



**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БІОРЕСУРСІВ І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ  
УКРАЇНИ**

**ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І  
ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

**Кафедра електропостачання ім. проф. В.М.  
Синькова**

**ГАЙ О.В., БОДУНОВ В.М.**

**ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В  
ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ**

*Навчальний посібник*

для підготовки фахівців «Галузь знань 14 – Електрична інженерія  
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»

**Київ  
ЦП «Компринт»  
2020**

**УДК: 621.311 (075.8)**  
**ББК 31.27-01**  
**П 27**

*Рекомендовано до друку Вченою радою  
Національного університету біоресурсів і природодокористування України  
(протокол № 5 від 23.11.2016 р.)*

**Рецензенти:**

**Тугай Ю.І.** - доктор технічних наук, старший науковий співробітник, завідувач відділом оптимізації систем електропостачання Інституту електродинаміки НАН України, м. Київ;

**Федорейко В.С.** - доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри машинознавства та транспорту Тернопільського національного педагогічного університету ім. В.Гнатюка, м. Тернопіль;

**Жильцов А.В.** - доктор технічних наук, доцент, завідувач кафедри електричних машин і експлуатації електрообладнання НУБіП України, м. Київ.

**П 27** Електромеханічні перехідні процеси в електричних системах: [Навчальний посібник] /

О.В. Гай, В.М. Бодунов. – К. : ЦП «Компринт», 2020. – 315 с.

**ISBN**

Навчальний посібник присвячений важливій профілюючій дисципліні в розрізі циклу професійної підготовки студента та формуванню спеціаліста в галузі забезпечення нормальної стійкої роботи системи електропостачання при будь-яких порушеннях її режимів, засвоєнню процесів, що відбуваються в синхронних генераторах станцій і в мережах електричних систем; вивченню електромеханічних перехідних процесів в електричних системах, як при великих, так і при малих збуреннях.

Навчальний посібник написаний з щирою вдячністю вчителям за знання, терпіння і навички та підводить підсумок багаторічної роботи колективу кафедри електропостачання ім. проф. В.М. Сінькова НУБіП України та призначений для фахівців, науковців, аспірантів, студентів та широкого кола фахівців в галузі електроенергетики. Автори висловлюють глибоку вдячність і подяку рецензентам монографії Тугаю Ю.І., Федорейко В.С. та Жильцову А.В. за корисні поради та зауваження, співробітникам кафедри електропостачання ім. проф. В.М. Сінькова НУБіП України Горбаню М. А., Шовкуну А. Ф., Ропало В. В., Білозубу В. Г. за допомогу в оформленні рукопису.

Для науковців, викладачів, докторантів, аспірантів і студентів вищих навчальних закладів, фахівців аграрної сфери та дослідників енергетичної галузі.

**УДК: 621.311**  
**(075.8)**  
**ББК 31.27-01**

**ISBN © О.В. Гай, 2020**  
**©В.М. Бодунов, 2020**

## ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ



Гай Олександр Валентинович кандидат технічних наук, доцент кафедри електропостачання ім. В.М.Синькова Національного університету біоресурсів і природокористування. Викладає дисципліни "Перехідні процеси в електроенергетиці" "Експертні системи прийняття рішень в енергетиці" "Надійність та проектування електричних систем" "Електромеханічні перехідні процеси в електричних системах". Наукові інтереси пов'язані з моделями і методами інтелектуальної інтеграції джерел розподіленої генерації до замкнутих електричних мереж сільських регіонів та аналіз показників надійності систем електропостачання на базі імітаційного моделювання. Автор 40 наукових праць, з яких 4 монографії, 3 навчальних посібника, 1 авторського свідоцтва. Електронна адреса: [gaalx@ukr.net](mailto:gaalx@ukr.net).



Бодунов Вадим Миколайович кандидат технічних наук, доцент кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій Національного університету «Чернігівська політехніка». Викладає дисципліни «Перехідні процеси в системах електропостачання», «Моделі оптимізації та розвитку енергосистем», «Основи наукових досліджень». Наукові інтереси пов'язані з розробкою моделей і методів інтелектуальної інтеграції джерел розподіленої генерації до електричних мереж середньої та низької напруги. Автор більше 10 наукових праць. Електронна адреса: [vad1979@ukr.net](mailto:vad1979@ukr.net).

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	10
НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ.....	19
ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ.....	21
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ... 31	
1.1. Розрахункова схема системи електропостачання та опис її елементів.....	31
1.2. Схема заміщення та способи визначення показників її елементів .....	33
1.3. Складання схем заміщення. Системи одиниць.....	41
1.3.1 Застосування наближеного зведення у відносних одиницях виміру для розрахунку опорів схем заміщення .....	46
1.4. Параметри схеми заміщення повітряної ЛЕП .....	48
1.5. Схеми заміщення й параметри кабельних ЛЕП .....	53
1.6. Схеми заміщення й параметри трансформаторів і автотрансформаторів .....	53
1.6.1. Типи трансформаторів .....	53
1.6.2 Параметри і схема заміщення двохобмоткового трансформатора.....	54
1.6.3 Параметри й схеми заміщення трьохобмоткових трансформаторів.....	57
1.6.4 Схема заміщення й параметри автотрансформатора. Особливості автотрансформатора.....	59
1.7. Еквівалентні перетворення схем заміщення .....	62
РОЗДІЛ 2 СТАТИЧНА СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМ .....	66
2.1. Формування схеми заміщення синхронної машини. Загальні відомості .....	66
2. 2. Перехідні е.р.с. та індуктивні опори.....	66
2. 3. Надперехідні е.р.с. та індуктивні опори.....	71
2. 4. Електрорушійна сила та індуктивні опори електродвигунів ..	74
2.5. Перехідний процес у синхронному генераторі при трифазному короткому замиканні .....	75
2.6. Рівняння руху ротора генератора.....	80
2.7. Поняття про параметри режиму й стану електричної системи й зв'язок між ними.....	82

2.8. Поняття про статичну стійкість .....	86
2.9. Узагальнені параметри схеми заміщення одномашинної енергосистеми .....	90
2.10. Кутові характеристики потужності одномашинної енергосистеми .....	93
2.11. Вплив проміжних підключень на статичну стійкість генератора .....	96
2.11.1. Вплив активного навантаження .....	97
2.11.2. Вплив шунтуючого реактора.....	98
2.11.3. Вплив конденсаторної батареї.....	100
2.12. Метод малих коливань для аналізу статичної стійкості енергосистем .....	101
2.12.1. Лінеаризація рівнянь і її призначення .....	101
2.12.2. Аналіз статичної стійкості одно машинної енергосистеми .....	105
2.13. Системи збудження синхронних генераторів.....	107
2.14. Системи автоматичного регулювання збудження синхронних генераторів.....	112
2.15. Векторні діаграми неявнополюсного й явнополюсного генераторів.....	120
2.16. Заходи забезпечення запасу статичної стійкості електричної системи.....	128
2.17. Вплив спаду напруги на максимум переданої потужності ..	133
2.18. Оцінка статичної стійкості електричної системи за допомогою кореню характеристичного рівняння. Статична стійкість нерегульованої системи без врахування перехідних процесів в обмотці збудження.....	136
2.19. Статична стійкість регульованого генератора .....	143
2.19.1. Векторні діаграми нерегульованого і регульованого генераторів.....	143
2.19.2. Кутові характеристики регульованого генератора .....	145
2.19.3. Спрощені математичні моделі регульованого генератора .....	147
2.20. Поняття про саморозгойдування ротора генератора .....	148
2.20.1. Саморозгойдування при наявності великого активного опору в статорному ланцюзі .....	149
2.20.2. Саморозгойдування при наявності зони нечутливості й	

