗА; - системою контролю і реєстрації параметрів електроенергетичного режиму.

3.5 Дослідження електромеханічних перехідних процесів в DlgSILENT Power Factory

В якості прикладу розглянуто тестову схему IEEE 14 bus modified схема якої представлена на рис. 6.1. IEEE 14 bus modified складається з 2 синхронних генераторів та 3 синхронних компенсаторів, 19 вузлів енергосистеми, 17 ЛЕП, 8 силових трансформаторів та 11 вузлів навантаження. Сумарне навантаження енергосистеми становить 259 МВт і 73,5 МВАр.

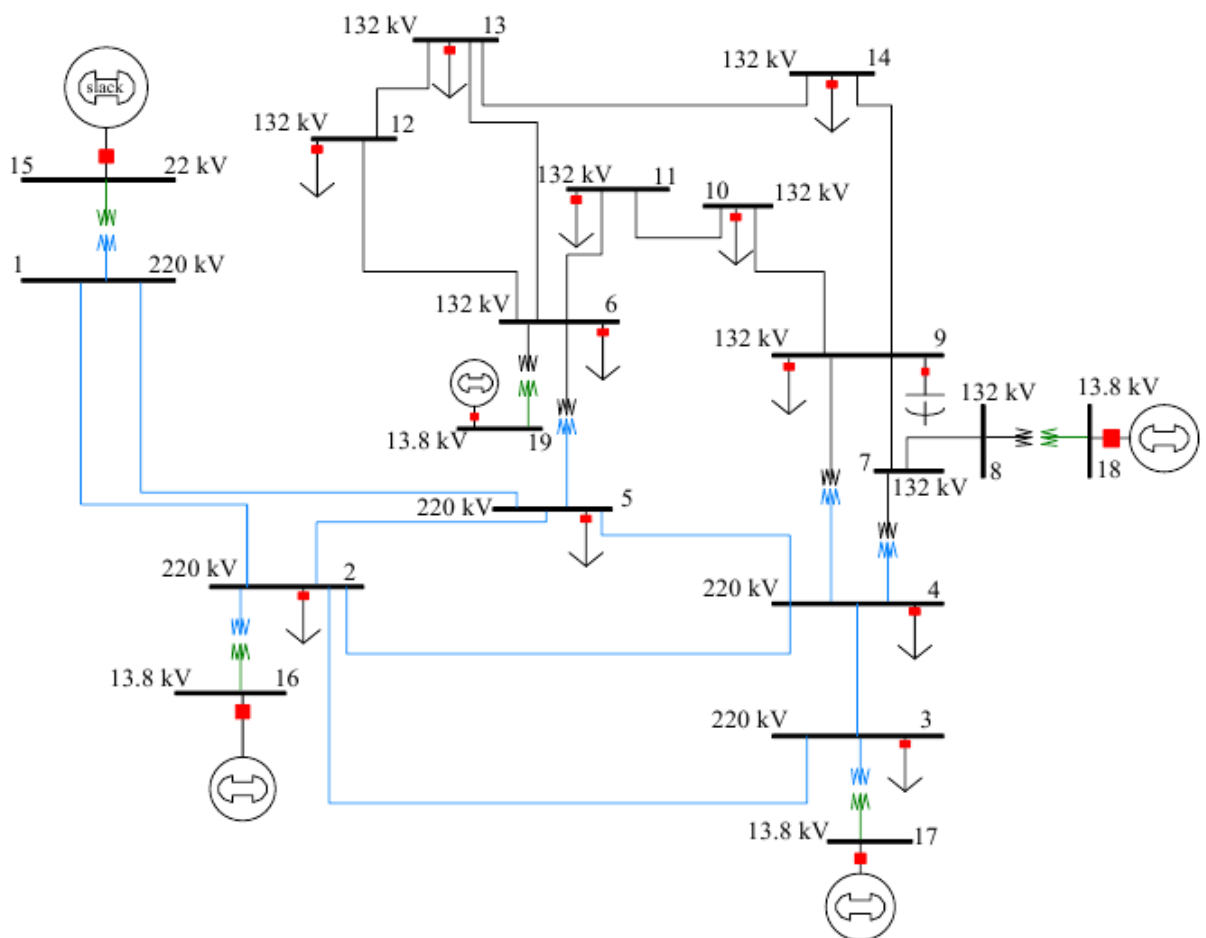


Рис. 3.1 – Розрахункова схема IEEE 14 bus modified

Параметри синхронних машин тестової схеми наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 Параметри синхронних машин тестової схеми IEEE 14 bus modified

Тип	Синхронний генератор	Синхронний генератор	Синхронний компенсатор	Синхронний компенсатор
Позначення електрообладнання	1(15)	2(16)	3(17)	6(19),8(18)
Номінальна потужність, МВА	448	100	40	25
Номінальна напруга, кВ	22	13,8	13,8	13,8
Стала інерції H, с	2,656	4,985	1,520	1,200
Коефіцієнт демпфування коливань D	2	2	0	0
Активний опір статора r_a , (p.u.)	0,0043	0,0035	0	0,0025
Синхронний реактивний опір по повздожній осі d X_d , (p.u.)	1,670	1,180	2,373	1,769
Синхронний реактивний опір по повздожній осі q X_q , (p.u.)	1,600	1,050	1,172	0,855
Перехідний реактивний опір по повздожній осі d $X'd$, (p.u.)	0,265	0,220	0,343	0,304

Перехідний реактивний опір по повздожній осі q $X'q$, (p.u.)	0,460	0,380	1,172	0,5795
Надперехідний реактивний опір по повздожній осі d $X''d$, (p.u.)	0,205	0,145	0,231	0,2035
Надперехідний реактивний опір по повздожній осі q $X''q$, (p.u.)	0,205	0,145	0,231	0,2035
Індуктивний опір X_l або X_r (p.u.)	0,150	0,075	0,132	0,1045
Перехідна стала часу розімкнутого кола по осі d $T'd0$, (s)	0,5871	1,100	11,600	8,000
Перехідна стала часу розімкнутого кола по осі q $T'q0$, (s)	0,1351	0,1086	0,159	0,018
Надперехідна стала часу розімкнутого кола по осі d $T''d0$, (s)	0,248	0,0277	0,058	0,0525
Надперехідна стала часу розімкнутого кола по осі q $T''q0$,	0,0267	0,0351	0,201	0,0151

Параметри моделі системи збудження синхронних машин тестової схеми наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 Параметри моделі системи збудження синхронних машин тестової схеми IEEE 14 bus modified

Тип	IEEE T1	IEEE T1	IEEE T1	IEEE T1
Номінальна потужність	1(15)	2(16)	3(17)	6(19),8(18)
Номінальна потужність ,МВА	448	100	40	25
Номінальна напруга, кВ	22	13,8	13,8	13,8
Стала часу фільтра регулювання входу T_F , в.о.	0	0.060	0	0
Коефіцієнт каналу підсилення K_a , в.о.	50	25	400	400
Стала часу каналу регулювання T_a , сек	0.060	0.200	0.050	0.050
Максимум регулювання виходу V_{Rmax} , в.о.	1.0	1.0	6.630	4.407
Мінімум регулювання виходу V_{Rmin} , в.о.	-1.0	1.0	-6.630	-4.407
Коефіцієнт посилення пропорційного каналу регулятора напруги K_e , в.о.	-0.0465	-0.0582	-0.170	-0.170
Стала часу збуджувача T_e , сек	0.520	0.6544	0.950	0.950
Коефіцієнт посилення каналу системної	0.0832	0.105	0.040	0.040

стабілізації по частоті напруги K_f , в.о.				
Стала часу каналу системної стабілізації по частоті напруги T_f , сек	1000	0.350	1000	1000
Напруга поля E_1 , в.о.	3240	2.5785	6.375	4.2375
Фактор насичення $SE(E_1)$	0.072	0.0889	0.2174	0.2174
Напруга поля E_2 , в.о.	4.320	3.438	8.500	5.650
Фактор насичення $SE(E_2)$	0.2821	0.3468	0.9388	0.9386

Для оцінки стійкості тестової схеми IEEE 14 bus modified при аналізі перехідного періоду у момент $t = 1$ с значення навантажень на у вузлах навантаження 3, 4 та 9 збільшено на 20% (загальна зміна 34,3 МВт). IEEE 14-bus модифікована відповідь тестової системи в ця подія наведена на рис. 3.4-3.9.

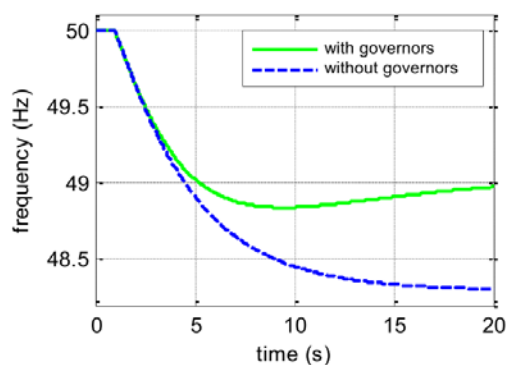


Рис. 3.4 – Графік зміни частоти в енергосистемі при накиді навантаження на 20 % при наявності/відсутності автоматичних регуляторів швидкості турбіни СГ

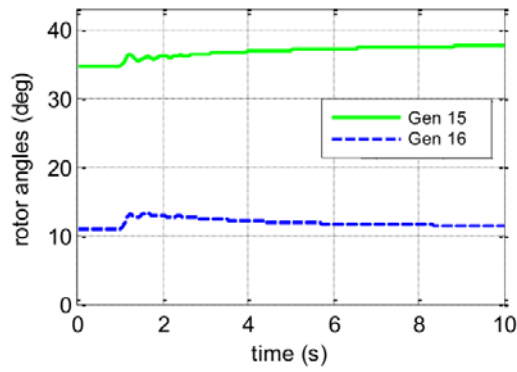


Рис. 3.5 – Графік зміни кута ротора δ синхронних генераторів при накиді навантаження на 20 %

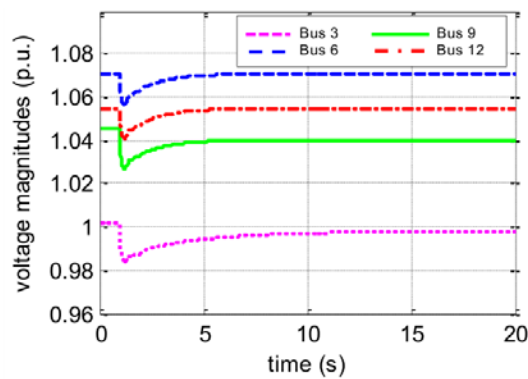


Рис. 3.6 – Графік зміни величини напруги на системах шин при накиді навантаження на 20 % при наявності системи АРЗ на СГ

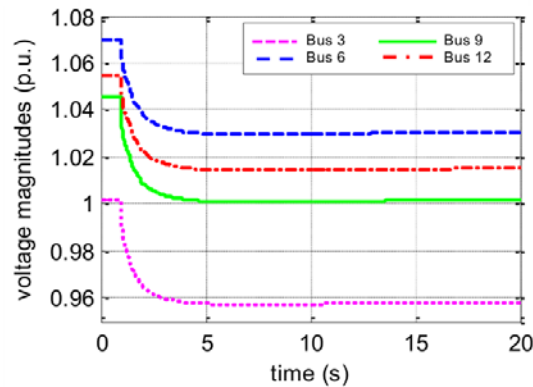


Рис. 3.7 – Графік зміни величини напруги на системах шин при накиді навантаження на 20 % при відсутності системи АРЗ на СГ

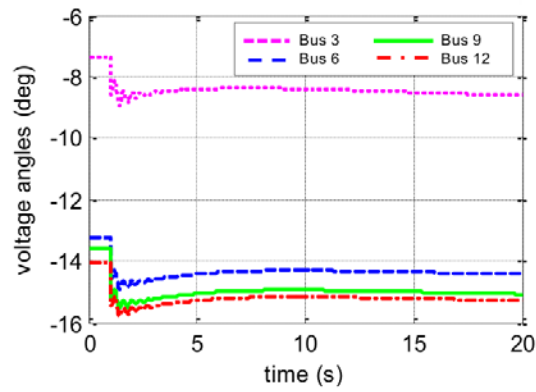


Рис. 3.8 – Графік зміни величини кута напруги на системах шин при накиді навантаження на 20 % при наявності системи АРЗ на СГ

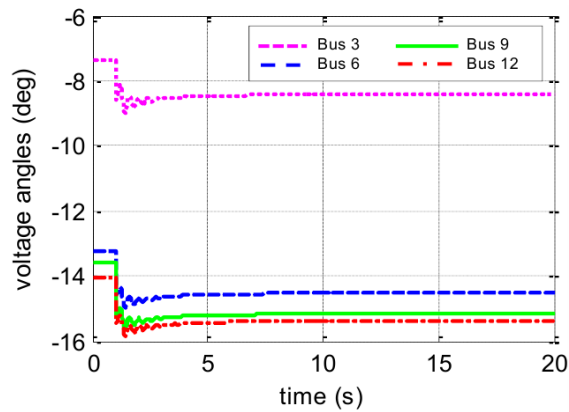


Рис. 3.9 – Графік зміни величини кута напруги на системах шин при накиді навантаження на 20 % при відсутності системи АРЗ на СГ

Для IEEE 39-Bus Modified Test System (рис. 3.10), що складається з 10 СГ, 49 вузлів енергосистеми, 32 ЛЕП, 24 силових трансформаторів та 19 вузла навантаження сумарною потужністю 6097,1 МВт та 1408,9 МВАр було виконано дослідження.

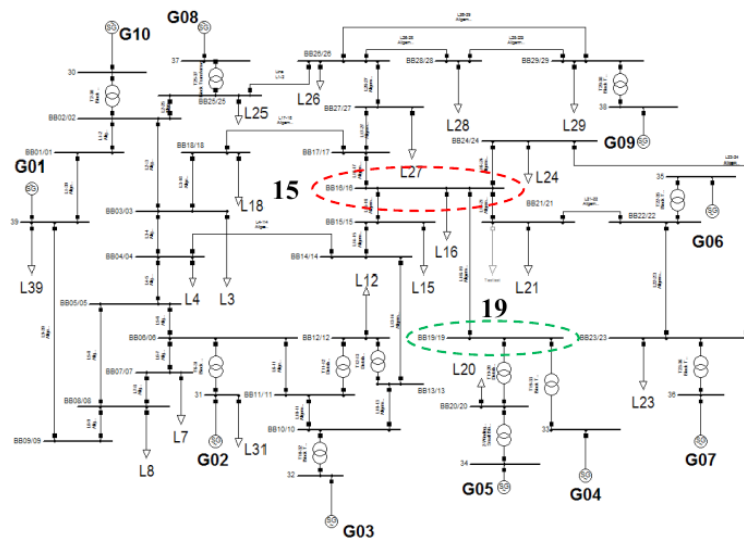


Рис. 3.10 – Розрахункова схема IEEE 39-Bus Modified Test System

Параметри моделі системи збудження синхронних машин тестової схеми IEEE 39-Bus Modified Test System наведено в табл. 3.3-3.5.

Таблиця 3.3 Параметри налаштування моделі системи AP3 DC1A

Параметр	Величина
Коефіцієнт підсилення K_A	200
Стала часу підсилення T_A , с	0,005
Похідна константи часу T_C , с	3,1
Затримка часу каналу регулювання напруги T_B , с	40
Коефіцієнт посилення пропорційного каналу регулятора напруги K_E	0,5
Стала часу збуджувача T_E , с	0,05
Коефіцієнт каналу стабілізації по частоті K_F	0,01
Стала часу каналу стабілізації по частоті T_F , с	0,3
Мінімальний вихід $V_{R\min}$	-5
Максимальний вихід $V_{R\max}$	9

Таблиця 3.4 Параметри налаштування моделі системи AP3 ST1A

Параметр	Величина
Коефіцієнт підсилення K_A	100
Стала часу підсилення T_A , с	0.05
Стала часу затримки фільтра 1 T_B , с	30
Похідна сталої часу фільтра 1 T_C , с	0.1
Стала часу затримки фільтра 2 T_{B1} , с	0.5
Похідна сталої часу фільтра 2 T_{C2} , с	1
Коефіцієнт обмеження струму K_F	0.01
Коефіцієнт каналу стабілізації по частоті K_c	0.01
Стала часу каналу стабілізації по частоті T_F , с	1.2
Коефіцієнт вхідного струму K_{IR} , в.о.	1
Мінімальний вихід V_{Rmin}	-5
Максимальний вихід V_{Rmax}	5

Таблиця 3.5 Параметри налаштування моделі системи AP3 AC5A

Параметр	Величина
Коефіцієнт підсилення K_A	200
Стала часу підсилення T_A , с	0,03
Коефіцієнт посилення пропорційного каналу регулятора напруги K_E	0,5
Стала часу збуджувача T_E , с	1
Коефіцієнт каналу стабілізації по частоті K_F	0,2
Стала часу каналу стабілізації по частоті T_{f1} , с	3
Стала часу каналу стабілізації по частоті T_{f2} , с	1
Стала часу каналу стабілізації по частоті T_{f3} , с	0
Фактор насичення 1 $E1$, в.о.	3,13

Фактор насичення 2 S1, в.о.	0,1
Мінімальний вихід V_{Rmin}	-20
Максимальний вихід V_{Rmax}	20

Для дослідження реакції системи збудження на збурення будемо змінювати параметри K_A і T_A . В якості збурень будемо моделювати 3ф КЗ тривалістю 150 мс у вузлі енергосистеми 19 і раптове відключення генератора G08. На рис. 3.11 – 3.15 показана здатність схеми IEEE 30-Bus Modified Test System протистояти збуренню, що виникло та підтримувати синхронізм.

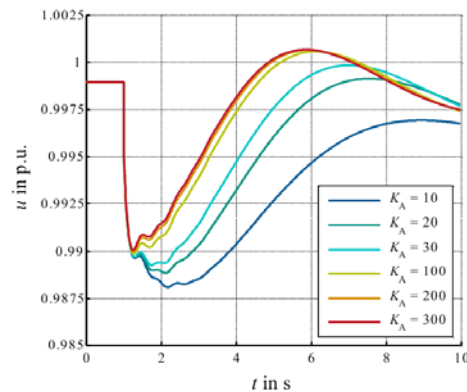


Рис. 3.11 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра K_A . та втраті генератора G08 (всі генератори оснащенні AP3 типу AC5A AVR)

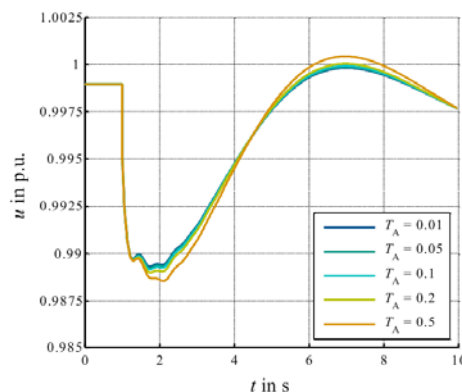


Рис. 3.12 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра T_A . та втраті генератора G08 (всі генератори оснащенні AP3 типу AC5A AVR)

Як видно на рис. 3.11, для системи збудження AC5A AVR значення параметра $K_A > 100$ дають кращі результати регулювання напруги, інакше падіння напруги буде значно глибше і триваліше. На рис. 3.12 видно, що стала часу $T_A < 0,2$ с дає кращі результати регулювання напруги. Проте ефективність посилення сигналу шляхом зниження сталої часу T_A до мінімуму дуже низька.

