

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**Український державний університет
науки і технологій**

Кафедра «Інтелектуальні системи енергопостачання»

В авторській редакції

**ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ, РЕЖИМИ ТА
СТІЙКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ
СИСТЕМ**

Навчально-методичні рекомендації
до виконання курсового проєкту

Електронне видання

ДНІПРО
2024

УДК 621.311(076.1)

П 27

Упорядники:

*Д. Р. Земський, Д. О. Босий, Т. І. Друбєцька,
І. Ю. Потапчук, О. В. Жевжик, А. В. Антонов*

Рецензенти:

*голов. інж. проекту Д. М. Яценко («Дніпрозалізничпроект»)
канд. техн. наук, доц. О. І. Бондар (УДУНТ)*

Електронне видання

Схвалено Групою забезпечення якості освітньої програми
141 «Електротехнічні системи електроспоживання»

Протокол № 2 від 26.09.2024

П 27 *Перехідні процеси, режими та стійкість електроенергетичних систем : навчально-методичні рекомендації до виконання курсового проекту / упоряд. Д. Р. Земський, Д. О. Босий, Т. І. Друбєцька, І. Ю. Потапчук, О. В. Жевжик, А. В. Антонов ; Укр. держ. ун-т науки і технологій. – Електрон. вид. – Дніпро : УДУНТ, 2024. – 64 с.*

Навчально-методичні рекомендації до виконання курсового проекту (самостійної роботи) з дисципліни «Перехідні процеси, режими та стійкість електроенергетичних систем» призначені для студентів, що навчаються на денній та безвідривній формі за освітньою програмою «Інтелектуальні системи електропостачання та електромехатронні комплекси». У рекомендаціях подано вихідні дані для ведення розрахунків та порядок виконання курсового проекту; наданий відповідний пояснювальний матеріал.

Іл. 32. Табл. 6. Бібліогр.: 12 назв.

© Д. Р. Земський та ін., упорядкування, 2024

© Укр. держ. ун-т науки і технологій, 2024

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1. ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ.....	6
1.1. Позначення у формулах	6
1.2. Елементи теорії синхронних генераторів.....	7
1.2.1. Конструкція електромагнітної системи синхронного генератора	7
1.2.2. Осі магнітної симетрії	8
1.2.3. Векторна діаграма синхронного генератора з явнополюсним ротором.....	8
1.2.4. Векторна діаграма синхронного генератора з неявнополюсним ротором.....	10
1.2.5. Кутова характеристика активної потужності синхронного генератора.....	11
1.2.6. Рівняння руху ротора синхронної машини	13
1.3. Елемент теорії асинхронних машин	15
1.3.1. Схема заміщення асинхронного двигуна.....	15
1.3.2. Лавина напруги (статична стійкість навантаження, перекидання двигунів).....	16
1.3.3. Механічна характеристика асинхронної машини	17
1.3.4. Побудова механічної характеристики за каталожними даними (формула Клоса)	18
1.4. Стійкість системи електропостачання.....	18
1.4.1. Основні поняття	18
1.4.2. Основні припущення, які допускають під час аналізу стійкості системи електропостачання	20
1.4.3. Системи автоматичного регулювання збудження (АРЗ).....	21
1.4.4. Складання схеми заміщення.....	21
1.4.5. Кутова характеристика активної потужності простої системи електропостачання	22
1.4.6. Метод площин	23
2. АНАЛІЗ СТІЙКОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ВУЗЛА НАВАНТАЖЕННЯ.....	24
2.1. Аналіз статичної стійкості системи електропостачання.....	24
2.2. Аналіз динамічної стійкості системи у разі впливу трифазного короткого замикання.....	29
2.3. Статичні стійкість типового навантаження	31
2.4. Статична стійкість асинхронного навантаження.....	32
3. ПРИКЛАД РОЗРАХУНКУ	34
3.1. Вихідні дані	34
3.2. Дослідження статистичної стійкості.....	35

3.2.1. Визначення базисних умов	35
3.2.2. Побудова схеми заміщення системи електропостачання.....	36
3.2.3. Побудова векторних діаграм режиму	37
3.2.4. Розрахунок характеристик потужності.....	38
3.2.5. Оцінка статичної стійкості системи	42
3.3. Дослідження динамічної стійкості для режиму трифазного короткого замикання.....	44
3.3.1. Аналіз кутових характеристик потужності	44
3.3.2. Визначення кута відключення	48
3.3.3. Перерахунок параметрів схеми заміщення та еквівалентного генератора.....	49
3.3.4. Граничний кут та час відключення замикання	50
3.4. Дослідження стійкості навантаження	53
3.4.1. Стійкість комплексного навантаження.....	53
3.4.2. Аналіз стійкості асинхронного навантаження	55
БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК.....	57
ДОДАТКИ.....	58

ВСТУП

Дисципліна «Перехідні процеси, режими та стійкість електроенергетичних систем» є вибірковим компонентом освітньо-професійних програм (ОП) «Інтелектуальні системи електропостачання та електромехатронні комплекси» (ВКЗ.1) першого (бакалаврського) рівня вищої освіти.

Навчальна дисципліна дозволяє здобувачам отримати знання про методи аналізу електромеханічних перехідних процесів в системі електропостачання. Зокрема, розглядається важливий аспект реакції синхронних машин на збурення, обумовлені зміною режиму роботи системи електропостачання.

Метою проєкту та цих навчально-методичних рекомендацій є надання студентам доступного та зрозумілого матеріалу для закріплення теоретичних та практичних знань та навичок для вирішення актуальних завдань в електроенергетиці – забезпечення надійності процесу електропостачання.

Шляхом набуття досвіду дослідження статичної та динамічної стійкості простої системи електропостачання з використанням теоретичних відомостей та прикладів розрахунку, видання сприяє досягненню наступних результатів навчання:

- назвати причини виникнення електромеханічних перехідних процесів та їх вплив на систему електропостачання;

- обговорити статичні та динамічні характеристики і критерії стійкості електромеханічного обладнання в нормальному, динамічному, аварійному та післяаварійному режимах;

- будувати векторні діаграми, криві спаду струму короткого замикання та епюри напруги;

- обчислити електромагнітні перехідні процеси, передусім струми короткого замикання, з використанням ЕОМ;

- аналізувати отримані результати та давати їм відповідну фізичну інтерпретацію.

Робота над методичними рекомендаціями розподілена наступним чином:

- написання розділу 1 - Д. О. Босий, Т. І. Друбєцька, А. В. Антонов;

- написання розділу 2 - І. Ю. Потапчук, О. В. Жевжик;

- написання розділу 3, додатків, вступу, зведення матеріалів, підготовлених співавторами - Д. Р. Земський.

1. ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

1.1. Позначення у формулах

- U_G – напруга на виводах синхронного генератора (СГ), В;
 U_M – напруга мережі, В;
 U_n – напруга навантаження, В;
 E_q – електрорушійна сила (ЕРС) у колі обмотки якоря, викликана магнітним полем від струму збудження, В;
 E_Q – фіктивна ЕРС явнополюсного СГ, В;
 $I_{я}$ – струм якоря, А;
 $I_{яд}$ – поздовжня складова струму якоря, А;
 $I_{яq}$ – поперечна складова струм якоря, А;
 $r_{я}$ – активний опір обмотки якоря, Ом;
 x_c – синхронний опір якоря СГ, зумовлений потоком розсіювання та потоком, що проходить через ротор, Ом;
 x_q – поперечна складова синхронного опору x_c , Ом;
 x_d – поздовжня складова синхронного опору x_c , Ом;
 $x_{яд}$ – поздовжній індуктивний опір фази якоря, зумовлений магнітним потоком, що проходить через ротор СГ, Ом;
 $x_{яq}$ – поперечний індуктивний опір фази якоря, зумовлений магнітним потоком, що проходить через ротор СГ, Ом;
 $x_{ся}$ – індуктивний опір фази якоря, зумовлений потом розсіювання, Ом;
 x_{sq} – поперечна складова опору розсіювання $x_{ся}$, Ом;
 x_{sd} – поздовжня складова опору розсіювання $x_{ся}$, Ом;
 $x_{d\Sigma}$ – результуючий опір схеми заміщення, що містить у собі опір СГ по поздовжній осі, Ом;
 $x_{q\Sigma}$ – результуючий опір схеми заміщення, що містить у собі опір СГ по поперечній осі, Ом;
 x_n – результуючий опір схеми заміщення без опорів СГ, Ом;
 δ_G – кут навантаження між вектором напруги \underline{U}_G та \underline{E}_q , рад;
 δ – кут навантаження між вектором напруги \underline{U}_M та \underline{E}_q , рад;
 δ' – кут навантаження між вектором напруги \underline{U}_M та \underline{E}'_q , рад;
 δ_n – кут навантаження між вектором напруги \underline{U}_G та \underline{U}_M , рад;
 Φ_G – кут між \underline{U}_G та $\underline{I}_{я}$, рад;

штрих (') – позначає перехідну величину для індуктивних опорів та ЕРС або похідну від функції, якщо у тексті не сказано інше;
 подвійний штрих (") – позначає надперехідну величину;
 астериск у нижньому індексі (*) – позначає величину у відносних одиницях (в.о.);
 циркумфлекс (^) – позначає приведену величину;
 підкреслювання (__) – позначає комплексну величину;
 літера j позначає уявну складову комплексного числа.

1.2. Елементи теорії синхронних генераторів

n дорівнює частоті обертання магнітного поля статора n_1 [6].

1.2.1. Конструкція електромагнітної системи синхронного генератора

На рисунку 1.1 показані основні частини синхронного генератора, де 1 – якор або статор з трифазною обмоткою, по якій протікає струм навантаження; 2 – індуктор або ротор; 3 – обмотка збудження; 4 – демпферна (заспокійлива) обмотка, яка знижує амплітуду коливань ротора під час електромеханічних перехідних процесів.

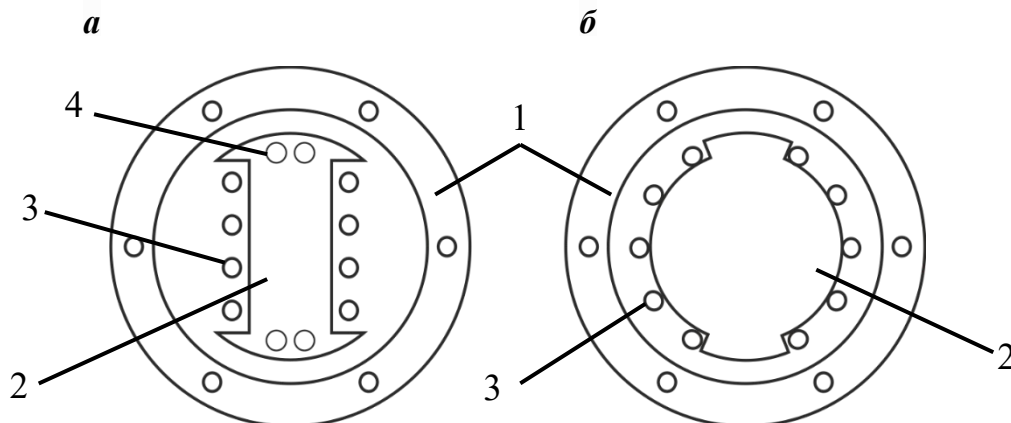


Рис. 1.1. Електромагнітна схема СГ:

a – з ЯР; b – з НР

Застосовують СГ з явнополюсним або неявнополюсним ротором залежно від типу первинного двигуна, що створює обертовий момент на валу генератора. Всі генератори повинні виробляти напругу однієї частоти f_1 (тут цифра 1 в індексі вказує на належність величини до обмотки якоря), яка прямо

пропорційна до кількості пар полюсів ротора та швидкості частоти його обертання. Тому високошвидкісні генератори на теплових та атомних електростанціях мають число пар полюсів, що дорівнює 1 або 2 (більше полюсів сформувати у циліндричному роторі якщо не неможливо, то принаймні дуже важко), а тихохідні генератори на гідроелектростанціях потребують десятків пар полюсів. Високошвидкісні генератори називають турбогенераторами й вони мають неявнополюсний ротор (НР), тихохідні СГ – гідрогенераторами, у них явнополюсний ротор (ЯР).

1.2.2. Осі магнітної симетрії

Під час обертання ЯР змінюється повітряний проміжок між статором та ротором, тому індуктивність обмоток генератора є функцією часу, що ускладнює аналіз електромагнітних процесів у системі з СГ. Щоб уникнути труднощів, пов'язаних з цим, математично реальну трифазну машину перетворюють на умовну двофазну [7]. Фази останньої розташовані перпендикулярно між собою та магнітними потоками не зв'язані. Такий підхід робить індуктивні опори сталими у часі. Осі, які збігаються з віссю магнітних полюсів ротора, називають поздовжніми (позначають d), осі, що віддалені від неї на 90 електричних градусів, називають поперечними (позначають q). У розточенні статора осі q рівновіддалені у геометричних градусах від осей d сусідніх полюсів. Осі d та q для ротора з двома парами полюсів показано на рисунку 1.2.

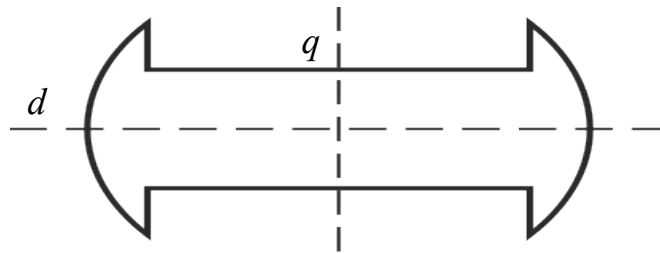


Рис. 1.2. Осі магнітної симетрії у розточці ЯР з 4 полюсами.

1.2.3. Векторна діаграма синхронного генератора з явнополюсним ротором

Рівняння балансу напруги генератора з ЯР:

$$\underline{U}_G = \underline{E}_q - jx_{\text{я}d} \underline{I}_d - jx_{\text{я}q} \underline{I}_q - jx_{\text{ст}я} \underline{I}_я - r_я \underline{I}_я, \quad (1.1)$$

де U_G – напруга на виводах синхронного генератора, В;

E_q – електрорушійна сила (ЕРС) у колі обмотки якоря, викликана магнітним полем від струму збудження, В;

$x_{\text{я}d}$ – поздовжній індуктивний опір реакції якоря, Ом;

$x_{\text{я}q}$ – поперечний індуктивний опір реакції якоря, Ом;

$I_{я}$ – струм якоря, А;

$I_{яд}$ – поздовжня складова струму якоря, А;

$I_{яq}$ – поперечна складова струму якоря, А.

$x_{\sigma я}$ – індуктивний опір розсіювання обмотки якоря, Ом;

Виразу (1.1) відповідає векторна діаграма на рисунку 1.3.

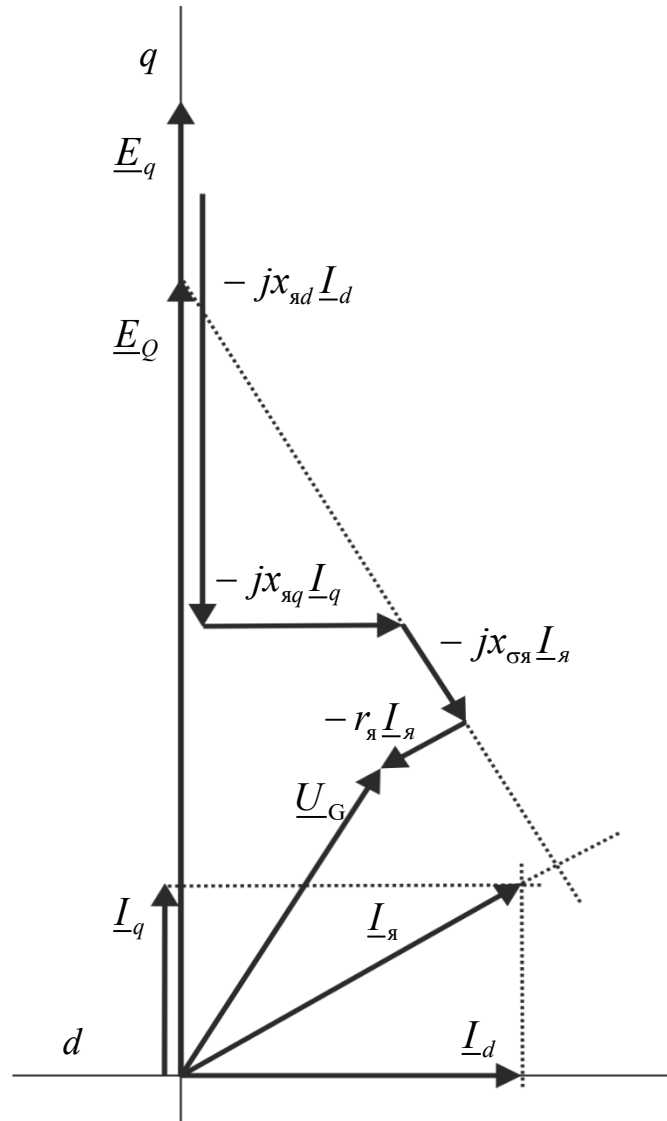


Рис. 1.3. Векторна діаграма СГ з ЯР

Якщо розкласти ЕРС від потоку розсіювання на осі d , q за виразом $-jx_{\sigma я}\underline{I}_{я} = -jx_{\sigma я}\underline{I}_{яq} - jx_{\sigma я}\underline{I}_{яд}$, то можна отримати синхронні опори СГ:

$$x_q = x_{яq} + x_{\sigma я}; \quad (1.2)$$

$$x_d = x_{яд} + x_{\sigma я}, \quad (1.3)$$

де x_q – поперечний синхронний опір, Ом;

x_d – позовжній синхронний опір, Ом;

Тоді отримаємо спрощений вигляд рівняння (1.1)

$$\underline{U}_G = \underline{E}_q - jx_d \underline{I}_d - jx_q \underline{I}_q - r_a \underline{I}_a. \quad (1.4)$$

Для складання схем заміщення СГ з ЯР замінюють еквівалентним СГ з НР. Така машина замість \underline{E}_q має \underline{E}_Q , яку отримують, наприклад, шляхом проведення нормалі від вектора струму якоря через вершину \underline{U}_G до перетину з віссю q . Таку ЕРС називають фіктивною, а рівняння балансу має наступний вигляд:

$$\underline{U}_G = \underline{E}_Q - jx_q \underline{I}_a - r_a \underline{I}_a. \quad (1.5)$$

При цьому зберігається модуль та кут вектора \underline{U}_G та кут між \underline{U}_G та \underline{E}_q .