запізнювання сигналів у системі автоматичного регулювання збудження генератора .....	150
2.20.3. Саморозгойдування при неправильному настроюванні автоматичного регулятора збудження .....	152
2.21. Статична стійкість двухмашинної енергосистеми.....	153
2.21.1. Вихідні рівняння .....	153
2.21.2. Рівняння малих коливань і критерій статичної стійкості .....	154
2.21.3. Кутові характеристики, межі потужності й межі статичної стійкості двохмашинної енергосистеми .....	156
2.22. Основи практичних розрахунків статичної стійкості складних енергосистем.....	157
РОЗДІЛ 3 ДИНАМІЧНА СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМ .....	161
3.1. Поняття про динамічну стійкість.....	161
3.2. Врахування елементів енергосистеми при розрахунках динамічної стійкості .....	163
3.2.1. Врахування турбін .....	163
3.2.2. Врахування синхронних генераторів.....	165
3.2.3. Врахування електричної мережі.....	167
3.2.4. Врахування навантаження .....	167
3.3. Правило площ і критерій динамічної стійкості.....	168
3.4. Визначення граничного кута відключення ушкодженому ланцюга лінії електропередачі.....	171
3.5. Метод послідовних інтервалів .....	172
3.6. Динамічна стійкість одномашинної енергосистеми при повному скиданні потужності .....	177
3.7. Перевірка стійкості при наявності автоматичного повторного включення .....	179
3.8. Процеси при відключенні частини генераторів .....	182
3.9. Процеси при форсуванні збудження .....	183
3.10. Умови успішної синхронізації генератора.....	187
3.11. Динамічна стійкість енергосистем з дефіцитом потужності	190
3.12. Динамічна стійкість двомашинної енергосистеми .....	193
4.1. Статичні характеристики навантаження .....	198
4.1.8. Коефіцієнти крутості й регулюючі ефекти навантаження	209

4.2. Статична стійкість асинхронного двигуна .....	211
4.3. Побічні ознаки (критерії) статичної стійкості комплексного навантаження.....	218
5.1. Великі збурення у вузлах навантаження.....	223
5.2. Динамічні характеристики навантаження .....	224
5.2.2. Асинхронний двигун.....	225
5.3. Динамічна стійкість синхронного електродвигуна.....	229
5.4. Умови самозапуску асинхронного електродвигуна.....	231
5.5. Процеси при пуску двигунів .....	232
5.5.1. Загальна характеристика умов пуску .....	232
5.5.2. Схеми пуску .....	234
5.6. Самовідключення електроустановок і відновлення навантаження.....	237
5.7. Заходи щодо зниження больших збурювань .....	238
РОЗДІЛ 6 МОНІТОРИНГ ПОТОЧНОГО РЕЖИМУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	240
6.1. Перевірка виконання вимог щодо стійкості енергосистем....	240
6.2. Моніторинг поточного навантаження контрольованих перетинів об'єднаної енергосистеми України на його відповідність запасам статичної стійкості .....	246
РОЗДІЛ 7 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОСТІ РЕЖИМУ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....	248
7.1. Загальні положення .....	248
7.2. Заходи на стадії проектування .....	249
РОЗДІЛ 8 ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКІВ ПОКАЗНИКІВ, ЩО ХАРАКТЕРИЗУЮТЬ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ .....	259
8.1. Розрахунки трифазного короткого замикання в системі електропостачання та несиметричного короткого замикання в системі електропостачання.....	259
8.1.1 Наближене приведення параметрів в іменованих одиницях .....	259
8.1.2 Наближене приведення параметрів у відносних одиницях .....	261
8.1.3 Визначення струмів у гілках і напруги у вузлах: .....	264
8.1.4 Ударний струм. ....	265
8.1.5 Визначення періодичної й аперіодичної складові струми КЗ	

для моментів часу $t_1=0,05\text{с}$ і $t_2=0,2\text{с}$ .....	267
8.1.6 Розрахунки несиметричних струмів КЗ .....	268
8.1.7 Розрахунки струмів і напруг несиметричних КЗ: .....	271
8.2. Приклад розрахунків електромеханічних перехідних процесів .....	274
8.2.1 Визначення межі переданої потужності й коефіцієнт запасу статичної стійкості електропередачі.....	274
8.2.2 Визначення дійсної межі переданої потужності й коефіцієнт запасу статичної стійкості електропередачі.....	278
8.2.3 Визначення граничний кут відключення та граничний час відключення.....	280
8.2.4 Приклади розрахунку показників перехідних процесів в навантаженні.....	285
8.2.5 Перевірка стійкості навантаження.....	287
8.3 Приклади завдань .....	289
8.3.1 Завдання з першого рейтингового контролю .....	289
8.3.2 Приклади завдань за другим рейтинговим контролем .....	294
<b>РОЗДІЛ 9 РЕЗУЛЬТАТИ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ В ПРОГРАМНОМУ ПРОДУКТІ «MAPLE» ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИХ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ.....</b>	<b>300</b>
9.1. Розрахунок ідеальної межі потужності .....	300
9.2. Розрахунок ідеального межі потужності при складному зв'язку генератора з приймачем .....	301
9.2.1 Визначити активні опори лінії в відносних одиницях:.....	302
9.2.2 Ємнісна провідність обох ланцюгів передачі:.....	302
9.2.3 Провідності намагнічувального струму підвищує і понижувального трансформатора. ....	302
9.2.4 Приймаємо для лінії передач П-образну схему заміщення і відносимо намагнічувальні провідності трансформатора до сторони вищої напруги.....	302
9.2.5 Визначимо $E$ і потужність генератора, виконавши електричний розрахунок нормального режиму роботи системи:.....	303
9.2.6 Визначимо власний і взаємний опір генераторної станції. Для цього перетворимо трикутник в зірку:.....	304



9.2.7 Власний імпеданс генератора:.....	305
9.2.8 Визначимо характеристику потужності генератора: .....	305
9.2.9 Межа потужності генератора: .....	306
9.2.10 Побудова характеристики потужності: .....	306
9.3 Розрахунок динамічної стійкості станції, що працює на шинах нескінченної потужності.....	307
9.4. Знаходження граничного часу відключення методом послідовних інтервалів.....	312
9.5. Розрахунок динамічної стійкості двох генераторних станцій	313
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	322

## ВСТУП

Розвиток сучасних електроенергетичних систем йде шляхом концентрації виробництва електроенергії на потужних електростанціях, розвитку альтернативних джерел електроенергії, створення великих енергетичних об'єднань, удосконалювання технологій оперативно-диспетчерського і автоматичного керування ними. При цьому в процесі розвитку енергооб'єднань представляються деякі істотні тенденції. До таких тенденцій можна віднести наступні.

### ***1. Ріст одиничних потужностей агрегатів, що як виробляють електроенергію, так і її споживають.***

Сьогодні потужність турбогенератора, наприклад, досягла 1200 МВт, потужність великих двигунів вимірюється мегаватами.

Первісні конструкції машин мають природний запас стійкості проти механічних і теплових дій струмів КЗ. Однак у цей час через тверду економію електротехнічних матеріалів і обмежень на габарити машин такий запас зведений до мінімуму, що призводить до підвищення ризиків uszkodжень машин. Тому аналіз перехідних процесів в електричних машинах при аваріях в електроенергетичних системах (ЕЕС) особливо актуальний.

У процесі розвитку електромашинобудування виникла необхідність створення строгої теорії перехідних процесів в електричних машинах. Така теорія була створена наприкінці 20-х років ХХ століття Р. Парком (R. Park). Її розвитку сприяли численні роботи, важливе місце серед яких займають роботи А. А. Горєва.

### ***2. Збільшення потужності енергетичних об'єднань.***

Великі ЕЕС сьогодні створені у всіх розвинених країнах світу.

Об'єднання окремих електричних станцій і енергосистем на паралельну роботу приводять до зменшення сумарних витрат на вироблення електроенергії, але разом з тим утрудняє і ускладнює керування системою, збільшує ймовірність важких системних аварій.