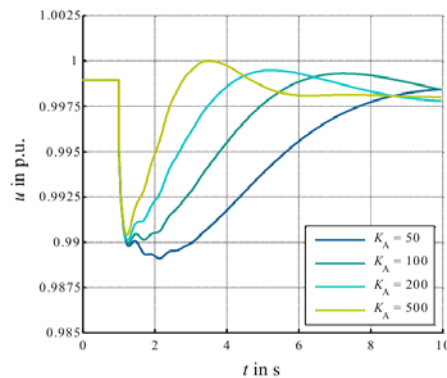


Рис. 3.13 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра K_A та втраті генератора G08 (всі генератори оснащені AP3 типу DC1A AVR)

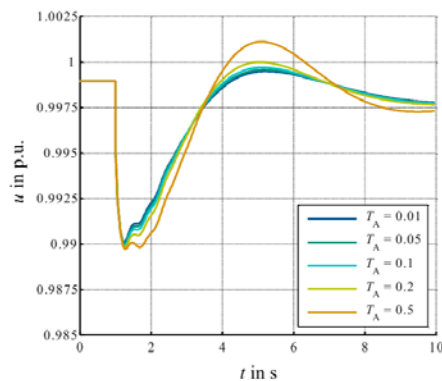


Рис. 3.14 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра T_A та втраті генератора G08 (всі генератори оснащені AP3 типу DC1A AVR)

Результати моделювання системи збудження DC1A на рис. 3.18 показують, що посилення сигналу $K_A > 200$ призводить до більш швидкої реакції AVR і меншої провалу напруги, ніж для низьких значень K_A . Однак,

наближаючись до 500 і вище супроводжується перевищенням номінальних параметрів і цього слід уникати. На рис. 3.14 як і для AC5A AVR видно, що стала часу $T_A \leq 0,2$ с дає кращі результати регулювання напруги.

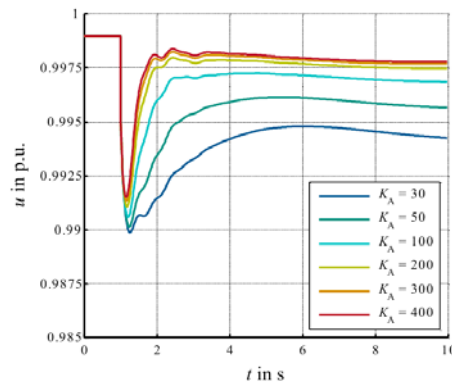


Рис. 3.15 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра K_A та втраті генератора G08 (всі генератори оснащені АРЗ типу ST1A AVR)

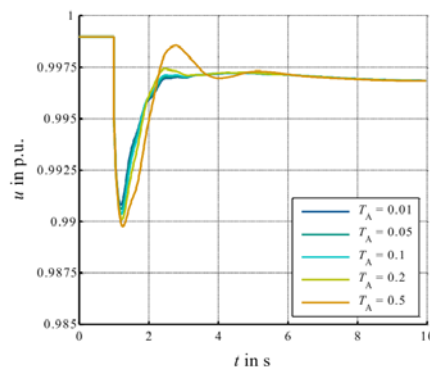


Рис. 3.16 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра T_A та втраті генератора G08 (всі генератори оснащені АРЗ типу ST1A AVR)

Як видно на рис. 3.15, система збудження ST1A при відключенні генератора значно нижче стаціонарних напруг при низьких значеннях $K_A < 200$. Тому значення параметра $K_A > 200$ рекомендується. Високі значення (наприклад, $K_A = 400$) не покращують або не погіршують поведінку збудника. На рис. 3.16 як і для AC5A AVR та DC1A AVR видно, що стала часу $T_A \leq 0,2$ с дає кращі результати регулювання напруги.

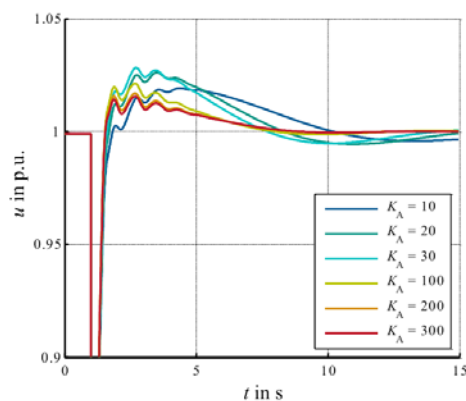


Рис. 3.17 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра K_A . та 3ф КЗ у вузлі 19 (всі генератори оснащені АРЗ типу АС5А AVR)

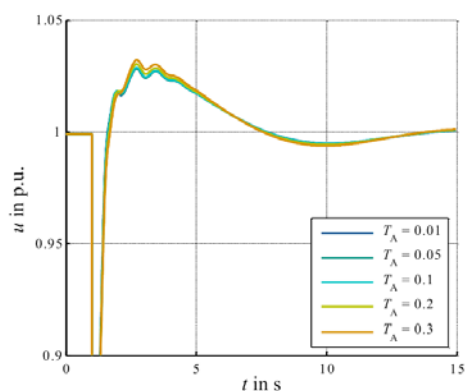


Рис. 6.18 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра T_A . та 3ф КЗ у вузлі 19 (всі генератори оснащені АРЗ типу АС5А AVR)

На рис. 3.17-3.18 показано, що стала часу T_A практично не впливає на поведінку системи АРЗ при 3ф КЗ. Як у дослідженні відключення генератора можна сказати, що для системи збудження АС5А значення K_A в діапазоні від 200 до 300 і $T_A < 0,2$ с дають кращі результати регулювання напруги.

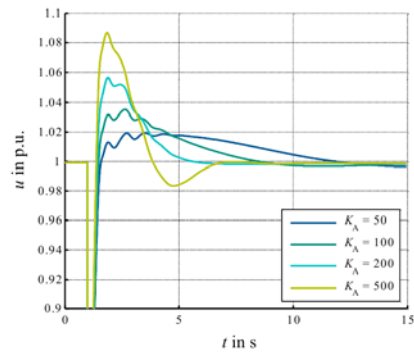


Рис. 3.19 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра K_A . та 3ф КЗ у вузлі 19 (всі генератори оснащені АРЗ типу DC1A AVR)

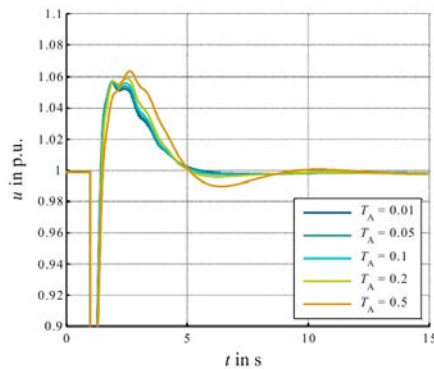


Рис. 3.20 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра T_A . та 3ф КЗ у вузлі 19 (всі генератори оснащені АРЗ типу DC1A AVR)

На рис. 3.19-3.20 видно, що високі значення K_A призводять до дуже швидкого перевищення напруг для систем збудження DC1A після відключення 3ф КЗ. Кращі значення K_A знаходяться в діапазоні від 100 до 200, що є прийнятними і для відключення генератора G08. Значення $T_A < 0,2$ с дають кращі результати регулювання напруги.

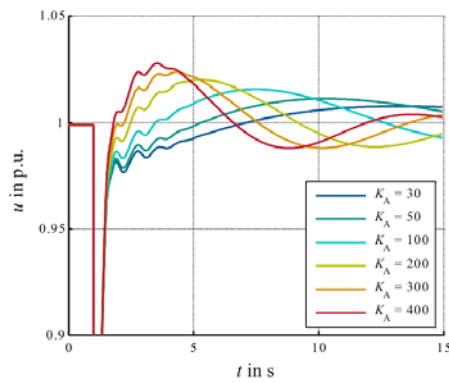


Рис. 3.21 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра K_A . та 3ф КЗ у вузлі 19 (всі генератори оснащені AP3 типу ST1A AVR)

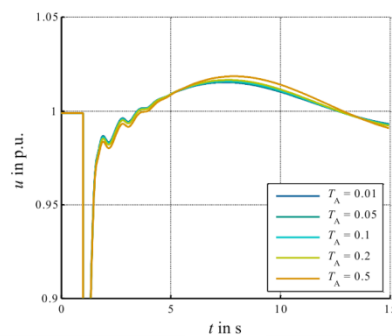


Рис. 3.21 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра T_A . та 3ф КЗ у вузлі 19 (всі генератори оснащені AP3 типу ST1A AVR)

Поведінка систем AP3 типу ST1A AVR протягом 3ф КЗ супроводжується швидким та високим перевищенням напруги при різних значеннях K_A (див. рис. 3.21). Кращі значення K_A знаходяться в діапазоні від 100 до 200, що є прийнятними і для відключення генератора G08. Значення $T_A < 0,2$ с дають кращі результати регулювання напруги.

Виконаємо дослідження впливу AP3 на регулювання напруги при різних типах AP3, оскільки в реальних ЕЕС існує безліч встановлених різних систем збудження.

Сценарій 1: Дослідження зміни величини напруги вузла 15 при втраті генератора G08. Всі генератори оснащені AP3 типу AC5A, DC1A або ST1A.

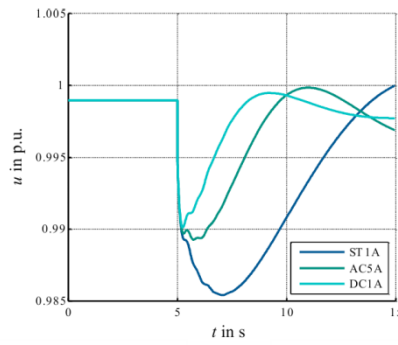


Рис. 3.22 – Графік зміни величини напруги вузла 15 по Сценарію 1

Як видно на рис. 3.22, різні типи системи збудження показують зовсім іншу поведінку в порівнянні, коли вони є діють самостійно. Напруга на шинах 15 для ST1A показує найвищий ефект негативного перебільшення стаціонарної напруги.

Сценарій 2: Дослідження зміни величини напруги вузла 15 при втраті генератора G08. Для цього сценарію генаратори G01 - G07 оснащені системою збудження типу ST1A (близько 70%), G08 - G10 типами AC5A або DC1A, що відповідно складають 30% всіх системи збудження.

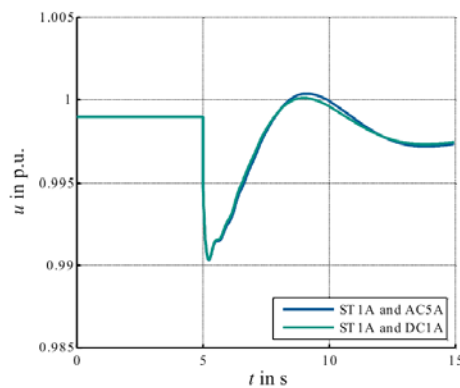


Рис. 3.22 –Графік зміни величини напруги вузла 15 по Сценарію 2

Сценарій 3: Дослідження зміни величини напруги вузла 15 при втраті генератора G08. Для цього сценарію генаратори G01 - G05 оснащені системою збудження типу AC5A, G06 - G10 типами ST1A або DC1A, що відповідно складають 50% всіх системи збудження.

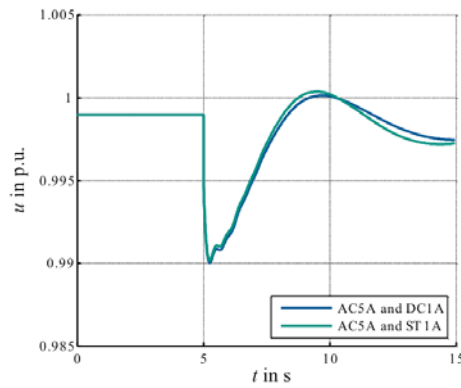


Рис. 2.23 – Графік зміни величини напруги вузла 15 по Сценарію 3

Як і для сценарію 2 при співвідношенні систем збудження 50:50 процес регулювання напруги на шині 15 дуже схожі для ACSA і DC1A або ACSA і ST1A, навіть якщо різні системи АРЗ самостійно показують зовсім іншу поведінку.

Висновки до третього розділу.

Запропоновано алгоритм налаштування параметрів пристрою автоматичного регулювання збудження синхронного генератора, який ґрунтується на використанні сукупності методів оптимізації необхідних цільових функцій, складених на основі кореневих і частотних критеріїв оцінки параметрів процесу регулювання, для якісного функціонування автоматичного регулятора збудження синхронного генератора (АРЗ СГ), що працює в різних схемно-режимних ситуаціях.

Виконано практичне дослідження отриманих налаштовувальних параметрів АРЗ СГ в програмному комплексі DlgSILENT PowerFactory. На основі проведених вимірювань, одержуваних при моделюванні різних збурень, визначені оптимальні налаштування. Розглянуто найбільш точні і швидкодіючі способи їх отримання на основі як прямих математичних методів, так і більш складних. Виявлені швидкодіючі методи пошуку оптимізаційних параметрів АРЗ СГ дозволяють при зміні параметрів енергосистеми розраховувати значення коефіцієнтів і постійних часу і, тим

самим, при виникненні електромеханічних коливань забезпечувати ефективне демпфірування.

РОЗДІЛ 4. ВИЗНАЧЕННЯ УСТАНОВОК ПРИСТРОЇВ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЗБУДЖЕННЯ

Для визначення параметрів пристрою PSS використовується метод μ -синтезу. Даний метод є продовження теорії H_∞ оптимізацію. Даний метод дозволяє синтезувати робастний регулятор з врахуванням невизначеності моделі об'єкта управління. У розділі наводиться поняття структурного сингулярного числа. Описана процедура синтезу регулятора з його використанням. Визначення параметрів пристрою PSS виконується шляхом пошуку мінімуму цільової функції, яка прагне мінімізувати відхилення між АЧХ і ФЧХ пристрою PSS і синтезованого регулятора на заданому частотному діапазоні. Для поліпшення збіжності процедури використовується регуляризатора Тихонова.

4.1 Поняття H_∞ норми

Поняття H_∞ норми зручніше всього вводить в контексті норм \mathcal{L}_2 , \mathcal{L}_∞ и H_2 норм, визначених в просторах вимірних і інтегрованих функцій.

Окремим випадком, які мають найбільший практичний сенс, є підмножина функцій, визначених на інтервалі $[0; +\infty)$. даний інтервал цікавий тим, що для функцій даного безлічі визначено перетворення Лапласа.

В такому випадку L_2 норма визначається як: $\mathcal{L}_2 = \|f(t)\|_2 = \left(\int_0^{+\infty} f(t)^2 dt\right)^{\frac{1}{2}}$, де $f(t)$ - вимірювана по Лебегу функція, знайдена на $[0; +\infty)$. Якщо припустити, що $f(t)$ це деякій фізичний сигнал, то квадрат норми \mathcal{L}_2 відображає енергію сигналу.

Для опису динамічних систем часто вдаються до використання передавальних функцій. Нехай дана передавальна функція $G(s)$, відповідна стійкої одноканальної системи. Відомо, що функція $G(s)$ є результатом застосування перетворення Лапласа до сигналу $g(t)$, отриманого в результаті застосування δ функції в якості вхідного сигналу розглядається

одноканальної системи. Тоді можна визначити норму в просторі Харді H_2 наступним чином: $\|G\|_2 = \left(\int_0^{+\infty} g(t)^2 dt \right)^{\frac{1}{2}} = \|g\|_2$.

Відповідно до теореми Планшереля (її окремий випадок, який використовується в даному випадку, також відомий як теорема Парсеваля) H_2 норма передавальної функції може бути визначена в частотному просторі в такий спосіб: $\|G\|_2 = \left(\frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} G(j\omega)^2 d\omega \right)^{\frac{1}{2}}$

За допомогою \mathcal{L}_2 норми можна ввести характеристику динамічної системи, яка визначалася б як відношення \mathcal{L}_2 норми вихідного сигналу до аналогічної норми вхідного сигналу. Однак в такому випадку треба було б визначати \mathcal{L}_2 норми для кожного вхідного сигналу. Замість цього пропонується визначити найбільший можливий коефіцієнт співвідношення \mathcal{L}_2 норм вихідного і вхідного сигналів. Даний максимум є H_∞ нормою динамічної системи і записується як: $\|G\|_\infty = \sup_{u \in L_2, \|u\|_2 \neq 0} \frac{\|Gu\|_2}{\|u\|_2}$

Де L_2 – простір вимірювальних, квадратично інтегруємих функцій, знайдених на $[0; +\infty)$. В деяких джерелах, замість простого екстремума використовується поняття істотного супремум (ess sup), яке відрізняється від звичайного тим, що обмежує функцію зверху майже всюди.

З важливих властивостей H_∞ норми необхідно відзначити, що в разі багатоканальних динамічних систем значення H_∞ норми відповідає значенню найбільшого сингулярного числа передавальної матриці-функції. Крім того, з визначення випливає, що значення H_∞ норми динамічної системи збігається з максимумом амплітудно-частотної характеристики. Остання властивість відіграє важливе значення при побудові методів на основі H_∞ норми.

4.1.2 Стандартна проблема побудови регулятора за допомогою H_∞ норми

Розглянемо динамічну модель, представлену на рисунку 4.1. Сигнали w , u , z і y є векторними і визначають відповідно сигнали зовнішнього впливу (збурення, похибка вимірювання, уставки), сигнали управління, сигнали,

якими необхідно управляти (різні відхилення і обчислені на їх основі вагові функції), і сигнали вимірювання. Передавальні матриці G і K описують об'єкт управління і контролер відповідно. Передбачається, що G відома дійсно-раціональна власна матриця, а дійсно раціональна власна матриця K визначається таким чином, щоб забезпечити мінімум H_∞ -норми передавальної матриці від w до z за умови виконання обмежень внутрішньої стійкості.