1.2.4. Векторна діаграма синхронного генератора з неявнополюсним ротором

Рівняння балансу напруги генератора з НР:

$$\underline{U}_G = \underline{E}_q - jx_d \underline{I}_a - r_a \underline{I}_a. \quad (1.6)$$

Відповідна векторна діаграма показана на 1.4.

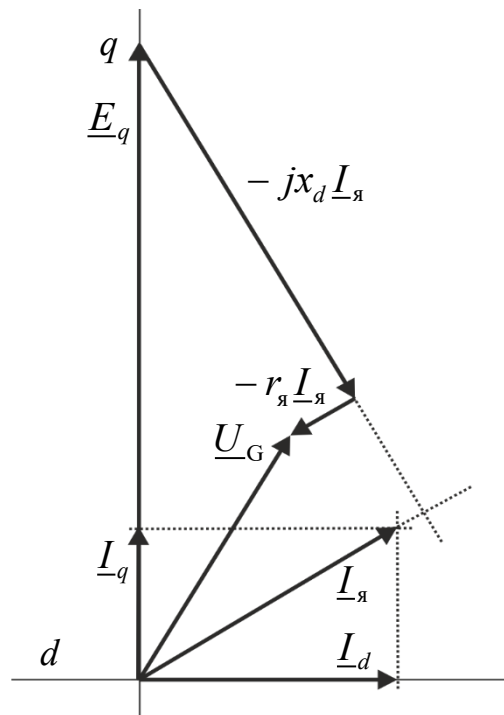


Рис. 1.4. Векторна діаграма СГ з НР

1.2.5. Кутова характеристика активної потужності синхронного генератора

Перетворення механічної потужності від валу генератора до потужності, яка надходить до електричної мережі, показано на рисунку 1.5, де P_1 – механічна потужність, яка передається валом від турбіни до генератора, P_2 – потужність, яка віддається до мережі, P_{EM} – електромагнітна потужність, яка передається з ротора на статор генератора через магнітне поле, p_{MX} – механічні втрати, p_D – додаткові втрати від вищих гармонік у сталі статора та ротора, p_3 – втрати на збурення генератора, p_{MG} – магнітні втрати, p_{EL} – електричні втрати у обмотці статора (якоря) [6, 7].

Нехтуючи втратами у генераторі, прийемо, що $P_1 = P_2 = P_{EM}$. У цьому разі швидкість обертання ротора є незмінною (постійною), а обертовий момент $M_{об}$, який прикладено до валу, дорівнює гальмівному моменту M_G , створеному у результаті взаємодії магнітного поля якоря та струму збудження.

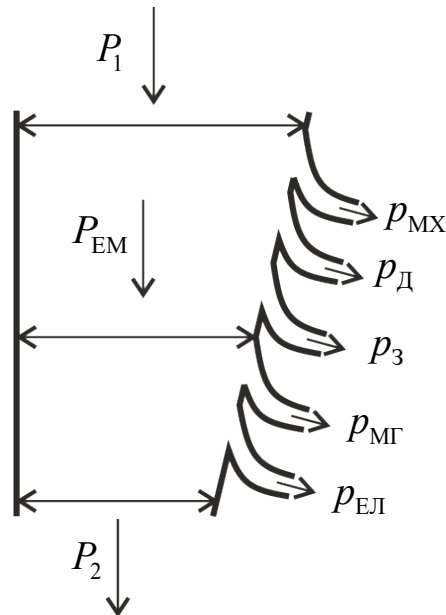


Рис. 1.5. Енергетична діаграма СГ

Значення потужності, що передається у мережу від генератора, знаходиться у функціональній залежності, близькій до синусоїдальної для СГ з ЯР та синусоїдальної для СГ з НР від кута навантаження δ_G . Останній є кутом між векторами U_G та E_q . Таку залежність називають кутовою характеристикою активної потужності. Її загальний вираз для однієї фази представлена нижче [3]:

$$P_2(\delta_G) = \frac{U_G E_q}{x_d} \sin \delta_G + \frac{U_G^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \sin 2\delta_G. \quad (1.7)$$

Для СГ з НР залежність $P_2(\delta)$ зображена на рис. 1.6 і має вигляд синусоїди. Вважають, що при $P_2 > 0$ машина працює у режимі генератора, а при $P_2 < 0$ – двигуна.

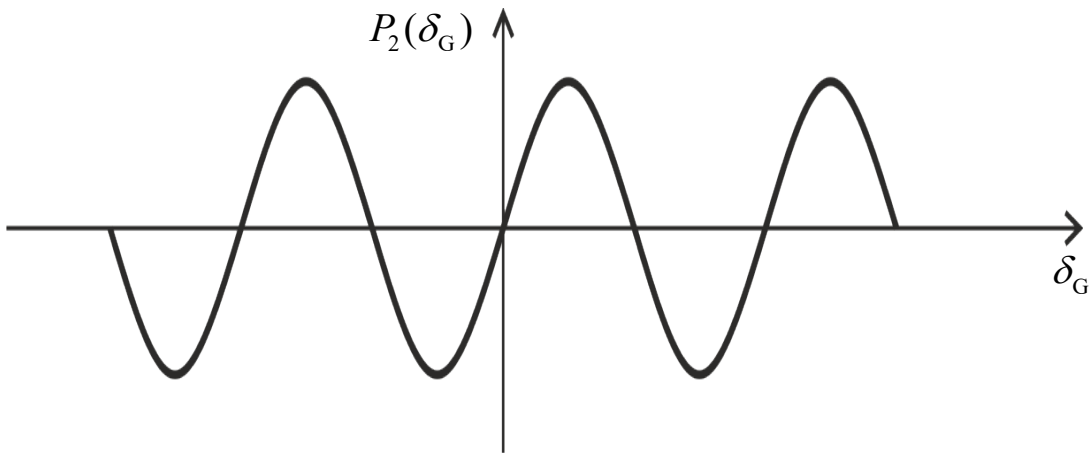


Рис. 1.6. Кутова характеристика активної потужності СГ з НР

Рівність $P_1 = P_2$, можна представити графічно, як точки перетину кутової характеристики $P_2(\delta)$ та прямої, що зображає потужність P_1 , при значенні кута навантаження δ_a та δ_b , як на рисунку 1.7.

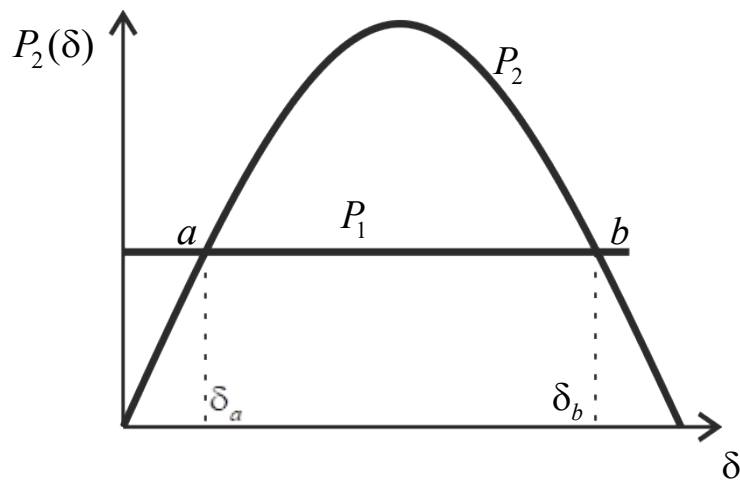


Рис. 1.7. Кутова характеристика активної потужності СГ з НР

В усталеному режимі роботи потужність, передана турбіною, дорівнює потужності, відданий генератором. При цьому значенню потужності турбіни відповідають дві точки рівноваги на кутовій характеристиці потужності генератора і, відповідно, два значення кута навантаження.

Коливання кута навантаження, викликані збуреннями у системі, порушують баланс потужності переданої та відданої потужності. В межах діапазону, де похідна $\frac{dP_2}{d\delta} > 0$, виникають сили, що повертають кут до значення δ_a і підтримують баланс. Навпаки, у межах, де $\frac{dP_2}{d\delta} < 0$, сили відштовхують «відштовхують» кут від значення δ_b . Від точки b позитивному прирощенню кута навантаження відповідає негативне прирощення потужності генератора. Зменшення потужності генератора викликає результуючий прискорювальний момент, прикладений до ротора, і під впливом якого кут навантаження зростає. Зі збільшенням останнього віддана генератором потужність продовжує падати, що обумовлює подальше зростання кута навантаження. Процес прогресує і генератор випадає із синхронізму, тобто стан режиму в точці b – нестійкий.

1.2.6. Рівняння руху ротора синхронної машини

Рівняння ротора генератора ґрунтується на другому законі Ньютона для обертового руху, математична форма якого має вигляд [9, 1]:

$$\alpha = \frac{M}{J}, \quad (1.8)$$

де α – кутове прискорення, рад/с²;

M – момент сили, Н·м;

J – момент інерції, кг·м².

Прискорення виникає, коли різниця прикладених до ротора моментів відмінна від нуля. Також відомо, з курсу механіки [9, 11], що кутове прискорення $\alpha = d\Omega/dt$, де Ω – кутова швидкість ротора, рад/с, тому перепишем (1.8) як

$$J \frac{d\Omega}{dt} = \Delta M. \quad (1.9)$$

Перейдемо до відносних одиниць. Для цього розділимо (1.9) на номінальний момент $M_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} / \Omega_0$, де $S_{\text{ном}}$ – потужність агрегату, ВА; Ω_0 – номінальна кутова швидкість, і результат представимо у наступному вигляді:

$$J \frac{\Omega_0}{S_{\text{ном}}} \frac{d\Omega}{dt} = \frac{\Delta M}{M_{\text{ном}}} = \Delta M_*. \quad (1.10)$$

Продовжимо перетворення:

$$\frac{1}{\Omega_0} \frac{J\Omega_0^2}{S_{\text{НОМ}}} \frac{d\Omega}{dt} = \Delta M_*; \quad (1.11)$$

$$\frac{J\Omega_0^2}{S_{\text{НОМ}}} \frac{d\Omega_*}{dt} = \Delta M_*; \quad (1.12)$$

$$T_J \frac{d\Omega_*}{dt} = \Delta M_*. \quad (1.13)$$

У (1.13) T_J – постійна інерції ротора, с. Постійна інерції чисельно дорівнює часу, за який ротор зі стану спокою досягає номінальної швидкості під дією номінального моменту.

Механічна кутова швидкість через електричну ω відноситься через кількість пар полюсів ротора m_p , як

$$\Omega = \frac{\omega}{m_p}. \quad (1.14)$$

Тому

$$\Omega_* = \frac{\Omega}{\Omega_0} = \frac{\omega}{m_p} \frac{m_p}{\omega_0} = \omega_*. \quad (1.15)$$

Відповідно

$$T_J \frac{d\omega_*}{dt} = \Delta M_*, \quad (1.16)$$

або

$$\frac{T_J}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = \Delta M_*, \quad (1.17)$$

Якщо врахувати, що відносна кутова механічна швидкість $\Omega_{0*} = 1$, то механічна потужність $\Delta M\Omega = \Delta P$. Вважається, що у даних перехідних процесах зміна кутової швидкості порівняно з номінальною швидкістю невелика, тоді

$$\Omega = \Omega_0 + \Delta\Omega \approx \Omega_0; \quad (1.18)$$

$$\Delta M_* = \frac{\Delta P_*}{\Omega_{0*}} = \Delta P_*; \quad (1.19)$$

$$\frac{T_J}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = \Delta P_*. \quad (1.20)$$

Відомо, що $\omega = d\delta/dt$, тоді

$$\frac{d\delta^2}{d^2t} = \frac{\omega_0}{T_J} \Delta P_*. \quad (1.21)$$

Розв'язком диференціального рівняння руху ротора є функція $\delta(t)$.

На практиці є декілька варіантів запису рівняння руху, з такими варіантами можна ознайомитися у [11, с. 41].

1.3. Елемент теорії асинхронних машин

1.3.1. Схема заміщення асинхронного двигуна

Рівняння, які описують роботу асинхронного двигуна (АД) з обертовим ротором, записуються у вигляді:

$$\underline{U}_1 = -\underline{E}_1 + j\underline{I}_1 x_1 + \underline{I}_1 r_1; \quad (1.22)$$

$$\hat{\underline{E}}_2 = j\hat{\underline{I}}_2 \hat{x}_2 + \hat{\underline{I}}_2 \hat{r}_2 + \hat{\underline{I}}_2 \hat{r}_2 \frac{1-s}{s}, \quad (1.23)$$

де U_1 – напруга на клеммах двигуна;

E_1, E_2 – ЕРС утворені основним магнітним потоком у обмотці статора та ротора відповідно;

x_1, r_1 – індуктивний опір розсіяння та активний опір обмотки статора;

x_2, r_2 – індуктивний опір розсіяння та активний опір обмотки ротора;

s – ковзання;

I_1, I_2 – струм статора та ротора відповідно.

Відповідна цим рівнянням схема заміщення АД показана на рис. 1.8

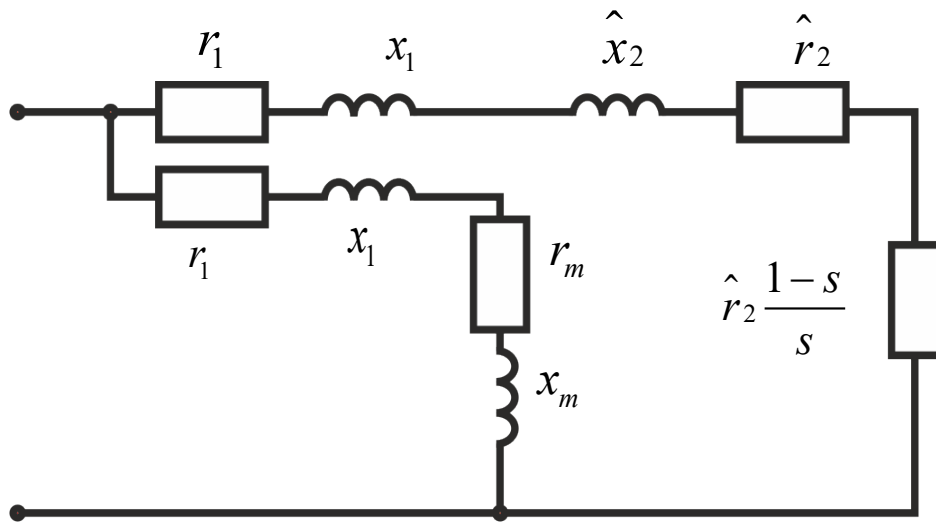


Рис. 1.8. Г-подібна схема заміщення АД

Опір $\hat{r}_2 \frac{1-s}{s}$ імітує навантаження на валу АД.

1.3.2. Лавина напруги (статична стійкість навантаження, перекидання двигунів)

Асинхронні двигуни мають значні запаси стійкості, тому забезпечення статичної стійкості окремих двигунів, які входять у склад навантаження, не є проблемою. Зазвичай, коли оцінюється запас стійкості за відношенням максимального моменту обертання до робочого, коефіцієнт запасу становить від 1,5 до 1,7. Таким чином, навіть значні спади напруги на затискачах двигунів не призводять до порушення їх стійкості. Однак це стосується випадків одиничних двигунів або групи двигунів, які живляться від джерела, напруга якого не залежить від режиму.

У випадку, коли двигун або група двигунів живиться від генератора або групи генераторів, замінені еквівалентним генератором аналогічної потужності, напруга на затискачах двигунів залежить від їхнього режиму роботи (ковзання). У такому випадку умови порушення стійкості (перекидання) двигуна суттєво відрізняються. Якісні зміни умов стійкості в цьому випадку обумовлені зміною кількості двигунів, підключених до вузла навантаження. Таким чином, в цьому випадку потрібно розглядати всю масу двигунів як єдине ціле (еквівалентний двигун), який входить у склад навантаження.

У складних навантаженнях можуть бути включені синхронні двигуни, а також різноманітні статичні пристрої, такі як печі, установки електролізу та інші, що додатково ускладнює завдання щодо точності оцінки. Тому, зазвичай, вирішення цієї проблеми проводиться у два етапи:

1. Визначення якісних характеристик і основних математичних співвідношень за умови, що параметри еквівалентного асинхронного двигуна відомі для схеми заміщення.

2. Розроблення практичної методики на основі характеристик навантаження для визначення можливості виникнення лавини напруги та оцінки наявного запасу.

1.3.3. Механічна характеристика асинхронної машини

Механічною характеристикою згідно зі стандартом називається залежність $n = f(M)$ але на практиці доцільніше використовувати залежність $M = f(s)$ [4].

