

**МЕХАНІКО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ**

**Кафедра електроенергетики, електротехніки  
та електромеханіки**

**Розрахунок стійкості системи електропостачання**

**методичні вказівки**

**до виконання контрольної роботи  
з дисципліни**

***«Стійкість систем електропостачання  
в перехідних та аварійних режимах»***

**Харків – 2019**

Методичні вказівки розглянуто та рекомендовано до друку на засіданні кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки 25 лютого 2019 р., протокол № 8.

Рекомендуються для магістрантів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» усіх форм навчання.

Укладачі:

старш. викл. Ю. О. Семененко,  
доценти О. І. Семененко,  
О. Д. Супрун,  
старш. викл. М. М. Одегов

Рецензент

проф. О. С. Крашенінін

РОЗРАХУНОК СТІЙКОСТІ СИСТЕМИ  
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання контрольної роботи  
з дисципліни

*«СТІЙКІСТЬ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ  
В ПЕРЕХІДНИХ ТА АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ»*

Відповідальний за випуск Семененко Ю. О.

Редактор Ібрагімова Н. В.

---

Підписано до друку 12.03.19 р.

Формат паперу 60x84 1/16. Папір писальний.

Умовн.-друк.арк. 1,75. Тираж 50. Замовлення №

Видавець та виготовлювач Український державний університет  
залізничного транспорту,

61050, Харків-50, майдан Фейєрбаха, 7.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 6100 від 21.03.2018 р.

## ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Вимоги до оформлення контрольної роботи.....	5
1.1 Вимоги до структури контрольної роботи.....	5
1.2 Вимоги до оформлення контрольної роботи.....	5
2 Завдання та вказівки до контрольної роботи.....	6
2.1 Завдання на контрольну роботу.....	7
2.2 Вказівки до виконання розрахунку.....	7
3 Методика виконання контрольної роботи.....	9
3.1 Аналіз статичної стійкості системи електропостачання..	9
3.2 Аналіз динамічної стійкості системи електропостачання	18
Питання для підготовки до захисту контрольної роботи.....	26
Список літератури.....	28
Додаток А.....	29
Додаток Б.....	30

## ВСТУП

Процес створення та експлуатації систем електропостачання (СЕП) пов'язаний із значними витратами матеріальних ресурсів, тому таким важливим є підвищення економічності і забезпечення високого рівня надійності роботи СЕП в різних умовах і режимах експлуатації, включаючи аварійні та післяаварійні режими. У зв'язку з цим до СЕП і якості електроенергії в різних режимах роботи висуваються досить високі вимоги, можливості виконання яких прийнято оцінювати на основі дослідження перехідних процесів.

Дослідження та розрахунки перехідних процесів необхідні для вирішення багатьох завдань, що виникають при проектуванні та експлуатації СЕП, зокрема для вибору і налагодження автоматичних пристроїв протиаварійних систем захисту, аналізу перехідних процесів з метою визначення умов стійкості роботи електричного навантаження та розроблення заходів для забезпечення безперервної роботи споживачів електричної енергії в різних режимах СЕП.

За результатами досліджень і розрахунків перехідних процесів варто проектувати такі СЕП, перехідні процеси яких закінчувалися б припустимим усталеним режимом. При аналітичних дослідженнях перехідних процесів використовують метод перетворення координат, метод симетричних складових, схеми заміщення для різних режимів СЕП та ін. Метою контрольної роботи є вивчення магістрантами методик розрахунку стійкості СЕП в перехідних та аварійних режимах шляхом визначення статичної стійкості методом малих коливань і динамічної стійкості при великих збуреннях.

# 1 ВИМОГИ ДО ОФОРМЛЕННЯ КОНТРОЛЬНОЇ РОБОТИ

## 1.1 Вимоги до структури контрольної роботи

Контрольна робота повинна включати:

- титульний аркуш;
- завдання на контрольну роботу;
- зміст – 1 сторінка;
- вступ – 1 сторінка;
- основну частину – 10-15 сторінок;
- список літератури.

**Вступ** повинен у стислій формі відображувати сучасний стан даного питання, обґрунтовувати необхідність його вирішення, актуальність застосованих методик, зв'язок з виробничими завданнями та узагальнену мету контрольної роботи.

**Основна частина** включає основні відомості про об'єкт дослідження, короткий опис застосованих методик, основні розрахунки та їхні результати, аналіз результатів розрахунків, висновки і обґрунтування прийнятих рішень.

## 1.2 Вимоги до оформлення контрольної роботи

Контрольна робота виконується на стандартних аркушах паперу формату А4 (210x297) мм, текст розташовується на одному боці аркуша. Міжрядковий інтервал – 1,5, розмір літер основного тексту – 14 pt, колір – чорний, гарнітура – *Times New Roman*.

Поля: зліва – 25 мм, знизу – 25 мм, зверху – 15 мм, справа – 10 мм. Розміри у формулах: звичайний – 16 pt, крупний індекс – 9 pt, мілкий індекс – 7 pt, крупний символ – 24 pt, мілкий символ – 16 pt. Всі латинські букви набираються курсивом. Текст набирається в редакторі *Word for Windows* шрифтом *Times New Roman*.

Відстань між заголовком і текстом, між заголовками розділу та підрозділу, між текстом і формулою – два міжрядкові інтервали. Номер сторінки ставиться внизу справа. Всі сторінки

нумеруються починаючи з титульного аркуша. На титульному аркуші, на аркушах завдання, змісту номери не проставляються. Форматування тексту – «по ширині».

Формули нумеруються арабськими цифрами в межах розділу. Номер формули складається з номера розділу та порядкового номера формули в розділі, розділених крапкою. Номер указують з правого боку аркуша напроти формули в круглих скобках, наприклад (2.4) – четверта формула другого розділу. Формули вирівнюють по центру.

У процесі розрахунку необхідно навести формулу, підставити в неї числові значення та записати готову відповідь без проміжних розрахунків. При багатократно повторюваних однотипних розрахунках слід навести розрахункову формулу, дати один приклад розрахунку, а результати наступних розрахунків звести до таблиці. Значення символів і числових коефіцієнтів повинні розшифровуватися безпосередньо під формулою в тій послідовності, у якій вони ідуть у формулі. Перший рядок починають зі слова «де», дві крапки після нього не ставлять. Рівняння та формули відділяють у тексті пропущеними рядками. Перенесення у формулах дозволене тільки після арифметичних знаків (плюс, мінус, помножити, дорівнює).

Всі ілюстрації (схеми, графіки, рисунки, діаграми), які пояснюють текстову частину пояснювальної записки, називаються рисунками. Вони позначаються «Рис.» і нумеруються послідовно арабськими цифрами в межах розділу. Номери рисунків ставлять аналогічно номерам таблиць і формул. Після номера рисунка слідує підрисунковий надпис.

## **2 ЗАВДАННЯ ТА ВКАЗІВКИ ДО КОНТРОЛЬНОЇ РОБОТИ**

### **Мета роботи:**

- вивчити спосіб визначення статичної стійкості системи електропостачання методом малих коливань та критерії стійкості;
- вивчити методи визначення динамічної стійкості системи електропостачання при великих збуреннях.

## 2.1 Завдання на контрольну роботу

Необхідно проаналізувати статичну та динамічну стійкість СЕП, яка зображена на рисунку 2.1:

- а) за характеристичним рівнянням руху ротора генератора виконати  $D$ -розбиття за невідомими параметрами системи;
- б) відмітити на площині рішень області стійкості;
- в) вибрати параметри елементів системи, при яких система буде статично стійкою;
- г) побудувати кутову характеристику генератора за обраними параметрами елементів системи, відмітити вихідний режим і визначити запас статичної стійкості за активною потужністю.