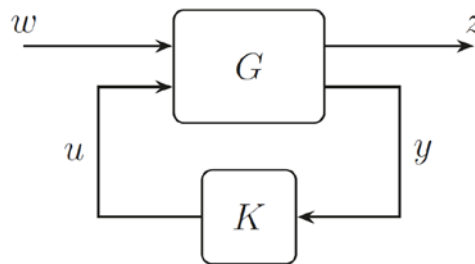


Рис 4.1 - Подання моделі зі зворотним зв'язком

Розглянемо розбиття передавальної матриці G наступним чином: $G = \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} \\ G_{21} & G_{22} \end{bmatrix}$ тоді рівняння, відповідні Рис. 4.1 приймають вигляд:

$$z = G_{11}w + G_{12}u, \quad y = G_{21}w + G_{22}u, \quad u = Ky.$$

Виключимо з отриманих виразів сигнали u і y , побудова передавальної функції від w до z по суті є дрібно-лінійним перетворенням відносно K :

$$z = [G_{11} + G_{12}K(I - G_{22}K)^{-1}G_{21}].$$

Щоб пояснити значення K стабілізуючого G , введемо пару фіктивних сигналів v_1 і v_2 , як показано на рис 4.2. Можна показати, що дев'ять передаточних матриць, що пов'язують три вхідних сигналу w , v_1 і v_2 з трьома вихідними сигналами z , u і y існують і є власними. Якщо вони належать простору H_∞ , то кажуть, що K стабілізує G . Можна сформулювати альтернативне для моделей в просторі станів. Так, нехай G і K представлені в вигляді моделей в просторі станів, а сигнал w на рисунку 4.1 дорівнює

нулю. Тоді K стабілізує G тоді і тільки тоді, коли вектора стану G і K прагнуть до нуля з будь-якого початкового положення.

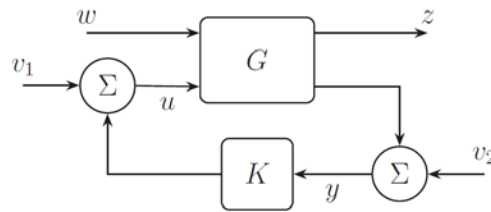


Рис. 4.2 - Подання моделі при формулюванні визначення стабілізуючого регулятора

Стандартна проблема H_∞ оптимізації в такому випадку полягає у визначенні такої дійсно-раціональної власної передавальної функції K , яка забезпечує найменше значення норми H_∞ передавальної матриці від w до z за умови забезпечення внутрішньої стійкості системи.

4.2.1 Визначення установок АРЗ СДП1 на прикладі одномашинної системи

Розглянемо визначення налаштувань демпфуючого каналу АРЗ СДП1 на прикладі раніше поданої одномашинної моделі енергосистеми. Вихідні значення коефіцієнтів посилення в каналі стабілізації і отримані в результаті мінімізації H_∞ норми наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Порівняння початкових і отриманих налаштувань АРЗ СДП1 в одномашинній системі.

Параметри	K_{of} <i>o.e.</i>	K_{of} <i>o.e.</i>
Вхідні налаштування	0,1	0,1
Отримані налаштування	400	0,01

Порівняння графіків відхилення частоти під час перехідних процесів при вихідних і отриманих налаштуваннях демпфуючого каналу АРЗ СДП1 у відповідь на мале збурення представлено на рис 4.3. порівняння графіків

перехідних процесів, викликаних коротким замиканням з подальшим відключенням пошкодженої лінії, для тих же налаштувань показано на рис 4.4.

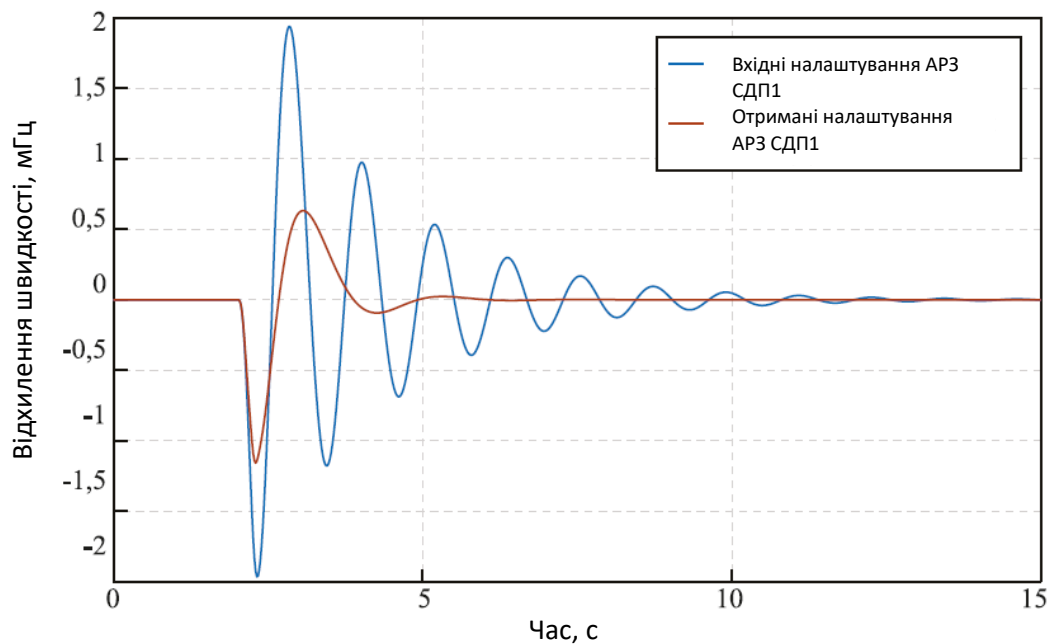


Рис 4.3 - Вплив налаштування демпфуючого каналу АРЗ СДП1 на перехідний процес при малому обуренні на прикладі одномашинної системи

Вид отриманих коефіцієнтів посилення обумовлений тим, що пошук коефіцієнт здійснювався в діапазоні $[0,01; 400]$ в.о. Отримані результати оптимізації свідчать про те, що мінімальне значення H_{∞} норми досягала на кордоні заданої множини допустимих коефіцієнтів.

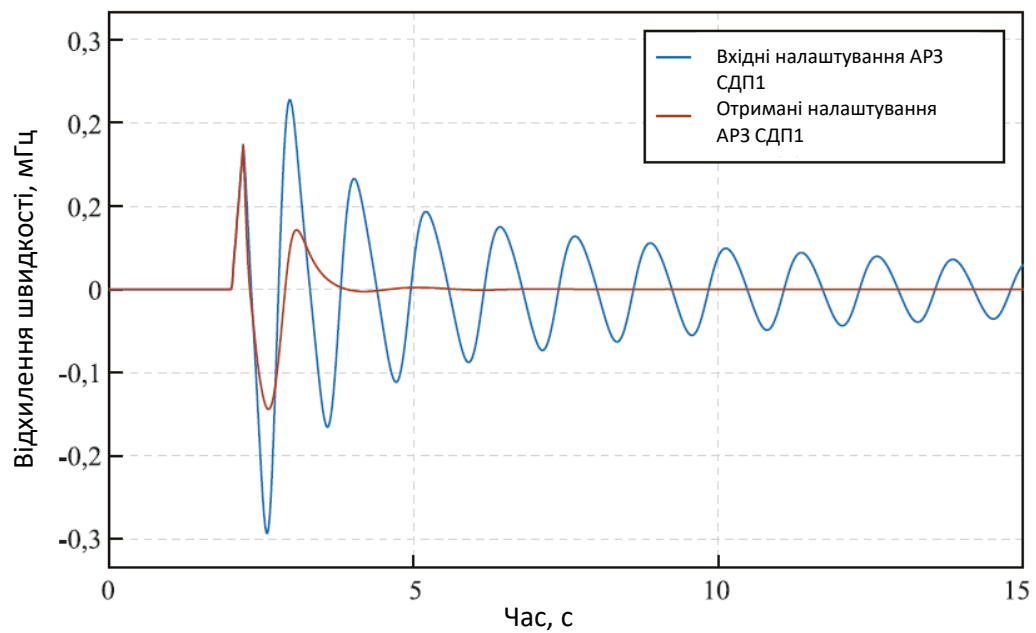


Рис 4.4 - Вплив налаштування демпфуючого каналу АРЗ СДП1 на перехідний процес при короткому замиканні на прикладі одномашинної системи

Розташування вихідних і отриманих налаштувань щодо отриманих раніше кривих, а також прийняті обмеження значень коефіцієнтів, показані на рис 4.5. Беручи за увагу принципи побудови областей стійкості за допомогою D -розбиття, очевидно, що отриманий результат мінімізації по H_∞ нормі співвідноситься з наведеними розташуванням точки отриманих налаштувань і кордонів областей D -розбиття.

З представленого малюнка видно, що в межах розглянутого безлічі допустимих параметрів зі збільшенням параметра K_{0f} робоча точка переміщається в області з меншим з урахуванням знака декрементом загасання. У свою чергу зменшення параметра K_{1f} також веде робочу точку в області з меншим з урахуванням знака декрементом загасання. Таким чином, отриманий результат пошуку мінімуму свідчить про те, що в межах розглядаємого безлічі відсутня точка екстремуму, а мінімум досягається на кордоні безлічі.

Також на представлених малюнках видно, що зміна щодо початкового вибору коефіцієнтів посилення стабілізуючого каналу пристрою АРЗ-СДПІ призвело до помітного поліпшення демпфірування електромеханічних коливань.

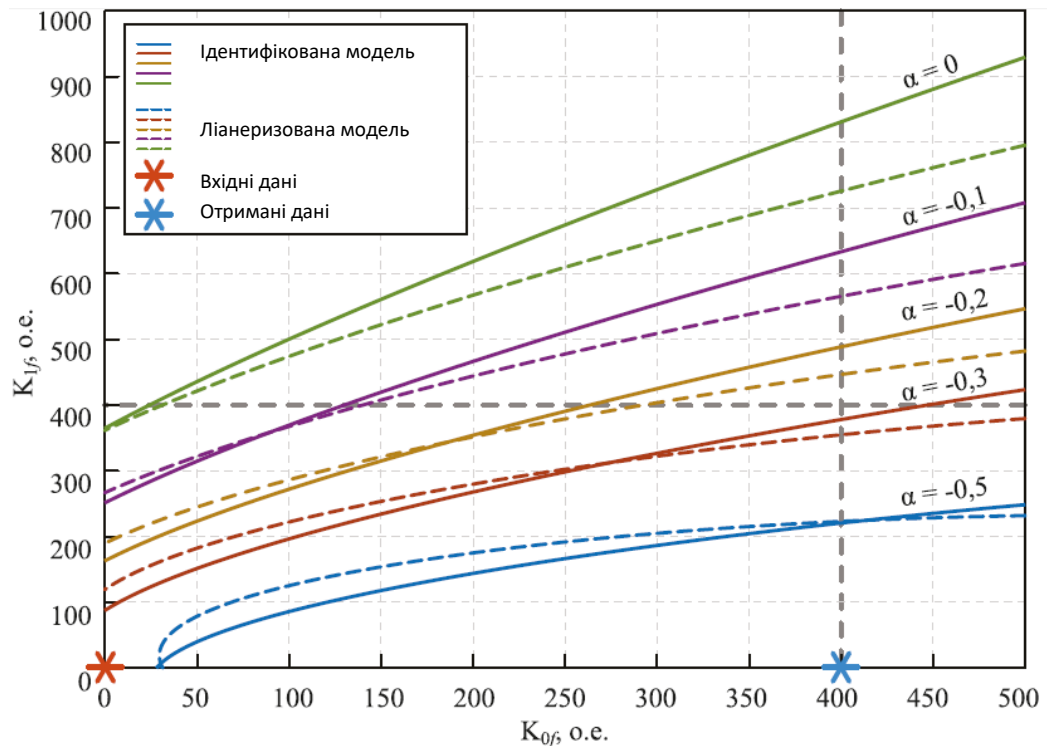


Рис 4.5 - Розташування вихідних і отриманих налаштувань щодо областей стійкості для одномашинної системи

Як чисельної оцінки якості перехідного процесу було визначено ставлення \mathcal{L}_2 норм траєкторій відхилення частоти генератора. Даний показник характеризує умовну енергію, що переноситься оцінюваним сигналом. На основі аналізу різних перехідних процесів, викликаних різними збуреннями, було отримано, що середнє зменшення \mathcal{L}_2 складає 2,5 рази при найбільшому зменшенні в 3,9 раз. Таке сильне зміна якості перехідного процесу обумовлено невдалим вибором початкових параметрів стабілізації.

4.2.2 Визначення установок АРЗ СДП1 на прикладі багатомашинної системи

Розглянемо результат застосування описаного методу визначити установки пристрою АРЗ СДП1 щодо багатомашинної системи. Деякі початкові параметри пристрою АРЗ-СДП1 і параметри, отримані в результаті H_{∞} -Оптимізація наведені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Порівняння початкових і отриманих налаштувань АРЗ СДП1 в одномашинній системі.

Параметри	K_{of} <i>o.e.</i>	K_{of} <i>o.e.</i>
Вхідні налаштування	0,1	0,1
Отримані налаштування	400	0,01

Пошук оптимальних значень коефіцієнтів проводився в діапазоні $[0,01; 400]$ в.о. щодо кожного коефіцієнта. Отриманий результат визначення налаштувань обумовлений прийнятим обмеженням на граничні значення коефіцієнтів і узгоджується з отриманою областю D -розбиття для багатомашинного випадку, представленої на рисунку 4.6.

За аналогією з одномашинної системою, видно, що в межах розглянутого безлічі допустимих параметрів зі збільшення параметра K_{of} робоча точка переміщається в області з великими декремент загасання α . У свою чергу, зменшення параметра K_{1f} також веде робочу точку в області з великими декремент загасання. Таким чином, отриманий результат пошуку мінімуму свідчить про те, що в межах розглянутого безлічі відсутня точка екстремуму, а мінімум досягається на границі безлічі.

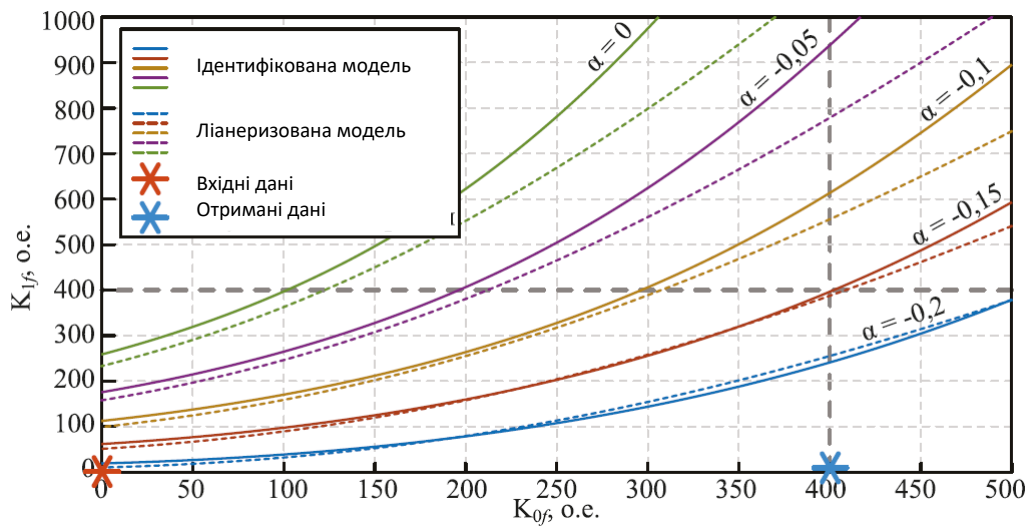


Рис 4.6 - Розташування вихідних і отриманих налаштувань щодо областей стійкості для багатомашинної системи

Результат застосування отриманих налаштувань на прикладі малого збурення наведено на Рис 4.7. З представленого малюнка видно, що отримані налаштування забезпечують більш якісне демпфірування коливань у порівнянні з вихідними настройками. Зміна налаштувань призвело до зміни частоти коливань генератора, одночасно з цим зменшилася амплітуда найбільшого відхилення частоти в ході перехідного процесу.

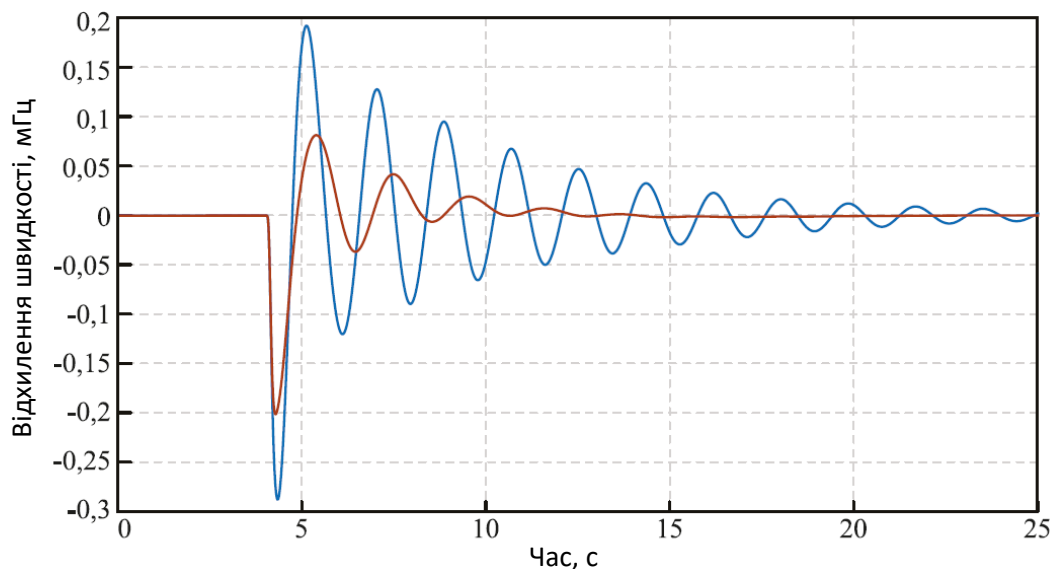


Рис. 4.7 - Вплив налаштування демпфуючого каналу АРЗ СДП1 на перехідний процес при малому обуренні на прикладі багатомашинної системи

На рис. 4.8 показано порівняння перехідних процесів для різних налаштувань АРЗ-СДП1 при сильному обуренні, а саме, короткому замиканні. В даному випадку спостерігається більш складний перехідний процес, але також можна відзначити більш якісне демпфірування електромеханічних коливань.

