

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»  
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ  
ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

«На правах рукопису»  
УДК \_\_\_\_\_

До захисту допущено:  
Завідувач кафедри  
\_\_\_\_\_ С. О. Кудря  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**Магістерська дисертація**

**на здобуття ступеня магістра**

**за освітньо-професійною програмою «Електричні станції»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

**на тему: «Моделювання та аналіз первинного регулювання частоти шляхом  
зміни режиму роботи генераторів теплоелектроцентралі потужністю 640 МВт»**

Виконала:

студентка 2(6) курсу, групи ЕТ-з91мп  
РЯБЧЕНКО КАТЕРИНА ОЛЕКСАНДРІВНА \_\_\_\_\_

Науковий керівник:

ст.викладач, к.т.н. БОЛОТНИЙ М.П. \_\_\_\_\_

Консультант з охорони праці:

професор, д.т.н. ТРЕТЯКОВА Л.Д. \_\_\_\_\_

Консультант з стартап-проекту:

ст. викладач БАХМАЧУК С.В. \_\_\_\_\_

Рецензент:

к.т.н., доцент, ЧИЖЕВСЬКИЙ В.В. \_\_\_\_\_

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

Студентка \_\_\_\_\_ Рябченко К. О.

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України**

**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

**ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ**

**ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

**Рівень вищої освіти – другий (магістерський)**

**Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

**Освітньо-професійна програма «Електричні станції»**

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри**

\_\_\_\_\_ **С. О. Кудря**

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

### **ЗАВДАННЯ**

**на магістерську дисертацію студенту**

**Рябченко Катерині Олександрівні**

1. Тема дисертації «Моделювання та аналіз первинного регулювання частоти шляхом зміни режиму роботи генераторів теплоелектроцентралі потужністю 640 МВт», науковий керівник дисертації Болотний Микола Петрович, ст.викл., к.т.н., затверджені наказом по університету від «29» жовтня 2020 р. № 3160-с.
2. Термін подання студентом дисертації \_\_\_\_\_
3. Об'єкт дослідження генератори теплоелектроцентралі
4. Вихідні дані процес первинного регулювання частоти
5. Перелік завдань, які потрібно розробити забезпечити теоретичний фон поточного дослідження; надати інформацію про існуючі моделі первинного регулювання частоти; на основі запропонованої моделі первинного регулювання частоти провести експериментальні розрахунки первинного регулювання частоти при заданому небалансі активної потужності
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу 1. однолінійна головна схема електричних з'єднань ТЕЦ 640 МВт; 2. Загальна характеристика первинного регулювання; 3. Модель первинного регулювання з врахуванням зони нечутливості; 4. Результати проведеного дослідження по первинному регулюванню;

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	Третякова 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	

Студентка

Рябченко Катерина Олександрівна

Науковий керівник

Болотний Микола Петрович

## РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 125 сторінках формату А4, яка включає в себе 26 малюнків, 40 таблиць, 28 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 6 аркушів технічних креслень форматом А1.

В магістерській дисертації розглядається питання аналізу первинного регулювання частоти шляхом зміни режиму роботи генераторів теплоелектроцентралі потужністю 640 МВт. Запропонована статична модель первинного регулювання частоти. На основі сукупності статичних характеристик енергоблоків. Проведено моделювання первинного регулювання з врахуванням зони нечутливості.

**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.

Реформа енергетичного сектору залишається ключовим фактором стимулювання стійкого зростання України. Країна є ключовим партнером у транзиті первинних джерел енергії серед своїх сусідів. Розпад Радянського Союзу в 1991 році спричинив значну політичну й економічну нестабільність, яка відобразилася на енергетичному секторі України, зменшивши загальне постачання первинної енергії на більш ніж 45 % за десять років.

Впровадження первинного регулювання частоти шляхом зміни режиму роботи генераторів полегшило працю експлуатаційного персоналу на теплоелектроцентралі та інших станціях, підвищило ефективність керування режимом і вірогідність оцінки стану, усунуло багато помилок персоналу.

**Метою магістерської дисертації** є аналіз первинного регулювання частоти шляхом зміни режиму роботи генераторів теплоелектроцентралі потужністю 640 МВт. Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

1. Забезпечити теоретичний фон поточного дослідження
2. Надати інформацію про існуючі моделі первинного регулювання
3. На основі запропонованого алгоритму провести експериментальні розрахунки для аналізу первинного регулювання частоти шляхом зміни режиму роботи генераторів теплоелектроцентралі потужністю 640 МВт.

**Об'єкт дослідження.** Генератори теплоелектроцентралі потужністю 640 МВт.

**Предмет дослідження.** Процес первинного регулювання частоти.

**Методи дослідження.** В основу роботи покладений аналіз первинного регулювання частоти шляхом зміни режиму роботи генераторів теплоелектроцентралі потужністю 640 МВт. На основі запропонованого алгоритму проведено експериментальні розрахунки для аналізу первинного регулювання частоти шляхом зміни режиму роботи генераторів теплоелектроцентралі потужністю 640 МВт.

**Наукова новизна результатів.** Для аналізу первинного регулювання частоти шляхом зміни режиму роботи генераторів теплоелектроцентралі потужністю 640 МВт запропоновано математичну модель, яка ґрунтується на використанні статичної характеристики енергоблоку з врахуванням нечутливості первинного регулятора (АРЧО) у відповідності з вимогами нормативних положень. На відміну від існуючих моделей дозволяє за результатами моделювання процесу первинного регулювання частоти дати рекомендацію щодо розподілу навантаження між генераторами електростанції. У теперішній час первинне регулювання частоти в ОЕС України здійснюється зміною потужності навантаження споживачів, а у вторинному регулюванні частоти бере участь Дніпровська гідроелектростанція (ГЕС) №1, яка підключена до системи автоматичного регулювання частоти та активної потужності (САРЧП). Для дослідження процесу регулювання частоти необхідно проаналізувати перехідні процеси при виникненні в енергосистемі

збурень, що призводять до відхилення частоти, та наявність і вплив на режим відповідних резервів потужності для забезпечення первинного, вторинного і третинного регулювання частоти.

### **Публікації за тематикою досліджень.**

1. Рябченко К.О. //Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів “Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики”, тема «Доцільність застосування методу провідного агрегату для моделювання процесу первинного регулювання частоти», ФЕА, 2020.

ПЕРВИННЕ РЕГУЛЮВАННЯ, ЕНЕРГОСИСТЕМА, ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЬ, ЗОНА НЕЧУТЛИВОСТІ РЕГУЛЯТОРА, БАЛАНС ПОТУЖНОСТІ.

### **ABSTRACT**

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 124 pages of A4 format, which includes 26 figures, 40 tables, 22 sources of literature. The graphic part contains 6 sheets of technical drawings in A1 format.

In the master's dissertation the question of the analysis of primary regulation of frequency by change of a mode of work of generators of the thermal power plant with a power of 640 MW is considered. A static model of primary frequency control is proposed. Based on a set of static characteristics of power units. Modeling of primary regulation taking into account the insensitivity zone is carried out.

**Relevance of the topic.** 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.

Energy sector reform remains a key factor in stimulating Ukraine's sustainable growth. The country is a key partner in the transit of primary energy sources among its

neighbors. The collapse of the Soviet Union in 1991 caused significant political and economic instability, which affected the energy sector of Ukraine, reducing the overall supply of primary energy by more than 45% in ten years.

The introduction of primary frequency control by changing the mode of operation of generators has facilitated the work of operating personnel at the power plant and other stations, increased the efficiency of control mode and the probability of assessing the condition, eliminated many staff errors.

**The purpose of the master's thesis** is an analysis of the primary frequency control by changing the mode of operation of generators of a thermal power plant with a capacity of 640 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 models of primary regulation
3. On the basis of the proposed algorithm to perform experimental calculations for the analysis of the primary frequency control by changing the mode of operation of generators of a thermal power plant with a capacity of 640 MW.

**The object of research.** Generators of a thermal power plant with a capacity of 640 MW.

**Subject of study.** The process of primary frequency control.

**Methods of research.** The work is based on the analysis of the primary frequency control by changing the mode of operation of generators of a thermal power plant with a capacity of 640 MW. Based on the proposed algorithm, experimental calculations were performed for the analysis of the primary frequency control by changing the mode of operation of the generators of the thermal power plant with a capacity of 640 MW.

**The scientific novelty of the results.** To analyze the primary frequency control by changing the mode of operation of thermal power plant generators with a capacity of 640 MW, a mathematical model based on the use of static characteristics of the unit taking into account the insensitivity of the primary regulator (juniper) in accordance with regulatory requirements. In contrast to the existing models, it allows the results of modeling the process of primary frequency control to give recommendations for load distribution

between the generators of the power plant. Currently, the primary frequency control in the UES of Ukraine is carried out by changing the load capacity of consumers, and the secondary frequency control involves the Dnieper Hydroelectric Power Plant (HPP) №1, which is connected to the system of automatic frequency control and active power (SARCHP). To study the frequency control process, it is necessary to analyze the transients in the occurrence of disturbances in the power system, leading to frequency deviation, and the presence and influence on the mode of the corresponding power reserves to provide primary, secondary and tertiary frequency control.

**Publications on the subject of research.**

1. 1. Ryabchenko KO // International scientific and technical journal of young scientists, graduate students and students "Modern problems of electrical engineering and automation", topic "The feasibility of using the method of the leading unit for modeling the process of primary frequency control", FEA, 2020.

PRIMARY REGULATION, POWER SYSTEM, THERMAL POWER PLANT, REGULATOR INSENSITIVITY ZONE, POWER BALANCE.



## Зміст

Вступ.....	13
Розділ 1. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції.....	15
1.1. Вибір турбогенераторів .....	15
1.2. Вибір структурної схеми та схеми електричних з'єднань ТЕЦ .....	16
1.3. Вибір основного електрообладнання структурної схеми .....	19
1.3.1. Вибір трансформаторів зв'язку.....	19
1.3.2. Вибір блочних трансформаторів.....	21
1.3.3. Вибір секційного реактора .....	24
1.3.4. Вибір автотрансформаторів .....	24
1.4. Техніко-економічне обґрунтування вибору структурної схеми .....	26
Висновки: .....	29
Розділ 2. Розрахунок струмів короткого замикання .....	30
2.1. Розрахунок струмів короткого замикання з допомогою комп'ютерної програми РАТОК .....	30
2.1.1. Розрахункова схема .....	30
2.1.2. Вихідні дані та результати розрахунку струмів короткого замикання....	30
2.2 Вибір та перевірка комутаційної апаратури на шинах ГРУ 10.5.....	38
2.2.1. Розрахунок струмів к.з. від системи. ....	38
2.2.2 Розрахунок струмів к.з. від генератора. ....	39
2.2.3 Вибір та перевірка вимикача генератора.....	41
2.2.4 Вибір та перевірка роз'єднувача в колі з генератором.....	43
2.3 Вибір та перевірка комутаційної апаратури на лінії місцевого навантаження	44
2.3.1 Вибір та перевірка вимикача за лінійним реактором .....	44
2.3.2 Вибір та перевірка роз'єднувача в колі з місцевим навантаженням....	45
2.4. Вибір та перевірка обладнання на лініях місцевого навантаження.....	46
2.4.1. Вибір та перевірка кабелю .....	46
2.4.2. Вибір та перевірка лінійного реактора. ....	47
2.4.3 Вибір та перевірка вимірювального трансформатора струму. ....	50
2.4.4. Вибір та перевірка вимірювального трансформатора напруги. ....	52
Висновки: .....	54
Розділ 3. Моделювання та аналіз первинного регулювання частоти та потужності .....	55
3.1. Мета, задачі та умови дослідження первинного регулювання .....	55
3.2. Загальна характеристика зміни частоти в електроенергетичній системі .....	55
3.3. Правила здійснення первинного регулювання .....	58
3.4. Статична модель первинного регулювання .....	69
3.4.1 Статичні характеристики агрегатів електростанції, оснащених АРЧО ...	69
3.4.2. Нечутливість АРЧО .....	71
3.4.3. Статичні характеристики агрегатів електростанції, оснащених АРП .....	72
3.4.4. Статичні характеристики електричного навантаження.....	72
3.4.5 Модель первинного регулювання з врахуванням нечутливості АРЧО ....	74

3.5. Дослідження моделі первинного регулювання .....	77
3.5.1. Структура та опис об'єкту дослідження .....	77
3.5.2. Порядок розрахунків первинного регулювання при заданому небалансі потужностей .....	80
3.5.3. Приклад розрахунку без врахування зони нечутливості АРЧО .....	81
3.5.4. Приклад розрахунку з врахуванням зони нечутливості АРЧО .....	86
3.5.5. Послідовність визначення резервів потужності на електростанції та розподілення її між агрегатами при нормованому первинному регулюванні ..	90
3.5.6. Приклад розрахунку визначення необхідного резерву потужності на електростанції при первинному регулюванні .....	91
3.5.7. Приклад розрахунку розподілення резерву потужності між агрегатами електростанції при первинному регулюванні без врахування мертвої зони ....	92
3.5.8. Приклад розрахунку розподілення резерву потужності між агрегатами електростанції при первинному регулюванні з врахування мертвої зони .....	95
Розділ 4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях при експлуатації генератора теплоелектроцентралі .....	101
4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів, зумовлених роботою генератора типу ТГВ-300-2УЗ на напругу 20 кВ .....	101
4.1.1 Аналіз умов праці .....	101
4.2 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях .....	102
4.3 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників .....	103
4.4 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці .....	104
4.5. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників .....	107
4.6. Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій .....	108
Висновки .....	109
РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА STARTUP-ПРОЕКТУ СТВОРЕННЯ КОМПАНІЇ, ЯКА НАДАЄ ПОСЛУГИ ДЛЯ АНАЛІЗУ ПЕРВИННОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ .....	110
5.1 Ідея проекту .....	110
5.2 Технологічний аудит ідеї проекту .....	113
5.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту .....	114
Висновки .....	120
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	122
Перелік посилань: .....	123

**Перелік скорочень та умовних позначень:**

ТЕЦ – теплоелектроцентрально

ЕЕС - електроенергетична система

ОЕС - об'єднана енергосистема

РП - розподільчий пристрій

ГРП - генераторний розподільчий пристрій

ВН - висока напруга

МН - місцеве навантаження

ВП - власні потреби

НН - низька напруга

СР - секційний реактор

ЕРС - електрорушійна сила

ВРП - відкритий розподільчий пристрій

ТЗВ - трансформатор зв'язку

ТБ - блочний трансформатор

ШЗВ - шиноз'єднуючий вимикач

ОВ - обхідний вимикач

КЗ - коротке замикання

ЛЕП - лінії електропередач

Г - генератор

С - система

ОПН - обмежувач перенапруг нелінійний

АРП – автоматичне регулювання потужності

САРЧП – система автоматичного регулювання частоти та потужності

СЧХ – статична частотна характеристика

## Вступ

Серед численних галузей народного господарства енергетика займає провідне положення. Рівень розвитку енергетики й електрифікації в найбільш узагальненому виді відбиває досягнутий техніко-економічний потенціал будь-якої країни. Електрична енергія знаходить широке застосування у всіх областях народного господарства й у побуті.

Електростанціями називають підприємства або установки, призначені для виробництва електричної енергії.

Найважливішу роль виконують електричні підстанції - електроустановки, призначені для перетворення й розподілу електричної енергії.

Найважливіші завдання, які в цей час вирішують енергетики, складаються в безперервному збільшенні обсягів виробництва, у скороченні строків будівництва нових енергетичних об'єктів, зменшенні питомих капіталовкладень, у скороченні продуктивності праці, у поліпшенні структури виробництва електроенергії й т.д.

Проектування теплоелектроцентралі (ТЕЦ) - це процес складання технічного опису ще не існуючого об'єкта, призначеного для виробництва й видачі споживачам електричної енергії. Це опис у графічній і текстовій формі становить зміст проекту, що представляє собою сукупність документів, необхідних для створення нової електростанції.

Початкова інформація для проектування електричної станції – завдання для проектування, яке дає первинний опис об'єкту, складений по певній формі і включаючи відомості про призначення об'єкту, умови його функціонування, початкові параметри і т.д.

Конкретне проектування електричних станцій, як основних установок електроенергетичних систем (ЕЕС) виконується на останньому етапі проектування ЕЕС, коли уточнюються і коректуються схеми розвитку енергетичних районів держави, а також перевіряється технічна здійснимість намічених планових рішень і визначаються необхідні капіталовкладення.

Електричні станції (і підстанції) проектуються, як складові єдиної енергетичної системи (ЕЕС), об'єднаної енергосистеми (ОЕС) або районної ЕЕС, і тому їх технічні рішення повинні відображати узагальнений підхід до розвитку електроенергетичного комплексу.

Основні цілі проектування електростанцій:

- 1) створення умов для виробництва й видачі електроенергії відповідно до заданого графіка навантаження й інших технічних даних;
- 2) забезпечення необхідної надійності роботи електричного встаткування;
- 3) забезпечення заданої якості електроенергії;
- 4) скорочення капітальних витрат на спорудження установок і зниження щорічних витрат при їхній експлуатації.

## **Розділ 1. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції**

Головна електрична схема електричної станції є частиною схеми енергосистеми. Електроенергія, що виробляється генераторами, передається через трансформатори та електричні з'єднання головної схеми і потрапляє в енергосистему з допомогою повітряних і кабельних ліній.

Головна електрична схема визначає основне електротехнічне устаткування і експлуатаційні властивості електроустановки.

Головною схемою з'єднань електротехнічної підсистеми називають схему електричних і трансформаторних з'єднань між основними її елементами, зв'язаними з виробництвом, перетворенням і розподілом електроенергії. На кресленнях всі елементи схеми зображуються умовними символами.

Головна електрична схема значною мірою визначає властивості електричної частини, і деякою мірою якість самої електричної станції у цілому: надійність, економічність, ремонтпридатність, безпека обслуговування, зручність експлуатації, ефективність компонування, можливість розширення.

В головній електричній схемі виділяють електричну схему власних потреб електричної станції. Проте її виділення із загальної схеми електричних з'єднань умовне. Оскільки джерелами енергії для електропостачання власних потреб являються генератори станції і енергосистема, то схема власних потреб повинна бути органічно зв'язана з головною електричною схемою.

### **1.1. Вибір турбогенераторів**

Згідно з завданням номінальна напруга генераторів становить 10,5 кВ і в сумі вони повинні видавати активну потужність 640 МВт. Тому вибираємо чотири генератора типу ТВФ-63-2УЗ, один генератор типу ТВФ-120-2УЗ та один генератор типу ТГВ-300-2УЗ паспортні данні яких приведенні в Табл. 1.1:

Вид генератора	$X''_d$ , %	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$P_{\text{ном}}$ , МВт	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$n_{\text{ном}}$ , об/хв	Вартість, тис.грн.
ТВФ-63-2УЗ	15,3	78.75	63	10,5	0,8	3000	3301.58
ТВФ-120-2УЗ	19,2	125	100	10,5	0,8	3000	4444.44
ТГВ-3002УЗ	19,5	353	300	20	0.85	3000	11428.57

## 1.2. Вибір структурної схеми та схеми електричних з'єднань ТЕЦ

Однією з різновидностей головної схеми є схема трансформаторних з'єднань між генераторами і розподільчими пристроями (РП) основних напруг, яка називається структурною (принциповою) схемою.

У більшості випадків вибір структурної схеми базується на техніко - економічному порівнянні варіантів. Однак для простих вихідних умов, підстанція з двома рівнями напруг структурна схема визначається однозначно і її проектування зводиться до вибору необхідних в цьому випадку трансформаторів.

Електрична схема станції повинна задовольняти наступним вимогам:

- відповідність умовам роботи станції в енергосистемі, а також відповідність технологічній схемі;
- легкість експлуатації, а саме: простота й наочність схеми; мінімальна кількість перемикачів, пов'язаних зі зміною режиму; придатність електричного устаткування до ремонту без порушення режиму установки;
- легкість спорудження електричної частини з урахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів і ліній;
- можливість автоматизації установки в економічно цілісному обсязі;
- достатня, економічно виправдана ступінь надійності.

На генераторній напрузі ТЕЦ широке поширення знайшли схеми із двома системами збірних шин (робочої й резервної) і із секціонуванням робочих шин. Власні потреби й навантаження живляться від збірних шин окремими лініями. При необхідності ці лінії додатково реактуються ( за допомогою лінійних

реакторів балансуються механічні зусилля струмів к.з.) Кожне приєднання підключається до збірної шини через розвилку двох шинних роз'єднувачів, що дозволяє здійснювати роботу як на одній, так і на іншій системі шин (один із шинних роз'єднувачів нормально відключений).

Гідністю схеми із двома системами збірних шин є можливість ремонту будь-якої системи шин без відключення споживачів і джерел. Іншою гідністю є те, що при к.з. на одній системі шин споживачі втрачають живлення тільки на час перемикання на резервну систему шин. Наявність шиноз'єднувальних вимикачів дозволяє виконувати всі необхідні перемикання з робочої системи шин на резервну. До того ж у цій схемі можна використовувати шиноз'єднувальний вимикач для заміни вимикача будь-якого приєднання.

Розглянута схема є гнучкою, перераховані її якості говорять про достатню надійність енергопостачання.

При заданому составі генеруючого устаткування можливі такі схеми електропостачання, де два або три генератори працюють на загальну систему шин. Більш складні схеми для даного випадку неприйнятні, а обрані варіанти економічно доцільні. Структурні схеми обох варіантів дані на рис. 1.1 і рис. 1.2, де показані генератори Г, розподільні пристрої вищої напруги РУВН й нижчого ГРУ, місцеве навантаження  $P_{\text{мн}}$ , трансформатори зв'язку  $Tr1$  і  $Tr2$ , блочний трансформатор  $Tr3$ , а також автотрансформатори  $AT1$  і  $AT2$ . У першому варіанті два генератори Г1 і Г2 по 63 МВт приєднані кожний до своєї секції ГРУ 10,5 кВ, а один генератор Г3 на 100 МВт приєднаний до РУВН 220 кВ по блочному принципу. У другому варіанті два генератори Г1 і Г2 по 63 МВт приєднані кожний до своєї секції ГРУ, а один генератор Г3 на 100 МВт приєднаний до РУСН 110 кВ по блочному принципу.



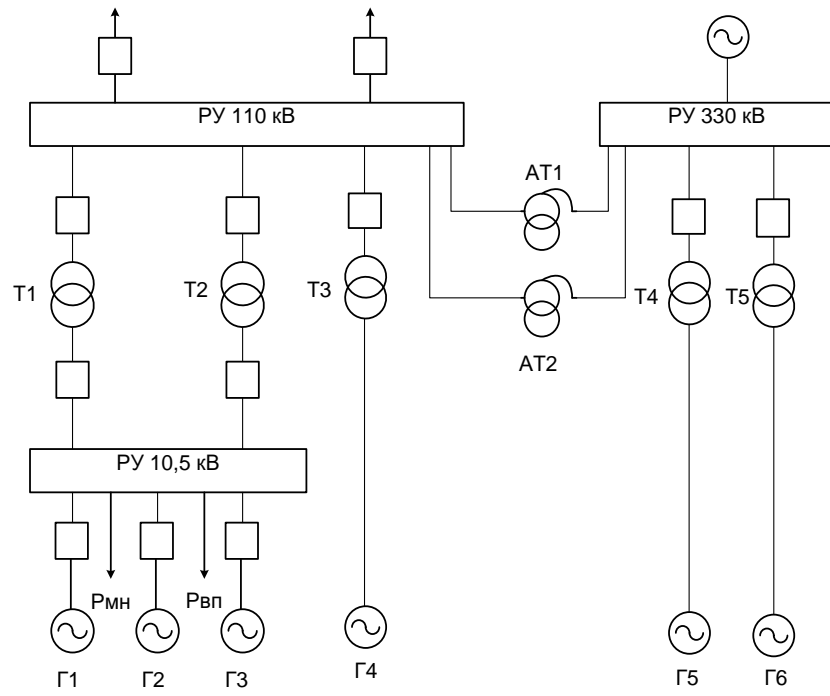


Рис. 1.1. Структурна схема (I варіант).

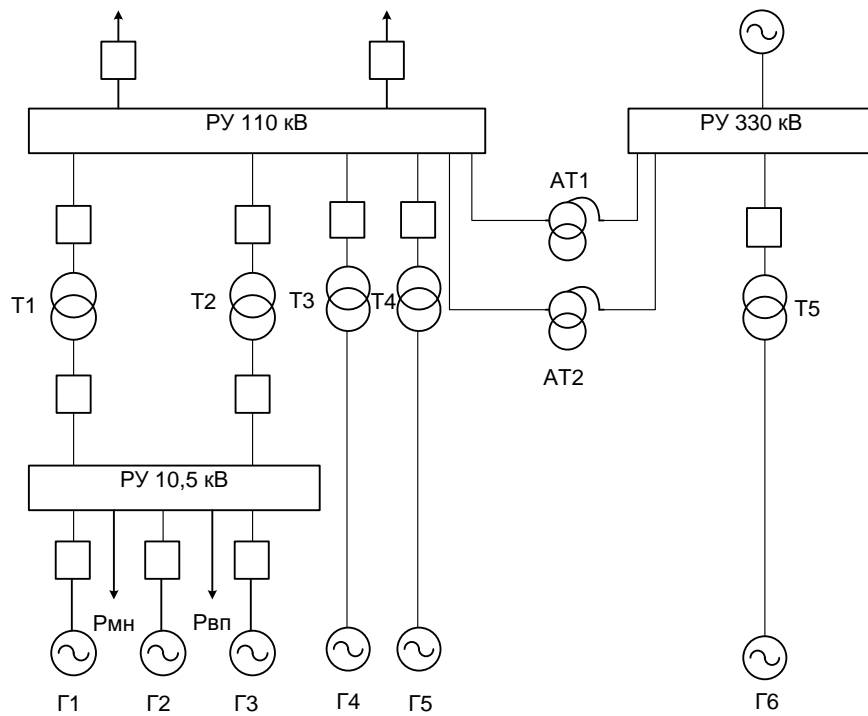


Рис. 1.2. Структурна схема (II варіант).

### 1.3. Вибір основного електрообладнання структурної схеми

#### 1.3.1. Вибір трансформаторів зв'язку

На ТЕЦ, які мають ГРП передбачається установка трансформаторів для зв'язку даного РП з розподільчим пристроєм 110 кВ. Такий зв'язок необхідний для видачі надлишкової потужності в енергосистему в нормальному режимі, коли працюють всі генератори, і для резервування живлення місцевого живлення на напрузі 10,5 кВ при плановому або аварійному відключенні одного генератора. Виходячи із вимог надійності електрозабезпечення місцевих споживачів на ТЕЦ передбачається два трансформатори зв'язку.

Трансформатори зв'язку можуть працювати як підвищувальні в режимі видачі потужності в енергосистему і як понижуючі при передачі потужності із енергосистеми. Останній режим можливий при відключенні одного генератора, приєднаного до ГРП. Реверсивна робота викликає необхідність застосування трансформаторів з РПН.

Потужність, що передається через трансформатора зв'язку з урахуванням різних значень коефіцієнтів потужності генераторів, місцевого навантаження і навантаження ВП, дорівнює:

$$S_{роз} = \sqrt{(P_{\Sigma Г} - P_{ВП} - P_{МН})^2 + (Q_{\Sigma Г} - Q_{ВП} - Q_{МН})^2},$$

де  $P_{\Sigma Г}$ ,  $Q_{\Sigma Г}$  – сумарні активні і реактивні потужності генераторів, приєднаних до РП генераторної напруги;  $P_{ВП}$ ,  $Q_{ВП}$  – активне і реактивне навантаження власних потреб;  $P_{МН}$ ,  $Q_{МН}$  – активна і реактивна потужність місцевого навантаження.

Потужність трансформаторів зв'язку повинна забезпечувати необхідний перетік в трьох режимах: нормальному, аварійному та режимі мінімальних навантажень.

Навантаження власних потреб (ВП) приймаємо 10% від генерації (180 МВт).

Потужність, що передається через трансформатори:  $\Delta P = P_{\Gamma} - P_{\text{ВП}} - P_{\text{нав}}$ .

Для трансформатора зв'язку визначаються наступні параметри приведені в Табл. 1.2:

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Нормальний режим	Режим мінімального навантаження	Аварійний режим
1	Виробництво	МВт	180	180	120
2	Споживання на власні потреби	МВт	18	18	18
3	Місцеве навантаження	МВт	137	95.9	137
4	Перетік	МВт	25	66.1	-35

За найбільшим розрахунковим навантаженням  $P_{\text{пер}} = 66,1 \text{ МВА}$  визначаємо потужність кожного з двох трансформаторів:

$$S_{\text{розрах.}} = \frac{P_{\text{пер}}}{2 * \cos \phi} = \frac{66,1}{2 * 0.85} = 38,88 \text{ МВА}$$

В якості трансформаторів зв'язку вибираємо два трансформатори типу ТДН-40000/110 (даємо заводу виробнику завдання на виготовлення трансформатору без розщеплених обмоток), які мають паспортні дані приведені в Табл. 1.3:

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номінальне значення
1	Тип трансформатора	ТРДН-40000/110		
2	Номінальна потужність	МВ·А	S <sub>ном</sub>	40
3	Напруга короткого замикання трансформатора	%	U <sub>к</sub>	10.5
4	Напруга обмотки ВН	кВ	U <sub>ВН</sub>	115
5	Напруга обмотки НН	кВ	U <sub>НН</sub>	10.5
6	Втрати х.х	кВт	ΔP <sub>хх</sub>	34
7	Втрати к.з	кВт	ΔP <sub>кз</sub>	170
8	Струм х.х	%	I <sub>хх</sub>	0.55
9	Ціна	тис.грн		2884

Для 1-го і 2-го варіантів тип трансформаторів зв'язку буде однаковим.