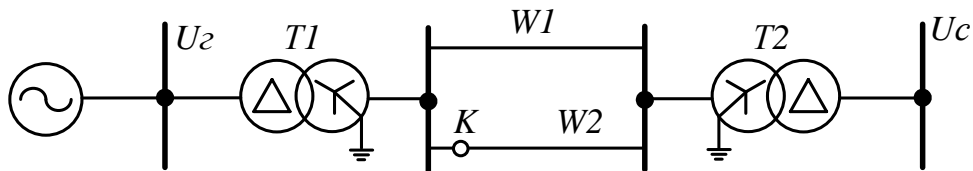


Рисунок 2.1 – Однолінійна принципова схема системи електропостачання

При раптовому однофазному металевому короткому замиканні  $K^{(1)}$ , яке відбулось у зазначеній точці електричної системи, що перейшло у двофазне коротке замикання на землю  $K^{(1,1)}$  через час  $t_1$ , що відповідає куту навантаження  $\delta_1 = 1,1\delta_0$  рад, яке у свою чергу через  $t_2$ , що відповідає куту навантаження  $\delta_2 = 1,2$  рад, перейшло в трифазне коротке замикання  $K^{(3)}$ , пошкоджена ділянка була відключена вимикачем при куті навантаження  $\delta_3 = 1,35$  рад (спільний час перехідного процесу склав  $t_\Sigma$ ):

- а) проаналізувати динамічну стійкість системи електропостачання методом площин;
- б) визначити граничний час відключення перехідного процесу  $t_\Sigma$  методом послідовних інтервалів.

## 2.2 Вказівки до виконання розрахунку

Вихідні дані для розрахунку, що видаються індивідуально кожному магістранту, наведені в додатку А (таблиці А.1 і А.2).

При розрахунках необхідно прийняти ряд припущень:

1 Момент інерції парових турбін прийняти рівним 150 % моменту інерції приєднаного до них турбогенератора, момент інерції гідротурбін прийняти рівним 10 % моменту інерції приєднаного до них гідрогенератора.

2 Втрати потужності демпферної обмотки генераторів потужністю до 1000 кВт складають 0,5 % номінальної потужності генератора, вище 1000 кВт – 0,25 %.

3 Погонний опір ліній номінальною напругою до 220 кВ приймати рівним 0,4 Ом/км, напругою 330 кВ – 0,325 Ом/км, напругою 500 кВ – 0,307 Ом/км. Середнє значення відношення опорів нульової послідовності повітряної лінії електропередачі до прямої  $X_0/X_1$  приймати рівним для одноланцюгової лінії без заземлених тросів – 3,5; те саме зі сталевими заземленими тросами – 3,0; те саме з заземленими тросами з матеріалів із високою електропровідністю – 2,0; для дволанцюгової лінії без заземлених тросів – 5,5; те саме зі сталевими заземленими тросами – 4,7; те саме з заземленими тросами з матеріалів із високою електропровідністю – 3,0. Довжину ліній обирати до 200 км при нарузі до 220 кВ і до 150 км при нарузі 330 та 500 кВ.

4 Напругу короткого замикання силових трансформаторів номінальної вищої напруги 242 кВ приймати рівною 11,5 %, напругу 115 кВ – 10,5 %. Номінальну повну потужність силового трансформатора  $T1$  приймати рівною найближчій номінальній повній потужності генератора зі стандартного ряду потужностей трансформаторів. Номінальну повну потужність силового трансформатора  $T2$  приймати рівною не менше номінальної повної потужності вихідного режиму.

5 Для регулювання збудження генераторів потужністю вище 100 кВт застосовуються системи автоматичного регулювання збудження пропорційної дії (АРЗ-П), вище 60 МВт – сильної дії (АРЗ-С).



## 3 МЕТОДИКА ВИКОНАННЯ КОНТРОЛЬНОЇ РОБОТИ

### 3.1 Аналіз статичної стійкості системи електропостачання

Характеристичне рівняння руху ротора при врахуванні демпфірувальних моментів в обмотці збудження генератора має вигляд

$$T_j T_d \frac{d^3 \delta}{dt^3} + (T_j + P_d T_d) \frac{d^2 \delta}{dt^2} + (C_2 T_d + P_d) \frac{d\delta}{dt} + C_1 = 0, \quad (3.1)$$

$$\text{де } C_1 = \frac{E_q U_c}{X_{d\Sigma}} \cos \delta_0;$$

$$C_2 = C_1 + \frac{X_d - X_d'}{X_{d\Sigma} X_{d\Sigma}'} U_c^2 \sin^2 \delta_0;$$

$$\text{де } X_{d\Sigma} = X_d + X_c;$$

$$X_{d\Sigma}' = X_d' + X_c;$$

$$T_d' = \frac{X_{d\Sigma}'}{X_{d\Sigma}} T_{do} \cdot \omega_0;$$

$E_q$  – синхронна електрорушійна сила генератора,

$$E_q = \sqrt{\left(1 + \frac{Q_0}{U_c} X_d\right)^2 + \left(\frac{P_0}{U_c} X_d\right)^2}, \text{ в. о.};$$

$U_c$  – напруга системи, в. о.;

$T_{do}$  – постійна часу обмотки збудження, с;

$\delta_0$  – кут між  $E_q$  та  $U_c$ , рад;

$X_d$  – синхронний індуктивний опір генератора по повздовжній осі, в. о.;

$X_c$  – еквівалентний опір системи, в. о.;

$X_d'$  – перехідний індуктивний опір генератора, в. о.;

$T_j$  – постійна інерції генератора,  $T_j = \frac{2,74 \cdot GD^2 \cdot n^2}{S_H} \omega_0$ , рад;

$P_d$  – втрати потужності в демпферній обмотці, в. о.

Розглянемо рішення на прикладі системи, зображеної на рисунку 2.1. Система складається з генератора типу ТВФ-63-2, трансформатора  $T1$  з номінальною напругою 10,5/121 кВ, трансформатора  $T2$  з номінальною напругою 121/10,5 кВ, при вихідному режимі  $P_0 = 60$  МВт,  $Q_0 = 20$  МВАр,  $U_c = 10$  кВ. За базисні умови приймаємо  $U_{в1} = 10,5$  кВ,  $U_{в2} = 115$  кВ,  $U_{в3} = 10,5$  кВ,  $S_6 = 78,75$  МВА.

### 3.1.1 Метод $D$ -розбиття для аналізу статичної стійкості системи

Для визначення області допустимих значень опору системи, наведеної на рисунку 2.1, використовуємо метод  $D$ -розбиття за невідомими параметрами  $C_1$  і  $C_2$ . Для цього виконаємо перетворення характеристичного рівняння:

- замінимо  $\frac{d\delta}{dt}$  на  $p$ ,  $\frac{d^2\delta}{dt^2}$  на  $p^2$ ,  $\frac{d^3\delta}{dt^3}$  на  $p^3$ ;
- отримаємо нове характеристичне рівняння вигляду

$$T_j T_d' p^3 + (T_j + P_d T_d') p^2 + (C_2 T_d' + P_d) p + C_1 = 0; \quad (3.2)$$

- припустимо, що є пара виключно уявних коренів характеристичного рівняння  $\pm j\omega$

$$T_j T_d' (j\omega)^3 + (T_j + P_d T_d') (j\omega)^2 + (C_2 T_d' + P_d) (j\omega) + C_1 = 0; \quad (3.3)$$

- відкриємо дужки і розділимо характеристичне рівняння на систему з двох рівнянь – дійсної та уявної частин:

$$-j \cdot T_j T_d' \omega^3 + (T_j + P_d T_d') \omega^2 + j \cdot (C_2 T_d' + P_d) \omega + C_1 = 0; \quad (3.4)$$

$$\begin{cases} U(\omega) = -(T_j + P_d T_d') \omega^2 + C_1 = 0 \\ V(\omega) = -T_j T_d' \omega^3 + (C_2 T_d' + P_d) \omega = 0 \end{cases} \quad (3.5)$$

Постійна інерції генераторного агрегату включає інерцію турбогенератора та інерцію турбіни, тому постійна часу інерції агрегату дорівнює

$$T_j = \frac{2,74(GD_G^2 + GD_T^2) \cdot n^2}{S_H} \omega_0, \quad (3.6)$$

$$T_j = \frac{2,74 \cdot (1,5 \cdot 8,85 + 8,85) \cdot 3000^2}{78,75 \cdot 10^6} 316 = 2169 \text{ (рад)}.$$

Приведена постійна часу обмоток збудження

$$T_d' = \frac{0,202}{1,513} \cdot 6,15 \cdot 314 = 257,82 \text{ (рад)}.$$

Потужність втрат у демпферних обмотках складає

$$0,0025P_H = 0,0025 \cdot 0,8 = 0,002 \text{ (в.о.)},$$

де  $P_H = 0,8$  в.о.