В 2005-2008 роках консорціумом системних операторів країн СНД і Західної Європи були проведені дослідження в рамках проекту «Розробка ТЕО синхронного об'єднання енергосистем UCTE і ЕЕС/ОЕС». Цей проект мав мету перевірити технічну можливість і оцінити ймовірні витрати на створення енергооб'єднань, що охоплює дев'ять часових поясів, що і забезпечує життєдіяльність величезної території від Лісабона до Владивостока. Аналіз нормальних і аварійних режимів найбільшого у світі енергооб'єднань показав технічну можливість створення такого енергооб'єднань, виявив особливості його нормальних режимів, динамічної поведінки, первинного та вторинного регулювання частоти, а також оперативно-диспетчерського та автоматичного керування.

### ***3. Лібералізація електроенергетичного сектору і створення ринку електроенергії та потужності диктують перехід до режимів з меншими запасами пропускної здатності, роблять необхідним***

## ***врахування економічних факторів у керуванні режимами енергооб'єднань.***

Ринкові підходи до керування підвищили рівень вимог до точності розрахунків як нормальних, так і перехідних режимів, до якості розв'язку завдань моделювання, що вимагає зниження глибини еквівалентування елементів ЕЕС.

Якщо на попередніх етапах розвитку ЕЕС за рахунок еквівалентування вдавалося штучно знижувати розмірності розв'язуваних завдань, то сучасний рівень програмно-обчислювальних комплексів дозволяє вирішувати завдання дуже високої розмірності і дає можливість у багатьох випадках відмовлятися від еквівалентування та створювати докладні базові розрахункові моделі для аналізу як нормальних, так і перехідних режимів.

### ***4. Удосконалювання методів і засобів оперативно-диспетчерського та автоматичного керування енергооб'єднань.***

Оперативно-диспетчерське управління об'єднання здійснює спеціальний черговий персонал, який безупинно контролює режим роботи, забезпечуючи його надійність, економічність, необхідну якість електроенергії, запобігає можливим аваріям і ліквідує їхні наслідки. Ефективність оперативно-диспетчерського керування залежить не тільки від повноти інформації про стан системи в теперішній момент часу, але і від результатів попереднього аналізу нормальних і перехідних режимів, що використовуються при їхньому плануванні.

Автоматичне керування здійснюється за допомогою релейного захисту, автоматичних систем режимного та протиаварійного керування. Характерною рисою сучасного розвитку енергооб'єднань є постійне ускладнення систем автоматичного керування.

### ***5. Розвиток нових технологій і розробка нових методів керування режимами енергосистем.***

Безперервне вдосконалювання технологій виробництва, передачі та розподілу електричної енергії супроводжується відкриттям і впровадженням нових технологій і методів керування режимами.

В останні десятиліття одержала інтенсивний розвиток технологія векторної реєстрації параметрів як нормальних, так і аварійних режимів енергосистем. На базі цієї технології практично у всіх великих енергооб'єднаннях світу створені або створюються системи розподілених синхронізованих векторних вимірів, керування та захисту (WAMS, WACS, WAPS), які дозволяють підвищити якість інформаційного забезпечення керування режимами енергосистем, розробляти нові методи протиаварійного керування в режимі реального часу, підвищити точність моделювання перехідних режимів ЕЕС.

Нова концепція розвитку ЕЕС, що одержала назву Smart Grid, спрямована на підвищення ефективності та надійності енергосистем шляхом перетворення існуючих електроенергетичних систем в інтерактивні (споживач - оператор). Такі системи дозволяють подолати перешкоди в

розгортанні ефективної інтеграції розподільних мережі і поновлюваних джерел енергії. Технології Smart Grid висувають підвищені вимоги до моделювання не тільки силових елементів енергосистеми, але і обладнання захисту, автоматичного керування та контролю.

Перераховані тенденції підкреслюють важливість перехідних режимів при плануванні і керуванні режимами електроенергетичних систем і забезпечення умов їх надійної роботи.

У курсі «Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах» разом зі зміною електричних величин розглядається також механічний (обертальний) рух роторів електричних машин. Основна увага приділяється питанням стійкості загального руху роторів цих машин, об'єднаних у паралельну роботу електричними зв'язками в електроенергетичних системах.

При викладенні курсу, а також у практичних завданнях проектування й експлуатації електроенергетичних систем використовується ряд термінів.

*Енергетичною системою* в широкому розрізі називається сукупність усіх ланок загального ланцюжка перетворення, розподілу й використання всіх видів енергії.

Із цього визначення випливає, що енергетичну систему представляють не тільки елементи електротехнічного й теплотехнічного устаткування, але також і джерела енергоресурсів, такі як вугільні шахти, торфопідприємства, нафтопромисли, газові промисли, водоймища та інші.

*Електроенергетичною системою* або, скорочене, *енергосистемою* називають частину енергетичної системи, у якій проводиться, перетворюється, передається й споживається винятково або переважно електрична енергія.

*Електричною системою* називається електрична частина електроенергетичної системи.

В електричній системі розрізняють дві групи елементів:

*силові елементи* -, що виробляють, перетворюють, передають, що й розподіляють електричну енергію;

*елементи керування* - регулюючі системи, що й міняють стан.

Сукупність процесів, які існують у системі й визначають її стан у будь-який момент часу або на деякому інтервалі часу, називається *режимом системи*.

Показники режиму, які описують умови роботи системи, називаються *параметрами режиму*. До них відносяться значення потужностей, напруг, струмів, частоти й т.п.

*Параметрами системи* називаються показники, за допомогою яких характеризуються фізичні властивості й стан елементів системи. До них, наприклад, відносяться значення опорів, провідностей, постійних часу, коефіцієнтів трансформації.

З безлічі режимів електроенергетичної системи можна виділити три основні.

*Нормальний режим, який установився*, характеризується тривалим

збереженням значень режимних параметрів безаварійно працюючих елементів системи. Саме для таких режимів проектується електроенергетична система й визначається її техніко-економічні характеристики.

*Післяаварійний режим, який установився*, настає після аварійного відключення якого-небудь елемента або ряду елементів системи.

*Перехідний режим, нормальний або аварійний*, під час якого система переходить від одного стану до іншого.

*Перехідні процеси, нормальні або аварійні, що* представляють перехідний режим - це закономірні послідовні зміни параметрів режиму системи від моменту збурення до початку нового режиму, який установився.

Нормальні перехідні процеси супроводжують поточну експлуатацію системи. Ці процеси виникають при звичайних експлуатаційних операціях: при відключеннях і включеннях елементів системи, при змінах потужності навантажень і генераторів, при дії автоматичних регулюючих устаткувань.

Аварійні перехідні процеси протікають при переході елементів системи в аварійний стан, їх відключенні й повторному включенні.

Перехідні процеси й, відповідно, перехідні режими починаються зі *збурювань* - початкових відхилень параметрів режиму, тобто початкових змін значень струмів, напруг, потужностей і інших параметрів.

Причини, з яких представляються збурення, називаються *впливами*. У якості впливів, які збурюють, виступають, наприклад, короткі замикання, обриви проводів, комутаційні перемикання в електричних мережах.

Розрізняють малі й великі збурення в системі.

*Малі збурення* в діючій енергосистемі присутні безупинно. Існування цих збурювань пов'язане з безперервною зміною навантаження, дією регулюючих устаткувань, температурними змінами активних опорів елементів системи й з іншими причинами. Тому строго незмінного режиму системи не існує й, говорячи про режим, який установився, у сутності мають на увазі режим малих збурювань. При цьому припускають, що малі збурення й пов'язані з ними безперервні процеси відбуваються близько деякого рівноважного стану системи.

*Великими збурюваннями* вважають початкові відхилення параметрів режиму, викликані якими-небудь різкими змінами в електроенергетичній системі, тобто інтенсивними впливами, які обумовлені: короткими замиканнями, комутаційними перемиканнями в електричній мережі й іншими причинами

Стійкість паралельної роботи електричних машин повинна зберігатися при малих і великих збурюваннях в електроенергетичній системі. Залежно від типу збурювань розрізняють два основні види стійкості системи.