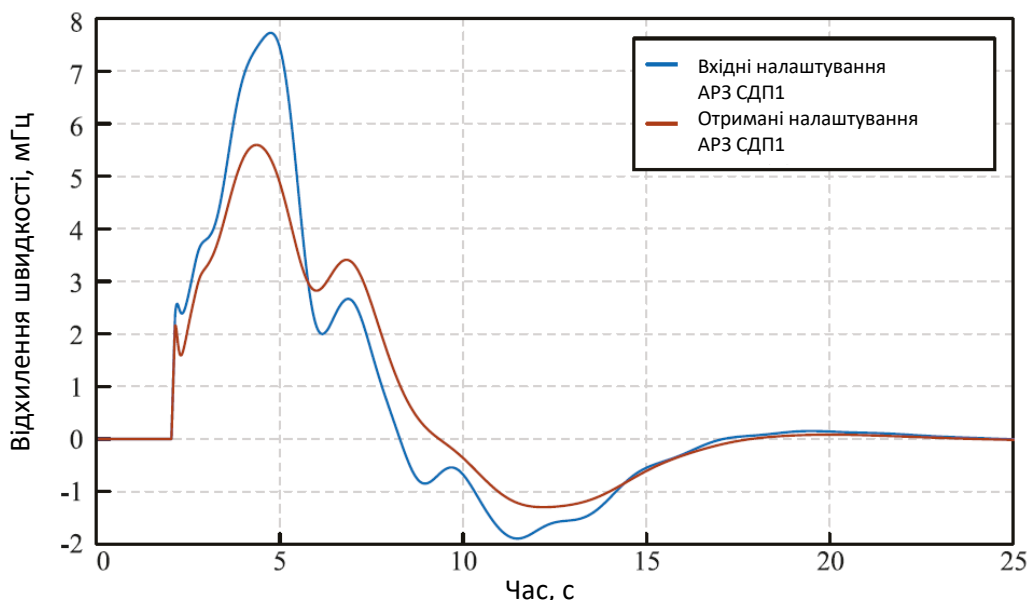


Рис 4.8 - Вплив налаштування демпфуючого каналу АРЗ СДП1 на перехідний процес при короткому замиканні на прикладі багатомашинної системи

На прикладі багатомашинної системи можна проаналізувати вплив зміни налаштувань одного окремого генератора на коливання інших генераторів під час перехідних процесів. На рис. 4.9 представлені графіки частот всіх генераторів в багатомашинній системі при малому обуренні. На рис. 4.10 наведено порівняння частот генераторів при короткому замиканні.

З представлених малюнків видно, що зміна коефіцієнтів посилення в каналах регулювання по частоті регулятора АРС-СДП1 призвело до помітного поліпшення якості демпфірування електромеханічних коливань. Окремо варто відзначити той факт, що в даному випадку за рахунок зміни коефіцієнтів регулятора АРЗ-СДП1, встановленого на одному з генераторів, вдалося домогтися поліпшення демпфірування коливань як самого генератора, так і згладити перехідний процес для інших генераторів в

аналізованої електричної мережі. У тому числі і для генераторів, розташованих в протилежній частині схеми.

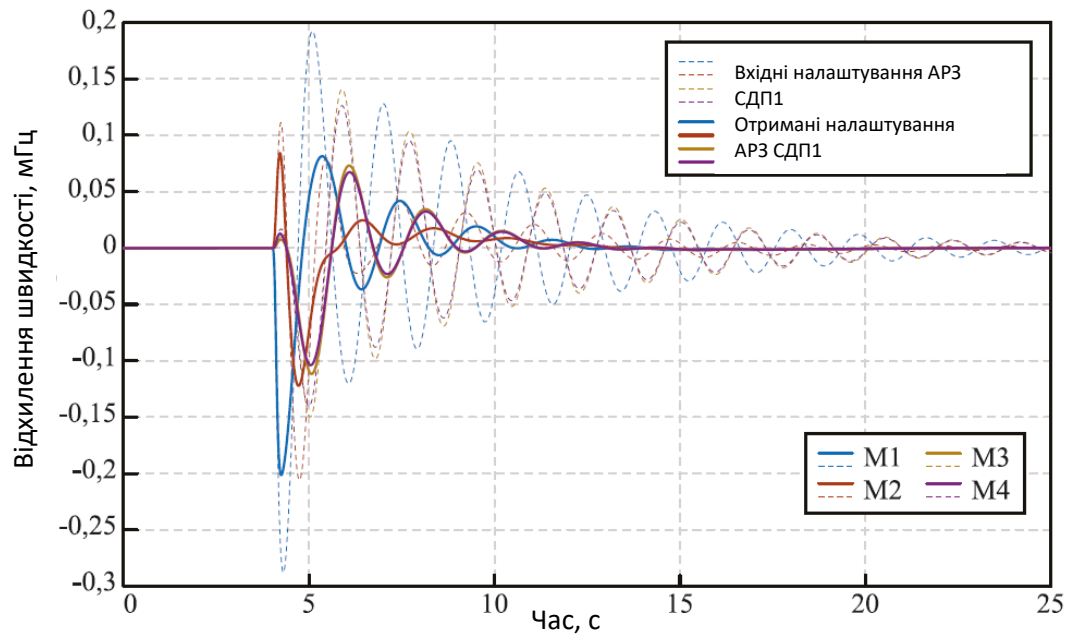


Рисунок 4.9 - Коливання генераторів при малому обуренні в багатомашинній системі при різних настройках АРЗ СДП1

У разі багатомашинної системи основі аналізу різних перехідних процесів, викликаних різними збуреннями, було отримано, що середнє зменшення \mathcal{L}_2 складає 1,4 рази при найбільшому зменшенні в 1,8 рази. Дані значення обумовлені досить хорошим демпфуванням коливань в вихідному режимі за рахунок пристроїв PSS, встановлених на генераторах і зміною характеру процесу, що протікає при певних збурень.

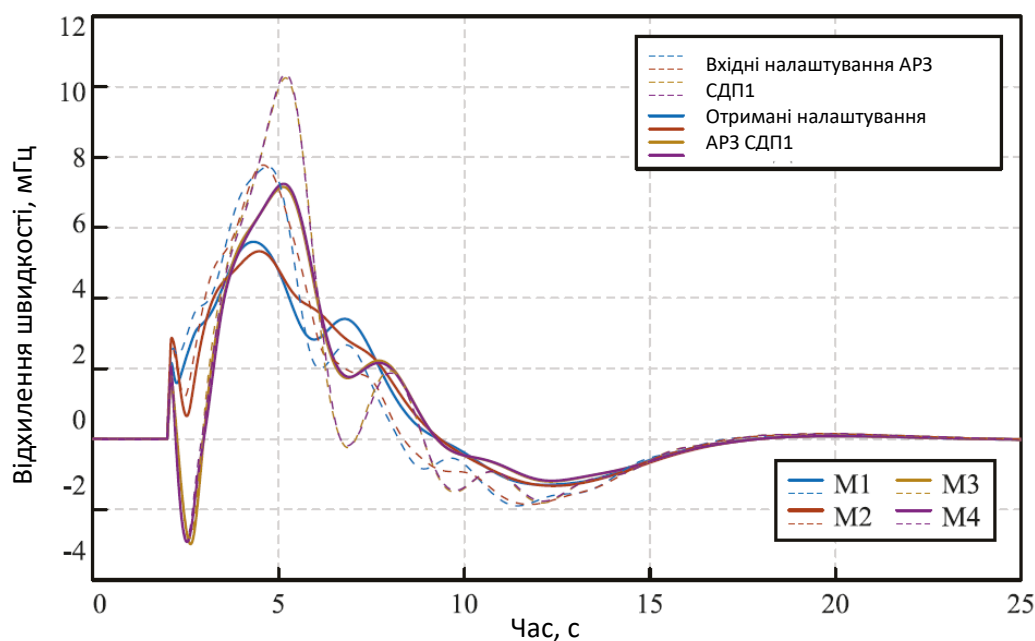


Рисунок 4.10 - Коливання генераторів при короткому замиканні в багатомашинній системі при різних настройках АРЗ СДП1

4.4 Визначення початкових установок PSS за допомогою μ синтезу

Описаний метод μ -синтез дозволяє отримати модель регулятора у вигляді моделі в просторі станів. Отриманий регулятор, як правило, має велику розмірність, досить складну структуру і абстрактні коефіцієнти. При цьому він забезпечує високу ступінь демпфірування коливань системи.

Визначення початкових установок PSS з фіксованою структурою виконується шляхом наближення частотних характеристик настроюється пристрої до частотним характеристикам синтезованого регулятора. Для вирішення даного завдання формується цільова функція, яка визначається як сума квадратів відхилень частотної характеристики одного регулятора від частотної характеристики іншого регулятора в окремих точках і заданого діапазону. Частотний діапазон, на якому виробляється обчислення цільової функції, відповідає частоті електромеханічних коливань.

4.4.1 Визначення початкових установок PSS на прикладі одномашинної моделі

Виконаємо свій пристрій PSS генератора в одномашинній моделі енергосистеми. Програмне середовище Matlab має вбудовану реалізацію алгоритму побудови оптимального регулятора за допомогою процедури μ -синтез. Виклик цієї функції здійснюється командою *dksyn*. Для коректної роботи алгоритму необхідно сформувати спеціальний об'єкт, що описує динамічну модель об'єкта управління з урахуванням невизначеності. Побудова даного об'єкта проводиться на основі отриманої ідентифікованої моделі.

На основі представлених в розділі 3 результатів, можна зробити висновок, що точність ідентифікованої моделі з точки зору частотних характеристик вище в області низьких частот і зменшується в області високих частот. З цієї причини при формуванні об'єкта управління з урахуванням невизначеності передбачається похибка в 25% в області низьких частот до величини частоти приблизно 2 рад / с. Потім похибка досягає максимуму в 200% в області частот понад 32 рад / с. Приклад сімейства частотних характеристик для побудованого таким чином об'єкта представлений на рисунку 4.15. З наведеного малюнка видно, що щільність кривих в області низьких частот помітно вище, ніж щільність характеристик в області високих частот.

Завдання методу μ -синтез, як зазначалося вище, полягає в побудові регулятора, який би стабілізував динамічну систему, беручи до уваги закладену в неї невизначеність. Представлені частотні характеристики є, по суті, можливими частотними характеристиками розглянутої системи. Таким чином, в разі, якщо частотна характеристика реальної системи вкладається в безліч, сформований комбінацією ідентифікованої системи і обмеженою невизначеності, то можна очікувати, що метод дасть хороші результати з

точки зору побудови регулятора. Синтезований регулятор, в свою чергу, буде відповідати реальному стану системи.

Облік невизначеності при побудові регулятора дозволяє знизити вимоги до точності побудови ідентифікованої моделі. Так, немає необхідності визначати абсолютно точну ідентифіковану модель, досить коректно визначити величину невизначеності отриманої моделі таким чином, щоб модель реальної системи входила в описане безліч.

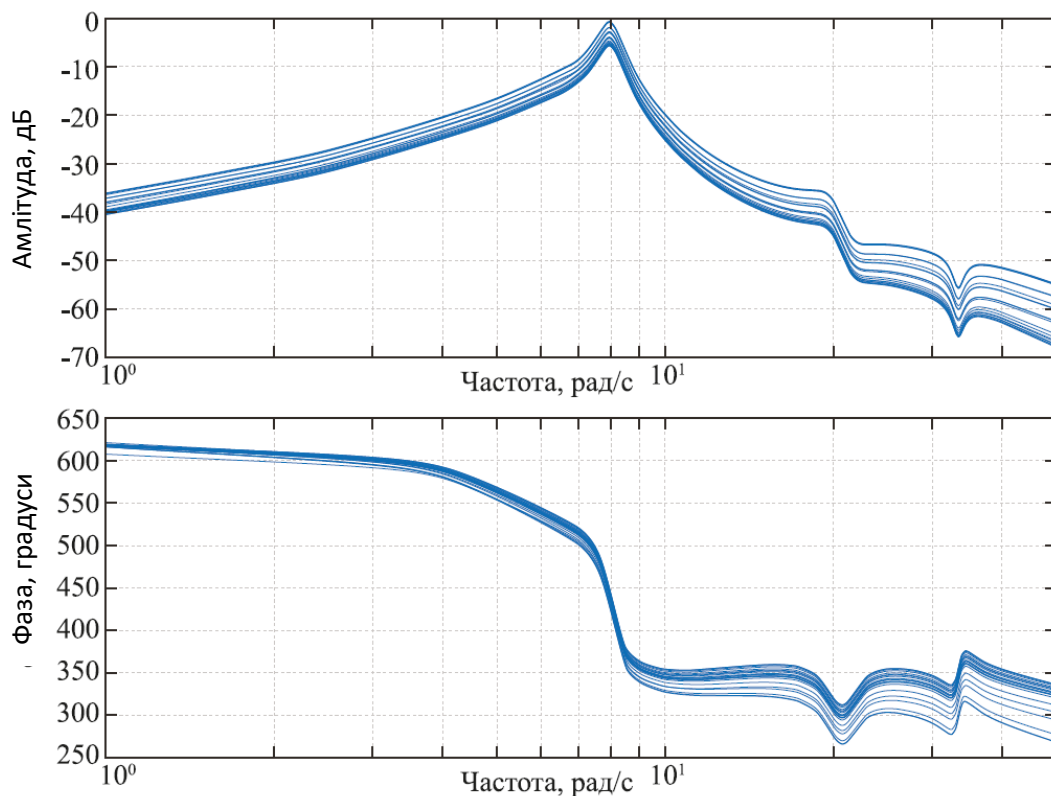


Рисунок 4.11 - Приклад сімейства частотних характеристик для моделі з урахуванням невизначеності

Для моделі системи з урахуванням невизначеності, представленій на рисунку 4.11, був синтезований оптимальний регулятор відповідно до методики, описаної раніше. Порядок отриманого регулятора дорівнює 30, при тому, що розмірність ідентифікованої моделі дорівнювала 17. Такий високий порядок регулятора ускладнює його практичну реалізацію.

Якість регулювання синтезованого регулятора можна оцінити шляхом моделювання різних збурень і заміні встановленого пристрою PSS зі

стандартними настройками на синтезований -регулятор. Порівняння перехідних процесів, викликаних керуючим сигналом, який додається в процесі збору вихідних даних для виконання ідентифікації, представлено на рисунку 4.12. З представленого малюнка видно, що синтезований регулятор забезпечує значно більш якісне демпфірування електромеханічних коливань, що виникають при малих збуреннях. Вихідні налаштування пристрою PSS були обрані експертно на основі традиційної методики налаштування пристрою PSS, описаної в [23] і в розділі 1. Налаштування вибиралися таким чином, щоб забезпечувати стійку роботу генератора в розглянутих режимах.

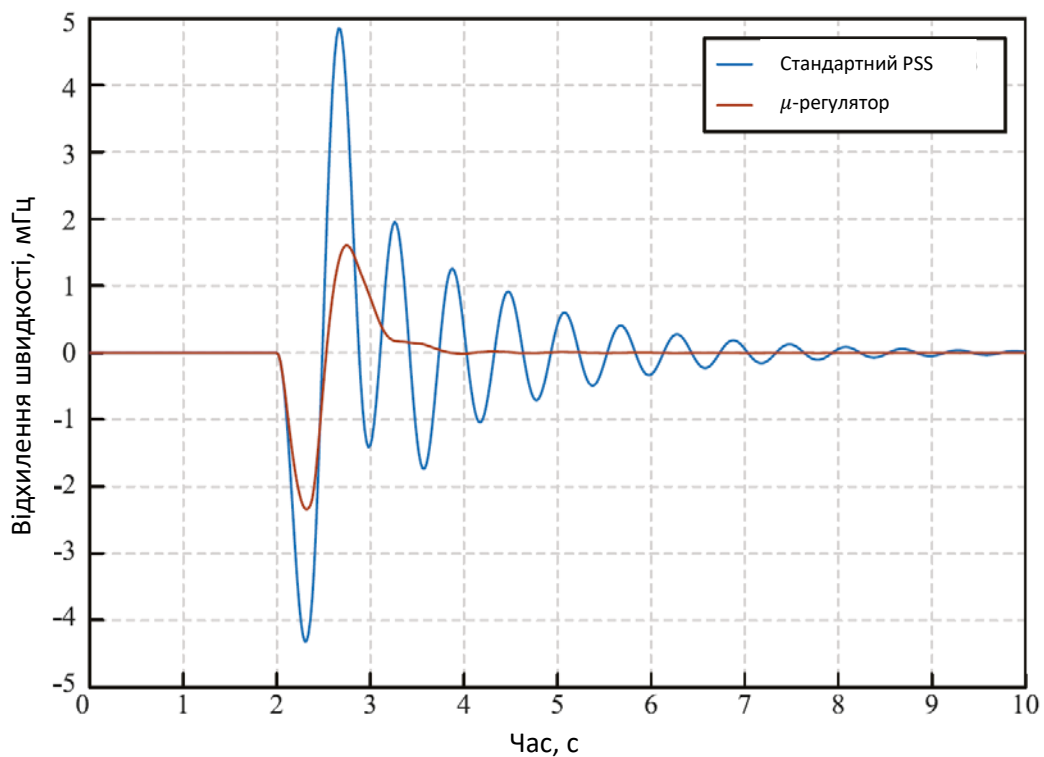


Рисунок 4.12 - Вплив синтезованого регулятора на перехідний процес при малому обуренні

Розглянемо ефект від заміни пристрою PSS на синтезований регулятор в разі сильного збурення. В якості такого збурення було вибрано трифазне коротке замикання на високій стороні трансформатора тривалістю 0,2 секунди з подальшим відключенням пошкоджених лінії. Оскільки синтезований регулятор представлений у вигляді лінійної динамічної моделі, то для більш коректного порівняння в нього була додана не лінійність у

вигляді обмеження амплітуди вихідного сигналу. Граничні значення, що накладаються на вихідний сигнал синтезованого регулятора були встановлені рівними аналогічним обмеженням пристрої PSS. Порівняння перехідних процесів для даного випадку наведено на рисунку 4.13.

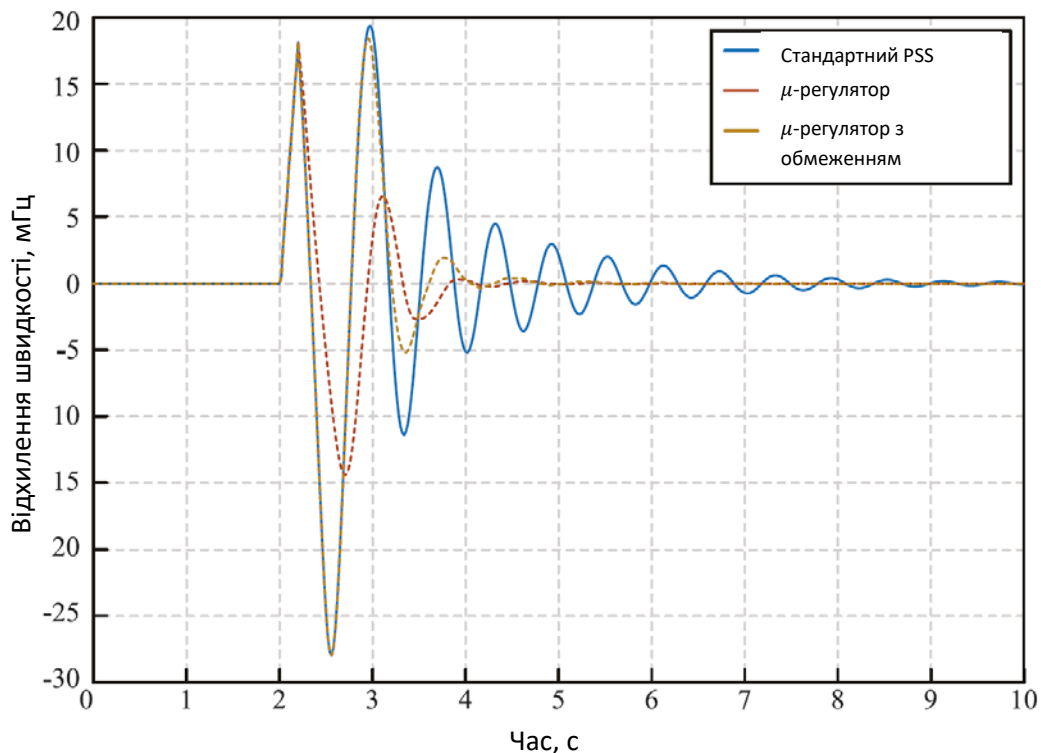


Рисунок 4.13 - Вплив синтезованого регулятора на перехідний процес при сильному обуренні

З представленого малюнка видно, що синтезований μ - регулятор демонструє краще демпфірування електромеханічних коливань. Також видно, що облік обмежень на вихідний сигнал регулятора впливають на якість демпфірування. Збіг траєкторій при використанні обмеженого μ - регулятор і пристрої PSS пов'язано з тим, що в першу секунду після збурення вихідний сигнал обох регуляторів досягає граничних значень. Потім обмежений μ - регулятор забезпечує також краще демпфірування електромеханічних коливань.