Виразимо параметр  $C_1$  через  $X_c$ :

$$C_1 = \frac{1,801 \cdot 0,95}{1,513 + X_c} \cos(\arcsin 0,445 X_c) = \frac{1,711}{1,513 + X_c} \sqrt{1 - 0,198 X_c^2}, \quad (3.7)$$

де  $U_G = 1$  в.о.;

$$U_C = 0,95 \text{ в.о.};$$

$$X_{d\Sigma} = 1,53 + X_C;$$

$$P_0 = 0,761 \text{ в.о.};$$

$$Q_0 = 0,254 \text{ в.о.}$$

$$E_q = \sqrt{\left(1 + \frac{0,254}{1} 1,513\right)^2 + \left(\frac{0,761}{1} 1,513\right)^2} = 1,801 \text{ в.о.};$$

$$\delta_0 = \arcsin \frac{P_0}{P_m} = \arcsin \frac{P_0 \cdot X_C}{E_q \cdot U_C} = \arcsin \frac{0,761 \cdot X_C}{1,801 \cdot 0,95} = \arcsin 0,445 X_C.$$

Виразимо параметр  $C_2$  через  $X_c$ :

$$C_2 = \frac{1,711}{1,513 + X_c} \sqrt{1 - 0,198X_c^2} + \frac{1,513 - 0,202}{(1,513 + X_c) \cdot (0,202 + X_c)} 0,95^2 \sin^2(\arcsin 0,455X_c) =$$

$$= \frac{1,711}{1,513 + X_c} \sqrt{1 - 0,198X_c^2} + \frac{0,263X_c^2}{(1,513 + X_c) \cdot (0,202 + X_c)}, \quad (3.8)$$

де  $X'_{d\Sigma} = 0,202 + X_c$ .

Підставимо визначені величини у формули (3.5) і спростимо:

$$\begin{cases} U(\omega) = -(2169 + 0,002 \cdot 257,82) \cdot \omega^2 + C_1 = 0 \\ V(\omega) = -2169 \cdot 257,82 \cdot \omega^3 + (C_2 \cdot 257,82 + 0,002) \cdot \omega = 0 \end{cases}; \quad (3.9)$$

$$\begin{cases} U(\omega) = -2169 \cdot \omega^2 + C_1 = 0 \\ V(\omega) = -559243 \cdot \omega^3 + 0,022 \cdot \omega + C_2 \cdot 257,82 \cdot \omega = 0 \end{cases}, \quad (3.10)$$

де  $C_1 = f_1(X_c)$  і  $C_2 = f_2(X_c)$ .

Побудуємо  $D$ -розбиття за параметрами  $C_1$  і  $C_2$ , для цього приведемо систему (3.10) до вигляду

$$\begin{cases} 1 \cdot C_1 + 0 \cdot C_2 = 2169 \cdot \omega^2 \\ 0 \cdot C_1 + 257,82 \cdot \omega \cdot C_2 = 559243 \cdot \omega^3 - 0,002 \cdot \omega \end{cases}. \quad (3.11)$$

Знайдемо визначники системи:

$$\Delta = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 257,87\omega \end{vmatrix} = 257,82\omega; \quad (3.12)$$

$$\Delta_1 = \begin{vmatrix} 2169 \cdot \omega^2 & 0 \\ 559243 \cdot \omega^3 - 0,002 \cdot \omega & 257,87 \cdot \omega \end{vmatrix} = 559376 \cdot \omega^3; \quad (3.13)$$

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} 1 & 2169 \cdot \omega^2 \\ 0 & 559243 \cdot \omega^3 - 0,002 \cdot \omega \end{vmatrix} = 559376 - 0,002 \cdot \omega. \quad (3.14)$$

Виразимо параметри  $C_1$  і  $C_2$ :

$$C_1 = \frac{\Delta_1}{\Delta} = \frac{559243 \cdot \omega^3}{257,82 \cdot \omega} = 2169 \cdot \omega^2; \quad (3.15)$$

$$C_2 = \frac{\Delta_2}{\Delta} = \frac{559243 \cdot \omega^3 - 0,002 \cdot \omega}{257,82 \cdot \omega} = 2169 \cdot \omega^2 - 7,8 \cdot 10^{-9}. \quad (3.16)$$

Визначимо область значень параметрів, при яких система буде стійкою. Для цього на площині параметрів  $C_1$  і  $C_2$  побудуємо характеристику  $D$ -розбиття (рисунок 3.1), виберемо точку в будь-якій з отриманих областей і підставимо значення параметрів у характеристичне рівняння (3.2). Потім визначимо стійкість системи за допомогою будь-якого відомого критерію.

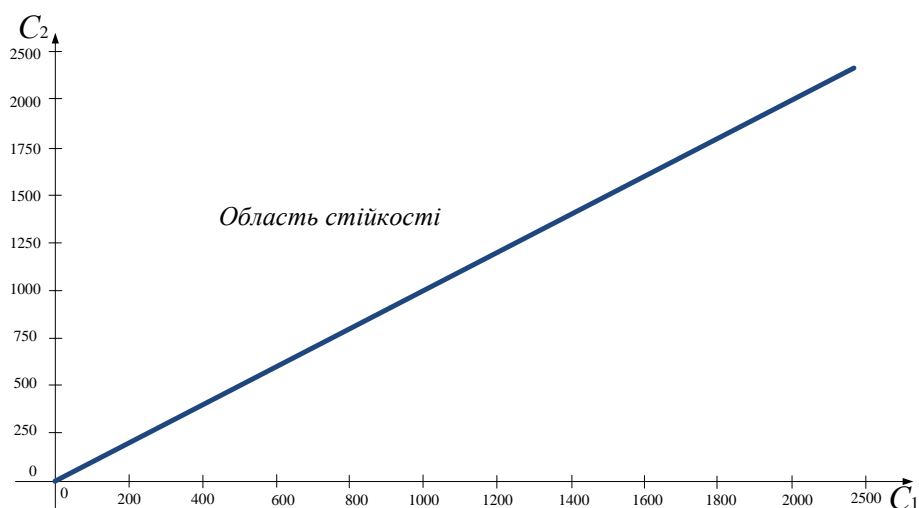


Рисунок 3.1 – Характеристика  $D$ -розбиття за параметрами  $C_1$  і  $C_2$

Розглянемо визначення області стійкості на прикладі точки (100, 1000). Підставимо значення параметрів у характеристичне рівняння (3.2):

$$559243p^3 + 2169p^2 + (1000 \cdot 257,82 + 0,002)p + 100 = 0; \quad (3.17)$$

$$559243p^3 + 2169p^2 + 257820 + 100 = 0. \quad (3.18)$$

Оскільки ступінь характеристичного рівняння (3.5), то найпростіший спосіб визначення стійкості – критерій Гурвіца. Складемо матрицю Гурвіца:

$$\Gamma = \begin{vmatrix} 2169 & 100 & 0 \\ 559243 & 257820 & 0 \\ 0 & 2169 & 100 \end{vmatrix}. \quad (3.19)$$