*Статичною стійкістю* називається здатність системи відновлювати вихідний режим після малого його збурення або режим, досить близький до вихідного (якщо вплив, який обурює, не зняте).

*Динамічна стійкість* - це здатність системи відновлювати вихідний

стан, або близьке до вихідного, після дії великих збурювань.

Відновлення близького до вихідного стану має місце в тих випадках вплив, який збурює, наприклад, відключення якого-небудь елемента системи, не знімається протягом перехідного режиму, внаслідок чого система не вертається у вихідний стан.

Специфічним різновидом є *результуюча стійкість* - здатність електроенергетичної системи вертатися у вихідний стан, або близький до нього, після короткочасного асинхронного ходу синхронних машин. При цьому асинхронний хід (режим) може бути результатом порушення статичної або динамічної стійкості системи.

Підкреслюючи відмінність між результуючою й динамічною стійкістю, останню часто називають *синхронною динамічною стійкістю* енергосистеми.

### **Основні види перехідних процесів**

При переходах системи з одного стану до іншого (наприклад, включення або відключення генераторів навантаження) відбуваються зміни кількості енергії, пов'язаної з даним електричним або електромеханічним колом. Наприклад, при коротких замиканнях, особливо при 3-х фазному короткому замиканні, вся енергія витрачається в місці аварії й тому можна спостерігати яскравий спалах, механічні ушкодження частин устаткування і т.д. Це відбувається досить швидко, напруга майже миттєво спадає до нуля, але в початковий момент швидкості обертань генераторів, двигунів залишаються без зміни, через їхню інерційність. Але в результаті зміни балансу моментів на валах обертових машин поступово змінюються їхні швидкості обертання. Інакше кажучи, швидкість зміни електромагнітних і механічних станів агрегатів суттєво відрізняються. Тому перехідні процеси при дослідженні розділяють: за причинами виникнення, за частотою коливань, за часом протікання й за іншими ознаками. Коротко розглянемо перехідні процеси, що відрізняються за часом протікання.

Перший вид перехідних процесів - це хвильові перехідні процеси, пов'язані з появою внутрішніх, комутаційних, грозових і інших перенапруг. Зміна механічного стану елементів системи, наприклад, зміна швидкості обертання генераторів, турбін і т.д. на протікання цих процесів не впливає. Час протікання таких процесів перебуває в межах  $t_{гол}=(10^{-5} \div 10^{-8})$  сек. Цей розділ вивчається в курсі техніки високих напруг.

Електромагнітні перехідні процеси, які розглядаються без впливу на них механічного стану системи, у яких вони відбуваються. Наприклад, електромагнітні перехідні процеси в синхронних генераторах розглядаються за умови сталості швидкості обертання роторів генераторів  $\omega_p = \text{const}$ . Час протікання таких процесів перебуває в межах  $t_{эм} = 2 (10^{-2} \div 10^{-3})$  сек.

Третій вид перехідних процесів - це електромеханічні перехідні процеси. На ці процеси зміни швидкостей обертання генераторів, турбін, двигунів впливають істотно. Ми будемо розглядати одночасно й

електромагнітну й механічний стан системи, тобто будемо вивчати їх разом з врахуванням їх взаємовпливу. Звідси й відбуваються зміст і назва даного курсу.

Час протікання цих перехідних процесів значно більше часу поширення фізичних величин у просторі, які характеризують ці процеси ( $U$ ,  $I$  і т.д.) і перебувають у межах  $t_{\text{мех}} = 0,02 \div 10$  сек і більше

Перехідні процеси розрізняють за наступними ознаками:

- а) через причини виникнення або видом збурювань;
- б) за допущеннями зробленим при складанні й розв'язку диференціальних рівнянь, тобто за математичним описом, або «моделі»
- в) за швидкістю протікання перехідних процесів у системі;
- г) за структурою досліджуваної системи.

При розгляді причин виникнення перехідних процесів потрібно розрізняти:

реальні фізичні причини перехідного процесу;

великі збурення, які міняють вихідну систему на якийсь час, що й збуджуються її вихідний режим;

малі збурення, які представляються під час нормальної роботи системи.

При допущеннях аналіз реальної нелінійної системи може проводитися з врахуванням усіх або частини наявних нелінійностей або при заміні нелінійних залежностей параметрів режиму лінійними. Коротко розглянемо перехідні процеси, які відрізняються за часом протікання.

Електроенергетичні системи відносяться до класу нелінійних складних динамічних систем, математичний аналіз яких не буває повним через неможливість докладного математичного опису процесів. Тому положення, прийняті при аналізі, зводяться, в основному, до сукупності спрощень, які не спотворюють поняття процесів, що й дозволяють одержати задовільні за точністю кількісні результати розрахунків. При введенні цих спрощень суттєво зменшується об'єм розрахунків, пов'язаних з нелінійністю параметрів і складністю енергосистем.

Розрізняють два різновиди нелінійностей в електроенергетичних системах: нелінійності параметрів системи й нелінійності взаємозв'язків між параметрами режиму.

Під *нелінійністю параметра системи* розуміється його залежність від параметрів режиму або від зовнішніх факторів. До таких нелінійностей відносяться температурні залежності активних опорів, залежності реактивних опорів від насичення магнітних систем і інші технічні нелінійності. При розрахунках ці нелінійності звичайно не враховуються, а випадки, коли такі врахування необхідні, оговорюються особливо.

При математичному описі процесів *нелінійності взаємозв'язків між параметрами режиму* відбуваються у вигляді систем нелінійних диференціальних рівнянь, які не мають аналітичних розв'язків. Тому при розрахунках динамічної стійкості використовуються, як правило, чисельні методи розв'язку. При аналізі статичної стійкості широко застосовується

*лінеаризація*, тобто перетворення систем нелінійних рівнянь до лінійних форм, зручних для розрахунків.

Одним з важливих показників складності системи є її висока розмірність. Для електроенергетичної системи характерні висока фізична й висока математична розмірності.

Під *високою фізичною розмірністю* розуміється велика різноманітність об'єднаних у систему елементів і велика кількість елементів кожного виду, які представляють великі ускладнення при аналізі процесів. Подолання цих ускладнень здійснюється шляхом еквівалентування однотипних елементів, тобто шляхом математичного об'єднання групи елементів одним еквівалентним. У найбільшій мірі еквівалентування застосовується до елементів генерації й споживання електричної енергії, а при аналізі великих енергооб'єднань еквівалентуються цілі енергорайони.

Під *високою математичною розмірністю* мається на увазі велика кількість диференціальних і алгебраїчних рівнянь, необхідних для математичного опису процесів. Розмірність систем цих рівнянь, використовуваних для уточненого опису процесів великих енергооб'єднань, обчислюється в десятках тисяч.

Ефективному зниженню математичної розмірності є умовний поділ загальної сукупності процесів на швидкі й повільні процеси. Прикладом такого розподілу є широко використовуваний окремий розгляд електромагнітних і електромеханічних процесів. Подальше зниження математичної розмірності досягається шляхом використання спрощених математичних моделей, які описують найбільш істотні процеси в елементах електроенергетичних систем. Для оцінки допустимості використання цих моделей при розв'язку практичних завдань проводяться спеціальні дослідження.

Одним із допущень, які спрощують, широко використовуваних при аналізі перехідних процесів, є заміна реальних динамічних характеристик елементів електроенергетичних систем їх статичними характеристиками, а також розгляд енергосистеми, динамічної за властивостями, як системи позиційної. Під *позиційною системою* розуміється така система, у якій параметри режиму залежать тільки від даних щодо її стану незалежно від того, як був досягнутий цей стан.

