

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська дипломна робота на тему:

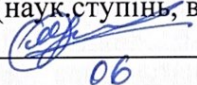
Режими роботи та відмінності будови синхронних генераторів

Виконав: студент 4 курсу, групи 1ЕЕ-206
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електроенергетика та електротехніка»,
Тартус В.В. 

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Вишневський С. Я.

« 10 » 06 2024 р. 

Рецензент: к.т.н. доц. каф. ЕССЕМ
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)


« 17 » 06 2024 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


« 17 » 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем
 Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
 Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
 Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітньо-професійна програма – Електроенергетика та електротехніка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

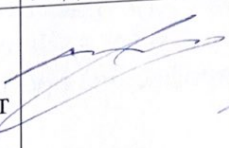
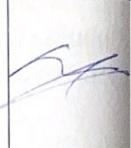
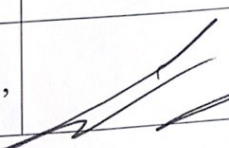
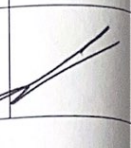
«11» 03 2024 р.

ЗАВДАННЯ **НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

_____ Тартусу Валентину Віталійовичу _____
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Режими роботи та відмінності будови синхронних генераторів»
 Керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Вишневецький С.Я.
 затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 №80
2. Термін подання студентом роботи 10 червня 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи:
1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля
України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. «ПТЕ Технічна експлуатація
електричних станцій та мереж.» 3. Електричні машини та трансформатори – М.О.
Осташевський, О.Ю.Юр'єва 442с.
4. Зміст текстової частини: Перелік скорочень. Вступ.1.Досвід експлуатації
синхронних генераторів. 2.Відмінності будови синхронних генераторів. 3.
Режими роботи синхронних генераторів. 4. Розрахунок турбогенератора.
5.Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
1. Вертикальний гідрогенератор. 2. Синхронний турбогенератор. 3
Синхронний дизельгенератор. 4. Показано конструкцію явнopolюсного
(чотириполюсного) ротора, явнopolюсного (двopolюсного) ротора.. 5.
Асинхронний та синхронний генератор.6. Використання синхронного
генератора на електростанціях. 7. – Використання синхронного генератора у
вітрових турбінах.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневський С.Я. к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О.В. д. пед. н., проф., завідувач каф.		

7. Дата видачі завдання 24 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів	
		початок	кінець
1	Формування та затвердження теми БДР	24.03.2024	25.03.2024
2	Вступ. Огляд літературних джерел	29.03.2024	31.03.2024
4	ДОСВІД ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ	01.04.2024	12.04.2024
5	ВІДМІННОСТІ БУДОВИ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ	19.04.2024	23.04.2024
6	РЕЖИМИ РОБОТИ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ	26.04.2024	30.04.2024
7	Виконання розділу охорони праці	01.05.2024	09.05.2024
8	Формування висновків по роботі	15.05.2024	18.05.2024
9	Оформлення пояснювальної записки	29.05.2024	30.05.2024
10	Виконання графічної частини та оформлення презентації	04.06.2024	08.06.2024
11	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	10.06.2024	11.06.2024
12	Рецензування БДР	13.06.2024	14.06.2024
13	Захист БДР	20.06.2024	20.06.2024

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

Тартус В.В.

Вишневський С.Я.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311

Тартус Валентин Віталійович. «Режими роботи та відмінності будови синхронних генераторів». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2024. – 79 с. Бібліогр.: 10. Рис. : 16. Табл. : 8.

У бакалаврській дипломній роботі досліджено режими роботи та відмінності будови синхронних генераторів. Розписані використовують генератори у світовому рівні та яка є з потужних станцій ГЕС світу. Після чого написані типи генераторів на різних ГЕС та ГАЕС України і закордонних. Далі в ході роботи розписані можливі варіанти підключення синхронного генератора до розподільної установки (РУ). В роботі досліджені два типи генераторів турбогенератори та гідрогенератори, розказано де застосовується який генератор. Система охолодження розглянута така яка знаходиться на ГАЕС при проходженні практики. Режими роботи генератора розписані основні з яких показанні в даній роботі.

Ключові слова: генератор, турбогенератор, гідрогенератор

ABSTRACT

UDC 621.311

Valentyn Vitalyovich Tartus. "Operating modes and structural differences of synchronous generators." Bachelor qualification work. – Vinnytsia: VNTU. - 2024. - 79 p. Bibliography: 10. Fig. 16: . Table. : 8.

The bachelor's thesis will investigate the modes of operation and differences in the structure of synchronous generators. Scheduled to use generators at the world level and which are among the world's most powerful hydroelectric power stations. After that, the types of generators at various HPPs and HPPs of Ukraine and abroad are written. Further, in the course of the work, possible options for connecting the synchronous generator to the switchgear (RU) are described. The paper examines two types of generators, turbo generators and hydro generators, and explains where and which generator is used. The cooling system considered is the one located at the gas station during practice. The operating modes of the generator are described, the main ones of which are shown in this work.

Keywords: generator, turbogenerator, hydrogenerator

ВСТУП.....	9
1 ДОСВІД ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ.....	11
1.1 Світова практика використання синхронних генераторів.....	11
1.2 Типи синхронних генераторів.....	15
1.3 Схеми приєднань синхронних генераторів розподільних пристроїв..	17
2. ВІДМІННОСТІ БУДОВИ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ.....	22
2.1 Будова турбогенераторів.....	31
2.2 Будова гідрогенераторів.....	35
2.3 Різновиди систем охолодження.....	41
3. РЕЖИМИ РОБОТИ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ.....	44
3.1 Нормальні режими.....	44
3.2 Несиметричні режими.....	46
3.3 Асинхронні режими.....	47
3.4 Пускові режими.....	50
4. РОЗРАХУНОК ТУРБОГЕНЕРАТОРА.....	53
4.1 Розрахунок навантаження та розмірів.....	53
4.2 Розрахунок даних статора.....	55
5. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	65
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	67
5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.....	67
5.1.2 Електробезпека.....	68
5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	69
5.2.1 Мікроклімат.....	69
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	70
5.2.3 Виробниче освітлення.....	71
5.2.4 Виробничий шум.....	72
5.2.5 Виробничі вібрації.....	74
5.3 Пожежна безпека.....	75

ВИСНОВКИ	79
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	81
ДОДАТКИ.....	82
ДОДАТОК А (обов'язковий).....	83
ДОДАТОК Б (обов'язковий).....	84

ВСТУП

Актуальність теми. Перевагою даної теми є розгляд аварій на синхронних генераторах які можуть призводити до серйозних наслідків, включаючи пошкодження обладнання, перебої в електропостачанні та навіть небезпеку для персоналу.

Близько 90% усієї світової електричної енергії виробляється за допомогою синхронних генераторів. Синхронні генератори, які працюють на теплових та атомних електричних станція, називаються турбогенераторами, на гідравлічних – гідрогенераторами. На вітряних (ВЕС), припливних електростанція використовують синхронні генератори з постійними магнітами. Також синхронні генератори є джерелом електроенергії на пересувних електростанціях і транспортних установках

Основним класом електромеханічних перетворювачів є так звані електричні машини, рекомендовані для ефективного перетворення механічної енергії на електричну або навпаки. Електроенергетичні машини є важливою складовою сучасних систем генерування та споживання електроенергії. Практично вся електроенергія в світі вироблена генераторами електричної енергії, а основним її користувачем є електричні двигуни, що спричиняє рух різноманітні пристрої, механізми.

До переваг даного генератора можна віднести:

- 1 Високий коефіцієнт потужності;
- 2 Можливість витримувати трифазні навантаження;
- 3 Можливість об'єднувати в спільну роботу декілька генераторів;
- 4 Регулювання напруги на виході.

До недоліків даного генератора можна віднести:

- 1 Важка конструкція та обслуговування;
- 2 Висока вартість;
- 3 При підключення багатьох приладів, можливе перевантаження;
- 4 Вірогідність вийти з синхронізації при несправності мережі.

Синхронний генератор розподіляють на два основних види а саме: турбогенератори та гідрогенератори.

Мета і задачі дослідження. Метою даної бакалаврської роботи є режими роботи та відмінності будови синхронних генераторів.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання:**

1. Аналіз та розгляд використання синхронних генераторів та схеми приєднань розподільних пристроїв;
2. Аналіз та дослідження будови гідрогенераторів, турбогенераторів та різновиди систем охолодження;
3. Аналіз режимів роботи синхронних генераторів;
4. Аналіз та методика розрахунку турбогенератора.

Об'єктом дослідження є синхронні турбогенератори.

Предметом дослідження є режими роботи синхронних генераторів.

Особистий внесок здобувача

Усі результати, які складають основний зміст роботи, отримані автором самостійно.

1 ДОСВІД ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ

1.1 Світова практика використання синхронних генераторів

У сучасних електро енергосистемах, паралельно приєднано сто та більше генераторів. Тому, як напруга, так і частота різних генераторів, в основному визначаються іншими машинами в енергосистемі. Для розподільної мережі дуже важливим є, що синхронні машини, географічно розділені великою відстанню, працюють з однаковою частотою. Тому всі основні генератори, зобов'язані мати регулятор швидкості руху та напруги, щоб частота та напруга енергосистеми, були досить постійними. Навіть один генератор являє собою тільки дуже малу частину продуктивності системи, всі пристрої, мають підтримувати постійну частоту і швидкість обертання. Винятком, становлять малі генератори на переносувних електростанціях, які можуть бути спрощені і економнішими без цих регуляторів.

Великі енергосистеми, перемагають від того, що можуть мати високу надійність, але сумарна запасна потужність, не повинна бути невідповідно великою. Резервна потужність, називає складові системи — (генератори або ЛЕП), які не працюють (часто називаються «холодним» резервом) або використовуються не на всю потужність (обіговий «гарячий» резерв). Це вигідно у разі здобування перевантаження, але, нажаль, сприяє поганому використанню інвестованого капіталу. Будь-які джерела електроенергії можуть використовуватись на великій географічній території, наприклад, майже вся Північна Америка зєднана до єдиної енергосистеми. Електростанції і більшій мірі дуже складні та дорогі, через це економія завдяки їх об'єднанню, цікава для використання в розгалуженій взаємозалежній системі, де джерелами електроенергії, є величезні електростанції.

Синхронні генератори - пристрої, призначені для видобутку змінного струму. Побачити такі пристрої можна на різноманітних станціях:

- 1) атомних;
- 2) теплових;
- 3) гідроелектростанціях.

А також агрегати часто використовуються у транспортних системах. Їх використовують у різних автомобілях, у суднових системах. Синхронний генератор може працювати як в автономному режимі, так і окремо від електричної мережі, так і разом з нею. При цьому можна підключити відразу декілька агрегатів.

Гідроелектростанції є одним з найкращих джерел відновлюваної енергії, і хоча на їх будівництво потрібно значних капіталовкладень, їхня можливість запобігати повеням разом з іншими екологічними вигідність робить ГЕС нагальною потребою для всіх країн, особливо тих, що найсильніше потерпають від глобального потепління. Зараз у світі є понад 57 000 великих ГЕС, які в сумі виробляють близько 4 300 ТВт-год електричної енергії. Електрична енергія з води становить 40% від сумарного обсягу виробленої у світі відновлюваної енергії і має 16% всієї електроенергії, що виробляється у світі.

Перераховано 10 ГЕС з найбільшою потужністю у світі:

1 ГЕС «Три ущелини»

Встановлена потужність: 22 500 МВт

Китайська гідроелектростанція «Три ущелини» - це гравітаційна гребля, яка була побудована у 2006 році, але повністю введена в експлуатацію лише у 2012 році, коли вона почала виробляти 0,94% електроенергії в країні. Величезне водосховище станції вміщує 42 мільярди тон води, і коли воно заповнилося, його величезна маса сповільнила

обертання Землі на 0,06 мікросекунди. Гребля також допомагає контролювати повені під час сезону дощів.

2 ГЕС Байхетан

Встановлена потужність: 16 000 МВт

Китайська гребля Байхетан - це арочна гребля, яка була побудована за короткий проміжок часу - 4 роки - завдяки передовому будівельному обладнанню. Дамба розташована на річці Цзіньша, яка є притокою найдовшої в Азії річки Янцзи, на якій побудовано понад 50 000 дамб. Дамба Байхетан забезпечує електроенергією 75 мільйонів людей.

3 ГЕС Ітайпу

Встановлена потужність: 14 000 МВт

ГЕС Ітайпу розташована на річці Парана і знаходиться у спільній власності Бразилії та Парагваю. Вона виробляє 79,1% електроенергії Парагваю та 8,4% електроенергії Бразилії. Побудована за 27 млрд доларів, ГЕС Ітайпу занесена до Книги рекордів Гіннеса як найдорожчий об'єкт на землі.

4 ГЕС Сілуоду

Встановлена потужність: 13 900 МВт

Китайська гребля Сілуоду побудована на річці Цзіньша в гірському регіоні Юньнань і генерує 0,58% національної електроенергії країни. Окрім виробництва електроенергії, дамба допомагає регулювати паводкові води.

5 ГЕС Белу-Монте

Встановлена потужність: 11 200 МВт

Белу-Монте розташована на річці Сінгу в Бразилії. Вона виробляє 6,2% національної електроенергії Бразилії. Це найбільша станція в басейні річки Амазонки і вважається суперечливою через її екологічний вплив на амазонські ліси.

6 ГЕС Гурі

Встановлена потужність: 10 300 МВт

Дамба Гурі була побудована 45 років тому у Венесуелі на річці Кароні. Вона має водосховище об'ємом 138 млрд кубометрів і виробляє приблизно 73% електроенергії Венесуели. Окрім виробництва електроенергії, дамба використовується для боротьби з паводками.

7 ГЕС Удунде

Встановлена потужність: 10 200 МВт

Китайська ГЕС Удунде має 12 гідроагрегатів, які виробляють 39 млрд КВт-год електроенергії щороку.

8. ГЕС Тукуруї

Встановлена потужність: 8 370 МВт

ГЕС Тукуруї є першою великомасштабною станцією, збудованою в лісах Амазонки. Вона забезпечує екологічно чистою електроенергією 13 мільйонів бразильців.

9. ГЕС Гранд-Кулі

Встановлена потужність: 6 645 МВт

ГЕС Гранд-Кулі побудована на річці Колумбія у США і має історичне значення як джерело електроенергії, що допомогло розвивати атомну енергетику в роки Другої світової війни. Крім того, що ця гребля є найбільшим виробником гідроелектроенергії в США, вона також постачає воду для зрошення 600 000 акрів землі.

10. ГЕС Сянцзяба

Встановлена потужність: 6 448 МВт

ГЕС Сянцзяба - це бетонна гравітаційна гребля, побудована на річці Цзіньша в Китаї. Загальна вартість будівництва станції склала \$8,2 млрд, вона також слугує для іригації, утримання піску та боротьби з повенями.

1.2 Типи синхронних генераторів

Як розповсюджено, принцип роботи гідроелектростанцій(ГЕС) достатньо простий. Так, коло гідротехнічних споруд забезпечує потрібний напір води, що постачається на лопаті гідротурбіни, яка приводить в дію генератори, що і виробляють електричну енергію.

Будова гідрогенератора переважно встановлюється параметрами гідротурбін, які зі своєї сторони залежать від природних умов у районах будівництва гідроелектростанцій, навіть від напору води та її використання. У зв'язку з цим для кожної гідроелектростанції розробляється особистий гідрогенератор.

Зазвичай гідрогенератор є синхронно явнополюсною електричною машиною вертикального виконання. Хоча існують гідрогенератори горизонтального виконання, в тому випадку й капсульні. На гідроакумуючих електростанціях використовуються гідрогенератори-двигуни, які можуть як виробляти електроенергію, так і використовувати її.