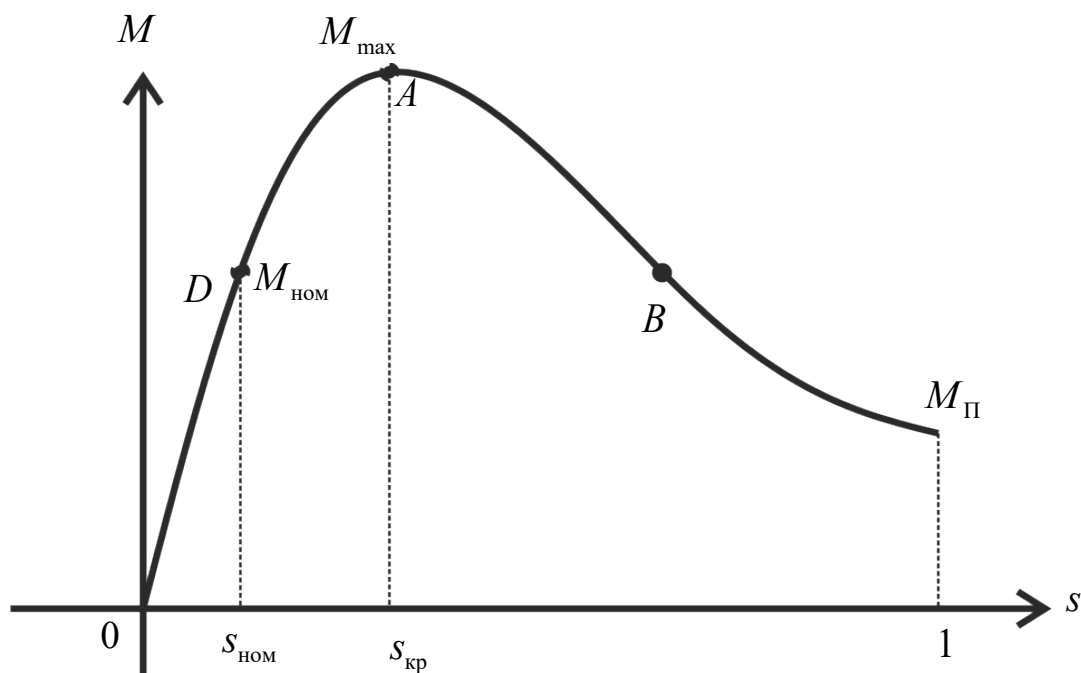


Рис. 1.9. Механічна характеристика АД

Механічну характеристику АД можна розділити на дві ділянки. Із збільшенням ковзання на ділянці OA обертальний момент двигуна зростає, а на ділянці AB , навпаки, зменшується. Тому ділянка OA є ділянкою стійкої роботи, а ділянка AB - ділянкою нестійкої роботи.

У точках D та B електромагнітний момент дорівнює механічному на валу, але стійкою робота може бути лише у точці D .

Якщо з якоїсь причини гальмівний момент зростає, то частота обертання асинхронного двигуна зменшується, збільшується ковзання, що приведе при роботі двигуна у точці D до збільшення електромагнітного моменту. Тому двигун збереже своє стійке положення. При роботі двигуна у точці B , навпаки, із збільшенням ковзання відбудеться зменшення обертового моменту, що

приводитиме знову до збільшення ковзання і т. ін., доки ковзання не досягне значення $s = 1$, тобто доки ротор не зупиниться.

Робота АД стає нестійкою при $s > s_{кр}$. Для стійкої роботи двигуна потрібно, щоб сума навантажувальних моментів, діючих на ротор, була менша максимального моменту $M_0 + M_2 < M_{max}$, де M_0 – момент неробочого ходу; M_2 – момент на валу; M_{max} – перекидний момент.

1.3.4. Побудова механічної характеристики за каталожними даними (формула Клоса)

На практиці важливо вміти побудувати характеристику за даними, наведеними в технічних довідниках або каталогах. Це можна зробити з допомогою формули Клоса (інженер, який вперше вивів цю формулу; або іноді її називають практичною формулою обертального моменту), яка визначає відношення електромагнітного моменту до його максимального значення. Отримаємо:

$$\frac{M}{M_{max}} = \frac{m_1 U_1^2 \frac{r_2'}{s}}{\Omega_1 \left[\left(r_1 + \frac{r_2'}{s} \right)^2 + (x_1 + x_2')^2 \right]} \cdot \frac{2\Omega_1}{m_1 U_1^2} (x_1 + x_2'). \quad (1.24)$$

Якщо знехтувати опором r_1 , то

$$\frac{M}{M_{max}} \approx \frac{2(r_2'/s)(r_2'/s_{кр})}{\Omega_1 \left[\left(r_1 + \frac{r_2'}{s} \right)^2 + (x_1 + x_2')^2 \right]} \approx \frac{2}{\left(s_{кр}/s \right) + \left(s/s_{кр} \right)}. \quad (1.25)$$

Формула (1.25) дозволяє визначити значення максимального моменту та критичного ковзання для асинхронного двигуна, якщо із довідників, каталогів та іншої літератури відомі значення моменту та ковзання для режиму пуску або номінального режиму.

1.4. Стійкість системи електропостачання

1.4.1. Основні поняття

У Правилах улаштування електроустановок [8] використовуються наступні поняття:

Енергетична система (енергосистема) – комплекс електричних станцій, поєднаних загальною електричною мережею з приймачами електроенергії, а також між собою, в якому процеси виробництва, передавання та споживання електроенергії відбуваються в один і той же час за спільного керування цими процесами. В окремих частинах енергосистеми в процесі виробництва електроенергії можливе супутнє виробництво теплової енергії та її розподіл і споживання в локальних вузлах.

Електрична частина енергосистеми – Сукупність електроустановок електричних станцій та електричних мереж.

Електроенергетична система – електрична частина енергосистеми і приймачі електричної енергії, які живляться від неї, об'єднані спільністю процесу виробництва, передавання, розподілу і споживання електричної енергії.

Електрична мережа – сукупність електроустановок для передавання та розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільних установок, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередавання, які працюють на певній території.

Нормальний режим – режим експлуатації електроустановки в нормальних умовах.

Аварійний режим – режим експлуатації електроустановки в умовах поодинокого або чисельних пошкоджень.

Післяаварійний режим – режим експлуатації електроустановки з наявними пошкодженнями до відновлення нормального режиму. Згідно [10] **післяаварійний режим** – режим, що характеризується зниженими запасами стійкості.

Стійкість електроенергетичної системи – це здатність системи залишатися в оптимальному стані після того, як її піддають різноманітним впливам. Ці впливи можуть бути невеликими, наприклад, зміни навантаження, або великими, такими як аварії. Після збурення система повертається до стану з допустимими параметрами режиму роботи (частота, напруга, та ін.) [5, 7, 11].

Існує кілька аспектів стійкості. Один з них – це стійкість за кутом навантаження, причиною порушення якої є втрата синхронізації між генераторами у системі. Інший аспект – це стійкість напруги, яка впливає головним чином на двигуни.

В електроенергетиці прийнято розглядати статичну та динамічну стійкість.

Статична стійкість – це здатність системи поновлювати попередній (вихідний) або близький до попереднього режим після малих збурень.

Динамічна стійкість – це здатність системи повертатися у вихідний або близький до нього стан після великих збурень.

З погляду сучасної теорії стійкості статична стійкість в енергетиків – це стійкість «у малому», а динамічна – стійкість «у великому» або стійкість динамічних переходів.

У англійській літературі статичній стійкості відповідає назва – динамічна, динамічній – перехідна стійкість [1].

Малими збуреннями є різні сили стохастичної природи, які викликають незначні відхилення моментів на валах генераторів. Ці збурення впливають на положення роторів генераторів та відповідно на кути навантаження.

Фактично реальні об'єкти електроенергетики завжди діють під впливом малих збурювальних сил, що призводять до невеликих відхилень від стабільного режиму. У таких умовах статично нестійкий режим не може існувати.

У випадку значних короткотривалих збурень усталеного режиму ЕЕС (електроенергетичної системи), таких як короткі замикання, відключення навантажених ЛЕП, аварійні вимкнення СГ та інші, стійкість системи може зберігатися або порушуватися, і це залежить від ряду чинників. Серед них – початковий режим системи, параметри самої електроенергетичної системи, інтенсивність та тривалість дії збурювальних сил, працездатність пристроїв релейного захисту та автоматики, а також аварійно-ремонтні засоби, автоматичні регулятори швидкості обертання турбін.

Здатність системи повертатися до стану рівноваги після значних короткотривалих збурень початкового стану відома як динамічна стійкість системи.

1.4.2. Основні припущення, які допускають під час аналізу стійкості системи електропостачання

Під час аналізу фізичних процесів, що відбуваються у енергетичній системі після збурень, враховують явища, які відображають сутність цих процесів та разом з метою зменшення складності розрахунків допускаються наступні припущення [11]:

– передбачається, що зміни кутових швидкостей невеликі (2–3%), а це означає, що у відносних одиницях момент дорівнює потужності;

– вважають, що зміна активної електричної потужності відбувається миттєво, тому не враховують періодичні складові струму і напруги в усіх елементах електричної системи;

– не враховують насичення сталі генераторів і трансформаторів;

– синхронні машини подаються в розрахунковій схемі заміщення у вигляді ЕРС та індуктивного опору;

– дослідження динамічної стійкості під час несиметричних збурень виконується в схемі прямої послідовності. Вважається, що рух роторів генераторів і двигунів обумовлений моментами, які створюються струмами прямої послідовності.

1.4.3. Системи автоматичного регулювання збудження (АРЗ)

Автоматичне регулювання збудження (АРЗ) є процесом, що включає зміну струму збудження електричних машин згідно з передбаченими умовами. Цей процес використовується на синхронних генераторах, потужних синхронних двигунах, синхронних компенсаторах, генераторах і двигунах постійного струму, а також на інших спеціальних електричних машинах за допомогою зміни напруги на обмотці збудження [7].

За таких умов змінюється сила струму збудження електричної машини, що призводить до зміни основного магнітного потоку та ЕРС в обмотці якоря. АРЗ на синхронних генераторах переважно використовується для досягнення заданого рівня напруги у електричній мережі, а також для підвищення стійкості їх паралельної роботи з основною мережею.

У розрахунку стійкості важливу роль відіграє врахування типу пристроїв автоматичного регулювання збудження (АРЗ). Існують два основних типи таких регуляторів: *пропорційний (ПД) та сильної дії (СД)*.

Пропорційні регулятори реагують на відхилення одного або декількох параметрів режиму від контрольованих значень. У свою чергу, регулятори сильної дії, крім реагування на відхилення, також враховують швидкість та прискорення зміни цих параметрів. Включення похідних змін до законів регулювання не лише стабілізує систему самого регулювання, а й значно підвищує граничну передавану потужність (межу стійкості).

Автоматичні регулятори збудження пропорційного типу забезпечують стійкість режиму у меншому діапазоні зміни кута та переданої потужності порівняно з регуляторами сильної дії.

1.4.4. Складання схеми заміщення

Розрахунок статичної стійкості простої електропередачі залежить від виду генераторів електростанції та типу системи автоматичного регулювання збудження (АРЗ) цих генераторів.

У режимі без системи автоматичного регулювання збудження (без АРЗ) характеризується постійним значенням струму збудження та постійним значенням електрорушійної сили (ЕРС) холостого ходу генератора.

У цьому випадку застосування АРЗ ПД для розрахунку використовується поперечна складова перехідної ЕРС, яка залишається постійною в моменти різких змін режиму роботи генератора.

У випадку АРЗ СД розрахунковою величиною є поперечна складова напруги генератора, яка залишається незмінною під час регулювання.

Схема заміщення простої електропередачі з різними системами АРЗ представлені на рис. 1.10.

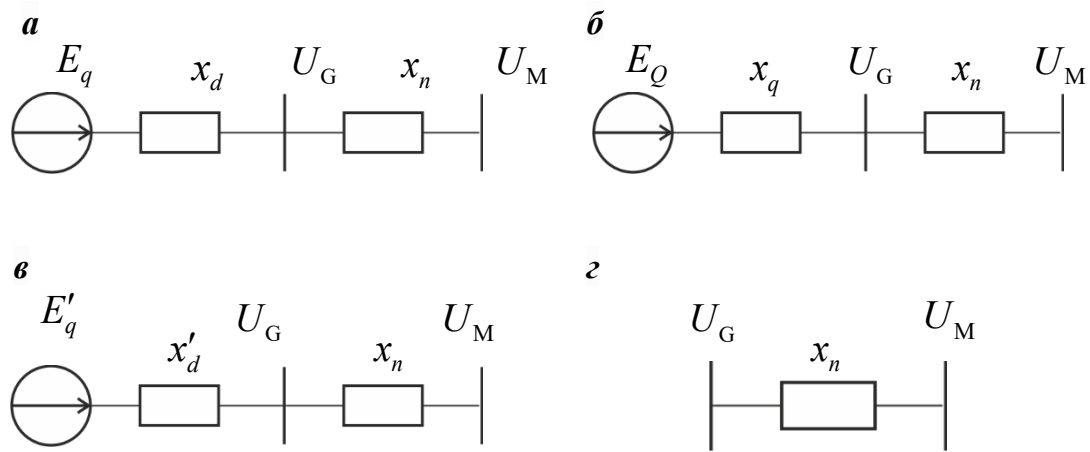


Рис. 1.10. Схеми заміщення для електропередачі залежно від типу АРЗ:

а – СГ з НР без АРЗ; б – СГ з ЯР без АРЗ; в – з АРЗ ПД; г – з АРЗ СД

СГ з НР без АРЗ вводяться в схему заміщення синхронним реактивним опором і ЕРС холостого ходу. СГ з ЯР без АРЗ вводяться в схему заміщення синхронним реактивним опором та фіктивною ЕРС.

Турбо- і гідрогенератори з АРЗ ПД мають однакові схеми заміщення, в яких генератори вводяться з їх перехідним опором і перехідною ЕРС, обумовленою результуючим повним потокозчепленням обмотки збудження.

ЕРС генераторів з АРЗ СД до схеми не вводять, напругу на виводах генератора вважають сталою.

1.4.5. Кутова характеристика активної потужності простої системи електропостачання

Розглянемо найпростішу схему системи електропостачання на рис. 1.11. У цій схемі генератор з НР працює через трансформатор та лінію електропередачі, передаючи електроенергію на шини незмінної напруги, які є частиною приймаючої системи. Завдяки великій потужності цієї системи напругу на її шинах можна вважати сталою за амплітудою та фазою незалежно від струму навантаження.

Схема заміщення системи представлена на рис. 1.12. Зі схеми видно, що для кутової характеристики потужності простої системи буде справедливим вираз для кутової характеристики генератора з НР.

$$P(\delta)_* = \frac{U_* E_{q*}}{x_{d\Sigma*}} \sin \delta. \quad (1.26)$$

Найбільша потужність, яка може бути передана в приймальну систему, називається *границею передаваної потужності* простої електричної

системи; значення кута δ , при якому потужність максимальна, називається **критичним кутом за статичною стійкістю**. Точка на характеристиці з ординатою, яка дорівнює $P(\delta)_{*max}$, називають **критичною точкою**.

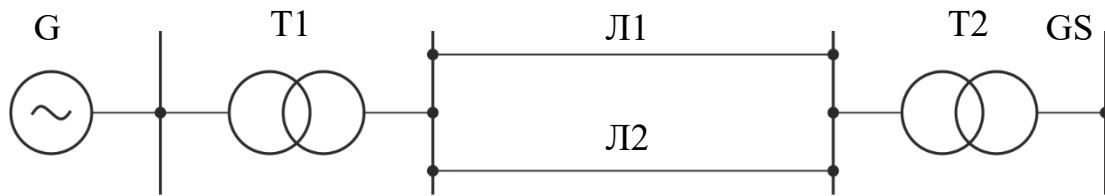


Рис. 1.11. Схема системи простої електропередачі

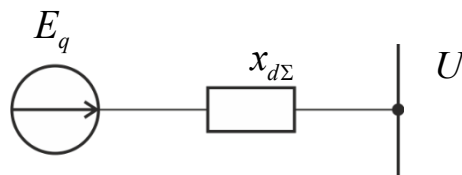


Рис. 1.12. Схема заміщення системи простої передачі електроенергії

Похідну $dP(\delta)_*/d\delta$ називають синхронізуючою потужністю; вона характеризує реакцію генератора на збільшення кута зсуву ротора. Її додатний знак є критерієм статичної стійкості. При значенні кута δ менше критичного синхронізувальна потужність позитивна і забезпечуються стійкі стаціонарні режими системи.

1.4.6. Метод площин

Загалом, для визначення характеру зміни руху ротора генератора можна скористатися графічним методом, що базується на енергетичних співвідношеннях, який відомий як метод площин. Кутова характеристика визначає потужність, яку віддає генератор залежно від кута навантаження. Ця потужність, за умови ігнорування втрат у генераторі, повинна дорівнювати потужності, що передається турбіною генератора. Значення останньої залежить від роботи системи регулювання на електростанції і безпосередньо не залежить від параметрів системи електропостачання.

Істотні збурення змінюють вигляд кутової характеристики потужності системи електропостачання і порушують рівновагу між вхідною та вихідною, відносно генератора, потужністю. У разі, коли потужність турбіни є більшою за віддану генератором, ротор прискорюється і кут навантаження збільшується, зворотний процес спостерігається у протилежному випадку. Прискорення ротора під час перехідного процесу прямо пропорційне до різниці між потужністю турбіни та потужністю, що віддає генератор.

Для збереження стійкості робота, виконана прискорюючим та гальмівним моментом, має бути тотожною. Продовжуючи міркування у цьому напрямку, можна вивести, що необхідною умовою динамічної стійкості є рівність площин прискорення $S_{\text{пр}}$ та гальмування $S_{\text{гальм}}$.

Останні визначають за виразами:

$$S_{\text{пр}} = \int_{\delta_0}^{\delta_1} P_1 - P_{2\text{max}} \sin \delta \quad (1.27)$$

$$S_{\text{гальм}} = \int_{\delta_1}^{\delta_2} P_{2\text{max}} \sin \delta - P_1 \quad (1.28)$$

Графічне пояснення до методу площин має місце на рисунку [Ошибка! Источник ссылки не найден.](#)

Засоби самоконтролю

1. Чим обумовлена різниця між значеннями поздовжнього та поперечного опору реакції якоря?
2. Який вигляд матиме вираз для кутової характеристики активної потужності синхронного генератора з НР?
3. Чим відрізняється статична стійкість електроенергетичної системи від динамічної?
4. Назвіть припущення, які допускають під час аналізу електромеханічних перехідних процесів
5. Що відносять до малих і великих збурень?
6. Накресліть векторну діаграму простої електропередачі з СГ з НР.
7. Накресліть векторну діаграму простої електропередачі з СГ з ЯР.
8. Які величини зазвичай беруть за базисні під час побудови системи відносних одиниць?
9. Що називається моментом сили?