Як неодноразово зазначалося, синтезований регулятор має велику розмірність і складною структурою і його практична реалізація скрутна. Але з його допомогою можна визначити, як реального пристрою PSS таким

чином, щоб поведінка налаштованого PSS було максимально схожим на поведінку синтезованого регулятора.

Визначення параметрів PSS відбувається шляхом розв'язання оптимізаційної задачі. Основна мета - вибрати такі параметри пристрою PSS, щоб АЧХ настроюється PSS була максимально схожа на АЧХ синтезованого регулятора. В цьому разі наближення АЧХ відбувається в обмеженому діапазоні частот, який трохи ширше, ніж діапазон частот, відповідних електромеханічним коливань.

На обраний діапазон накладається сітка, у вузлах якої відбувається обчислення АЧХ синтезованого регулятора. Потім на кожній ітерації відбувається обчислення значень АЧХ в вузлах сітки для поточного значення змінних параметрів, і визначається сума квадратів відносних відхилень цих значень.

Оскільки близькі за формою частотні характеристики пристрою PSS можна отримати при сильно відрізняються наборах коефіцієнтів, то це завдання можна розглядати як некоректно поставлене. Відповідно до даного методу цільова функція доповнюється стабілізуючою складовою. Підсумкове вираз цільової функції має вигляд:

$$F(K, T_1, T_2, T_3, T_4) = \sum_{i=0}^{n-1} (a_i^{\mu} - a_i^{PSS})^2 + \begin{bmatrix} K \\ T_1 \\ T_2 \\ T_3 \\ T_4 \end{bmatrix}$$

Де n – число вузлів розбиття діапазонів порівняння АЧХ, a_i^{μ} – значення АЧХ μ -регулятора в i -ом вузлі, a_i^{PSS} – значення АЧХ налаштованого регулятора в i -ом вузлі, дана величина також залежить від коефіцієнтів K, T_1, T_2, T_3, T_4 – матриця-рядок коефіцієнтів приведення і регуляризації.

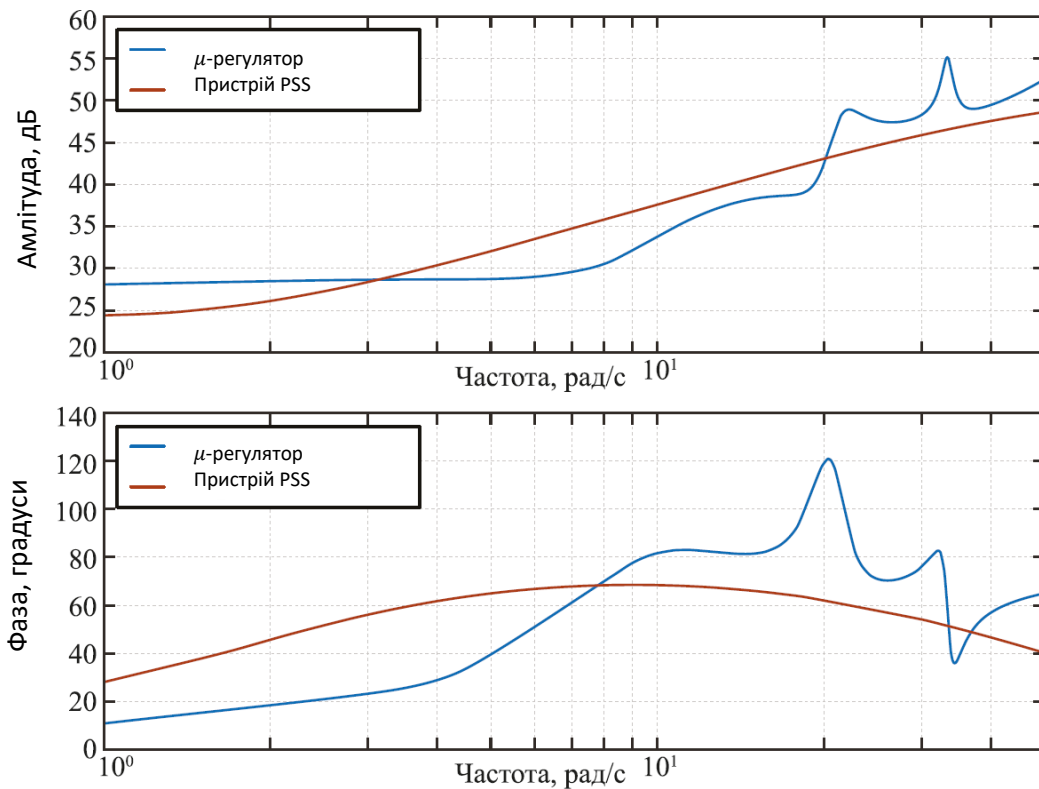


Рисунок 4.14 - Результат налаштування пристрою PSS на прикладі одномашинної системи

Результат пошуку мінімуму для завдання виду (4.35) при числі вузлів $n = 200$ рівномірно розподілених в інтервалі частот $[0,1 * 2\pi, 10 * 2\pi]$ рад / с показаний на рисунку 4.14. Чисельне значення отриманих налаштувань наведено в таблиці 4.3. З представленого малюнка видно, що, незважаючи на більш простий вигляд частотних характеристик пристрою PSS, вони досить близька до характеристик синтезованого регулятора. Крім того, фазочастотні характеристики регуляторів також виявилися досить близькі один до одного. Пошук мінімуму цільової функції проходив в обмеженому компактному безлічі. Так, величина коефіцієнта посилення була обмежена відрізком $[0.01, 200]$, а величини постійних часу були обмежені відрізком $[0,001, 10]$. Можна звернути увагу, що з усіх параметрів тільки величина T_2 прийняла значення, обумовлене обмеженням області мінімізації.

Перевіримо, як отримані налаштування пристрою PSS впливають на якість перехідних процесів і демпфірування електромеханічних коливань. Також оцінимо, наскільки відрізняється якість регулювання при переході від

синтезованого μ -регулятор до наближеного до нього пристрою PSS. Для цього визначимо траєкторії руху системи при малому і сильному збурення.

Таблиця 4.3 - Порівняння вихідних та отриманих налаштувань PSS на прикладі одномашинної системи

Параметри	К, о.е.	T_1 , с	T_2 , с	T_3 , с	T_4 , с
Вхідні налаштування	20	0,125	0,01	3,0	5,4
Отримані налаштування	23	0,734	0,001	0,907	2,0

На рисунку 4.15 наведено порівняння перехідних процесів у відповідь на мале збурення при вихідних настройках регулятора, синтезованому μ -регулятор і при отриманих установках пристрою PSS. Як малого збурення використовувався сигнал імпульсного зміни уставки регулятора збудження за напругою, тобто керуючий сигнал для ідентифікації.

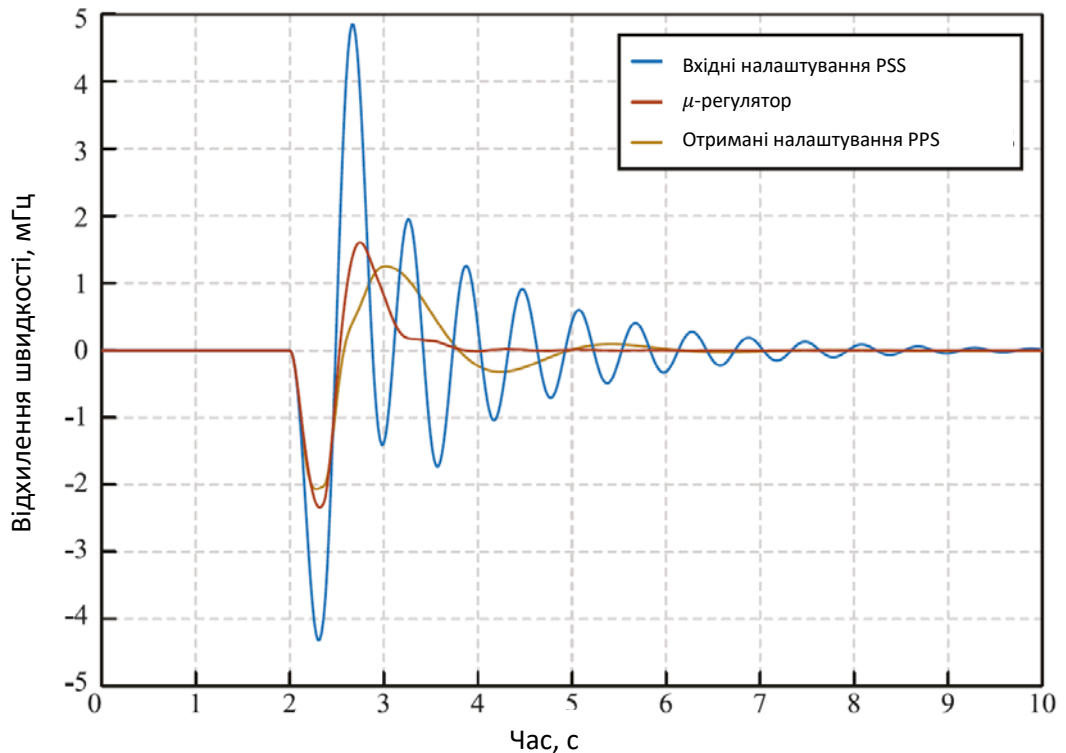


Рисунок 4.15 - Вплив налаштування пристрою PSS на перехідний процес при малому обуренні на прикладі одномашинної системи

З представленого малюнка видно, що демпфірування коливань при використанні реального пристрою PSS дещо гірше, ніж для синтезованого регулятора. Проте, отримані налаштування забезпечують краще демпфірування коливань, ніж повернутися до початкового значення.

Аналогічні результати спостерігаються і при сильному обуренні. На рисунку 4.16 показана реакція генератора на коротке замикання. З представленого малюнка видно, що в першу секунду після збурення керуючий сигнал регулятора досягає граничних значень, а потім забезпечує більш якісне демпфірування коливань в порівнянні з початковими налаштуваннями.

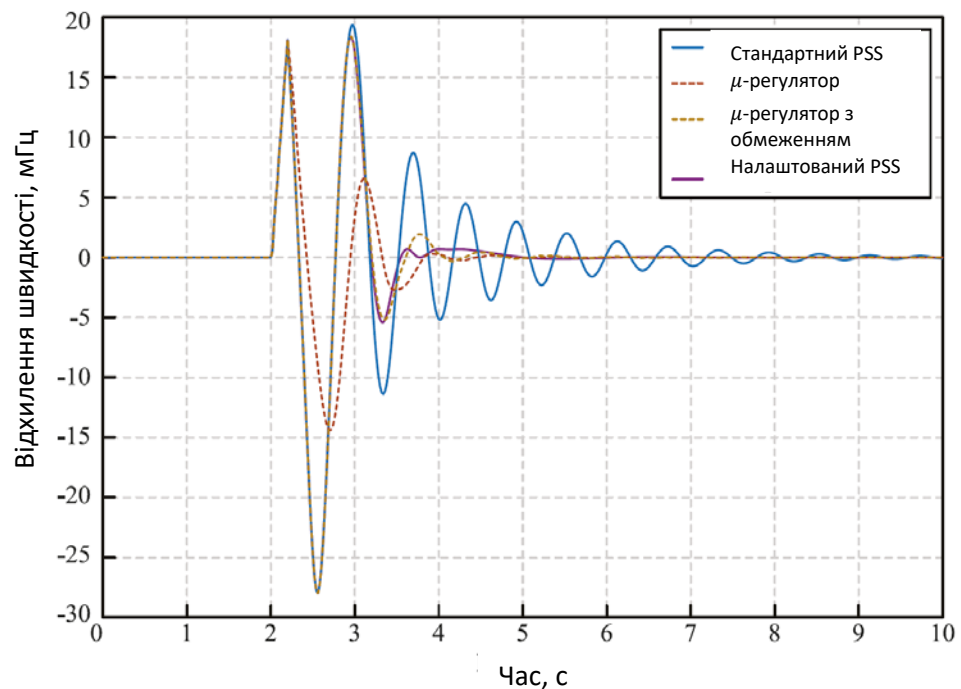


Рисунок 4.16 - Вплив налаштування пристрою PSS на перехідний процес при сильному обуренні на прикладі одномашинної системи

Зауважимо, що для отримання даних налаштувань пристрою PSS використовувалися вимірювання обурює сигналу і відхилення частоти генератора. В якості додаткової інформації використовувалися відомості про діючу систему регулювання і її параметрах. Ці дані, як показано на доданих малюнках, дозволяють вибрати налаштування таким чином, щоб забезпечити якісне демпфірування електромеханічних коливань.

В результаті чисельної оцінки якості перехідного процесу на основі \mathcal{L}_2 норми траєкторій відхилення частоти генератора для різних перехідних процесів, викликаних різними збуреннями, було отримано, що середнє зменшення \mathcal{L}_2 складає 1,5 рази при найбільшому зменшенні в 2,2 рази.

4.4.2 Визначення початкових установок PSS на прикладі багатомашинної моделі

Розглянемо застосування запропонованого алгоритму вибору налаштувань PSS на прикладі багатомашинної системи. Алгоритм визначення параметрів пристрою PSS повторює описану раніше процедуру. Першим кроком є ідентифікація еквівалентної динамічної моделі енергосистеми із застосуванням імпульсного збурення, прикладеного до входу уставки регулятора збудження по напрузі. Потім шляхом математичних перетворень виконується обчислення розімкнутої моделі енергосистеми, з якої виключено опис розглянутого пристрою PSS. Для виконання даного кроку необхідна інформація про моделі використовуваного пристрою PSS і його виставлені параметри.

Далі на основі ідентифікованої моделі формується модель, в яку включена невизначеність параметрів. Для отриманої моделі з урахуванням невизначеності виконується процедура μ -синтез, в результаті якої з'являється модель робастного регулятора. На останньому етапі виконується визначення параметрів пристрою PSS шляхом підбору такого набору параметрів, який забезпечував би найкраще наближення амплітудно-частотних і фазочастотних характеристик. Отримані в ході застосування даної процедури налаштування PSS для одного з генераторів в багатомашинної моделі наведені в таблиці 6.

Порівняння перехідних процесів, викликаних імпульсним збуренням, використовуваним при ідентифікації, наведено на малюнках 4.17 і 4.18. Як видно з малюнка 4.17, зміна параметрів пристрою PSS призвело до помітного

підвищення якості демпфірування електромеханічних коливань, що виникають в даній енергосистемі.

Таблиця 4.4 - Порівняння вихідних та отриманих налаштувань PSS на прикладі багатомашинної системи

Параметри	K , о.е.	T_1 , с	T_2 , с	T_3 , с	T_4 , с
Вхідні налаштування	20	0,05	0,02	3,0	5,4
Отримані налаштування	13,34	0,579	0,001	0,634	2,077

На рисунку 4.18 показано порівняння перехідних процесів всіх генераторів в розглянутій електричній мережі при різних настройках пристрою PSS, встановленого на першому генераторі. З представленого малюнка видно, що зміна параметрів пристрою PSS в даному випадку забезпечило демпфірування коливань не тільки того генератора, де проводилася корекція, але і інших генераторів в схемі. Це пов'язано з тим, що при малому обуренні, доданому до розглянутого генератора, його коливання є причиною коливань всіх машин в електричній мережі. Таким чином, поліпшивши демпфірування коливань розглянутого генератора вдалося зменшити чиниться їм вплив на інші генератори, що призвело до згладжування їх перехідного процесу.