### 1.3.2. Вибір блочних трансформаторів

На електростанціях, що мають шини генераторної напруги, передбачається установка трансформаторів для зв'язку цих шин з шинами підвищеної напруги. Така зв'язок необхідний для видачі надлишкової потужності в енергосистему в нормальному режимі, коли працюють всі генератори, і для резервування живлення навантажень на напрузі 10.5 кВ при плановому або аварійному відключенні одного генератора.

#### Вибір для варіанту 1:

При блочному з'єднанні генератора потужність трансформатора вибирається за розрахунковою потужністю:

$$S_{ТРЗ\text{розрах.}} = S_{ГЕН} - S_{СН} = 78.75 - \frac{63 \cdot 0,1}{0,85} = 71,34 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор типу ТРДН-80000/110, який має паспортні данні приведені в Табл. 1.4:

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номінальне значення
1	Тип трансформатора	<u>ТРДН-80000/110</u>		
2	Номінальна потужність	МВ·А	S <sub>ном</sub>	80
3	Напруга к.з трансформатора	%	U <sub>к</sub>	10.5
4	Напруга обмотки ВН	кВ	U <sub>ВН</sub>	115
5	Напруга обмотки НН	кВ	U <sub>НН</sub>	10.5
6	Втрати х.х	кВт	ΔP <sub>хх</sub>	58
7	Втрати к.з	кВт	ΔP <sub>кз</sub>	310
8	Струм х.х	%	I <sub>хх</sub>	0.45

$$S_{TP4 \text{ розрах.}} = S_{ГЕН} - S_{CH} = 125 - \frac{100 \cdot 0,1}{0,85} = 113,24 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор типу ТДЦ-125000/330, який має паспортні данні приведені в Табл. 1.5:

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номінальне значення
1	Тип трансформатора	<u>ТДЦ-125000/330</u>		
2	Номінальна потужність	МВ·А	S <sub>ном</sub>	125
3	Напруга к.з трансформатора	%	U <sub>к</sub>	11
4	Напруга обмотки ВН	кВ	U <sub>ВН</sub>	347
5	Напруга обмотки НН	кВ	U <sub>НН</sub>	10.5
6	Втрати х.х	кВт	ΔP <sub>хх</sub>	125
7	Втрати к.з	кВт	ΔP <sub>кз</sub>	380
8	Струм х.х	%	I <sub>хх</sub>	0.55
9	Ціна	тис.грн		6180

$$S_{TP5 \text{ розрах.}} = S_{ГЕН} - S_{CH} = 353 - \frac{300 \cdot 0,1}{0,85} = 317,57 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор типу ТДЦ-400000/330, який має паспортні данні приведені в Табл. 1.6:

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номінальне значення
1	Тип трансформатора	<u>ТДЦ-400000/330</u>		
2	Номінальна потужність	МВ·А	S <sub>ном</sub>	400
3	Напруга к.з трансформатора	%	U <sub>к</sub>	11.5
4	Напруга обмотки ВН	кВ	U <sub>ВН</sub>	347
5	Напруга обмотки НН	кВ	U <sub>НН</sub>	20
6	Втрати х.х	кВт	ΔP <sub>хх</sub>	300
7	Втрати к.з	кВт	ΔP <sub>кз</sub>	790
8	Струм х.х	%	I <sub>хх</sub>	0.45
9	Ціна	тис.грн		8209.1

#### Вибір для варіанту 2:

Блочні трансформатори ТЗ і Т5 вибираємо такі ж, як і для 1-го варіанту схеми, паспортні данні яких приведені в Табл.4 та Табл. 4.2. Блочний трансформатор Т4 на шини 110 кВ вибираємо типу ТДЦ-125000/110, який має паспортні данні приведені в Табл. 1.7 :

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номінальне значення
1	Тип трансформатора	ТДЦ-125000/110		
2	Номінальна потужність	МВ·А	S <sub>ном</sub>	125
3	Напруга к.з трансформатора	%	U <sub>к</sub>	10.5

4	Напруга обмотки ВН	кВ	U <sub>ВН</sub>	110
5	Напруга обмотки НН	кВ	U <sub>НН</sub>	10.5
6	Втрати х.х	кВт	ΔP <sub>хх</sub>	120
7	Втрати к.з	кВт	ΔP <sub>кз</sub>	400
8	Струм х.х	%	I <sub>хх</sub>	0.55
9	Ціна	тис.грн		2884

### 1.3.3. Вибір секційного реактора

Реактор вибирається по струму секції.

$$I_{HP} = 0.6 \cdot \frac{P_c}{\cos(\phi) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{HP}} = 0.6 \cdot \frac{63}{0.8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 2478 \text{ кА.}$$

Вибираємо два реактори типу РБДГ 10-2500-0.25УЗ з параметрами, які приведені в табл.1.8:

U <sub>ВН</sub> , кВ	Тривалий струм, А	X <sub>НОМ</sub> , Ом	Номін.втрати на фазу, кВт	I <sub>дин</sub> , кА	I <sub>терм</sub> , кА	t <sub>терм</sub> , с
10	2150	0,25	16,1	49	19,3	8

Для 1-го і 2-го варіантів тип секційного реактора буде однаковим.

### 1.3.4. Вибір автотрансформаторів

Вибір автотрансформаторів здійснюється по перетоку потужності через них в різних можливих режимах роботи. Для вибору автотрансформаторів зв'язку розглянемо 3 режима:

– режим максимального навантаження шин 10 та 110 кВ:

$$S_{пер}^{max} = \sqrt{(P_{ген}^{уст} - P_{вп} - P_{мн}^{max} - P_{110})^2 + (Q_{ген}^{уст} - Q_{вп} - Q_{мн}^{max} - Q_{110})^2}$$

– режим мінімального навантаження шин 10 та 110 кВ:

$$S_{пер}^{min} = \sqrt{(P_{ген}^{уст} - P_{вп} - P_{мн}^{min} - P_{110})^2 + (Q_{ген}^{уст} - Q_{вп} - Q_{мн}^{min} - Q_{110})^2}$$

– аварійний режим:

$$S_{пер}^{авар} = \sqrt{(P_{ген}^{авар} - P_{вп} - P_{мн}^{max} - P_{110})^2 + (Q_{ген}^{авар} - Q_{вп} - Q_{мн}^{max} - Q_{110})^2}$$

Розрахунок для варіанту 1:

$$S_{пер}^{max} = \sqrt{(252 - 25.2 - 137 - 149)^2 + (189 - 14.88 - 84.912 - 92.33)^2} = 58.3 \text{ МВА}$$

$$S_{пер}^{min} = (252 - 25.2 - 95.9 - 149)^2 + (189 - 14.88 - 59.39 - 92.33)^2 = 28.8 \text{ МВА}$$

$$S_{пер}^{авар} = (189 - 25.2 - 137 - 149)^2 + (141.8 - 14.9 - 84.91 - 92.3)^2 = 132.2 \text{ МВА}$$

По найбільшому перетоку визначаємо потужність кожного з двох автотрансформаторів:

$$S_{розрах.АТ} = \frac{S_{авар.}}{2} = \frac{132.2}{2} = 66.1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Вибираємо 2 автотрансформатори зв'язку типу АТДЦТН-125000/330/110 з параметрами які занесені до табл.1.9:

S <sub>н</sub> , МВ А	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>СН</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , кВ	ΔP <sub>ХХ</sub> , кВт	ΔP <sub>к</sub> , кВт	I <sub>ХХ</sub> , %	U <sub>к(ВС)</sub> , %	U <sub>к(ВН)</sub> , %	U <sub>к(СН)</sub> , %	Вартість тис.грн.
125	330	115	10.5	100	345	0,45	10	35	24	4913.1

Розрахунок для варіанту 2:

$$S_{пер}^{max} = \sqrt{(352 - 35.2 - 137 - 149)^2 + (264.1 - 21.79 - 84.912 - 92.33)^2} = 71.9 \text{ МВА}$$

$$S_{пер}^{min} = \sqrt{(352 - 35.2 - 95.9 - 149)^2 + (264 - 21.79 - 59.39 - 92.33)^2} = 115.6 \text{ МВА}$$

$$S_{пер}^{авар} = \sqrt{(252 - 35.2 - 137 - 149)^2 + (189 - 21.79 - 84.91 - 92.33)^2} = 29.8 \text{ МВА}$$

$$S_{розрах.АТ} = S_{пер}^{min} = 115.6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Вибираємо два автотрансформатори зв'язку типу АТДЦТН-125000/330/100 параметри якого такі як у 1 варіанта.



#### 1.4. Техніко-економічне обґрунтування вибору структурної схеми

Техніко-економічне порівняння варіантів виконаємо в табличній формі.

Складемо порівняльну таблицю вартості варіантів в таб.1.10:

№ п/п	Назва і тип обладнання		1-ий варіант		2-ий варіант	
		Ціна, тис. грн.	n	Вартість, тис.грн.	n	Вартість, тис.грн.
1	Трансформатор зв'язку ТДЦ-40000/110	1442	2	2884	2	2884
2	Блочний трансформатор ТДЦ-80000/110	2342.22	1	2342.22	1	2342.22
3	Блочний трансформатор ТДЦ-125000/330	6180	1	6180	-	
4	Блочний трансформатор ТДЦ-125000/110	2884	-	2158.73	1	2884
5	Блочний трансформатор ТДЦ-400000/330	8209.1	1	8209.1	1	8209.1
6	Автотрансформатор АТДЦТН-125000/330/110	4913.1	2	4913.1	2	4913.1
7	Комірка 110 кВ	115	7	805	10	1150
8	Комірка 330 кВ	465	6	2790	5	2325
9	ВЛ-110кВ,одноланцюгова	46.5	4	1860	4	1860
10	ВЛ-330кВ,одноланцюгова	83.7	2	16740	2	16740
	Загальні капіталовкладення			48882.15		43307.42

Визначимо втрати потужності(млн.кВт. год):

$$W_1 = 2 \cdot 34 \cdot 8760 + 170 \cdot 2 \cdot \left(\frac{38.9}{40}\right)^2 \cdot 3500 = 1.721 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_2 = 1 \cdot 58 \cdot 8760 + 310 \cdot 1 \cdot \left(\frac{71.3}{80}\right)^2 \cdot 3500 = 1.37 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_3 = 1 \cdot 125 \cdot 8760 + 380 \cdot 1 \cdot \left(\frac{113.2}{125}\right)^2 \cdot 3500 = 2.186 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_4 = 1 \cdot 300 \cdot 8760 + 790 \cdot 1 \cdot \left(\frac{317.57}{400}\right)^2 \cdot 3500 = 4.371 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_5 = 1 \cdot 120 \cdot 8760 + 400 \cdot 1 \cdot \left(\frac{113.2}{125}\right)^2 \cdot 3500 = 2.199 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_6 = 2 \cdot 100 \cdot 8760 + 345 \cdot 2 \cdot \left(\frac{115.6}{125}\right)^2 \cdot 3500 = 3.817 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

Дані занесемо до таблиці 1.11:

	варіант 1		варіант 2	
	N		n	
ТДЦ-40000/110	2	1.721	2	1.721
ТРДН-80000/110	1	1.137	1	1.137
ТДЦ-125000/330	1	2.186	-	
ТДЦ-400000/330	1	4.371	1	4.371
ТДЦ-125000/110	-		1	2.199
АТДЦТН-125000/330/150	2	3.817	2	3.817
$\Sigma$		13.232		13.245

Проведемо розрахунок економічної ефективності:

1) Прибуток:

$$D_t = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C_{\text{вих}} = 640000 \cdot 3500 \cdot 0.4361 = 976.864 \text{ млн. грн}$$

2) Балансовий прибуток:

$$P_{\text{бі}} = D_t - B_{\text{ет}} - B_{\text{втрат}} - A_{\text{рт}} = 976.864 - 0.5770 - 6.536 - 0.942 = 968.809 \text{ млн. грн}$$

3) Податок на прибуток:

$$H_{\text{нт}} = \rho \cdot P_{\text{бі}} = 0.21 \cdot 968.809 = 203.45 \text{ млн. грн}$$

4) Поточний річний чистий прибуток:

$$P_{\text{рт}} = P_{\text{бі}} - H_{\text{нт}} = 976.855 - 203.45 = 773.405 \text{ млн. грн}$$

5) Інтегральний ефект:

$$\Pi_{oc} = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{E} - K = \frac{773.405 + 0.942}{0.1} - 37.68 = 7705.79 \text{ млн.грн}$$

6) Рентабельність інвестицій:

$$R_i = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{K} = \frac{773.405 + 0.942}{37.68} = 20.55$$

7) Строк окупності :

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i} = \frac{1}{20.55} = 0.0487$$

Результати розрахунку показників ефективності, млн.грн приведемо у таблиці 1.12:

Величини, які було розраховано	Варіанти	
	1	2
Прибуток	976.864	976.864
Балансовий прибуток	968.809	968.808
Податок на прибуток	203.45	203.45
Поточний річний чистий прибуток	773.405	773.405
Інтегральний ефект	7705.79	7705.79
Рентабельність інвестицій	20.55	20.55
Строк окупності	0.0487	0.0487

Оскільки, інтегральний ефект першого і другого варіанту однаковий то, по менших затратах на виробництво електроенергії вибираємо 2 варіант схеми.

**Висновки:**

Згідно завдання, в даному розділі описується вибір головної схеми електричних з'єднань. Для цього було запропоновано два варіанти структурної схеми електричних з'єднань, враховуючи вибрані турбогенератори, сумарною потужністю 640 МВт. Після вибору основного устаткування (трансформаторів зв'язку, блочних трансформаторів, автотрансформаторів та секційного реактору) для I та II варіантів структурних схем, було виконане техніко-економічне порівняння варіантів. Після порівняння була вибрана структурна схема II варіанту, оскільки вона є менш затратною по виробництві електроенергії.

**Розділ 2. Розрахунок струмів короткого замикання**

**2.1. Розрахунок струмів короткого замикання з допомогою комп'ютерної програми РАТОК**

**2.1.1. Розрахункова схема**

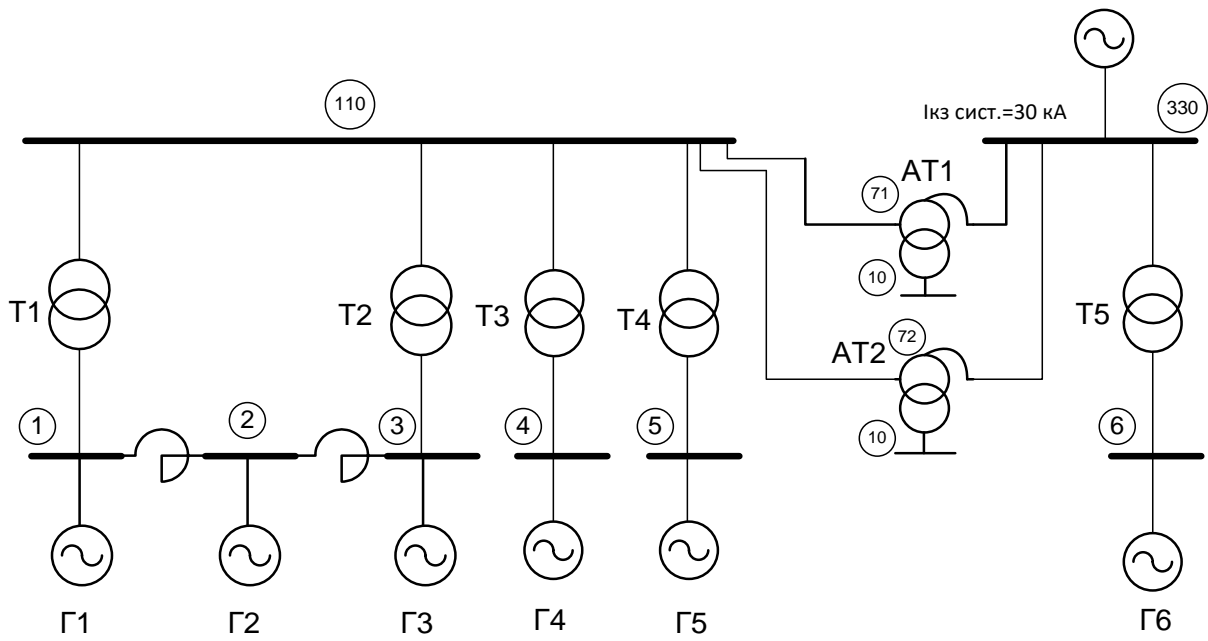


Рис. 2.1 Розрахункова схема для розрахунку струмів короткого замикання з допомогою комп'ютерної програми

**2.1.2. Вихідні дані та результати розрахунку струмів короткого замикання**

Расчетные параметры объекта- ТЕС-640				
Список узлов				
N	П/П	NU	НАЗВАНИЕ УЗЛА	UNOM
1		1		10.50
2		110		110.00
3		2		10.50
4		4		10.50
5		5		10.50
6		3		10.50
7		71		330.00
8		72		330.00

9	10	10.50
10	330	330.00
11	6	20.00

Список ветвей (сопротивления приведены к  $S_6 = 1000.00 \text{ MVA}$ )

НП/П	НАЗВАНИЕ ВЕТВИ	NH	NK	Хпрям.	Хобр.	Хнул.
1	Тр-тор Т1	110-	1	2.869	2.869	2.869
2	Реактор R12	1-	2	2.268	2.268	.000
3	Тр-тор Т4	110-	4	1.435	1.435	1.435
4	Тр-тор Т5	110-	5	.840	.840	.840
5	Тр-тор Т3	110-	3	2.869	2.869	2.869
6	Тр-тор АТ1	71-	110	.001	.001	.000
7	Тр-тор АТ2	72-	110	.001	.001	.000
8	Реактор R23	3-	2	2.268	2.268	.000
9	Тр-тор АТ1	71-	10	1.960	1.960	.000
10	Тр-тор АТ1	330-	71	.840	.840	.000
11	Тр-тор АТ2	330-	72	.840	.840	.000
12	Тр-тор АТ2	72-	10	1.960	1.960	.000
13	Тр-тор Т6	330-	6	.318	.318	.318
14	Ген-тор G1	1-	0	1.943	3.048	1.270
15	Ген-тор G2	2-	0	1.943	3.048	1.270
16	Ген-тор G3	3-	0	1.943	3.048	1.270
17	Ген-тор G4	4-	0	1.943	3.048	1.270
18	Ген-тор G5	5-	0	1.536	1.920	.800
19	Ген-тор G6	6-	0	.553	.680	.283
20	Система СИСТ	330-	0	.058	.058	.117

Исходные данные объекта- Riabchenko TEC-640

Узлы

Н П/П	НАЗВАНИЕ УЗЛА	NY	UNOM
1		1	10.50
2		2	10.50
3		3	10.50
4		4	10.50
5		5	10.50
6		10	10.50
7		6	20.00
8		330	330.00
9		110	110.00

Тр-ры 2х-обм

Обознач.	NB	NH	Гр.	Кнстр	Сном	Увн	Унн	Екз	Ркз
T1	110	1	11	3	40.00	115.00	10.50	10.50	.000
T3	110	3	11	3	40.00	115.00	10.50	10.50	.000
T4	110	4	11	3	80.00	115.00	10.50	10.50	.000
T5	110	5	11	3	125.00	110.00	10.50	10.50	.000
T6	330	6	11	3	400.00	347.00	20.00	11.50	.000

Реакторы

Обознач.	NH	NK	Ip	Уном	Хр%	Хр
----------	----	----	----	------	-----	----

R12		1	2	2.50	10.00	.00	.250
R23		3	2	2.50	10.00	.00	.250

Авто-и 3х-обм. тр-ры

Обознач.	NB	NC	NH	N0	Гр.	Кнстр	Сном
AT1	330	110	10	71  12	3		125.00
AT2	330	110	10	72  12	3		125.00

Обознач.	Увн	Усн	Унн	Евс	Евн	Есн
AT1	330.00	110.00	10.50	10.00	35.00	24.00
AT2	330.00	110.00	10.50	10.00	35.00	24.00

Генераторы

Обознач.	NG	Рном(Sc)	CosF	Уном	Ikз(сис)	X"	X2	X0
G1	1	63.00	.80	10.50	.000	.153	.240	.100
G2	2	63.00	.80	10.50	.000	.153	.240	.100
G3	3	63.00	.80	10.50	.000	.153	.240	.100
G4	4	63.00	.80	10.50	.000	.153	.240	.100
G5	5	100.00	.80	10.50	.000	.192	.240	.100
G6	6	300.00	.85	20.00	.000	.195	.240	.100
СИСТ	330	.00	.00	330.00	30.000	.000	.000	.000

Объект- Riabchenko TEC-640

Дата расчета: 8. 10 2020г.

Объект- Riabchenko TEC-640

Дата расчета: 8. 10 2020г.

Расчет токов трехфазного короткого замыкания

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
330			33.39	33.39	.00	.00	84.99
	Тр-тор AT1	71-330	.69	.69	.00	.00	
	Тр-тор AT2	72-330	.69	.69	.00	.00	
	Тр-тор Т6	6-330	2.01	2.01	.00	.00	
	Ген-тор G4	0- 4	.35	.35	.00	.00	
	Ген-тор G5	0- 5	.49	.49	.00	.00	
	Ген-тор G6	0- 6	2.01	2.01	.00	.00	
	Система СИСТ	0-330	30.00	30.00	.00	.00	

Токи приведены к Uб= 330.00 кВ

Расчет токов двухфазного короткого замыкания

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
330			28.73	16.59	16.59	.00	73.13
	Тр-тор AT1	71-330	.53	.34	.31	.00	
	Тр-тор AT2	72-330	.53	.34	.31	.00	
	Тр-тор Т6	6-330	1.53	1.00	.88	.00	
	Ген-тор G5	0- 5		.24	.23	.00	
	Ген-тор G6	0- 6		1.00	.88	.00	
	Система СИСТ	0-330	26.15	14.90	15.09	.00	

Токи приведены к  $U_6 = 330.00$  кВ  
Расчет токов однофазного короткого замыкания

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
330			28.30	9.43	9.43	9.43	72.05
	Тр-тор АТ1	71-330	.37	.19	.17	.00	
	Тр-тор АТ2	72-330	.37	.19	.17	.00	
	Тр-тор Т6	6-330	3.44	.57	.50	2.37	
	Ген-тор G2	0- 2		.04	.04	.59	
	Ген-тор G5	0- 5		.14	.13	.00	
	Ген-тор G6	0- 6		.57	.50	.00	
	Система СИСТ	0-330	23.53	8.48	8.59	6.47	

Токи приведены к  $U_6 = 330.00$  кВ  
Расчет токов двухфазного короткого замыкания на землю

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
330			31.34	20.75	12.47	8.28	79.78
	Тр-тор АТ1	71-330	.58	.43	.23	.00	
	Тр-тор АТ2	72-330	.58	.43	.23	.00	
	Тр-тор Т6	6-330	2.90	1.25	.66	2.08	
	Ген-тор G2	0- 2		.08	.05	.52	
	Ген-тор G5	0- 5		.31	.17	.00	
	Ген-тор G6	0- 6		1.25	.66	.00	
	Система СИСТ	0-330	27.60	18.65	11.35	5.68	

Токи приведены к  $U_6 = 330.00$  кВ  
Объект- Riabchenko TEC-640  
Дата расчета: 8. 10 2020г.  
Расчет токов трехфазного короткого замыкания

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
110			17.23	17.23	.00	.00	43.85
	Тр-тор Т1	1-110	1.21	1.21	.00	.00	
	Тр-тор Т4	4-110	1.55	1.55	.00	.00	
	Тр-тор Т5	5-110	2.21	2.21	.00	.00	
	Тр-тор Т3	3-110	1.21	1.21	.00	.00	
	Тр-тор АТ1	71-110	5.52	5.52	.00	.00	
	Тр-тор АТ2	72-110	5.52	5.52	.00	.00	
	Ген-тор G1	0- 1	.92	.92	.00	.00	
	Ген-тор G2	0- 2	.58	.58	.00	.00	
	Ген-тор G3	0- 3	.92	.92	.00	.00	
	Ген-тор G4	0- 4	1.55	1.55	.00	.00	
	Ген-тор G5	0- 5	2.21	2.21	.00	.00	
	Ген-тор G6	0- 6	.69	.69	.00	.00	
	Система СИСТ	0-330	10.35	10.35	.00	.00	

Токи приведены к  $U_6 = 110.00$  кВ  
Расчет токов двухфазного короткого замыкания

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
110			14.45	8.34	8.34	.00	36.78



Тр-тор T1	1-110	.92	.58	.53	.00
Тр-тор T4	4-110	1.05	.75	.60	.00
Тр-тор T5	5-110	1.70	1.07	.98	.00
Тр-тор T3	3-110	.92	.58	.53	.00
Тр-тор AT1	71-110	4.93	2.67	2.85	.00
Тр-тор AT2	72-110	4.93	2.67	2.85	.00
Ген-тор G1	0- 1		.44	.39	.00
Ген-тор G2	0- 2		.28	.28	.00
Ген-тор G3	0- 3		.44	.39	.00
Ген-тор G4	0- 4		.75	.60	.00
Ген-тор G5	0- 5		1.07	.98	.00
Ген-тор G6	0- 6		.34	.31	.00
Система СИСТ	0-330		5.01	5.38	.00

Токи приведены к U<sub>б</sub>= 110.00 кВ

Расчет токов однофазного короткого замыкания

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
110			15.50	5.17	5.17	5.17	39.45
	Тр-тор T1	1-110	1.39	.36	.33	.70	
	Тр-тор T4	4-110	2.23	.47	.37	1.39	
	Тр-тор T5	5-110	3.65	.66	.61	2.38	
	Тр-тор T3	3-110	1.39	.36	.33	.70	
	Тр-тор AT1	71-110	3.42	1.66	1.76	.00	
	Тр-тор AT2	72-110	3.42	1.66	1.76	.00	
	Ген-тор G1	0- 1		.28	.24	.00	
	Ген-тор G2	0- 2		.17	.18	.00	
	Ген-тор G3	0- 3		.28	.24	.00	
	Ген-тор G4	0- 4		.47	.37	.00	
	Ген-тор G5	0- 5		.66	.61	.00	
	Ген-тор G6	0- 6		.21	.19	.00	
	Система СИСТ	0-330		3.10	3.33	.00	

Токи приведены к U<sub>б</sub>= 110.00 кВ

Расчет токов двухфазного короткого замыкания на землю

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
110			16.38	10.91	5.93	4.98	41.70
	Тр-тор T1	1-110	1.31	.76	.38	.67	
	Тр-тор T4	4-110	2.03	.98	.43	1.34	
	Тр-тор T5	5-110	3.21	1.40	.70	2.29	
	Тр-тор T3	3-110	1.31	.76	.38	.67	
	Тр-тор AT1	71-110	4.84	3.50	2.02	.00	
	Тр-тор AT2	72-110	4.84	3.50	2.02	.00	
	Ген-тор G1	0- 1		.58	.28	.00	
	Ген-тор G2	0- 2		.37	.20	.00	
	Ген-тор G3	0- 3		.58	.28	.00	
	Ген-тор G4	0- 4		.98	.43	.00	
	Ген-тор G5	0- 5		1.40	.70	.00	
	Ген-тор G6	0- 6		.44	.22	.00	
	Система СИСТ	0-330		6.56	3.83	.00	

Токи приведены к U<sub>б</sub>= 110.00 кВ

Расчет токов трехфазного короткого замыкания

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
1			60.69	60.69	.00	.00	154.50
	Тр-тор T1	110- 1	16.97	16.97	.00	.00	
	Реактор R12	2- 1	15.42	15.42	.00	.00	
	Ген-тор G1	0- 1	28.30	28.30	.00	.00	
	Ген-тор G2	0- 2	10.31	10.31	.00	.00	
	Ген-тор G3	0- 3	4.35	4.35	.00	.00	
	Ген-тор G4	0- 4	1.86	1.86	.00	.00	
	Ген-тор G5	0- 5	2.64	2.64	.00	.00	
	Ген-тор G6	0- 6	.83	.83	.00	.00	
	Система СИСТ	0-330	12.40	12.40	.00	.00	
Токи приведены к Uб= 10.50 кВ			Расчет токов двухфазного короткого замыкания				
Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
1			46.61	26.91	26.91	.00	118.64
	Тр-тор T1	110- 1	16.17	7.53	9.34	.00	
	Реактор R12	2- 1	13.04	6.83	7.53	.00	
	Ген-тор G1	0- 1	17.40	12.55	10.04	.00	
	Ген-тор G2	0- 2		4.57	4.44	.00	
	Ген-тор G3	0- 3		1.93	2.14	.00	
	Ген-тор G4	0- 4		.82	.85	.00	
	Ген-тор G5	0- 5		1.17	1.39	.00	
	Ген-тор G6	0- 6		.37	.44	.00	
	Система СИСТ	0-330		5.50	7.60	.00	
Токи приведены к Uб= 10.50 кВ			Объект- Riabchenko TEC-640 Дата расчета: 8. 10 2020г.				
			Расчет токов трехфазного короткого замыкания				
Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
2			59.48	59.48	.00	.00	151.42
	Реактор R12	1- 2	15.59	15.59	.00	.00	
	Реактор R23	3- 2	15.59	15.59	.00	.00	
	Ген-тор G1	0- 1	10.10	10.10	.00	.00	
	Ген-тор G2	0- 2	28.30	28.30	.00	.00	
	Ген-тор G3	0- 3	10.10	10.10	.00	.00	
	Ген-тор G4	0- 4	1.15	1.15	.00	.00	
	Ген-тор G5	0- 5	1.64	1.64	.00	.00	
	Система СИСТ	0-330	7.67	7.67	.00	.00	
Токи приведены к Uб= 10.50 кВ			Расчет токов двухфазного короткого замыкания				
Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
2			44.98	25.97	25.97	.00	114.50
	Реактор R12	1- 2	13.69	6.81	7.90	.00	
	Реактор R23	3- 2	13.69	6.81	7.90	.00	
	Ген-тор G1	0- 1		4.41	4.29	.00	
	Ген-тор G2	0- 2	17.61	12.36	10.17	.00	