Всі коефіцієнти з індексом  $i < 0$  або  $i > n$  позначаються нулями. Для дотримання стійкості потрібно, щоб всі  $n$  діагональних мінорів матриці Гурвіца були додатними.

$$\Delta_1 = 2169 > 0; \quad (3.20)$$

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} 2169 & 100 \\ 559243 & 257820 \end{vmatrix} = 5,035 \cdot 10^8 > 0; \quad (3.21)$$

$$\Delta_3 = \begin{vmatrix} 2169 & 100 & 0 \\ 559243 & 257820 & 0 \\ 0 & 2169 & 100 \end{vmatrix} = 5,035 \cdot 10^{10} > 0. \quad (3.22)$$

Отже, система стійка у вибраній точці, тобто вона стійка у всій області параметрів над характеристикою  $D$ -розбиття (рисунок 3.1).

### 3.1.2 Вибір елементів системи електропостачання за умови статичної стійкості

Підберемо параметри системи, схема заміщення якої зображена на рисунку 3.2, при якій система буде статично стійкою.

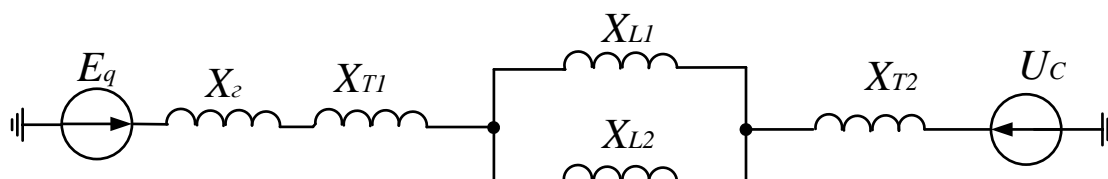


Рисунок 3.2 – Схема заміщення системи електропостачання

Завдання полягає у виборі величини  $X_c$ , що складається з суми опорів елементів системи. Оскільки потужність розглянутого генератора вище 60 МВт, то для регулювання збудженням генератора використовується АРВ-С, отже для визначення статичної стійкості  $X_T = 0$ . Тоді

$$X_c = X_{T1} + X_{L1} // X_{L2} + X_{T2}, \quad (3.23)$$

де  $X_{T1}$  – опір трансформатора  $T1$ , в.о.;

$X_{L1}, X_{L2}$  – опір лінії  $W1, W2$ , в.о.;

$X_{T2}$  – опір трансформатора  $T2$ , в.о.

Опір трансформаторів визначаємо за формулою

$$X_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (3.24)$$

де  $u_k$  – напруга короткого замикання трансформатора, %;

$U_n$  – номінальна вища напруга трансформатора, кВ;

$U_{\bar{\sigma}}$  – базисна напруга, кВ;

$S_n$  – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$S_{\bar{\sigma}}$  – базисна потужність, МВА.

Оскільки повна потужність генератора становить 78,75 МВА, то вибираємо потужність трансформатора  $T1$ , найближчу зі стандартного ряду, тобто 80 МВА. Повна потужність вихідного режиму становить 63 МВА, отже номінальна потужність трансформатора  $T2$  зі стандартного ряду також 63 МВА. Тоді опори силових трансформаторів  $T1$  і  $T2$  відповідно дорівнюють

$$X_{T1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{80} \cdot \frac{78,85}{115^2} = 0,114 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{T2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{63} \cdot \frac{78,85}{115^2} = 0,145 \text{ (в.о.)}.$$

Виберемо тип лінії: одноланцюгова з заземленими тросами з матеріалів із високою електропровідністю  $l=100$  км, а її погонний опір –  $0,4$  Ом/км. Опір лінії

$$X_{L1} = X_{L2}; \quad (3.25)$$

$$X_{L1} // X_{L2} = \frac{X_{L1}}{2} \cdot \frac{X_{III} \cdot l}{2} \cdot \frac{S_{\phi}}{U_{\phi}^2}, \quad (3.26)$$

де  $X_{III}$  – погонний опір лінії, Ом/км;

$l$  – довжина лінії, км;

$U_{\phi}$  – базисна напруга, кВ;

$S_{\phi}$  – базисна потужність, МВА.

$$X_{L1} // X_{L2} = \frac{0,4 \cdot 100}{2} \cdot \frac{78,75}{115^2} = 0,119 \text{ (в.о.)}.$$

Опір системи визначається за формулою (3.23) як

$$X_C = 0,114 + 0,119 + 0,145 = 0,378 \text{ (в.о.)}.$$

Перевіримо, чи буде стійка система при обраних елементах. Для цього розрахуємо параметри  $C_1$  і  $C_2$  за формулами (3.7) і (3.8):

$$C_1 = \frac{1,711}{1,513 + 0,378} \sqrt{1 - 0,198 \cdot 0,378^2} = 0,87;$$

$$C_2 = 0,87 + \frac{0,263 \cdot 0,378^2}{(1,513 + 0,378) \cdot (0,202 + 0,378)} = 0,905.$$

Отримані значення параметрів входять в область стійкості, отже система статично стійка з вибраними елементами.

### 3.1.3 Розрахунок запасу статичної стійкості і побудова кутової характеристики потужності генератора

Побудуємо кутову характеристику генератора і розрахуємо запас статичної стійкості за активною потужністю:



$$K_p = \frac{P_m - P_0}{P_0} 100\% . \quad (3.27)$$

де  $P_m = \frac{U_G U_C}{X_{d\Sigma}} S_\delta$  – максимальна потужність генератора з АРВ-С,

МВА,

$X_{d\Sigma} = X_C$  для генераторів з АРВ-С.

Для генератора ТВФ-63-2 максимальна потужність дорівнює

$$P_m = \frac{1 \cdot 0,95}{0,378} \cdot 78,75 = 198 \text{ (МВт)}.$$

Тобто запас статичної стійкості складає

$$K_p = \frac{198 - 60}{60} \cdot 100\% = 230\% .$$

Рівняння кутової характеристики потужності неявно полюсного генератора визначається за формулою

$$P = P_m \sin \delta . \quad (3.28)$$

$$P = 198 \cdot \sin \delta \text{ (МВт)} .$$

На рисунку 3.3 показана кутова характеристика потужності генератора ТВФ-63-2 і вихідний режим роботи системи.