Вертикальні гідрогенератори підвісного і зонтичного типів

Вертикальні гідрогенератори підвісного типу застосовуються у високооборотних гідроагрегатах. Такий тип виконання є оптимальним для швидкохідних гідрогенераторів, оскільки він забезпечує більшу механічну стійкість роботи гідроагрегатів.

Вертикальні гідрогенератори зонтичного типу використовуються для тихохідних гідроагрегатів. Цей тип є більш економічним і зручним при монтажі. Конструкція гідрогенератора дозволяє відмовитися від нижньої вантажонесучої хрестовини (при спіранні під'ятника на кришку турбіни) і цільного вала ротора, що значно знижує масу і висоту гідрогенератора.

В Україні гідрогенератори вертикального типу випускаються з 1954 року. Їх встановлено на Кременчуцькій, Середньодніпровській, Дніпровській, Кохавській та Дністровській ГЕС.

Такі ж гідрогенератори використовуються в інших країнах світу, зокрема в Грузії (Варцихська і Жинвальська ГЕС), В'єтнамі (ГЕС «Чіан»), Мексиці (ГЕС «Інфернільо»), Бразилії (ГЕС «Дарданелос») та в інших.

Гідрогенератори капсульного типу

Необхідність у капсульних гідрогенераторах виникла при створенні низьконапірних руслових і приливних електростанцій. Так, гідрогенератор капсульного типу і конструктивно пов'язана з ним горизонтальна гідротурбіна утворюють герметизований гідроагрегат оптичної форми, який працює безпосередньо в потоці води.

Застосування таких гідроагрегатів дозволяє набагато пришвидшити будівництво гідроспоруд і отримати значну економію капіталовкладень шляхом спрощення конструкцій гідротехнічних споруд, зменшення обсягу бетонних робіт, широкого застосування збірного залізобетону та скорочення відстані між осями агрегатів.

Варто зазначити, що перевагою даної моделі в порівнянні зі світовими аналогами є оптимальне поєднання надійності. Зокрема середнє напрацювання на відмову становить не менше 27 тис годин, середній термін служби між капітальними ремонтами – не менше 7 років, а термін служби становить не менше 40 років.

В Україні гідрогенератори капсульного типу випускаються з 1964 року. Їх встановлено на Київській та Канівській ГЕС. За кордоном таке обладнання встановлено на ГЕС «Клостерфос» у Норвегії, ГЕС «Пурнарі-2» у Греції, ГЕС «Мукеріан» в Індії та на інших.

Вертикальні оборотні гідрогенератори-двигуни

На гідроакумуючих станціях встановлюються оборотні гідрогенератори-двигуни, які від звичайних відрізняються особливою конструкцією підп'ятника, що дозволяє ротору обертатися в обидві сторони. Адже, як відомо, ГАЕС споживає надлишкову енергію АЕС і ТЕС у години провалу графіка навантаження у нічні години, створюючи запас потенційної енергії води, та виробляє додаткову енергію в денні години під час дефіциту «пікової потужності».

Загалом гідрогенератор-двигун призначений для роботи в трьох режимах: в режимі генератора, тобто в турбінному режимі; в режимі двигуна, тобто в насосному режимі, та в режимі синхронного компенсатора.

Гідрогенератори-двигуни за конструкцією переважно аналогічні звичайним гідрогенераторам вертикального виконання, але у зв'язку з необхідністю роботи у різних режимах, мають ряд конструктивних особливостей. Так, як вже зазначалося, реверсивний підп'ятник пристосований для обертання у двох напрямках, а ротор та ряд інших вузлів мають спеціальну особливу конструкцію.

1.3 Схеми приєднань синхронних генераторів розподільних пристроїв

Блок-схема частини електростанції визначає розподіл генераторів між розподільними установками (РУ) бідь-яких напруг, комплектація блоків генератор – трансформатор та різновид електромагнітних зв'язків між установками (трансформаторні або автотрансформаторі).

Структурні схеми електричних станцій з потужними частинами показані на рис. 1.1 Схеми а) застосовуються в тому випадку, коли є одна підвищена напруга. При застосування схеми б) потужність частин, підключених до блоку керування середньою напругою, має дорівнювати потужності, що постачається в мережу середньої напруги. Схеми в) застосовується при низькому споживанні

при середній напрузі – до 15% від номінального значення потужності генератора. Бажано використовувати систему г), якщо покидаєте автотрансформатори зв'язку між установками на станції з паралельною роботою цих розподільних установок через районні мережі. Під'єднання цього вузла виконується через трансформатори на підстанціях. Коли на станції вбудовані малопотужні генератори (номінальна потужність генераторів не є більшою за номінальну потужність від низьковольтної обмотки автотрансформатора зв'язку).

При створенні схеми станції вирішується питання про частину генераторно – трансформаторних блоків (рис 1.2). Частина з них показані на рис. 1.3. Розбудова таких агрегатів економічно доцільне, але потужні блоки не мають перевищувати допустимі значення стійкості і регулювання в системі. Обов'язковий у комбінованих та розширених блоках для встановлення генераторних вимикачів (схеми г - и). У інциденті генераторів потужністю 800 МВт і більше були вибрані перемикачі навантаження, які створенні для приведення пристрою в нормальний режим роботи, але не утворюють струми короткого замикання.

Схеми д, ж , характерні для гідроелектростанцій, схеми г, ж, и – для атомних електростанцій. За схемою під'єднання генератор потужністю 1200 МВт, одна з паралельних обмоток під'єднана до котушки, один трансформатор підключений до однієї зірки , інший до котушки, встановленої у вигляді трикутника.

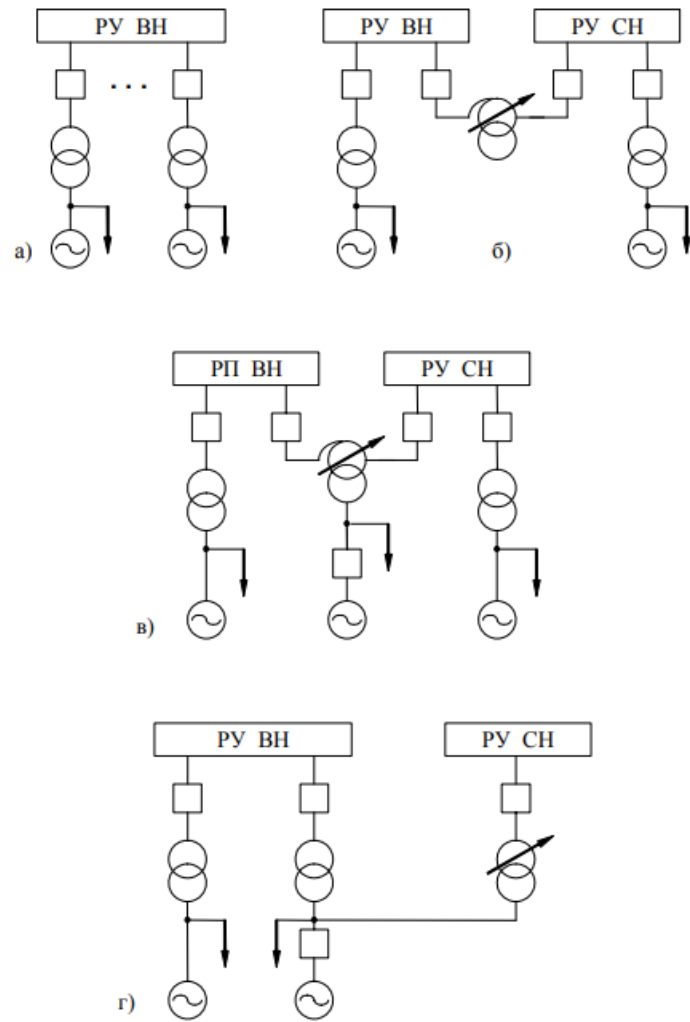


Рисунок 1.1 – Структурні схеми приєднань електростанцій з потужними блоками

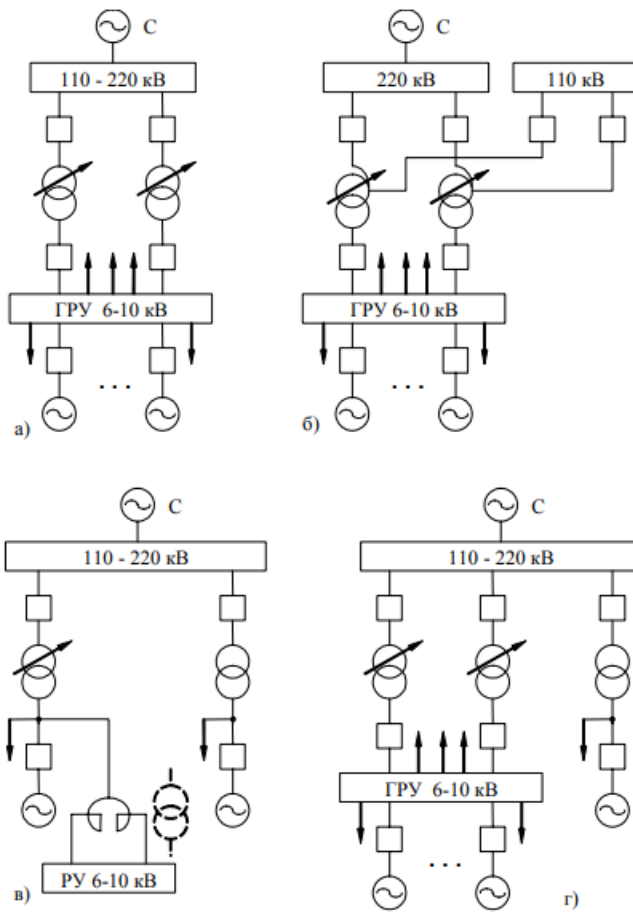


Рисунок 1.2 – Структурні схеми ТЕЦ неблочного (а, б), блочного (в) і змішаних видів (г)

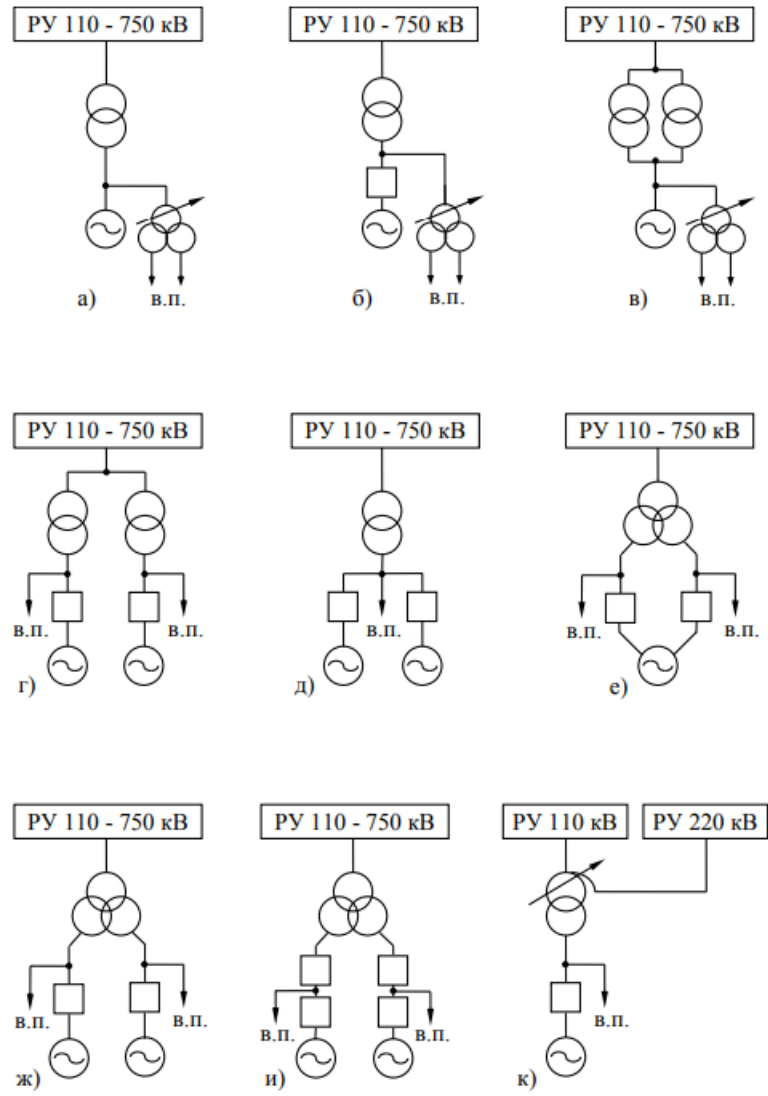


Рисунок 1.3 – Схемы блоков генератор – трансформатор

2. ВІДМІННОСТІ БУДОВИ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ

Синхронна машина має притаманність зворотності, а саме може робити як у режимі генератора, так і у режимі двигуна, а це означає, що будова синхронного генератора і синхронного двигуна є однаковими.

Будова синхронної машини.

Синхронна машина є машиною змінного струму. Отже вона має два основних елемента: ротор (частина, що обертається) і статор (нерухома частина).

Будова статора синхронної машини принципово не відрізняється від будови статора асинхронного двигуна.

Будова ротора синхронної машини категорично відрізняється від будови ротора асинхронного двигуна. Ротор синхронної машини становить собою електромагніт, який споживає постійний струм. А саме два кінці обмотки ротора виводяться на контактні кола, встановлені на валу ротора. Постійний струм до контактних кіл ротора з'єднується за допомогою щіток. Існує дві будови ротора синхронної машини: явнополюсний ротор та неявнополюсний ротор. На рис. 2.1, а) показано конструкцію явнополюсного (чотириполюсного) ротора, на рис. 2.1, б) – неявнополюсного (двополюсного) ротора.

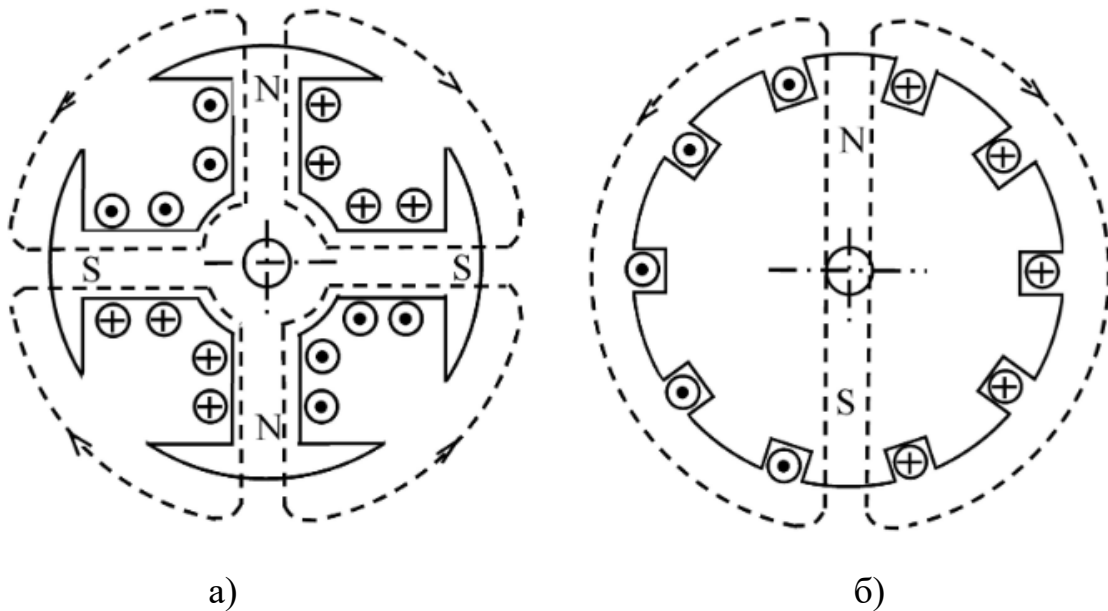


Рис. 2.1 – Поперечний переріз роторів синхронних машин: а – явнополюсного, б – неявнополюсного

Явнополюсний ротор використовується у тихохідних синхронних машинах (зі швидкістю обертання вала до $1000 \div 1500$ об/хв). У швидких синхронних машинах використання явнополюсного ротора важке внаслідок наявності великих відосередкових сил. У даних машинах використовується неявнополюсний ротор, який будовою не має полюсів, що виступають.