	Ген-тор G3	0- 3		4.41	4.29	.00	
	Ген-тор G4	0- 4		.50	.60	.00	
	Ген-тор G5	0- 5		.71	.97	.00	
	Ген-тор G6	0- 6		.22	.31	.00	
	Система СИСТ	0-330		3.35	5.34	.00	
Токи приведены к Uб= 10.50 кВ							
Расчет токов трехфазного короткого замыкания							
Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
4			59.38	59.38	.00	.00	151.15
	Тр-тор T4	110- 4	31.08	31.08	.00	.00	
	Ген-тор G1	0- 1	1.82	1.82	.00	.00	
	Ген-тор G2	0- 2	1.15	1.15	.00	.00	
	Ген-тор G3	0- 3	1.82	1.82	.00	.00	
	Ген-тор G4	0- 4	28.30	28.30	.00	.00	
	Ген-тор G5	0- 5	4.38	4.38	.00	.00	
	Ген-тор G6	0- 6	1.38	1.38	.00	.00	
	Система СИСТ	0-330	20.53	20.53	.00	.00	
Токи приведены к Uб= 10.50 кВ							
Объект- Riabchenko TEC-640				Дата расчета: 8. 10 2020г.			
Расчет токов двухфазного короткого замыкания							
Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
4			46.42	26.80	26.80	.00	118.17
	Тр-тор T4	110- 4	29.28	14.03	16.90	.00	
	Ген-тор G1	0- 1		.82	.85	.00	
	Ген-тор G2	0- 2		.52	.62	.00	
	Ген-тор G3	0- 3		.82	.85	.00	
	Ген-тор G4	0- 4	17.14	12.78	9.90	.00	
	Ген-тор G5	0- 5		1.98	2.14	.00	
	Ген-тор G6	0- 6		.62	.69	.00	
	Система СИСТ	0-330		9.27	11.75	.00	
Токи приведены к Uб= 10.50 кВ							
Расчет токов трехфазного короткого замыкания							
Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
5			82.02	82.02	.00	.00	208.80
	Тр-тор T5	110- 5	46.23	46.23	.00	.00	
	Ген-тор G1	0- 1	2.83	2.83	.00	.00	
	Ген-тор G2	0- 2	1.78	1.78	.00	.00	
	Ген-тор G3	0- 3	2.83	2.83	.00	.00	
	Ген-тор G4	0- 4	4.78	4.78	.00	.00	
	Ген-тор G5	0- 5	35.80	35.80	.00	.00	
	Ген-тор G6	0- 6	2.14	2.14	.00	.00	
	Система СИСТ	0-330	31.87	31.87	.00	.00	
Токи приведены к Uб= 10.50 кВ							
Расчет токов двухфазного короткого замыкания							
Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у

5			67.46	38.95	38.95	.00	171.72
	Тр-тор Т5	110- 5	41.41	21.95	23.91	.00	
	Ген-тор G1	0- 1		1.34	1.26	.00	
	Ген-тор G2	0- 2		.85	.92	.00	
	Ген-тор G3	0- 3		1.34	1.26	.00	
	Ген-тор G4	0- 4		2.27	1.96	.00	
	Ген-тор G5	0- 5	26.05	17.00	15.04	.00	
	Ген-тор G6	0- 6		1.01	1.02	.00	
	Система СИСТ	0-330		15.13	17.47	.00	
Токи приведены к U6= 10.50 кВ							
Объект- Riabchenko TEC-64				Дата расчета: 8. 10 2020г.			
Расчет токов трехфазного короткого замыкания							

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
----------	---------------------	-------------	-------	-------	-------	-------	-----

6			129.51	129.51	.00	.00	329.68
	Тр-тор Т6	330- 6	77.26	77.26	.00	.00	
	Ген-тор G5	0- 5	1.21	1.21	.00	.00	
	Ген-тор G6	0- 6	52.25	52.25	.00	.00	
	Система СИСТ	0-330	73.87	73.87	.00	.00	
Токи приведены к U6= 20.00 кВ							
Расчет токов двухфазного короткого замыкания							

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
----------	---------------------	-------------	-------	-------	-------	-------	-----

6			107.72	62.19	62.19	.00	274.21
	Тр-тор Т6	330- 6	69.50	37.10	40.13	.00	
	Ген-тор G5	0- 5		.58	.58	.00	
	Ген-тор G6	0- 6	38.22	25.09	22.07	.00	
	Система СИСТ	0-330		35.47	38.57	.00	
Токи приведены к U6= 20.00 кВ							
Расчет токов трехфазного короткого замыкания							

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
----------	---------------------	-------------	-------	-------	-------	-------	-----

10			42.80	42.80	.00	.00	108.96
	Тр-тор АТ1	71- 10	21.40	21.40	.00	.00	
	Тр-тор АТ2	72- 10	21.40	21.40	.00	.00	
	Ген-тор G1	0- 1	2.28	2.28	.00	.00	
	Ген-тор G2	0- 2	1.44	1.44	.00	.00	
	Ген-тор G3	0- 3	2.28	2.28	.00	.00	
	Ген-тор G4	0- 4	3.86	3.86	.00	.00	
	Ген-тор G5	0- 5	5.48	5.48	.00	.00	
	Ген-тор G6	0- 6	1.72	1.72	.00	.00	
	Система СИСТ	0-330	25.74	25.74	.00	.00	
Токи приведены к U6= 10.50 кВ							
Расчет токов двухфазного короткого замыкания							

Точка кз	Наименование ветвей	Номер ветви	I" кА	I (1)	I (2)	I (0)	i у
----------	---------------------	-------------	-------	-------	-------	-------	-----

10			36.79	21.24	21.24	.00	93.64
----	--	--	-------	-------	-------	-----	-------

Тр-тор АТ1	71- 10	18.39	10.62	10.62	.00
Тр-тор АТ2	72- 10	18.39	10.62	10.62	.00
Ген-тор G1	0- 1		1.13	.99	.00
Ген-тор G2	0- 2		.71	.72	.00
Ген-тор G3	0- 3		1.13	.99	.00
Ген-тор G4	0- 4		1.91	1.54	.00
Ген-тор G5	0- 5		2.72	2.50	.00
Ген-тор G6	0- 6		.86	.80	.00
Система СІСТ	0-330		12.77	13.70	.00
Токи приведені к		U <sub>б</sub> =	10.50 кВ		

## 2.2 Вибір та перевірка комутаційної апаратури на шинах ГРУ 10.5

Вибір і перевірка комутаційної апаратури базується на інформації довготривалих режимів і режимів КЗ.

Для розрахунку струмів КЗ на шинах генераторної напруги використаємо метод типових кривих, який в даному випадку виливається в алгоритм перетворення схеми до виду двопроменевої заступної схеми «система-генератор» по відношенні до точки  $K_I$ .

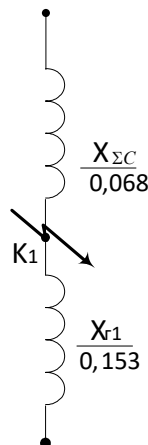


Рис. 2.8. Двопроменева заступна схема виду «система-генератор».

В даному випадку необхідно розрахувати чотири струми КЗ:

- два від системи: періодичний  $I_{n,C}$  і аперіодичний  $i_{a,C}$  ;
- два від генератора: періодичний  $I_{n,Г}$  і аперіодичний  $i_{a,Г}$  .

### 2.2.1. Розрахунок струмів к.з. від системи.

Базисний струм повідношенню до напруги місця КЗ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 \text{ (кА)};$$

Періодична складова струму КЗ від системи:

$$I_{n,C,0} = I_{n,C} = \frac{I_{\delta}}{X_C} = \frac{4.33}{0.123} = 35.2 \text{ (кА)};$$

Періодична складова струму КЗ від системи і об'єднаних з нею генераторів  $G_2, G_3$  та  $G_4$  надсилається від шин незмінної напруги і тому вважається незмінною в часі. Задаємо типом вимикача, який відповідає попередньо визначеним умовам експлуатації: номінальна напруга і номінальний струм. В даному випадку можливе використання вимикачів вакуумних і елегазових, які мають приблизний час відключення  $\Delta t_{\text{від}} = 0.1(\text{с})$ ;

Тоді, з урахуванням Табл. 1.1, звідки  $\Delta t_{\text{пз}} = 0.05 \text{ с}$  час протікання аперіодичної складової струму КЗ:

$$t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{від}} + \Delta t_{\text{пз}} = 0.1 + 0.05 = 0.15 \text{ (с)};$$

Враховуючи, що  $T_{a,c} = 0.06 \text{ (с)}$ ; (Табл. 1.2), аперіодична складова струму КЗ від системи:

$$i_{a,c,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,C} \cdot e^{-\left(\frac{\tau}{T_{a,c}}\right)} = \sqrt{2} \cdot 35.2 \cdot e^{\frac{-0.15}{0.06}} = 4.086 \text{ (кА)};$$

Повний струм з боку системи для часу:

$$i_{\Sigma,C} = i_{a,c,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 4.086 + \sqrt{2} \cdot 35.2 = 53.866 \text{ (кА)};$$

Ударний струм від системи з урахуванням того, що для даної точки КЗ

$$k_{y,C} = 1.85$$

$$i_{y\delta \text{ max}} = k_{y,C} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 1.85 \cdot \sqrt{2} \cdot 35.2 = 92.0936 \text{ (кА)};$$

### 2.2.2 Розрахунок струмів к.з. від генератора.

$$\begin{aligned} E_G &= \sqrt{(I_{n,G} \cdot X_d \cdot \cos \varphi_{n,G})^2 + (U_{n,G} + I_{n,G} \cdot X_d \cdot \sin \varphi_{n,G})^2} = \\ &= \sqrt{(0.153 \cdot 0.8)^2 + (1 + 0.153 \cdot 0.6)^2} = 1.099; \end{aligned}$$

$$I_{n,\Gamma} = 1;$$

$$U_{n,\Gamma} = 1;$$

$$\cos \varphi_{n,\Gamma} = 0.8;$$

$$X_d'' = 0.153;$$

$$\sin \varphi_{n,\Gamma} = \sqrt{(1 - (\cos \varphi_{n,\Gamma}))^2} = 0.6$$

Періодична складова струму к.з. від генератора для початкового моменту часу:

$$I_{n,0,\Gamma} = \frac{E_{\Gamma}''}{X_d''} \cdot I_{\theta} = \frac{1.099}{0.153} \cdot 4.33 = 31.102 \text{ (кА)};$$

Номінальний струм генератора з (Табл. Д1.1)

$$I_{n,\Gamma} = \frac{S_{n,\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{n,\Gamma} \cdot \cos \varphi_{n,\Gamma}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.8} = 4.33 \text{ (кА)};$$

Відношення періодичної складової струму к.з. від генератора для початкового моменту часу відносно номінального струму

$$\frac{I_{n,0,\Gamma}}{I_{n,\Gamma}} = \frac{31.102}{4.33} = 7.183;$$

По типовим кривим для визначеного часу

$$t_{роз} = \tau = \Delta t_{від} + \Delta t_{pz} = 0.1 + 0.05 = 0.15 \text{ (с)};$$

$$\text{Знаходимо } \gamma_t = \frac{I_{n,0,\Gamma}}{I_{n,\Gamma}} = 0.7;$$

Періодична складова струму генератора на момент

$$I_{n,\Gamma,t} = I_{n,0,\Gamma} \cdot \gamma_t = 31.102 \cdot 0.7 = 21.771 \text{ (кА)};$$

Враховуючи, що в відповідності до Табл. 2.3  $T_{a,\Gamma} = 0.245 \text{ (с)}$ ;

аперіодична складова струму к.з. від генератора

$$i_{a,\Gamma,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,\Gamma,0} \cdot e^{-\left(\frac{\tau}{T_{a,\Gamma}}\right)} = \sqrt{2} \cdot 31.102 \cdot e^{\frac{-0.15}{0.245}} = 23.846 \text{ (кА)};$$

Повний струм КЗ від генератора

$$i_{\Sigma,\Gamma} = i_{a,\Gamma,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,\Gamma,t} = 23.846 + \sqrt{2} \cdot 21.771 = 54.635 \text{ (кА)};$$

Ударний струм КЗ від генератора

$$i_{y\partial \max} = K_{y,\Gamma} + \sqrt{2} \cdot I_{n,\Gamma,0} = 1.95 + \sqrt{2} \cdot 31.102 = 45.935 \text{ (кА)};$$

де:  $K_{y,\Gamma} = 1.95$ ;

### 2.2.3 Вибір та перевірка вимикача генератора.

Для вибору і перевірки вимикача необхідно перевірити наступні умови:

-  $U_{уст}$  - номінальна напруга електроустановки повинна бути менша, або дорівнювати номінальній напрузі  $U_n$  вимикача;

-  $I_{обт}$  - струм обтяженого режиму, що протікає через вимикач, повинен бути менший або дорівнювати номінальному струму  $I_n$  вимикача.

Під ці умови найбільше підходить вимикач МГГ-10-5000-63,

який має  $\Delta t_{відкл} = 0,12 \text{ с}$ .

Вибір і перевірку вимикача проведемо в табличній формі.

-  $I_{n,0}$  - початкове значення періодичної складової струму КЗ повинно бути менше, чи дорівнювати діючому значенню струму електродинамічної стійкості  $i_{ед}$ ;

-  $i_{y\partial \max}$  - ударний струм КЗ повинен бути менший, чи дорівнювати амплітудному значенню струму електродинамічної стійкості  $i_{ед \max}$ ;

-  $B$  - імпульс квадратичного струму КЗ повинен бути менший, чи дорівнювати номінальному імпульсу квадратичного струму, обумовленому квадратом струму термічної стійкості  $I_{тер}$  і терміном його протікання  $t_{тер}$ , тобто  $I_{тер}^2 t_{тер}$ ;

-  $I_{n,\tau}$  - діюче значення періодичної складової струму КЗ у момент  $\tau$  розриву контактів повинно бути менше, або дорівнювати номінальному струму вимикання  $I_{вим}$  вимикача;

-  $\sqrt{2} I_{n,\tau} + i_{a,\tau}$  - повний струм КЗ до моменту  $\tau$  повинен бути менший, або дорівнювати номінальному асиметричному струму вимикання  $\sqrt{2} I_{від}(1 + \beta_{ном})$ , де  $\beta_{ном}$  - номінальний відносний вміст аперіодичної складової.

Порівняння сумарних струмів КЗ (періодичної та аперіодичної складових) від системи і від генератора показує, що



$$(i_{\Sigma,C} = 49,29 \text{ кА}) \geq (i_{\Sigma,\Gamma} = 41,88 \text{ кА}).$$

Вибір генераторного вимикача виконаємо за більшими струмами КЗ, якими являються струми від системи  $i_{\Sigma,C} = 49,29 \text{ кА}$ .

Умови протікання струмів КЗ будуть визначатися властивостями гілки, в якій буде використаний вимикач. В нашому випадку – це гілка, яка являється еквівалентним опором, що зв'язує всі джерела енергосистеми і електричної станції (за винятком генератора  $\Gamma_I$ ) з місцем КЗ.

Розрахуємо величини необхідні для вибору і перевірки вимикача:

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ від системи:

$$\beta = \frac{i_{a,c,t}}{i_{\Sigma,\Gamma}} \cdot 100\% = \frac{4.086}{54.635} \cdot 100\% = 7.479\%;$$

- струм гілки, де буде встановлено вимикач, відповідає номінальним параметрам генератора:

$$I_{обт} = \frac{P_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{н,\Gamma} \cdot \cos \varphi} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.8} = 4.33 \text{ (кА)};$$

- розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$t_{роз} = \Delta t_{від} + \Delta t_{pz} = 0.1 + 5 = 5.1 \text{ (с)};$$

$$B_k^{роз} = I_{н,C}^2 \cdot (t_{роз} + T_a) = 35.2^2 \cdot (5.12 + 0.1) = 6443 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

- номінальний допустимий імпульс квадратичного струму:

$$B_k^{доп} = I_{терм,н}^2 \cdot t_{терм,н} = 64^2 \cdot 4 = 16384 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

- динамічна стійкість:

$$i_{ед \text{ max},н} = 170 \text{ (кА)} \geq i_{уд, \text{max}} = 92.0936 \text{ (кА)};$$

- вимикаюча здатність:

$$i_{відкл,н} = 63 \text{ (кА)} \geq i_{\Sigma,\Gamma} = 54.635 \text{ (кА)};$$

Всі результати розрахунків зведені в таблицю 7.1, звідки видно, що вимикач проходить по всім критеріям оцінки.

Таблиця 2.2. Вибір та перевірка вимикача ВВГ-10 .

/п	Величини	Умови порівняння	Параметри	
			паспортні	розраховані
1	Тип	МГГ-10		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	10	10
3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	5000	4546
4	Струм відключення, кА	$I_{від,н} \geq (i_{a,c,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,C})$	63	53.866
5	Струм електродинамічної стійкості, кА	$i_{ед\ max,н} \geq i_{уд,max}$	170	92.0936
6	Термічна стійкість, кА с	$B_k^{доп} \geq B_k^{роз}$	16384	6443
7	Час відключення, с	$\Delta t_{від}$	0.12	

#### 2.2.4 Вибір та перевірка роз'єднувача в колі з генератором.

Оскільки роз'єднувач ввімкнений після вимикача, то його режим роботи буде відповідати режиму роботи вимикача. Вибір роз'єднувача виконаємо в табличній формі.

Таблиця 2.3. Вибір роз'єднувача РОН-10К/5000У2.

№	Назва параметрів	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Тип роз'єднувача РОН-10К/5000У2			
1	Напруга, $U$	кВ	10	10.5
2	Струм, $I$	А	5000	4546
3	Струм електродинам. стійк., $I_{уд}$	кА	180	92.0936
4	Тепловий імпульс струму к.з., $B$	$(кА)^2 \cdot с$	20164	6443

## 2.3 Вибір та перевірка комутаційної апаратури на лінії місцевого навантаження

### 2.3.1 Вибір та перевірка вимикача за лінійним реактором

Визначаємо  $I_{роб}$  – робочий струм через вимикач:

$$I_{роб} = \frac{P_{розр.}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{6,64}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 0,43 \text{ кА}.$$

Вибираємо вимикач типу VF 12.08.31 [4]

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{yd} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yd} \cdot I_{0,0} = \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 24,446 = 67,415 \text{ кА} < i_{yd.ном.} = 80 \text{ кА}.$$

Умова на електродинамічну стійкість вимикача виконується.

Перевірка на термічну стійкість.

Визначаємо розрахунковий тепловий імпульс струму к.з. за реактором,

$$\tau_{відкл} = t_{\theta} + t_{pz} = 0,06 + 2,4 = 2,46 \text{ с}.$$

$t_{\theta} = 0,06 \text{ с}$  – повний час відключення вимикача,

$t_{pz} = 2,4 \text{ с}$  – час дії резервного захисту.

$$T_a = 0,1 \text{ с}$$

$B_K^{розр.} = I_{0,0}^2 \cdot (\tau_{відкл} + T_a)$  – розрахунковий тепловий імпульс струму к.з. за реактором.

$$B_K^{розр.} = 24,446^2 \cdot (2,46 + 0,1) = 1530 (\text{кА})^2 \cdot \text{с} < B_K^{зав} = 2977 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$$

Умова на термічну стійкість вимикача виконується.

Занесемо отримані дані в табл. 2.4.

Таблиця 2.4. Вибір вимикача VF 12.08.31:

	Напр, $U$	Струм норм., $I$	Струм відкл., $I_{відкл.}$	Струм електроди нам. стійк., $I_{уд.}$	Тепловий імпульс струму к.з., $B$	Повний $\tau$ від-ключ., $\nu$
Одиниці вимірювання	кВ	А	кА	кА	$(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	с
Номінальні параметри	10	800	31,5	80	2977	0,08
Розрахункові параметри	10	430	25,76	67.415	1530	0,08

### 2.3.2 Вибір та перевірка роз'єднувача в колі з місцевим навантаженням

За умовами експлуатації пропонується роз'єднувач типу РВ-10/1000 УЗ. Вибір та перевірка роз'єднувача здійснюється в табличній формі, де порівнюються розрахункові та паспортні дані.

Тип роз'єднувача РВ-10/1000 УЗ Таблиця 2.5:

	Напруга, $U$	Струм норм., $I$	Струм електродин. стійк., $I_{уд.}$	Тепловий імпульс струму к.з., $B$
Одиниці вимірювання	кВ	А	кА	$(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$
Номінальні параметри	10	1000	100	5260
Розрахункові параметри	10	430	67,415	1530

## 2.4. Вибір та перевірка обладнання на лініях місцевого навантаження

### 2.4.1. Вибір та перевірка кабелю

Споживачі, що працюють на напрузі 10 кВ, отримують живлення по кабельним лініям, що прокладаються в тунелях розподільчого пристрою, а потім в земляних траншеях. Вибираємо кабель по допустимому струму.

$$I_{л. утяж} = \frac{P_{роз}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{6,64}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 0,456 \text{ кА}$$

Вибираємо трьохжильний кабель АСБУ  $U_{ном.}=10 \text{ кВ}$  [4].

Вибираємо кабель з перерізом струмопровідної жили  $240 \text{ мм}^2$ , з  $I_{тр. доп. ном} = 460 \text{ А}$ .

1) Визначимо значення тривало допустимого струму з врахуванням поправки на кількість прокладених поруч в землі кабелів  $K_1$  і температуру довкілля  $K_2$ . При відстані між кабелями 100 мм  $K_1 = 0.85$ ,  $K_2 = 1$  при  $t=25^\circ\text{C}$ :

$$I_{тр. доп} = 2 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot I_{тр. доп. ном} = 2 \cdot 1 \cdot 0.85 \cdot 460 = 782 \text{ А}$$

Оскільки  $I_{л} = 456 \text{ А} < I_{тр. доп} = 782 \text{ А}$ , то по допустимому струму кабель підходить.

2) Виконуємо перевірку кабеля на термічну стійкість за умовою:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \text{ – мінімальний переріз кабелю, який при розрахунковому струмі}$$

к.з. обумовлює нагрів кабеля до короткочасно припустимої температури.

$B_K$  – розрахунковий тепловий імпульс струму к.з.

$C_T$  – функція, для кабелю до 10 кВ з алюмінієвими жилами  $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с} \frac{1/2}{\text{мм}^2}$

.

$$B_K^{розр.} = I_{0.0}^2 \cdot (\tau_{відкл} + T_a) = 24,446^2 \cdot (2.46 + 0.1) = 1530 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{1530 \cdot 10^6}}{90} = 434.614 \text{ мм}^2.$$

Переріз кабелю  $F_{каб} = 3 \cdot F_0 = 3 \cdot 240 = 720 \text{ мм}^2$

Оскільки  $q_{станд} = 720 \text{ мм}^2 > q_{min} = 434.614 \text{ мм}^2$

Умова на термічну стійкість кабелю виконується.

#### 2.4.2. Вибір та перевірка лінійного реактора.

Визначаємо кількість реакторів.

Кількість приєднань на секцію 10,5 кВ:

$$n_c = \frac{n_{відг.}}{3} = \frac{41}{3} = 13,7 \approx 14$$

Приймаємо по 4 відгалудження на лінійний реактор.

Кількість л.р. на секцію 10,5 кВ:

$$n_{лр} = \frac{14}{4} = 3.5 \approx 4$$

Приймаємо 4 л.р. на секцію 10,5 кВм.

Лінійний реактор служить для обмеження струмів КЗ на лініях, що відходять, генераторної напруги. Він дозволяє обмежити струм КЗ до необхідної величини  $I_{відкл.}$ , а потім вибрати легкий і дешевий вимикач.

Задаємося вимикачем VF 12.08.31. Номінальний струм його відключення  $I_{відкл.} = 31,5$  кА. Тоді потрібний такий реактор, який знизить струм КЗ до величини 31,5кА. Можна визначити опір реактора від еквівалентного джерела живлення до місця замикання:

$$X_{E1} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{I_{відкл.}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \cdot \frac{1}{I_{відкл.}} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 31,5} = 0,137$$

$$\bar{X}_{p*} = X_{E1} - X_E = 0,137 - 0,068 = 0,069$$

Необхідно вибрати реактор по довіднику. Але в довідниках зазначені параметри, приведені до номінальної потужності й напрузі устаткування.

Приводимо до номінальної потужності параметри реактора.

Для цього визначаємо його номінальний струм, тому що реактор вибирається по номінальному струму для заданої номінальної напруги. Через реактор протікає струм чотирьох ліній, серед яких перебуває розглянуте розрахункове відгалуження.

Для спрощення завдання припускаємо, що всі чотири лінії мають потужність розрахункового відгалуження, тобто через реактор буде протікати чотири струми розрахункового відгалуження.

$$I_{\text{розр.утяж.}} = \frac{P_{\text{р.в.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{6,64}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 0,43 \text{ кА}$$

$$I_{\text{розр.}} = 4 \cdot I_{\text{розр.утяж.}} = 4 \cdot 0,43 = 1,72 \text{ кА}$$

Попередньо вибираємо реактор на 10 кВ типу РБД-10-2500-0.14УЗ [4].

Опір реактора приведений до його номінальних умов:

$$X_{\text{р ном. ум.} *} = \bar{X}_{\text{р} *} \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\bar{\sigma}}} = 0,069 \cdot \frac{10^2}{78,75} = 0,088 \text{ Ом}$$

Обраний реактор має наступні паспортні дані:

U <sub>н</sub> , кВ	Тривалий струм, кА	X <sub>р</sub> , Ом	Втрати на фазу, кВт	I <sub>дин</sub> , кА	I <sub>терм</sub> , кА	Доп. час, с
10	2,5	0,14	11	79	31.1	8

Розрахуємо струм к.з за реактором.

Потужність променя :  $S_{\text{л}} = 871,75 \text{ МВА}$

Номінальний струм променя:

$$I_{\text{н.л.}} = \frac{S_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{871,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 47,934 \text{ кА.}$$

$$\bar{X}_{\text{р.л.} *} = X_{\text{ном.р.}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{нл}}^2} = 0,14 \cdot \frac{78,75}{10^2} = 0,11 \text{ в.о.}$$

$$X_{\text{Е1}} = \bar{X}_{\text{р.л.} *} + X_{\text{Е}} = 0,11 + 0,068 = 0,178 \text{ в.о.}$$

$$X_{\text{розрах.}} = X_{E1} \cdot \frac{S_{\text{Л}}}{S_{\text{б}}} = 0.178 \cdot \frac{871.75}{78.75} = 1.97 \text{ в.о}$$

Виконуємо розрахунок струмів трифазного і двофазного к.з. за лінійним реактором. Враховуючи, що струми трифазного к.з. перевищують струми двофазного к.з., перевірку реактора робимо по струмах трифазного к.з.

Перевірку реактора на електродинамічну стійкість виконаємо за умовою:

1) Для трифазного к.з по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{\text{рт}0.0} = 0.51$$

$$I'_{\text{рт}0.1} = 0.49$$

$$I'_{\text{рт}\infty} = 0.53$$

Струми в кА:

$$I_{\text{рт}0.0} = I'_{\text{рт}0.0} \cdot I_{\text{нл}} = 0.51 \cdot 1 \cdot 47.934 = 24,446 \text{ кА}$$

$$I_{\text{рт}0.1} = I'_{\text{рт}0.1} \cdot I_{\text{нл}} = 0.49 \cdot 1 \cdot 47.934 = 23,488 \text{ кА}$$

$$I_{\text{рт}\infty} = I'_{\text{рт}\infty} \cdot I_{\text{нл}} = 0.53 \cdot 1 \cdot 47.934 = 25,405 \text{ кА}$$

$$\text{Ударний струм: } i_{\text{рГУД}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{рт}0.0} = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 24,446 = 67,415 \text{ кА}$$

2) Для двофазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{\text{рт}0.0} = 0.3$$

$$I'_{\text{рт}0.1} = 0.29$$

$$I'_{\text{рт}\infty} = 0.31$$

Струми в кА:

$$I_{\text{рт}0.0} = I'_{\text{рт}0.0} \cdot I_{\text{нл}} = 0.3 \cdot \sqrt{3} \cdot 47.934 = 24,907 \text{ кА}$$

$$I_{\text{рт}0.1} = I'_{\text{рт}0.1} \cdot I_{\text{нл}} = 0.29 \cdot \sqrt{3} \cdot 47.934 = 24,077 \text{ кА}$$

$$I_{\text{рт}\infty} = I'_{\text{рт}\infty} \cdot I_{\text{нл}} = 0.31 \cdot \sqrt{3} \cdot 47.934 = 25,737 \text{ кА}$$

1. Перевірку реактора на електродинамічну стійкість виконаємо за умовою:

$$i_{\text{дин.}} = 79 \text{ кА} > i_{\text{уд.р.}} = 67,4155 \text{ кА.}$$

Умова електродинамічної стійкості виконується.