Під *статичними характеристиками* розуміються графічно або аналітично виражені зв'язки між параметрами режиму. Ці зв'язки випредставляються в умовах режиму, який установився, системи або в перехідному режимі, але при допущеннях, які дозволяють прийняти ці зв'язки незалежними від часу. Для статичної характеристики характерна залежність між параметрами режиму виду

$$x = \varphi(u_1, u_2, \dots, u_n).$$

Під *динамічними характеристиками* розуміються взаємозв'язки параметрів, отримані в умовах, коли зазначені параметри або частина їх залежать від часу:



$$x = \varphi (y_1, y_2 \dots y_n, \frac{dy_1}{dt}, \frac{dy_2}{dt}, \dots, \frac{dy_n}{dt}, t).$$

Статичні характеристики досить повно описують позиційну систему, динамічні характеристики - динамічну систему.

### **Мета, завдання та компетенції навчальної дисципліни**

Дисципліна “ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ” є важливою профільюючою дисципліною в розрізі циклу професійної підготовки студента.

Метою дисципліни є:

формування спеціаліста в галузі забезпечення нормальної стійкої роботи системи електропостачання при будь-яких порушеннях її режимів; засвоєння процесів, що відбуваються в синхронних генераторах станцій і в мережах електричних систем;

вивчення електромеханічних перехідних процесів в електричних системах, як при великих, так і при малих збуреннях.

Задачі вивчення дисципліни.

Вивчаючи “ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ” студент повинен знати:

характеристики режимів простих систем і характеристики навантажень;

межі порушення нормальної роботи електроустановок струмами короткого замикання;

систему відносних одиниць, складання і перетворення схем заміщення з е.р.с. в гілках;

причини і наслідки перехідних процесів в системах електропостачання;

забезпечення статичної стійкості електричної системи;

забезпечення динамічної стійкості електричної системи;

стійкість вузлів навантаження як при малих, так і при великих збуреннях;

асинхронні режими в електричних системах;

заходи щодо покращення стійкості і якості перехідних процесів;

Вимоги до знань та вмінь, набутих в процесі вивчення дисципліни.

В результаті вивчення дисципліни студенти повинні вміти:

розраховувати струми короткого замикання в системі електропостачання;

правильно вибирати і перевіряти на стійкість електричну апаратуру і струмоведучі частини, а також роботу релейного захисту;

розраховувати перехідні процеси в електричних системах;

визначати стійкість систем електропостачання.

Перелік дисциплін, що повинні передувати вивченню даної дисципліни та перелік дисциплін, вивченню яких передуює дана дисципліна.

Для успішного освоєння студентами програми дисципліни необхідно глибоко і логічно розкрити зв'язок програмних розділів даної дисципліни з матеріалом дисциплін “Теоретичні основи електротехніки”, “Математичні

задачі енергетики”, “Електричні системи та мережі”.

Програмний матеріал даної дисципліни знаходить своє логічне продовження та більш глибокий розвиток при подальшому вивченні дисциплін “Електрична частина станцій та підстанцій”, “Електричні системи та мережі”, “Надійність та проектування електричних систем”.

загальні компетентності (ЗК):

здатність до абстрактного мислення, аналізу та синтезу.

здатність до пошуку, оброблення та аналізу інформації з різних джерел.

здатність до використання інформаційних і комунікаційних технологій.

здатність застосовувати знання у практичних ситуаціях.

здатність використовувати іноземну мову для здійснення науково-технічної діяльності.

здатність приймати обґрунтовані рішення.

здатність вчитися та оволодівати сучасними знаннями.

здатність виявляти та оцінювати ризики.

здатність працювати автономно та в команді.

### Міждисциплінарні зв'язки навчальної дисципліни

Набуття компетентностей:



Здатність виявляти зворотні зв'язки та корегувати свої дії з їх врахуванням. фахові (спеціальні) компетентності (ФК):

Здатність застосовувати отримані теоретичні знання, наукові і технічні методи для вирішення науково-технічних проблем і задач електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

Здатність застосовувати існуючі та розробляти нові методи, методики, технології та процедури для вирішення інженерних завдань електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

Здатність планувати, організовувати та проводити наукові дослідження в області електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

Здатність розробляти та впроваджувати заходи з підвищення надійності, ефективності та безпеки при проектуванні та експлуатації обладнання та об'єктів електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

Здатність здійснювати аналіз техніко-економічних показників та експертизу проектно-конструкторських рішень в області електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

Здатність демонструвати знання і розуміння математичних принципів і методів, необхідних для використання в електроенергетиці, електротехніці та електромеханіці.

Здатність демонструвати обізнаність з питань інтелектуальної власності та контрактів в електроенергетиці, електротехніці та електромеханіці.

Здатність досліджувати та визначити проблему і ідентифікувати обмеження, включаючи ті, що пов'язані з проблемами охорони природи, сталого розвитку, здоров'я і безпеки та оцінками ризиків в електроенергетиці, електротехніці та електромеханіці.

Здатність розуміти і враховувати соціальні, екологічні, етичні, економічні та комерційні міркування, що впливають на реалізацію технічних рішень в електроенергетиці, електротехніці та електромеханіці.

Здатність керувати проектами і оцінювати їх результати.

Здатність оцінювати показники надійності та ефективності функціонування електроенергетичних, електротехнічних та електромеханічних об'єктів та систем.

Здатність розробляти плани і проекти для забезпечення досягнення поставленої певної мети з урахуванням всіх аспектів проблеми, що вирішується, включаючи виробництво, експлуатацію, технічне обслуговування та утилізацію обладнання електроенергетичних, електротехнічних та електромеханічних комплексів.

Здатність демонструвати обізнаність та вміння використовувати нормативно-правові актів, норми, правила й стандарти в електроенергетиці, електротехніці та електромеханіці.

Здатність використовувати програмне забезпечення для комп'ютерного моделювання, автоматизованого проектування, автоматизованого виробництва і автоматизованої розробки або конструювання елементів електроенергетичних, електротехнічних та електромеханічних систем.

## **НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ**

Наведені нижче нормативні документи містять положення, які через посилання в цьому тексті становлять положення цього навчального посібника. У разі датованих посилань подальші зміни чи перегляд будь-яких з цих публікацій не застосовуються. Рекомендовано користуватися останнім виданням наведених нижче документів. У разі недатованих посилань застосовують останнє видання зазначених нормативних документів. Члени ISO та IEC впорядковують каталоги чинних міжнародних стандартів:

IEC 60038: 1983 IEC standard voltages.

IEC 60050(131): 1978 International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 131: Electric and magnetic circuits.

IEC 60050(151): 1978 International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 151: Electric and magnetic devices.

IEC 60050-195: 1998 International Electrotechnical Vocabulary – Part 195: Earthing and Protection against electric shock.

IEC 60056: 1987 High-voltage alternating-current circuit-breakers.

IEC 60071-1:1993 Insulation coordination – Part 1: Definitions, principles and rules.

IEC 60781: 1989 Application guide for calculation of short-circuit currents in low-voltage radial systems.

IEC 60865-1: 1993 Short-circuit currents – Calculation of effects – Part 1: Definitions and calculation methods.

IEC TR 60909-11) Short-circuit currents calculation in three-phase a.c. systems – Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents in three-phase a.c. systems according to IEC 60909-0.

IEC TR3 60909-2: 1992 Electrical equipment – Data for short-circuit current calculations in accordance with IEC 60909.

IEC 60909-3: 1995 Short circuit current calculation in three-phase a.c. systems – Part 3: Currents during two separate simultaneous single phase line-to-earth circuits and partial short-circuit currents following through earth.

IEC TR 60909-4: 2000 Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems – Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents.

IEC 60949: 1988 Calculation of thermally permissible short-circuit currents. Taking into account nonadiabatic heating effects.

IEC 60986: 1989 Guide to the short-circuit temperature limits of electrical cables with a rated voltage from 1,8/3 (3,6) kV to 18/30 (36) kV.

IEC 60038: 1983 Стандарти напруги IEC.

IEC 60050(131): 1978 Міжнародний електротехнічний словник. Розділ 131. Електричні та магнітні кола.