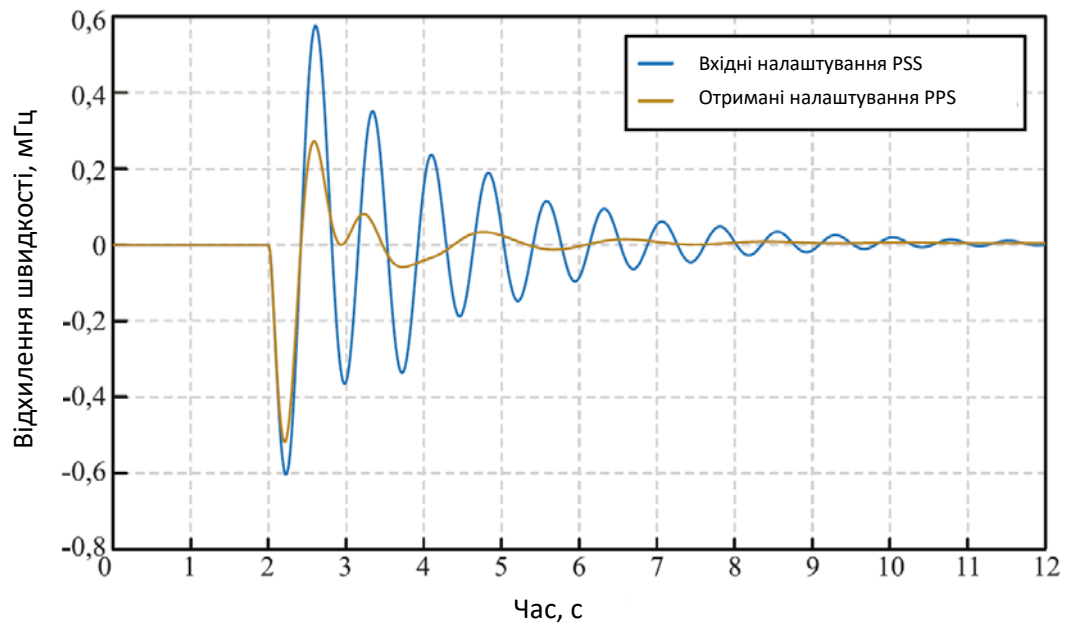


Рисунок 4.17 - Вплив налаштування пристрою PSS на перехідний процес при малому обуренні на прикладі багатомашинної системи

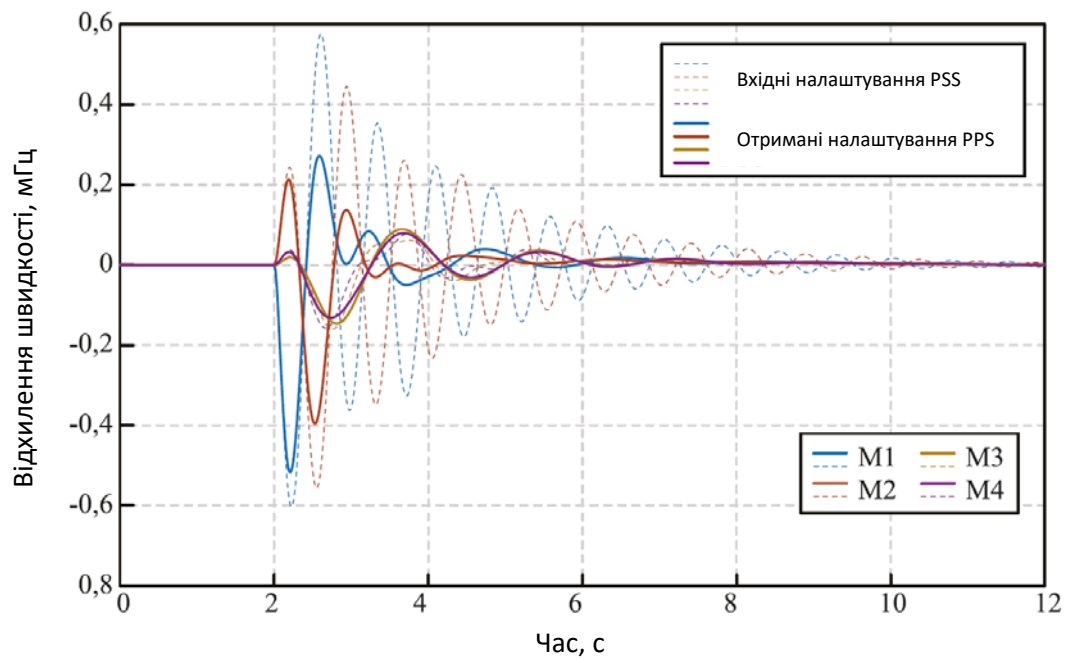


Рисунок 4.18 - Коливання генераторів при малому обуренні в багатомашинній системі при різних настройках пристрою PSS

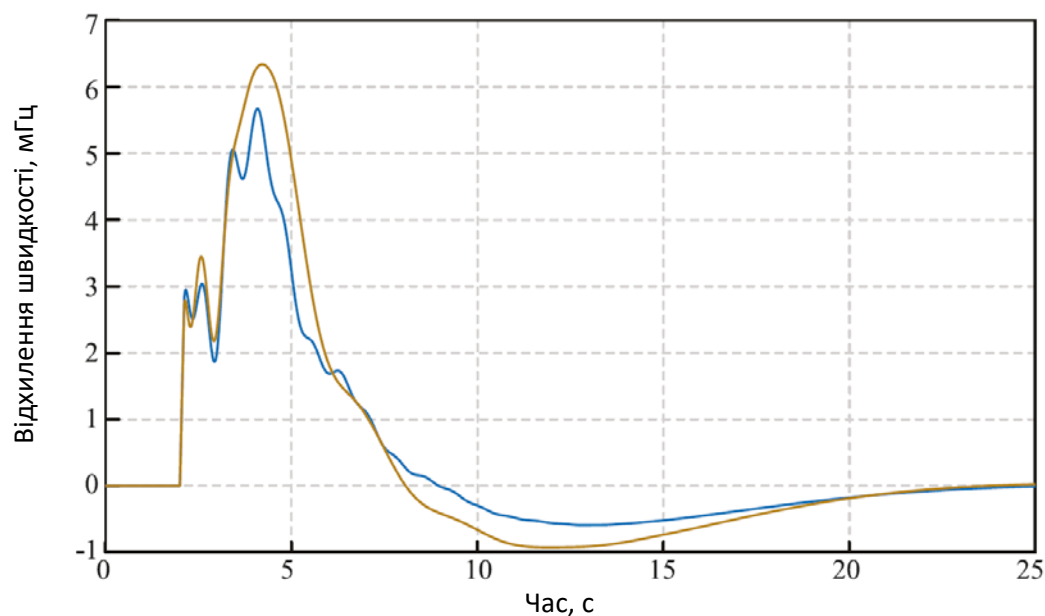


Рисунок 4.19 - Вплив налаштування пристрою PSS на перехідний процес при короткому замиканні на прикладі багатомашинної системи

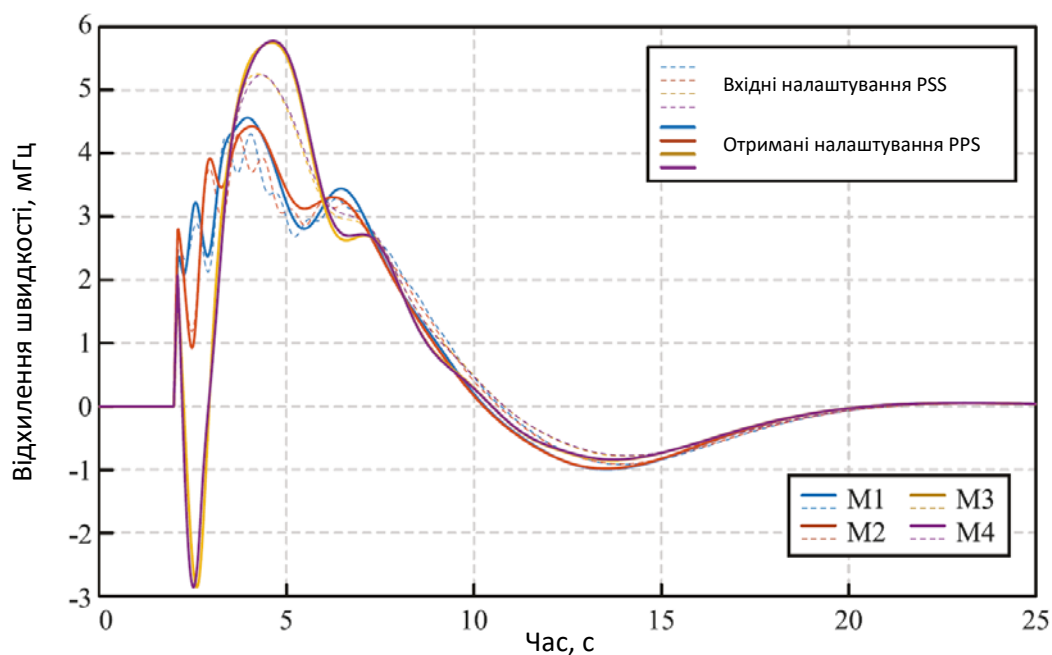


Рисунок 4.20 - Коливання генераторів при короткому замиканні в багатомашинній системі при різних настройках пристрою PSS

У разі сильного збурення, можна спостерігати згладжування траєкторії руху розглянутого генератора, що свідчить про поліпшення демпфірування власних коливань генератора. Однак в даному випадку кожен генератор піддається істотному впливу, викликаного тим, що сталося коротке замикання, відповідно, зміна параметрів пристрою PSS, встановленого на

одному з них, не призводить до істотної зміни характеру перехідного процесу.

В результаті чисельної оцінки якості перехідного процесу на основі \mathcal{L}_2 норми траєкторій відхилення частоти генератора для різних перехідних процесів, викликаних різними збуреннями, було отримано, що середнє зменшення \mathcal{L}_2 складає 1,2 рази при найбільшому зменшенні в 1,9 рази.

У разі багатомашинної системи перспективним є реалізація координованої налаштування декількох пристроїв PSS. Для реалізації даної процедури потрібно модифікувати процедури ідентифікації. Крім того, буде потрібно змінити метод вибору параметрів, оскільки при інтерпретації декількох пристроїв PSS як єдиного стабілізатора при його синтезі, необхідно врахувати відсутність перехресних зв'язків щодо вхідних та вихідних сигналів.

4.5 Структура системи автоматичного визначення параметрів пристроїв регулювання збудження

Описані в роботі алгоритми теоретично дозволяють побудувати автоматизовану систему адаптації параметрів пристроїв регулювання збудження для підвищення якості демпфірування електромеханічних коливань. Ядром такої системи стане процедура ідентифікації динамічної моделі енергосистеми.

Відомі обмеження, пов'язані в першу чергу з необхідністю застосування зовнішнього контрольованого збурення, не дозволяють зараз побудувати автоматичну систему, оскільки проводити процедуру ідентифікації при кожній зміні схемно-режимної ситуації важко і недоцільно. У зв'язку з цим передбачається експертно визначати такі зміни режиму, які можуть призводити до істотної зміни динамічних властивостей системи з точки зору її стабілізації.

У разі такої зміни режиму запускається процедура ідентифікації, яка починається з провокування перехідного процесу шляхом застосування заданого збурення. На основі вимірів відхилення частоти виконується ідентифікація еквівалентної динамічної моделі. Процедура ідентифікації пов'язана з вибором певного числа параметрів, які можуть визначатися автоматично на основі мінімізації певних критеріїв подібності між ідентифікованою моделлю і реальним об'єктом.

На основі ідентифікованої моделі проводиться побудова областей стійкості за допомогою методу *D*-розбиття. Ґрунтуючись на взаємне розташування кордонів стійкості, демпфірування і точки поточних налаштувань приймається рішення про необхідність їх коригування. Дане рішення може прийматися як експертно, так і автоматично. В останньому випадку необхідний критерій, за який логічно розглянути відстань від точки налаштувань до кордону стійкості, а також найменший параметр демпфірування α , в чию область входять поточні налаштування.

При прийнятті рішення про необхідність зміни налаштувань пристрою регулювання збудження, виконується їх коригування на основі одного із запропонованих алгоритмів. У разі зміни налаштувань, вони виявляються пристосованими до поточного схемно-режимному різноманіттю, забезпечують більш якісне демпфірування електромеханічних коливань.

При істотній зміні схемно-режимної ситуації є можливість, повторивши описану процедуру, виконати адаптації налаштувань до нової ситуації.

Технічна реалізація такого алгоритму залежить від виконання пристрою регулювання збудження. Перш за все необхідно, щоб пристрій регулювання збудження було здатне змінювати свої уставки при надходженні зовнішньої команди. Причому зміна має полягати не в дискретному перемиканні групи уставок, а в отриманні ззовні нових значень коефіцієнтів.

Якщо пристрій АРЗ володіє такими можливостями, то пропонується алгоритм може бути реалізований у вигляді окремо стоїть системи автоматизованого управління, що збирає дані від пристроїв вимірювання. Необхідно передбачити відповідне програмне забезпечення на автоматизованому робочому місці диспетчера, за допомогою якого здійснювалася б команда ініціалізації процесу ідентифікації. Також АРМ може бути використано для виведення результатів побудови областей стійкості для подальшого прийняття експертного рішення про необхідність зміни налаштувань.

Висновки до четвертого розділу

У цьому розділі наведено опис алгоритмів визначення параметрів автоматичних регуляторів збудження синхронного генератора з точки зору демпфірування електромеханічних коливань. Наведено опис методів визначення параметрів регуляторів на основі H_∞ -аналізу і μ -синтез. Описані алгоритми були використані для визначення параметрів АРЗ-СДП1 і пристрої PSS відповідно. В якості моделі енергосистеми використовувалася ідентифікована модель, побудована на основі даних перехідного процесу.

Застосування ідентифікованої моделі дозволяє здійснювати пошук параметрів пристроїв регулювання збудження, адаптованих до поточної схемно-режимної ситуації. Представлені результати порівняння перехідних процесів при початкових налаштуваннях, обраних експертно, і отриманих налаштуваннях дозволяють зробити висновок про працездатність представлених підходів.

Наведено концептуальне опис автоматизованої системи, що підвищує якість демпфірування електромеханічних коливань, на основі запропонованих алгоритмів.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проведений аналіз умов, нормативних положень та вимог до регулювання напруги в ОЕС України.
2. Проведено аналіз існуючих методик оцінки якості налаштування параметрів пристроя автоматичного регулювання збудження синхронного генератора.
3. Запропоновано алгоритм налаштування параметрів пристроя автоматичного регулювання збудження синхронного генератора, який ґрунтується на використанні сукупності методів оптимізації.
4. Проведено експериментальні розрахунки для оцінки якості перехідного процесу в ЕЕС за результатами моделювання системи автоматичного регулювання збудження синхронного генератора в ліцензійному програмному середовищі DlgSILENT PowerFactory.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРА НАПРУГОЮ 330кВ

Вступ

Мета розділу: розробка заходів щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають у ході експлуатації.

Об'єкт досліджень: електричний струм, який може вразити працівників і привести до фатальних наслідків при використанні трансформатора 330кВ.

Предмет дослідження: засоби і заходи з охорони праці при експлуатації трансформатора 330кВ.

Методи досліджень: Вибір приладів індивідуального захисту і заходів пожежобезпеки, розрахунок захисного заземлення.

Завдання досліджень:

а) аналіз умов праці під час експлуатації і вибір заходів щодо зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників;

б) розробка певних технічних та організаційних заходів з охорони праці та безпеки життєдіяльності під час експлуатації трансформатора 330кВ.

5.1. Технічні характеристики устаткування

Характеристика об'єкту:

Проектом передбачена видача потужності і зв'язок АЕС з енергосистемою на трьох класах напруг 110 кВ, 330 кВ та 750 кВ. Схема розподілу енергоблоків: до шин 330 кВ приєднано два енергоблоки потужністю по 1000 МВт, до шин 750 кВ приєднано один енергоблок потужністю 1000 МВт.

В якості блокових підвищувальних трансформаторів передбачається використання двообмотковий трансформатор типу ТНЦ –1250000/330 – У1. (Таблиця 5.1)

Таблиця 5.1 - Основні технічні параметри блокового підвищувального трансформатора ТНЦ –1250000/330 – У1

Найменування параметру	Значення
Виконання	Трифазне
Номінальна потужність, МВА	1250
Номінальна напруга, кВ	
- на стороні ВН	330
- на стороні НН	24
Режим роботи нейтралі	Глухе заземлення
Маса (повна), т	595
Маса (масла), т	95
Кліматичне виконання	У1 (для експлуатації в районах з помірним кліматом з категорією розміщення 1 (на відкритому повітрі))
Значення температури повітря при експлуатації, °С	Робочі: -45...40 Гранично робочі: -50...45
Відносна вологість повітря, %	Середньорічне: 80% при 20 °С Верхнє значення: 85% при 25 °С
Довжина, мм	14050
Висота, мм	5500
Ширина, мм	8750

5.2. Аналіз умов праці

Оперативне обслуговування електроустановки здійснюється бригадою електрослюсарів (табл. 5.2). Можливі види робіт (табл. 5.3).

Таблиця 5.2 – Склад бригади

Функції	Кількість (чол.)	Група з електробезпеки
---------	------------------	------------------------

Відповідальний керівник робіт	1	V
Виконавець робіт	2	IV
Член бригади	4	III

Таблиця 5.3 – Можливі види робіт

Трансформатор	<ol style="list-style-type: none"> 1. Профілактичний поточний ремонт; 2. Профілактичний капітальний ремонт; 3. Зовнішній огляд; 4. Контроль температури масла; 5. Контроль рівня масла; 6. Відбирання проб масла для випробування та аналізу; 7. Періодичні випробування ізоляції;
Система охолодження (примусова циркуляція масла)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Зовнішній огляд; 2. Контроль тиску масла; 3. Профілактичний поточний ремонт; 4. Перевірка стану комплектуючих які мають властивість псуватись; 5. Заміна зношених підшипників у електродвигунах; 6. Очищення фільтруючих пакетів маслоочисних фільтрів; 7. Огляд автоматичних вимикачів і контактних поверхонь магнітних пускачів; 8. Перевірка опору ізоляції електричних кіл;
Розширник (1500 л) , стрілкові масловказівники, (шкала температур	<ol style="list-style-type: none"> 1. Очищення внутрішньої порожнини розширника від забруднень; 2. Перевірка технічного стану стрілкового масловказівника; 3. Контроль стану або заміна силікагелю та рівня

-45, +15 и +40°C.) повітро-осушники	масла в масляному затворі; 4. Перевірка стану гнучкої оболонки розширювача;
Герметичні маслонаповнені вводи	1. Зовнішній огляд; 2. Контроль та регулювання тиску масла у ввіді і відбирання проб масла для випробування і аналізу; 3. Перевірка надійності заземлення спеціальних і вимірювальних виводів; 4. Заміна верхніх ущільнень; 5. Випробування ввідів (Підвищення напруга 414 кВ);
Газовий захист трансформатора	1. Зовнішній огляд; 2. Профілактичний контроль та відновлення ;
Відсічний клапан	1. Зовнішній огляд; 2. Перевірка і випробування (Підвищений тиск 0,5 МПа)
Запобіжний клапан	1. Перевірка стану;
Вбудовані трансформатори струму (ТПЛ-330)	2. Перевірка опору ізоляції вторинних обмоток; 3. Зняття характеристик намагнічування на робочому коефіцієнті трансформації (Вольтамперна характеристика);

5.3. Аналіз небезпечних і шкідливих чинників

Таблиця 5.4 – Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Перелік НШВЧ	Фактичне значення	Граничнодопустиме значення та номер нормативного документу
Електричного походження	<ul style="list-style-type: none"> Напруга Струм 	<p>330 кВ</p> <p>218,95 А</p>	<p>6 В [1]</p> <p>0,6 мА [1]</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • Напруженість електричного поля • Напруженість магнітного поля 	17 кВ/м 7 кА/м	5 кВ/м [2] 1,4 кА/м [2]
Фізичні	<ul style="list-style-type: none"> • Шум • Робота на висоті 	114 дБА 5,5 м	85 дБА [3] 1,3 м [4]
Важкість	<ul style="list-style-type: none"> • Статичні і динамічні навантаження 	Категорія робіт III	[5]
Напруженість	<ul style="list-style-type: none"> • Нервово-психологічні перевантаження 	2	2[5]
Хімічні	<ul style="list-style-type: none"> • Робота з трансформаторним маслом 	95 т	Клас небезпечності III [6]
Мікроклімат	<ul style="list-style-type: none"> • Температура взимку • Відносна вологість взимку • Швидкість вітру взимку • Температура влітку • Відносна вологість влітку 	-15,5 °C ДО 86 % 4,8 м/с +37,0 °C 76 %	20 °C [7] 75 % [7] 0,5 м/с [7] 28 °C [7] 75 % [7]

	<ul style="list-style-type: none"> Швидкість вітру влітку 	3,3 м/с	0,6-0,5 м/с [7]
--	--	---------	-----------------

5.4. Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці

Таблиця 5.5 – Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки	Знак безпеки	Знак безпеки «Обережно, електрична напруга» наноситься або кріпиться на корпус трансформатора.
	Сигналізація	Світлова сигналізація на щиті керування та спеціальна сигналізація вказує про виникнення аварії за допомогою сигнальних ламп та звукових сингалів.
	Захисне заземлення	Нейтралі обмоток трансформатора повинні працювати в режимі глухого заземлення. Допускається заземлення нейтралі трансформатора через спеціальні реактори або струмообмежувальні резистори.
	Маркування	Навести маркування на п/ст
Організаційні заходи з електробезпеки	Вид дозвільного документу на виконання робіт	Наряд-допуск
	Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги. Роботи поблизу струмовідних частин.
	Підготовка робочого місця	1. виконати необхідні відключення та вжити заходи, які перешкоджають

		<p>подачі напруги до місця роботи внаслідок помилкового чи самовільного включення комутаційної апаратури;</p> <p>2. перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, які повинні бути заземлені;</p> <p>3. приєднати до «землі» переносні заземлення;</p>
	Порядок виконання робіт	<p>Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виконавець робіт, перевіряють виконання технічних заходів з підготовки робочого місця.</p> <p>Після перевірки технічних заходів проводиться допуск бригади, який полягає в тому:</p> <p>1. чи відповідає склад бригади і кваліфікація включених в неї осіб записам в наряді;</p> <p>2. прочитують за нарядом прізвища відповідального керівника, виконавця робіт, склад бригади і зміст дорученої роботи, пояснює бригаді, звідки знята напруга, де встановлені заземлення, які частини з сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови при проведенні робіт повинні дотримуватися;</p>
	Плакати безпеки	Заборонні. На ключах дистанційного керування комутаційних апаратів

		вивішені заборонні плакати; Вказівні. На робочому місці: «Заземлено» Застережні. На робочому місці: «Стій - висока напруга», «Не вилазь - уб'є» Розпорядчі. На робочому місці: «Працювати тут»
--	--	--

Для захисту персоналу від непрямого дотику розрахуємо захисне заземлення.