2. АНАЛІЗ СТІЙКОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ВУЗЛА НАВАНТАЖЕННЯ

2.1. Аналіз статичної стійкості системи електропостачання

Рекомендується розрахунок проводити у відносних одиницях з наближеним приведенням параметрів до базисних умов. При наближеному зведенні напруги всі елементи, які знаходяться на одному ступені, однакові та

дорівнюють середній номінальній напрузі ступеня. Для спрощення у рекомендованих вхідних даних номінальні напруги елементів дорівнюють середнім номінальним напругам відповідного ступеня.

Для виконання розрахунків рекомендується використовувати математичну систему Scilab [2, 12], яка знаходиться у вільному доступі (посилання для завантаження Scilab-2023.1 <https://www.scilab.org/download/scilab-2023.1.0>). Довідникові матеріали надано у [12].

Визначення базисних умов

Значення базисної потужності рекомендується прирівняти до активної потужності, яку віддають генератори у мережу P_0 .

$$S_{\bar{6}} = P_0 = K_0 \cdot N_G \cdot P_{\text{ГНОМ}} \text{ МВт.} \quad (2.1)$$

За базисну напругу $U_{\bar{6}}$ рекомендовано прийняти значення напруги системи U_c .

Визначення опорів для схеми заміщення

Визначаємо опори у відносних одиницях для N_G генераторів

$$x_{d*} = x_d \frac{S_{\bar{6}}}{N_G \left(\frac{P_{\text{ГНОМ}}}{\lambda_{\text{ГНОМ}}} \right)}, \text{ в.о.}; \quad (2.2)$$

$$x'_{d*} = x'_d \frac{S_{\bar{6}}}{N_G \left(\frac{P_{\text{ГНОМ}}}{\lambda_{\text{ГНОМ}}} \right)}, \text{ в.о.}; \quad (2.3)$$

$$x_{q*} = x_q \frac{S_{\bar{6}}}{N_G \left(\frac{P_{\text{ГНОМ}}}{\lambda_{\text{ГНОМ}}} \right)}, \text{ в.о.}; \quad (2.4)$$

– трансформаторів

$$x_{T1*} = \frac{u_k}{100} \frac{S_{\bar{6}}}{N_G S_{\text{НОМ}}}, \text{ в.о.}; \quad (2.5)$$

$$x_{T2*} = \frac{u_k}{100} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ}}}, \text{ в.о.}; \quad (2.6)$$

– одного кілометра лінії

$$x_{L*} = x_{л1} \frac{S_6}{U_{внГ1}^2}, \text{ в.о./км.} \quad (2.7)$$

Визначення електрорушійних сил та напруг

Оскільки СГ працюють паралельно, то ЕРС та напруга одного генератора дорівнює ЕРС та напрузі еквівалентного.

Потужність P_0 у відносних одиницях, яку віддають генератори у мережу

$$P_* = \frac{P_0}{S_6}, \text{ в.о.} \quad (2.8)$$

Реактивна потужність Q_0 у в.о.

$$Q_* = \frac{P_0 \cdot \text{tg}(\arccos(\lambda_{\text{ГНОМ}}))}{S_6}, \text{ в.о.} \quad (2.9)$$

Напруга системи у в.о.

$$U_* = \frac{U_M}{U_6}, \text{ в.о.} \quad (2.10)$$

Напруга на СГ U_{G*} та кут δ_n між вектором напруги \underline{U}_G та \underline{U}_M , :

$$U_{G*} = \sqrt{\left(U_* + \frac{Q_* x_{n*}}{U_*}\right)^2 + \left(\frac{P_* x_{n*}}{U_*}\right)^2}, \text{ в.о.,} \quad (2.11)$$

де

$$x_{n*} = x_{Т1*} + \frac{x_{L*} L}{2} + x_{Т2*}, \text{ в.о.;} \quad (2.12)$$

$$\delta_n = \arctg\left(\frac{P_* x_{n*}}{U_*^2 + Q_* x_{n*}}\right), \text{ рад.} \quad (2.13)$$

Перехідна ЕРС E' та кут δ' між вектором напруги \underline{U}_M та \underline{E}' , :

$$E'_* = \sqrt{\left(U_* + \frac{Q_* x'_{d\Sigma*}}{U_*}\right)^2 + \left(\frac{P_* x'_{d\Sigma*}}{U_*}\right)^2}, \text{ в.о.;} \quad (2.14)$$

$$\delta' = \arctg\left(\frac{P_*x'_{d\Sigma^*}}{U_*^2 + Q_*x'_{d\Sigma^*}}\right), \text{ рад}; \quad (2.15)$$

$$x'_{d\Sigma^*} = x'_{d^*} + x_{n^*}, \text{ в.о.} \quad (2.16)$$

В залежності від СГ з НР або ЯР підхід до визначення E_{q^*} відрізняється:

1. ЕРС холостого ходу генератора з НР E_{q^*} та кут δ між вектором напруги \underline{U}_M та \underline{E}_q визначається наступним чином

$$E_{q^*} = \sqrt{\left(U_* + \frac{Q_*x_{d\Sigma^*}}{U_*}\right)^2 + \left(\frac{P_*x_{d\Sigma^*}}{U_*}\right)^2}, \text{ в.о.}; \quad (2.17)$$

$$\delta = \arctg\left(\frac{P_*x_{d\Sigma^*}}{U_*^2 + Q_*x_{d\Sigma^*}}\right), \text{ рад}; \quad (2.18)$$

$$x_{d\Sigma^*} = x_{d^*} + x_{n^*}, \text{ в.о.} \quad (2.19)$$

2. ЕРС холостого ходу генератора з ЯР E_{q^*} та кут δ між вектором напруги \underline{U}_M та \underline{E}_q визначається через вираз:

$$E_{q^*} = E_{Q^*} \frac{(x_{d^*} - x'_{d^*})}{(x_{q^*} - x'_{d^*})} - E'_{q^*} \frac{(x_{d^*} - x_{q^*})}{(x_{d^*} - x'_{d^*})}, \text{ в.о.}, \quad (2.20)$$

де

$$E_{Q^*} = \sqrt{\left(U_* + \frac{Q_*x_{q\Sigma^*}}{U_*}\right)^2 + \left(\frac{P_*x_{q\Sigma^*}}{U_*}\right)^2}, \text{ в.о.}; \quad (2.21)$$

$$x_{q\Sigma^*} = x_{q^*} + x_{n^*}, \text{ в.о.}; \quad (2.22)$$

$$\delta = \arctg\left(\frac{P_*x_{q\Sigma^*}}{U_*^2 + Q_*x_{q\Sigma^*}}\right), \text{ рад}; \quad (2.23)$$

Проекція векторів \underline{E}'_* та \underline{U}_{G^*} на вісь q :

$$E'_{q^*} = E'_* \cos(\delta - \delta'). \quad (2.24)$$

$$U_{Gq*} = U_{G*} \cos(\delta - \delta_n), \text{ в.о.} \quad (2.25)$$

Визначення кутової характеристики активної потужності
Залежно від типу ротора СГ, типу АРЗ або його відсутності, кутова характеристика реалізується наступними функціями:

1. ЯР без АРЗ

$$P(\delta)_* = \frac{U_* E_{q*}}{x_{d\Sigma*}} \sin \delta + \frac{U_*^2}{2} \cdot \frac{x_{d*} - x_{q*}}{x_{d\Sigma*} \cdot x_{q\Sigma*}} \sin 2\delta, \text{ в.о.}; \quad (2.26)$$

2. ЯР з АРЗ ПД

$$P(\delta)_* = \frac{U_* E'_{q*}}{x'_{d\Sigma*}} \sin \delta - \frac{U_*^2}{2} \cdot \frac{x_{q*} - x'_{d*}}{x'_{d\Sigma*} \cdot x_{q\Sigma*}} \sin 2\delta, \text{ в.о.}; \quad (2.27)$$

3. ЯР з АРЗ СД

$$P(\delta)_* = \frac{U_* U_{Gq*}}{x_{n*}} \sin \delta - \frac{U_*^2}{2} \cdot \frac{x_{q*}}{x_{n*} \cdot x_{q\Sigma*}} \sin 2\delta, \text{ в.о.}; \quad (2.28)$$

4. НР без АРЗ

$$P(\delta)_* = \frac{U_* E_{q*}}{x_{d\Sigma*}} \sin \delta, \text{ в.о.}; \quad (2.29)$$

5. НР з АРЗ ПД

$$P(\delta)_* = \frac{U_* E'_{q*}}{x'_{d\Sigma*}} \sin \delta - \frac{U_*^2}{2} \cdot \frac{x_{d*} - x'_{d*}}{x_{d\Sigma*} \cdot x'_{d\Sigma*}} \sin 2\delta, \text{ в.о.}; \quad (2.30)$$

6. НР з АРЗ СД

$$P(\delta)_* = \frac{U_* U_{Gq*}}{x_{n*}} \sin \delta - \frac{U_*^2}{2} \cdot \frac{x_{d*}}{x_{n*} \cdot x_{d\Sigma*}} \sin 2\delta, \text{ в.о.} \quad (2.31)$$

Визначення коефіцієнту запасу статичної стійкості системи

Коефіцієнт запас статичної стійкості K_3 визначається за формулою:

$$K_3 = \frac{P_{\max*} - P_*}{P_{\max*}} \cdot 100\%. \quad (2.32)$$

Значення $P_{\max*}$ відповідає амплітуді функцій (2.26) – (2.31). Значення K_3 визначається для генераторів з відключеним АРЗ і з робочим АРЗ пропорційної та сильної дії.

В нормальних режимах енергосистем повинен забезпечуватися запас більше 20 %. Значення потужності P_* при якому значення $K_3 = 20\%$

$$P_{*20\%} = \left(1 - \frac{20}{100}\right) \cdot P_{\max*}. \quad (2.33)$$

Аналіз стійкості системи з використанням методу малих відхилень

Аналіз стійкості з використанням методу малих відхилень для еквівалентного генератора, підключеного до шин незмінної напруги (без врахування демпферного моменту), здійснюється шляхом розрахунку диференційного рівняння вигляду

$$\Delta\delta''(t) + \Delta\delta(t) \cdot \frac{314}{T_J} \cdot \frac{E_{G*}U_*}{x_{d*}} \cos(\delta) = 0 \quad (2.34)$$

або еквівалентної до нього системи з уведенням нових змінних

$$\Delta\delta = v_0; \Delta\delta' = v_1; \Delta\delta'' = v_2;$$

$$v_0'(t) = v_1(t); v_1'(t) = -v_0(t) \cdot \frac{314}{T_J} \cdot \frac{E_{G*}U_*}{x_{d*}} \cos(\delta). \quad (2.35)$$

Пропонується провести розрахунок для кута δ , що матиме наступні значення: 0, 60, 90, 100 електричних градусів. Початкове відхилення $\Delta\delta(0)$ від вихідного положення ротора прийнято рівним одному радіану, а його похідна – нулю.

2.2. Аналіз динамічної стійкості системи у разі впливу трифазного короткого замикання

Визначення граничного часу відключення при трифазному короткому замиканні

Розрахунок характеристики виконуються за спрощеними виразами для СГ з різними типами роторів:

– для нормального режиму

$$P^H(\delta)_* = \frac{U_{M*}E'_*}{x^H_*} \sin \delta, \text{ в.о.}; \quad (2.36)$$

$$x^H_* = x'_{d*} + x_{T-1*} + 0,5x_{Л-1*} + x_{T-2*}, \text{ в.о.}; \quad (2.37)$$

– для аварійного режиму

$$P^A(\delta)_* = \frac{U_{M*}E'_*}{x^A_*} \sin \delta, \text{ в.о.}; \quad (2.38)$$

$$x^A_* = x'_{d*} + x_{T-1*} + \frac{x_{Л-1*}}{2} + x_{T-2*} + \frac{\left(x'_{d*} + x_{T-1*} + \frac{x_{Л-1*}}{4}\right)\left(x_{T-2*} + \frac{x_{Л-1*}}{4}\right)}{\frac{x_{Л-1*}}{8}}, \text{ в.о.}; \quad (2.39)$$

– для післяаварійного режиму

$$P^{\Pi A}(\delta)_* = \frac{U_{M*}E'_*}{x^{\Pi A}_*} \sin \delta, \text{ в.о.}; \quad (2.40)$$

$$x^{\Pi A}_* = x'_{d*} + x_{T-1*} + x_{Л-1*} + x_{T-2*}, \text{ в.о.}. \quad (2.41)$$

Граничний кут $\delta_{\text{гр}}$ відключення короткого замикання знаходиться за виразом:

$$\delta_{\text{гр}} = \arccos \left[\frac{P_*(\delta_{\text{кр}} - \delta_0) + P_{\text{max}*}^{\Pi A} \cos \delta_{\text{кр}} - P_{\text{max}*}^A \cos \delta_0}{P_{\text{max}*}^{\Pi A} - P_{\text{max}*}^A} \right], \text{ рад}; \quad (2.42)$$

де

$$\delta_{\text{кр}} = \pi - \arcsin \left(\frac{P_*}{P_{\text{max}*}^{\Pi A}} \right), \text{ рад}. \quad (2.43)$$

δ_0 – кут навантаження під час нормального режиму, рад;

P_* – потужність, що передається СГ від турбіни, в.о..

Для визначення часу $t_{\text{гр}}$ знайдемо розв'язок диференційного рівня

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{314}{T_J} (P_* - P_{\max}^A \sin \delta), \quad (2.44)$$

Рівняння (2.44) має еквівалентну систему виду

$$v_0'(t) = v_1(t); \quad v_1'(t) = -\frac{314}{T_J} (P_* - P_{\max}^A \sin(v_0)). \quad (2.45)$$

Відключення частини генераторів

У випадку, коли амплітуда кутової характеристики післяаварійного режиму менша за значення потужності, що віддає СГ, умови для гальмування ротора не утворюються. Для подолання цієї проблеми пропонується відключити частину генераторів, що підвищить стійкість системи.

Нове значення потужності, що віддається еквівалентним СГ у мережу та нове значення постійної інерції визначається наступним чином

$$P_*^k = P_* \frac{N_G - k}{N_G}, \text{ в.о.}, \quad (2.46)$$

$$T_{J\Sigma}^k = T_{J\text{ном}} (N_G - k) \frac{P_{\text{ГНОМ}} / \lambda_{\text{ГНОМ}}}{S_6}, \text{ с} \quad (2.47)$$

Зміна кількості підключених генераторів вплине на параметри схем заміщення

$$x'_{d*} = x'_d \frac{S_6}{(N_G - n) \left(\frac{P_{\text{ГНОМ}}}{\lambda_{\text{ГНОМ}}} \right)}, \text{ в.о.}; \quad (2.48)$$

$$x_{T1*} = \frac{u_k}{100} \frac{S_6}{(N_G - n) S_{\text{ном}}}, \text{ в.о.}; \quad (2.49)$$

Для спрощення розрахунків врахувати зміну параметрів можливо лише для післяаварійного режиму.

2.3. Статичні стійкість типового навантаження

Розрахунок виконується для схеми на рис. 2.1. Розраховані значення параметрів схеми заміщення беруться з розрахунків, виконаних у попередньому розділі.

Статичні характеристики типового навантаження представлені у табличній формі (табл. Д.2.4). За відомими із завдання значеннями активної та реактивної потужності при номінальній напрузі табличні значення перераховують за виразом $P_H \cdot P_{\text{Нном}^*}$ та $Q_H \cdot Q_{\text{Нном}^*}$.

Підставивши перераховані значення у вирази (3.15), (3.17) та (3.19) отримують залежність ЕРС (напругу) еквівалентного генератора від напруги навантаження.

Мінімальне значення серед значень ЕРС та напруги для СГ з АРЗ СД називають критичним.

За виразом

$$K_3 = \frac{U_* - U_{\text{кр}^*}}{U_*} \cdot 100 \%, \quad (2.50)$$

де $U_{\text{кр}^*}$ – критичне значення напруги або ЕРС, в.о., визначають коефіцієнт запасу статичної стійкості навантаження.

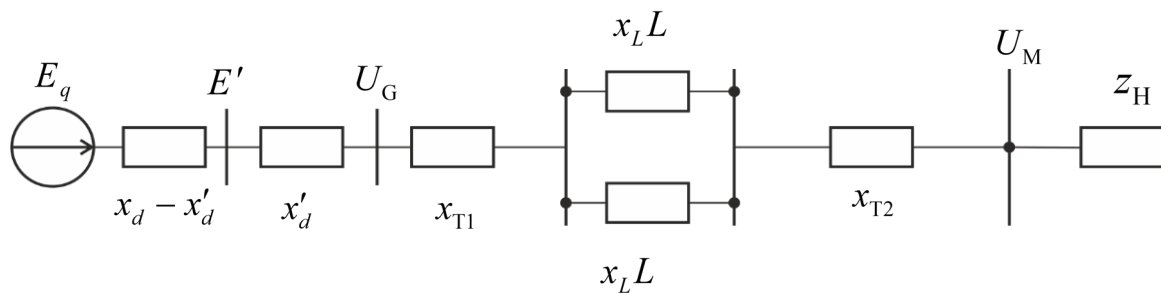


Рис. 2.1. Розрахункова схема електроенергетичної системи для типового навантаження

2.4. Статична стійкість асинхронного навантаження

Для дослідження стійкості асинхронного навантаження розглядається схема на рис. 2.2. Розраховані значення параметрів схеми заміщення беруться з розрахунків, виконаних у попередньому розділі.