IEC 60050(151): 1978 Міжнародний електротехнічний словник. Розділ 151. Електричні та магнітні пристрої.

IEC 60050-195: 1998 Міжнародний електротехнічний словник. Частина 195. Заземлення та захист від ураження електричним струмом.

IEC 60056: 1987 Високовольтні автоматичні вимикачі змінного струму.

IEC 60071-1:1993 Координація ізоляції. Частина 1. Визначення понять, принципи та правила.

IEC 60781: 1989 Настанова щодо обчислювання сили струму короткого замикання в низьковольтних радіальних системах.

IEC 60865-1: 1993 Струм короткого замикання. Обчислення коефіцієнтів. Частина 1. Визначення понять і методи обчислення.

IEC TR 60909-11) Обчислення сили струму короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 1. Коефіцієнти для обчислень

сили струму короткого замикання в трифазних системах змінного струму з ІЕС 60909-0.

ІЕС TR3 60909-2: 1992 Електроустаткування. Дані для обчислення сили струму короткого замикання відповідно до ІЕС 60909.

ІЕС 60909-3: 1995 Обчислення сили струму короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 3. Струм під час двох окремих одночасних коротких замикань фаза – земля і частковий струм короткого замикання, які проходять через землю.

ІЕС TR 60909-4: 2000 Обчислювання сили струму короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання.

ІЕС 60949: 1988 Обчислення сили термічно допустимого струму струму короткого замикання, враховуючи не адіабатні ефекти нагрівання.

ІЕС 60986: 1989 Настанови щодо обмежень температури під час короткого замикання електричних кабелів з номінальною напругою від 1,8/3 (3,6) кВ до 18/30 (36) кВ.

## ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цьому навчальному посібнику використано терміни та визначення понять, наведені в ІЕС 60050(131) та ДСТУ3440-96, і такі:

аварійний режим роботи енергосистеми - Режим роботи енергосистеми за умови виникнення аварій.

аварійний резерв потужності енергосистеми - Резерв потужності, необхідний для поповнення генерованої потужності в енергосистемі в разі її аварійного зниження.

аварійний розрахунковий небаланс потужності - Рекомендоване для розрахунків стійкості значення потужності, що викликає аварійне збурення.

аварійно допустимий перетік в перетині Найбільший допустимий перетік активної потужності в перетині в післяаварійному або вимушеному режимах.

активна електрична енергія - Електроенергія, що перетворюється в якийсь інший вид енергії.

аперіодичне порушення стійкості - Вид порушення статичної стійкості електроенергетичної системи, особливість якого полягає в тому, що при досягненні фазовим кутом критичного значення стійкість порушується без коливань, аперіодично. Порушення аперіодичної стійкості формально пов'язано з наявністю додатних дійсних коренів характеристичного рівняння електроенергетичної системи.

асинхронний режим роботи енергосистеми - Перехідний режим, який характеризується несинхронним обертанням частини генераторів енергосистеми

баланс електроенергії в енергосистемі - Система показників, яка характеризує відповідність споживання електроенергії в енергосистемі, витрат її на власні потреби та втрат у електричних мережах, вироблених в енергосистемі електроенергії з урахуванням перетоків з інших систем.

баланс потужності енергосистеми - Система показників, яка характеризує відповідність суми навантаження енергосистеми і потрібної резервної потужності наявній потужності енергосистеми.

визначальні зміни стану енергосистеми - Дані для оцінювання стану енергосистеми, які можуть регулюватися енергосистемою.

вимушений перетік (вимушений режим) в перетині - Обмежене в часі завантаження перетину перетоком активної потужності, більше від максимально допустимого значення, але не більше від аварійно допустимого, якщо це визнано доцільним, наприклад, для запобігання відключенню навантаження споживачів, або обмеження видачі потужності електростанцій (не поширюється на АЕС).

вислідна стійкість енергосистеми - Здатність енергосистеми відновлювати синхронну роботу після виникнення асинхронного режиму.

дефіцит наявної потужності енергосистеми - Нестача потужності, яка дорівнює різниці між максимальним навантаженням енергосистеми і потрібним повним резервом, з одного боку та наявною потужністю енергосистеми з урахуванням перетоків з іншого.

дефіцит потужності енергосистеми - Нестача потужності в енергосистемі, що дорівнює різниці між потрібною потужністю енергосистеми, за нормальних показників якості електроенергії та робочою потужністю в певний момент часу з урахуванням перетоків потужності.

динамічна стійкість енергосистеми - Здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму після значних збурень, за яких зміни параметрів режиму порівняні із значеннями цих параметрів без переходу до асинхронного режиму.

динамічна характеристика навантаження електроенергетичної системи - Залежність активного чи реактивного навантаження енергосистеми від часу за певних змін частоти чи напруги.

експлуатаційний резерв потужності енергосистеми - Резерв активної потужності у даний момент часу, який дорівнює різниці між робочою потужністю та навантаженням енергосистеми за нормальних показників якості електроенергії та з урахуванням сальдо перетоків.

електричний центр коливання - Точка електричної мережі, що характеризується максимальним зниженням напруги при взаємних коливаннях або проворотах роторів генераторів електрично зв'язаних частин енергосистеми, а також зміною знака потужності лініями електропередавання, що зв'язують ці частини між собою. В асинхронному режимі напруга в електричному центрі коливань знижується до нуля.

електрорушійна сила  $E''$  синхронної машини (subtransient voltage  $E''$  of a synchronous machine) - дійсне значення симетричної електрорушійної сили синхронної машини, активної після надперехідного реактивного опору  $X_d''$  у момент короткого замикання;

енергія вимушеного використання - Енергія енергосистеми, споживання якої не може бути відкладене на інший час, бо вона буде втрачена (наприклад, енергія ГЕС без регулювання чи енергія ГЕС у повіль)

загальне навантаження енергосистеми - Сумарна потужність споживачів енергії за всі періоди функціонування енергосистеми за винятком коротких перехідних режимів.

зв'язок (в електричній мережі) - Сукупність електрообладнання ліній електропередавання, трансформаторів, вимикачів, шинопроводів тощо, що безпосередньо з'єднує частини енергосистеми (електростанції з енергосистемою). Термін «зв'язок» може включати також проміжні електростанції й вузли навантаження.

згасний (аперіодичний) складник сили струму  $i_{d.c}$  короткого замикання (decaying (aperiodic) component  $i_{d.c}$  . of short-circuit current) - середнє значення сили струму короткого замикання, згасного від початкового значення до нуля, між верхньою і нижньою обвідними лініями;

змінні стану енергосистеми - Вихідні дані для оцінювання стану енергосистеми (зростання навантаження, його зміна, прогноз цін на паливо) — чинники, що не залежать від регулювання енергосистеми.

коефіцієнт запасу (статичної стійкості) з активної потужності - Числова характеристика близькості режиму до межі області стійкості, яка може бути зумовленою аперіодичним чи коливальним порушенням стійкості і яку визначають за активною потужністю в перетинах енергосистеми.

коефіцієнт запасу (статичної стійкості) з напруги - Числова характеристика близькості режиму до межі області стійкості, яка може бути зумовленою аперіодичним порушенням статичної стійкості електродвигунів і яку визначають за значеннями напруг у вузлах навантаження.

коефіцієнт напруги  $c$  ( voltage factor  $c$ ) - відношення між напругою еквівалентного джерела напруги та номінальною напругою системи  $U_n$  , поділене  $\sqrt{3}$  .

коливний режим енергосистеми - Режим роботи енергосистеми, параметри якого періодично змінюються без порушення синхронізму.

контрольований перетин (в електричній мережі) - Перетин, склад зв'язків і значення режимних параметрів елементів якого (насамперед, сумарний перетік активної потужності) контролюються.

контрольовані параметри - Значення потужності, напруги, струму, частоти тощо, які характеризують режим роботи енергосистеми.