Обмотка ротора збуджує постійний магнітний потік, отже називається обмоткою збудження.

Постійний струм для збудження обмоток ротора подається або від іншого генератора постійного струму, вал який обертається разом із валом ротора синхронної машини (такий генератор називається збудником), або від іншого випрямляча.

Однофазні синхронні машини не виявили широкого застосування, тоді як трифазні синхронні машини використовуються достатньо широко. Так, на електростанціях для вироблення електроенергії використовуються виключно синхронні генератори, які виробляють трифазний струм частотою 50 Гц.

Обертний момент синхронної машини.

Визначимо на прикладі синхронного генератора. Електрична потужність, що виробляється трифазним синхронним генератором при симетричному навантаженні вираховується за формулою:

$$P_1 = m_1 \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1, \text{ Вт}, \quad (2.1)$$

де m_1 – кількість фаз обмотки статора (для трифазного генератора $m_1 = 3$); U_1 – напруга на затискачах статора, [В]; I_1 – сила струму в обмотках статора, [А]; φ_1 – кут зсуву фаз між напругою та струмом статора (раніше домовилися, що величини, які відносяться до статора, позначатимуться індексом 1, до ротора – індексом 2 відповідно).

Розпишемо вираз для механічної потужності $P_{\text{мех}}$, що віддається генератору первинним двигуном:

$$P_{\text{мех}} = M \cdot \omega_2, \text{ Вт}, \quad (2.2)$$

де M – обертальний момент, [Н·м]; ω_2 – кутова швидкість обертання ротора, [рад/с].

Нехтуючи втратами, можна записати:

$$P_1 = P_{\text{мех}} \quad (2.3)$$

З урахуванням формул (2.1) та (2.2) з формули (2.3) отримуємо вираз для моменту, що долається первинним двигуном:

$$M = \frac{m_1 \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1}{\omega_2}, \text{ Н} \cdot \text{м}. \quad (2.4)$$

В інциденті, що аналізується (синхронна машина робить генератором), момент протилежний обертанню ротора. Враховуючи, що синхронна машина має властивість обернених, у випадку, коли машина робить двигуном, момент M стає зворотнім.

Магнітне поле статора крутиться синхронно з ротором. Але між ЕРС статора E_1 та напругою U_1 на затискачах статора є кут, який називається кутом неузгодженості та позначається θ . Беручи до уваги кут θ у формулі (2.4) приводить до наступного співвідношення для моменту:

$$M = M_{\max} \cdot \sin \theta, \text{ Н}\cdot\text{м}, \quad (2.5)$$

де позначено $M_{\max} = \frac{m_1 \cdot U_1 \cdot I_{\text{кз}}}{\omega_2}$ – амплітудне значення моменту, [Н·м]; $I_{\text{кз}}$ –

сила струму короткого замикання, який утворюється в генераторі при замикання накоротко обмоток статора, [А].

На рис. 2.2 показано кутову характеристику синхронної машини (залежність $M = f(\theta)$).

З кутової характеристики виходить, що при $0 < \theta < \pi$ маємо $M > 0$, що відповідає режиму двигуна. При $-\pi < \theta < 0$ маємо $M < 0$, що відповідає режиму генератора.

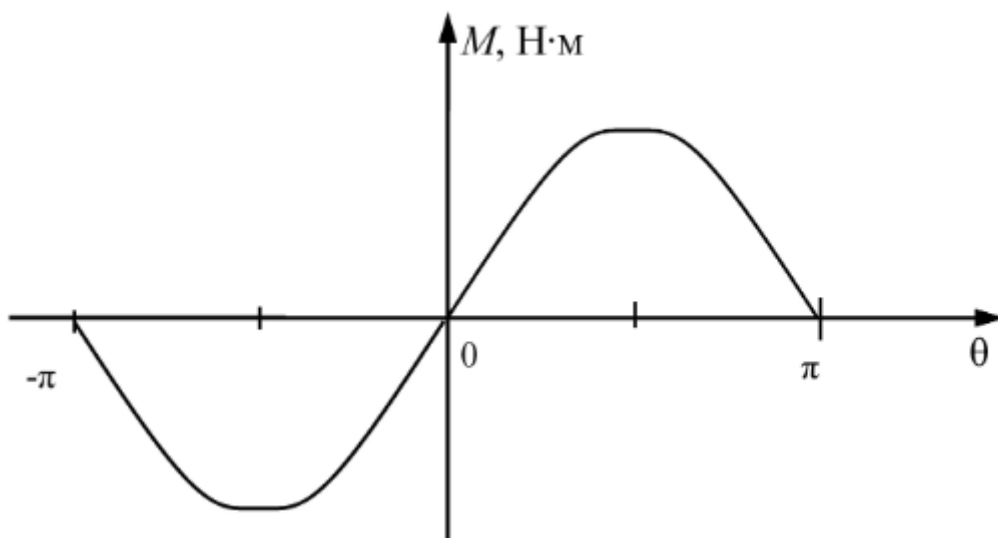


Рис.2.2 – Кутова характеристика синхронної машини

Відгук якоря синхронної машини. Де статор синхронної машини називають якорем синхронної машини (за попередньо введеним визначенням, якір – елемент електричної машини, що індукує ЕРС), а ротор – індуктором синхронної машини.

Відгук якоря синхронної машини – це зв'язок магнітних полів статора (якоря) та ротора (індуктора) синхронної машини.

Розглянемо відгук якоря на прикладі синхронної машини, яка робить генератором. Якщо синхронний генератор робить під навантаженням, то в обмотках статора (якоря) є змінний струм, який утворює власне магнітне поле, яке зв'язується з магнітним полем ротора (індуктора).

Лише за активного навантаження генератора ЕРС та сила струму статора (якоря) співпадає за фазою. Тому магнітний потік статора (якоря) відстає від магнітного потоку ротора (індуктора) на кут $\frac{\pi}{2}$.

Лише за індуктивного навантаження генератора ЕРС статора (якоря) обганяє силу струму статора (якоря) на кут $\frac{\pi}{2}$. Отже магнітний потік статора (якоря) "обганяє" від магнітного потоку ротора (індуктора) на кут π (знаходиться у проти-фазі) та послаблює магнітний потік ротора (індуктора).

Лише за ємнісного навантаження генератора ЕРС статора (якоря) відстає від сили струму статора (якоря) на кут $\frac{\pi}{2}$. Тому магнітний потік статора (якоря) однаковий за фазою з магнітним потоком ротора (індуктора) та посилює магнітний потік ротора (індуктора).

За змішаного поведінки навантаження синхронного генератора відгук якоря (статора) буде проміжною.

ККД генератора:

ККД синхронної машини. Підстави втрат у синхронній машині перераховані далі: втрати на збудження, електричні втрати в обмотці статора, магнітні втрати у статорі, електричні втрати в обмотці ротора, магнітні втрати в роторі, механічні втрати в підшипниках, втрати за рахунок пульсації магнітного

потіку при переході через пази статора. Відмітимо сумарну потужність всіх витрат $P_{\text{втрат}}$. Тоді коефіцієнт корисної дії можна визначити .

ККД генератора:

$$\eta = \frac{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 + P_{\text{крит}}} \cdot 100 \, \% . \quad (2.6)$$

ККД двигуна:

$$\eta = \frac{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 - P_{\text{крит}}}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1} \cdot 100 \, \% . \quad (2.7)$$

де U_1 – напруга на затискачах статора, [В]; I_1 – сила струму в обмотках статора, [А]; φ_1 – кут зсуву фаз між напругою та струмом статора.

ККД залежить від навантаження. Реально ККД синхронної машини сягає значення 88÷99 %.

Синхронний генератор. У генераторному режимі обмотка ротора синхронної машини збуджується постійним струмом. Вал ротора за допомогою стороннього привода крутиться з постійною швидкістю. Магнітний потік ротора обертається разом із ротором та індукує змінну ЕРС в обмотці статора.

ЕРС однієї фази обмотки статора розраховується за формулою:

$$E_1 = 4,44 \cdot w_1 \cdot f_1 \cdot \Phi_m \cdot k_1 , \text{ В} . \quad (2.8)$$

де w_1 – число послідовно з'єднаних витків обмотки статора; f_1 – частота струму в обмотці статора, [Гц]; Φ_m – магнітний потік статора, [Вб]; k_1 – обмотувальний коефіцієнт статора.

Підходящий до формули частота ЕРС в обмотці статора розраховується за формулою:

$$f_1 = \frac{p \cdot n_1}{60}, \text{ Гц.} \quad (2.9)$$

де n_1 – синхронна швидкість, $[\frac{\text{об}}{\text{хв}}]$.

Властивості синхронного генератора відтворюють його характеристиками, що записуються за постійної швидкості обертання вала ротора $n_2 = \text{const}$:

1. Характеристика холостого ходу – залежність ЕРС статора E_1 від сили струму збудження I_2 : $E_1 = f(I_2)$. Зразковий вид характеристики холостого ходу приведено на рис. 2.3.

2. Зовнішня характеристика – залежність напруги U_1 від сили струму навантаження I_n за постійної сили струму збудження $I_2 = \text{const}$: $U_1 = f(I_n)$. Зразковий вид зовнішньої характеристики для різних видів реактивності навантаження приведено на рис. 2.4,а.

3. Регульовальна характеристика – залежність сили струму збудження I_2 від сили струму статора (якоря) I_1 за постійної напруги на навантаженні $U_1 = \text{const}$: $I_2 = f(I_n)$. Зразковий вид регульовальної характеристики для різних видів реактивності навантаження подано на рис. 2.4,б. При активно-індуктивному навантаженні силу струму збудження слід збільшувати, а при ємнісному – зменшувати.

4. У-подібна характеристика – залежність сили струму статора (якоря) I_1 від сили струму збудження I_2 : $I_1 = f(I_2)$. Зразковий вид У-подібної характеристики для різних потужностей навантаження ($P_1 = 0, P_2 < P_3$) подано на рис. 2.5. Сила струму статора (якоря) I_1 є мінімальною при $\cos \varphi = 1$ (кут φ описує ступінь реактивності навантаження генератора). Частини У-подібних кривих

зліва від пунктирної лінії описують струми, сили яких відстають від напруги мережі та випереджають напругу генератора (тобто намагнічують генератор). Частини U-подібних кривих справа від пунктирної лінії описують струми, сили яких випереджають напругу мережі та відстають від напруги генератора (тобто розмагнічують генератор).

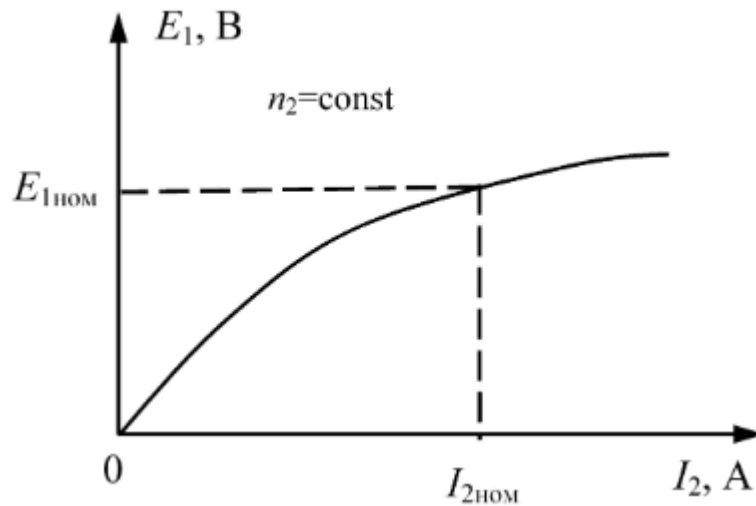
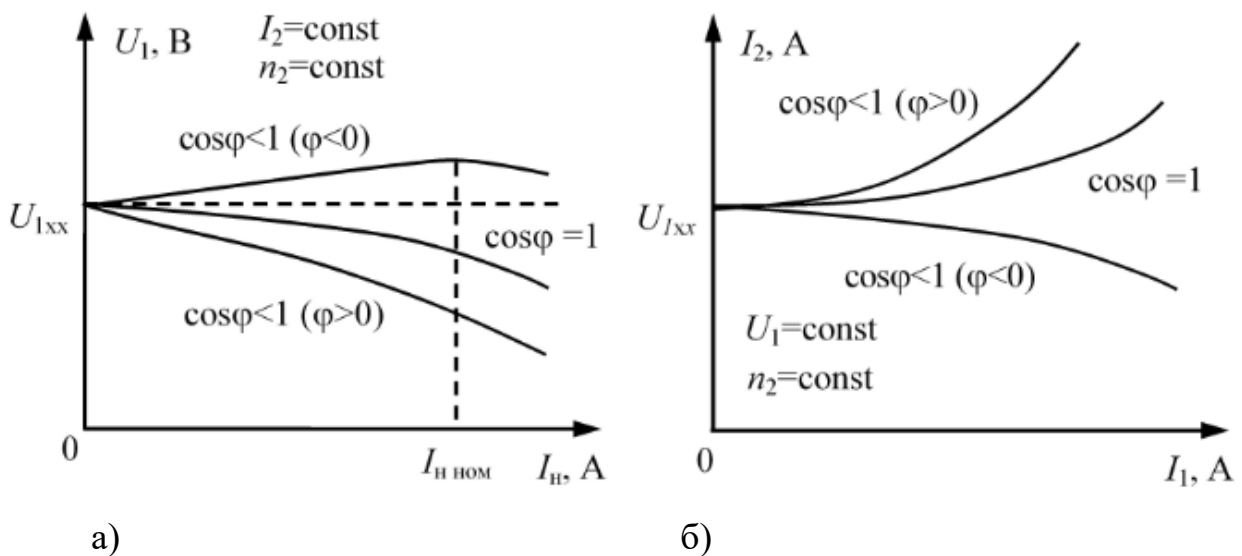


Рисунок 2.3 – Зразковий вид характеристики холостого ходу синхронного генератора



а)

б)

Рисунок 2.4 – Зразковий вид характеристик синхронного генератора:

а – зовнішня, б – регулювальна

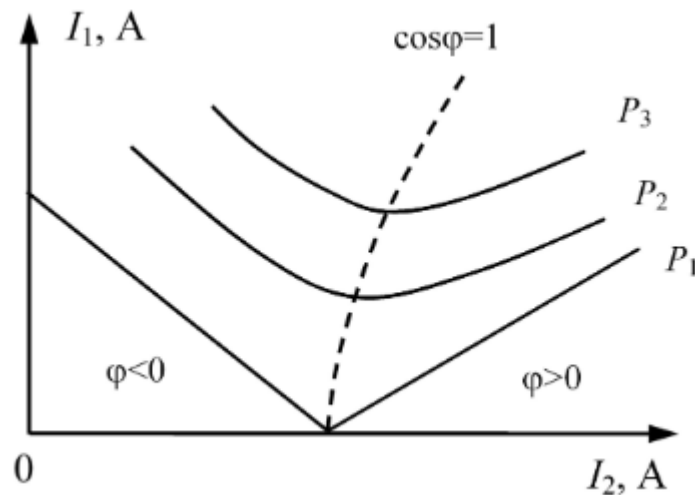


Рисунок 2.5 – Зразковий вид U-подібної характеристики синхронного генератора

Особливості утворення синхронного генератора в енергосистему. На електростанціях для утворення електричної енергії використовують виключно трифазні синхронні генератори. Таким чином, всі генератори енергосистеми країни роблять паралельно. Для недопускання аварій та пожежам при вмиканні іншого генератора в енергосистему потрібно дотримуватися ряду умов:

- 1) частота ЕРС іншого генератора повинна бути рівною частоті струму в енергосистемі (керується швидкістю обертання вала ротора);
- 2) ЕРС іншого генератора повинна бути рівною напрузі в енергосистемі (керується струмом збудження);
- 3) ЕРС іншого генератора та напруга в енергосистемі мусять збігатися за фазою (керування зміною швидкості обертання ротора в інтервалі одного оберту);
- 4) послідовність фаз генератора мусить збігатися з черговістю фаз в енергосистемі.