2. Виконаємо перевірку реактора на термічну стійкість:



Заводське значення теплового імпульсу струму к.з.,

$$B_{\kappa}^{зав} = I_T^2 \cdot t_T = 31.1^2 \cdot 8 = 7738 (\kappa A)^2 \cdot c.$$

$I_T = 31.1 \kappa A$  – струм термічної стійкості,

$t_{терм} = 8 c$  – час термічної стійкості.

Розрахунковий тепловий імпульс струму к.з. за реактором:

$$B_{\kappa}^{розр.} = I_{0.0}^2 \cdot (\tau_{відкл} + T_a) = 24,446^2 \cdot (2.48 + 0.1) = 1541 (\kappa A)^2 \cdot c.$$

Приймаємо  $T_a = 0.1$ .

Приймаємо  $t_{п.з.} = 2.4 сек.$

$\tau_{відкл} = t_{\epsilon} + t_{п.з.} = 0.06 + 2.4 = 2.46 c.$  ( $t_{\epsilon}$  – повний час відключення вимикача).

$$B_{\kappa}^{зав} = 7738 (\kappa A)^2 \cdot c > B_{\kappa}^{розр} = 1541 (\kappa A)^2 \cdot c$$

Умова термічної стійкості виконується.

### 2.4.3 Вибір та перевірка вимірювального трансформатора струму.

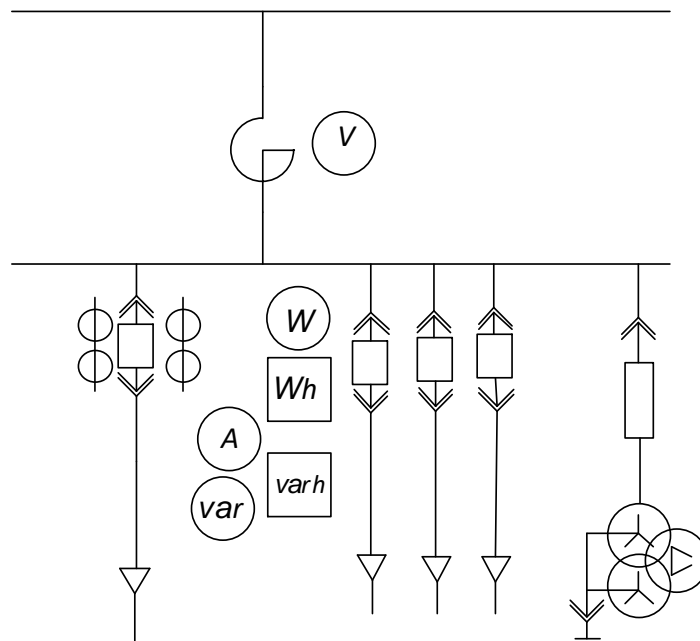


Рис. 2.2 Під'єднання трансформатора струму.

$$I_{обм} = \frac{P_{розр.}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{6,64}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 0,456 \kappa A$$

Вторинне навантаження трансформаторів струму Таблиця 2.6:

Прилад	Потужність, яка споживається послідов. обмоткою тр-ра I(S), ВА	Фази		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	0,5	0,5	—	—
Лічильник акт. енергії	2,5	2,5	—	2,5
Лічильник реакт. енергії	2,5	2,5	—	2,5
Ватметр	0,5	0,5	—	0,5
Варметр	0,5	0,5	—	0,5
$\Sigma^s$	6,5	6,5	0	6

$S_{прил} = 6,5 \text{ ВА}$  – сумарна потужність, що споживається приладами,

$I_{II н} = 5 \text{ А}$  – номінальний вторинний струм.

Визначаємо сумарний опір приладів:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{II н}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}.$$

Вибираємо трансформатор струму, який для класу точності 0,5 має відповідний зовнішній опір. Вибираємо трансформатор струму ТПОЛ-10 [4] з параметрами наведеними в Таблиці 2.7:

$U_n$ , кВ	$I_{I н}$ , А	$I_{II н}$ , А	Клас точності	Номінальне навантаження, Ом	$I_{ел.дин}$ , кА	$I_{тер}$ , кА	$t_{тер}$ , С
10	600	5	0,5	0,4	74,5	37,6	3

Перехідний опір контактів приймаємо 0,1 Ом, тоді опір проводів:

$$r_{прил} + r_{конт} + r_{пр} = z_{2н},$$

$$r_{пр} = z_{2н} - r_{прил} - r_{конт} = 0,4 - 0,26 - 0,1 = 0,04 \text{ Ом}.$$

Приймаючи довжину з'єднувальних проводів з алюмінієвими жилами 5,5 мм, визначаємо переріз:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 5,5}{0,04} = 3,89 \text{ мм}^2,$$

де  $\rho = 0,0283$  – питомий опір матеріалу проводу.

В якості з'єднувальних приладів приймаємо багатожилінні контрольні кабелі КРВГ з перерізом 4 мм<sup>2</sup>.

Вибір трансформатору струму виконаємо в табличній формі.

Таблиця 2.8. Порівняльна таблиця для трансформатору струму ТПОЛ-10.

№	Назва параметру	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Трансформатор струму типу ТПОЛ-10			
1	Напруга, $U$	кВ	10	10
2	Струм, $I$	А	600	456
3	Струм електродинам. стійк., $I_{уд.}$	кА	81	67,415
4	Тепловий імпульс струму к.з., $B$	(кА) <sup>2</sup> · с	3072	1530
5	Навантаження, г	Ом	0.4	0.26

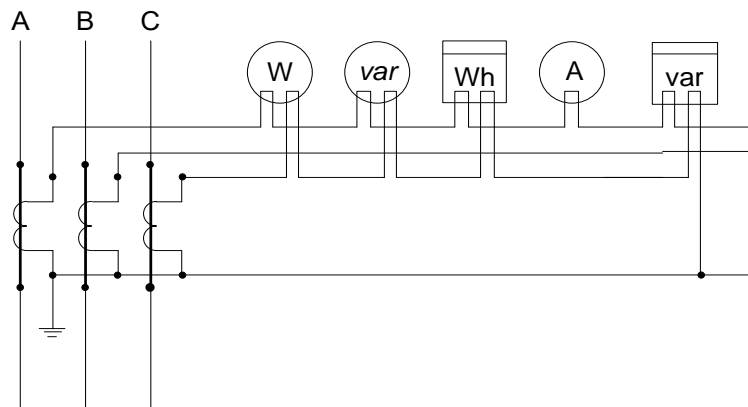


Рис. 2.3. Схема підключення вимірювальних приладів по струму.

#### 2.4.4. Вибір та перевірка вимірювального трансформатора напруги.

Вторинне навантаження трансформаторів напруги представлено в таблиці 2.9:

№ п/п	Назва приладу	Кількість		Навантаження одного приладу	Навантаження всіх приладів
-------	---------------	-----------	--	-----------------------------	----------------------------

			Кількість обмоток	Р Вт	Q ВА	$\Sigma P$ Вт	$\Sigma Q$ ВА
1	Вольтметр	1	1	2	—	2	—
2	Ватметр	4	2	2	1,85	16	14.8
3	Варметр	4	2	1,5	—	12	—
4	Лічильник реакт.енергії	4	2	—	2.5	—	20
5	Лічильник акт.енергії	4	2	3	2.775	24	22.2
	Всього					54	57

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\text{прил}}^2 + Q_{\text{прил}}^2} = \sqrt{54^2 + 57^2} = 78.52 \text{ ВА}.$$

Вибираємо трансформатор напруги НТМИ-10-66 УЗ [4].

$$S_{\Sigma} = 78.52 \text{ ВА} < S_n = 200 \text{ ВА}.$$

Порівняльна таблиця для трансформатору типу НТМИ-10-66 УЗ наведена в таблиці 2.10:

№	Назва параметру	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Трансформатор напруги типу НТМИ-10-66 УЗ			
1	Напруга, $U$	кВ	10	10
2	Потужність	ВА	200	78.52

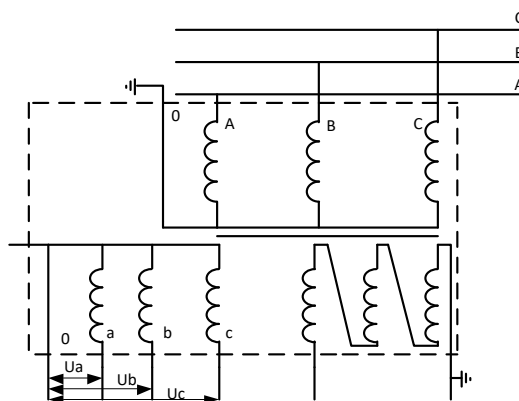


Рис.2.4. Схема з'єднань обмоток трансформатора напруги НТМИ.

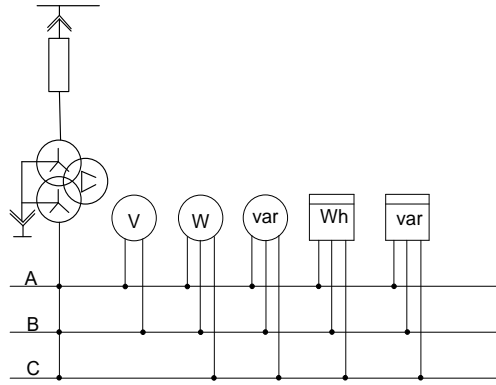


Рис. 2.5. Схема підключення вимірювальних приладів по напрузі.

### Висновки:

Згідно завдання, в даному розділі описується розрахунок струмів короткого замикання за допомогою комп'ютерної програми.

А також в даному розділі описується вибір та перевірка електричних апаратів і провідників, а саме:

- комутаційної апаратури на шинах ГРУ 10.5;
- комутаційної апаратури на лінії місцевого навантаження;
- вимикача автотрансформатора на стороні 330 кВ;
- обладнання на лініях місцевого навантаження (кабелю, лінійного реактора, вимірювального трансформатора струму та напруги).

### **Розділ 3. Моделювання та аналіз первинного регулювання частоти та потужності**

#### **3.1. Мета, задачі та умови дослідження первинного регулювання**

Метою розділу є побудова статичної математичної моделі електростанції для дослідження первинного регулювання в електроенергетичній системі.

У відповідності з поставленою метою в проекті були вирішені наступні задачі:

1. Проведений аналіз умов, нормативних положень та вимог до первинного регулювання в ОЕС України.
2. Розроблена статична характеристика енергоблоку з врахуванням нечутливості первинного регулятора (АРЧО) у відповідності з вимогами нормативних положень.
3. Розроблена послідовність виконання розрахунків по первинному регулюванні в системі на основі сукупності статичних характеристик енергоблоків.
4. Проведені модельні розрахунки в системі Mathcad по первинному регулюванні з врахуванням зони нечутливості.
5. Розроблено порядок визначення резервів потужності на електростанції та її розподілення між агрегатами електростанції.
6. Проведення модельних розрахунків в системі Mathcad з визначенням та аналізом діапазонів регулювання.

#### **3.2. Загальна характеристика зміни частоти в електроенергетичній системі**

Частота змінного електричного струму є одним з головних показників якості електричної енергії, що виробляється генераторами електростанцій і

поставляється споживачам. Від частоти змінного струму залежить частота обертання електродвигунів, а, отже, і продуктивність обертаючих ними механізмів (верстатів, насосів, вентиляторів і т.д.). При зниженні частоти їх продуктивність знижується. Підвищення ж частоти призводить до перевитрати електроенергії. Таким чином, будь-яке відхилення частоти від номінального значення завдає шкоди народному господарству. Тому, по цій та інших важливих причинах частота змінного струму нормується.

Номінальне значення частоти змінного струму становить 50 Гц. Допустиме відхилення від номінального значення становить  $\pm 0,2$  Гц. Допускається короткочасна робота з відхиленням  $\pm 0,4$  Гц [1].

За умови балансу вироблення і споживання активної потужності частота залишається незмінною. Проте навантаження енергосистеми, яка в кожен момент часу залежить від кількості включених споживачів та їх завантаження, практично не залишається постійною, а безперервно змінюється, що приводить до порушення балансу.

Поки в енергосистемі є обертовий резерв активної потужності, системи регулювання частоти та потужності будуть підтримувати заданий рівень частоти. Після того як обертовий резерв буде вичерпано, дефіцит активної потужності, викликаний відключенням частини генераторів або підключенням нових споживачів, спричинить за собою зниження частоти в енергосистемі.

Невелике зниження частоти (на кілька десятих герца) не представляє небезпеки для нормальної роботи енергосистеми, хоча, як вже зазначалося вище, і тягне за собою погіршення економічних показників. Зниження ж частоти більш ніж на 1-2 Гц представляє серйозну небезпеку і може призвести до повного розладу роботи енергосистеми. Це в першу чергу визначається тим, що при зниженні частоти знижується частота обертання електродвигунів, а, отже, і продуктивність наведених ними механізмів власних потреб електростанцій. Внаслідок зниження продуктивності механізмів власних потреб різко зменшується наявна потужність електростанцій, особливо електростанцій

високого тиску, що тягне за собою подальше зниження частоти в енергосистемі. Таким чином, відбувається лавиноподібний процес - "лавина частоти", який може призвести до повного розладу роботи енергосистеми. Слід також зазначити, що сучасні великі парові турбіни не можуть довго працювати за умови низької частоти із-за небезпеки пошкодження їх робочих лопаток.

Процес зниження частоти в енергосистемі супроводжується також зниженням напруги, що відбувається внаслідок зменшення частоти обертання збудників, розташованих на одному валу з основними генераторами. Якщо регулятори збудження генераторів і синхронних компенсаторів не зможуть утримати напругу, то також може виникнути лавиноподібний процес - "лавина напруги", тому що зниження напруги супроводжується збільшенням споживання реактивної потужності, що ще більше ускладнить становище в енергосистемі.

Аварійне зниження частоти в енергосистемі, викликане раптовим виникненням значного дефіциту активної потужності, протікає дуже швидко - протягом декількох секунд. Тому черговий персонал не встигає прийняти будь-яких заходів, внаслідок чого ліквідація аварійного режиму має покладатися на пристрої автоматики. Для запобігання розвитку аварії повинні бути негайно мобілізовані всі резерви активної потужності, наявні на електростанціях. Усі обертові агрегати завантажуються до межі з урахуванням допустимих короточасних перевантажень.

При відсутності обертового резерву єдиною можливим способом відновлення частоти є відключення частини найменш відповідальних споживачів. Це і здійснюється за допомогою спеціальних пристроїв автоматичного частотного розвантаження (АЧР), що спрацьовують при небезпечному зниженні частоти.

Слід зазначити, що дія АЧР завжди пов'язане з певним народногосподарським збитком, оскільки відключення ліній, що живлять електроенергією промислові підприємства, сільськогосподарських та інших споживачів, тягне за собою недовиробіток продукції і т.п. Незважаючи на це АЧР широко використовується в енергосистемі як засіб запобігання значно більших



збитків через повний розлад роботи енергосистеми, якщо не буде вжито термінових заходів з ліквідації дефіциту активної потужності.

Автоматичне регулювання частоти та активної потужності є вкрай необхідним, оскільки воно відіграє визначальну роль у забезпеченні споживачів електричною енергією належної якості, а також у економічності та надійності функціонування електроенергетичних систем(ЕЕС) та їх об'єднань.

### **3.3. Правила здійснення первинного регулювання**

3.3.1 Первинне регулювання, для якого характерна велика швидкодія, має забезпечувати стабільність частоти, обмежувати значення її відхилень у нормальних умовах і сприяти утриманню частоти в безпечних межах у разі різких, зокрема аварійних, змін балансу потужності як в ОЕС, так і в їх частинах, що відокремилися[1].

3.3.2 У разі виникнення небалансу потужності і зміні частоти в енергооб'єднанні (або в ОЕС України в режимі роздільної роботи) первинне регулювання реалізується внаслідок дії автоматичних регуляторів частоти обертання всіх турбін, що змінюють потужність генераторів у межах первинних резервів регулювання, що в цей момент є на них, протягом кількох секунд за подальшої підтримки системами регулювання котлів на ТЕС або реакторів на АЕС. Динамічне відхилення частоти енергооб'єднання (або ОЕС України в режимі роздільної роботи) визначається:

- амплітудою відхилення частоти та розвитком у часі порушення, що впливає на баланс потужності;
- кінетичною енергією обертових машин у енергосистемі;
- кількістю генераторів, що залучені до первинного регулювання, резервом первинного регулювання і його розподілом між цими генераторами;
- акумульованою тепловою енергією обладнання енергоблоків (котлів на ТЕС і парогенераторів на АЕС), що залучені до первинного регулювання;

– динамічними характеристиками навантажень, зокрема саморегулюючим ефектом навантажень.

3.3.3 Після мобілізації первинних резервів встановлюється квазістатич-ний баланс потужності за нового квазістатичного значення частоти, відмінного від номінального, оскільки первинне регулювання є статичним і залежність величини відхилення частоти від величини небалансу потужності визначається крутизною СЧХ усього енергооб'єднання (ОЕС України в режимі роздільної роботи). Характерна особливість СЧХ (ОЕС України в режимі роздільної роботи) полягає у відсутності в них зони нечутливості (мертвої зони). Установлення квазістатичного значення частоти енергооб'єднання в результаті дії первинного регулювання наведено на рисунку 3.1.

3.3.4 Подальше відновлення частоти енергооб'єднання (ОЕС України в режимі роздільної роботи) із квазістатичного рівня до номінального значення має реалізуватися під дією вторинного регулювання.

3.3.5 Параметри первинного регулювання:

- діапазон (резерв первинного регулювання на завантаження і розвантаження);
- зона нечутливості;
- точність локальних вимірювань частоти;
- мертва зона;
- час повного введення резерву;
- статизм;
- швидкість зміни первинної регулюючої потужності;
- час утримання первинної регулюючої потужності;
- стан – уведено/виведено

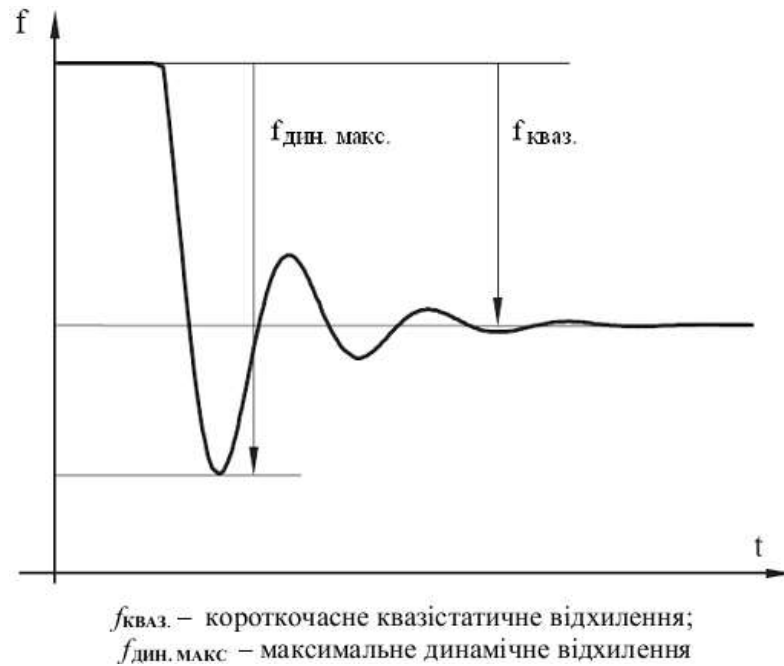


Рисунок 3.1—Установлення квазістатичного значення частоти в результаті дії первинного регулювання

3.3.6 Загальне первинне регулювання має здійснюватися на всіх електростанціях суб'єктів паралельної роботи з ОЕС України, зокрема на електростанціях з не модернізованими енергоблоками (агрегатами), регулювання яких має значні зони нечутливості, великий статизм і порівняльну малу швидкодію.

На електростанціях загального первинного регулювання первинний резерв не включається до добового диспетчерського графіка.

3.3.7 В ОЕС України тимчасово, до проведення модернізації певної кількості енергоблоків, НЕК «Укренерго» може розміщувати частину планового резерву первинного регулювання на ТЕС і ГЕС з енергоблоками (агрегатами), на яких регулятори турбін (і котлів на ТЕС) ще не модернізовано. Налаштування регуляторів турбін (і котлів ТЕС) цих не модернізованих електростанцій має забезпечувати видачу заданого резерву первинної регулюючої потужності в разі відхилення частоти від номінальної на  $\pm 0,2$  Гц і більше.

3.3.8 Для всіх електростанцій в ОЕС України нормою участі в загальному первинному регулюванні є забезпечення:

- дії первинного регулювання в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з настройкою систем регулювання агрегатів (і котлів на ТЕС і реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507 (зона нечутливості, статизм) і методичних рекомендацій, затверджених Мінпаливенерго України, з характеристиками, заданими НЕК “Укренерго”;
- стійкої видачі наявної первинної регулюючої потужності з моменту відхилення частоти від номінальної на  $\pm 0,2$  Гц та більше і до повернення частоти до нормального рівня (до входу відхилення частоти в мертву зону первинного регулювання), тобто не менше 15 хв.;
- технологічної стійкості обладнання енергоблоків (агрегатів) у разі значних відхилень частоти (Концепції регулювання частоти в енергооб’єднанні країн СНД і Балтії).

3.3.9 Забороняється використання пристроїв, систем автоматичного керування і ведення режимів роботи електростанцій, енергоблоків (агрегатів), що перешкоджають зміні потужності в разі зміни частоти (на ТЕС - обмежувачі потужності і регулятори тиску пари “до себе” на турбінах, режим зміни тиску пари з повністю відкритими регульовальними клапанами турбін, на ТЕС і ГЕС – регулятори потужності без частотної корекції, вимкнення регуляторів потужності або пристроїв автоматичного регулювання продуктивності ТЕЦ тощо). Допускається тільки короткочасне їхнє використання в разі несправності основного обладнання, щоб запобігти виникненню технологічних порушень або їхньої ліквідації і тільки з дозволу диспетчера НЕК "Укренерго".

Після зміни потужності, зумовленої зміною частоти, персонал електростанцій має право втручатися в процес регулювання потужності тільки в таких випадках:

- після відновлення частоти 50,00 Гц;

- з дозволу диспетчера НЕК "Укренерго"/ЕЕС;
- у разі виходу потужності за межі, що допустимі для даного стану обладнання;
- у разі виникнення загрози порушення технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблоку АЕС.

3.3.10 Нормоване первинне регулювання має здійснюватися виділеними електростанціями і забезпечувати гарантований рівень якості первинного регулювання в ОЕС України і в енергооб'єднанні загалом.

До нормованого первинного регулювання мають залучатись електростанції з модернізованими енергоблоками, регулювання яких відповідає зазначеним нижче вимогам. На електростанціях нормованого первинного регулювання мають створюватись і постійно підтримуватись задані резерви первинної регулюючої потужності на завантаження і розвантаження енергоблоків (агрегатів).

3.3.11 Нормоване первинне регулювання має забезпечувати стійку видачу необхідної первинної регулюючої потужності і її утримання, починаючи з моменту виникнення небалансу потужності і відхилення частоти на  $\pm 0,02$  Гц і більше і закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, і повернення частоти до початкового номінального рівня в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом як мінімум 15.

3.3.12 Величина первинної регулюючої потужності, що видається в ОЕС України в режимі роздільної роботи, за відхилення частоти, визначається величиною цього відхилення частоти і крутизною СЧХ ОЕС.

Величина відхилення частоти в разі виникнення небалансу потужності визначається величиною цього небалансу і крутизною СЧХ ОЕС (енергооб'єднання).

3.3.13 Значення крутизни СЧХ енергооб'єднання нормуються значеннями корекції по частоті відповідно області регулювання та енергооб'єднання, які мають задаватися спільно органами оперативно-диспетчерського управління

країн, що працюють паралельно, і періодично (не рідше ніж один раз на рік) оновлюватися на основі фактичних даних щодо крутизни СЧХ.

3.3.14 Нормована первинна регулююча потужність, що дорівнює сумарному первинному резерву ОЕС, має активуватись у разі відхилення частоти від номінальної на  $\pm 0,02$  Гц і більше і бути повністю виданою протягом не більше 30с у разі зміни частоти на  $\pm 0,2$  Гц і більше .

Для забезпечення ефективності первинного регулювання в ОЕС, зокрема рівномірності дії регуляторів швидкості турбін, регламентуються еквівалентний статизм ОЕС, об'єм первинних резервів потужності і швидкість їх мобілізації, звідки витікають вимоги до первинних регуляторів енергоблоків (агрегатів): статизм ( $\Delta f / \Delta P_{\text{Бл}}$ ), зона нечутливості регуляторів швидкості турбін і розподіл заданого первинного резерву електростанції по енергоблоках (агрегатах).

3.3.15 В ОЕС України нормою участі в нормованому первинному регулюванні є забезпечення виділеними електростанціями та їх енергоблоками (агрегатами) первинного регулювання із заданими НЕК «Укренерго» характеристиками і швидкодією в межах заданого первинного резерву і видача необхідної первинної регулюючої потужності аж до нормалізації частоти.

3.3.16 Характеристики нормованого первинного регулювання в різних енергосистемах енергооб'єднання мають бути за можливістю аналогічними, щоб уникнути коливань і динамічного перерозподілу первинної регулюючої потужності в процесі компенсації небалансу потужності енергооб'єднання.

3.3.17 Час початку дії первинного регулювання з моменту відхилення частоти має становити кілька секунд, час введення в дію необхідного резерву первинного регулювання на 50 % – не більше 15 с, а весь сумарний необхідний первинний резерв має бути введеним в дію за час, не більший ніж 30 с.

3.3.18 Нечутливість первинних регуляторів – найменша величина відхилення частоти, що була виміряна, від заданого (номінального) значення, що зумовлює переміщення регуляторами органів керування турбіни (і котла на ТЕС або реактора на АЕС).

3.3.19 Зона нечутливості первинних регуляторів( $\pm f$  неч) – діапазон відхилень частоти, що була виміряна, від заданого (номінального) значення, у межах якого не забезпечується переміщення регуляторами органів керування турбіни (і котла на ТЕС або реактора на АЕС).

На енергоблоках, виділених для нормованого первинного регулювання, зона нечутливості первинних регуляторів частоти має не перевищувати  $\pm 0,01$  Гц.

3.3.20 Мертва зона первинного регулювання( $\pm \Delta f 0$ ) – діапазон фактичних відхилень частоти від заданого (номінального) значення, в якому енергоблок (агрегат) не змінює свою потужність. Мертва зона(зона нечутливості всього контуру первинного регулювання) зумовлена неточністю локального вимірювання частоти і нечутливістю первинного регулятора частоти.

За межами мертвої зони енергоблок (агрегат) має видавати первинну регулюючу потужність відповідно до заданого статизм.

На енергоблоках (агрегатах) України, виділених для нормованого первинного регулювання, мінімальне значення мертвої зони первинного регулювання, що є сумою похибки локального вимірювання частоти і зони нечутливості первинних регуляторів, має не перевищувати  $\pm 0,02$  Гц.

Величина мертвої зони нормованого первинного регулювання має задаватися НЕК «Укренерго»/ЕЕС в оперативному порядку. Мертва зона нормованого первинного регулювання має настроюватися з дискретністю не гірше  $0,01$  Гц.

3.3.21 Точність локальних вимірювань частоти, використовуваних у первинних регуляторах частоти, має бути не гірше  $\pm 0,01$  Гц (бажано  $0,005$  Гц).

Цикл оновлення вимірювань частоти для потреб нормованого первинного регулювання має бути в діапазоні від 0,1 с до 1 с і відповідати циклу роботи системи первинного регулювання, який має не перевищувати 1с.

3.3.22 Статизм нормованого первинного регулювання енергоблоку (агрегату) має забезпечувати видачу всього заданого первинного резерву в разі відхилення частоти на  $\pm 0,2$  Гц і більше.