Для забезпечення статичної стійкості асинхронного навантаження при $P_H = \text{const}$ необхідним є виконання критеріїв

$$P_{\text{max}^*} \geq P_{\text{H}^*}, \quad s_{\text{кр}} \geq s_0, \quad (2.51)$$

$$\text{де } P_{\text{max}^*} = \frac{E_{\text{кр}^*}^2}{2(\Delta x_* + x_{s^*})}, \quad s_{\text{кр}} = \frac{r_{2^*}}{(\Delta x_* + x_{s^*})}.$$

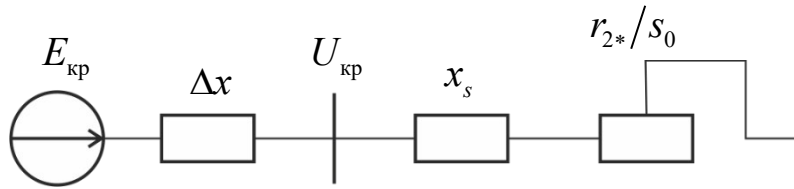


Рис. 2.2. Розрахункова схема електроенергетичної системи для аналізу асинхронного навантаження

Тут Δx_* – еквівалентний опір системи, що визначається за (2.12) та (2.16), (2.19), в.о.;

$P_{\max*}$ – максимальна потужність, що віддається СГ, в.о.;

$E_{\text{кр}*}$ – ЕРС на клеммах СГ при критичній напрузі на навантаженні, в.о.;

$s_{\text{кр}}$ – критичне ковзання асинхронного навантаження;

s_0 – номінальне ковзання асинхронного навантаження;

r_{2*} – активний опір обмотки ротора, в.о.

x_{s*} – індуктивний опір обмоток статора та ротора, в.о.

Значення опорів визначають за виразом

$$z_{\text{Н}*} = \frac{S_0 \lambda_{\text{Н}}}{P_0} \left(\lambda_{\text{д}} + j \left(\sqrt{1 - \lambda_{\text{Н}}^2} \right) \right) = r_{2*}/s_0 + jx_{s*}, \text{ в.о.}, \quad (2.52)$$

Опори еквівалентного двигуна

$$x_{s*} = 0,475, \text{ в.о.}, \quad (2.53)$$

$$r_{2*} = 0,475s_0 = 0,023, \text{ в.о.} \quad (2.54)$$

Розрахунок критичної напруги виконується при умові $P_* = Q_*$:

$$U_{\text{кр}*} = \sqrt{\left(E_{\text{кр}*} - \frac{Q_* \Delta x_*}{E_{\text{кр}*}} \right)^2 + \left(\frac{P_* \Delta x_*}{E_{\text{кр}*}} \right)^2}, \text{ в.о.}, \quad (2.55)$$

де $E_{\text{кр}*} = \sqrt{2P_0 (\Delta x_* + x_{s*})}$.

Оцінка стійкості здійснюється за (2.50).

Засоби самоконтролю

1. Чим вмотивовано проведення аналізу стійкості системи електропостачання?

2. Аналізуючи вирази (2.26) – (2.31), як впливає на схему заміщення застосування АРЗ СД?
3. У скільки разів зміниться значення опорів у схемі заміщення при відключеннях генераторів?

3. ПРИКЛАД РОЗРАХУНКУ

3.1. Вихідні дані

Параметри елементів вказані у завданні для номера варіанту:

1. Генератор:

тип генератора	НР;
номінальна напруга $U_{\text{ГНОМ}}$, кВ.....	18;
номінальна потужність $P_{\text{ГНОМ}}$, МВт	300;
коефіцієнт потужності $\lambda_{\text{ГНОМ}}$	0,85;
перехідний індуктивний опір у поздовжній осі x'_d , в.о.	0,34;
індуктивний опір у поздовжній осі x_d , в.о.....	1,3;
коефіцієнт інерції ротора $T_{\text{ЈНОМ}}$, с.....	19,8;
кількість генераторів $N_{\text{Г}}$	5;
коефіцієнт завантаження СГ активною потужністю K_0	0,8;
час відключення часини СГ $t_{\text{відСГ}}$, с.....	0,1;

2. Трансформатори :

потужність трансформатора $S_{\text{НОМ}}$, МВт	$1.5 P_{\text{ГНОМ}}$;
напруга генераторної обмотки $U_{\text{ННТ1}}$, кВ	18;
напруга мережевої обмотки $U_{\text{ВНТ1}}$, кВ	115;
напруга генераторної обмотки $U_{\text{ННТ2}}$, кВ	115;
напруга мережевої обмотки $U_{\text{ВНТ2}}$, кВ	330;
напруга короткого замикання $u_{\text{к}}$, %	12,7.

3. Лінія:

довжина L , км	60;
питомий індуктивний опір лінії прямої послідовності $x_{\text{л1}}$, Ом/км.....	0,42.

4. Електроенергетична система

напруга на шинах нескінченної потужності $U_{\text{с}}$, кВ.....	330.
---	------

5.5. Типове навантаження:

активна потужність при номінальній нарузі $P_{\text{ННОМ*}}$, в.о.....	0,95,
---	-------

реактивна потужність при номінальній напрузі $Q_{\text{Нном}^*}$, в.о. 0,8,

5.4. Еквівалентний асинхронний двигун:

ковзання s_0 0,035.

коефіцієнт потужності $\lambda_{\text{Д}}$ 0,81

Схема системи показана на рисунку 3.1.

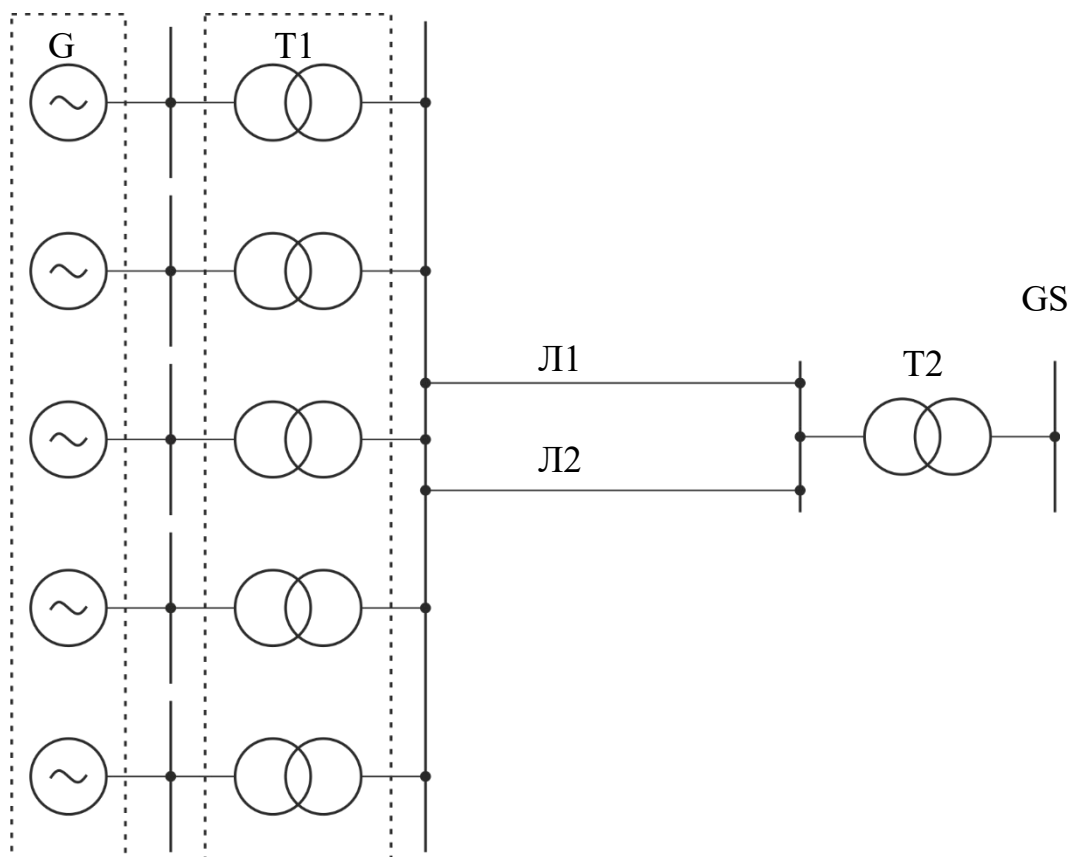


Рис. 3.1. Розрахункова схема електроенергетичної системи

3.2. Дослідження статистичної стійкості

3.2.1. Визначення базисних умов

За базову напругу $U_{\text{б}}$ взято напругу на шинах системи, що прирівнюємо до напруги $U_{\text{вн}}$ трансформаторів

$$U_{\text{б}} = U_{\text{вн}} = 115, \text{ кВ.} \quad (3.1)$$

Базова потужність

$$S_{\text{б}} = P_0 = K_0 \cdot N_G \cdot P_{\text{Гном}} = 0,8 \cdot 5 \cdot 300 = 1200, \text{ МВт.} \quad (3.2)$$

3.2.2. Побудова схеми заміщення системи електропостачання

Визначення реактансів схеми:

– відносні реактанси еквівалентного СГ приведені до базисних умов

$$x_{d*} = x_d \frac{S_6}{N_G \left(\frac{P_{\text{ГНОМ}}}{\lambda_{\text{ГНОМ}}} \right)} = 1,3 \frac{1200 \cdot 10^6}{5 \left(\frac{300 \cdot 10^6}{0,85} \right)} = 0,884, \text{ в.о.}; \quad (3.3)$$

$$x'_{d*} = x'_d \frac{S_6}{N_G \left(\frac{P_{\text{ГНОМ}}}{\lambda_{\text{ГНОМ}}} \right)} = 0,34 \frac{1200 \cdot 10^6}{5 \left(\frac{300 \cdot 10^6}{0,85} \right)} \approx 0,231, \text{ в.о.}; \quad (3.4)$$

– відносний реактанс еквівалентного трансформатора Т1 приведенного до базисних умов

$$x_{\text{T1}*} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \frac{S_6}{N_G S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,7}{100} \frac{1200 \cdot 10^6}{5 \cdot 450 \cdot 10^6} \approx 0,0677, \text{ в.о.}; \quad (3.5)$$

– відносний реактанс трансформатора Т2 приведенного до базисних умов

$$x_{\text{T2}*} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,7}{100} \frac{1200 \cdot 10^6}{450 \cdot 10^6} \approx 0,339, \text{ в.о.}; \quad (3.6)$$

– відносний реактанс одного кілометра лінії приведений до базисних умов

$$x_{\text{L}*} = x_{\text{л1}} \frac{S_6}{U_{\text{ВНТ1}}^2} = 0,42 \frac{1200 \cdot 10^6}{115000} \approx 0,0381, \text{ в.о./км.} \quad (3.7)$$

Визначення результуючих опорів:

$$x_{n*} = x_{\text{T1}*} + \frac{x_{\text{L}*} L}{2} + x_{\text{T2}*} = 0,0677 + \frac{0,0381 \cdot 60}{2} + 0,339 \approx 1,55, \text{ в.о.}; \quad (3.8)$$

$$x_{d\Sigma*} = x_{d*} + x_{n*} = 0,884 + 1,55 \approx 2,43, \text{ в.о.}; \quad (3.9)$$

$$x'_{d\Sigma*} = x'_{d*} + x_{n*} = 0,231 + 1,55 \approx 1,78, \text{ в.о.}; \quad (3.10)$$

Визначення коефіцієнта інерції еквівалентного СГ:

$$T_{J\Sigma} = T_{J\text{НОМ}} N_G \frac{P_{\text{ГНОМ}} / \lambda_{\text{ГНОМ}}}{S_6} = 19,8 \cdot 5 \frac{300 \cdot 10^6 / 0,85}{1200 \cdot 10^6} \approx 29,1, \text{ с} \quad (3.11)$$

Зображення схеми заміщення на рис. 3.2.

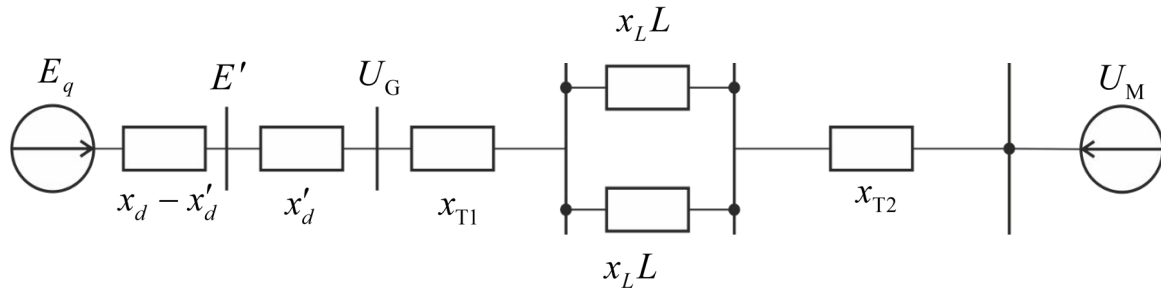


Рис. 3.2. Схема заміщення

3.2.3. Побудова векторних діаграм режиму

Визначення значень активної та реактивної потужності приведені до базисних умов, що передається у мережу від еквівалентного генератора:

– активна потужність

$$P_* = \frac{P_0}{S_6} = \frac{1200}{1200} = 1, \text{ в.о.}; \quad (3.12)$$

– реактивна потужність

$$Q_* = P_* \cdot \text{tg}(\arccos(\lambda_{\text{ГНОМ}})) \approx 0,62, \text{ в.о.} \quad (3.13)$$

Напряга мережі приведена до базисних умов

$$U_* = \frac{U_M}{U_6} = \frac{330}{330} = 1, \text{ в.о.} \quad (3.14)$$

Напряга на СГ U_{G*} та кут δ_n між вектором напруги \underline{U}_G та \underline{U}_M :

$$\begin{aligned} U_{G*} &= \sqrt{\left(U_* + \frac{Q_* x_n^*}{U_*} \right)^2 + \left(\frac{P_* x_n^*}{U_*} \right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(1 + \frac{0,62 \cdot 1,55}{1} \right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 1,55}{1} \right)^2} \approx 2,45, \text{ в.о.}; \quad (3.15) \end{aligned}$$

$$\delta_n = \arctg\left(\frac{P_*x_{n*}}{U_*^2 + Q_*x_{n*}}\right) = \arctg\left(\frac{1 \cdot 1,55}{1^2 + 0,62 \cdot 1,55}\right) \approx 0,669, \text{ рад.} \quad (3.16)$$

Перехідна ЕРС E' та кут δ' між вектором напруги \underline{U}_M та \underline{E}' , :

$$\begin{aligned} E'_* &= \sqrt{\left(U_* + \frac{Q_*x'_{d\Sigma*}}{U_*}\right)^2 + \left(\frac{P_*x'_{d\Sigma*}}{U_*}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(1 + \frac{0,62 \cdot 1,78}{1}\right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 1,78}{1}\right)^2} \approx 2,76, \text{ в.о.}; \end{aligned} \quad (3.17)$$

$$\delta' = \arctg\left(\frac{P_*x'_{d\Sigma*}}{U_*^2 + Q_*x'_{d\Sigma*}}\right) = \arctg\left(\frac{1 \cdot 1,78}{1^2 + 0,62 \cdot 1,78}\right) \approx 0,702, \text{ рад.} \quad (3.18)$$

ЕРС холостого ходу генератора з НР E_{q*} та кут δ між вектором напруги \underline{U}_M та \underline{E}_q визначається наступним чином:

$$\begin{aligned} E_{q*} &= \sqrt{\left(U_* + \frac{Q_*x_{d\Sigma*}}{U_*}\right)^2 + \left(\frac{P_*x_{d\Sigma*}}{U_*}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(1 + \frac{0,62 \cdot 2,43}{1}\right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 2,43}{1}\right)^2} \approx 3,50, \text{ в.о.}; \end{aligned} \quad (3.19)$$

$$\delta = \arctg\left(\frac{P_*x_{d\Sigma*}}{U_*^2 + Q_*x_{d\Sigma*}}\right) = \arctg\left(\frac{1 \cdot 2,43}{1^2 + 0,62 \cdot 2,43}\right) \approx 0,77, \text{ рад.} \quad (3.20)$$

Проекція вектора \underline{E}' та \underline{U}_{G*} на вісь q :

$$E'_{q*} = E'_* \cos(\delta - \delta') = 2,76 \cos(0,77 - 0,702) \approx 2,75, \text{ в.о.}; \quad (3.21)$$

$$U_{Gq*} = U_{G*} \cos(\delta - \delta_n) = 2,45 \cos(0,77 - 0,669) \approx 2,49, \text{ в.о.} \quad (3.22)$$

Векторна діаграма режиму зображена на рис. 3.3.

3.2.4. Розрахунок характеристик потужності

Розрахунок характеристик потужності еквівалентного СГ виконуємо для значень кута $\delta = 0 \dots \pi$.