Для утворення синхронного генератора в енергосистему використовують два способи: пряму синхронізацію та самосинхронізацію. При прямій синхронізації значення окремого генератора перед увімкненням повинні точно

виправдовувати параметрам енергосистеми. Самосинхронізація полягає в тому, що інший генератор вмикається в енергосистему без збудження при накоротко замкненій обмотці ротора, але швидкість обертання вала ротора є близькою до синхронної. Вслід вмикання в обмотку ротора постачається постійний струм збудження та генератор синхронізується під роботою електромагнітних сил. Вада цього методу є скачок струму в кожній обмотці статора в час вмикання.

2.1 Будова турбогенераторів

Турбогенератор показує собою швидкісну горизонтальну електричну машину з нерухомим статором і циліндричним неявнополюсним ротором, що крутиться з номінальною частотою 3000 об/хв. Через низькі значення пари для атомних електростанцій використовують більш тихохідні, чотириполюсні генератори з початковою частотою обертання 1500 об/хв. На деяких АЕС останнім разом у зв'язку із використанням швидкісних турбін з частотою обертання 3000 об/хв застосовують двопольсні турбогенератори. Відповідно до норм було введено нормовану шкалу номінальних потужностей: 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200 МВт .

Статор турбогенератора утворений з корпусу, який з торців закритий зварними щитами, сталюого сердечника й обмотки. В турбогенераторах з водяним охолодженням основа має бути газонепроникним, механічно сильним. У корпусі турбогенераторів з водневим охолодженням розташовується горизонтальні або вертикальні газоохолодники.

Сердечник статора роблять з листів високолегованої сталі. В турбогенераторах малої потужності використовують гарячекатану електротехнічну сталь, а в генераторах потужністю більше 100 МВт – холоднокатану електротехнічну сталь. Для зниження вихрових струмів з ізолюваних лаком листів сталі здобувають пакети, а з пакетів – сегменти сердечника (рис. 2.6). В роботі холоднокатаної електротехнічної сталі, яка має

вищу магнітну проникність і зменшені питомі витрати, дає змогу також значно зменшити розміри сердечника і відповідно зменшити витрати міді для обмотки. Зниження температури сталі статора здійснюється через аксіальні канали, які відокремлені один від одного радіальними вентиляційними каналами. Обмотку статора вкладають у пази сердечника статора (рис. 2.7).

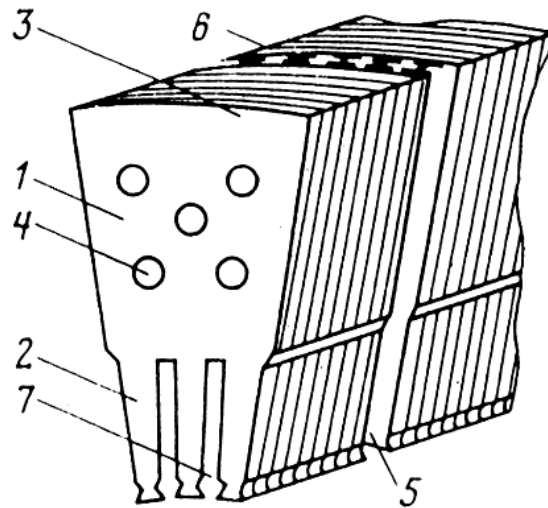


Рисунок 2.6 – Сегментний пакет статора турбогенератора:

- 1 – сегмент; 2 – зубець сегмента;
 3 – спинка сегмента; 4 – аксіальний вентиляційний канал; 5 – радіальний вентиляційний канал; 6 – розпірка;
 7 – паз статора

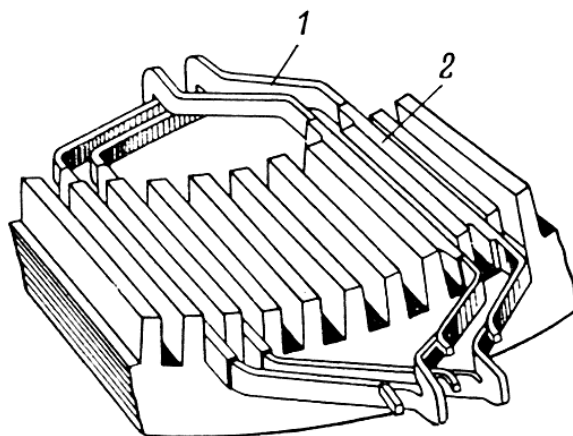


Рисунок 2.7 – Сталь статора з вкладишними секціями обмотки:

1 – лобова частина; 2 – активна частина

У сучасних потужних турбогенераторах для статора використовують двошарову петльову обмотку зі скороченим кроком. Вони зазвичай складаються з верхніх та нижніх стрижнів, які з'єднуються в лобових частинах (рис. 2.7 та 2.8). Для зменшення явища поверхневого ефекту стрижні набирають із провідників невеликого перерізу.

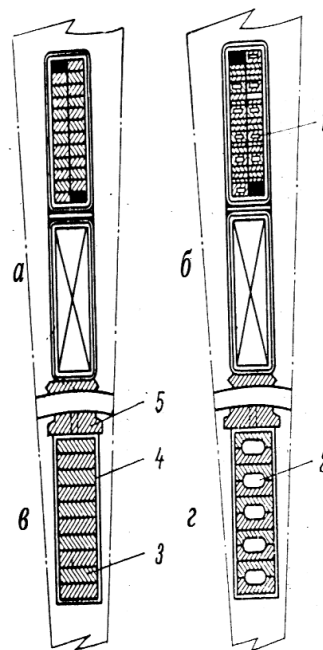


Рисунок 2.8 – Схематичний розріз пазів турбогенератора:

а – паз статора за непрямого охолодження; б – паз статора за безпосереднього охолодження

Стрижні турбогенераторів з поверхневим (непрямим) повітряним і водневим охолодженням мають провідники із з'єднаним перерізом (рис. 2.3, а), а у турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмотки статора воднем або водою стрижні набирають із провідників суцільного перетину і порожнистих провідників, усередині яких циркулює водень або вода (рис. 2.3, б). Прості провідники виробляють з електротехнічної міді й ізолюють між собою подвійним тонким азбестовим або скловолокнистим шаром. Ізоляцію стрижнів між собою і від корпуса виробляють компаундною класу В.

Ротор турбогенератора – є циліндром із сталі кращої міцності, який встановлюють на двох підшипниках ковзання з вимушеним змащенням маслом під тиском з системи змащення турбіни.

Ротор турбогенератора під час крутіння з великою частотою отримую дуже великих механічних напружень від діяльності відцентрових сил. Отже ротори потужних турбогенераторів виробляють із суцільної поковки з високолегованої сталі, яка має чудові механічні властивості (рис. 2.9). Ротори турбогенераторів малої потужності виробляють з вуглеродистої сталі вищої якості.

У бочці ротора по довжині циліндра фрезерують пази, у які вкладають обмотку збудження, що утворена зі смугової міді (див. рис. 2.8, в, г). Смуги ізолюють міканитовою стрічкою. З сталі ротора обмотку ізолюють міканитовими пластинками.

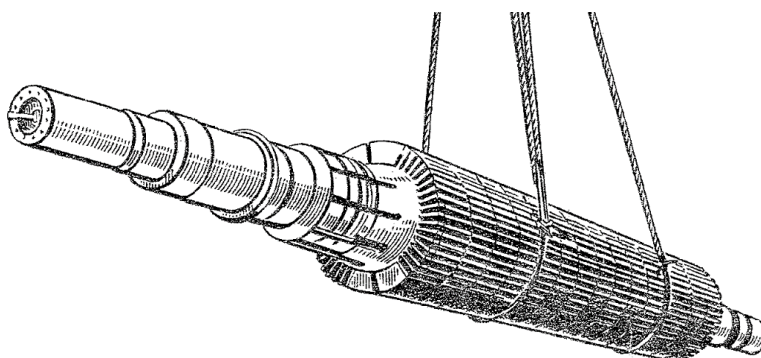


Рисунок 2.9 – Ротор турбогенератора

Заради утримання від середніх сил обмотку ротора закріплюють у пазах металевими клинами з міцних немагнітних (для зменшення потоку розсіювання ротора) матеріалів. Лобові частини обмоток закріплюють за допомогою сталених бандажних кілець. Для зниження значних механічних напружень і нагрівань від вихрових струмів у сильних турбогенераторах бандажні кільця виробляють з немагнітної високоякісної (аустенітної) сталі або титану. Обмотки турбогенераторів малої потужності виробляють з електротехнічної міді, а потужних – з міді з додаванням срібла (0,03 – 0,10 %) для небажаного виникненню під час пусків і зупинень решткових деформацій.

Провода обмотки ротора турбогенераторів з непрямым зниженням температури мають суцільний переріз (див. рис. 2.8, в), а обмотки турбогенераторів з точним охолодженням роблять провідники профільних перерізів (див. рис. 2.8, г). Дані провідники роблять вентиляційні канали, по яких кружляє охолоджувальне середовище.

2.2 Будова гідрогенераторів

Гідрогенератори, які вбудовані на гідравлічних електростанціях (ГЕС) України, відносяться до багатополюсних, а тому, до відносно тихохідних електричних машин. Частота їх крутіння може мати будь-які значення і залежить від напору та використання води у затоці ріки. Через те що напори і використання води на будь-яких гідроелектростанціях дуже різні, частота крутіння гідрогенераторів становить 50 - 750 об/хв.

Залежно від встановлення вала розрізняють гідрогенератори горизонтальні та вертикальні. Вертикальне встановлення вала отримують гідрогенератори середньої і великої потужностей, а горизонтальне – гідрогенератори меншої потужності. Вертикальні гідрогенератори отримують один опорний підшипник (підп'ятник), основний для всього гідроагрегату. Він дозволяє велике навантаження, яке показується силою тяжіння ротора генератора і працюючого колеса турбіни, а так же вертикальною частиною реакції води, та передає її хрестовині.

Залежно від встановлення підп'ятника розподіляють гідрогенератори на підвісного і зонтикового типів.

У гідрогенераторах підвісного виду підп'ятник встановлено над ротором, а в гідрогенераторі зонтикового виду – під ротором, у нижній опорній хрестовині. Гідрогенератори підвісного типу (рис. 2.10, а) отримують більшу механічну стійкість і більш не змушений доступ до підп'ятника й інших частин агрегату. Зонтикове виконання гідрогенератора (рис. 2.10, б) дає змогу зменшити вагу

агрегату, знизити його висоту і відповідно висоту всієї споруди ГЕС. Сильні тихохідні гідрогенератори з великими споживанням на п'яти мають зонтикове виконання.

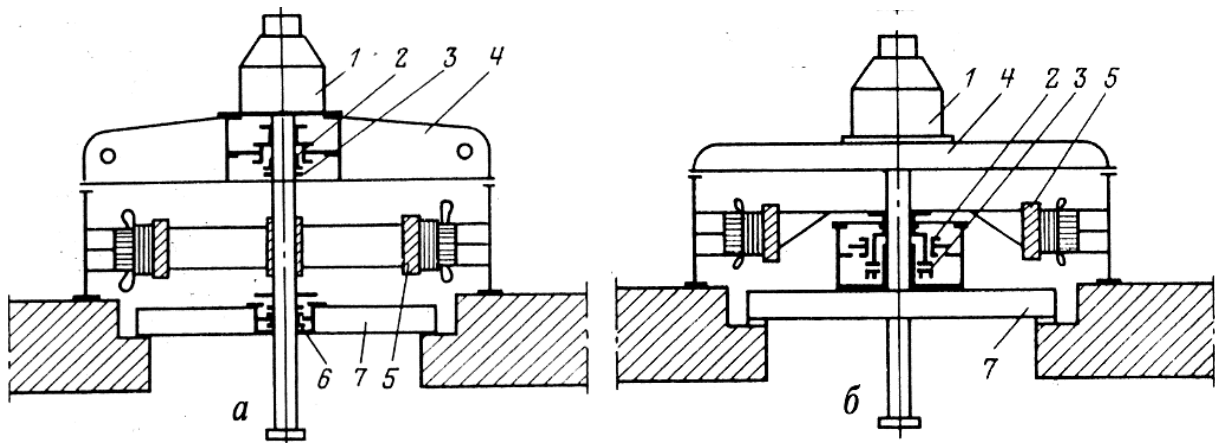


Рисунок 2.10 – Принципові схеми будови гідрогенераторів:

а – підвісний тип; б – зонтиковий тип;

1 – збуджувач; 2 – верхній напрямний підшипник; 3 – підп'ятник; 4 – верхня хрестовина; 5 – ротор; 6 – нижній напрямний підшипник; 7 – нижня хрестовина

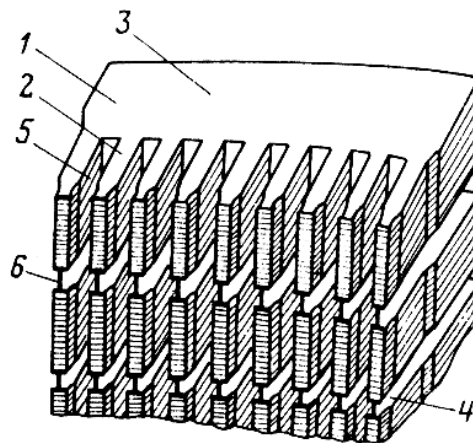


Рисунок 2.11 – Частковий пакет сердечника статора гідрогенератора:

1 – сегмент; 2 – зубець сегмента; 3 – спинка сегмента; 4 – радіальний канал;
5 – паз статора; 6 – розпірка

Сердечник статора гідрогенератора, як і в турбогенераторів, утворюється з різних пакетів (рис. 2.11), які для потужних гідрогенераторів утворюють з листків холоднокатаної сталі та ділять вентиляційними каналами. В потужних гідрогенераторах використовують стрижневу обмотку статора, яка утворюється з різних елементарних провідників (див. рис. 2.8, а), а в гідрогенераторах меншої потужності обмотку статора виробляють катушковою.

Отже частоти обертання гідрогенераторів і турбогенераторів сильно розрізняються, тому є принципова відмінність у будові їх роторів.

Гідрогенератори повинні мати ротор з явновираженими полюсами (рис. 2.12), який в свою чергу показує собою колесо великого діаметра. Воно, в свою чергу, утворюється із внутрішньої частини – остова, вставленого за допомогою втулки на вал, та зовнішньої частини – обода, складеного з різних сегментів. На ободі розташовують полюси з обмоткою збудження. Чим менша формальна частота обертання і чим вища потужність гідрогенератора, тим більший діаметр ротора гідрогенератора.