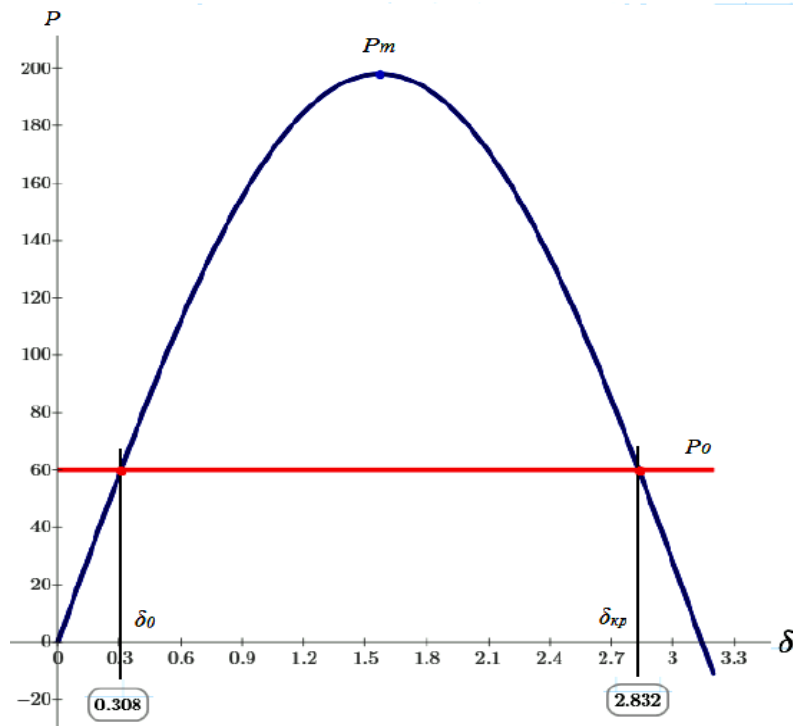


Рисунок 3.3 – Кутова характеристика потужності генератора ТВФ-63-2

## 3.2 Аналіз динамічної стійкості системи електропостачання

### 3.2.1 Аналіз динамічної стійкості системи електропостачання методом площ

Для аналізу динамічної стійкості системи методом площ необхідно визначити зміни кутової характеристики потужності генератора при порушенні нормального режиму (рисунок 3.4). Визначимо опір  $X_{d\Sigma}$  при зазначених видах короткого замикання і відключенні пошкодженої ділянки. Кутова характеристика генератора для аналізу динамічної характеристики описується рівнянням

$$P = \frac{E_q U_C}{X_{d\Sigma}} \sin \delta. \quad (3.29)$$

де  $E_q$  – перехідна ЕРС генератора, кВ;

$X_{d\Sigma}$  – перехідний опір генератора, Ом.

$$E_q' = \sqrt{\left(1 + \frac{Q_0}{U_r} X_d'\right)^2 + \left(\frac{P_0}{U_r} X_d'\right)^2}; \quad (3.30)$$

$$E_q' = \sqrt{\left(1 + \frac{0,254}{1} \cdot 0,202\right)^2 + \left(\frac{0,761}{1} \cdot 0,202\right)^2} = 1,062 \text{ (в.о.)}.$$

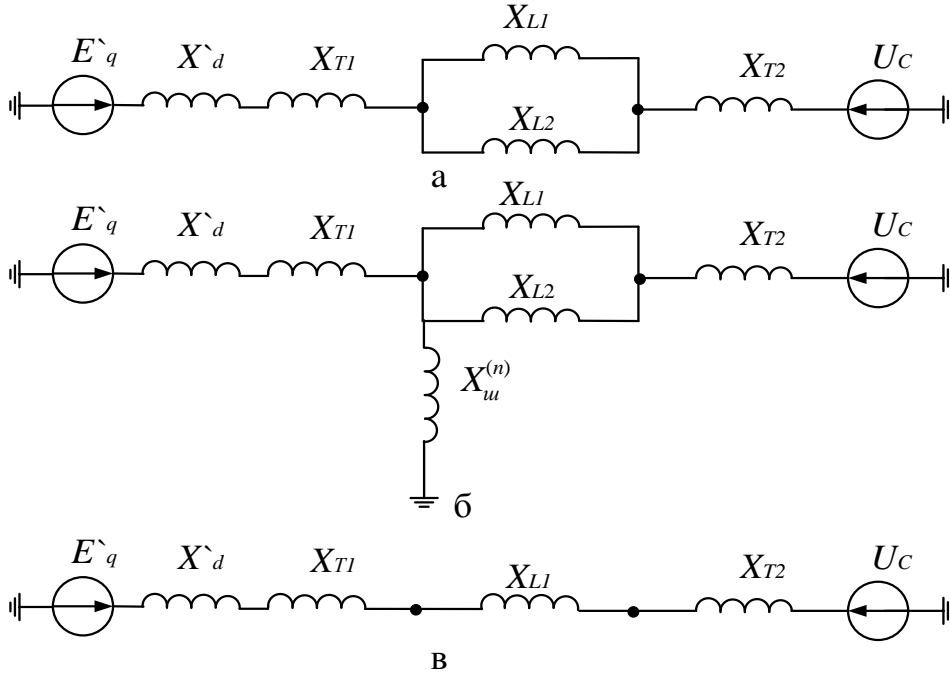


Рисунок 3.4 – Схема заміщення нормального режиму (а); аварійного режиму (б); післяаварійного режиму (в)

З рисунка 3.4 випливає, що опір системи в нормальному режимі

$$X_{d\Sigma}' = X_d' + X_{T1} + X_{L1} // X_{L2} + X_{T2}; \quad (3.31)$$

$$X_{d\Sigma}' = 0,202 + 0,114 + 0,119 + 0,145 = 0,58 \text{ (в.о.)}.$$

Тоді кутова характеристика генератора в нормальному режимі для визначення динамічної стійкості дорівнює

$$P_m = \frac{1,062 \cdot 0,95}{0,58} 78,75 = 137 \text{ (МВт)};$$

$$P = 137 \cdot \sin \delta \text{ (МВт)}.$$

Опір системи в аварійному режимі визначається за формулою:

$$X_{d\Sigma}^{(n)} = X_d + X_{T1} + X_{L1} // X_{L2} + X_{T2} + \frac{(X_d + X_{T1}) \times (X_{L1} // X_{L2} + X_{T2})}{X_u^{(n)}}. \quad (3.32)$$

де  $X_u^{(n)}$  – опір короткого замикання виду  $n$ , в.о.

Опір елементів зворотної послідовності практично дорівнює опору прямої послідовності, оскільки в системі не враховуються елементи з кількома магнітними системами. Рівняння для розрахунку опору короткого замикання зведемо до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Опір короткого замикання

Вид короткого замикання $K^{(n)}$	$K^{(3)}$	$K^{(2)}$	$K^{(1)}$	$K^{(1.1)}$
Опір короткого замикання $X_{III}^{(n)}$	0	$X_{2\Sigma}$	$X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$	$X_{2\Sigma} // X_{0\Sigma}$

Струми нульової послідовності циркулюють між точкою несиметричного короткого замикання через лінії електропередач для трансформаторів системи. Тобто

$$X_{2\Sigma} = \frac{(X_d + X_{T1}) \cdot (X_{L1} // X_{L2} + X_{T2})}{X_d + X_{T1} + X_{L1} // X_{L2} + X_{T2}} = \frac{(0,202 + 0,114) \cdot (0,119 + 0,145)}{0,202 + 0,114 + 0,119 + 0,145} = 0,143 \text{ (в.о.);}$$

$$X_{0\Sigma} = \frac{(X_d + X_{T1}) \cdot (X_{L10} // X_{L20} + X_{T2})}{X_d + X_{T1} + X_{L10} // X_{L20} + X_{T2}} = \frac{(0,202 + 0,114) \cdot (0,119 + 0,145)}{0,202 + 0,114 + 0,119 + 0,145} = 0,174 \text{ (в.о.).}$$