Показано визначення значення потужності P_* для $\delta = \pi/2$, рад:

– без АРЗ

$$P(\delta)_* = \frac{U_* E_{q*}}{x_{d\Sigma*}} \sin \delta = \frac{1 \cdot 3,5}{2,43} \sin \frac{\pi}{2} \approx 1,436, \text{ в.о.}; \quad (3.23)$$

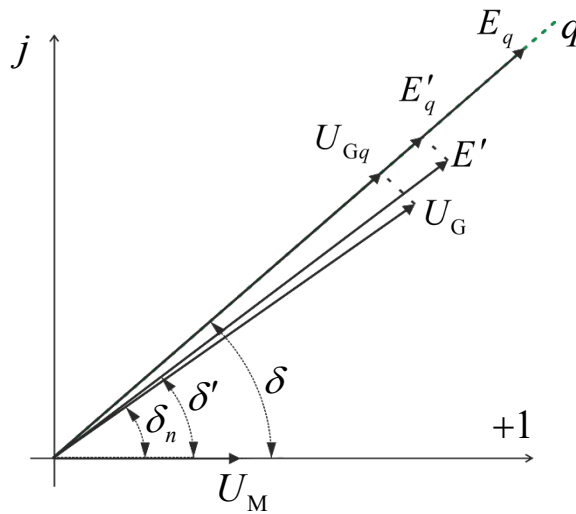


Рис. 3.3. Векторна діаграма режиму

Сценарій розрахунку:

```
clear // видалення змінних
close(); // закриття відкритих рисунків

Pmax1 = 1.436;
Pmax2 = 0;

function [P]=PowerAngleCharacteristic(angleDelta)
P = Pmax1 * sin(angleDelta)+ Pmax2 * sin(2*angleDelta)
endfunction

delta = [0:0.001:%pi]; // часова сітка

[Pmax, index]= max(PowerAngleCharacteristic(delta));

disp("Pmax, в.о.:")
disp(Pmax);
delta_Pmax=delta(index)
disp("Кут при Pmax, рад:")
disp(delta_Pmax);
```

Characteristic = PowerAngleCharacteristic(delta) // вектор миттєвих значень потужності

```
plot(delta,Characteristic, delta_Pmax, Pmax , 'ro')
```

– АРЗ ПД

$$\begin{aligned} P(\delta)_* &= \frac{U_* E'_{q*}}{x'_{d\Sigma*}} \sin \delta - \frac{U_*^2}{2} \cdot \frac{x_{d*} - x'_{d*}}{x_{d\Sigma*} \cdot x'_{d\Sigma*}} \sin 2\delta = \\ &= 1,54 \sin \frac{\pi}{2} - 0,075 \sin \frac{2\pi}{2} \approx 1,54, \text{ в.о.}; \end{aligned} \quad (3.24)$$

Сценарій розрахунку:

```
clear // видалення змінних
```

```
close(); // закриття відкритих рисунків
```

```
Pmax1 = 1.54;
```

```
Pmax2 = -0.075;
```

```
function [P]=PowerAngleCharacteristic(angleDelta)
```

```
P = Pmax1 * sin(angleDelta)+ Pmax2 * sin(2*angleDelta)
```

```
endfunction
```

```
delta = [0:0.001:%pi]; // часова сітка
```

```
[Pmax, index]= max(PowerAngleCharacteristic(delta));
```

```
disp("Pmax, в.о.:")
```

```
disp(Pmax);
```

```
delta_Pmax=delta(index)
```

```
disp("Кут при Pmax, рад:")
```

```
disp(delta_Pmax);
```

Characteristic = PowerAngleCharacteristic(delta) // вектор миттєвих значень потужності

```
plot(delta,Characteristic, delta_Pmax, Pmax , 'ro')
```

– АРЗ СД

$$\begin{aligned} P(\delta)_* &= \frac{U_* U_{Gq*}}{x_{n*}} \sin \delta - \frac{U_*^2}{2} \cdot \frac{x_{d*}}{x_{n*} \cdot x_{d\Sigma*}} \sin 2\delta = \\ &= 1,604 \sin \frac{\pi}{2} - 0,117 \sin \frac{2\pi}{2} \approx 1,604, \text{ в.о.} \end{aligned} \quad (3.25)$$

Сценарій розрахунку:

```
clear // видалення змінних
close(); // закриття відкритих рисунків
Pmax1 = 1.604;
Pmax2 = -0.117;
function [P]=PowerAngleCharacteristic(angleDelta)
P = Pmax1 * sin(angleDelta)+ Pmax2 * sin(2*angleDelta)
endfunction
delta = [0:0.001:%pi]; // часова сітка
[Pmax, index]= max(PowerAngleCharacteristic(delta));
disp("Pmax, в.о.:")
disp(Pmax);
delta_Pmax=delta(index)
disp("Кут при Pmax, рад:")
disp(delta_Pmax);
Characteristic = PowerAngleCharacteristic(delta) // вектор миттєвих значень
потужності
plot(delta,Characteristic, delta_Pmax, Pmax , 'ro')
```

Результати розрахунку приведені у графічному вигляді на рис. 3.4, де 1 – кутова характеристика для СГ без АРЗ, 2 – з АРЗ ПД, 3 – АРЗ СД.

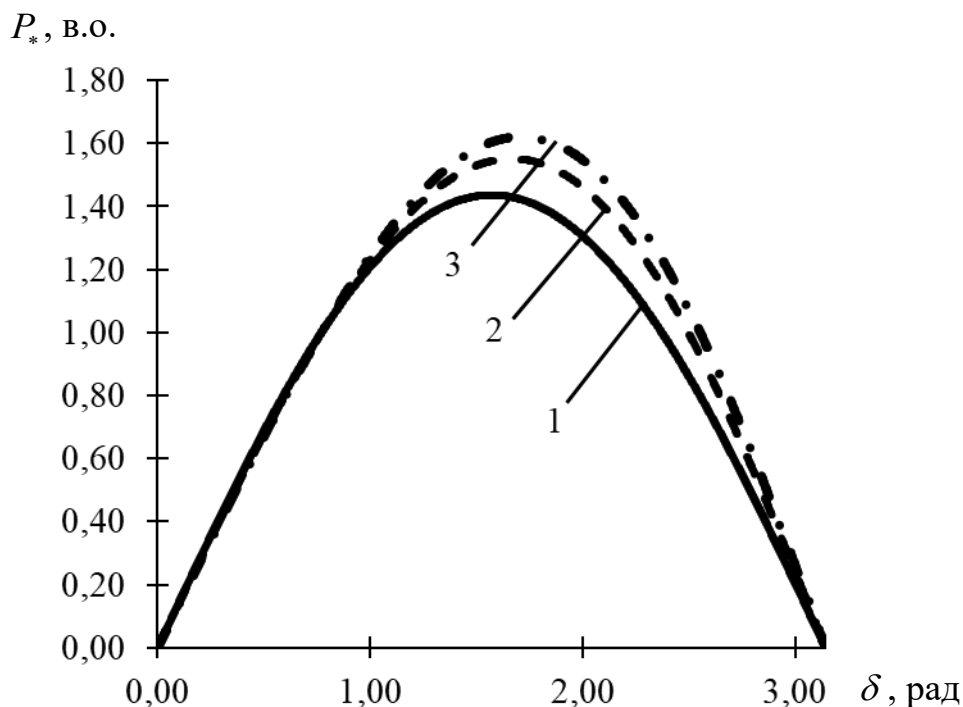


Рис. 3.4. Характеристики потужності СГ

3.2.5. Оцінка статичної стійкості системи

Визначаємо максимум характеристик потужності та відповідний кут навантаження, використовуючи Scilab:

– без АРЗ $P_{*max} = 1,44$, в.о.; $\delta_{*max} = 1,57$, рад;

– АРЗ ПД $P_{*max} = 1,55$, в.о.; $\delta_{*max} = 1,67$, рад;

– АРЗ СД $P_{*max} = 1,62$, в.о.; $\delta_{*max} = 1,71$, рад.

Коефіцієнти запасу статичної стійкості:

– без АРЗ

$$K_3 = \frac{1,44 - 1}{1,44} \cdot 100\% = 30,4\%; \quad (3.26)$$

– АРЗ ПД

$$K_3 = \frac{1,55 - 1}{1,55} \cdot 100\% = 35,5\%; \quad (3.27)$$

– АРЗ СД

$$K_3 = \frac{1,62 - 1}{1,62} \cdot 100\% = 38,3\%; \quad (3.28)$$

Максимальне значення потужності, що надходить у мережу, при якому забезпечується значення коефіцієнта запасу 20 %:

– без АРЗ

$$P_{*20\%} = 0,8P_{*max} = 0,8 \cdot 1,44 = 1,14, \text{ в.о.}; \quad (3.29)$$

– АРЗ ПД

$$P_{*20\%} = 0,8P_{*max} = 0,8 \cdot 1,55 = 1,24, \text{ в.о.}; \quad (3.30)$$

– АРЗ СД

$$P_{*20\%} = 0,8P_{*max} = 0,8 \cdot 1,62 = 1,30, \text{ в.о.} \quad (3.31)$$

Розрахунок перехідного процесу ротора СГ під час малих збурень. Рівняння вільних коливань має вигляд;

$$\Delta\delta''(t) + \Delta\delta(t) \cdot \frac{314}{T_{\Sigma}} \cdot \frac{E_{G^*} U^*}{x_{d^*}} \cos(\delta) = 0 \quad (3.32)$$

Диференційне рівняння другого порядку, виконавши заміну змінних, зводимо до двох рівнянь, записаних у нормальній формі Коші:

$$\Delta\delta = v_0; \Delta\delta' = v_1; \Delta\delta'' = v_2;$$

$$v_0'(t) = v_1(t); v_1'(t) = -v_0(t) \cdot \frac{314}{29,1} \cdot \frac{1 \cdot 3,5}{2,43} \cos(\delta). \quad (3.33)$$

Початкові умови: $v(0) = 1$, рад, $v'(0) = 0$, рад.

Кути усталеного режиму: 0, 60, 90, 100 електричних градусів.

Сценарій розрахунку:

```
clear // видалення змінних
close(); // закриття відкритих рисунків

ST = 15.5; // множник, що містить добуток 314/Tj*E*U/xd
startAngle = [0;60;90;100]*%pi/180; // кути усталеного режиму, рад

function diff_delta=MotionRotor(t, delta, startAngle, ST)
diff_delta=[delta(2);-delta(1)*ST*cos(startAngle)]
endfunction
time=0:0.001:3; // часова сітка
solutions = zeros(length(time),length(startAngle));
for i = 1:length(startAngle)
sol = ode([1;0],0,time,list(MotionRotor,startAngle(i),ST));
solutions(:,i) = sol(1,:); // матриця результатів
end
plot(time,solutions)
```

Розв'язок представлено у графічному вигляді на рис. 3.5, де 1 – зміна відхилення кута навантаження, коли значення останнього дорівнює 0 електричних градусів, 2 – 60 електричних градусів, 3 – 90 електричних градусів, 4 – 100 електричних градусів.

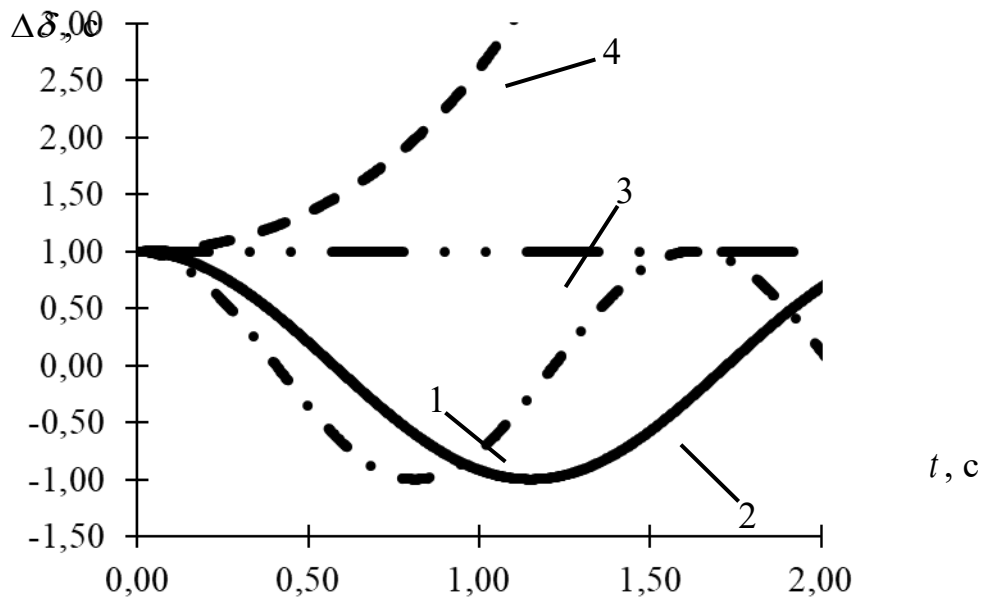


Рис. 3.5. Відхилення кута навантаження $\Delta\delta$

3.3. Дослідження динамічної стійкості для режиму трифазного короткого замикання

3.3.1. Аналіз кутових характеристик потужності

Заступну схему зображено на рис. 3.6.

Опір нормального режиму:

$$x^H_* = x'_{d*} + x_{T-1*} + 0,5x_{Л-1*} + x_{T-2*} = x'_{d\Sigma*} \approx 1,78, \text{ в.о.} \quad (3.34)$$

Опір режиму короткого замикання у точці А:

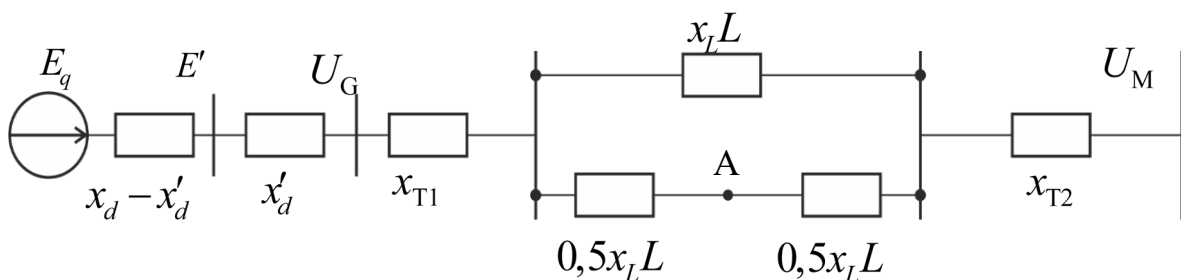


Рис. 3.6. Заступна схема для аналізу динамічної стійкості

$$\begin{aligned}
x^A_* &= x'_{d*} + x_{T-1*} + \frac{x_{Л-1*}}{2} + x_{T-2*} + \\
&+ \frac{\left(x'_{d*} + x_{T-1*} + \frac{x_{Л-1*}}{4}\right)\left(x_{T-2*} + \frac{x_{Л-1*}}{4}\right)}{\frac{x_{Л-1*}}{8}} = \\
&0,231 + 0,0677 + \frac{2,286}{2} + 0,339 + \\
&+ \frac{\left(0,231 + 0,0677 + \frac{2,286}{4}\right)\left(0,339 + \frac{2,286}{4}\right)}{\frac{2,286}{8}} \approx 4,22, \text{ в.о.} \quad (3.35)
\end{aligned}$$

Опір режиму післяаварійного режиму:

$$x^{\text{ПА}}_* = 0,231 + 0,0677 + 2,286 + 0,339 \approx 2,92, \text{ в.о.} \quad (3.36)$$

Наступні вирази визначають характеристики потужності еквівалентного СГ, вигляд характеристик представлено на рис. 3.7:

– нормальний режим

$$P^H(\delta)_* = \frac{U_{M*}E'_*}{x^H_*} = \frac{1 \cdot 2,75}{1,78} \sin \delta, \text{ в.о.} \quad (3.37)$$

Сценарій розрахунку:

```

clear // видалення змінних
close(); // закриття відкритих рисунків

Pmax1 = 1.54;

function [P]=PowerAngleCharacteristic(angleDelta)
P = Pmax1 * sin(angleDelta)
endfunction

delta = [0:0.001:%pi]; // часова сітка

[Pmax, index]= max(PowerAngleCharacteristic(delta));

disp("Pmax, в.о.:")
disp(Pmax);
delta_Pmax=delta(index)
disp("Кут при Pmax, рад:")

```

```
disp(delta_Pmax);
```

```
Characteristic = PowerAngleCharacteristic(delta) // вектор миттєвих значень  
потужності
```

```
plot(delta,Characteristic, delta_Pmax, Pmax , 'ro')
```

– режим короткого замикання

$$P^A(\delta)_* = \frac{U_M * E'}{x^A_*} \sin \delta = \frac{1 \cdot 2,75}{4,22} \sin \delta, \text{ в.о.} \quad (3.38)$$

Сценарій розрахунку:

```
clear // видалення змінних
```

```
close(); // закриття відкритих рисунків
```

```
Pmax1 = 0.652;
```

```
function [P]=PowerAngleCharacteristic(angleDelta)
```

```
P = Pmax1 * sin(angleDelta)
```

```
endfunction
```

```
delta = [0:0.001:%pi]; // часова сітка
```

```
[Pmax, index]= max(PowerAngleCharacteristic(delta));
```

```
disp("Pmax, в.о.:")
```

```
disp(Pmax);
```

```
delta_Pmax=delta(index)
```

```
disp("Кут при Pmax, рад:")
```

```
disp(delta_Pmax);
```

```
Characteristic = PowerAngleCharacteristic(delta) // вектор миттєвих значень  
потужності
```

```
plot(delta,Characteristic, delta_Pmax, Pmax , 'ro')
```

– післяаварійний режим

$$P^{ПА}(\delta)_* = \frac{U_M * E'}{x^{ПА}_*} \sin \delta = \frac{1 \cdot 2,75}{2,92} \sin \delta, \text{ в.о.;} \quad (3.39)$$

Сценарій розрахунку:

```

clear // видалення змінних
close(); // закриття відкритих рисунків

Pmax1 = 0.94;

function [P]=PowerAngleCharacteristic(angleDelta)
P = Pmax1 * sin(angleDelta)
endfunction

delta = [0:0.001:%pi]; // часова сітка

[Pmax, index]= max(PowerAngleCharacteristic(delta));

disp("Pmax, в.о.:")
disp(Pmax);
delta_Pmax=delta(index)
disp("Кут при Pmax, рад:")
disp(delta_Pmax);

Characteristic = PowerAngleCharacteristic(delta) // вектор миттєвих значень
потужності

plot(delta,Characteristic, delta_Pmax, Pmax , 'ro')

```

На рис. 3.7 приведені кутові характеристики потужності, де 1 – потужність, що надходить у мережу, 2 – характеристика нормального режиму, 3 – характеристика аварійного режиму та 4 – характеристика післяаварійного режиму.