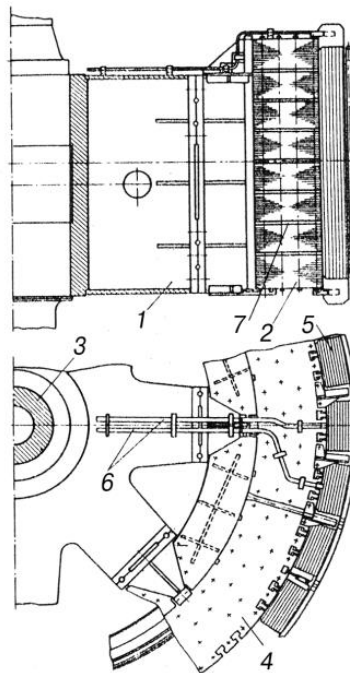


Рисунок 2.12 – Конструкція ротор гідрогенератора зі спицьовим остовом:

1 – остов; 2 – обод; 3 – вал;

4 – сегмент обода; 5 – полюс з катушкою обмотки збудження;

- 6 – струмопровід, який об'єднує обмотку збудження з контактними кільцями; 7
– вентиляційний радіальний канал

В ободі гідрогенераторів з більшим діаметром ротора можуть утворюватись значні механічні напруження, вібрації і зсув центра мас ротора, наперше в разі скидання навантаження і заперечення системи керування швидкості.

Полюс ротора утворюється із сердечника, який зібрано з листів сталі, і котушки обмотки збудження, накрученої мідними провідниками прямокутного перерізу. В сильних гідрогенераторах часто застосовують порожнисті провідники для точного охолодження ротора водою або повітрям.

Полюси більшої частини гідрогенераторів мають демпферну обмотку в огляді масивних латунних або бронзових стрижнів, закладених у полюси ротора і з'єднаних один з одним накоротко шинами.

Під час проходження переддипломної практики було розглянуто синхронний генератор вертикальний оборотний типу СВО-1255/255-40 УХЛ4 вироблений для Дністровської ГАЕС.

Склад гідрогенератора-двигуна:

1. Статор, що складається з зварного корпусу, активної сталі з обмоткой, комплекту фундаментних плит та шпильок.
2. Ротор, що складається з валу, кістяка, шихтованого обода, полюсів з обмоткою та струмопідведення з контактними кільцями.
3. Хрестовина, що складається з центральної частини з масляною ванною напрямного підшипника, сегментами підшипника та маслоохолоджувачами; лап, розпирних домкратів, перекриття верхньої хрестовини гідрогенератора-двигуна.
4. Масляна ванна з підп'ятником, що складається з ванни з ущільненням, корпуси підп'ятника з опорами та сегментами, диска підп'ятника, маслоохолоджувачів.

5. Головні та нульові висновки обмотки статора;
6. Підставка з траверсою, шини збудження.
7. Перекриття шахти насос-турбіни, що складається з балок та сегментів перекриття.
8. Трубопроводи води та олії з арматурою та контрольно-вимірювальними пристроями.
9. Система вентиляції, що складається з повітроохолоджувачів з патрубками, верхнього та нижнього щитів повітря.
10. Система гальмування, що складається з гальм-домкратів з підставками, гальмівного трубопроводу, насоса високого тиску та шафи гальмування.
11. Система пожежогасіння, що включає трубопроводи з розпилювальними насадками та запірними пристроями, пожежні сповіщувачі.
12. Система відведення масляної пари з дренажними трубопроводами.
13. Система контролю та моніторингу, що включає термопреобразувачі опору та датчики системи контролю та моніторингу, клемні шафи, а також проводку від датчиків до клемників у межах гідрогенератора-двигуна;
14. Тиристорна система збудження, що складається з тиристорного перетворювача, автоматичного регулятора збудження, апаратури управління та захисту, випрямного трансформатора.
15. Статичний перетворювач частоти (постачається тільки з першим та третім гідрогенераторами-двигунами).
16. Комплект запасних частин (поставляються тільки з першим гідрогенератором-двигуном).
17. Комплект пристосувань та інструменту для монтажу (поставляються тільки з першим гідрогенератором-двигуном).

18. Комплект пристосувань та інструменту для експлуатації (поставляється тільки з першим гідрогенератором-двигуном)

19. Набір монтажних матеріалів.

Застосування гідрогенератора-двигуна вертикальне, зонтичного типу з одним напрямним підшипником, розміщеним у масляній ванні хрестопровини над ротором та з опорою підп'ятника на кришку насос-турбіни.

Порушення гідрогенератора-двигуна здійснюється від швидкочинної системи тиристорного незалежного збудження.

Втулка кістяка ротора вбудовується безпосередньо до валу насос-турбіни.

До верхньої частини втулки ротора встановлюється вал-надставка, на якому розташовується втулка напрямного підшипника та контактні кільця.

Статор вкладають на фундамент усередині шахти гідрогенератора, двигуна та кріпиться до фундаменту за допомогою анкерних шпильок.

На верхню полицю основи статора спирається хрестовина з розпірними поверхнями домкратами. Рифлене перекриття хрестовини встановлене на одному рівні зі підлогою машзала.

В серединій частині над хрестовиною кладеться підставка (ковпак), всередині якої встановлюється траверса контактних кілець.

Закриття шахти насос-турбіни, що вкладається на балках під ротором гідрогенератора-двигуна, слугує майданчиком для догляду та перевірки підп'ятника та гальм.

Вентиляція гідрогенератора-двигуна утворюється по замкнутому цикл з частичним відбором гарячого повітря для підігріву машзала. Повітря-охолоджувачі встановлені навколо корпусу статора гідрогенератора двигуна.

Зони холодного та гарячого повітря розділені верхнім та нижнім повітрярозділяючими щитами.

Напрямок крутіння гідрогенератора-двигуна в генераторному режимі – за годинниковою стрілкою, у двигунному режимі – проти годинникової стрілки, якщо дивитися зверху.

Будова гідрогенератора-двигуна забезпечує заміну пошкоджень та пошкодження деталей, виробництво поточних та капітальних ремонтних матеріалів без повного розбирання гідрогенератора-двигуна та порушення осі валу гідроагрегату.

2.3 Різновиди систем охолодження

Під час використання в генераторах виникають втрати електроенергії, які всі перетворюються в тепло, нагріваючи обмотку і активну сталь. Граничне нагрівання деяких елементів генератора відділяються ізоляцією обмоток, так як з підвищенням температури гіршиться її електроізоляційні властивості і знижується механічна міцність.

Граничні температури нагрівання обмоток залежать від вживаних ізоляційних матеріалів і температури охолоджувального середовища. Так, наприклад, для ізоляції класу В нормальна температура нагрівання обмотки статора не повинна бути більшою за 105 °С, а ротора – 130 °С. Чим більша температура ізоляції, тим швидше вона зношується і тим зменшується строк її експлуатації.

Для того щоб температура обмоток і активної сталі генератора під час роботи не була більшою за допустимих значень, потрібно забезпечити безперервне виведення тепла за допомогою систем охолодження.

Всі системи охолодження за типом відведення тепла від обмоток статора і ротора можна розділити на непрямі (поверхневі) і безпосередні (внутрішні).

В разі непрямого охолодження охолоджувальний газ (повітря або водень) не зустрічаються з міддю обмоток статора, а тепло, що утворюється в них, передається через ізоляцію обмоток і сталь статора та ротора газу, який вентилятори переганяють через повітряний зазор і вентиляційні шляхи.

У генераторів з непрямою системою охолодження частина збільшення температур обмоток над температурою охолоджувального середовища припадає на ізоляцію, теплове перевантаження якої найбільше.

За середнього охолодження охолоджувальний агент (водень, повітря, вода або масло) кружляє всередині охолоджувальних каналів обмотки або пустих провідників і, зустрічаючись безпосередньо з нагрітими провідниками обмоток, забирає від них тепло. Тепловий стан ізоляції більш нормальний щодо перевантаження, що є значною вигодою цієї системи охолодження порівняно з непрямою.

Турбогенератори зазвичай роблять з повітряними, водневими і рідинними системами охолодження, а гідрогенератори – з повітряним і рідинним охолодженням. У різних режимах експлуатації генератора не дозволяється допускати перевищення температур обмоток більше за допустимі значення. Розглянемо роботу основних систем охолодження генераторів[4].

Безпосереднє рідинне охолодження генераторів

У таких типах як охолоджувальну рідину використовують дистильовану воду або масло, які мають більш високу тепловідвідну здатність порівняно з воднем. Це, в свою чергу, дає змогу збільшити одиничні потужності генераторів за таких же розмірів. В порівнянні з маслом дистильована вода як охолоджувальне середовище має більші тепловідвідні якості. Крім цього, масло є запальним середовищем, також при створенні необхідної швидкості руху масла потрібно більший тиск і відповідно додаткові витрати електроенергії. Тому зазвичай потужні генератори, які роблять в країнах СНД, виробляють з водяним охолодженням.

На електростанціях для охолодження генераторів водою частіше за все використовують відроблений конденсат турбін або дистильовану воду. Підключення охолоджувального конденсату до обмотки статора і його

виведення здійснюється зі сторони турбіни в частині головок лобових частин. Основне охолодження обмотки ротора забезпечується підключенням конденсату через центральний отвір вала машини, а звідти по радіальних трубках він рухається в лобові частини обмоток. Сердечник статора охолоджується воднем, який приходить в генератор від систем газового пристрою.

3. РЕЖИМИ РОБОТИ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ

3.1 Нормальні режими

Під нормальним режимом генератора мається на увазі режим, в якому він можить працювати без обмеження за часом. Звичайні режими роботи машин з будь-якими навантаженнями, відповідно до технологічних умов, від мінімально можливих до номінальних (на панелі генератора), а також режим змінного регульованого навантаження за умови, що основні параметри генератора не перевищують номінальних значень.

До стандартних параметрів генератора належить:

- повна потужність;
- напруга та струм статора;
- струм ротора;
- коефіцієнт потужності;
- частота;
- температура;
- тиск охолоджувального оточення.

Затяжні допустимі значення струму статора та ротора генератора залежать від деяких значень тиску газу та температури охолоджувального середовища, а так і від значення працюючої напруги на виходах статора та звичайно вточнюються в так званий режимній карті генератора, якою користуються під час його застосування.

Допустимі режими, за меншої температури прохолодного газу струму ротора та статора, якщо вони не написані заводом-виробником, визначаються на підставі випробовування на нагрівання.

Якщо температура остиджуваного газу більша ніж номінальної, то можливі струми статора та ротора зменшуються до значень, з якими температура обмоток не будуть вищі в допустимих в експлуатації. Коли температура вхідного

газу вище $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ робота генераторів не дозволяється. Для генераторів з водяним охолодженням обмоток статора зменшення навантажень у разі збільшення температури вхідної у обмотку води більше за номінальну мусить бути таким, щоб температура води, що вибирається з обмотки, не перевищила $85\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для запобігання конденсації вологи на стінах газоохолоджувачів температура точки роси водню в корпусі генератора під час робочого тиску повинні бути нижчою, ніж температура води на вході у газоохолоджувачі, але не вище $15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Остання вимога фактично визначає вологовміст газу не більше $12,8\text{ г/м}^3$. Збільшення вологості водню в генераторі за відсутності протікання води у газоохолоджувачах й застосуванні для підживлення добре осушеного водню може бути тільки за рахунок попадання вологи разом з повітрям з масла, що зливається з ущільнень в бік водню.

Підвищення вогкості водню знижує надійність й термін роботи ізоляції, шкідливо показується на механічній міцності бандажів ротора, оберігає зниження температури холодного водню в зимовий час через можливість конденсації вологи на стінках газоохолоджувачів. Нарешті, підвищення вологи в газі на 1 г/м^3 , збільшуючи густину газової суміші, підвищує вентиляційні втрати в генераторі на $0,8 - 1\%$.

Генератори із поверхневим водневим охолодженням можуть працювати на повітряному охолодженні за пониженого навантаження. Для генераторів з повним охолодженням, робота із навантаженням на повітряному охолодженні несприятлива, оскільки це призвело б до перегрівання й пошкодження обмотки.

Вміст кисню у корпусі генератора не має бути більшою за $1,2\%$, а в бачку продування – 2% . Недотримання цієї вимоги різко збільшиться небезпека утворення в генераторі вибухонебезпечної суміші. Отже, якщо вміст кисню сягає значень близьких до найбільш допустимих, робиться продування генератора чистим воднем, як й під час зменшення чистоти водню.

Напруга генератора повинна бути близька до симетричної й синусоїдальна. Це означатиме, що зворотна напруга не повинна бути більшою за

1%, а синусоїдальна не повинна бути більшою за 5%. Дозволяється коливання напруги статора в межах 5%. В той же момент генератор повинен робити на повній номінальній потужності протягом деякого часу, хоча для досягнення даного струму статора збільшується при 95% напруги, а при 105% струм ротора відповідно збільшується.

Довгочасне допустиме відхилення напруги не повинно перевищувати 10 % номінального.

Збільшення напруги більше ніж 10,5 % номінального значення пов'язано з збільшенням струму збудження та магнітної індукції генератора, що викликає збільшення нагріву сталі статора, зростання додаткових втрат у роторі й у конструктивних частинах статора[5].

3.2 Несиметричні режими

Несиметричний режим, що вказується нерівністю струмів в фазах обмоток статора генератора, викликається наявністю сильних однофазних навантажень, наприкладі однофазних печей, навантаження електротяги, або виникає під час перивання дроту лінії електропередачі, а так же ошиновки ВРП, в час відключення або не відключення однієї фази вимикача з по фазним керуванням, в час роботи генератора через неповнофазну трансформаторну групу й під час несиметричних КЗ.

Час дії великих струмів оборотної послідовності має бути точно обмежена й залежно від виду генератора визначається критерієм термічної стійкості ротора.

Для запобігання поломленню генераторів в разі неповнофазного відключення вимикачів блоків, як правило, передбачається прилад резервування в час відмови вимикачів ПРВВ, який діє в час непрацездатності будь-якої фази вимикачів секцій або всіх вимикачів системи шин, на яких працює блок.

Якщо планової зупинки блоків одночасно з відключенням вимикача утворюється гасіння поля генератора, тому за неповнофазного відключення вимикача генератор змінюється в режим двигуна без збудження з споживанням реактивної потужності із мережі[5].

3.3 Асинхронні режими

В час роботи бувають випадки, коли генератор утворює збій збудження збудника або поломку ланцюгів та обладнання збудника. При цьому випадку генератор, залишаючись на шині, випадає із синхронізації, тобто переходить у асинхронний режим (AR). В цьому режимі він перебуває короткий час під час переходу від основного збудника до резервного та навпаки. При цьому в міру зменшення магнітного потоку, що утворюється до цього струмом у обмотці ротора, генератор починає використовувати реактивну потужність із самої мережі.

Турбогенератори ТВФ, ТВВ, та ТГВ в межах невеликих ковзань мають достатньо жорстку кривизну асинхронного моменту. Під час праці збудження з активним навантаженням 0,5 – 0,6 номінального, навіть в час роз'єднаної обмотки ротора, ковзання в них не більше 0,3 – 0,8 %. Втрати в роторі при цьому складатимуть 0,3 – 0,9 номінальних втрат на збудження, в струм статора близько 1,0 – 1,15 номінального.

Для турбогенераторів не великої й середньої потужності (до 100 МВт) із системою непрямого і безпосереднього зниження температури обмотки ротора , допустимий час асинхронного режиму не більше 30 хвилин роботи з активним навантаженням 50 -70% від номінального. У такому інциденті струм статора не повинен бути більшим за допустимі значення.

Для ТГ із опосередкованим охолодженням бажано робити в навантаженні більший за 60% від номінального протягом 1 – 3 хвилин, які потрібні для повторної синхронізації.

Але найбільший асинхронний момент у турбогенераторів з безпосереднім зниженням температури значно менший, ніж у машин з непрямим охолодженням. В такому випадку втрата збудження в них під час навантажень, близька до номінальної, супроводжується збільшенням ковзання та струмом статора. Через збільшення швидкості обертання до недозволених меж може трапитись відключення турбіни увімкненням автомата безпеки.