При раптовому однофазному металевому короткому замиканні  $K^{(1)}$

$$X_{d\Sigma}^{(1)} = 0,202 + 0,114 + 0,119 + 0,145 + \frac{(0,202 + 0,114) \cdot (0,119 + 0,145)}{0,143 + 0,174} = 0,843 \text{ (в.о.).}$$

$$P_m = \frac{1,062 \cdot 0,95}{0,632} 78,75 = 95 \text{ (МВт);}$$

$$P = 95 \cdot \sin \delta \text{ (МВт).}$$

При двофазному короткому замиканні на землю  $K^{(1.1)}$

$$X_{d\Sigma}^{(1.1)} = 0,202 + 0,114 + 0,119 + 0,145 + \frac{(0,202 + 0,114) \cdot (0,119 + 0,145)}{0,143 / 0,174} = 1,643 \text{ (в.о.)}$$

$$P_m = \frac{1,062 \cdot 0,95}{1,643} 78,75 = 49 \text{ (МВт)};$$

$$P = 49 \cdot \sin \delta \text{ (МВт)}.$$

При двофазному короткому замиканні на землю  $K^{(3)}$

$$X_{d\Sigma}^{(3)} = \infty \text{ (в.о.)}$$

$$P_m = \frac{1,062 \cdot 0,95}{\infty} 78,75 = 0 \text{ (МВт)};$$

$$P = 0 \text{ (МВт)}.$$

При відключенні пошкодженої лінії

$$X_{d\Sigma} = X_d + X_{T1} + X_{L1} // X_{L2} + X_{T2} = 0,202 + 0,114 + 0,238 + 0,145 = 0,699 \text{ (в.о.)}$$

$$P_m = \frac{1,062 \cdot 0,95}{0,699} 78,75 = 144 \text{ (МВт)};$$

$$P = 144 \cdot \sin \delta \text{ (МВт)}.$$

На рисунку 3.5 наведені обчислені кутові характеристики:

- 1 – нормальний режим;
- 2 – однофазне коротке замикання на лінії;
- 3 – двофазне коротке замикання на землю на лінії;
- 4 – трифазне коротке замикання на лінії;
- 5 – відключення пошкодженої лінії.

За методом площ, система динамічно стійка, якщо площа пришвидшення менше площі можливого гальмування ротора генератора:

$$S_{приш} \leq S_{м.г}.$$

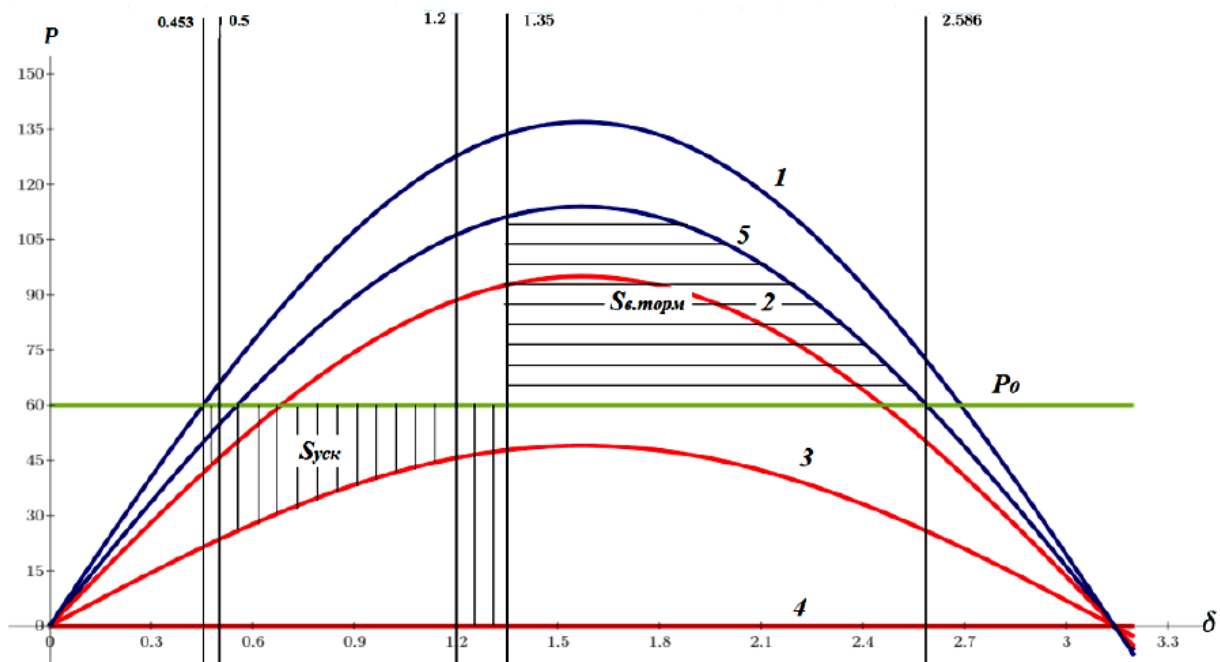


Рисунок 3.5 – До визначення динамічної стійкості методом площин

Визначимо площі пришвидшення і можливого гальмування ротора генератора:

$$S_{пршш} = \int_{0,453}^{0,5} (60 - 95 \cdot \sin \delta) d\delta + \int_{0,5}^{1,2} (60 - 49 \cdot \sin \delta) d\delta + \int_{1,2}^{1,35} (60 - 0) d\delta = 27;$$

$$S_{м.з.} = \int_{1,35}^{2,586} (114 \cdot \sin \delta - 60) d\delta = 48;$$

$$27 < 48.$$

Отже система динамічно стійка. Площа дійсного гальмування дорівнює площі пришвидшення  $S_{пршш} = S_2$ . З цієї умови можна визначити кінцевий кут навантаження при гальмуванні

$$S_{пршш} = \int_a^b (P_m \cdot \sin \delta - P_0) d\delta; \quad (3.33)$$

$$27 = \int_{1,35}^{\delta_2} (114 \cdot \sin \delta - 60) d\delta = -114(\cos \delta_2 - \cos 1,35) - 60(\delta_2 - 1,35);$$

$$\delta_2 = 1,853(\text{рад}).$$

При куті навантаження  $\delta_2 = 1,853$  рад ротор генератора знову починає пришвидшуватися до значення кута навантаження 0,554 рад. Потім знову уповільнюється, при цьому робота з

гальмування з урахуванням втрат повинна бути менше роботи з пришвидшення ротора.

### 3.2.2 Аналіз динамічної стійкості системи електропостачання методом послідовних інтервалів

Для аналізу динамічної стійкості системи весь перехідний процес розбивається на невеликі інтервали часу  $\Delta t$ . Для кожного інтервалу часу послідовно обчислюється наближене значення приросту  $\Delta\delta$ . У момент короткого замикання через значне зниження потужності, що віддається, генератора з'являється надлишок потужності  $\Delta P$ . На інтервалі  $\Delta t$  цей надлишок потужності постійний. Тоді приріст швидкості генератора  $\Delta v_{(1)}$  і кута  $\Delta\delta_{(1)}$  протягом першого інтервалу

$$\Delta v_{(1)} = \alpha_{(0)} \cdot \Delta t; \quad (3.34)$$

$$\Delta\delta_{(1)} = \alpha_{(0)} \cdot \frac{\Delta t^2}{2}. \quad (3.35)$$

де  $\alpha_{(0)} = \frac{\Delta P_{(0)}}{T_j}$  – пришвидшення ротора генератора.