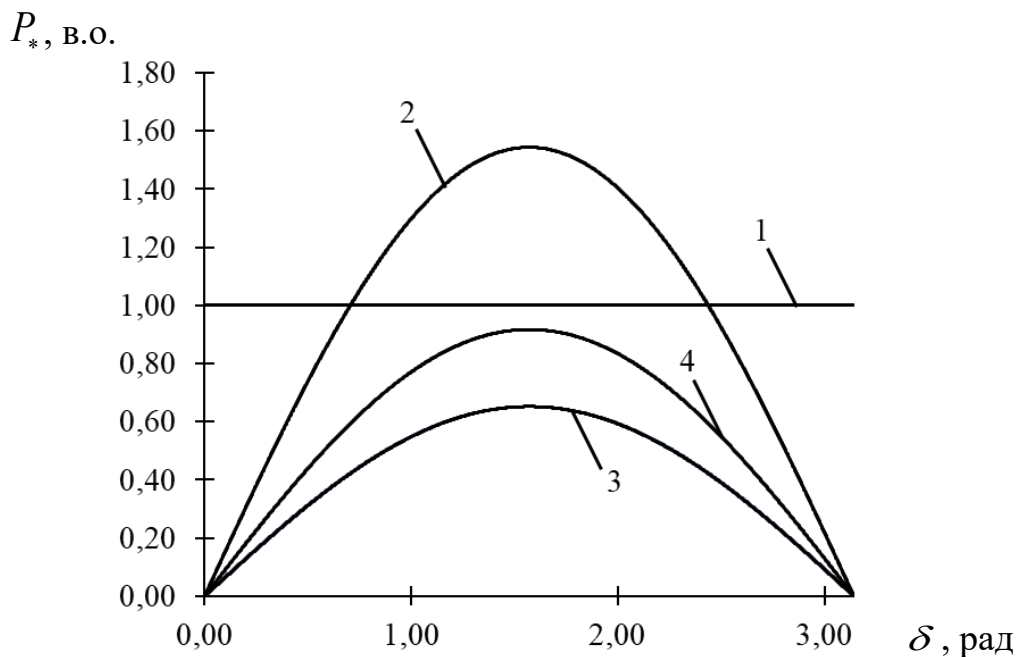


Рис. 3.7. Кутові характеристики потужності для первинного аналізу

З рис. 3.7 видно, що стійкість системи при заданих умовах недосяжна, тому виникає потреба у дотикових заходах.

Для досягнення стійкості системи розглянемо автоматичне відключення частини генераторів через $t_{\text{відСТ}} = 0,1\text{с}$ після виникнення короткого замикання.

3.3.2. Визначення кута відключення

Знайдемо розв'язок рівняння електромагнітного перехідного процесу на проміжку часу від $0 \dots 0,1$ с, вигляду

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{314}{29,1} \left(1 - \frac{1 \cdot 2,75}{4,22} \sin \delta \right), \quad (3.40)$$

Еквівалентна система диференційних рівнянь має вигляд:

$$\begin{aligned} v_0'(t) &= v_1(t); \\ v_1'(t) &= \frac{314}{29,1} \left(1 - \frac{1 \cdot 2,75}{4,22} \sin(v_0) \right) = \frac{314}{29,1} (1 - 0,652 \sin(v_0)). \end{aligned} \quad (3.41)$$

Початкові умови: $v(0) = \delta_H$, рад, $v'(0) = 0$, рад, де δ_H – кут навантаження у нормальному режимі:

$$\delta_H = \text{asin} \left(\frac{P_*}{P^H(\pi/2)_*} \right) = \text{asin} \left(\frac{1}{1,54} \right) \approx 0,704, \text{ рад.} \quad (3.42)$$

Сценарій розрахунку:

```
clear // видалення змінних
close(); // закриття відкритих рисунків
clc; // очищення консолі
P_fault_max = 0.652; // максимум кутової характеристики під час замикання
P0 = 1; // потужність, що віддається у мережу
Tj = 29.118 // постійна інерції еквівалентного генератора, с
stabilityAngle1 = 0.704; // кут навантаження у нормальному режимі
timeGeneratorShutdown = 0.1 // момент відключення частини генераторів, с
function diff_delta=MotionrRotorForAngleGeneratorShutdown(t, delta, P0,
P_fault_max)
diff_delta = [delta(2); 314/Tj*(P0 - P_fault_max *sin(delta(1)))]
endfunction
time = 0:0.001:timeGeneratorShutdown;
```

```

solution = ode([stabilityAngle1;0], 0 , time
,list(MotionrRotorForAngleGeneratorShutdown, P0, P_fault_max));
angleGeneratorShutdown = solution(1,$); // кут, що відповідає моменту
відключення частини генераторів

```

Використавши відповідний сценарій для розрахунку у Scilab, знайдено значення $\delta_{\text{відСГ}}$, що дорівнює **0,735**.

3.3.3. Перерахунок параметрів схеми заміщення та еквівалентного генератора

При відключенні одного генератора $k=1$ значення потужності, що віддається у мережу дорівнює

$$P_*^{k=1} = P_* \frac{N_G - k}{N_G} = 1 \frac{5-1}{5} = 0,8, \text{ в.о.} \quad (3.43)$$

Постійна інерції еквівалентного генератора

$$\begin{aligned}
 T_{\Sigma}^{k=1} &= T_{\text{НОМ}} (N_G - k) \frac{P_{\text{НОМ}} / \lambda_{\text{НОМ}}}{S_{\bar{\sigma}}} = \\
 &= 19,8 \cdot (5 - 1) \frac{300 \cdot 10^6 / 0,85}{1200 \cdot 10^6} \approx 23,3, \text{ с.} \quad (3.44)
 \end{aligned}$$

Для спрощення прийемо, що відключення СГ впливає на кутову характеристику післяаварійного режиму

$$x'_{d*} = x'_d \frac{S_{\bar{\sigma}}}{(N_G - n) \left(\frac{P_{\text{НОМ}}}{\lambda_{\text{НОМ}}} \right)} = 0,34 \frac{1200 \cdot 10^6}{4 \left(\frac{300 \cdot 10^6}{0,85} \right)} \approx 0,289, \text{ в.о.}; \quad (3.45)$$

$$x_{T1*} = \frac{u_k}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{(N_G - n) S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,7}{100} \frac{1200 \cdot 10^6}{4 \cdot 450 \cdot 10^6} \approx 0,0847, \text{ в.о.}; \quad (3.46)$$

$$x^{\text{ПА}}_* = 0,289 + 0,0847 + 2,286 + 0,339 \approx 2,99, \text{ в.о.} \quad (3.47)$$

Отримаємо нову функцію кутової характеристики

$$P^{\text{ПА}}(\delta)_* = \frac{U_{M*}E'}{x^{\text{ПА}}_*} \sin \delta = \frac{1 \cdot 2,75}{2,99} \sin \delta, \text{ в.о.}; \quad (3.48)$$

Використавши сценарій для виразу (3.39), де $P_{\text{max}1} = 0.919$, отримаємо кутову характеристику потужності для післяаварійного режиму.

На рис. 3.8, позначено:

- 1 – потужність, що надходить у мережу;
- 2 – характеристика нормального режиму;
- 2 – характеристика аварійного режиму;
- 3 – характеристика післяаварійного режиму.

З рис. 3.8 видно, що відключення одного генератора призводить до виникнення умов, які сприяють встановлення динамічної стійкості після трифазного короткого замикання.

3.3.4. Граничний кут та час відключення замикання

Визначення значення критичного кута:

$$\delta_{\text{кр}} = \pi - \arcsin\left(\frac{P_*^{n=1}}{P_{\text{max}*}^{\text{ПА}}}\right) = \pi - \arcsin\left(\frac{0,8}{0,919}\right) = 2,1, \text{ рад.} \quad (3.49)$$

Визначення граничного кута реалізовано у сценарії:

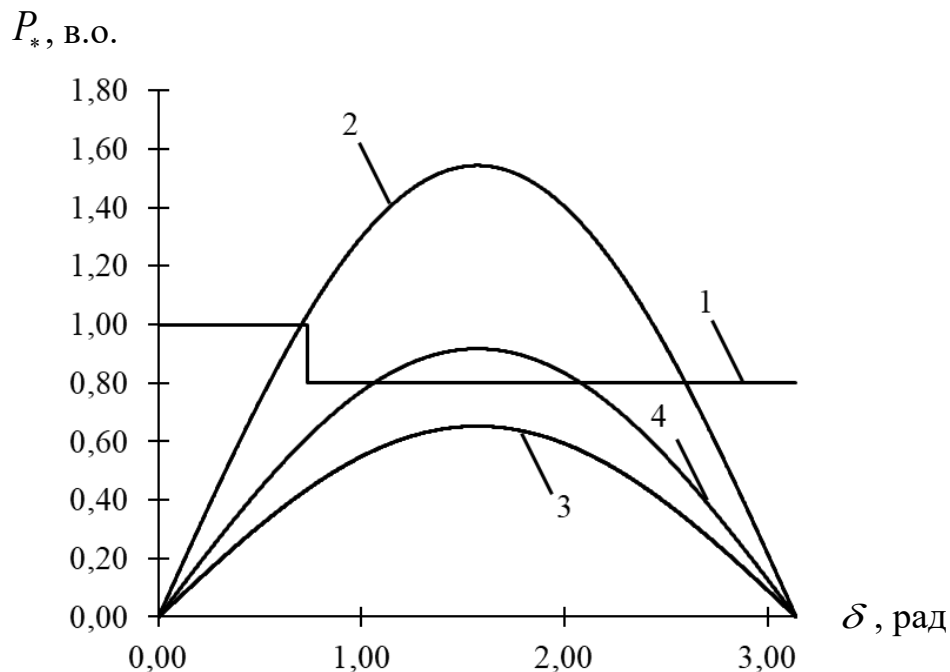


Рис. 3.8. Кутові характеристики потужності після відключення одного СГ

```
stabilityAngle2 = 2.1; // критичний кут
```

```
function [F]=stepFunction_time(time, Shutdown, F1, F2)
```

```
F = zeros(time);
```

```
for i = 1:length(time)
```

```
if time(i) < Shutdown then
```

```
F(i) = F1;
```

```
else
```

```
F(i) = F2 ;
```

```
end
```

```
end
```

```
endfunction
```

```
function [delta]=shutdownAngle()
```

```
function Pa1=different1(d)
```

```
Pa1= stepFunction_time(d, angleGeneratorShutdown, P0 , P0_ ) -  
P_fault_max*sin(d)
```

```
endfunction
```

```
function Pa2=different2(d)
```

```
Pa2= stepFunction_time(d, angleGeneratorShutdown, P0 , P0_ ) -  
P_postFault_max*sin(d)
```

```
endfunction
```

```
tempDelta = 0.01
```

```
SumPower = -%inf
```

```
while %t do
```

```
SumPower = intg(stabilityAngle1,tempDelta,  
different1)+intg(tempDelta,stabilityAngle2, different2)
```

```
if SumPower >=0.001 then break end
```

```
tempDelta = tempDelta +0.01
```

```
end
```

```
delta = tempDelta
```

```
endfunction
```

```
trippingAngle = shutdownAngle()
```

```
disp("граничний кут відключення пошкодження, рад:")
```

```
disp(trippingAngle)
```

```
// побудова графіку характеристики потужності та позначення точок  
рівноваги
```

```
angleDelta = [0:0.001:%pi];
```

```
CharacteristicPower = stepFunction_time(angleDelta, angleGeneratorShutdown,  
P0 , P0_ );
```

```
P_norm_max = 1.546; // максимум характеристики нормального режиму
```

```
plot(angleDelta, P_norm_max*sin(angleDelta))
```

```

plot(angleDelta, CharacteristicPower)
plot(angleDelta, P_fault_max*sin(angleDelta))
plot(angleDelta, P_postFault_max*sin(angleDelta))
plot(stabilityAngle1, P0 , 'ro')
plot(stabilityAngle2, P0_ , 'ro')
plot(trippingAngle, P0_ , 'go')

```

Значення кута відключення дорівнює $\delta_{\text{від}} = \mathbf{0,92}$, рад, Визначення $t_{\text{від}}$:

```

function diff_delta=MotionrRotorForTrippingTime(t, delta)
diff_delta = [delta(2); 314/ stepFunction_time(t, timeGeneratorShutdown, Tj ,
Tj_)*(stepFunction_time(t, timeGeneratorShutdown, P0 , P0_) - P_fault_max
*sin(delta(1)))]
endfunction
limitTime = 5;
time = 0:0.001:limitTime;
solution2 = ode([stabilityAngle1;0], 0 , time , MotionrRotorForTrippingTime);
trippingTime= 0;
for i = 1:length(solution2)
if (trippingAngle - solution2(1,i)) < 0 then
trippingTime = time(i);
break
end
end

disp("граничний момент часу відключення пошкодження, с:")
disp(trippingTime)

```

Значення кута відключення дорівнює $t_{\text{від}} = \mathbf{0,289}$, с.

Розрахунок кута навантаження:

```

function diff_delta=MotionrRotor(t, delta)
diff_delta = [delta(2); 314/ stepFunction_time(t, timeGeneratorShutdown, Tj ,
Tj_)*(stepFunction_time(t, timeGeneratorShutdown, P0 , P0_) -
stepFunction_time(t, trippingTime, P_fault_max , P_postFault_max)
*sin(delta(1)))]
endfunction

deltaMotionrRotor = ode([stabilityAngle1;0], 0 , time , MotionrRotor);
close(); // закриття відкритих рисунків
plot(time(1:5000), deltaMotionrRotor(1,1:5000))

```

Розрахунок зміни кута навантаження показує, що коливання мають періодичний характер, а система має динамічну стійкість. Значення кута δ показано на рис. 3.9

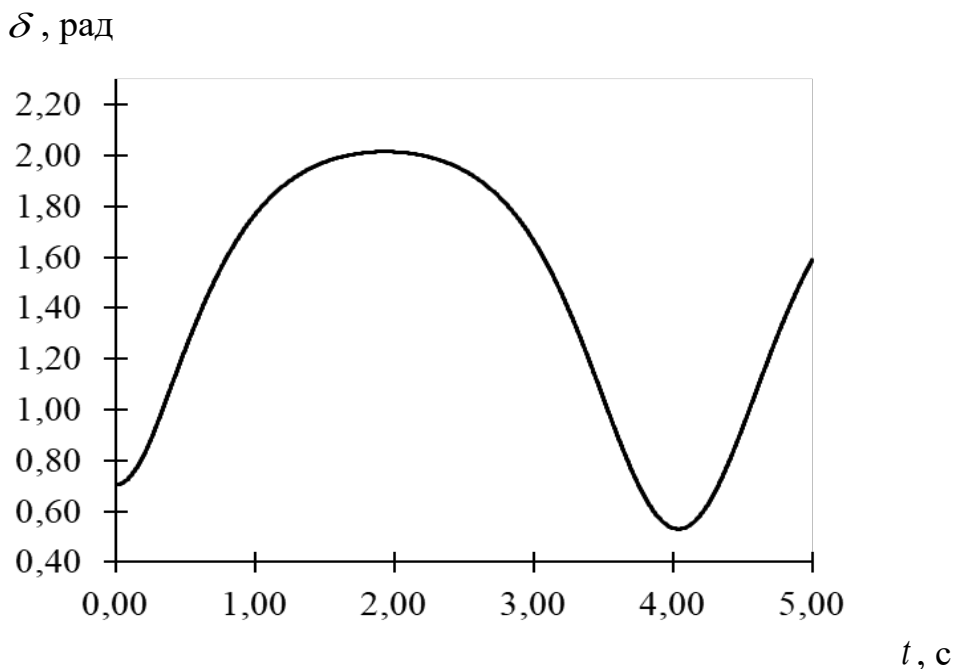


Рис. 3.9. Діаграма кута навантаження

3.4. Дослідження стійкості навантаження

3.4.1. Стійкість комплексного навантаження

Активна потужність при номінальній напрузі $P_{\text{Нном}^*} = 0,95$, в.о., реактивна потужність при номінальній напрузі $Q_{\text{Нном}^*} = 0,8$, в.о.

Статичні характеристики даного навантаження приведені у таблиці 3.1. та на рис. 3.10

Таблиця 3.1

Статичні характеристики навантаження

$U_{\text{Н}^*}$, в.о.	1,0	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6
$P_{\text{Н}^*}$, в.о.	0,95	0,92	0,89	0,86	0,85	0,83	0,82	0,81	0,80
$Q_{\text{Н}^*}$, в.о.	0,80	0,74	0,71	0,69	0,67	0,68	0,70	0,74	0,76

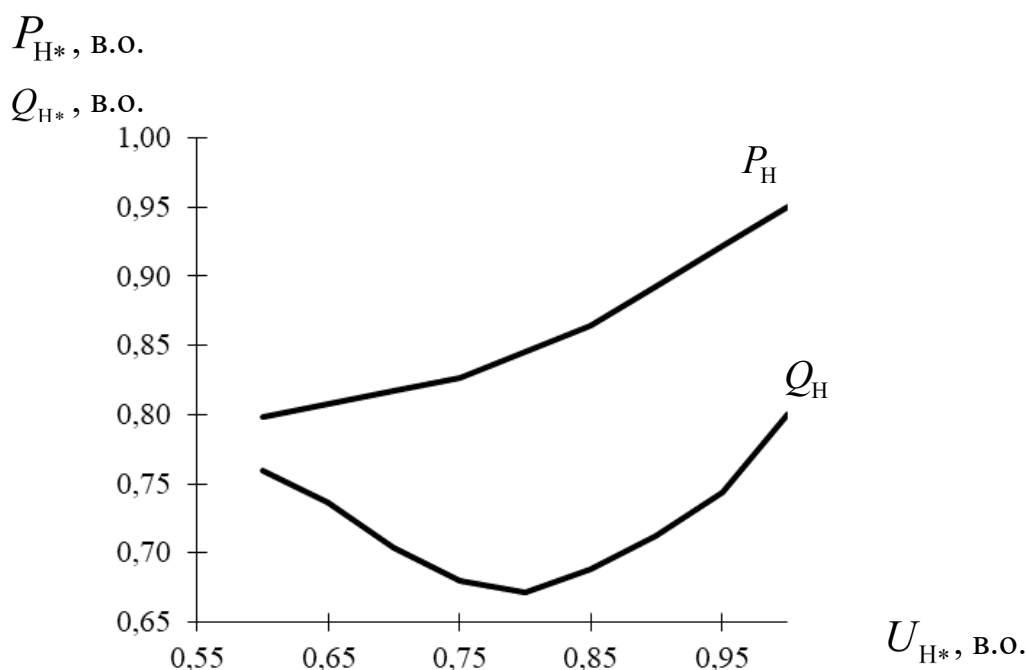


Рис. 3.10. Статичні характеристики навантаження

Застосувавши вирази (3.15), (3.17) та (3.19), отримано залежність ЕРС (напругу) еквівалентного генератора від напруги навантаження. Результати розрахунку приведені у таблиці 3.2.