коротке замикання (short circuit) - випадковий або навмисний шлях проходження струму між двома чи більше електропровідними частинами, за якого різниця електричних потенціалів між цими провідними частинами дорівнює або приблизно дорівнює нулю;

коротке замикання поблизу генератора (near-to-generator short circuit) - коротке замикання, до якого принаймні одна синхронна машина додає

розрахункову початкову силу струму симетричного короткого замикання, сила якого більше ніж вдвічі перевищує номінальну силу струму машини, або коротке замикання, до якого асинхронні двигуни додають більше ніж 5 % від початкової сили струму симетричного короткого замикання  $I_k''$ , визначеного без двигунів;

коротке замикання фаза-земля (line-to-earth short circuit) - випадковий або навмисний шлях проходження струму в системі нейтралі з глухим заземленням або заземленням повного опору між лінійним проводом і локальною землею;

коротке замикання, віддалене від генератора ( far-from-generator short circuit) - коротке замикання, під час якого значення симетричного складника змінного струму розрахункового (можливого) короткого замикання зберігається практично сталим;

критична напруга в енергосистемі - Граничне найменше значення напруги у вузлах енергетичної системи за умови збереження статичної стійкості.

лавиноподібне падіння напруги (в енергосистема) - Стрімке зниження напруги внаслідок порушення статичної стійкості енергосистеми та зростання дефіциту реактивної потужності.

лавиноподібне падіння частоти (в енергосистемі) - Стрімке зниження частоти в енергосистемі, спричинене зростанням дефіциту активної потужності.

максимальна сила струму короткого замикання  $i_p$  (peak short-circuit current  $i_p$ ) - максимально можливе миттєве значення розрахункового (можливого) струму короткого замикання.

максимально допустимий перетік в перетині Найбільший допустимий перетік активної потужності в перетині в нормальному режимі.

максимум навантаження енергосистеми - Найбільше значення активного навантаження енергосистеми за (іонний період часу).

міжсистемний перетік - Потужність, що передається за допомогою міжсистемного зв'язку.

міжфазне коротке замикання (line-to-line short circuit) - випадковий або навмисний шлях проходження струму між двома чи більше лінійними проводами лінії із замиканням на землю або без нього;

мінімальна тривалість затримки  $t_{min}$  (minimum time delay  $t_{min}$ ) - найменше значення проміжку часу між початковим моментом протікання струму короткого замикання та моментом розмикання контактів першого полюса під час розмикання перемикача.

мінімум навантаження енергосистеми - Найменше значення активного навантаження за певний період часу.

навантаження енергосистеми - Активна, реактивна чи повна потужність, що генерується, передається чи розподіляється в енергосистемі.

навантажний резерв потужності енергосистеми - Резерв потужності,



необхідний для сприймання випадкових коливань навантаження і регулювання частоти в енергосистемі.

надперехідний реактивний опір синхронної машини  $X_d''$  (subtransient reactance  $X_d''$  of a synchronous machine) - ефективний реактивний опір у момент короткого замикання. Для обчислення сили струму короткого замикання беруть граничне значення  $X_d''$ .

неввімкнений резерв потужності енергосистеми - Потужність справних агрегатів електростанцій енергосистеми, що не працюють, яка дорівнює різниці між робочою та ввімкненою потужністю енергосистеми.

необхідне навантаження енергосистеми - Потужність, яку повинна розвивати енергосистема для забезпечення споживачів.

неоперативний резерв потужності енергосистеми - Частина резерву потужності енергосистеми, для увімкнення в роботу якої та приймання навантаження потрібно декілька годин.

номінальна напруга електричної мережі - Параметр енергосистеми — напруга, на яку розрахована електрична мережа, т яка є вихідною для відліку відхилень (ДСТУ 3466).

номінальна напруга системи  $U_n$  (nominal system voltage  $U_n$ ) - напруга (міжфазна), для якої призначена система і на якій основані певні робочі характеристики.

нормальна схема (електричної мережі, енергетичної системи) - Схема (електричної мережі, енергетичної системи), коли всі елементи мережі, що мають вплив на зниження рівня стійкості уданій схемі, перебувають у роботі.

нормальний режим роботи енергосистеми - Режим роботи енергосистеми за якого забезпечується постачання електроенергії належно! якості всім споживачам.

нормально-дефіцитний режим роботи енергосистеми - Режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі.

нормативний запас статичної стійкості - Нормативний показник, що кількісно характеризує вимоги щодо близькості даного режиму енергосистеми до межі області стійкості.

нормативні збурення - Збурення, які необхідно враховувати під час розрахункової перевірки динамічної стійкості.

обважнений режим енергосистеми - Режим енергосистеми, який характеризується несприятливим накладенням ремонтів основного устаткування електростанцій, електричних мереж у режимах максимальних або мінімальних навантажень. Загальна тривалість існування таких режимів протягом року не повинна перевищувати 10 % часу (якщо загальна тривалість роботи перевищуватиме 10 % часу, то режим повинен відноситися до нормального).

область стійкості енергосистеми - Область значень параметрів режиму енергосистеми, за яких зберігається стійкість енергосистеми за певного

збурення.

оперативний резерв потужності енергосистеми - Частина резерву потужності енергосистеми, підготовлена до швидкого увімкнення в роботу і приймання навантаження.

параметри енергосистеми - Показники, що характеризують енергосистему і залежать від якості обладнання енергосистеми, її конфігурації і визначають коефіцієнти, за допомогою яких встановлюється взаємозв'язок та взаємозалежність параметрів режиму.

перетин (в електричній мережі) - Сукупність одного чи декількох зв'язків, вимкнення яких призводить до повного розділення енергосистеми на дві електрично не пов'язані частини.

перехідний режим роботи енергосистеми - Режим роботи енергосистеми, за якого швидкості змінювання параметрів настільки значні, що Тх необхідно враховувати, розв'язуючи конкретні практичні задачі.

післяаварійний режим роботи енергосистеми - Режим роботи енергосистеми, що визначає її стан безпосередньо після усунення аварійних умов.

повний опір короткого замикання  $Z_k$  трифазної системи змінного струму (short-circuit impedance  $Z_k$  of a three-phase a.c. system) - скорочений вираз повного опору короткого замикання прямої послідовності  $Z(1)$  для обчислювання трифазних струму короткого замикання;

повний опір короткого замикання електроустановки нульової послідовності  $Z_{(0)}$  (zero-sequence short-circuit impedance  $Z_{(0)}$  of electrical equipment) - відношення напруги фаза—земля до сили струму короткого замикання одного лінійного проводу електроустановки у разі живлення від джерела напруги змінного струму, якщо три паралельні лінійні проводи використовують для вихідного струму, а четверту лінію та/чи землю використовують як зворотне з'єднання (відповідно до ІЕС 60909-4);

повний опір короткого замикання електроустановки зворотної послідовності  $Z(2)$  (negative-sequence short-circuit impedance  $Z(2)$  of electrical equipment) - відношення напруги фаза-нейтраль до сили струму короткого замикання відповідного лінійного проводу електроустановки у разі живлення від симетричної системи напруг зворотної послідовності (відповідно до ІЕС 60909-4);

повний опір короткого замикання електроустановки прямої послідовності  $Z(1)$  (positive-sequence short-circuit impedance  $Z(1)$  of electrical equipment) - відношення напруги фаза-нейтраль до сили струму короткого замикання відповідного лінійного проводу електроустановки у разі живлення від симетричної системи напруг прямої послідовності (відповідно до ІЕС 60909-4);

повний опір короткого замикання зворотної послідовності  $Z_{(2)}$  трифазної системи змінного струму (negative-sequence short-circuit impedance  $Z_{(2)}$  of a three-phase a.c. system) - повний опір системи зворотної послідовності з точки короткого замикання;

повний опір короткого замикання нульової послідовності  $\underline{Z}_{(0)}$  трифазної системи змінного струму (zero-sequence short-circuit impedance  $\underline{Z}_{(0)}$  of a three-phase a.c. system) - повний опір системи нульової послідовності з точки короткого замикання. Охоплює потрійний повний опір нейтраль—земля  $\underline{Z}_N$  ;

повний опір короткого замикання прямої послідовності  $\underline{Z}_{(1)}$  трифазної системи змінного струму (positive-sequence short-circuit impedance  $\underline{Z}_{(1)}$  of a three-phase a.c. system) - повний опір системи прямої послідовності з точки короткого замикання;

повний резерв потужності енергосистеми - Резерв активної потужності, який дорівнює різниці між наявною потужністю енергосистеми та м навантаженням у момент річного максимуму за нормальних показників якості електроенергії та з урахуванням сальдо перетоків.