Приріст кута протягом першого інтервалу можна визначити за формулою

$$\Delta\delta_{(1)} = \frac{\Delta P_{(0)}}{T_j} \cdot \frac{\Delta t^2}{2}. \quad (3.36)$$

Задасмося початковими значеннями  $P_0 = 60$  МВт і  $\delta_0 = 0,453$  рад. Виберемо час  $\Delta t = 0,01$  с = 3,14 рад. Визначимо зміну кута  $\Delta\delta_{(1)}$  за перший розрахунковий інтервал за формулою (3.36):

$$\Delta\delta_{(1)} = \frac{42}{2169,122} \cdot \frac{0,157^2}{2} = 0,030(\text{рад}).$$

де  $\Delta P_0 = P_m^{(1)} \cdot \sin\delta_0$  – надлишок потужності, викликаний виникненням однофазного короткого замикання на землю, МВт.

$$\Delta P_{(1)} = 95 \cdot \sin 0,453 = 42(\text{МВт}).$$

Приріст кута протягом другого і наступних проміжків часу визначається за формулою

$$\Delta \delta_{(n)} = \Delta \delta_{(n-1)} \cdot \frac{\Delta t^2}{T_j} = \Delta P_{(n-1)}. \quad (3.37)$$

Знайдемо значення кута в кінці першого інтервалу часу:

$$\begin{aligned} \delta_{(1)} &= \delta_0 + \Delta \delta_{(1)}. \\ \delta_{(1)} &= 0,453 + 0,030 = 0,483(\text{рад}). \end{aligned} \quad (3.38)$$

Визначимо надлишок потужності в другому інтервалі часу:

$$\begin{aligned} \Delta P_{(1)} &= P_0 - P_m \cdot \sin \delta_{(1)}; \\ \Delta P_{(1)} &= 60 - 95 \sin 0,483 = 16(\text{МВт}). \end{aligned} \quad (3.39)$$

Якщо протягом деякого  $i$ -го проміжку часу відбувається зміна режиму, то надлишок потужності змінюється від деякої величини  $\Delta P_{(i-)}$  до величини  $\Delta P_{(i+)}$ . При обчисленні збільшення кута в наступному інтервалі після зміни режиму значення надлишку потужності визначається як середнє з  $\Delta P_{(i-)}$  і  $\Delta P_{(i+)}$ , тобто

$$\Delta \delta_{(i+1)} = \Delta \delta_{(i)} \cdot \frac{\Delta t^2}{T_j} \cdot \frac{\Delta P_{(i-)} + \Delta P_{(i+)}}{2}. \quad (3.40)$$

Оскільки при куті навантаження 0,5 рад у розглянутому прикладі однофазне коротке замикання переходить у двофазне коротке замикання на землю і при цьому спостерігається зміна режиму, то для визначення приросту скористаємося формулою (2.13):

$$\Delta \delta_{(2)} = 0,483 \cdot \frac{0,157^2}{2169,122} \cdot \frac{16 + 36}{2} = 0,523(\text{рад}),$$



де  $\Delta P_{(i-)} = \Delta P_{(1)} = 16(\text{МВт})$ ,

$\Delta P_{(i+)} = 60 - 49 \sin 0,476 = 36(\text{МВт})$ .

Решту розрахунків зведемо до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок граничного часу відключення короткого замикання

Час $t, \text{с}$	Надлишок потужності, МВт	Приріст кута навантаження $\Delta\delta, \text{рад}$	Кут навантаження $\delta, \text{рад}$	Режим роботи
0,01	42	0,030	0,453	Однофазне коротке замикання
0,02	16	0,041	0,483	Двофазне коротке замикання на землю
0,03	36	0,077	0,523	
0,04	32	0,100	0,601	
0,05	28	0,120	0,701	
0,06	24	0,138	0,821	
0,07	20	0,152	0,959	
0,08	16	0,163	1,110	
0,09	13	0,184	1,273	Трифазне коротке замикання
0,10	30	0,236	1,457	Відключення короткого замикання

На рисунку 3.6 зображена залежність зміни кута навантаження в часі.

Таким чином, час переходу однофазного короткого замикання у двофазне на землю – 20 мс, час переходу в трифазне коротке замикання – 90 мс, а граничний час відключення короткого замикання – 100 мс з точністю  $\pm 10$  мс.

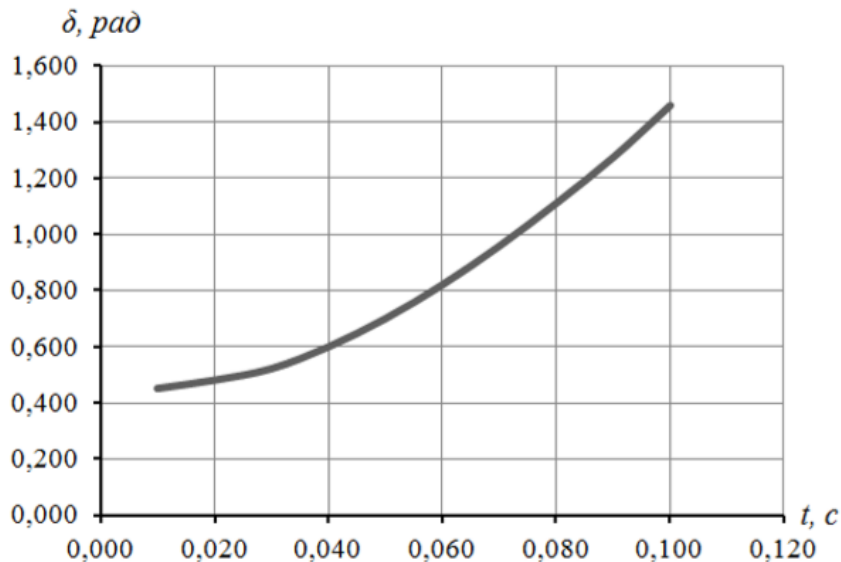


Рисунок 3.6 – Залежність зміни кута навантаження в часі  $\delta = f(t)$

## ПИТАННЯ ДЛЯ ПІДГОТОВКИ ДО ЗАХИСТУ КОНТРОЛЬНОЇ РОБОТИ

1 Рівняння механічного руху ротора генератора. Векторна діаграма найпростішої електричної системи.

2 Визначення кутових характеристик потужності через власні і взаємні опори.

3 Динамічна стійкість. Причини і характер великих збурень у СЕП.

4 Способи площ, допущення і сфера застосування. Визначення граничного кута відключення короткого замикання.

5 Чисельне розв'язання рівняння руху ротора генератора. Метод послідовних інтервалів. Вплив демпфірування.

6 Аналіз процесів з урахуванням форсування збудження генератора.

7 Особливості розрахунку перехідних процесів у складній системі.

8 Математичний опис перехідних процесів при аналізі статичної стійкості.

9 Необхідні і достатні умови статичної стійкості.

10 Статична стійкість і малі коливання в нерегульованій системі.

11 Порушення стійкості у вигляді сповзання, саморозгойдування і самозбудження та способи їхнього подавлення.

12 Аналіз статичної стійкості найпростішої системи з урахуванням автоматичного регулятора збудження пропорційної дії та регулятора сильної дії.

13 Перехідні процеси у вузлах навантаження системи. Статичні і динамічні характеристики навантаження.

14 Рівняння руху асинхронного двигуна.

15 Зміна умов статичної стійкості асинхронного двигуна при його роботі від джерела сумірної потужності.

16 Лавина напруги – причина виникнення і засоби подавлення.

17 Практичні критерії для вузлів комплексних навантажень.

18 Статичні характеристики і регульовальні ефекти потужності навантажень за напругою.

19 Поведінка навантаження при великих збуреннях.

20 Чисельне розв'язання рівняння руху ротора асинхронного двигуна при великих збуреннях.

21 Причини виникнення асинхронного режиму.

22 Поняття результуючої стійкості.

23 Процес випадання з синхронізму, необхідна умова ресинхронізації.

24 Практичні способи відновлення синхронного режиму.

25 Зміни частоти в електроенергетичних системах. Вимоги до частоти.

26 Статичні характеристики нерегульованих і регульованих первинних двигунів.

27 Визначення динамічних характеристик частоти в системі.

28 Лавина частоти і способи її запобігання. Автоматичне частотне розвантаження. Заходи щодо забезпечення необхідного рівня частоти в системі.

29 Енергетичні співвідношення, що характеризують рух ротора генератора.

30 Вирази потужностей через різні електрорушійні сили генератора.

31 Перетворення схем заміщення при розрахунках струмів короткого замикання.

32 Основні положення методу симетричних складових при аналізі несиметричних пошкоджень у системах електропостачання.