За допомогою таблиці 3.2. визначено критичні значення напруги: у разі відсутності регулювання – 0,95, в.о., з АРЗ ПД та СД– 0,9, в.о.

Відповідно значення коефіцієнтів запасу статичної стійкості:

- без АРЗ – 5 %;
- АРЗ ПД – 10 %;
- АРЗ СД – 10 %.

Значення коефіцієнтів менше допустимих, отже умова гарантованої стійкості вузла навантаження не виконується.

Таблиця 3.2

**Результати розрахунків ЕРС (напруги) еквівалентного СГ
залежно від типу АРЗ**

$U_{H*}, \text{в.о.}$	1,0	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6
$E_{q*}, \text{в.о.}$	3,75	3,70	3,71	3,75	3,84	4,00	4,24	4,57	4,91
$E'_{q*}, \text{в.о.}$ (АРЗ ПД)	2,96	2,91	2,90	2,92	2,97	3,08	3,24	3,48	3,71
$U_{G*}, \text{в.о.}$ (АРЗ СД)	2,68	2,63	2,62	2,63	2,67	2,75	2,89	3,09	3,29

3.4.2. Аналіз стійкості асинхронного навантаження

Опір асинхронного навантаження:

$$\begin{aligned} z_{Д*} &= \frac{S_0 \lambda_{Д}}{P_0} \left(\lambda_{Д} + j \left(\sqrt{1 - \lambda_{Д}^2} \right) \right) = \\ &= \frac{1,2 \cdot 10^9 \cdot 0,81}{1,2 \cdot 10^9} \left(0,81 + j \left(\sqrt{1 - 0,81^2} \right) \right) \approx 0,656 + j0,475, \text{ в.о.} \end{aligned} \quad (3.50)$$

Опори еквівалентного двигуна

$$x_{s*} = 0,475, \text{ в.о.}, \quad (3.51)$$

$$r_{2*} = 0,475 s_0 = 0,023, \text{ в.о.} \quad (3.52)$$

Критичне значення ЕРС еквівалентного генератора

$$E_{кр*} = \sqrt{2P_* (x_{d\Sigma*} + x_{s*})} = \sqrt{2(2,43 + 0,475)} \approx 2,41, \text{ в.о.}; \quad (3.53)$$

$$E_{крАРЗПД*} = \sqrt{2P_* (x'_{d\Sigma*} + x_{s*})} = \sqrt{2(1,78 + 0,475)} \approx 2,12, \text{ в.о.}; \quad (3.54)$$

$$E_{крАРЗСД*} = \sqrt{2P_* (x_{n*} + x_{s*})} = \sqrt{2(1,55 + 0,475)} = 2,0, \text{ в.о.} \quad (3.55)$$

Критичне ковзання:

$$s_{кр} = \frac{r_{2*}}{x_{d\Sigma*} + x_{s*}} = 0,008; \quad (3.56)$$

$$s_{крАРЗПД} = \frac{r_{2*}}{x'_{d\Sigma*} + x_{s*}} = 0,01; \quad (3.57)$$

$$s_{крАРЗСД} = \frac{r_{2*}}{x_{n*} + x_{s*}} = 0,011. \quad (3.58)$$

Критична напруга ($P_* = Q_*$):

$$U_{кр*} = \sqrt{\left(E_{кр*} - \frac{Q_*x_{d\Sigma*}}{E_{кр*}}\right)^2 + \left(\frac{P_*x_{d\Sigma*}}{E_{кр*}}\right)^2} \approx 1,73, \text{ в.о.}; \quad (3.59)$$

$$U_{крАРЗПД*} = \sqrt{\left(E_{крАРЗПД*} - \frac{Q_*x'_{d\Sigma*}}{E_{крАРЗПД*}}\right)^2 + \left(\frac{P_*x'_{d\Sigma*}}{E_{крАРЗПД*}}\right)^2} \approx 1,54, \text{ в.о.}; \quad (3.60)$$

$$U_{крАРЗСД*} = \sqrt{\left(E_{крАРЗСД*} - \frac{Q_*x_{n*}}{E_{крАРЗСД*}}\right)^2 + \left(\frac{P_*x_{n*}}{E_{крАРЗСД*}}\right)^2} \approx 1,46, \text{ в.о.} \quad (3.61)$$

Коефіцієнт запасу:

– без АРЗ

$$K_3 = \frac{1-1,73}{1} \cdot 100 = -73\%; \quad (3.62)$$

– АРЗ ПД $K_3 = -54\%$

– АРЗ СД $K_3 = -46\%$

Можна бачити, що стійкість системи не може бути забезпечена при заданих умовах.

Засоби самоконтролю

1. На які стани стійкості вказує зміна відхилення кута навантаження у залежності від значення кута усталеного режиму (див. рис. 3.5)?
2. Продовжить розрахунок зміни кута навантаження до 10...20 с. Які сили не були враховані у рівнянні руху ротора?
3. Як впливає відключення Л2 на стійкість електроенергетичної системи?

БІБЛОГРАФІЧНИЙ СПИСОК

1. Electric Power Systems / В. М. Weedy et al. 5th ed. Hoboken : John Wiley & Sons Ltd, 2012. 514 p.
2. Scilab Online Help. URL: <https://help.scilab.org> (date of access: 17.03.2024).
3. Гай О., Бодунов В. Електромеханічні перехідні процеси в електричних системах : навч. посіб. Київ : ЦП «Компринт», 2020. 315 с.
4. Дубінець Л. В., Момот О. І., Маренич О. Л. Трансформатори. Асинхронні машини. Дніпропетровськ : ДНУЗТ, 2001. 208 с.
5. Математичне моделювання в електроенергетиці : підручник / О. В. Кириленко та ін. Львів : вид-во Нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2010. 608 с.
6. Остапівський М., Юр'єва О. Електричні машини і трансформатори : навч. посіб. / ред. В. Мілих. Київ : Каравела, 2018. 452 с.
7. Перехідні процеси в системах електропостачання : підручник / Г. Півняк та ін. 5-те вид. Дніпро : НГУ, 2016. 600 с.
8. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. На заміну ПУЕ-86 ; чинний від 2017-08-21. Вид. офіц. Київ : Міненерговугілля України, 2017. 617 с.
9. Слободянюк О. В. Механіка : підручник. Київ : Видавничо-полігр. центр «Київ. ун-т», 2016. 478 с.
10. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. На заміну ГКД 34.20.575-2002 ; чинний від 2012-10-21. Вид. офіц. Київ : Об-ня енерг. підприємств «Галуз. резерв.-інвестиц. фонд розвитку енергетики», 2012. 31 с.
11. Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах : електронний конспект лекцій комбінованого (локального та мережного) використання. Вінниця : ВНТУ, 2021. 183 с.
12. Фетісов В. С. Математична система Scilab : навч.-метод. посіб. 2-ге вид., перероб. і доп. Ніжин : НДУ ім. М. В. Гоголя, 2022. 82 с.

ЗАВДАННЯ НА КУРСОВИЙ ПРОЄКТ З ДИСЦИПЛІНИ*

1. Розрахунок статичної стійкості електроенергетичної системи.

1.1. Виконати необхідні розрахунки і побудувати векторну діаграму простої електричної мережі;

1.2. Побудувати характеристики активної потужності і визначити коефіцієнти запасу статичної стійкості простої електропередачі для СГ без АРЗ, АРЗ ПД та АРЗ СД;

1.3. Визначити потужність, що може віддаватись до мережі із забезпеченням коефіцієнта запасу статичної стійкості 20 %;

1.4. Виконати аналіз статичної стійкості методом малих коливань для наступних кутів навантаження: 0, 60, 90, 100 електричних градусів.

2. Розрахунок динамічної стійкості електроенергетичної системи.

2.1. Розрахувати кутові характеристики для нормального, аварійного та післяаварійного режиму;

2.2. Визначити граничний кут та час відключення трифазного замикання

2.3. Розрахувати значення кута навантаження під час перехідного процесу.

Розрахункова схема електричної системи на рисунку Д.1.1, де G – генератори, T1, T2 – трансформатори, Л1, Л2 – лінія електропередачі, GS – електроенергетична система.

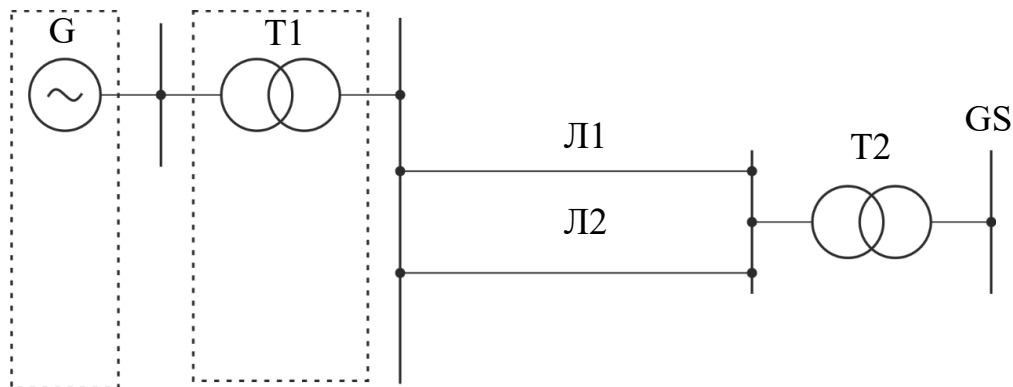


Рис. Д.1.1. Розрахункова схема електричної системи

3. Вузол навантаження, зображений схемою заміщення на рис. Д.1.2., є промисловим районом, який включає підстанцію, від шини якої живиться

* Керівник проєкту має право змінювати рекомендовані значення вхідних даних у п. 3, та числові значення відсотків та кутів у п.п. 1.3 та п.п. 1.4.

комплексне навантаження. Визначити коефіцієнт запасу статичної стійкості комплексного навантаження залежно від системи АРЗ генератора.

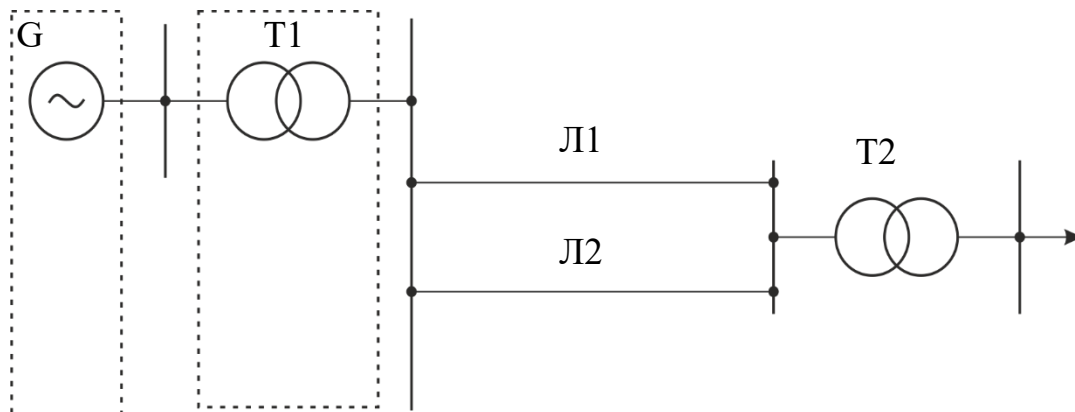


Рис. Д.1.2. Розрахункова схема електричної системи для розрахунку стійкості вузла навантаження

4. Визначити коефіцієнт запасу статичної стійкості асинхронного навантаження залежно від системи АРЗ генератора.

5. Вихідні дані:

5.1. Генератор:

тип генератора _____;

номінальна напруга $U_{\text{ГНОМ}}$, кВ..... _____;

номінальна потужність $P_{\text{ГНОМ}}$, МВт..... _____;

коефіцієнт потужності $\lambda_{\text{ГНОМ}}$ _____;

перехідний індуктивний опір у поздовжній осі x'_d , в.о..... _____;

індуктивний опір у поздовжній осі x_d , в.о. _____;

коефіцієнт інерції ротора $T_{\text{ЖНОМ}}$, с..... _____;

кількість генераторів N_G _____;

коефіцієнт завантаження СГ активною потужністю K_0 _____;

час відключення часини СГ $t_{\text{відСГ}}$, с.....0,1

5.2. Трансформатори :

потужність трансформатора $S_{\text{НОМ}}$, МВт $1,5 P_{\text{ГНОМ}}$;

напруга генераторної обмотки $U_{\text{внТ1}}$, кВ _____;

напруга мережевої обмотки $U_{\text{внТ1}}$, кВ _____;

напруга генераторної обмотки $U_{\text{внТ2}}$, кВ $U_{\text{внТ1}}$;

напруга мережевої обмотки $U_{\text{внТ2}}$, кВ 330;

напруга короткого замикання Т1 та Т2, u_k , %..... _____.

5.3. Лінія:

довжина L , км _____ ;
питомий індуктивний опір лінії прямої послідовності $x_{л1}$, Ом/км.. _____ .

5.4. Електроенергетична система

напруга на шинах нескінченної потужності U_c , кВ 330

5.5. Типове навантаження:

активна потужність при номінальній напрузі $P_{\text{ННОМ}^*}$, в.о..... $0,7 + 0,03 \cdot a$,

реактивна потужність при номінальній напрузі $Q_{\text{ННОМ}^*}$, в.о. $0,4 + 0,04 \cdot b$,

де a, b – перша та друга цифра варіанту.

5.4. Еквівалентний асинхронний двигун:

ковзання s_0 0,035.

коефіцієнт потужності $\lambda_{\text{н}}$ 0,81

Дата видачі завдання: «__» _____ р.

Термін подання студентом закінченої роботи: «__» _____ р.

Керівник курсової роботи

(підпис)

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв (ла)

до виконання

(підпис)

(ім'я, прізвище)

РЕКОМЕНДОВАНІ ВИХІДНІ ДАНІ

Таблиця Д.2.1

Синхронний генератор

Перша цифра номера варіанту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Тип генератора	НР	НР	ЯР	НР	ЯР	ЯР	НР	НР	ЯР	ЯР
Номинальна напруга $U_{\text{ГНОМ}}$, кВ	10,5	18	10,5	15,75	16,5	13,8	10,5	20	15,75	15,75
Номинальна потужність $P_{\text{ГНОМ}}$, МВт	70	150	66	200	90	100	100	300	200	300
Коефіцієнт потужності $\lambda_{\text{ГНОМ}}$,	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Надперехідний індуктивний опір у поздовжній осі, x_d'' , в.о.	1,146	0,213	0,22	0,204	0,26	0,15	0,183	0,195	0,205	0,2
Перехідний індуктивний опір у поздовжній осі x_d' , в.о.	0,22	0,304	0,35	0,31	0,35	0,2	0,263	0,3	0,345	0,34
Індуктивний опір у поздовжній осі x_d , в.о.	1,691	1,713	0,93	1,862	0,89	0,52	1,79	2,195	1,915	1,3
Індуктивний опір у поперечній осі x_q , в.о.	-	-	0,63	-	0,469	0,332	-	-	0,65	0,87
Коефіцієнт інерції ротора $T_{j\text{НОМ}}$, с	4,2	5,1	9,1	6	10,1	13,4	4,8	6,2	15,2	19,8
Коефіцієнт завантаження СГ активною потужністю K_0	0,55	0,65	0,8	0,78	0,5	0,8	0,45	0,6	0,55	0,66

Таблиця Д.2.2

Лінії електропередачі

Друга цифра номера варіанту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Довжина L, км	100	150	60	120	154	140	145	150	155	160
Питомий індуктивний опір лінії прямої послідовності x_1 Ом/км	0,43									

Таблиця Д.2.3

Трансформатори

Третя цифра номера варіанту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Напруга генераторної обмотки $U_{\text{ГН}}$, кВ	$U_{\text{ГНОМ}}$									
Напруга мережевої обмотки $U_{\text{ВН}}$, кВ	115	230	115	230	115	230	230	115	230	115
Напруга короткого замикання $u_{\text{к}}$, %	12,7	10,5	9,6	10,5	12,1	11	12	10,5	17,4	12,7

Таблиця Д.2.4

Характеристика типового навантаження при номінальних умовах

U_H , в.о.	1,0	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6
P_H , в.о.	1,0	0,97	0,94	0,91	0,89	0,87	0,86	0,85	0,84
Q_H , в.о.	1,0	0,93	0,89	0,86	0,84	0,85	0,88	0,92	0,95

Навчально-методичне видання

**Земський Денис Романович,
Босий Дмитро Олексійович,
Друбецька Тетяна Ігорівна,
Потапчук Ірина Юріївна,
Жевжик Олександр Владиславович,
Антонов Андрій Владиславович**

**ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ, РЕЖИМИ ТА СТІЙКІСТЬ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**

Навчально-методичні рекомендації до виконання курсового проєкту

Електронне видання

Експертний висновок склав доц., канд. техн. наук Сергій Плітченко

Зареєстровано НМВ УДУНТ (№ 757 від 01.10.2024)

В авторській редакції
Комп'ютерна верстка Д. Р. Земський

Формат 60x84 _{1/16}. Ум. друк. арк. 3,72. Обл.-вид. арк. 1,54.
Зам. № 129

Видавець: Український державний університет науки і технологій
вул. Лазаряна, 2, ауд. 2216, м. Дніпро, 49010.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 7709 від 14.12.2022