Величина статизму визначає нахил статичної характеристики первинного регулювання. За межами мертвої зони величина статизму  $\sigma$  [%] визначається за формулою 2:

$$\sigma[\%] = - \frac{\frac{\Delta f_p}{f_{\text{ном}}} \times 100\%}{\frac{\Delta P_{\text{п}}}{P_{\text{ном}}}},$$

де:  $\Delta f_p$  – розрахункове відхилення частоти за межами мертвої зони, Гц;

$f_{\text{ном}}$  – номінальна частота 50,00 Гц;

$\Delta P_{\text{п}}$ – видавана енергоблоком (агрегатом) первинна регулююча потужність, МВт;

$P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність енергоблоку (агрегату), МВт

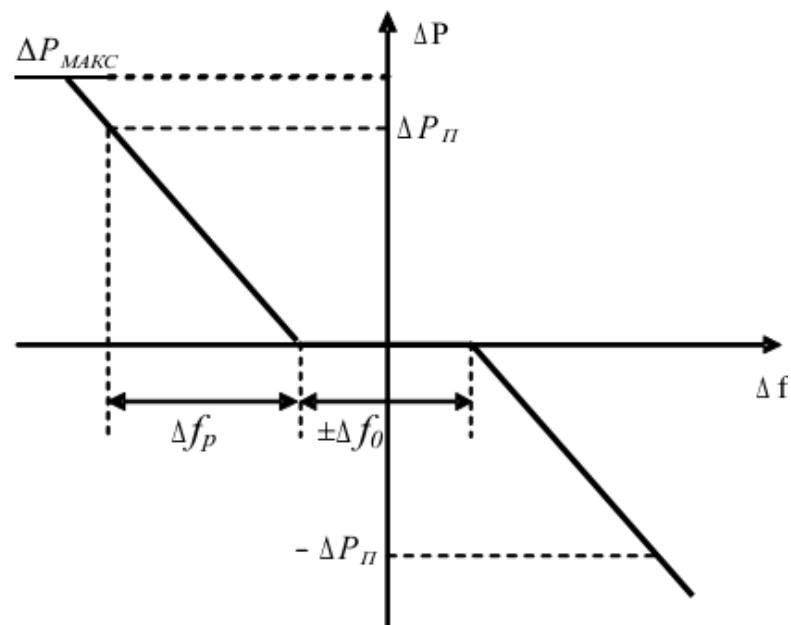




Рисунок 3.2 – Статична характеристика первинного регулювання

$\Delta P_{\text{макс}}$  – максимальна первинна регулююча потужність, обмежена безпекою енергоблоку (агрегату);  $\pm \Delta f_0$  – мертва зона первинного регулювання;  $\Delta f_p$  – розрахункове відхилення частоти;  $\Delta f$  – фактичне відхилення частоти,  $\Delta f = 0$  за номінальної частоти 50,00 Гц;  $\Delta P_p$  – видавана енергоблоком (агрегатом) первинна регулююча потужність, МВт. У межах мертвої зони  $\Delta P_p = 0$ .

Статизм прийнятий позитивним, що враховане знаком мінус у формулі.

САРЧП енергоблоку (агрегату) повинна мати можливість завдання величини статизму в діапазоні від 4 % до 6 % (максимально до 10 % в окремих випадках) з дискретністю не гірше 1 % .

Величина статизму задається НЕК «Укренерго»/ЕЕС в оперативному порядку в межах зазначеного вище діапазону.

3.3.23 Порядок здійснення первинного регулювання. Первинне регулювання має здійснюватися зміною потужності енергоблоку (агрегату) залежно від фактичного відхилення частоти по статичній характеристиці, наведених на рисунку 3.3. Приклади статичних характеристик для різних величин мертвої зони і статизму наведено відповідно на рисунках 3 і 4.

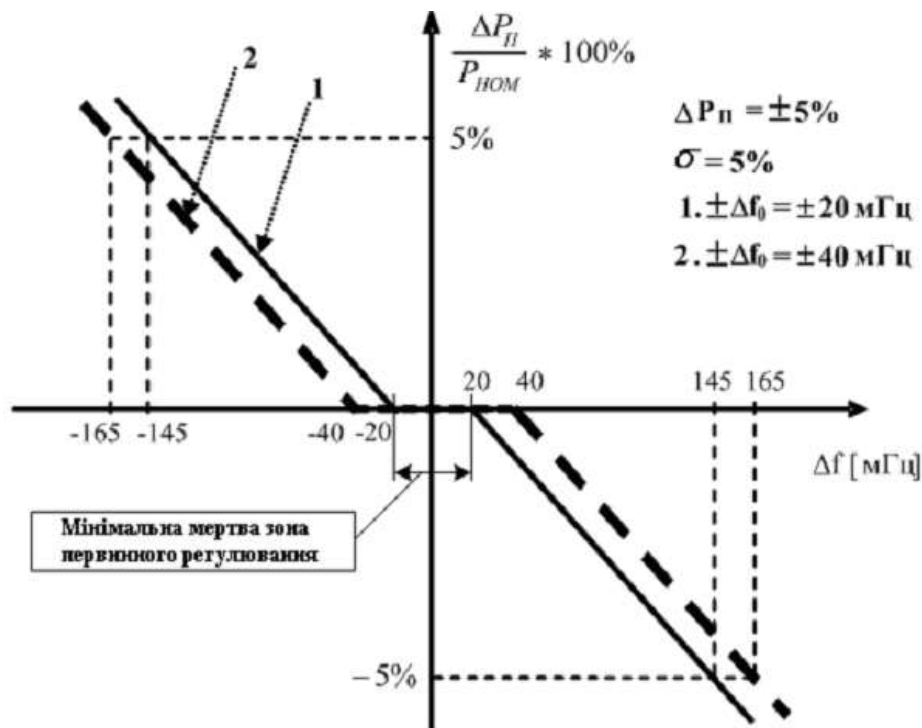


Рисунок 3.3 – Статична характеристика первинного регулювання для різних величин мертвої зони

3.3.24 Потужність, що виробляється енергоблоком (агрегатом) у процесі первинного регулювання, має постійно змінюватися вслід за змінами частоти.

САРЧП енергоблоку має відстежувати поточні відхилення частоти з урахуванням можливої зміни не тільки величини, але і знаку відхилення, сприяючи своїми діями нормалізації частоти, тобто працювати в режимі, що стежить за відхиленням частоти.

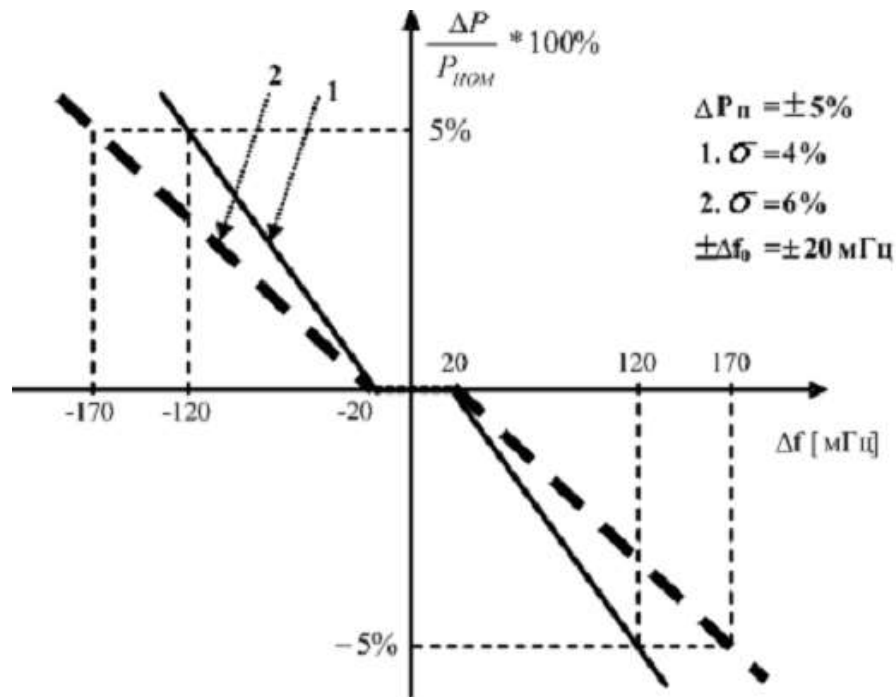


Рисунок 3.4 – Статична характеристика первинного регулювання для різних величин статизму

Фактична первинна регулююча потужність енергоблоку (агрегату) у мегаватах визначається за формулою 3:

$$\Delta P_{п} = P - P_{вих}, \quad (3)$$

де:  $P$  – поточна потужність енергоблоку (агрегату), МВт;

$P_{вих}$  – початкова потужність енергоблоку (агрегату) до моменту відхилення частоти, зумовлена вторинним і третинним регулюванням, МВт

Первинна регулююча потужність є позитивною в разі завантаження енергоблоку (агрегати).

Розрахункове відхилення частоти  $\Delta f_p=0$ , якщо частота знаходиться в межах мертвої зони первинного регулювання  $(50,00 \pm \Delta f_0)$  і відповідає відхиленню частоти від найближчого краю мертвої зони в решті випадків:

$$\Delta f_p = f - (50,00 + \Delta f_0) \text{ – за підвищеної частоти;}$$

$$\Delta f_p = f - (50,00 - \Delta f_0) \text{ – за зниженої частоти,}$$

де:  $f$  – поточне значення частоти.

Розрахункове відхилення частоти є позитивним у разі підвищення частоти. У разі відхилення частоти за межі мертвої зони первинного регулювання енергоблок (агрегат) має видавати встановлену по заданій настройці первинного регулювання первинну регулюючу потужність

Розрахункова первинна регулююча потужність у мегаватах визначається за формулою 4:

$$\Delta P_{\Pi} = - \frac{2}{\sigma} \times P_{\text{ном}} \times \Delta f_p, \text{ МВт, або } \Delta P_{\Pi} \% = - \frac{200}{\sigma} \times \Delta f_p.$$

де:

$\sigma$  – статизм регулятора швидкості турбіни, %;

$P_{\text{ном}}$  – номінальна потужність енергоблоку (агрегату), МВт;

$\Delta f_p$  – розрахункове відхилення частоти, Гц, що фіксується регулятором (менше фактичного на величину мертвої зони).

3.3.25 Швидкість зміни первинної регулюючої потужності Загальні вимоги до динаміки зміни первинної регулюючої потужності енергоблоку (агрегату) в разі активації нормованого первинного регулювання викладено в 3.2.17.

Динаміка зміни первинної регулюючої потужності енергоблоку (агрегату) загального первинного регулювання визначається їх наявними системами регулювання і має відповідати вимогам ГКД 34.20.507 та ГКД 34.25.503.

3.3.26 Виведення енергоблоку з нормованого первинного регулювання виконується за розпорядженням НЕК «Укренерго»/ЕЕС розширенням мертвої зони первинного регулювання до рівня, визначеного НЕК «Укренерго»/ЕЕС.

### 3.4. Статична модель первинного регулювання

#### 3.4.1 Статичні характеристики агрегатів електростанції, оснащених АРЧО

Виникнення небалансу активної потужності призводить до відхилення частоти в енергосистемі, наслідком чого є встановлення балансу активних потужностей при новому значенні частоти. При цьому змінення активної потужності генерації здійснюється під дією АРЧО турбін за підтримки систем регулювання котлів та реакторів.

На агрегатному рівні підтримання частоти здійснюється регулятором шляхом зміни впуску в турбіни води (на ГЕС) або пари (на ТЕС). У разі зниження частоти в енергосистемі АРЧО діє на завантаження турбіни (генератора), при збільшенні частоти – на розвантаження. Статична частотна характеристика генератора (СЧХ) – залежність вихідної величини  $P_r$  від вихідної  $f$  в усталеному режимі. СЧХ окремо працюючого агрегату оснащеного АРЧО показано на рис. 6:

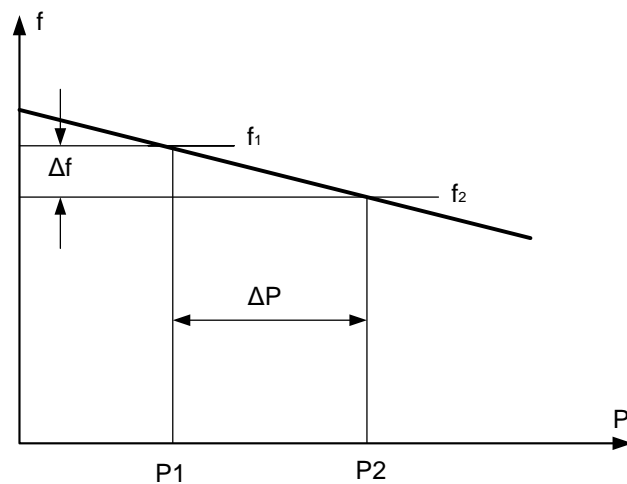


Рисунок 3.5 - СЧХ окремо працюючого агрегату оснащеного АРЧО

З рис.6 видно, що при зниженні частоти з  $f_1$  до  $f_2$  відповідно до статичної характеристики регульованого агрегату, яка описується рівнянням:

$$\Delta f^* + \sigma^* \cdot \Delta P^* = 0$$

активна потужність, що виробляється цим агрегатом збільшується на  $\Delta P$ , це сприяє підтримці рівня частоти в енергосистемі. Приріст потужності  $\Delta P$  пропорційний номінальній потужності агрегату і залежить від нахилу характеристики. А нахил характеризується величиною статизму  $\sigma$ . Коефіцієнт статизму можна визначити за формулою:

$$\sigma^* = \frac{\Delta f^*}{\Delta P^*} = \operatorname{tg} \alpha$$

При більш пологій характеристиці статизм менший і більша зміна потужності  $\Delta P$ . У агрегаті з більш крутою характеристикою статизм більший і менша зміна потужності  $\Delta P$ . Це можна побачити з СЧХ двох паралельно працюючих агрегатів оснащених АРЧО показаних на рис. 7:

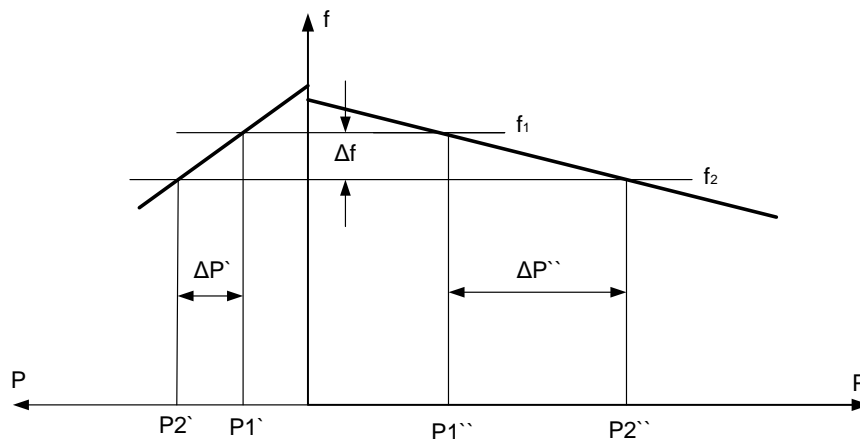


Рисунок 3.6 - СЧХ двох паралельно працюючих агрегатів оснащених АРЧО

Таким чином, сумарне збільшення потужності розподіляється між агрегатами пропорційно номінальній потужності і обернено пропорційно статизму регулювання за формулою:

$$\Delta P_{Gi} = - \frac{P_{Gi, \text{ном}}}{\sigma_{Gi}^*} \cdot \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}}$$

Тому якщо необхідно, щоб агрегат брав більшу участь в первинному регулюванні частоти, треба, щоб у цього агрегату були велика потужність і менший статизм характеристики.

### 3.4.2. Нечутливість АРЧО

Статичні характеристики всіх реальних автоматичних регуляторів частоти обертання турбіни мають певну зону нечутливості. Це зона, в якій АРЧО не реагує на зміну частоти і не здійснює її регулювання. В гідромеханічних і гідродинамічних АРЧО зона нечутливості досить велика, що призводить до значних похибок при регулюванні частоти. В сучасних АРЧО типу електрогідравлічних зона нечутливості невелика. Це пов'язано з тим, що в даному типі регулятора використовується електричний спосіб вимірювання частоти. На енергоблоках, виділених для нормованого первинного регулювання, зона нечутливості первинних регуляторів частоти має не перевищувати  $\pm 0,01$  Гц.

Зона нечутливості автоматичного регулятора частоти обертання відіграє важливу роль в процесі регулювання, вона необхідна для відгородження від малих випадкових коливань навантаження в енергосистемі. При наявності зони нечутливості регулятора з'являється діапазон невизначеності в розподілі навантаження між агрегатами. На рис. 2 дві паралельні лінії, віддалені один від одного по вертикалі на величину зони нечутливості  $\Delta f_{\text{неч}}$ , обмежують область можливих станів регулятора і агрегату. Стан характеризується частотою  $f$  і навантаженням  $P$  (так звана робоча точка). У сталому режимі при даній частоті, наприклад  $f_1$ , робочі точки всіх агрегатів розташовані на лінії  $f = f_1$ , але можуть займати випадкові положення між зазначеними вище граничними лініями (між точками а і б на рис. 7).

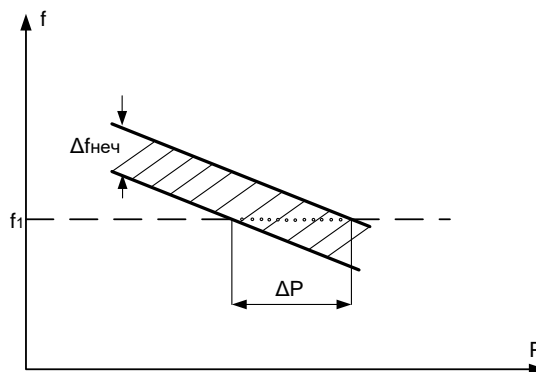


Рисунок 3.7 – Статична характеристика з зоною нечутливості

### 3.4.3. Статичні характеристики агрегатів електростанції, оснащених АРП

Автоматичний регулятор потужності призначений для підтримки потужності енергоблока електростанції на заданому рівні ( $P_{\text{зад}}$ ). Він підтримує потужність енергоблока незміною в визначених границях відхилення частоти, нормативно допустимі відхилення  $\pm \Delta f_{\text{доп}} = \pm 0.2$  Гц (відрізок А-В на рис. 3.8). Для підтримки незміної потужності, АРМ діє на МЗШО АРЧО завдяки чому переміщує статичну характеристику паралельно самій собі.

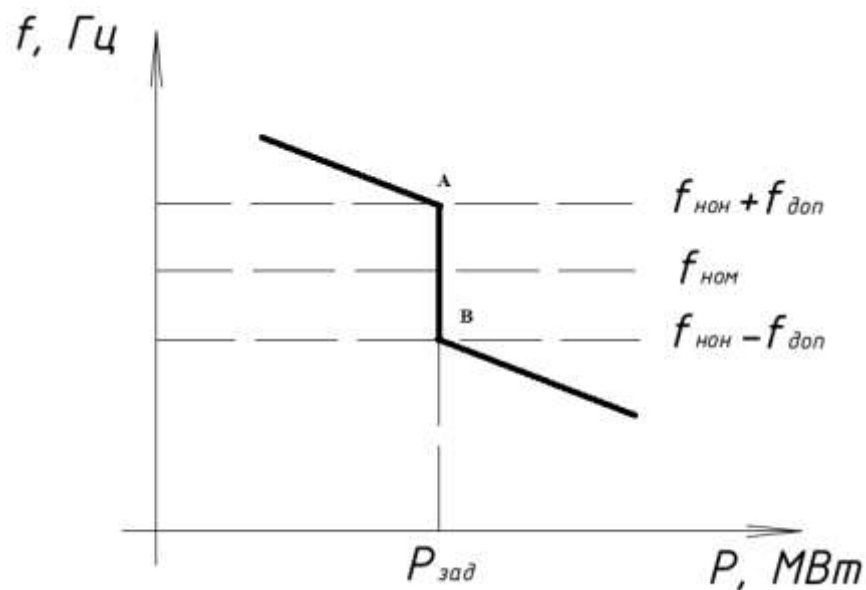


Рисунок 3.8 – Статична характеристика агрегату з АРП

### 3.4.4. Статичні характеристики електричного навантаження

Статична частотна характеристика окремих споживачів, вузлів навантаження або навантаження в ЕС в цілому - це залежності активної та реактивної потужності від частоти  $P_c = F(f)$ . Цю залежність визначають як для окремих електроприймачів, так і для деякої сукупності електроприймачів. Для ЕЕС ця залежність показує як змінюється сумарне електроспоживання в енергосистемі при зміні частоти. Ця залежність будується для фіксованої кількості електроприймачів та при сталій напрузі.

Статичні характеристики навантаження розбиті на три групи:

1) Електроприймачі у яких електроспоживання не залежить від зміни частоти енергосистеми ( нагрівальні та освітлюючі установки).

$$P_{ec} = const \text{ при відхиленні } f.$$

2) Електроприймачі потужність яких залежить від частоти в першій степені ( СД, АД з постійним моментом на валу).  $P_{ec} = k_1 \cdot f$

3) Електроприймачі потужність яких залежить в n-ній степені ( АД з змінним моментом на валу).  $P_{ec} = k_1^n \cdot f$

Залежність між  $P_{ec}$  і  $f$  називають регулюючим ефектом навантаження (РЕН). РЕН в енергосистемі чи в певній її частині, чи в певному вузлі навантаження представляє собою результат взаємозв'язку всіх трьох груп електроприймачів. Даний результуючий РЕН різний для різних енергосистем, частин енергосистем, вузлів навантаження. РЕН навіть для одного вузла навантаження змінюється протягом доби. Різниця в РЕН обумовлена різними складом електроприймачів і питомою вагою кожної із трьох груп електроприймачів.

Енергосистеми чи їх частини, чи різні вузли навантаження характеризуються кожен своїм результуючим РЕН. В загальному випадку РЕН являється не лінійним, але в інженерній практиці при невеликих відхиленнях частоти ( $\pm 10\%$  від  $f_{ном}$ ) результуючий РЕН вважають лінійним. Загальна статична характеристика для різних електроприймачів представлена на рис.3.9:

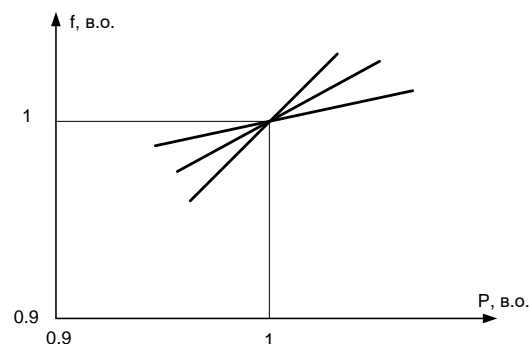


Рис. 3.9 - Загальна статична характеристика для різних електроприймачів



Зазвичай в інженерній практиці математичний опис РЕН відбувається у вигляді залежності між відхиленнями електроспоживання і відхилення частоти.

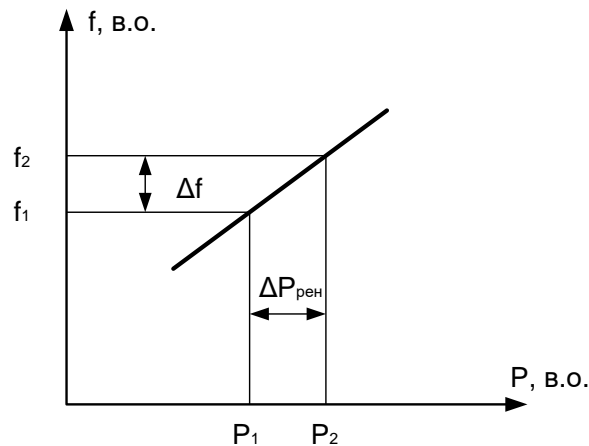


Рис. 3.10 – Статична характеристика РЕН.

Нахил цієї характеристики визначається коефіцієнтом, який називається статичним коефіцієнтом навантаження по частоті. Це коефіцієнт визначається:

$$k_H = \frac{\Delta P_{\text{ec}}}{\Delta f} \text{ (i.o.)} \text{ або } k_H^* = \frac{\Delta P_{\text{ec}} / \Delta P_{\text{ном.н}}}{\Delta f / f_{\text{ном}}} \text{ (в.о.)}$$

$k_H^* = 1 \dots 3$  - це значення показує, що при відхиленні частоти на 1%, потужність енергоспоживання зміниться від 1% до 3%.

Математично РЕН виражається:

$$\Delta P_{\text{ec}} = k_H \cdot \Delta f$$

Нахил статичної характеристики змінюється в тому випадку коли змінюється не тільки склад електроспоживачів, а й змінюється питома вага електроприймачів різного виду. Якщо питома вага електроприймачів не змінюється, а змінюється лише склад електроспоживачів, то при її переміщенні нахил змінюватися не буде.

### 3.4.5 Модель первинного регулювання з врахуванням нечутливості АРЧО

Зону нечутливості змодельємо характеристикою представленою на рис.3.11:

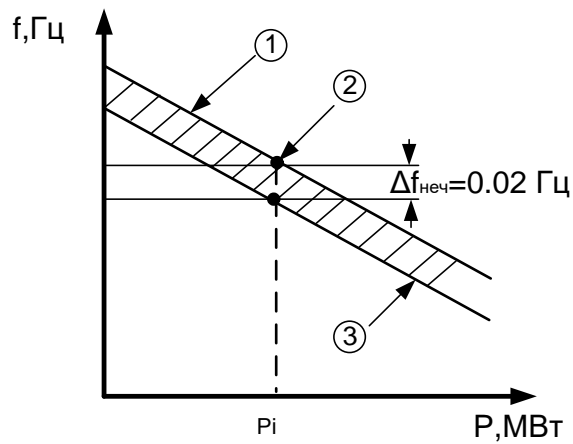


Рис. 3.11 - Зона нечутливості АРЧО

Математично ця характеристика може бути представлена наступним образом:

1) При підвищенні частоти, коли  $P < P_i$  - зміна потужності агрегату буде здійснюватися за рівняння:  $\Delta f^* + \sigma^* \cdot \Delta P^* = 0$ . В данному випадку  $\Delta f^*$  буде додатною, а  $\Delta P^*$  від'ємною.

2) Коли  $P = P_i$ , в цьому випадку зміна потужності агрегату ( $\Delta P$ ) не буде відбуватися при  $\Delta f_{\text{неч}}$ ;

3) При зниженні частоти, коли  $P > P_i$  - зміна потужності агрегату буде здійснюватися за рівняння:  $\Delta f^* + \sigma^* \cdot \Delta P^* = 0$ . В данному випадку  $\Delta f^*$  буде від'ємною, а  $\Delta P^*$  додатною.

Тому графічне представлення статичної моделі агрегату оснащеного АРЧО з зоною нечутливості набуде вигляду:

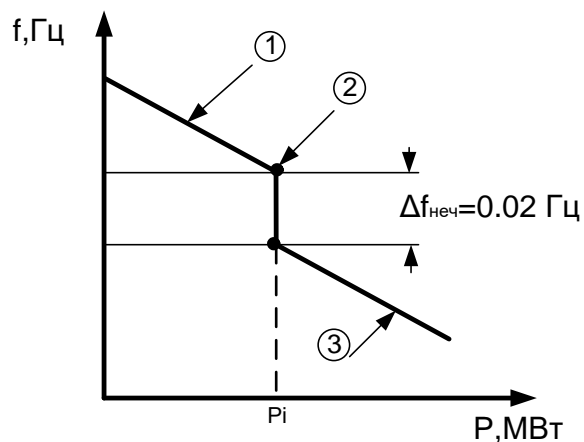


Рис. 3.12 - графічне представлення статичної моделі агрегату оснащеного  
АРЧО

Модель для  $n$  агрегатів оснащених АРЧО, які мають зону нечутливості буде мати наступний вигляд:

$$\Delta f + \sigma_{Ai} \cdot \Delta P_{Ai} = 0,$$

$$\Delta P_{Ai} = 0, \text{ при } \Delta f = \Delta f_{\text{неч}}.$$

де:

$\Delta f$  - відхилення частоти в системі;

$\sigma_{Ai}$  – коефіцієнт статизму  $i$ -того агрегату;

$\Delta P_{Ai}$  – зміна потужності  $i$ -того агрегату;

$\Delta f_{\text{неч}}$  – зона нечутливості АРЧО

Модель у відносних одиницях буде мати вигляд:

$$\Delta f^* + \sigma_{Ai}^* \cdot \Delta P_{Ai}^* = 0,$$

$$\Delta P_{Ai}^* = 0, \text{ при } \Delta f^* = \Delta f_{\text{неч}}^*.$$

В даному дослідженні було прийнято умову, що режими роботи агрегатів електростанції знаходяться на статичній характеристиці у верхній точці зони нечутливості АРЧО (точка 1, рис. 3.13), оскільки таке розміщення є найгіршим випадком при зниженні частоти в енергосистемі і в такому випадку при розрахунку зона нечутливості дає максимальний вплив на первинне регулювання. Для випадку підвищення частоти найгіршим випадком є розміщення у нижній точці (точка 2, рис. 3.13) зони нечутливості на статичній характеристиці. Таким чином  $\Delta f_{\text{неч}} = 0.02$  Гц.