33 Виконання лінійного перетворення систем координатних осей.

34 Визначення опору нульової послідовності двообмоткових трансформаторів.

35 Узагальнене навантаження і його вплив на перехідні процеси в системах електропостачання.

36 Розкладання системи несиметричних векторів на три симетричні системи.

37 Основні види короткого замикання в трифазних систем електропостачання.

38 Електрична віддаленість струму короткого замикання від джерела живлення.

39 Причини появи перехідних процесів у системах електропостачання.

40 Стан поперечної несиметрії в системах електропостачання. Відмінність у складанні схем заміщення для прямої, зворотної та нульової послідовностей.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1 Перехідні процеси в системах електропостачання [Текст] : підруч. для ВНЗ/ Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен; за ред. Г. Г. Півняка. – Дніпро: НГУ, 2016. – 600 с.

2 Хрущев, Ю. В. Электромеханические переходные процессы в электрических системах [Текст] / Ю. В. Хрущев. – Томск : ТПУ, 2004. – 380 с.

3 Розрахунки електричних мереж систем електропостачання [Текст] / Г. Г. Півняк, Н. С. Волотковська, Г. А. Кігель, А. В. Коротун. – К. : ІЗМИ, 1998. – 136 с.

4 Переходные процессы в системах электроснабжения [Текст] : учеб. для вузов / Г. Г. Пивняк, В. Н. Винославский, А. Я. Рыбалко, Л. И. Несен; под ред. Г. Г. Пивняка. – 3-е изд., перераб. и доп. – Днепропетровск: НГУ, 2003. – 548 с.

5 Вукович, Н. В. Розрахунок струмів короткого замикання електроенергетичних систем [Текст] / Н. В. Вукович. – Львів: Вища шк., 1988. – 248 с.

6 ГОСТ 13109-97. Качество электрической энергии. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Текст]. – Введ. 2000-01-01. – М : Изд-во стандартов, 2001. – 35 с.

7 Гармоники в электрических системах [Текст] : пер. с англ. / Дж. Аррилага, Д. Брэдли, П. Боджер. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 320 с.

## ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Вихідні дані до контрольної роботи

Варіант	Передостання цифра шифру			Остання цифра шифру		
	Тип генератора	Номінальна напруга трансформатора Т1, кВ	Номінальна напруга трансформатора Т2, кВ	Напруга системи, кВ	Вихідний режим, МВт/МВАр	Довжина лінії, км
1	ТВФ-60-2	10,5/115	115/10,5	10	50/30	110
2	ТВФ-100-2	10,5/115	115/10,5	10	100/60	100
3	ТВВ-160-2	18/115	115/10,5	10	110/75	130
4	ТВВ-160-2	18/242	242/37,5	35	150/80	180
5	ТВВ-220-2	15,75/115	115/37,5	35	200/40	120
6	ТВВ-320-2	20/242	242/37,5	35	300/50	200
7	ТВМ-500	36,75/242	242/37,5	35	500/45	180
8	ТВВ-500-2Е	20/242	242/37,5	35	490/85	150
9	ТВВ-800-2	24/242	242/37,5	35	780/70	200
0	ТВВ-1000-2	24/242	242/37,5	35	950/150	170

Таблиця А.2 – Вихідні дані до контрольної роботи

Варіант	Передостання цифра шифру			Остання цифра шифру		
	Тип генератора	Номінальна напруга трансформатора Т1, кВ	Номінальна напруга трансформатора Т2, кВ	Напруга системи, кВ	Вихідний режим, МВт/МВАр	Довжина лінії, км
1	ТВФ-60-2	10,5/115	115/10,5	10	60/40	100
2	ТВФ-100-2	10,5/115	115/10,5	10	90/50	120
3	ТВВ-160-2	18/242	242/37,5	35	140/65	150
4	ТГВ-200М	15,75/242	242/37,5	35	150/80	120
5	ТВВ-220-2а	15,75/115	115/37,5	35	200/40	180
6	ТВВ-320-2	20/242	242/37,5	35	250/150	120
7	ТВМ-500	36,75/242	242/37,5	35	500/100	170
8	ТВВ-500-2Е	20/242	242/37,5	35	400/150	100
9	ТВВ-800-2	24/242	242/37,5	35	700/170	200
0	ТВВ-1000-2	24/242	242/37,5	35	800/250	120

## ДОДАТОК Б

Таблиця Б.1 – Шкала стандартних номінальних потужностей, кВА

10	16	25	40	63
100	160	250	400	630
1000	1600	2 500	4000	6 300
10 000	16 000	25 000	40 000	63 000
80 000	100000	125000	160000	200000
250 000	370 000	400 000	500 000	630 000
800 000	1 000 000			

Примітка – відношення (крок) номінальних потужностей прийнято рівним 1,6 для трансформаторів потужністю до 63 МВА та 1,3 для потужніших перетворювачів

Таблиця Б.2 – Основні технічні характеристики турбогенераторів 60 МВт і вище

Тип	$P$ , МВт	$\cos\phi$	$Q$ , МВАр	$U_{ном}$ , кВ	ККД, %	$X''_d$ , %	$X'_d$ , %	$X_d$ , %	$X_\sigma$ , %	$X_2$ , %	$X_0$ , %	$n_{ном}$ , об/хв	$GD^2$ , т·м <sup>2</sup>	$T_{d0}$ , с
ТВФ-60-2	60	0,8	45	10,5 (6,3)	98,5	19,5	28	161	12,1	23,8	9,2	3000	8,85	4,9
ТВФ-63-2	63	0,8	47	10,5 (6,3)	98,3	13,9 (18)	22,4 (27,5)	220 (192)	12,1	22 (17)	9,2	3000	9,7	8,7 (6,1)
ТВФ-100-2	100	0,8	75	10,5	98,4	19,1	27,8	192	16,7	23,4	9,73	3000	13	6,5
ТВВ-160-2	160	0,85	102	18	98,5	22,1	32,9	230	16,7	26,9	11,5	3000	13	5
ТГВ-200М	200	0,85	124	15,75	98,0	20,4	31,0	186,2	16,7	24,9	11,5	3000	25	6,8
ТВВ-200-2а	200	0,85	124	15,75	98,6	18	27,2	210,6	15,6	22	10	3000	21,1	7
ТВВ-220-2	220	0,85	137	15,75	98,6	20	29	197	20	24	9	3000	21,1	6,4
ТГВ-300	300	0,85	186	20	98,7	19,5	30	219,5	17	23,8	9,6	3000	31	7
ТВВ-320-2	320	0,85	198	20	98,7	17,3	25,8	169,8	17	21,1	9	3000	29,8	5,9
ТГВ-500	500	0,85	310	20	98,7	24,3	37,3	241,3	21,75	29,6	14,6	3000	36	6,3
ТГВ-500-4	500	0,85	310	20	98,6	26,8	39,8	215,8	26,8	32,7	13	1500	190	6,9
ТВМ-500	500	0,85	310	36,75	98,8	27,3	38	243	26,8	33	13	3000	36,5	6,6
ТВВ-500-2Е	500	0,85	310	20	98,75	22,2	31,8	231	26,8	27,4	12,5	3000	38,6	8,1
ТВВ-800-2	800	0,9	384	24	98,75	21,9	30,7	233	21,9	26,7	11,7	3000	56	9,3
ТВВ-1000-2	1000	0,9	475	24	98,75	26,9	38,2	282	26,9	32,8	14,2	3000	56	9,6
ТВВ-1000-4	1000	0,9	475	24	98,7	31,8	45,2	235	31,8	38,8	15,8	1500	245	8,8
ТВВ-1200-2	1200	0,9	570	24	98,8	24,8	35,8	242	–	30,2	15,2	3000	–	8,5