Для ввімкнення цього на турбінах потужністю 300 МВт почали використовувати швидкодійні електрогідравлічні прилади до регуляторів, що утримують швидкість обертання у допустимих межах та автоматично послаблюють турбогенератори до допустимих меж.

Струми, що утворюються в зубцях, клинах та бочці ротора, в час асинхронного режиму турбогенератора утворюють нагрів ротора.

При асинхронному режимі в обмотці ротора показується напруга. Якщо обмотка розірвана або увімкнена не на електромашинний збудник, а на систему випрамлячів збудження, що утворює проходження струму оберненої полярності, тому в час великих ковзань приведена напруга може досягти небезпечного для обмотки ротора та випрамлячів значення.

Використання асинхронного режиму для залишення в роботі генератора за втрати збудження, хоча на деякий час, необхідне для переходу на резервне збудження, дозволяє в більшості випадків уникати аварійних зупинок генераторів. Але при цьому потрібно дотримуватись наступних умов:

- під час нестачі збудження потрібно знизити активне навантаження до номінальних значень (якщо немає автоматики) і поспробувати доступними з щита керування засобами (зміною положення керма шунтового реостата, рухом на коректор та компаудування тощо) відновити збудження. Якщо зробити цю дію не вдається, потрібно перейти на резервне збудження з вимкненням на час переходу АГП;
- генератор може відключитись з синхронізму за недостатнього збудження або у результаті аварії в системі. Для відновлення синхронізму збільшують струм

збудження і знижують активне навантаження. Якщо генератор не увійде в синхронізм, він має бути вимкнений від мережі[5].

Гідрогенератори без демпфуючих котушок мають невеликий найбільший асинхронний крутний момент та плоску характеристику (крива 4), тому в асинхронному режимі швидкість їх обертання значно збільшується, а споживання практично зводиться до нуля. Гідрогенератори з демпфуючою обмоткою мають найбільший максимальний асинхронний обертовий момент і більшу круту асинхронну характеристику обертового моменту у вигляді GG без демпфуючих котушок (крива 3). Оскільки проковзування генератора при цьому досить велике (3-5%), тому існує небезпека перегріву обмотки демпфера. Крім цього, навіть і без активних навантажень GG споживає велику кількість реактивного струму з мережі. Тому робота ГГ без демпферів у асинхронному режимі недопустима, а гідрогенераторів з демпферними обмотками допустима тільки після кілька секунд, для поновлення збудження.

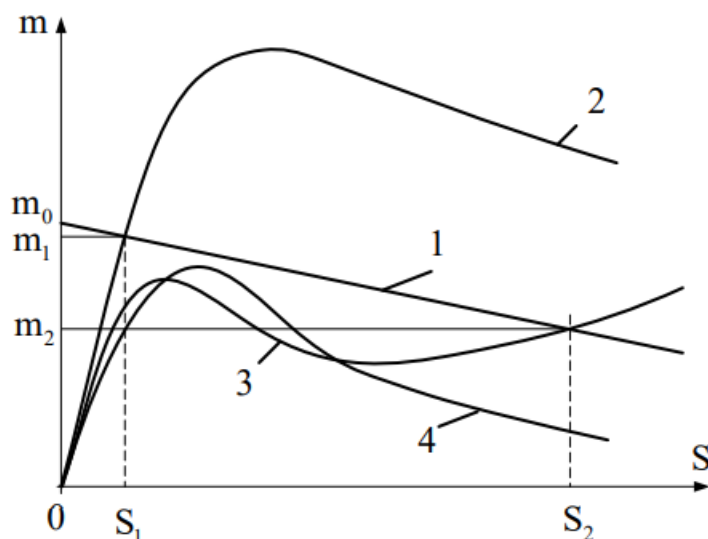


Рисунок 3.1 – Характеристики турбіни і асинхронного моментів генераторів

- 1 – регулювальна характеристика турбіни; 2 – асинхронний момент ТГ; 3 – асинхронний момент ГГ з демпферними обмотками;
- 4 – асинхронний момент ГГ без демпферних обмоток

3.4 Пускові режими

Коли машини під'єднанні до мережі, генеруються початкові струми, які за деяких умов пропорційні струмів короткого замикання та доводить до пониження напруги мережі, а якщо дія запуску затягується, це приведе до неприпустимого перегріву машини. В такому випадку при виборі способу запуску потрібно враховувати цей бік процесу, тобто його температура після пуску машини не повинна бути більшою за допустимі значення. Якщо машина пускається з холодного стану, дуже високе збільшення температури під час керування навантаженням може призвести до неприйнятних теплових і механічних навантажень, деформацій, пошкоджень та виходу машини з ладу.

Такими діями, в режимі пуску синхронної машини існують три етапи:

- початкове обертання ротора;
- синхронізація;
- набір навантаження.

Початкове обертання ротора

Для пуску синхронної машини потрібна початкова швидкість обертання ротора. Для цього може бути використаний будь-який варіант запуску обертання ротора. З всього переліку варіантів можна вибрати найбільш прийнятні для обертання синхронної машини:

- початкове обертання педалі акселератора;
- асинхронний спосіб початкового реверсування;
- комбінований метод.

У варіанті розгону двигуна для початкового обертання синхронної машини використовують додатковий асинхронний двигун із фазним ротором, встановленим на валу основної машини, а далі він запускається від мережі за допомогою реостата, який під'єднаний до обмотки ротора

розгінного двигуна. Потужність розгінного двигуна вибирається з урахуванням його вартості і прийнятного часу пуску та зазвичай становить 1-10% від потужності основного агрегату.

Як було сказано, синхронні машини не мають синхронного пускового моменту. Хоча ротори новітніх машин виготовляються з демпферними обмотками, потрібні для динамічної стабільності в аварійному режимі. Ці обмотки виготовлені у вигляді “білячої клітки”. Коли такі машини підключаються до мережі, вони мають асинхронний пусковий момент, що гарантує їх початковий реверс. Цей факт дозволяє використовувати асинхронний підхід до початкового реверсу синхронних машин.

Послідовність асинхронних методів:

- синхронні двигуни без збудження інтегровані у мережу з повністю або частково зниженою напругою на нормальній частоті;
- прискорити до під синхронної швидкості;
- включають збудження.

Після чого синхронна машина переходить в синхронний стан. Асинхронні методи прості, дешеві та швидкі. Однак, при включенні при повній напрузі, хоча пуск здійснюється швидко (0,5...1,5 хв), виникають великі пускові струми.

Набір навантаження

Після підключення генератора до мережі його необхідно завантажити. Однак швидкість збільшення навантаження на турбогенератор обмежена. Це визначається часом, необхідним для поступового нагріву турбіни.

При нормальних умовах швидкість зміни навантаження турбоагрегату знаходиться в межах 250...300 кВт/хв при першому навантаженні і 1 МВт/хв при прогріванні турбіни, а час установки навантаження становить кілька годин. Порушення вимоги поступового прийому неприпустимо. Це може призвести до серйозного механічного пошкодження обладнання теплової електростанції.

Різка зміна навантаження на турбоагрегат також може призвести до значних теплових і механічних навантажень на вузли і деталі генератора, що негативно позначається на його роботі. Через різницю в термічних постійних часу сталі і міді раптова зміна навантаження на машину викличе відносно переміщення намотувальних стрижнів в пазах і може призвести до механічного пошкодження ізоляції, деформації або розриву. Таке пошкодження ізоляції, ймовірно, відбудеться в обмотках регулюючих машин, які часто змінюють навантаження.

4. РОЗРАХУНОК ТУРБОГЕНЕРАТОРА

4.1 Розрахунок навантаження та розмірів

Номінальна потужність

$$S = \frac{P_H}{\cos \varphi_H} = \frac{110}{0.85} = 129.412 (MBA). \quad (4.1)$$

Діаметр розточки статора $D_1 = 1170 \text{ мм}$.

Діаметр ротора $D_2 = 1050 \text{ мм}$.

Отримуємо нормалізоване значення $D_2 = 1000 \text{ мм}$.

Розраховуємо довжину статора на основі:

$$l_1 = \frac{C_A \cdot S_H}{D_1^2 \cdot n_H} = \frac{16.5 \cdot 10^{10} \cdot 129.412}{1170^2 \cdot 3000} = 5199.54 (\text{мм}). \quad (4.2)$$

Обираємо довжину бочки ротора:

$$l_2 = l_1 (\text{мм}). \quad (4.3)$$

Значення лінійного навантаження: $A_1 = 750 \frac{A}{\text{см}}$.

Індукції в зазорі: $B_\delta = 0,86 \text{ Тл}$.

Кількість пар полюсів:

$$p = \frac{f_H \cdot 60}{n_H} = \frac{50 \cdot 60}{3000} = 1. \quad (4.4)$$

Розраховуємо значення полюсного дільника:

$$\tau = \frac{\pi \cdot D_1}{2 \cdot p} = \frac{3.14 \cdot 1170}{2 \cdot 1} = 1837.83 (\text{мм}). \quad (4.5)$$

Значення зазору:

$$\delta = 1.12 \cdot \text{окз} \frac{A_1 \cdot \tau^{1.5}}{B_\delta} = 1.12 \cdot 0.63 \frac{750 \cdot 1837.83^{1.5}}{0.86} = 48.48 (\text{мм}). \quad (4.6)$$

Заокруглене значення значення зазору $\delta = 49 \text{ мм}$.

Розрахунок діаметра розточки статора і полюсного дільника:

$$D_1 = D_2 + 2 \cdot \delta = 1000 + 2 \cdot 49 = 1098 (\text{мм}). \quad (4.7)$$

$$\tau = \frac{\pi \cdot D_1}{2} = \frac{3.14 \cdot 1170}{2} = 1724.73 (\text{мм}). \quad (4.8)$$

Далі проводимо розрахунок орієнтовних значень головних техніко – економічних показників машини.

Розрахунок відношення довжини статора до діаметра:

$$\lambda_1 = \frac{l_1}{D_1} = \frac{5199.54}{1170} = 4.74 \quad (4.9)$$

Розрахунок відношення довжини бочки ротора до діаметра:

$$\lambda_2 = \frac{l_2}{D_2} = \frac{5199.54}{1000} = 5.2 \quad (4.10)$$

Значення махового моменту розраховано по формулі:

$$GD = 3.8 \cdot \left(\frac{D_2}{1000} \right)^4 \cdot \frac{l_2}{1000} = 3.8 \cdot \left(\frac{1000}{1000} \right)^4 \cdot \frac{5199.54}{1000} = 19.758(m). \quad (4.11)$$

І загальна маса: $G = 250m$.

4.2 Розрахунок даних статора

Номінальний струм статора:

$$I_H = \frac{S_H \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{129.412 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 7115.8(A). \quad (4.12)$$

Об'єм струму в пазу статора:

$$t_1 = \frac{I_H}{A_1} \cdot 10 = \frac{7115.8}{750} \cdot 10 = 94.88(mm). \quad (4.13)$$

Розрахунковий зубовий крок по розточці статора відповідно:

$$t_1 = \frac{I_H}{A_1} \cdot 10 = \frac{7115.8}{750} \cdot 10 = 94.88(mm). \quad (4.14)$$

Кількість пазів статора:

$$Z_1 = \frac{\pi \cdot D_1}{t_1} = \frac{3.14 \cdot 1170}{94.88} = 36.36. \quad (4.15)$$

Заокруглюємо значення та приймаємо: $Z_1 = 36$.

Число пазів на полюс і фазу статора:

$$q = \frac{Z_1}{2 \cdot p \cdot m} = \frac{36}{2 \cdot 1 \cdot 3} = 6. \quad (4.16)$$

Розрахункові значення зубового кроку і лінійного навантаження:

$$t_1 = \frac{\pi \cdot D_1}{Z_1} = \frac{3.14 \cdot 1170}{36} = 95.82 (\text{мм}). \quad (4.17)$$

$$A_1 = \frac{I_{II}}{t_1} \cdot 10 = \frac{7115.8}{95.82} \cdot 10 = 742.63 \left(\frac{A}{\text{см}} \right). \quad (4.18)$$

Кількість з'єднаних послідовних витків в фазі:

$$\omega_1 = \frac{S_{II} \cdot Z_1}{2 \cdot m \cdot a} = \frac{2 \cdot 36}{2 \cdot 3 \cdot 2} = 6. \quad (4.19)$$

Обраховуємо ширину паза статора:

$$b_{II} = 0.45 \cdot t_1 = 0.45 \cdot 95.82 = 43.12 (\text{мм}). \quad (4.20)$$

Подвійна товщина ізоляції по ширині паза при напрузі 10,5 кВ $2b_{i1} = 8.5 (\text{мм})$.

Задана ширина елементарного провідника коли два провідника по ширині паза: $\Delta_i = 0.3$, $b_{i1} = 4.2$, $n_1 = 2$.

$$b_{M1} = \frac{b_{II} - 2 \cdot b_{i1}}{n_1} - \Delta_i = \frac{43.12 - 8.5}{2} - 0.3 = 14.86 (\text{мм}). \quad (4.21)$$

де - двостороння товщина власної ізоляції провідника ($\Delta_i = 0.3$ мм).

Заокругливши отримаємо: $b_{M1} = 12.5 (\text{мм})$.

Розрахункова ширина паза

$$b_{\text{пл}} = n_1 \cdot (b_{M1} + \Delta_i) + b_{i1} = 2 \cdot (12.5 + 0.3) + 8.5 = 38.4 (\text{мм}). \quad (4.22)$$

$$\frac{b_{\text{пл}}}{t_1} = \frac{38.4}{65.82} = 0.401. \quad (4.23)$$

Розрахункова площа поперечного перерізу стержня:

$$q_{a1} = \frac{I_H}{a \cdot j_i} = \frac{7115.8}{2 \cdot 2.5} = 1423.16 (\text{мм}^2). \quad (4.24)$$

Приймаємо стержень з чотирма суцільними провідниками: $N=4$

Розрахункова висота суцільного провідника:

$$a_{MC} = 2 (\text{мм}). \quad (4.25)$$

Отримуємо висоту елементарного провідника $a_{MC} = 2 (\text{мм})$., та розраховуємо площу перерізу провідника рівною: $q_{MC} = b_{M1} \cdot a_{MC} = 25 (\text{мм}^2)$.

Площа обрахованого перерізу міді одної групи:

$$q_{\Gamma} = N \cdot q_{MC} = 4 \cdot 25 = 1000 (\text{мм}^2). \quad (4.26)$$

Кількість провідників на стержень:

$$m_{\Gamma} = \frac{q_{a1}}{q_{\Gamma}} = \frac{1423.16}{100} = 14.23 (\text{мм}^2). \quad (4.27)$$

Заокруглюємо та отримуємо значення: $m_{\Gamma} = 13$.

Розраховуємо площу перерізу стержня:

$$q_{a1} = m_{\Gamma} \cdot q_{\Gamma} = 13 \cdot 100 = 1300 \text{ (мм}^2\text{)}. \quad (4.28)$$

Кінцева густина струму:

$$j_i = \frac{I_{II}}{2 \cdot q_{a1}} = \frac{7115.8}{2 \cdot 1300} = 2.74 \left(\frac{A}{\text{мм}^2} \right). \quad (4.29)$$

Сумарна товщина ізоляції по висоті паза для напруги 10,5 кВ складає $h_i = 25.7 \text{ мм}$.

Місце на транспозицію провідників рівне:

$$h_{TP} = \Delta_i = 0.3 \text{ (мм)}. \quad (4.30)$$

Обчислюємо висоту паза статора:

$$h_1 = \left[\Delta_i + N \cdot (a_{MC} + \Delta_i) \right] \cdot \frac{m_{\Gamma} \cdot S_{II1}}{n_1} + h_{TP} + h_i + h_{K1}, \quad (4.31)$$

$$h_1 = \left[0.3 + 4 \cdot (2 + 0.3) \right] \cdot \frac{13 \cdot 2}{2} + 2 \cdot 0.3 + 25.7 + 25 = 174.8 \text{ (мм)}.$$

Перевірка відношення:

$$\begin{aligned}\frac{h_1}{D_1} &= \frac{174.8}{1170} = 0.159, \\ \frac{h_1}{b_{III}} &= \frac{174.8}{43.12} = 4.557.\end{aligned}\quad (4.32)$$

Дані розраховані вірно і вони цілком задовольняють.