Вихідні дані:

1. Наруга обладнання, що заземлюється: $U_{\text{обл.}} = 330$ (кВ)
2. Ґрунт території розміщення електроустаткування. Питомий опір ґрунту $\rho = 30$ (Ом · м) (чернозем).
3. Для ЕУ напругою більше 110 кВ $R_{\text{доп}}$ можна прийняти до розрахунку 0,5 (Ом).
4. В якості вертикальних заземлювачів будемо використовувати металеві пруті довжиною 5 (м) та діаметром 10 (мм). В якості горизонтального заземлювача будемо використовувати металевий прут прямокутного перерізу з перетином 4х12 (мм), довжиною 6 (м).

Розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \Psi_2 = 30 \cdot 1,4 = 42 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

де Ψ_i – коефіцієнт сезонності (більше 1), залежить від вологості ґрунту і довжини електродів.

Заземлювачі можна розміщувати біля поверхні землі, або заглиблювати глибше зони промерзання ґрунту (цей показник становить 0,7..0,8 м). В нашому випадку будемо заглиблювати заземлювачі на глибину 0,7 м.

Визначемо опір розтікання вертикального заземлювача за формулою:

$$R_{B1} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l_1}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1} \right) \right)$$

де $\rho_{\text{розр}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту для ВЗ, Ом·м; l_1 – довжина ВЗ, м; d – діаметр, м; t – відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ, яку визначають за формулою:

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2}$$

де t_0 – відстань від поверхні ґрунту, м

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0,7 + \frac{5}{2} = 3,2 \text{ (м)}$$

$$\begin{aligned} R_{B1} &= \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l_1}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1} \right) \right) = \\ &= \frac{42}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0,01} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) \right) = 9,787 \text{ (Ом)} \end{aligned}$$

Отже, оскільки $R_{B1} > R_{\text{доп}}$ ($9,787 \text{ Ом} > 0,5 \text{ Ом}$), то потрібно сполучити декілька вертикальних заземлювачів.

Розрахуємо необхідну кількість заземлювачів за формулою:

$$n' = \frac{R_{B1}}{R_3 \cdot \eta_e} = \frac{9,787}{0,5 \cdot 0,47} = 41,645 \approx 40 \text{ (шт.)}$$

Розрахуємо довжину горизонтального заземлювача за формулою:

$$l_{\Gamma} = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 6 \cdot 40 = 252 \text{ (м)}$$

Визначимо опір струму розтікання горизонтального заземлювача за формулою:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр.}\Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Gamma}} \ln \left(\frac{2 \cdot l_{\Gamma}^2}{b_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}} \right)$$

де $\rho_{\text{розр.}\Gamma}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту ГЗ, Ом·м; t_{Γ} – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ, м; b_{Γ} – розмір боку кутника, м.

$$R_{\Gamma} = \frac{30 \cdot 4,8}{2 \cdot 3,14 \cdot 252} \ln \left(\frac{2 \cdot 252^2}{0,04 \cdot 0,68} \right) = 1,397 \text{ (Ом)}$$

Результуючі опір заземлювального пристрою:

$$R_{шт} = \frac{R_{в1} \cdot R_{г}}{R_{в1} \cdot \eta_{Геф} + R_{г} \cdot \eta_{Веф} \cdot n}$$

$$R_{шт} = \frac{R_{в1} \cdot R_{г}}{R_{в1} \cdot \eta_{Геф} + R_{г} \cdot \eta_{Веф} \cdot n} = \frac{9,787 \cdot 1,397}{9,787 \cdot 0,22 + 1,397 \cdot 0,47 \cdot 40}$$

$$= 0,481 \text{ (Ом)}$$

Отримане значення $R_{шт}$ не перевищує допустиме значення:

$$R_{шт} < R_{доп}$$

5.5. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Таблиця 5.6 – Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування	Нормативні документи
Захисний одяг	Костюм для захисту від загальних виробничих забруднень і механічних впливів	Комбінезон «Слюсар»	[12]
Захисне взуття	Захист ніг від механічного впливу	Чоботи AV 4060/1 K4 S3 HRO SRC	[13]
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички XL (10) L	[14]
Захист голови	Запобігання або зменшення впливу на голову від механічних впливів і електричних	Каска захисна Delta Plus ZIRCON I ZIRC1BC	[15]
Захист очей	Захист спереду і з боків від поєднання випромінювань з впливом твердих частинок	Окуляри захисні Oregon 525249	[16]

Захист органів слуху	Захист вух від шуму	Противошумні навушники PELTOR X5A SNR	[17]
Захист для роботи на висоті	Захисту робітників в разі падіння з висоти під час виконання робіт	Пояс лямковий ПЛК 3	[18]

Таблиця 5.7 – Електрозахисні засоби

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою 330 кВ	Підключення після ремонту. Що 6 місяців
	Діелектричне взуття	Для робіт під напругою 330 кВ	Підключення після ремонту. Що 6 місяців
	Діелектрична каска	Для робіт під напругою 330 кВ	Підключення після ремонту. Що 6 місяців
	Комплект екранувального одягу для захисту від електричних полів 330 кВ	Для робіт під напругою 330 кВ	Захист від електричних полів
Контрольно-сигнальні прилади	Штанга вимірювальна	Для визначення опору контактів	330 кВ Раз у 24 місяці
	Штанга універсальна	Виконання монтажних робіт	330 кВ Раз у 24 місяці

	Контактний показчик напруги 330 кВ з комбінованою індикацією	Для перевірки наявності або відсутності напруги в електроустановках	330 кВ
	Сигналізатори напруги	Наближення трансформатора під напругою	330 кВ Раз у 12 місяці
	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки.	Виконання робіт	330 кВ Раз у 24 місяці

5.6. Аналіз надзвичайних ситуацій і заходи їх запобігання

Найбільш гостро питання пожежної безпеки стоять для трансформаторів з масленим охолодженням, до яких відноситься розглянутий в роботі трансформатор. Підвищена пожежна небезпека в таких трансформаторах обумовлена наявністю в них великих обсягів трансформаторного масла.

Таблиця 5.8 – Основні джерела небезпек

Джерело небезпеки	Причини небезпеки	Наслідки небезпеки
Перевантаження струмовідних частин	Порушення нормального режиму роботи	Виникнення пожежі
Відмови в роботі системи охолодження	Порушення нормального режиму роботи	Виникнення пожежі
Розлив трансформаторного масла	Порушення технологічної процедури	Виникнення пожежі

Пошкодження маслонаповнених вводів	Пробій внутрішньої ізоляції	Виникнення пожежі
Коротке замикання	Ушкодження ізоляції	Виникнення пожежі
Розряд блискавки	Протікання струму і наведення електромагнітного поля	Виникнення пожежі
Обрив фазного проводу	Механічне ушкодження	Виникнення нещасного випадку

Таблиця 5.9 – Перелік заходів і засобів

Група заходів	Вид заходу	Критерії вибору
Технічні	Наявність первинних засобів до тушіння пожеж (вогнегасник, пожежний інвентар)	Вогнегасник через 40...70м. Вид вогнегасника вуглекислотний, порошковий. Щит з інвентарем (1 щит на 500 м ²)
	Наявність маслоприймачів, масловідводів і маслозбірників	Об'єм маслоприймача повинен бути розрахований на одночасне приймання 100% масла Масловідводи повинні забезпечувати відведення 50% масла не довше ніж за 0,25 год
	Наявність водопровіда з живленням від існуючої зовнішньої мережі	Тиск в зовнішній мережі протипожежного водопроводу не повинен перевищувати 10 кг/см ²

	Наявність газового реле	Робота газового реле, встановленого на трансформаторі з плівковим захистом, перевіряється відповідно до інструкції на газове реле.
Організаційні	Навчання та тренінги	Постійні періодичні (раз на рік)
	Перевірка від пошкоджень ізоляції обмоток трансформатора	Відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007
	Випробування вводів	Відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007
	Перевірка засобів які запобігають пожежі	Відповідно до технічних умов
	План дій з попередження надзвичайних ситуацій	Відділ з охорони праці
Засоби індивідуального захисту	Захисний одяг від хімічно-активних речовин	Індивідуально для усіх членів команди
	Захисне взуття	Індивідуально для усіх членів команди
	Захисні рукавички від механічних ушкоджень	Індивідуально для усіх членів команди
	Захисні рукавички від хімічних речовин	Індивідуально для усіх членів команди
	Протигаз з фільтром від моно оксиду вуглецю	Індивідуально для усіх членів команди

Висновок до п'ятого розділу

У даному розділі магістерської дисертації були обрані заходи щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають у ході експлуатації трансформатора напругою 330 кВ. Для індивідуального захисту персоналу від електричної напруги були обрані:

- штанга універсальна ШОУ-330
- штанга вимірювальна ШИУ-330
- контактний показчик напруги 330 кВ з комбінованою індикацією ПСЗ-330М
- костюм для захисту від загальних виробничих забруднень і механічних впливів Комбінезон «Слюсар»
- захист ніг Чоботи AV 4060/1 K4 S3 HRO SRC
- діелектричні рукави XL (10) L

Для захисту від непрямого дотику було розраховане захисне заземлення. В якості заземлюючого пристрою використовуються пруті зі сталі круглого перерізу довжиною 5 (м) та діаметром 10 (мм), з'єднані між собою ГЗ прямокутного перерізу з перетином 4x12 (мм) та довжиною 6 (м). Опір захисного заземлення складає 0,481 (Ом).

РОЗДІЛ 6. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

Вступ

В даному розділі магістерської дисертації розглядається ідея розроблення стартап-проекту створення компанії, яка надає послуги оцінки якості налаштування пристроїв автоматичного регулювання збудження на основі автоматичного регулювання збудження, порівнянням його з існуючими конкурентними підходами, які мають схожі технологічні показники, та вибір технології здійснення проекту. Розділ розділено на такі основні етапи:

1. Опис ідеї технології;
2. Визначення техніко-економічних характеристик ідеї;
3. Технологічний аудит ідеї проекту;
4. SWOT- аналіз стартап-проекту.

6.1. Опис ідеї технології

На даний момент електроенергетична галузь України характеризується високим рівнем зносу електроенергетичного обладнання, що використовується для виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, основна частина якого введена в експлуатацію в 1960-1970-х роках минулого століття. На переважній більшості електричних станцій проектний ресурс обладнання вже вичерпано і воно експлуатується понад плановий термін експлуатації. Аналогічна ситуація спостерігається і з мережевим обладнанням системи передачі та систем розподілу електричної енергії.

Силові трансформатори є одним з головних елементів енергосистеми. Сумарна потужність силових трансформаторів в енергосистемах країн пострадянського простору на всіх рівнях напруги за рахунок декількох щаблів трансформації в 6-6,5 рази перевищує встановлену потужність генераторів. Так як пошкоджуваність трансформаторів безпосередньо впливає на надійність електростанції й енергосистеми в цілому, зрозуміла особлива увага до підтримки їхньої працездатності. Цього вимагає й статистика ушкоджень: аварії з вини трансформаторів в електричних

мережах викликають 80-90% недовідпуску електроенергії, а на електростанціях – 10-20%.

Передбачається, що в середньому ризик виходу з ладу пристрою АРЗ становить до 1% в рік. Крім того, за статистикою, що 10% відмов пристрою АРЗ призводять до серйозного пожежі. Це означає, що ризик серйозної пожежі становить до 0,1% в рік. Близько 50% серйозних пожеж в трансформаторі ініціюють високовольтні вводи, також вони є найбільш поширеною причиною пожеж в трансформаторі.

Традиційним методам діагностики трансформаторних вводів притаманні багато недоліків, так як вони не враховують існуючу неповноту і нечіткість інформації про стан вводу.

Для рішення зазначених проблем, з огляду на об'єктивно існуючу невизначеність, неоднозначність, неповноту й нечіткість інформації про технічний стан вводу доцільно використати апарат нечіткої логіки, що дозволяє об'єктивно оцінювати стан вводу й більш обґрунтовано приймати рішення щодо керування ремонтом.

Технічний стан високовольтного вводу характеризується великою кількістю параметрів стану (ознак) x_i , значення яких можна одержати з використанням штатних засобів вимірювання або ж шляхом додаткових випробувань.

Вирішення завдання оцінки технічного стану доцільно виконати з використанням автоматичного класифікатора, побудованого на основі теорії автоматизації і який дозволяє на основі параметрів, x_i віднести об'єкт діагностування до одного із класів технічного стану (D_1, \dots, D_k).

Використання теорії автоматизації дозволяє адекватно формалізувати знання експертів, які можуть бути неповними і/або суб'єктивними.

При великій кількості параметрів стану x_i побудова нечіткої бази знань, що представляє сукупність висловлень про причинно-наслідкові зв'язки "параметри стану - клас технічного стану" стає важко виконуваним завданням.

Таблиця 6.1 - Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Ідея полягає в розробці математичного забезпечення для оцінки якості налаштування пристроїв автоматичного регулювання збудження на основі автоматичного регулювання збудження	Електричні станції	Зниження ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС
	Енергогенеруючі компанії	Зменшення ризику виходу з ладу пристрою АРЗ
	Оператори системи розподілу	Задоволення потреб споживачів, у тому числі населення, щодо забезпечення надійності електропостачання
	Малі системи розподілу	
	Оператор системи передачі	
	Абонентські підстанції	

Був проведений аналіз потенційних техніко – економічних переваг.

Порівняно с пропозиціями конкурентів ідея (метод, послуга) передбачає:

- оцінка технічного стану по сукупності діагностичних параметрів
- оцінка великої кількості діагностичних параметрів
- адекватність в формалізації знання експертів
- стабільність до великої кількості експлуатаційних факторів

6.2. Визначення техніко-економічних характеристик ідеї

Для того, щоб зрозуміти чим же буде відрізнятись запропонована ідея від існуючих аналогів, був проведений аналіз потенційних техніко – економічних переваг.

Найбільш інформативним видом діагностики μ - синтез, який набув популярність і широко застосовується в міжнародній практиці саме як індикатор раннього виявлення та розвитку дефектів. В якості контрольованих параметрів (ознак дефекту) застосовуються абсолютні концентрації діагностичних газів С (% об або ppm), відносні швидкості їх змінення VC (% міс), а також відношення пар концентрацій характерних газів. Існуюча висока розмірність випадкового вектора первинних параметрів технічного стану зумовлена потребами диференціації прогнозованих дефектів по типу і ступеню розвитку дефекту, що не сприяє високій достовірності одержуваних оцінок щодо наявності дефекту. Крім того, оцінки за μ - синтез виявляються надзвичайно нестабільними до великої кількості експлуатаційних факторів.

Проведений аналіз потенційних техніко-економічних переваг обох варіантів, показаний на табл. 6.2, що передбачає визначення переліку техніко-економічних властивостей та характеристик ідеї, проведений порівняльний аналіз показників: для власної ідеї визначені показники, що мають а) гірші значення (W, слабкі); б) аналогічні (N, нейтральні) значення; в) кращі значення (S, сильні).

Таблиця 6.2 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики	Моя ідея	Конку рент	W (слабка сторона)	N (нейтраль на сторона)	S (сильна сторона)
		Нечітка модель	μ - синтез			
1.	Оцінка технічного стану по сукупності діагностичних параметрів	+	-			+
2.	Оцінка великої	+	-			+

№ п/п	Техніко-економічні характеристики	Моя ідея	Конку рент	W (слабка	N (нейтраль	S (сильна
	кількості діагностичних параметрів					
3.	Достовірність оцінки технічного стану	94 %	90 %		+	
4.	Адекватність в формалізації знання експертів	+	-			+
5.	Стабільність до великої кількості експлуатаційних факторів	+	-		+	
6.	Складність побудови бази знань	+	-	+		
7.	Використання додаткових методик для підвищення достовірності	-	+		+	
8.	Використання методів оптимізації для налаштування параметрів моделі діагностики	+	-	+		

№ п/п	Техніко-економічні характеристики	Моя ідея	Конку рент	W (слабка	N (нейтраль	S (сильна
9.	Можливість подальшого розвитку	+	-		+	

Визначений перелік слабких, сильних і нейтральних характеристик та властивостей ідеї дав зрозуміти, що до слабких сторін відноситься:

1. Складність побудови бази знань
2. Використання методів оптимізації для налаштування параметрів моделі діагностики

Але оцінка технічного стану по великій сукупності діагностичних параметрів та адекватність в формалізації знання експертів формують його конкурентоспроможності.

6.3. Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного підрозділу був проведений аудит технології, за допомогою якої можна реалізувати ідею проекту (технології створення товару).

Ідея проекту полягає у технології створення комп'ютерної програми для якості налаштування пристроїв автоматичного регулювання збудження на основі автоматичного регулювання збудження, що передбачає наявність доступного середовища розробки, з широким функціоналом і зручним та зрозумілим інтерфейсом. Розроблення свого програмного забезпечення не є економічно доцільним, через існування аналогів.

На даний час функціонують такі середовища: Double Prime IDD Bushing Monitoring (США), Siemens Bushing Monitoring (Німеччина), TDM (Росія), ESMDU-TRANS (Україна) та інші. Ці програмні комплекси дозволяють оцінити технічний стан високовольтних вводів мають внутрішні бібліотеки та широкий функціонал, але на даний час не підтримують теорію автоматизації. Дороблення одного з середовищ під ідею проекту також не є

економічно доцільним. Були розглянуті імпорتنі аналоги програмного забезпечення, які задовольнили б всі необхідні вимоги.