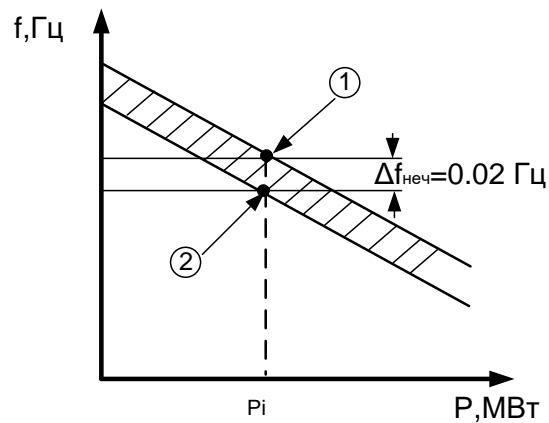


Рис. 3.13 - Зони нечутливості АРЧО

Агрегати, які підтримують потужність на заданому рівні в допустимому нормальному діапазоні відхилення частоти  $\Delta f_{\text{доп}} = 0.2$  Гц (наприклад, агрегати з автоматичним регулюванням потужності), не приймають участь в первинному регулюванні в діапазоні  $\pm \Delta f_{\text{доп}}$ . Тому в діапазоні  $\pm \Delta f_{\text{доп}}$  ці агрегати не входять в статичну модель енергосистеми. Але якщо відхилення частоти виходить за цей діапазон, то ці агрегати також приймають участь в первинному регулюванні і їх модель буде наступна:

$$\Delta f + \sigma_{Aj} \cdot \Delta P_{Aj} = 0,$$

$$\Delta P_{Aj} = 0, \text{ при } \Delta f = \Delta f_{\text{доп}},$$

$$j = 1, \dots, m,$$

де  $m$  – кількість агрегатів, які підтримують свою потужність на заданому рівні в діапазоні  $\pm \Delta f_{\text{доп}}$ .

### 3.5. Дослідження моделі первинного регулювання

#### 3.5.1. Структура та опис об'єкту дослідження

В якості прикладу розрахунку взято блочну ТЕЦ з шістьма генераторами потужністю  $4 \times 60$  МВт, 100 МВт, 300 МВт, що працюють паралельно з іншими

енергоблоками, які представлені у вигляді еквівалентного енергоблоку (системи). Структурну схему об'єкта подано на рисунку 3.14.

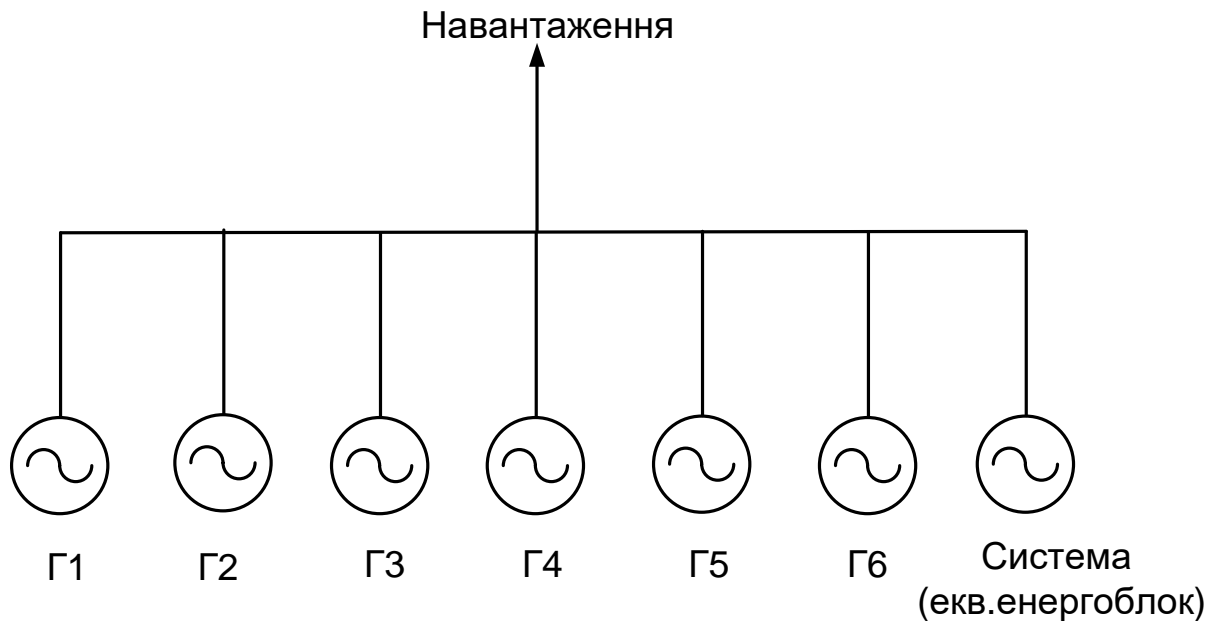


Рис. 3.14 - Структурна схема об'єкта

Прийнято, що всі енергоблоки ТЕЦ приймають участь в нормованому первинному регулюванні. При цьому всі статичні характеристики цих енергоблоків відповідають моделі (3.1) та (3.2).

Система (екв. енергоблок) моделюється статичною характеристикою без зони нечутливості. Пояснюється це тим, що при великій кількості агрегатів, працюючих паралельно, режим рівноваги кожного із них по різному розміщується в межах зони нечутливості. Завжди знайдуться агрегати, що реагують на відхилення частоти, а відповідно, результуюча статична характеристика енергосистеми не буде мати зону нечутливості. Але при змінах частоти, що не виходять за межі зони нечутливості регуляторів частини агрегатів, ці агрегати не будуть приймати участі в регулюванні, і еквівалентна статична характеристика енергосистеми буде більшою  $\sigma_c^* = 0.09$  в.о..

Навантаження задається з врахуванням регулюючого ефекту навантаження. При цьому коефіцієнт регулюючого навантаження ( $k_n^*$ ) був прийнятий 1.95 в.о..

Також для енергосистеми прийнятий коефіцієнт резерву потужності ( $\rho$ ) рівним 1,125 в.о..

Для зміни потужності турбіни з метою підтримки частоти в дозволених межах застосовують автоматичні регулятори частоти обертання (АРЧО). За допомогою АРЧО характеристики нерегульованої турбіни перетворюються в характеристики регульованої турбіни. До основних функцій АРЧО можна віднести:

- Регулювання частоти обертання турбіни з метою підтримки частоти в допустимих межах.
- Запуск та зупинка турбіни.
- Зміну частоти обертання турбіни при синхронізації синхронного генератора з мережею.
- Розподіл навантаження між паралельно працюючими агрегатами.
- Участь в загальносистемному регулюванні частоти.
- Режимне обмеження потужності турбін.

Структурна схема процесу автоматичного регулювання швидкості обертання представлена на рисунку 3.15.

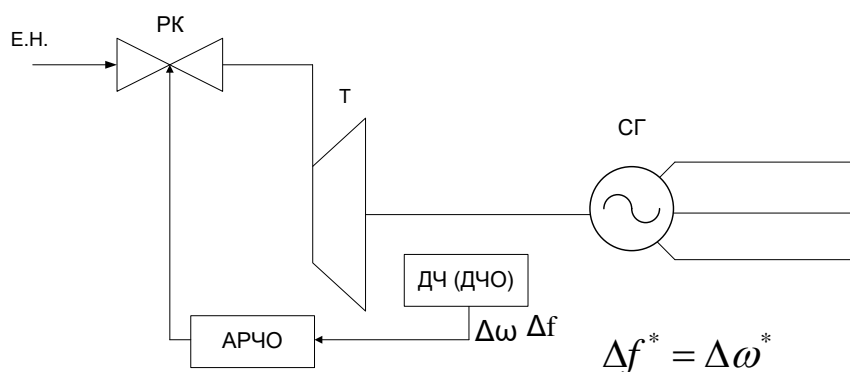


Рисунок 3.15 - Структурна схема процесу автоматичного регулювання швидкості обертання

Датчик частоти (ДЧ) або датчик частоти обертання (ДЧО) вимірює один із параметрів – кутову частоту обертання ротора (ДЧО) генератора або частоту струму (ДЧ). Датчик частоти передає у блок АРЧО, сигнал із якого подається на виконавчий орган (РК), що контролює подачу робочого тіла на турбіну. Всі АРЧВ поділяються на гідромеханічні, гідродинамічні та електрогідравлічні.

При відхиленні частоти понад допустимий рівень АРЧО впливає на виконавчий орган і збільшує або зменшує витрату пари (або іншого робочого тіла), що надходить до турбіни.

### 3.5.2. Порядок розрахунків первинного регулювання при заданому небалансі потужностей

1. Розрахувати еквівалентний коефіцієнт статизму системи:

$$\sigma_c^* = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{P_{\text{НОМГі}}}{\sigma_i^*}}{\sum_{i=1}^n \frac{P_{\text{НОМГі}}}{\sigma_i^*}},$$

$$\sigma_{c(n)}^* = \frac{\rho \cdot \sigma_c^*}{\rho + k_n^* \cdot \sigma_c^*}.$$

2. Розрахувати відхилення частоти  $\Delta f$  в системі при заданій зміні навантаження:

$$\Delta P^* = - \frac{\Delta f_c^*}{\sigma_c^*}.$$

3. Розрахувати регулюючий ефект навантаження в системі  $\Delta P_{\text{рен}}$ :

$$\Delta P_{\text{рен}}^* = k_n^* \cdot \Delta f_c^*.$$

4. Розрахувати суму змін потужностей генеруючих агрегатів  $\Delta P_{\text{Гі}}$  та системи. При цьому слід пам'ятати, що знак  $\Delta P_{\text{рен}}$  у формулі відповідає знаку відхилення частоти:

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{Гі}} = \Delta P_n + \Delta P_{\text{рен}}.$$

5. Розрахувати зміну потужностей генеруючих агрегатів та системи, їх кінцеві потужності та кінцеву частоту в системі:

$$\Delta P_{Gi}^* = - \frac{\Delta f_c^*}{\sigma_i^*}$$

6. Розрахувати загальну похибку розрахунку:

$$\delta\% = \left| \frac{\Delta P_H - (\sum_{i=1}^n \Delta P_{Gi} - \Delta P_{рен})}{\Delta P_H} \right| \cdot 100\%.$$

### 3.5.3. Приклад розрахунку без врахування зони нечутливості АРЧО

Вихідна інформація:

1. Об'єкт: блочна ТЕЦ, що працює паралельно з енергосистемою та вузол навантаження.
2. Кількість та номінальна потужність генераторів: 4×60 МВт, 1×100 МВт, 1×300 МВт.
3. Початкова частота в системі: 50 Гц
4. Початкове навантаження генераторів: 4×55 МВт, 95МВт, 290 МВт.
5. Коефіцієнти статизму АРЧО генераторів: 4×0.04 в.о., 0,05 в.о., 0,06 в.о.; системи: 0,09.
6. Наявність АРП на енергоблоках: шостий енергоблок.
7. Зміна початкового навантаження в системі: 250 МВт
8. Статичний коефіцієнт навантаження: 1,95 в.о.
9. Коефіцієнт резерву потужності: 1,125 в.о.

Розрахунок:

1) В первинному регулюванні в зоні допустимого нормативного відхилення частоти будуть приймати участь перший - п'ятий агрегати та система. Ці агрегати не оснащені автоматичними регуляторами потужності, тобто потужність цих агрегатів буде змінюватися в цій зоні.



2) Визначимо границю  $f_2$  в напрямку якої буде змінюватися режим під дією навантаження в системі. Це буде границя в сторону зменшення частоти, так як навантаження в системі збільшується  $\Delta P_c = 250$  (МВт).

Прийнявши  $\Delta f_{\text{доп}} = 0.1$  Гц, отримаємо:

$$f_2 = f_{\text{ном}} - \Delta f_{\text{доп}} = 50 - 0.1 = 49.9 \text{ Гц}$$

Відхилення частоти від початкового режиму до границі  $f_2$ :

$$\Delta f^*_1 = \frac{f_2 - f_1}{f_{\text{ном}}} = \frac{49.9 - 50}{50} = -0.002 \text{ в. о.}$$

3) Визначимо еквівалентний коефіцієнт статизму у відносних одиницях для станції з системою.

Прийmemo коефіцієнт статизму системи:  $\sigma_{\text{сис}}^* = 0.09$  в. о.

$$\sigma_{\text{екв}}'^* = \frac{\sum P_{\text{ном}}}{\sum \frac{P_{\text{ном}}}{\sigma_{\Gamma}^*}} = \frac{4 \cdot 60 + 100 + 10000}{4 \cdot \left(\frac{60}{0.04}\right) + \frac{100}{0.05} + \frac{10000}{0.09}} = 0.0868 \text{ в. о.}$$

$$\sigma_{\text{екв(н)}}^* = \frac{\sigma_{\text{екв}}'^* \cdot \rho^*}{\rho^* + K_{\text{н}} \cdot \sigma_{\text{екв}}'^*} = \frac{0.0868 \cdot 1.125}{1.125 + 1.95 \cdot 0.0592} = 0.0755 \text{ в. о.}$$

4) Визначимо зміну навантаження в системі, яка зумовить зміну частоти від початкового значення до значення на границі зони допустимого нормативного відхилення частоти

$$\Delta f^*_1 + \sigma_c'^* \cdot \Delta P_c'^* = 0 \rightarrow$$

$$\Delta P_c'^* = -\frac{\Delta f^*_1}{\sigma_{\text{екв(н)}}^*} = -\frac{-0.002}{0.0755} = 0.0265 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P_c' = \Delta P_c'^* \cdot (P_{1\text{ном}} + P_{2\text{ном}} + P_{3\text{ном}} + P_{4\text{ном}} + P_{5\text{ном}} + P_{\text{сис}}) = 0.0265 \cdot 10340 = 274.068 \text{ МВт}$$

5) Визначимо сумарну зміну потужностей агрегатів електростанції та зміну потужності в системі при зміні частоти в системі від початкової до границі зони допустимого нормативного відхилення частоти в системі з регулюючим ефектом навантаження.

$$\Delta P_1' + \Delta P_2' + \Delta P_3' + \Delta P_4' + \Delta P_5' + \Delta P_{\text{сис}}' - \Delta P_{\text{рен}}' = \Delta P_c' = 274.068 \text{ МВт}$$

6) Визначимо зміну потужності кожного агрегату електростанції та системи при зміні частоти в системі від вихідної до границі зони допустимого нормативного відхилення частоти

$$\Delta P'_{г1} = \frac{-\Delta f_1^*}{\sigma_{г1}^*} = \frac{-(-0,002)}{0,04} = 0,05 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{г1} = \Delta P'_{г1}^* \cdot P_{\text{НОМ}} = 0,05 \cdot 60 = 3 \text{ МВт}$$

$$\Delta P'_{г2} = \frac{-\Delta f_1^*}{\sigma_{г2}^*} = \frac{-(-0,002)}{0,04} = 0,05 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{г2} = \Delta P'_{г2}^* \cdot P_{\text{НОМ}} = 0,05 \cdot 60 = 3 \text{ МВт}$$

$$\Delta P'_{г3} = \frac{-\Delta f_1^*}{\sigma_{г3}^*} = \frac{-(-0,002)}{0,04} = 0,05 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{г3} = \Delta P'_{г3}^* \cdot P_{\text{НОМ}} = 0,05 \cdot 60 = 3 \text{ МВт}$$

$$\Delta P'_{г4} = \frac{-\Delta f_1^*}{\sigma_{г4}^*} = \frac{-(-0,002)}{0,04} = 0,05 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{г4} = \Delta P'_{г4}^* \cdot P_{\text{НОМ}} = 0,05 \cdot 60 = 3 \text{ МВт}$$

$$\Delta P'_{г5} = \frac{-\Delta f_1^*}{\sigma_{г5}^*} = \frac{-(-0,002)}{0,05} = 0,04 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{г5} = \Delta P'_{г5}^* \cdot P_{\text{НОМ}} = 0,04 \cdot 100 = 4 \text{ МВт}$$

$$\Delta P'_{\text{сис}} = \frac{-\Delta f_1^*}{\sigma_{\text{сис}}^*} = \frac{-(-0,002)}{0,09} = 0,0222 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{\text{сис}} = \Delta P'_{\text{сис}}^* \cdot P_{\text{НОМ}} = 0,0222 \cdot 10000 = 222.22 \text{ МВт}$$

7) Визначимо потужність регулюючого ефекту навантаження при переході від початкового режиму до режиму на границі зони допустимого відхилення частоти.

$$\Delta P'_{\text{РЕН}} = K_{\text{Н}}^* \cdot \Delta f_1'^* = 1,95 \cdot (-0,002) = -0.0039 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{\text{РЕН}} = \Delta P'_{\text{РЕН}}^* \cdot \frac{\sum P_{\text{НОМ}}}{\rho} = -0.0039 \cdot \frac{10340}{1.125} = -35.845 \text{ МВт}$$

Також РЕН можна також визначити як:

$$\Delta P'_{\text{рен}} = \Delta P'_1 + \Delta P'_2 + \Delta P'_3 + \Delta P'_4 + \Delta P'_5 + \Delta P'_{\text{сис}} - \Delta P'_c = 3 \cdot 4 + 4 + 222.22 - 385.179 = -35.845 \text{ МВт}$$

8) Порівняємо сумарну зміну навантаження  $\Delta P'_c$ , яка зумовить зміну частоти в системі від початкового режиму до границі допустимої зони, з потужністю заданої зміни навантаження в системі.

$$|\Delta P'_c| = 274.068 \text{ Вт} > |\Delta P_c| = 250 \text{ МВт}$$

Це означає, що первинне регулювання буде завершене до моменту досягнення границі допустимої частоти. Тому кінцевий режим не вийде за границю допустимої нормативної зони і первинне регулювання буде проводитися лише п'ятьма агрегатами та системою.

9) Визначимо частоту  $f_3$  в кінцевому режимі первинного регулювання

$$\begin{aligned} f_3^* &= \frac{f_1}{f_{\text{ном}}} - \sigma_{\text{екв(н)}}^* \cdot \frac{\Delta P_{\text{н}}}{P_{1\text{ном}} + P_{2\text{ном}} + P_{3\text{ном}} + P_{4\text{ном}} + P_{5\text{ном}} + P_{6\text{ном}} + P_{\text{сис}}} \\ &= \frac{50}{50} - 0,0755 \cdot \frac{250}{10340} = 0.9982 \text{ в. о.} \end{aligned}$$

$$f_3 = f_3^* \cdot f_{\text{ном}} = 0.9982 \cdot 50 = 49.909 \text{ Гц}$$

10) Знайдемо на скільки змінилася частота при навантаженні  $\Delta P_{\text{н}}$  та зміну потужності агрегатів та системи при первинному регулюванні

$$\Delta f_2 = f_3 - f_1 = 49.909 - 50 = -0.091 \text{ Гц}$$

$$\Delta f_2^* = \frac{\Delta f_2}{f_{\text{ном}}} = \frac{-0.091}{50} = -0.00182 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{\text{г1}}^* = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{\text{г1}}^*} = \frac{-(-0.00182)}{0,04} = 0.0456 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{\text{г1}} = \Delta P''_{\text{г1}}^* \cdot P_{\text{ном}} = 0.0456 \cdot 60 = 2.737 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''_{\text{г2}}^* = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{\text{г2}}^*} = \frac{-(-0.00182)}{0,04} = 0.0456 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{\text{г2}} = \Delta P''_{\text{г2}}^* \cdot P_{\text{ном}} = 0.0456 \cdot 60 = 2.737 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''_{\text{г3}}^* = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{\text{г3}}^*} = \frac{-(-0.00182)}{0,04} = 0.0456 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{г3} = \Delta P''_{г3}^* \cdot P_{ном} = 0.0456 \cdot 60 = 2.737 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''_{г4}^* = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{г4}^*} = \frac{-(-0.00182)}{0,04} = 0.0456 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{г4} = \Delta P''_{г4}^* \cdot P_{ном} = 0.0456 \cdot 60 = 2.737 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''_{г5}^* = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{г5}^*} = \frac{-(-0.00182)}{0,05} = 0.0365 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{г5} = \Delta P''_{г5}^* \cdot P_{ном} = 0.0365 \cdot 100 = 3.649 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''_{сис}^* = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{сис}^*} = \frac{-(-0.00182)}{0,09} = 0.0202 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{сис} = \Delta P''_{сис}^* \cdot P_{сис} = 0.0202 \cdot 10000 = 202.708 \text{ МВт}$$

11) Визначимо регулюючий ефект навантаження від початкового режиму до частоти  $f_3$

$$\Delta P''_{РЕН}^* = K_H^* \cdot \Delta f_2'^* = 1,95 \cdot (-0.003558) = -0.002531 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{РЕН} = \Delta P''_{РЕН}^* \cdot \frac{\sum P_{ном\,гi}}{\rho} = -0.003558 \cdot \frac{10340}{1.125} = -32.698 \text{ МВт}$$

12) Визначимо потужність агрегатів та системи в кінцевому режимі

$$P''_{г1} = P_{г1} + \Delta P''_{г1} = 55 + 2.737 = 57.737 \text{ МВт}$$

$$P''_{г2} = P_{г2} + \Delta P''_{г2} = 55 + 2.737 = 57.737 \text{ МВт}$$

$$P''_{г3} = P_{г3} + \Delta P''_{г3} = 55 + 2.737 = 57.737 \text{ МВт}$$

$$P''_{г4} = P_{г4} + \Delta P''_{г4} = 55 + 2.737 = 57.737 \text{ МВт}$$

$$P''_{г5} = P_{г5} + \Delta P''_{г5} = 95 + 3.649 = 98.649 \text{ МВт}$$

$$P''_{г6} = P_{г6} = 255 = 290 \text{ МВт}$$

$$P''_{сис} = P_{сис} + \Delta P''_{сис} = 10000 + 202.708 = 10202.708 \text{ МВт}$$

13) Визначимо похибку розрахунку в процентах

$$\begin{aligned} \delta\% &= \frac{|\Delta P_c - (\sum_{i=1}^n \Delta P_{гi} + \Delta P_{сис} - \Delta P'_{РЕН})|}{|\Delta P_c|} \cdot 100\% = \\ &= \frac{|250 - 4 \cdot 2.737 - 3.649 - 202.708 - 32.6975 -|}{250} \cdot 100\% = \\ &= 0.00001\% \end{aligned}$$

14) Приведемо графіки статичних характеристик агрегатів електростанції

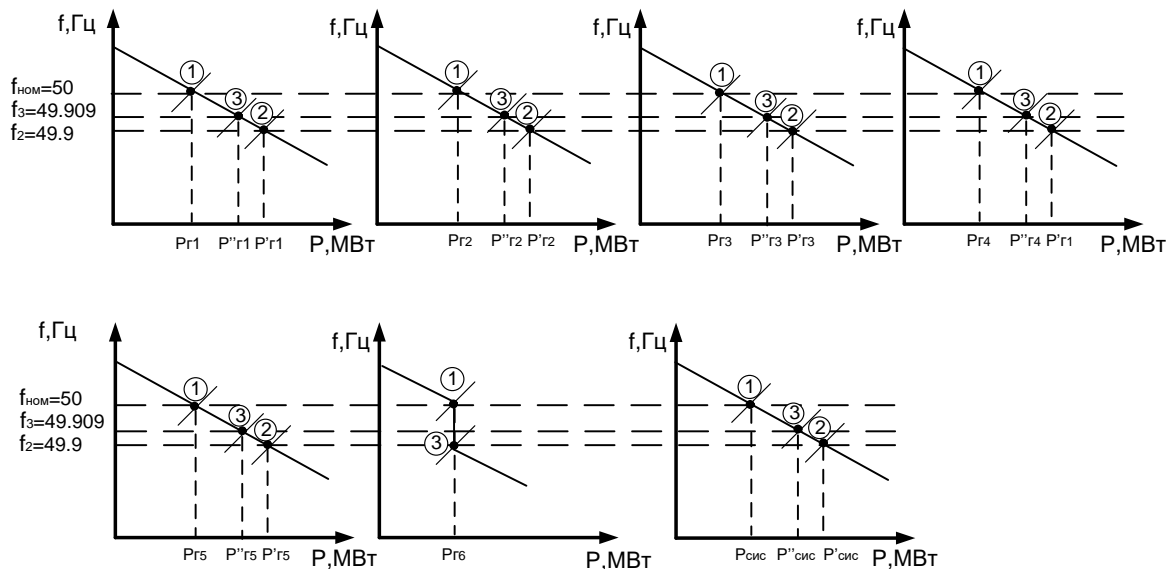


Рис. 3.16 - Графіки статичних характеристик агрегатів електростанції

Де,

точка 1 – початковий режим енергоблоків та системи;

точка 2 – режим на границі нормально допустимої частоти відхилення;

точка 3 – кінцевий режим енергоблоків та системи.

При аналізі графіків видно, що кінцева частота  $f_3$  не вийде за нижню допустиму границю відхилення частоти  $f_2$ . Шостий агрегат, який оснащений АРП не буде приймати участі у первинному регулюванні і його потужність при даному зниженні частоти буде незмінною.

### 3.5.4. Приклад розрахунку з врахуванням зони нечутливості АРЧО

Вихідні дані аналогічні попереднім розрахункам. Розрахунок буде проведений по моделі первинного регулювання з врахуванням зони нечутливості АРЧО, що описана в пункті 3.3.5.

Розрахунок:

1) Знайдемо зміну потужності системи в межах мертвої зони агрегатів станції:

Задамося зоною нечутливості агрегатів:  $\Delta f_{\text{неч}} = -0.02 \text{ Гц}$

$$\Delta f_{\text{неч}}^* = \frac{\Delta f_{\text{неч}}}{f_{\text{ном}}} = \frac{-0.02}{50} = -0.0004 \text{ в. о.}$$

Будемо вважати, що система не має зони нечутливості, оскільки усі агрегати системи розміщені в різних точках статичної характеристики.