Магнітний потік в зазорі на холостому ході і номінальній напрузі:

$$\Phi_0 = \frac{2.6 \cdot U_H}{\omega_1 \cdot k_{об1}} \cdot \frac{50}{f_H} = \frac{2.6 \cdot 10.5}{6 \cdot 0.924} \cdot \frac{50}{50} = 4.92 \text{ (Вб)}.\quad (4.33)$$

Отримуємо індукцію в зубцях статора:

$$B_{z1/3} = 1.6 \cdot 1.07 = 1.712 \text{ (Тл)}.\quad (4.34)$$

Розрахована площа перерізу спинки статора для отримання заданої індукції:

$$Q_{z1/3} = \frac{\Phi_0}{B_{z1/3}} = \frac{4.92}{1.712} = 2.876 \text{ (м}^2\text{)}.\quad (4.35)$$

Розрахунок площі зубців статора:

$$Q_{z1/3} = \frac{\Phi_0}{B_{z1/3}} = \frac{4.92}{1.712} = 2.876 \text{ (м}^2\text{)}.\quad (4.36)$$

де

$$D_{z1/3} = D_1 + \frac{2}{3} \cdot h_1 = 1170 + \frac{2}{3} \cdot 175 = 1214.667 \text{ (мм)}.\quad (4.37)$$

$$b_{z1/3} = \frac{\pi \cdot D_{z1/3}}{Z_1} - b_{II1} = \frac{3.14 \cdot 1214.667}{36} - 38.4 = 67.6 (\text{мм}). \quad (4.38)$$

Найкраща довжина сталі:

$$l_e = \frac{Q_{z1/3} \cdot 10^6}{\frac{6}{\pi} \cdot q \cdot b_{z13}} = \frac{2.876 \cdot 10^6}{\frac{6}{3.14} \cdot 6 \cdot 67.6} = 3713.1 (\text{мм}). \quad (4.39)$$

Заокругливши отримаємо: $l_e = 3713 (\text{мм})$.

Розрахункова довжина активної сталі без каналів:

$$l_a = \frac{l_e}{k_c} = \frac{3713}{0.93} = 3992.5 (\text{мм}). \quad (4.40)$$

Кількість пакетів буде:

$$n_k = n_p - 1 = 80 - 1 = 79. \quad (4.41)$$

Повна обрахована довжина осердя статора:

$$l_1 = l_a + n_k \cdot b_k = 3992.5 + 79 \cdot 10 = 4782.47 (\text{мм}). \quad (4.42)$$

Індукція в зазорі на основі статора:

$$B_0 = \frac{\Phi_0 \cdot p \cdot 10^6}{(l_1 + 2 \cdot \delta) \cdot (D_2 + \delta)} = \frac{4.92 \cdot 1 \cdot 10^6}{(5199.54 + 2 \cdot 49) \cdot (100 + 49)} = 0.96 (\text{Тл}). \quad (4.43)$$

Приймаємо відношення:

$$B_{a1} = \frac{1.5}{1.07} = 1.402 \text{ (Тл)}. \quad (4.44)$$

Розрахункова площа перерізу спинки статора:

$$Q_{a1} = \frac{\Phi_0}{2 \cdot B_{a1}} = \frac{4.92}{2 \cdot 1.402} = 1.756 (\text{мм}^2). \quad (4.45)$$

Висота спинки статора:

$$h_{a1} = \frac{Q_{a1} \cdot 10^6}{l_e} = \frac{1.756 \cdot 10^6}{3713} = 473.017 \text{ (мм)}. \quad (4.46)$$

Заокругливши отримаємо: $h_{a1} = 473 \text{ (мм)}$.

Зовнішній діаметр осердя статора:

$$D_a = D_1 + 2 \cdot (h_1 + h_{a1}) = 1170 + 2 \cdot (175 + 473) = 2394 \text{ (мм)}. \quad (4.47)$$

Обрахована довжина лобової частини стержня статора:

$$l_{s1} = 2.5 \cdot \frac{D_1}{p} = 2.5 \cdot \frac{1170}{1} = 2745 \text{ (мм)}. \quad (4.48)$$

Розрахункова довжина витка обмотки статора:

$$l_{\omega 1} = 2 \cdot (l_1 + l_{s1}) = 2 \cdot (4782.47 + 2745) = 15054.946 \text{ (мм)}. \quad (4.49)$$

Опір обмотки статора постійного струму:

- при 15°C

$$r_{115} = \frac{\omega_1 \cdot l_{\omega 1}}{57 \cdot q_{a1} \cdot a} \cdot 10^{-3} = \frac{6 \cdot 13430}{57 \cdot 1300 \cdot 2} \cdot 10^{-3} = 0.6 \cdot 10^{-3} \text{ (Ом)}; \quad (4.50)$$

- при 75°C

$$r_{175} = 1.24 \cdot r_{115} = 1.24 \cdot 0.6 \cdot 10^{-3} = 0.8 \cdot 10^{-3} \text{ (Ом)}; \quad (4.51)$$

Вентиляційну схему осердя статора приймаємо однострунною, схему охолодження обмотки статора воднем - два стержня послідовно.

Далі перевіримо вібраційний стан осердя статора

Кількість періодів деформації осердя:

$$m_d = 2 \cdot p = 2 \cdot 1 = 2 . \quad (4.52)$$

Приблизний діаметр спинки статора:

$$D_{a0} = D_a - h_{a1} = 2394 - 473 = 1921 \text{ (мм)}. \quad (4.53)$$

Вага міді обмотки статора

$$G_{M1} = 3 \cdot q_{a1} \cdot l_{\omega 1} \cdot \omega_1 \cdot a \cdot \gamma_M , \quad (4.54)$$

$$G_{M1} = 3 \cdot 1300 \cdot 1554.946 \cdot 6 \cdot 2 \cdot 8.9 \cdot 10^{-6} = 6270.686 \text{ (кг)} .$$

Площа спинки статора:

$$S_a = \pi \cdot D_{a0} \cdot h_{a1} \cdot 10^{-6} = 3.14 \cdot 1921 \cdot 473 \cdot 10^{-6} = 2.855(\text{м}^2). \quad (4.55)$$

Вага спинки осердя статора:

$$G_{a1} = S_a \cdot l_e \cdot \gamma_E \cdot 10^{-3} = 2.855 \cdot 3713 \cdot 7.6 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 80.55211 \cdot 10^3 \text{ (кг)}. \quad (4.56)$$

Розрахуємо площу пазів статора:

$$\Sigma q_{m1} = Z_1 \cdot b_{m1} \cdot h_1 = 36 \cdot 43.12 \cdot 175 = 241.92 \cdot 10^3 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (4.57)$$

Розрахуємо площу зубців статора:

$$S_Z = [\pi(D_1 + h_1) \cdot h_1 - \Sigma q_{m1}] \cdot 10^{-6}, \quad (4.58)$$

$$S_Z = [3.14 \cdot (1170 + 175) \cdot 175 - 241.92 \cdot 10^3] \cdot 10^{-6} = 0.458(\text{м}^2).$$

Вага зубців осердя статора:

$$G_{Z1} = S_Z \cdot l_e \cdot 10^{-3} \cdot \gamma_E = 0.458 \cdot 3713 \cdot 10^{-3} \cdot 7.6 \cdot 10^3 = 12.923 \cdot 10^3 \text{ (кг)}. \quad (4.59)$$

Співвідношення маси зібраного осердя до маси спинки:

$$\eta_i = \frac{G_{a1} + G_{Z1} + G_{M1}}{G_{a1}} = \frac{8.055 \cdot 10^4 + 12.923 \cdot 10^3 + 6.227 \cdot 10^3}{8.055 \cdot 10^4} = 1.238 \quad (4.60)$$

Вигибну жорсткість осердя статора:

$$e = 1 + m_d^2 \cdot \left(\frac{h_{a1}}{D_{a1}} \right)^2 = 1 + 2^2 \cdot \left(\frac{473}{1921} \right)^2 = 1.238. \quad (4.61)$$

Частота коливань осердя статора:

$$f_c = 5.65 \cdot 10^3 \cdot \frac{h_{a1}}{D_{a1}^2} \cdot \sqrt{\frac{E_C}{\eta_i \cdot e}} = 5.65 \cdot 10^3 \cdot \frac{473}{1921^2} \cdot \sqrt{\frac{13 \cdot 10^4}{1.238 \cdot 1.243}} = 210.508 (\Gamma\mathcal{U}). \quad (4.62)$$

Динамічний коефіцієнт статора:

$$k_{\mathcal{D}} = \frac{1}{1 - \left(\frac{2 \cdot f_H}{f_C} \right)^2} = \frac{1}{1 - \left(\frac{2 \cdot 50}{210.508} \right)^2} = 1.291. \quad (4.63)$$

Амплітуда вібрацій статора:

$$A_m = \frac{300}{(m_d^2 - 1)^2} \cdot \frac{B_{\delta}}{E_C} \cdot \left(\frac{D_{a0}}{h_{a1}} \right)^3 \cdot \frac{D_1 \cdot l_1}{l_e} \cdot k_{\mathcal{D}}, \quad (4.64)$$

$$A_m = \frac{300}{(2^2 - 1)^2} \cdot \frac{0.86}{13 \cdot 10^4} \cdot \left(\frac{1921}{473} \right)^3 \cdot \frac{1170 \cdot 5199.54}{3713} \cdot 1.291 = 23.202 \text{ (мкм)}.$$

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

Охорона праці — це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів і засобів, спрямованих на збереження здоров'я й працездатності людини у процесі праці. Головною метою охорони праці є створення на кожному робочому місці безпечних умов праці, безпечної експлуатації обладнання, зменшення або повна нейтралізація дії шкідливих і небезпечних виробничих факторів на організм людини і, як наслідок, зниження рівня виробничого травматизму та професійних захворювань.

У бакалаврській роботі досліджуються режими роботи та відмінності будови синхронних генераторів.

Шкідливий виробничий фактор – фактор середовища або трудового процесу, вплив якого на працівника за певних умов (інтенсивність, тривалість дії тощо) може спричинити професійне або виробничо обумовлене захворювання, тимчасове або стійке зниження працездатності, підвищення частоти соматичних та інфекційних захворювань, призвести до порушення здоров'я як працівника, так і його нащадків;

Шкідливими виробничими факторами є :

1) Фізичні фактори:

- мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання);
- барометричний тиск;
- неіонізуючі електромагнітні поля та випромінювання: електростатичні поля, постійні магнітні поля, електричні та магнітні поля промислової частоти (50 Гц), електромагнітні випромінювання радіочастотного діапазону, електромагнітні випромінювання оптичного діапазону, зокрема лазерне та ультрафіолетове;
- іонізуючі випромінювання;

- виробничий шум, ультразвук, інфразвук;
- вібрація (локальна, загальна);
- освітлення: природне (відсутність або недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);
- іонізація повітря.

Отже, всі ці фактори можуть мати кумулятивний ефект на здоров'я працівників і призводити до різноманітних захворювань та проблем зі здоров'ям. Тому важливо дотримуватися вимог безпеки на робочому місці, використовувати необхідне захисне обладнання і мінімізувати вплив шкідливих фізичних чинників на організм людини.

2) Хімічні фактори:

- речовини хімічного походження,
- речовини біологічної природи, які отримані хімічним синтезом та/або для контролю яких використовуються методи хімічного аналізу,
- аерозолі фіброгенної дії (пил);

Отже, організми людини можуть реагувати по-різному на різні хімічні речовини в залежності від їхньої природи, концентрації та тривалості експозиції. Забезпечення безпеки на робочому місці, правильне використання захисного обладнання та ефективні системи вентиляції і контролю за забрудненням допомагають зменшити ризики впливу хімічних факторів на здоров'я людини.

3) Фактори трудового процесу:

- важкість (тяжкість) праці;
- напруженість праці.

Отже, загальний вплив факторів трудового процесу на організм людини залежить від специфіки робочого місця і умов, а також від індивідуальних особливостей працівників. Важливо вживати заходів безпеки та забезпечення комфортних умов праці для зменшення ризиків впливу негативних факторів на здоров'я.

Важкість (тяжкість) праці – характеристика трудового процесу, що відображає рівень загальних енергозатрат, переважне навантаження на опорно-

руховий апарат, серцево-судинну, дихальну та інші системи. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі.

Категорії робіт за важкістю: легка, середньої важкості, важка, дуже важка.

Напруженість праці – характеристика трудового процесу, що відображає навантаження переважно на центральну нервову систему, органи чуттів, емоційну сферу працівника. До показників, що характеризують напруженість праці, належать: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

У приміщенні ГАЕС використовується трифазна чотирьохпровідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною.

Згідно із ГОСТ 12.1.019-79, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід

захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.0.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання будь якого виду і призначення.

Електропривод насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил устрою електричних установок.

5.1.2 Електробезпека

Електробезпе́ка — система організаційних та технічних заходів і засобів, що забезпечують захист людей від шкідливого та небезпечного впливу електричного струму, електричної дуги, статичної електрики і електромагнітного поля.

Категорія умов з небезпеки електротравматизму — з підвищеною небезпекою.

Наведемо технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Технічні рішення із запобігання електротравм від контакту з нормально струмоведучими елементами електроустаткування:

- ізоляція нормально струмоведучих елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів;
- використання засобів орієнтації в електроустаткуванні, що запобігає помилковим діям при обслуговуванні та експлуатації електроустаткування — написи, таблички, попереджувальні знаки, різнокольорова ізоляція провідників окремих елементів електросхем;

2) Технічні рішення щодо запобігання електротравм при переході напруги на нормально неструмопровідні елементи електроустаткування: використання занулення — навмисного електричного з'єднання нормально неструмоведучих

елементів устаткування із заземленим нульовим проводом. При зануленні пробій на корпус призводить до короткого замикання фази. Спрацьовує захист від короткого замикання – і пошкоджений споживач відключається від мережі.

3) Електрозахисні засоби: обслуговуючий персонал обов'язково повинен мати випробувальні засоби захисту, які перед тим як застосовувати обов'язково необхідно перевірити на справність, відсутність зовнішніх пошкоджень. Перевірити також потрібно дату наступної перевірки засобу захисту, оскільки, якщо їх термін придатності вийшов, користуватись ними заборонено.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожувальними конструкціями виробничих приміщень, що має висоту 2 м над рівнем підлоги або підмостями, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Відповідно, до параметрів мікроклімату, що нормуються за ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень (додаток Б), відносяться: температура (t , °C) і відносна вологість повітря (W , %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань (Вт/м²). Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт та період року), наводяться в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Параметри мікроклімату виробничих приміщень

Період року	Категорія робіт	t , °C	W , %	V , м/с
Теплий	Па	18-27	65 при 25°C	0,2-0,4
Холодний	Па	17-23	Не більш 75°C	не більш 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату виробничих приміщень, відповідно до ДБНВ.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування , проектом передбачено.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Якість повітря за ДСТУ-Н Б А.3.2.1:2007. Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва , у першу чергу, залежить від наявності, рівня небезпечності та кількості шкідливих речовин. Шкідливі речовини можуть потрапляти до організму людини інгаляційними та іншими шляхами надходження (пероральний, шкірно-резорбтивний).

Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення наведені в таблиці 5.2.