Аналіз складових для визначення технологічної здійсненності ідеї проекту представлений у табл. 6.3.

Таблиця 6.3 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Ідея полягає в розробці математичного забезпечення для оцінки якості налаштування пристроїв автоматичного регулювання збудження на основі автоматичного регулювання збудження	1. Середовище для побудови нечіткої математичної моделі високовольтного вводу для оцінки технічного стану	MathLab	Недоступна
		MathCAD	Недоступна
		Scilab	Доступна
	2. Середовище для обробки отриманих результатів	Microsoft Excel	Доступність обмежена
		MathLab	Недоступна
		MathCAD	Недоступна
Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
	3. Середовище для оформлення документації та пояснювальних записок	Microsoft Word	Доступність обмежена
		Open Office	Доступна
		Libre Office	Доступна
Обрані технології реалізації ідеї проекту: Scilab, Microsoft Excel, Microsoft Word			

1. Дані про технічний стан пристрою АРЗ отримуються шляхом запиту до енергогенеруючих або енергопостачальних компаній.

2. Для побудови нечіткої математичної моделі високовольтного вводу для оцінки технічного стану було обране безкоштовне ПЗ Scilab. Це найповніша загальнодоступна альтернатива MathLab. Дане ПЗ має маленький розмір - дистрибутив займає менше 167 МБ проти більш ніж двохгігабайтного пакета MathLab та можливість запуску в консолі без використання графічного інтерфейсу. Це дозволяє робити автоматизовані обчислення, є пакетний режим.

3. Для обробки отриманих результатів було обране ПЗ для роботи з електронними таблицями Microsoft Excel з пакета програм Microsoft Office, оскільки MathCAD та MathLab занадто складні середовища.

4. Для оформлення документації та пояснювальних записок існує декілька безкоштовних програмних забезпечень, але їх слабкою стороною є не зручний інтерфейс та вузький функціонал. Тому було обрано найпоширеніше ПЗ для створення, перегляду та редагування текстових документів Microsoft Word з пакета програм Microsoft Office.

Для розрахунку внутрішньої норми прибутку рентабельність інвестицій, була використана формула.

$$R_i = \frac{\Pi_p}{K}$$

де,

R_i – норма прибутку,

Π_p – прибуток за період n ,

K – величина початкових інвестицій.

Наприклад, інвестором виступає енергетична компанія, власник АЕС.

Розмір інвестицій складає 4,6 млн.грн., з яких:

300 тис. грн., для реєстрації і підтримки патенту в Україні;

3,8 млн.грн., на розробку програмного забезпечення;

500 тис.грн., авторські відрахування;

За прогнозами, що базуються на статистиці, протягом 3 -х років відбудеться 7 зупинок блоку АЕС через відмову блочного трансформатора. При використанні програмного забезпечення для оцінки якості налаштування пристроїв автоматичного регулювання збудження вдалося зменшити кількість зупинок блоку АЕС до 3 за рахунок своєчасного виявлення дефекту в трансформаторному вводі та вжити заходів для ліквідації дефекту. Для кожного незапланованого відключення блоку, економія складає 3 ,91 млн. грн. В загальному випадку, сума, яку може зекономити станція за цей період, складає 11,73 млн. грн. або 391 тис. грн./рік.

Експлуатаційні витрати (Be) прийняті за статистикою 1% на рік від вартості основних фондів ($Be=1\%/100\% \times 4,6 \text{ млн.грн.} = 0,046 \text{ млн.грн./рік}$)

Розрахунок рентабельності інвестицій:

$$R_i = \frac{3,91 - 0,046}{4,6} = 0,84 \left(\frac{1}{\text{рік}} \right)$$

У відсотках це значення складає 84%.

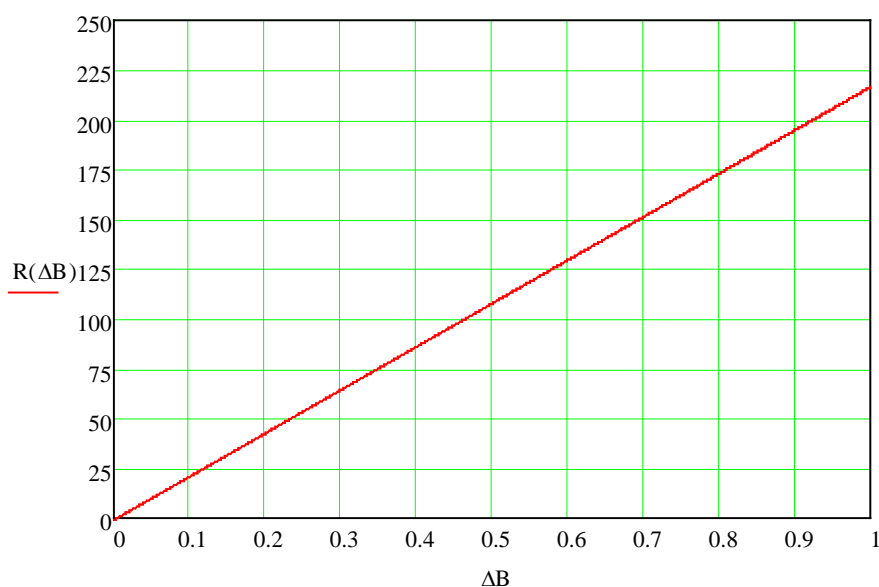
Доцільно буде провести розрахунки для періоду окупності проекту:

Період окупності інвестицій

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi_p} = \frac{4,6}{0,84} = 5,4 \text{ (років)}$$

З розрахунку випливає, що період окупності інвестицій $T_{ок}$ складає 0,54 років.

З метою врахування ризиків, пов'язаних з можливими похибками в



прогнозуванні вихідних даних, був проведений аналіз чутливості показника рентабельності інвестицій та періоду окупності інвестицій до зекономлених коштів від впровадження програмного забезпечення. Відповідні графіки зображені на рисунку 6.1. та 6.2.

Рентабельність інвестицій, %

Зекономлені кошти, млн.грн.

Рисунок 6.1. – Графік залежності рентабельності інвестицій від зекономлених коштів

Періоду окупності інвестицій, рік.

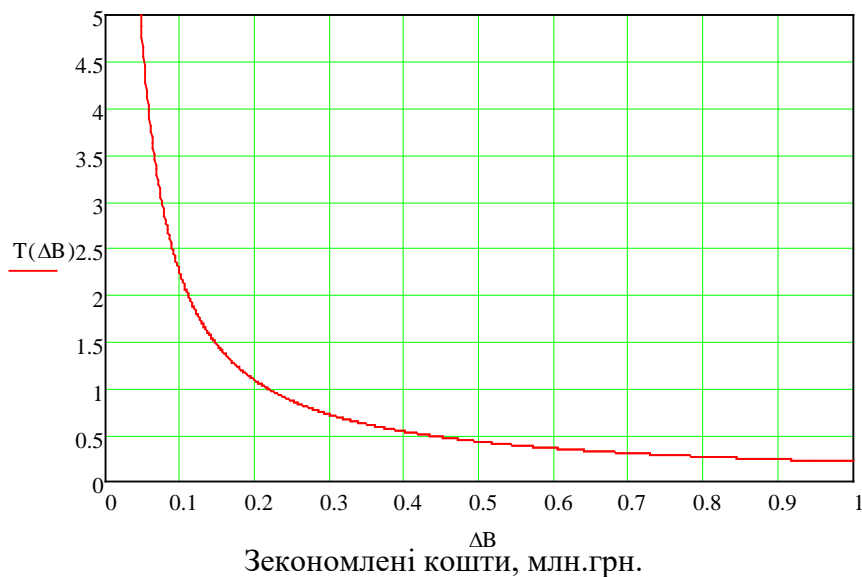


Рисунок 6.2. – Графік залежності періоду окупності інвестицій від зекономлених коштів

6.4. SWOT- аналіз стартап-проекту

SWOT-аналіз – матриця аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities) на основі виділених ринкових загроз та можливостей, та сильних і слабких сторін. Матриця представлена у табл. 6.4.

Таблиця 6.4 - SWOT – аналіз стартап-проекту

Сильні сторони:	Слабкі сторони:
<ul style="list-style-type: none"> – оцінка технічного стану по великій сукупності діагностичних параметрів; – адекватність в формалізації знання експертів; – більш висока достовірність оцінки технічного стану; – нова технологія; – менша ціна, через невеликий штат персоналу та компанію. 	<ul style="list-style-type: none"> – відсутність досвіду; – відсутність іміджу на ринку; – вища ціна і час виконання у порівнянні з конкурентним рішенням.
Можливості:	Загрози:
<ul style="list-style-type: none"> – залучення кваліфікованих спеціалістів; – співпраця з іншими компаніями; – додаткових послуги з написання скриптів, тощо. 	<ul style="list-style-type: none"> – існуючі та нові конкуренти на ринку.

Висновок до шостого розділу:

В даному розділі розглянуто розроблення стартап-проекту, розробка математичного забезпечення для оцінки якості налаштування пристроїв автоматичного регулювання збудження на основі автоматичного регулювання збудження. Правильна реалізація цієї ідеї створює передумови для успішного ринкового старту. Узагальнивши проведений аналіз потрібно зазначити:

1. До слабких сторін запропонованого підходу відноситься: складність побудови бази знань, використання методів оптимізації для налаштування параметрів моделі діагностики.
2. Оцінка технічного стану по великій сукупності діагностичних параметрів та адекватність в формалізації знання експертів формують засади конкурентоспроможності підходу на основі автоматичного регулювання збудження.
3. З огляду на технологічне здійснення ідеї проекту, необхідно придбати пакет програм Microsoft Office, для обробки отриманих результатів і оформлення документації.
4. З огляду на рентабельність даного стартап-проекту, ринкова комерціалізація проекту є актуальною.
5. Подальша імплементація проекту є доцільною.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бардик Є.І., Лукаш М.П. Електрична частина електричних станцій. Основне електрообладнання. – К. НТУУ "КПІ", 2011. – 220с. (учбовий посібник)
2. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв/ – К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 105 с.
3. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 2: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв/ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 82 с.
4. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 3: Навчальний посібник/ Укл.: П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв, О.Г. Філатов/ – К.: НТУУ «КПІ», 2014 – 103 с.
5. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. - М.: «Энергия», 1976. – 552 с.
6. Проектування електричних станцій, ч.1/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк/ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 73 с.
7. Проектування електричних станцій, ч.2/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк/ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 74 с.
8. Проектування електричних станцій, ч.3/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк, Г.М. Гаєвська/ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 61 с.
9. Основи проектування теплових та гідравлічних електростанцій: Методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи/ Укл.: П.Л. Денисюк, Є.І. Бардик, Р.В. Вожаков/ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 66 с.

10. Річний огляд діяльності Держенергонагляду за 2016 рік [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245196539>
11. НКРЕКП: Ключові проблеми електроенергетики [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://vse.energy/news/pek-news/electro/485-nerc-zvit>
12. План розвитку ОЕС України на 2017 – 2026 рр. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/ProektPlanurozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roky.pdf>
13. Сильное регулирование возбуждения / В. А. Веников [и др.]. — М.–Л.: Госэнергоиздат, 1963. — С. 152.
14. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies // IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005). — 2016. — С. 1—207.
15. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. — М.: ОАО «СОЕЭС», 2012. — (СТО 59012820.29.160.20.001-2012).
16. Герасимов, А. С. Сертификационные испытания АРВ сильного действия отечественных и зарубежных компаний на цифроаналого-физическом комплексе ОАО «НТЦ ЕЭС» / А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, Д. А. Кабанов // Электрические станции. — 2015. — Т. 12. — С. 4—8.
17. Испытания, наладка и выбор настроек микропроцессорного регулятора возбуждения АРВ-МА для турбогенератора ТЗФА-110-2А ТЭЦ-22 ОАО «Мосэнерго» на электродинамической модели ОАО «НИИПТ» / А. С. Герасимов [и др.] // Электротехника. — 2010. — Т. 2. — С. 56—61.
18. Овчаренко, И. И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов / И. И. Овчаренко. — М.: НЦ ЭНАС, 2000.

19. Куликов, А. Ю. Переходные процессы в электроэнергетических системах / А. Ю. Куликов. — М.: Издательство «Омега-Л», 2013.
20. Юрганов, А. А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов / А. А. Юрганов, В. А. Кожевников. — СПб.: Наука, 1996.
21. Сорокин, Д. В. Выбор настроек АРВ генератора сложной энергосистемы на основе применения генетического алгоритма и методов модального анализа: дис. канд. техн. наук / Д. В. Сорокин. — СПб., 2009. — С. 168.
22. Беляев, А. Н. Проектирование адаптивных автоматических регуляторов возбуждения методами нечеткой логики: дис. канд. техн. наук / А. Н. Беляев. — СПб., 2000. — С. 204.
23. Микропроцессорный регулятор возбуждения мощных турбо- и гидрогенераторов / В. В. Бувеч [и др.] // Системы возбуждения и регулирования мощных синхронных генераторов. — Л.: 1985. — С. 3—14.
24. Методические указания по испытаниям тиристорной системы независимого возбуждения турбогенераторов серии ТВВ мощностью 165 – 800 МВт. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1983. — (МУ 34-70-029-82).
25. Есипович, А. Х. Технология настройки цифровых АРВ сильного действия отечественной структуры / А. Х. Есипович, Д. А. Кабанов // Известия НТЦ Единой Энергетической Системы. — 2016. — Т. (1) 74. — С. 113—126.
26. Груздев, И. А. Разработка методов и программного обеспечения для анализа статической устойчивости и демпферных свойств больших энергосистем / И. А. Груздев, В. А. Масленников, С. М. Устинов // Методы и программное обеспечение для расчетов колебательной устойчивости энергосистем (ФЭО). — СПб., 1992. — С. 66—88.
27. Настройка регулятора возбуждения по линеаризованной модели энергосистемы / В. А. Тащилин [и др.] // научные труды IV

- международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи 2013». Т. 2. — Новочеркасск: Лик, 2013. — С. 184—188.
28. Определение параметров регулятора возбуждения с помощью смещения полюсов модели энергосистемы / В. А. Тащилин [и др.] // труды I Международного молодёжного форума «Интеллектуальные энергосистемы». Т. 1. — Томск: Томский политехнический университет, 2013. — С. 127—131.
29. Применение метода смещения полюсов для настройки регулятора возбуждения по идентифицированной модели энергосистемы / В. А. Тащилин [и др.] // научные труды V международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи 2014». Т. 1. — Томск: Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет, 2014. — С. 528—533.
30. Pole Placement Approach for PSS Tuning Based on Identification of Power System Model / V. Tashchilin [et al.] // Proceedings of International Scientific Symposium «Electrical Power Engineering 2014». — TU Varna, 2014. — P. 21—25.
31. PSS tuning method based on power system model identification using PMU / V. Tashchilin [et al.] // Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2014 IEEE PES. — 2014. — P. 1—5.
32. Demello, F. P. Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control / F. P. Demello, C. Concordia // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. — 1969. — Vol. PAS—88, no. 4. — P. 316—329.
33. Larsen, E. V. Applying Power System Stabilizers Part I: General Concepts / E. V. Larsen, D. A. Swann // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. — 1981. — T. PAS—100, № 6. — С. 3017—3024.

34. Padiyar, K. R. Analysis of torsional interactions with power system stabilizer / K. R. Padiyar, M. K. Geetha // Electric Machines & Power Systems. — 1993. — Vol. 21, no. 6. — P. 767—782.
35. Excitation Systems Subcommittee, E. D. IEEE Tutorial Course Power System Stabilization via Excitation Control / E. D. Excitation Systems Subcommittee, P. G. Committee. — IEEE/PES Technical Publication 09TP250, 2009.
36. Hsu, Y.-Y. Tuning of power system stabilizers using an artificial neural network / Y.-Y. Hsu, C.-R. Chen // IEEE Transactions on Energy Conversion. — 1991. — T. 6, № 4. — C. 612—619.
37. Parameter tuning of the conventional power system stabilizer by artificial neural network / S. Chusanapiputt [et al.] // 2004 International Conference on Power System Technology, 2004. PowerCon 2004. Vol. 1. — 2004. — 554—558 Vol.1.
38. Tulpule, P. Online Learning Neural Network based PSS with Adaptive Training Parameters / P. Tulpule, A. Feliachi // 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. — 2007. — C. 1—5.
39. Chaturvedi, D. K. Neurofuzzy Power System Stabilizer / D. K. Chaturvedi, O. P. Malik // IEEE Transactions on Energy Conversion. — 2008. — T. 23, № 3. — C. 887—894.
40. Power system stabilizer based on artificial neural network / J. Kumar [et al.] // 2011 International Conference on Power and Energy Systems. — 2011. — P. 1—6.
41. Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. — Київ : НТУУ «КПІ», 2016. — 28 с.
42. Ткачук К.Н. Охорона праці і промислова безпека / К.Н. Ткачук, В.В. Зацарний, М.Ф. Каштанов, Л.Д. Третьякова та ін. // К.: Лібра, 2010. — 425 с.

43. Третьяков О.В. Охорона праці / О.В. Третьяков, В.В. Зацарний, В.Л. Безсонний // Харків, УЦЗУ, 2009. – 436 с.
44. Правила улаштування електроустановок. Розділ 1. Загальні правила. Розділ 1.7. Заземлення і захисні заходи безпеки. (ПУЕ – 2016), введений з 1.01. 2017 р. Вимоги розділу поширюються на електроустановки змінного і постійного струмів, які проектують, будують або реконструюють. Вимоги цього розділу можна також застосовувати до діючих електроустановок.
45. ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів.
46. ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку.
47. НПАОП 0.00-1.15-07. Про затвердження Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті
48. Гігієнічні нормативи ГН 3.3.5-8-6.6.1-20014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу. 08.04.2014.
49. ПІ 1.3.10-456-2006. Примірні інструкції з охорони праці при виконанні робіт з легкозаймистими і горючими рідинами
50. ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
51. НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні; – К.: Держстандарт України, 2004. – 45 с.
52. ГКД 34.20.507-2003. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж
53. ДСТУ EN 13688:2016. Одяг захисний. Загальні вимоги.
54. ДСТУ EN 20346:2010. Засоби індивідуального захисту. Захисне взуття.
55. ДСТУ EN 420-2001. Загальні вимоги до рукавиць
56. ДСТУ EN 397:2017. Каски захисні промислові

57. ДСТУ EN 168:2001. Засоби індивідуального захисту очей. Методи випробування неоптичні.
58. ДСТУ EN 352-1:2017. Засоби індивідуального захисту органа слуху. Вимоги щодо безпеки та випробування. Частина 1. Шумозахисні навушники
59. ДСТУ EN 361-2001. Індивідуальні спорядження для захисту від падіння з висоти
60. ДСТУ 20494:2003. Штанги ізолювальні оперативні та штанги переносних заземлень. Загальні технічні умови
61. ДСТУ 4368:2005 Комплект індивідуальний екрануючий для захисту від електричних полів промислової частоти. Загальні технічні вимоги та методи контролювання