Приймемо  $\sigma_{\text{сис}}^* = 0.09 \text{ в. о.}$

$$\Delta P'_{\text{сис}} = \frac{-\Delta f_{\text{неч}}^*}{\sigma_{\text{сис}}^*} = \frac{-(-0.0004)}{0.09} = 0.00444 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{\text{сис}} = \Delta P''_{\text{сис}} \cdot P_{\text{сис}} = 0.00444 \cdot 10000 = 44.444 \text{ МВт}$$

2) Визначимо частоту  $f_3$  в кінцевому режимі первинного регулювання

Частота в нижній точці зони нечутливості:

$$f_2 = f_{\text{ном}} - |\Delta f_{\text{неч}}| = 50 - 0.02 = 49.98 \text{ Гц}$$

Еквівалентний коефіцієнт статизму у відносних одиницях для станції з системою:

$$\sigma'_{\text{екв}} = \frac{\sum P_{\text{ном}}}{\sum \frac{P_{\text{ном}}}{\sigma_{\Gamma}^*}} = \frac{4 \cdot 60 + 100 + 10000}{4 \cdot \left(\frac{60}{0.04}\right) + \frac{100}{0.05} + \frac{10000}{0.09}} = 0.08681 \text{ в. о.}$$

$$\sigma_{\text{екв(н)}}^* = \frac{\sigma'_{\text{екв}} \cdot \rho^*}{\rho^* + K_{\text{н}} \cdot \sigma'_{\text{екв}}} = \frac{0.08681 \cdot 1.125}{1.125 + 1.95 \cdot 0.08681} = 0.07546 \text{ в. о.}$$

$$\begin{aligned} f_3^* &= \frac{f_2}{f_{\text{ном}}} - \sigma_{\text{екв(н)}}^* \cdot \frac{\Delta P_{\text{н}} - \Delta P'_{\text{сис}}}{P_{1\text{ном}} + P_{2\text{ном}} + P_{3\text{ном}} + P_{4\text{ном}} + P_{5\text{ном}} + P_{6\text{ном}} + P_{\text{сис}}} \\ &= \frac{49.98}{50} - 0.07546 \cdot \frac{250 - 44.444}{10340} = 0.9981 \text{ в. о.} \end{aligned}$$

$$f_3 = f_3^* \cdot f_{\text{ном}} = 0.9981 \cdot 50 = 49.905 \text{ Гц}$$

3) Знайдемо на скільки змінилася частота при навантаженні  $\Delta P_{\text{н}}$  та зміні потужності агрегатів і системи при первинному регулюванні

$$\Delta f_2 = f_3 - f_2 = 49.905 - 49.98 = -0.075 \text{ Гц}$$

$$\Delta f_2^* = \frac{\Delta f_2}{f_{\text{ном}}} = \frac{-0.075}{50} = -0.0015 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{\Gamma 1} = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{\Gamma 1}^*} = \frac{-(-0.0015)}{0.04} = 0.0375 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{r1} = \Delta P''^*_{r1} \cdot P_{\text{НОМ}} = 0.0375 \cdot 60 = 2.25 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''^*_{r2} = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{r2}^*} = \frac{-(-0.0015)}{0.04} = 0.0375 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{r2} = \Delta P''^*_{r2} \cdot P_{\text{НОМ}} = 0.0375 \cdot 60 = 2.25 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''^*_{r3} = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{r3}^*} = \frac{-(-0.0015)}{0.04} = 0.0375 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{r3} = \Delta P''^*_{r3} \cdot P_{\text{НОМ}} = 0.0375 \cdot 60 = 2.25 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''^*_{r4} = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{r4}^*} = \frac{-(-0.0015)}{0.04} = 0.0375 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{r4} = \Delta P''^*_{r4} \cdot P_{\text{НОМ}} = 0.0375 \cdot 60 = 2.25 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''^*_{r5} = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{r5}^*} = \frac{-(-0.0015)}{0.05} = 0.03 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{r5} = \Delta P''^*_{r5} \cdot P_{\text{НОМ}} = 0.02135 \cdot 100 = 3 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''^*_{\text{сис}} = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{\text{сис}}^*} = \frac{-(-0.0015)}{0.09} = 0.016667 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{\text{сис}} = \Delta P''^*_{\text{сис}} \cdot P_{\text{сис}} = 0.016667 \cdot 10000 = 166.671 \text{ МВт}$$

4) Визначимо регулюючий ефект навантаження від початкового режиму до частоти  $f_3$

$$\Delta P''^*_{\text{РЕН}} = K_{\text{н}}^* \cdot \Delta f_2'^* = 1.95 \cdot (-0.0015) = -0.002925 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{\text{РЕН}} = \Delta P''^*_{\text{РЕН}} \cdot \frac{\sum P_{\text{НОМ } i}}{\rho} = -0.002925 \cdot \frac{10340}{1.125} = -26.885 \text{ МВт}$$

5) Визначимо потужність агрегатів та системи в кінцевому режимі

$$P''_{r1} = P_{r1} + \Delta P''_{r1} = 55 + 2.25 = 57.25 \text{ МВт}$$

$$P''_{r2} = P_{r2} + \Delta P''_{r2} = 55 + 2.25 = 57.25 \text{ МВт}$$

$$P''_{r3} = P_{r3} + \Delta P''_{r3} = 55 + 2.25 = 57.25$$

$$P''_{r4} = P_{r4} + \Delta P''_{r4} = 55 + 2.25 = 57.25$$

$$P''_{r5} = P_{r5} + \Delta P''_{r5} = 95 + 3 = 98 \text{ МВт}$$

$$P''_{r6} = P_{r6} = 255 = 290 \text{ МВт}$$

$$P''_{\text{сис}} = P_{\text{сис}} + \Delta P''_{\text{сис}} + \Delta P'_{\text{сис}} = 10000 + 166.671 + 44.44 = 10211.115 \text{ МВт}$$

6) Визначимо похибку розрахунку в процентах

$$\delta\% = \frac{|\Delta P_c - (\sum_{i=1}^n \Delta P_{гi} + \Delta P_{сис} - \Delta P''_{PEH})|}{|\Delta P_c|} \cdot 100\% =$$

$$= \frac{|250 - 4 \cdot 2.25 - 3 - 158.657 - 166.671 - 44.444|}{250} \cdot 100\% = 0\%$$

7) Приведемо графіки статичних характеристик агрегатів електростанції

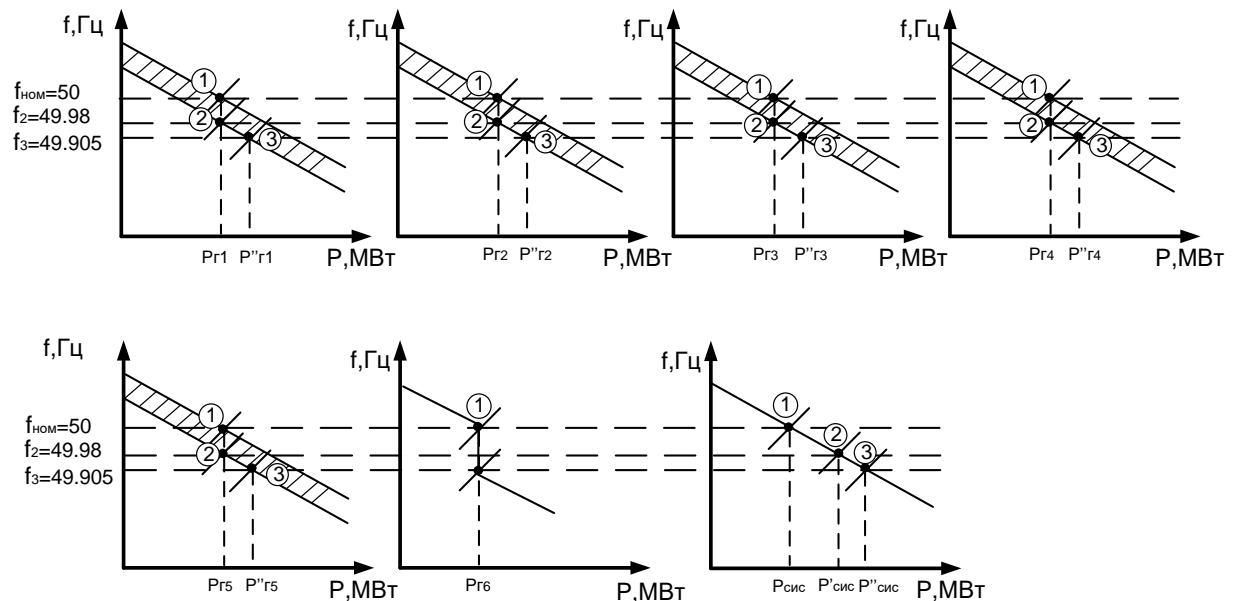


Рис. 3.17 - Графіки статичних характеристик агрегатів електростанції

Де,

точка 1 – початковий режим енергоблоків та системи;

точка 2 – режим на границі зони нечутливості АРЧО агрегатів;

точка 3 – кінцевий режим енергоблоків та системи.

При аналізі графіків видно, що кінцева частота  $f_3$  не вийде за нижню допустиму границю відхилення частоти. Шостий агрегат, який оснащений АРП не буде приймати участі у первинному регулюванні і його потужність при даному зниженні частоти буде незмінною.

Результати розрахунку без врахування зони нечутливості та з урахуванням наведені у таблиці 3.1:



Розрахунок без зони нечутливості			Розрахунок з зоною нечутливості		
$\sum \Delta P_{ст}, \%$	$\Delta P_{сис}, \%$	$\Delta P_{рен}, \%$	$\sum \Delta P_{г}, \%$	$\Delta P_{сис}, \%$	$\Delta P_{рен}, \%$
5.84	81.08	13.08	4.8	84.45	10.75

Таблиця 3.1 - Результати розрахунку без врахування зони нечутливості та з врахуванням

Аналіз таблиці показує, що в розрахунку без зони нечутливості агрегати електростанції беруть на себе більшу потужність ніж у випадку з врахуванням зони нечутливості. А потужність яку бере на себе система більша у випадку з врахуванням зони нечутливості.

### 3.5.5 Послідовність визначення резервів потужності на електростанції та розподілення її між агрегатами при нормованому первинному регулюванні

1) Проводиться аварійний розрахунок небалансу потужності ОЕС, який виникає внаслідок аварійного вимкнення найбільш потужного енергоблока або вузла електроспоживання, за якого нормоване первинне регулювання має утримати квазістатичне відхилення частоти в межах  $\pm 0,2$  Гц.

2) Величину необхідного сумарного нормованого первинного резерву ОЕС на завантаження і розвантаження визначаємо розрахунковим небалансом потужності ОЕС.

3) Проводиться розподіл розрахункового резерву первинної регулюючої потужності між областями/електростанціями енергосистемами пропорційно їх річному виробленню електроенергії. Коефіцієнти розподілу  $C_i$  між ними загального необхідного резерву розраховуються за формулою:

$$C_i = E_i / E_{\text{сум}},$$

де:

$E_i$  – річне вироблення електроенергії в  $i$ -й Області/Блоці

регулювання/енергосистемі;

$E_{\text{сум}}$  – сумарне річне вироблення електроенергії у всіх Областях/Блоках регулювання/енергосистемах синхронної зони (енергооб'єднання)

4) Проводиться розподіл розрахункового резерву первинної регулюючої потужності між агрегатами електричних станцій, що беруть участь в первинному регулюванні, у відповідності до їхнього коефіцієнту статизму:

$$\Delta P_{\text{Гі}} = \frac{-\Delta f^*}{\sigma_{\text{Гі}}^*} \cdot P_{\text{ном.Гі}},$$

де:

$\Delta f$  - квазістатичне відхилення частоти в межах  $\pm 0,2$  Гц;

$\sigma_{\text{Гі}}^*$  - коефіцієнт статизму і-того агрегату;

$P_{\text{ном.Гі}}$  - номінальна потужність агрегату;

5) Визначимо необхідну початкову потужність агрегатів, яку потрібно встановити для забезпечення первинного регулювання виходячи з того, що агрегати не повинні бути перевантажені більш ніж на 5%, за формулою:

$$P_{\text{о.Гі}} = 1.05 \cdot P_{\text{номГі}} - \Delta P_{\text{Гі}}$$

### **3.5.6. Приклад розрахунку визначення необхідного резерву потужності на електростанції при первинному регулюванні**

$P_{\text{рез}} = 550$  МВт - прийнятий сумарний резерв (навантаження яке викличе зниження частоти до 49.8 Гц);

$E_1 = 2736$  млн кВт/год - річне вироблення електроенергії на станції потужністю 340 МВт;

$E_{\text{сум}} = 65680$  млн кВт/год - сумарне річне вироблення електроенергії;

$$C_1 = \frac{E_1}{E_{\text{сум}}} = \frac{2736}{65680} = 0.042 \text{ в. о.} - \text{коефіцієнт розподілу};$$

$$P_{\text{рез.обл.}} = C_1 \cdot P_{\text{рез}} = 0.042 \cdot 550 = 23.1 \text{ МВт} - \text{необхідний резерв на станції.}$$

### 3.5.7. Приклад розрахунку розподілення резерву потужності між агрегатами електростанції при первинному регулюванні без врахування мертвої зони

1) Приймаючи  $\Delta f_{\text{доп}} = 0.2$  Гц, отримаємо:

$$f_2 = f_{\text{ном}} - \Delta f_{\text{доп}} = 50 - 0.2 = 49.8 \text{ Гц}$$

Відхилення частоти від початкового режиму до границі  $f_2$ :

$$\Delta f^*_1 = \frac{f_2 - f_1}{f_{\text{ном}}} = \frac{49.8 - 50}{50} = -0.004 \text{ в. о.}$$

2) Визначимо еквівалентний коефіцієнт статизму у відносних одиницях для станції з системою.

Прийmemo коефіцієнт статизму системи:  $\sigma_{\text{сис}}^* = 0.09$  в. о.

$$\sigma_{\text{екв}}'^* = \frac{\sum P_{\text{ном}}}{\sum \frac{P_{\text{ном}}}{\sigma_i^*}} = \frac{4 \cdot 60 + 100 + 10000}{4 \cdot \left(\frac{60}{0.04}\right) + \frac{100}{0.05} + \frac{10000}{0.09}} = 0.0868 \text{ в. о.}$$

$$\sigma_{\text{екв(н)}}^* = \frac{\sigma_{\text{екв}}'^* \cdot \rho^*}{\rho^* + K_{\text{н}} \cdot \sigma_{\text{екв}}'^*} = \frac{0.0868 \cdot 1.125}{1.125 + 1.95 \cdot 0.0868} = 0.0755 \text{ в. о.}$$

3) Визначимо зміну навантаження в системі, яка зумовить зміну частоти від початкового значення до значення на границі зони допустимого нормативного відхилення частоти:

$$\Delta f^*_1 + \sigma_c'^* \cdot \Delta P_c'^* = 0 \rightarrow$$

$$\Delta P_c'^* = -\frac{\Delta f^*_1}{\sigma_{\text{екв(н)}}^*} = -\frac{-0.004}{0.0755} = 0.05301 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P_c' = \Delta P_c'^* \cdot (P_{1\text{ном}} + P_{2\text{ном}} + P_{3\text{ном}} + P_{4\text{ном}} + P_{5\text{ном}} + P_{\text{сис}}) = 0.05301 \cdot 10340 = 548.135 \text{ МВт}$$

4) Визначимо сумарну зміну потужностей агрегатів електростанції та зміну потужності в системі при зміні частоти в системі від початкової до границі зони допустимого нормативного відхилення частоти в системі з регулюючим ефектом навантаження:

$$\Delta P'_1 + \Delta P'_2 + \Delta P'_3 + \Delta P'_4 + \Delta P'_5 + \Delta P'_{\text{сис}} - \Delta P'_{\text{рен}} = \Delta P'_c = 548.135 \text{ МВт}$$

5) Визначимо зміну потужності кожного агрегату електростанції та системи при зміні частоти в системі від вихідної до границі зони допустимого нормативного відхилення частоти:

$$\Delta P'_{г1}^* = \frac{-\Delta f_1^*}{\sigma_{г1}^*} = \frac{-(-0,004)}{0,04} = 0,1 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{г1} = \Delta P'_{г1}^* \cdot P_{\text{ном}} = 0,01 \cdot 60 = 6 \text{ МВт}$$

$$\Delta P'_{г2}^* = \frac{-\Delta f_1^*}{\sigma_{г2}^*} = \frac{-(-0,004)}{0,04} = 0,1 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{г2} = \Delta P'_{г2}^* \cdot P_{\text{ном}} = 0,01 \cdot 60 = 6 \text{ МВт}$$

$$\Delta P'_{г3}^* = \frac{-\Delta f_1^*}{\sigma_{г3}^*} = \frac{-(-0,004)}{0,04} = 0,1 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{г3} = \Delta P'_{г3}^* \cdot P_{\text{ном}} = 0,01 \cdot 60 = 6 \text{ МВт}$$

$$\Delta P'_{г4}^* = \frac{-\Delta f_1^*}{\sigma_{г4}^*} = \frac{-(-0,004)}{0,04} = 0,1 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{г4} = \Delta P'_{г4}^* \cdot P_{\text{ном}} = 0,01 \cdot 60 = 6 \text{ МВт}$$

$$\Delta P'_{г5}^* = \frac{-\Delta f_1^*}{\sigma_{г5}^*} = \frac{-(-0,004)}{0,05} = 0,08 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{г5} = \Delta P'_{г5}^* \cdot P_{\text{ном}} = 0,08 \cdot 100 = 8 \text{ МВт}$$

$$\Delta P'_{\text{сис}}^* = \frac{-\Delta f_1^*}{\sigma_{\text{сис}}^*} = \frac{-(-0,004)}{0,09} = 0,0444 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{\text{сис}} = \Delta P'_{\text{сис}}^* \cdot P_{\text{ном}} = 0,0444 \cdot 10000 = 444.444 \text{ МВт}$$

6) Визначимо необхідну початкову потужність агрегатів для забезпечення первинного регулювання виходячи з того, що агрегати не повинні бути перевантажені більш ніж на 5%:

$$P_{\text{о.г1}} = 1.05 \cdot P_{\text{номг1}} - \Delta P'_{г1} = 63 - 6 = 57 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{о.г2}} = 1.05 \cdot P_{\text{номг2}} - \Delta P'_{г2} = 63 - 6 = 57 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{о.г3}} = 1.05 \cdot P_{\text{номг3}} - \Delta P'_{г3} = 63 - 6 = 57 \text{ МВт}$$

$$P_{0.Г4} = 1.05 \cdot P_{НОМГ4} - \Delta P'_{Г4} = 63 - 6 = 57 \text{ МВт}$$

$$P_{0.Г5} = 1.05 \cdot P_{НОМГ5} - \Delta P'_{Г5} = 105 - 8 = 97 \text{ МВт}$$

7) Потужності кожного агрегату електростанції та системи при зміні частоти в системі від вихідної до границі зони допустимого нормативного відхилення частоти:

$$P'_{Г1} = 1.05 \cdot P_{НОМГ1} = 1.05 \cdot 60 = 63 \text{ МВт}$$

$$P'_{Г2} = 1.05 \cdot P_{НОМГ2} = 1.05 \cdot 60 = 63 \text{ МВт}$$

$$P'_{Г3} = 1.05 \cdot P_{НОМГ3} = 1.05 \cdot 60 = 63 \text{ МВт}$$

$$P'_{Г4} = 1.05 \cdot P_{НОМГ4} = 1.05 \cdot 60 = 63 \text{ МВт}$$

$$P'_{Г5} = 1.05 \cdot P_{НОМГ5} = 1.05 \cdot 100 = 105 \text{ МВт}$$

$$P'_{\text{сис}} = P_{\text{сис}} + \Delta P'_{\text{сис}} = 10000 + 444.444 = 10444.444 \text{ МВт}$$

8) Визначимо потужність регулюючого ефекту навантаження при переході від початкового режиму до режиму на границі зони допустимого відхилення частоти:

$$\Delta P'^*_{\text{РЕН}} = K^*_H \cdot \Delta f_1'^* = 1,95 \cdot (-0,004) = -0.0078 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P'_{\text{РЕН}} = \Delta P'^*_{\text{РЕН}} \cdot \frac{\sum P_{\text{НОМ}}}{\rho} = -0.0078 \cdot \frac{10340}{1.125} = -71.691 \text{ МВт}$$

Також РЕН можна також визначити як:

$$\Delta P'_{\text{рен}} = \Delta P'_1 + \Delta P'_2 + \Delta P'_3 + \Delta P'_4 + \Delta P'_5 + \Delta P'_{\text{сис}} - \Delta P'_c = 6 \cdot 4 + 8 + 444.444 - 548.135 = -71.691 \text{ МВт}$$

9) Визначимо похибку розрахунку у процентах:

$$\begin{aligned} \delta\% &= \frac{|\Delta P_c - (\sum_{i=1}^n \Delta P_{Gi} + \Delta P_{\text{сис}} - \Delta P'_{\text{РЕН}})|}{|\Delta P_c|} \cdot 100\% = \\ &= \frac{|548.135 - 4 \cdot 6 - 8 - 444.44 - 71.691|}{548.135} \cdot 100\% = 7.2 \cdot 10^{-6}\% \end{aligned}$$

10) Приведемо графіки статичних характеристик агрегатів електростанції:

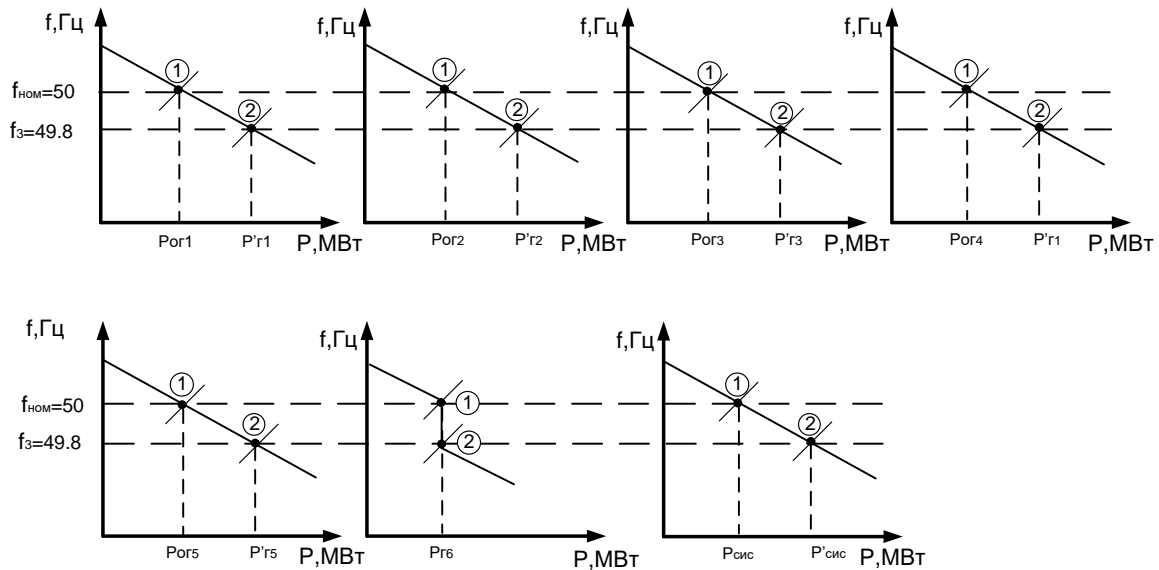


Рис. 3.18 - Графіки статичних характеристик агрегатів електростанції

Де,

точка 1 – початковий режим енергоблоків та системи;

точка 2 – режим на границі нормального допустимого відхилення частоти.

На даних графіках зображенні статичні характеристики агрегатів при змінні частоти від номінальної до нижньої допустимої границі частоти. З графіків можна бачити, що шостий агрегат не буде приймати участі в первинному регулюванні, оскільки він оснащений АРП.

### 3.5.8. Приклад розрахунку розподілення резерву потужності між агрегатами електростанції при первинному регулюванні з врахування мертвої зони

1) Знайдемо зміну потужності системи в межах мертвої зони агрегатів станції:

Задамося зоною нечутливості агрегатів:  $\Delta f_{\text{неч}} = -0.02 \text{ Гц}$

$$\Delta f_{\text{неч}}^* = \frac{\Delta f_{\text{неч}}}{f_{\text{ном}}} = \frac{-0.02}{50} = -0.0004 \text{ в. о.}$$

Будемо вважати, що система не має зони нечутливості, оскільки усі агрегати системи розміщені в різних точках статичної характеристики.

Приймемо  $\sigma_{\text{сис}}^* = 0.09 \text{ в. о.}$

$$\Delta P''_{\text{сис}}^* = \frac{-\Delta f_{\text{неч}}^*}{\sigma_{\text{сис}}^*} = \frac{-(-0.0004)}{0,09} = 0.00444 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{\text{сис}} = \Delta P''_{\text{сис}}^* \cdot P_{\text{сис}} = 0.00444 \cdot 10000 = 44.444 \text{ МВт}$$

2) Знайдемо зміну потужності агрегатів і системи при первинному регулюванні поза мертвою зоною:

$$f_2 = f_{\text{ном}} - |\Delta f_{\text{неч}}| = 50 - 0.02 = 49.98 \text{ Гц}$$

$$f_3 = 49.8 \text{ Гц}$$

$$\Delta f_2 = f_3 - f_2 = 49.8 - 49.98 = -0.018 \text{ Гц}$$

$$\Delta f_2^* = \frac{\Delta f_2}{f_{\text{ном}}} = \frac{-0.018}{50} = -0.00367 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{\text{г1}}^* = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{\text{г1}}^*} = \frac{-(-0.00367)}{0,04} = 0.092 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{\text{г1}} = \Delta P''_{\text{г1}}^* \cdot P_{\text{ном}} = 0.092 \cdot 60 = 5.514 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''_{\text{г2}}^* = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{\text{г2}}^*} = \frac{-(-0.00367)}{0,04} = 0.092 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{\text{г2}} = \Delta P''_{\text{г2}}^* \cdot P_{\text{ном}} = 0.092 \cdot 60 = 5.514 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''_{\text{г3}}^* = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{\text{г3}}^*} = \frac{-(-0.00367)}{0,04} = 0.092$$

$$\Delta P''_{\text{г3}} = \Delta P''_{\text{г3}}^* \cdot P_{\text{ном}} = 0.092 \cdot 60 = 5.514 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''_{\text{г4}}^* = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{\text{г4}}^*} = \frac{-(-0.00367)}{0,04} = 0.092$$

$$\Delta P''_{\text{г4}} = \Delta P''_{\text{г4}}^* \cdot P_{\text{ном}} = 0.092 \cdot 60 = 5.514 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''_{\text{г5}}^* = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{\text{г5}}^*} = \frac{-(-0.00367)}{0,05} = 0.07351 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{г5} = \Delta P''_{г5}^* \cdot P_{ном} = 0.07351 \cdot 100 = 7.351 \text{ МВт}$$

$$\Delta P''_{сис}^* = \frac{-\Delta f_2^*}{\sigma_{сис}^*} = \frac{-(-0.00367)}{0.09} = 0.0498 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{сис} = \Delta P''_{сис}^* \cdot P_{сис} = 0.0498 \cdot 10000 = 408.407 \text{ МВт}$$

3) Визначимо регулюючий ефект навантаження від початкового режиму до частоти  $f_3$ :

$$\Delta P''_{рЕН}^* = K_H^* \cdot \Delta f_2'^* = 1.95 \cdot (-0.00367) = -0.007168 \text{ в. о.}$$

$$\Delta P''_{рЕН} = \Delta P''_{рЕН}^* \cdot \frac{\sum P_{ном\Gamma i}}{\rho} = -0.007168 \cdot \frac{10340}{1.125} = -65.878 \text{ МВт}$$

4) Визначимо необхідну початкову потужність агрегатів для забезпечення первинного регулювання виходячи з того, що агрегати не повинні бути перевантажені більш ніж на 5%:

$$P_{о.г1} = 1.05 \cdot P_{номг1} - \Delta P'_{г1} = 63 - 5.514 = 57.486 \text{ МВт}$$

$$P_{о.г2} = 1.05 \cdot P_{номг2} - \Delta P'_{г2} = 63 - 5.514 = 57.486 \text{ МВт}$$

$$P_{о.г3} = 1.05 \cdot P_{номг3} - \Delta P'_{г3} = 63 - 5.514 = 57.486 \text{ МВт}$$

$$P_{о.г4} = 1.05 \cdot P_{номг4} - \Delta P'_{г4} = 63 - 5.514 = 57.486 \text{ МВт}$$

$$P_{о.г5} = 1.05 \cdot P_{номг5} - \Delta P'_{г5} = 105 - 7.351 = 97.649 \text{ МВт}$$

11) Потужності кожного агрегату електростанції та системи при зміні частоти в системі від вихідної до границі зони допустимого нормативного відхилення частоти:

$$P'_{г1} = 1.05 \cdot P_{номг1} = 1.05 \cdot 60 = 63 \text{ МВт}$$

$$P'_{г2} = 1.05 \cdot P_{номг2} = 1.05 \cdot 60 = 63 \text{ МВт}$$

$$P'_{г3} = 1.05 \cdot P_{номг3} = 1.05 \cdot 60 = 63 \text{ МВт}$$

$$P'_{г4} = 1.05 \cdot P_{номг4} = 1.05 \cdot 60 = 63 \text{ МВт}$$

$$P'_{г5} = 1.05 \cdot P_{номг5} = 1.05 \cdot 100 = 105 \text{ МВт}$$

$$P'_{сис} = P_{сис} + \Delta P''_{сис} + \Delta P'_{сис} = 10000 + 408.407 + 44.44 = 10452.852 \text{ МВт}$$



12) Визначимо похибку розрахунку у процентах

$$\begin{aligned}\delta\% &= \frac{|\Delta P_c - (\sum_{i=1}^n \Delta P_{\Gamma i} + \Delta P_{\text{сис}} - \Delta P'_{\text{РЕН}})|}{|\Delta P_c|} \cdot 100\% = \\ &= \frac{|548.135 - 4 \cdot 5.514 - 7.351 - 452.852 - 65.878 -|}{548.135} \cdot 100\% \\ &= 3.6 \cdot 10^{-6}\%\end{aligned}$$

13) Приведемо графіки статичних характеристик агрегатів електростанції

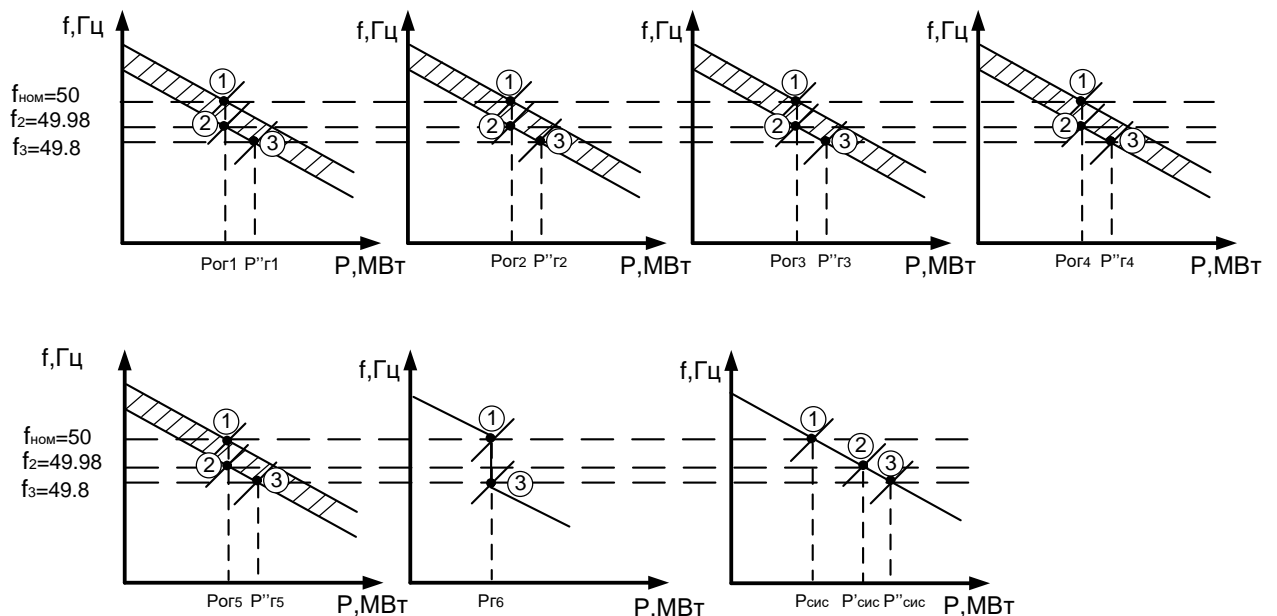


Рис. 3.19 - Графіки статичних характеристик агрегатів електростанції

Де,

точка 1 – початковий режим енергоблоків та системи;

точка 2 – режим на границі зони нечутливості АРЧО агрегатів;

точка 3 – кінцевий режим енергоблоків та системи.

На даних графіках зображенні статичні характеристики агрегатів при змінній частоті від номінальної до нижньої допустимої границі частоти. З графіків можна

бачити, що шостий агрегат не буде приймати участі в первинному регулюванні, оскільки він оснащений АРП.