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,5	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони, відповідно до ДБНВ.2.5-67:2013 , в роботі передбачені такі рішення:

1. Провітрювання приміщення;
2. Встановлення пиловловлюючих засобів;
3. Планове очищення ротора.

5.2.3 Виробниче освітлення

Для загального штучного освітлення приміщень потрібно використовувати найбільш енергоекономічні джерела світла, віддаючи перевагу при рівній потужності джерелам світла з більшою світловіддачею та терміном служби, з виконанням вимоги не знижувати якість освітлювального устаткування для зниження енерговитрат. Отже, для загального штучного освітлення доцільно використовувати розрядні та світлодіодні джерела світла, які за однакової потужності з тепловими джерелами (лампи розжарювання), мають більшу світлову віддачу та з більшим терміном експлуатації. Світлова віддача джерел світла, зокрема світлодіодних ламп, для штучного освітлення приміщень при мінімально допустимих індексах кольоропередачі не повинна бути менше визначених за ДБН В.2.5-28:2018.

Для загального та місцевого освітлення приміщень необхідно використати джерела світла з колірною температурою від 2400 К до 6800 К. Інтенсивність ультрафіолетового опромінення спектрального діапазону 320-400 нм не повинна перевищувати 0,03 Вт/м². Випромінювання з довжиною хвилі менше 320 нм не допускається. Наразі в Україні дозволено використання та затверджені вимоги до світлодіодних світлотехнічних пристроїв та електричних ламп, що використовуються в мережах змінного струму з метою освітлення.

Рівень ефективності споживання електроенергії електричними лампами та світильниками повинен відповідати вимогам Технічного регламенту енергетичного маркування електричних ламп та світильників. При відсутності відповідного маркування підтвердження має бути отримано за результатами вимірювань.

За найменшим або еквівалентним розміром освітлення визначаються характеристика та розряд зорової роботи, за характеристикою фону та контрастом об'єкту з фоном – підрозряд зорової роботи та, відповідно, нормовані

значення комбінованого та загального штучного освітлення. Визначені нормовані значення штучного освітлення вносимо до таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Нормовані значення виробничого освітлення

Харак- ка зорової роботи	Наймен- ш ий або еквівале- н тний розмір об'єкта розрізне- н ня, мм	Розряд зорової роботи	Підрозря- д зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характе- - ристика фону	Штучне при- системі комбінованого освітлення		Прир- одне Ен пр	Сумісне Е сум
							у т. ч. від загально- го		
Високої точності	Від 0,3 до 0,5 включно	III	в	малий середній великий	світлий середній темний	750	300	-	-

Для забезпечення нормованого значення штучної освітленості передбачено:

- 1.забезпечення чистоти повітря у приміщенні;
- 2.встановлення діодних ламп;
- 3.забезпечити чистоту ламп.

5.2.4 Виробничий шум

Нормуються за ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку допустимі рівні звукового тиску $L=20lg (P1/P0)$, дБ ($P1$ – середньоквадратичне значення звукового тиску, Па - за період часу, що розглядається, і $P0$ – значення звукового тиску на нижньому порозі чутливості в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц) залежно від частоти, характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами – ГС), або допустимі рівні звуку $LA=20lg (PA/P0)$, Дба (PA – середньоквадратичне

значення звукового тиску з урахуванням корекції А шумоміра) залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Допустимі рівні звукового тиску у октавних смугах частот, еквівалентні рівні звуку на робочих місцях за ДСН 3.3.6.037-99 наведені в додатку Д.

Для умов, що розглядаються в БКР, чи умов виконання роботи (вказати характер робіт і характер шуму) допустимі рівні звукового тиску мають відповідати ГС ... (вказати номер спектра), а рівні звуку LA не повинні перевищувати ... дБА – дивись таблицю 5.4.

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Робоча зона у приміщеннях енергетичного відділення	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Джерелами шуму в умовах, що розглядаються в роботі, є генератори.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено:

1. безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі;
2. для боротьби з обігрівальним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

5.2.5 Виробничі вібрації

Нормуються за ДСНЗ.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації допустимі величини віброшвидкості (м/с) чи віброприскорення (м/с²), або логарифмічні рівні віброшвидкості $L=20\lg(V1/V0)$, дБ ($V1$ – середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с, $V0 = 5 \cdot 10^{-8}$, м/с – вихідне значення віброшвидкості) залежно від частоти коливань, їх виду (транспортні, транспортно-технологічні, технологічні, вібрації робочого інструменту чи робочих місць), напрямку (X, Y, Z) і часу дії протягом зміни.

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в роботі, є генератори.

Можливі параметри вібрацій, виходячи з вібраційних характеристик (ВХ) відповідного обладнання, знаходяться в межах.....(навести можливі значення параметрів вібрацій для ряду частот).

Для умов, що розглядаються в роботі (вібрації робочого інструменту чи робочих місць, транспортні, транспортно-технологічні, технологічні) параметри вібрацій не повинні перевищувати наведені в таблиці 5.5 середньоквадратичні значення, м/с $\cdot 10^{-2}$ та логарифмічні рівні, дБ.

Таблиця 5.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-

Для зменшення дії вібрацій на працюючих у роботі передбачено:

1. Встановлення амортизаторів вібрації;
2. Регулярна перевірка генератора на зношування деталей.

5.3 Пожежна безпека

В третьому підрозділі заходи з пожежної безпеки розробляються у відповідності до вимог Закону України «Про пожежну безпеку», НАПБА.01.001-14 «Правила пожежної безпеки в Україні». При цьому розробляються конкретні інженерно-технічні заходи з підвищення стійкості роботи промислового об'єкта в умовах пожежі та її ліквідації.

Категорії приміщень за вибухопожежною небезпекою (ДСТУ Б В.1.1-36:2016): В пожежонебезпечна – Горючі гази, легкозаймисті, горючі і/або важкогорючі рідини, а та-кож речовини і/або матеріали, як здатні вибухати та горіти або тільки горіти під час взаємодії з водою, киснем повітря і/або один з од-ним; тверді горючі і/або важкогорючі речовини та матеріали (вклю-чно горючий пил і/або волокна), за умови, що приміщення, в яких вони знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються), не відносяться до категорій А або Б і питома пожежна навантага для твердих і рідких легкозаймистих, горючих та важкогорючих речо-вин і/або матеріалів на окремих ділянках площею не менше 10 м² кожна перевищує 180 МДж•м⁻². Якщо питома пожежна навантага не перевищує 180 МДж•м⁻², то приміщення відноситься до категорії Д за умови виконання вимог пунктів 7.6.1, 7.6.5 та 7.6.8

Ступінь вогнестійкості: І, ІІ – будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону із застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати вогонь.

Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвилинах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції:

- втрати несучої спроможності (R);
- втрати цілісності (E);
- втрати тепло та ізолювальної спроможності (I).

Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них за ДБН В.1.1.7-20

Таблиця 5.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них.

Ступінь вогнестійкості і будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	Стіни				колони	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	перекрыття між поверхами (у т.ч. горючі та над підвалами)		
	несучі та сходових кліток	самонесучі	зовнішні ненесучі	внутрішні ненесучі (перегородки)				Плити, настипи, прони	Балки, ферми, арки, рами
I	REI 150 M0	REI 75 M0	E 30 M0	EI 30 M0	R150 M0	R 60 M0	REI 60 M0	RE 30 M0	R 30 MO

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 наведено в таблиці .5.7

Таблиця 5.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбуршлюзу, не нижче
Стіни	1	REI 150	1	1
Перегородки	1	EI 45	2	1
Перекриття	1	REI 150	1	1

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 5.8 В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 5.8 Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків, сільськогосподарських будівель і споруд потрібно приймати за таблицею 5.8.

Таблиця 5.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, будівель і споруд.

Сступ інь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	II I	IIIa,IIIб,IV,IV a,V
I	6 /9	8 /9	10/12

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: повідомити головний щит управління, потім місце, яке загорілось слід гасити вогнегасниками; при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки порошковими вогнегасниками або піском.

Розрахунок площі машинного цеху ГАЕС. Розраховуємо кількість порошкових вогнегасників, в результаті чого використовуємо 75 вогнегасників типу ВП-20.

ВИСНОВКИ

В ході виконання бакалаврської дипломної роботи було розглянуто тему: Режими роботи та відмінності будови синхронних генераторів.

Дана теми є досить цікавою і водночас дуже важливою так як велика частина всіх електричних станцій використовують переважно синхронні генератори. Вони мають великі переваги порівняно з іншим типом генераторів а саме асинхронним. Синхронний генератор хоч в свої конструктивності та обслуговуванні дорогий вартісний в нього є здатність підключення великої кількості від десятків до тисяч генераторів на паралельну роботу.

Найбільше застосування даного типу генератора є ГЕС (гідроелектростанції), так як це один з аспектів де можливо об'єднати декілька генераторів на одній з гребель, наприклад, ГЕС „Три ущелини” в Китаї на даній станції розташовано 32 синхронних генератора з різними класами напруг.

Актуальністю даної теми є те, як потрібно використовувати синхронний генератор, та які можуть бути пошкодження і до чого вони можуть призвести.

В ході роботи ми розглянули використання різних типів генераторів а саме: вертикальні гідрогенератори підвісного і зонтичного типу, гідрогенератори капсульного типу, вертикальні оборотні гідрогенератори-двигуни. При проходженні практики на електростанції ГАЕС встановлені генератори вертикальні підвісні назва генератора СВО.

Далі в ході роботи є проілюстровані різні варіанти приєднання синхронних генераторів до РП.

Після чого ж в наступному розділі розписане більша частина про різновиди синхронних генераторів а саме: турбогенератор та гідрогенератор. Турбогенератори своє широке застосування мають на різних атомних або теплових електростанціях, так як гідрогенератор використовується в ГАЕС та ГЕС. Також розписано будови даних типів генераторів.

В наступному підрозділі в нас системи охолодження, так як при практиці довелось зустрічати лише водневу систему охолодження тому і в цьому пункті про ню й написано.

Після чого ж в нас йде різноманітні режими роботи для дипломної було обрано лише декілька основних режимів а саме: нормальний, несиметричний, асинхронний та пусковий, хоча ще синхронний генератор може виступати в ролі й синхронного компенсатора.

Далі розписаний основний розрахунок для турбогенератора і в ньому ми виконували розрахунки за двома підрозділами до першого відноситься розрахунок навантаження та розміри генератора в другому підрозділі в нас розрахунок статора.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/4f64273a-eb49-40e9-92c7-56436a72202a/content>
2. https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/tipi-gidrogeneratoriv-scho-generuyut-energiyu-maybutnogo
3. <https://eprints.kname.edu.ua/54048/1/2016%20%D0%BF%D0%B5%D1%87.%20112%D0%9B.pdf>
4. <https://kek.edu.ua/3-eksploatacija-generatoriv-i-sinhronnih-kompensatoriv/>
5. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
6. «ПТЕ Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.»
7. Електричні машини та трансформатори – М.О. Осташевський, О.Ю.Юр'єва 442с.
8. Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці – М. Й. Бурбело, Т. В. Макарова, М. А. Томчук – 2023, 66 с.
9. <http://1news.zp.ua/sinhronnyj-i-asinhronnyj-generator-cho-luchshe-dlya-promyshlennyh-masshtabov/>
10. Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього ступеня бакалавра галузі знань 14 «Електрична інженерія» / уклад.: С. В. Дембіцька, І. М. Кобилянська, О. В. Кобилянський. – Вінниця: ВНТУ, 2022. – 65 с.
11. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
12. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних

матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

13. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок.
URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А(обов'язковий)

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬНазва роботи: Режими роботи та відмінності будови синхронних генераторівТип роботи: Бакалаврська дипломна робота
(БДР, МКР)Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

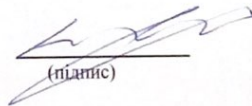
Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність 76,5% Схожість 23,5%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☐ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку

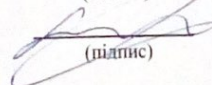

(підпис)Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unichesk щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)Таргус В.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

Додаток Б(обов'язковий)

Ілюстративна частина

Режими роботи та відмінності будови синхронних генераторів

Актуальність теми дипломної роботи

Актуальність. В даній темі розглянуто аварії на синхронних генераторах які можуть призводити до серйозних наслідків, включаючи пошкодження обладнання, перебої в електропостачанні та навіть небезпеку для персоналу.

Близько 90% усієї світової електричної енергії виробляється за допомогою синхронних генераторів.

Метою роботи є: Дослідження режимів роботи та відмінності будови синхронних генераторів.

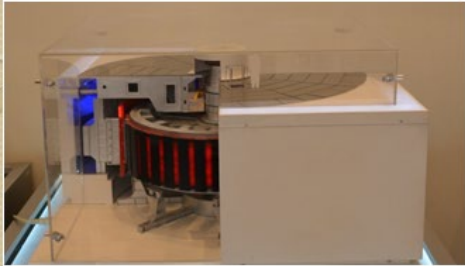
Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання:**

- Аналіз та розгляд використання синхронних генераторів та схеми приєднань розподільних пристроїв;
- Аналіз та дослідження будови гідрогенераторів, турбогенераторів та різновиди систем охолодження;
- Аналіз режимів роботи синхронних генераторів;
- Аналіз та методика розрахунку турбогенератора.



Синхронний генератор та його різновиди

Назва синхронний генератор означає, що частота напруги, яка ним виробляється, відповідає швидкості обертання ротора. Ротор, який також називається полюсним колесом, має електричні обмотки, котрі забезпечують магнітне поле.



Рисункок 1 – Вертикальний гідрогенератор

Рисункок 2 – Синхронний турбогенератор



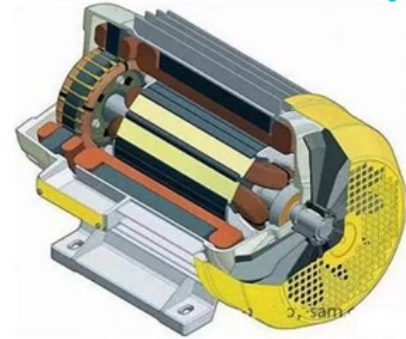
Рисункок 3 – Синхронний дизельгенератор

Порівняння синхронного з асинхронним

Основна різниця між синхронним і асинхронним генератором полягає у принципі синхронізації руху ротора із змінним магнітним полем статора:



Асинхронний



Синхронний

Рисунок 5 – Асинхронний та синхронний генератор

Межі застосування синхронного генератора

Синхронні генератори зазвичай застосовуються там, де важлива стабільність частоти та напруги, а також точність синхронізації із системою електропостачання.



Рисунок 6 – Використання синхронного генератора на електростанціях

Рисунок 7 – Використання синхронного генератора у вітрових турбінах



Режими роботи

Синхронний генератор може працювати в різних режимах в залежності від умов використання і вимог системи електропостачання. Основні режими роботи синхронного генератора включають:

- Нормальні режими;
- Несиметричні режими;
- Асинхронні режими;
- Пускові режими;

Кожен з цих режимів використання відповідає конкретним умовам і вимогам електричної системи, де знаходиться синхронний генератор.



Система охолодження

Розглянемо роботу основних систем охолодження генераторів.

Безпосереднє рідинне охолодження генераторів

У таких типах як охолоджувальну рідину використовують дистильовану воду або масло, які мають більш високу тепловідвідну здатність порівняно з воднем. На електростанціях для охолодження генераторів водою частіше за все використовують відроблений конденсат турбін або дистильовану воду. Підключення охолоджувального конденсату до обмотки статора і його виведення здійснюється зі сторони турбіни в частині головок лобових частин. Основне охолодження обмотки ротора забезпечується підключенням конденсату через центральний отвір вала машини, а звідти по радіальних трубках він рухається в лобові частини обмоток. Сердечник статора охолоджується воднем, який приходить в генератор від систем газового пристрою.