Розрахунки без врахування зони нечутливості та з врахуванням зони нечутливості занесемо у таблицю 3.2:

Розрахунок без мертвої зони						
Розраховані величини	$\Gamma_1$	$\Gamma_2$	$\Gamma_3$	$\Gamma_4$	$\Gamma_5$	Система
$P_o$ , МВт	57	57	57	57	97	10000
$\Delta P_{\text{рег}}$ , МВт	6	6	6	6	8	444.44
$\sum \Delta P_{\text{рег}}$ , МВт	32					444.44
Розрахунок з мертвою зоною						
Розраховані величини	$\Gamma_1$	$\Gamma_2$	$\Gamma_3$	$\Gamma_4$	$\Gamma_5$	Система
$P_o$ , МВт	57.49	57.49	57.49	57.49	97.65	10000
$\Delta P_{\text{рег}}$ , МВт	5.514	5.514	5.514	5.514	7.351	452.852
$\sum \Delta P_{\text{рег.ст}}$ , МВт	29.407					452.852

Таблиця 3.2 - Розрахунки без врахування зони нечутливості та з врахуванням зони нечутливості

Аналіз таблиці показує, що для утримання частоти в допустимих межах необхідний резерв станції при розрахунках без урахування зони нечутливості повинен бути більший ніж при розрахунках з урахування зони нечутливості. А

резерв в системі при розрахунках без урахування зони нечутливості навпаки повинен бути менший ніж при розрахунках з урахування зони нечутливості.

## **Розділ 4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях при експлуатації генератора теплоелектроцентралі**

**Мета розділу** – розробка заходів та засобів, стосовно запобігання та зменшення впливу на працівників небезпечних та шкідливих виробничих чинників (НШВЧ), що виникають у ході експлуатації теплоелектроцентралі (ТЕЦ).

**Предмет досліджень** – забезпечення безпечного перебування працівників на території ТЕЦ за допомогою виконання заходів з охорони праці.

### **4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів, зумовлених роботою генератора типу ТГВ-300-2УЗ на напругу 20 кВ**

#### **4.1.1 Аналіз умов праці**

Генератор розташований в закритому приміщенні машинного залу.

Генератор ТГВ-300-2 має наступні характеристики:

Таблиця 4.1.1 Технічні характеристики [8-11]

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Значення показника
ТГВ – 300 – 2	Напруга	20 кВ
	Струм статора	10,2 кА
	Габаритні розміри	11666x4712x3276 мм
	Тип охолодження	Водневий ( $t_{\text{охл.рід}} = 40^{\circ}\text{C}$ )
	Маркування	ТГВ – 300 – 2

## 4.2 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 4.2. Показники умов праці [12-13]

Найменування показника	Основні характеристики	Фактичне значення
Кваліфікація працівників	Кількість Група з електробезпеки	2 осіб III –IV група
Місце виконання робіт	Відкрите чи закрите Постійне чи тимчасове Класифікація електроприміщення	Закрите в машинному залі Постійне в машинному залі Приміщення з підвищеною небезпекою: велика температура
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість	30...40° 40-60%
Важкість праці	Категорія робіт Робоче положення	Середньої важкості 2Б, обладнання до 10 кг Ходяче, стояче
Напруженість праці	Тривалість Змінність	8 год. 2 зміни
Внутрішнє освітлення	Вид світильників Рівень освітленості	Magnum WPF 2x36В с ЭПРА IP65 200 лк
Шум	Постійний чи змінний Рівень	Постійний від роботи генератора, насосів, вентиляторної системи охолодження. 100 ДБА
Шкідливі речовини	Технічні мастила Випари і газы	T-750

		Водень в системі охолодження ротора
Оцінка умов праці	Оптимальні Допустимі Шкідливі (категорія)	Шкідливі умови праці II категорії через вібрації, магнітні поля, шум.

#### 4.3 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 4.3 Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників [8-13]

Небезпечні і шкідливі чинники	Перелік НШВЧ	Фактичне значення	Граничнодопустиме значення та номер нормативного документу
Електричного походження	Напруга Струмзб. Струм статора	20кВ 3050 А Ін. = 10200 А	Усі роботи зв'язані з Генератором здійснюються при його вимкненому стані
важкість	Статичні і динамічні навантаження	Категорія важкості робіт	Середньої важкості 2Б, виміроче обладнання до 10кг
напруженість	Нервово-психологічні перевантаження	Категорія Напруженості робіт	Монотонність, втома через умови праці жарко і велика вологість

#### 4.4 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці

Таблиця 4.4. Технічні і організаційні заходи [14-19]

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки	Ізоляція	Ізольована підлога, 1кОм
	Огорожа	Оболонка генератора
	Знак безпеки	Знак «Обережно, напруга», кріпиться або наноситься на корпус генератора
	Заземлення	Захисне для всіх установок Опір заземлення в мережах з ізольованою нейтраллю 3,4 Ом
Організаційні заходи з електробезпеки	Вид дозвільного документу на виконання робіт	Наряд-допуск, поточна експлуатація.
	Плакати безпеки	Вказівні. На робочому місці: «Заземлено» Застережні На робочому місці, «Не вилазь - уб'є». Заборонні. На ключах дистанційного керування комутаційних апаратів вивішені заборонні плакати;
Технічні заходи щодо виключення інших НШВЧ	Вентиляція	Приточно-витяжного типу AirVents встановлена на стелі

Для захисту персоналу від непрямого дотику розрахуємо захисне заземлення, яке виводиться по периметру залу на вулицю на відстань  $L = 1,0$  м від будівлі.

Вихідні дані:

1. Наруга обладнання, що заземлюється:  $U_{\text{обл.}} = 20$  (кВ)
2. Ґрунт території розміщення електроустаткування. Питомий опір ґрунту  $\rho = 40$  (Ом · м) (глина).
3. Для ЕУ напругою більше 10 кВ  $R_{\text{доп}}$  можна прийняти до розрахунку 4 (Ом).
4. В якості вертикальних заземлювачів будемо використовувати металеві прuti довжиною 6 (м) та діаметром 1,0 (мм). В якості горизонтального заземлювача будемо використовувати металевий прут прямокутного перерізу з перетином 4x12 (мм), довжиною 6 (м).

Розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \Psi_2 = 60 \cdot 1,4 = 84 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

де  $\Psi_i$  – 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:

$$R_{\text{в1}} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left( \ln \left( \frac{2 \cdot l_1}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1} \right) \right)$$

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



$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0,5 + \frac{6}{2} = 3,5 \text{ (м)}$$

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

$$= \frac{42}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \left( \ln \left( \frac{2 \cdot 6}{0,01} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 3,5 + 6}{4 \cdot 3,5 - 6} \right) \right) = 8,382 \text{ (Ом)}$$

Отже, оскільки  $R_{B1} > R_{\text{доп}}$  ( $8,382 \text{ Ом} > 0,5 \text{ Ом}$ ), то потрібно сполучити декілька вертикальних заземлювачів.

Розрахуємо необхідну кількість заземлювачів за формулою:

$$n' = \frac{R_{B1}}{R_3 \cdot \eta_e} = \frac{8,382}{0,5 \cdot 0,47} = 35,66 \approx 36 \text{ (шт.)}$$

Розрахуємо довжину горизонтального заземлювача за формулою:

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

Визначимо опір струму розтікання горизонтального заземлювача за формулою:

$$R_r = \frac{\rho_{\text{розр.г}}}{2 \cdot \pi \cdot l_r} \ln \left( \frac{2 \cdot l_r^2}{b_r \cdot t_r} \right)$$

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

$$R_r = \frac{40 \cdot 4,8}{2 \cdot 3,14 \cdot 252} \ln \left( \frac{2 \cdot 252^2}{0,04 \cdot 0,68} \right) = 1,87 \text{ (Ом)}$$

Результуючі опір заземлювального пристрою:

$$R_{\text{шт}} = \frac{R_{B1} \cdot R_r}{R_{B1} \cdot \eta_{\text{Геф}} + R_r \cdot \eta_{\text{Веф}} \cdot n}$$

$$R_{\text{шт}} = \frac{R_{B1} \cdot R_r}{R_{B1} \cdot \eta_{\text{Геф}} + R_r \cdot \eta_{\text{Веф}} \cdot n} = \frac{8,382 \cdot 1,87}{8,382 \cdot 0,22 + 1,87 \cdot 0,47 \cdot 36}$$

$$= 3,4 \text{ (Ом)}$$

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

$$R_{\text{шт}} < R_{\text{доп}}$$

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

Таблиця 4.5. Засоби індивідуального захисту [20-26]

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або марування	Нормативні документи
Захисний спецодяг	Технологічний захист	Комбінезон Л-1	ДСТУ EN 13688:2016
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	Черевики	ДСТУ EN ISO 20346:2010
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички	ДСТУ EN 420-2001
Захист голови	Захист від механічного та електричного впливу	Каска	ДСТУ EN 397:2017
Захист очей	Захист від електричної дуги та ультра-фіолетового випромінювання	Окуляри	ДСТУ EN 168:2001
Інші	Захист від сторонніх шумів	Противошумні навушники PELTOR X5A SNR	ДСТУ EN 352-1:2017

Таблиця 4.6. Основні електрозахисні засоби [27]

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Контрольно-сигнальні прилади	Ізолювальні штанги	Оперативні, вимірювальні, універсальні. Напруга 6 - 500 кВ	0,4 – 500 кВ Раз у 24 місяці
	Ізолювальні кліщі	Накладання муфт, заміна плавких вставок	0,4-35 кВ Раз у 24 місяці

	Електровимірювальні кліщі	Вимірювання струму	0,4- 10 кВ Раз у 12 місяці
	Показчики напруги (контактні та безконтактні)	Наявність напруги	0,4 – 220 кВ Раз у 12 місяці
	Сигналізатори напруги	Наближення до частин ЕУ під напругою	6 – 35 кВ Раз у 12 місяці
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки.	Виконання робіт	0,4 – 500 кВ Раз у 24 місяці

#### 4.6. Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Попередньо виконуємо аналіз імовірних небезпек, які можуть створити надзвичайні ситуації та призвести до нещасних випадків серед працівників.

Таблиця 4.7. Перелік заходів і засобів для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Джерело небезпеки	Причини небезпеки	Засоби захисту
	Порушення нормального режиму роботи	Автоматична система відключення
	Механічне ушкодження	Виникнення нещасного випадку
Втрата герметичності теплообмінників	Порушення технологічної процедури	Коротке замикання в обмотках генератора
Втрата статичної та динамічної стійкості	Самозбудження або саморозгойдування	Втрата контролю швидкості генератора,

		що може призвести до фатальних наслідків.
--	--	-------------------------------------------

### **Висновки.**

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 генератора напругою 20 кВ.

Зробили вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників на обслуговуючий персонал. А саме таких як технологічний захист(спецодяг), захист від механічних ушкоджень(черевики, рукавички), захист від механічного та електричного впливу(каска), захист від постронніх шумів (беруші, навушники).

Було проаналізовано основні джерела небезпек та перелік заходів і засобів для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

Для захисту від непрямого дотику було розраховане захисне заземлення. В якості заземлюючого пристрою використовуються пруті зі сталі круглого перерізу довжиною 6 (м) та діаметром 10 (мм), з'єднані між собою ГЗ прямокутного перерізу з перетином 4x12 (мм) та довжиною 4.7 (м). Опір захисного заземлення складає 3,4 (Ом).

Можна із впевненістю говорити що оцінка технічного стану генератора, перевірка на відпрацьований ресурс має дуже важливе значення для надійної та безпечної експлуатації генератору.

## **РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА STARTUP-ПРОЕКТУ СТВОРЕННЯ КОМПАНІЇ, ЯКА НАДАЄ ПОСЛУГИ ДЛЯ АНАЛІЗУ ПЕРВИННОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ**

### **5.1 Ідея проекту**

Одним з основних критеріїв якості функціонування об'єднаної енергосистеми (ОЕС) є стабільність підтримки частоти змінного струму в мережі. Нормальними умовами роботи ОЕС вважається режим роботи при номінальній частоті (50 Гц) з допустимими відхиленнями.

Підтримка частоти у мережі досягається підтриманням балансу між активною потужністю, яка генерується і яка споживається, з урахуванням втрат електричної енергії під час передачі й сумарного зовнішнього перетоку потужності (між енергосистемами сусідніх країн). При тому зниження частоти відбувається при збільшенні потужності споживачів у порівнянні з виробленою електроенергією, а збільшення частоти – при зниженні їхньої потужності.

Метою автоматичного регулювання частоти в енергосистемах в першу чергу є забезпечення економічної роботи станцій і енергосистем. Економічність роботи енергосистеми не може бути досягнута без підтримки нормального значення частоти і без найвигіднішого розподілу навантаження між паралельно працюючими агрегатами і станціями енергосистеми.

Для регулювання частоти виконують розподіл навантаження між декількома паралельно працюючими агрегатами (станціями). При цьому, розподіляють навантаження між агрегатами таким чином, щоб при незначних змінах навантаження системи (до 5 - 10%) режим роботи переважної більшості агрегатів і станцій не змінювався.

При змінному характері навантаження найкращим режимом буде такою, при якому основна частина агрегатів (станцій) несе навантаження, відповідну умові рівності відносних приростів, а невеликі і нетривалі коливання

навантаження покриваються за рахунок зміни навантаження невеликої частини агрегатів.

В ОЕС існує організована система регулювання частоти. Ці рівні визначаються існуючими можливостями (обмеженнями) вводу/виводу регулюючих потужностей електростанцій ОЕС, а також перетоків потужності з енергосистем інших держав.

Ідеєю стартап-проекту є створення компанії яка надаватиме послуги з аналізу первинного регулювання частоти та введенню в експлуатацію систем що дозволятимуть підтримувати потрібний діапазон відхилення частоти.

Табл.5.1 Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Розробка проекту системи регулювання турбін ЕС з метою забезпечення надійної та безпечної роботи електростанції для безперебійного живлення споживачів, а також підтримання потрібного діапазону відхилення частоти.	Введення в експлуатацію програмно-технічного комплексу системи регулювання турбіни з алгоритмом участі у нормованому первинному регулюванні частоти	Зниження ризику виникнення аварійних ситуацій підвищення надійності, підвищити стійкість роботи енергоблоків.
	Встановлення електронного регулятора швидкості турбіни	Підвищення надійності і безперебійності живлення для споживачів, більш швидка стабілізація частоти зменшення аварійності для операторів розподілу електроенергії

	Модернізація системи збудження генератора	Економічна вигода, в зв'язку з компенсуванням втрати потужності енергоблоків, меншими експлуатаційними затратами.
--	-------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Для того, щоб зрозуміти переваги заміни прямого гідродинамічного регулювання на непряме із модернізацією гідравлічної системи регулювання турбін і впровадження електронної частини системи регулювання та захисту на базі програмно-технічного комплексу проведено аналіз потенційних техніко-економічних переваг. Дані зведено до таблиці 5.2

Табл.5.2 Характеристики проекту

№ з/п	Техніко-економічні характеристики проекту	Концепції		Сторони мого проекту		
		Конкурент 1	Моє рішення	Сильна	Нейтральна	Слабка
		Пряме гідродинамічного регулювання	Непряме із використанням ПТК			
1	Повний час регулювання	120-300с	До 30 с	+		
2	Зворотній імпульс	Ні	Так	+		
3	Рівномірність	Невисока	Висока	+		
4	Швидкодія	Середня	Висока	+		

5	Динамічні характеристики	Середні	Високі	+		
6	Система регулювання турбіни	Механіко-гідравлічна	Електрогідравлічна		+	
7	Вартість заміни, грн	2 400 000	4 300 000		+	
8	Річні витрати на експлуатацію, грн/рік	~ 380 000 грн	~ 160 000 грн	+		

## 5.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Табл.5.3 Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Заміна системи регулювання турбіни	Розробка проекту, монтаж і наладка (Надання послуги)	наявні	доступні
2	Встановлення електронного регулятора швидкості турбіни на базі ПТК	Розробка проекту, монтаж і наладка (Надання послуги)	наявні	доступні

За результатами аналізу технологічної здійсненності ідеї проекту, реалізація даного проекту цілком можлива, за умови використання кредитних коштів або інвестиційних фондів.



### 5.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Для планування напрямків розвитку проекту визначені ринкові можливості для ринкового впровадження об'єкту.

Аналіз попиту: наявність попиту, обсяг, динаміка розвитку ринку; зображено в табл. 5.4

Табл.5.4 Попередня характеристика потенційного ринку

№ п/п	Показники стану ринку	Характеристика
1	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Зростає
2	Загальна кількість модернізацій	~ 20-30 на рік
3	Кількість головних гравців, од	> 3
4	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Стандарти з випереджаючими вимогами

Табл.5.5 Характеристика потенційних клієнтів

№ п/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія	Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп	Вимоги до споживачів товару
1	Введення в експлуатацію нових програмно-технічних комплексів	Укргідроенерго, НАЕК «Енергоатом», приватні генеруючі компанії Обленерго оператори системи	Можливі додаткові затрати на інформаційні системи енергоблоків	Монтаж обладнання з подальшим гарантійним обслуговуванням та налагодженням програмного забезпечення.

		передічі розподілу	та		
2	Підвищення надійності системи первинного АЧР	НАЕК «Енергоатом», Укргідроенерго	Надання цільовим групам алгоритму для самостійної оцінки системи налаштування розподілу навантаження	Монтаж обладнання з подальшим гарантійним обслуговуванням та налагодженням програмного забезпечення	

Табл.5.6 Фактори загроз

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1	Виконання вимог із синхронізації з ENTSO-E	Виконання угоди про умови майбутньої інтеграції ОЕС України до енергосистеми континентальної Європи з метою майбутнього продажу електроенергії за кордон	Виконання організаційно- технічних заходів з модернізації систем регулювання та обладнання енергоблоків
2	Складне обслуговування	Синхронізація великої кількості даних в реальному часі	Введенням швидкодіючого регулювання параметрів енергоблоків з неодмінною точністю і стабільністю

Табл.5.7 Фактори можливостей

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1	Значні обсяги модернізації	Велика прибутковість стартап-проекту	Під час реконструкції виконують значну модернізацію інформаційних систем енергоблоків
2	Технічні переваги перед всіма конкурентами	Конструкція системи збудження повинна забезпечувати експлуатацію без проведення ремонту протягом усього строку служби (25р)	Вибір даної системи АРЧО, для зменшення затрат на експлуатацію та обслуговування в майбутньому

Розрахована економічна ефективність встановлення та експлуатації електронного регулятора швидкості турбіни на базі ПТК.

Без залучення енергоблоків з регуляторами на базі ПТК стабільна робота енергосистеми і виконання вимог із синхронізації з ENTSO-E стануть неможливими, необхідною є подальша модернізації систем регулювання та обладнання енергоблоків АЕС, з приведення їх у відповідність до вимог СОУ-Н.

Участь енергоблоків в НПРЧ дозволить: підвищити стійкість роботи енергоблоків, яка досягається введенням швидкодіючого регулювання параметрів енергоблоків з неодмінною точністю і стабільністю; передавати дані в інформаційні системи енергоблоку, АЕС та ОЕС України; організувати збір, передачу та зберігання (архівацію) відповідної інформації в інформаційних системах енергоблоків АЕС та передачу її на вищі рівні оперативно-диспетчерського управління.

Синхронізація енергосистем України і ENTSO-E вкрай важлива для вітчизняного енергетичного сектору, оскільки вона дозволить поліпшити стабільність енергосистеми, підвищить енергобезпеку, можливість брати участь у НПРЧ та потужності ОЕС дозволить НАЕК «Енергоатом» отримувати додаткові кошти в умовах роботи у новій моделі ринку електроенергії.

Техніко-економічне обґрунтування модернізації прямого гідродинамічного регулювання, що виробив свій ресурс, на непряме із використанням ПТК.

Система прямого гідродинамічного регулювання турбіни – 2 400 тис. грн, а регулювання на основі комплексу ПТК – 4 300 тис. грн.

Експлуатаційні витрати, грн. /рік:

$$B_E = P_e \cdot K,$$

де  $P_e = 0,1\%$  - для гідродинамічного РЧ та  $P_e = 0,01\%$  - для РЧ з ПТК

$K$  - сумарна вартість основних фондів, грн/рік

$$B_{E.ГД РЕГ} = 0.1 \cdot 380\,000 = 38\,000 \text{ грн/рік}$$

$$B_{E.ПТК} = 0.01 \cdot 160\,000 = 1\,600 \text{ грн/рік}$$

Амортизаційні відрахування:

$$A = \frac{П - B_E}{T_n \cdot П} \cdot 100\%$$

де  $П$ -первісна вартість вимикача;

$B_E$  – експлуатаційні витрати;

$T_n$ - амортизаційний період.

$$B_{E.ГД РЕГ} = \frac{2\,400\,000 - 380\,000}{25 \cdot 2\,400\,000} \cdot 100\% = 3,4$$

$$B_{E.ПТК} = \frac{4\,000\,000 - 1600}{25 \cdot 4\,000\,000} \cdot 100\% = 4$$

Приведені затрати, грн./рік:

$$З_e = E_H \cdot K + B_E,$$

де  $E_i$  –нормативний коефіцієнт дисконтування рівний 0,1.

$$З_{E.ГД РЕГ} = 0.1 \cdot 380\,000 + 38\,000 = 76\,000$$

$$З_{E.ПТК} = 0.1 \cdot 160\,000 + 1600 = 17\,600$$

Табл.5.8 Економічне порівняння двох варіантів

	ГД РЕГ	ПТК
Експлуатаційні витрати	38 000 грн/рік	1600 грн/рік
Амортизація	3,4	4
Приведені затрати ( $З_e$ )	76 000 грн/рік	17 600 грн/рік
Витрати на експлуатацію протягом 25 років	950 000 грн	40 000 грн

Як видно з порівняння, даний проект є економічно вигідним з точки зору впровадження та експлуатації.

Рентабельність інвестицій визначається за формулою:

$$R_i = \frac{\text{Пр}}{K},$$

де  $R_i$  – норма прибутку;

Пр – прибуток за період  $n$ ;

К – величина початкових інвестицій.

В даному випадку інвестором може бути НАЕК «Укргідроенерго», на якому планується реконструкція системи РЧО.

Розмір інвестицій складає 28 млн.грн, з яких:

- 24 млн. грн., вартість нового обладнання;
- 3,5 млн. грн., вартість монтажу;
- 500 тис. грн., вартість обладнання для обслуговування.

Вартість основних фондів прийнята такою, що дорівнює розміру інвестицій (28 млн.грн.).

За наявними фактичними даними, кожне виведення в аварійний ремонт системи регулювання турбіни обходиться підприємству в 1% від вартості основних фондів, тобто 280 000 грн. В загальному випадку, сума, яку може зекономити підприємство на системи РЧ, за термін експлуатації нової системи регулювання частоти, складає 4 млн.грн або 160 тис.грн./рік.

$$R_i = \frac{(0,28 - 0,076)}{2} \cdot 100\% = 10,2\% (1/\text{рік})$$

Доцільно провести розрахунки для періоду окупності проекту:

$$T_{OK} = \frac{1}{R_i} = \frac{1}{0,102} = 9,8 \text{ років}$$

З розрахунку випливає, що період окупності інвестицій складає 10 років.

На основі аналізу факторів загроз та ринкових можливостей маркетингового середовища був складений SWOT-аналіз. Матриця аналізу сильних (Strenght) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities).

Табл.5.9 SWOT – аналіз стартап-проекту

Сильні сторони:	Слабкі сторони:
Технологічна перевага	Високі стартові інвестиції
Економічна перевага при довгому часу експлуатації	Імовірність конкуренції на ринку

<p>Висока швидкодія там можливості регулювання АЧР</p> <p>Підвищення ефективності первинного регулювання АЧР, відсутність необхідності ремонтів, лише огляд і оцінка технічного стану</p>	<p>Залучення великої кількості обчислювальних обчислюваних ресурсів, створення додаткових data центрів та залучення кваліфікованого персоналу заводу виробника для технічного обслуговування комплексу з ПТК.</p>
<p>Можливості:</p> <p>Зменшення ризику виникнення аварійних ситуацій на станціях та підстанціях</p> <p>Зниження затрат на експлуатацію</p> <p>Безпека для персоналу що обслуговує</p> <p>Підвищення точності підтримання потрібного діапазону відхилення частоти.</p>	<p>Загрози:</p> <p>Можливий дефіцит фінансування через державне регулювання тарифів і прибутків в енергетиці, складність в пошуку інвестора</p> <p>Деякі компанії вибирають кількість, а не якість.</p> <p>Можливі загрози інформаційної безпеки data центрів, можливість залучення додаткових коштів на технічну підтримку.</p>

### **Висновки.**

В даному розділі магістерської дисертації розроблено стартап-проект по заміні прямого гідродинамічного регулювання на непряме із модернізацією гідравлічної системи регулювання турбін і впровадження електронної частини системи регулювання та захисту на базі програмно-технічного комплексу. Так як, багато систем регулювання на станціях відпрацювали свій ресурс, то є можливість

замінити їх на сучасні на основі ПТК. Така заміна істотно знижує загальні експлуатаційні витрати, у тому числі на технічне обслуговування системи АЧР.

Для виходу на ринок, слід обрати технологію яка дозволяє виконувати заміну комплексу первинного регулювання частоти, без необхідності проводити масштабну реконструкцію.

Є великі перспективи впровадження з огляду на потенційні групи клієнтів, стан конкуренції та конкурентноспроможності.

Подальше використання проекту є доцільним.



## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проведений аналіз умов, нормативних положень та вимог до первинного регулювання в ОЕС України.

2. Розроблена статична характеристика енергоблоку з врахуванням нечутливості первинного регулятора (АРЧО) у відповідності з вимогами нормативних положень.

3. Розроблена послідовність виконання розрахунків по первинному регулюванні в системі на основі сукупності статичних характеристик енергоблоків.

4. Проведено модельні розрахунки в системі Mathcad по первинному регулюванні з врахуванням зони нечутливості, які показують, що в розрахунку без зони нечутливості агрегати електростанції беруть на себе більшу потужність ніж у випадку з урахуванням зони нечутливості. А потужність яку бере на себе система більша у випадку з урахуванням зони нечутливості.

5. Розроблено порядок визначення резервів потужності на електростанції та її розподілення між агрегатами електростанції.

6. Проведено модельних розрахунків в системі Mathcad з визначенням та аналізом діапазонів регулювання, які показують, що для утримання частоти в допустимих межах необхідний резерв станції при розрахунках без урахування зони нечутливості повинен бути більший ніж при розрахунках з урахування зони нечутливості. А резерв в системі при розрахунках без урахування зони нечутливості навпаки повинен бути менший ніж при розрахунках з урахування зони нечутливості.

### Перелік посилань:

1. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України: СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. – Офіц. вид. – Київ : ГРІФРЕ : М-во палива та енергетики України, 2009, 56 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Настанова).
2. Методичні вказівки до виконання розрахунково – графічної роботи з дисципліни «Управління режимами електростанцій». / Уклад.: О.Г.Філатов, - К.: ФЕА НТУУ «КП», 2014. – 40 с.
3. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних станцій та підстанцій». Частина 1 / Уклад.: П.Л.Денисюк, - К.: ФЕА НТУУ «КП», 2003. – 73 с.
4. . Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних станцій та підстанцій». Частина 2 / Уклад.: П.Л.Денисюк, - К.: ФЕА НТУУ «КП», 2004. – 72 с.
5. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних станцій та підстанцій». Частина 3 / Уклад.: П.Л.Денисюк, Г.М.Гаєвська, Л.П.Федосенко, - К.: ФЕА НТУУ «КП», 2004. – 61 с.
6. Крючков И.П., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1989.– 608 с.: ил
7. Баркан Я.Д., Орехов Л.А. Автоматизация энергосистем . М.: Энергия, 1981. – 270 с.
8. Бардик Є.І., Лукаш М.П. Електрична частина електричних станцій. Основне електрообладнання. – К. НТУУ "КП", 2011. – 220с. (учбовий посібник)
9. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КП», 2011 – 105 с.

10. 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.
11. 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.
12. Третьякова Л.Д. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування / Литвиненко Г.Є., Третьякова Л.Д. – К.: Лібра, 2008. – 317 с.
13. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Форт, 2017. – 760 с.
14. 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.
15. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації.
16. ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку.
17. НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні; – К.: Держстандарт України, 2004. – 45 с.
18. ГКД 34.20.507-2003. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж
19. ДСТУ 20494:2003 Штанги ізолювальні оперативні та штанги переносних заземлень. Загальні технічні умов
20. ДСТУ EN ISO 13688:2016 Одяг захисний. Загальні вимоги
21. ДСТУ EN ISO 20346:2010 Засоби індивідуального захисту. Захисне взуття
22. ДСТУ EN 420-2001 Робота під напругою. Рукавички з ізоляційного матеріалу
23. ДСТУ EN 397:2017 Каски захисні промислові
24. ДСТУ EN 168-2001 Засоби індивідуального захисту очей

25. ДСТУ EN 352-1:2017 Засоби індивідуального захисту органа слуху. Вимоги щодо безпеки та випробування. Частина 1. Шумозахисні навушники
26. ДСТУ EN 352-3:2017 Засоби індивідуального захисту органа слуху. Вимоги щодо безпеки та випробування. Частина 3. Шумозахисні навушники, приєднані до промислової захисної каски
27. ДСТУ 4368:2005 Комплект індивідуальний екрануючий для захисту від електричних полів промислової частоти. Загальні технічні вимоги та методи контролювання
28. Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с.