повні опори короткого замикання в точці короткого замикання  $F$  (short-circuit impedances at the short-circuit location  $F$  );

повні опори короткого замикання електроустаткування (short-circuit impedances of electrical equipment);

поєднаний максимум навантаження енергосистем - Максимум сумарного навантаження енергосистем, що працюють паралельно.

показник статичної стійкості енергосистеми - Показник, який кількісно характеризує статичну стійкість енергосистеми за даного режиму порівняно з її граничною стійкістю.

початкова потужність симетричного короткого замикання  $S_k''$  (initial symmetrical short-circuit power  $S_k''$  ) - уявне значення, що дорівнює добутку початкової сили струму симетричного короткого замикання  $I_k''$  , номінальної

напруги системи  $U_n$  і коефіцієнту:  $\frac{\sqrt{3}}{S_k''} = \sqrt{3}U_n I_k''$ .

початкова сила струму симетричного короткого замикання  $I_k''$  (initial symmetrical short-circuit current  $I_k''$  ) - дійсне значення симетричного складника змінного струму розрахункового (можливого) струму короткого замикання, застосованого в момент короткого замикання, коли повний опір зберігається таким, як у початковий момент часу;

промислова частота - Частота, що використовується в електропостачальній системі.

пропускна здатність перетину - Максимальна активна потужність, яка може бути переданою через перетин за дотримання нормативних запасів стійкості, вимог допустимого струму елементів мережі, забезпечення динамічної стійкості в разі нормативних збурень та інших режимних умов.

реактивна енергія - Параметр енергосистеми — обмінна електрична енергія в системах змінного струму, яка періодично накопичується та

піддається електричними і магнітними полями, що виникають під час функціонування електричної системи та всіх приєднаних до неї електроустановок.

регулювальний ефект навантаження електроенергетичної системи за частотою - Зміна активного чи реактивного навантаження електроенергетичної системи, спричинена зміненням частоти, яка перешкоджає йому.

регулювальний ефект навантаження електроенергетичної системи за напругою - Зміна активного чи реактивного навантаження електроенергетичної системи, спричинена зміненням напруги, яка перешкоджає йому.

регулювання навантаження енергосистеми - Керування енергопостачанням та навантаженням енергосистеми, пов'язане з виявленням можливих дій споживачів відносно користування енергією.

режим роботи енергосистеми - Сукупність умов роботи енергосистеми за певний інтервал часу з урахуванням їхньої тривалості, послідовності, а також значень та характеру навантаження параметри режиму роботи енергосистеми.

резерв потужності енергосистеми - Різниця між робочою потужністю та навантаженням енергосистеми.

ремонтна схема (електричної мережі, енергетичної системи) - Схема, яка відрізняється від нормальної тим, що через вимкнення одного або декількох елементів електричної мережі (а при експлуатації - також через вимкнений стан пристроїв протиаварійної автоматики) суттєво (понад 10 %) зменшується граничний за стійкістю перетік у будь-якому перетині в даній ремонтній схемі чи в можливому для неї післяаварійному режимі з урахуванням допустимого термічного перевантаження всього обладнання мережі.

ремонтний резерв потужності енергосистеми - Резерв потужності, необхідний для компенсування потужності обладнання, виведеного в плановий ремонт.

ресинхронізація - Процес відновлення синхронної роботи генератора, електричної станції або частини енергосистеми після порушення синхронізму.

розрахунковий (можливий) струм короткого замикання (prospective (available) short-circuit current) - струм, який протікатиме, якщо коротке замикання замінити ідеальним сполученням незначного повного опору без зміни живлення;

розрахунковий резерв потужності енергосистеми - Резерв потужності, необхідний для забезпечення нормальної роботи енергосистеми у процесі її розвитку та експлуатації, який має у своєму складі аварійний і ремонтний резерви потужності.

сальдо перетоків - Алгебраїчна сума всіх міжсистемних перетоків даної енергосистеми з іншими енергосистемами

саморозхитування - Особливий вид порушення статичної стійкості електроенергетичної системи, що відбувається у вигляді зростання з часом амплітуди коливання параметрів режиму, викликаних або малими збуреннями в електроенергетичній системі (насамперед тими, що виникають на її власній частоті), або невідповідністю налаштування автоматичних регуляторів збудження синхронних машин. Саморозхитування досліджується на основі рівнянь Парка-Горева з урахуванням активного опору всіх елементів енергосистеми

сила струму вимкнення симетричного короткого замикання  $I_b$  (symmetrical short-circuit breaking current  $I_b$ ) - дійсне значення інтегрального циклу симетричного складника змінного струму для розрахункового струму короткого замикання у момент розмикання контактів першого полюса для розмикання перемикача;

сила струму симетричного короткого замикання (symmetrical short-circuit current) - дійсне значення симетричної складової змінного струму розрахункового (можливого) струму короткого замикання без урахування аперіодичного складника струму (якщо є);

симетричний струм загальмованого ротора  $I_{LR}$  (symmetrical locked-rotor current ILR) - найбільший симетричний дійсовий струм асинхронного двигуна із загальмованим ротором, на який подається номінальна напруга  $U_{rM}$  з номінальною частотою;

спільний коридор - Ділянки траси ПЛ, на яких горизонтальна відстань між осями паралельного проходження і зближення ПЛ менша, ніж висота найбільш високої опори (для ПЛ-500 кВ - менша ніж 50 м, для ПЛ-750 кВ - менша ніж 75 м).

статична стійкість енергосистеми - Здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму після малих збурень режиму, за яких зміни параметрів дуже малі проти їхніх середніх значень.

статична характеристика навантаження електроенергетичної системи - Залежність активного чи реактивного навантаження енергосистеми від частоти за сталої напруги чи залежність від напруги за сталої частоти.

стійкість енергосистеми - Здатність енергосистеми повертатися до сталого режиму роботи після різного роду збурень.

струм короткого замикання ( short-circuit current) - надструм, спричинений коротким замиканням в електричній системі.

тепловий еквівалент сили струму короткого замикання  $I_{th}$  (thermal equivalent short-circuit current  $I_{th}$ ) - дійсне значення струму, що має ту саму термічну дію і ту саму тривалість, що й фактична сила струму короткого замикання, яка може містити сталий складник струму та може з часом згасати.

траєкторія обважнення режиму - Послідовність усталених режимів, які при зміні у певний спосіб, можливий за реальних умов, деяких параметрів режиму роботи енергосистеми дають змогу досягти межі області статичної стійкості.

увімкнена потужність енергосистеми - Сумарна наявна потужність генераторів енергосистеми, які в даний момент працюють.

увімкнений резерв потужності енергосистеми - Частина резерву потужності енергосистеми, увімкнена в роботу з частковим навантаженням чи без нього і готова до завантаження.

усталений режим роботи енергосистеми - Режим роботи енергосистеми, за якого параметри режиму вважають незмінними.

частковий перетин (в електричній мережі) - Сукупність елементів мережі (частина перетину), відключення яких не призводить до розділення енергосистеми на дві електрично не пов'язані частини (наприклад, у разі паралельної роботи з єдиною енергосистемою Росії - перетин Україна - Центр тощо).

## РОЗДІЛ 1

### ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

Схема заміщення складної системи складається зі схем заміщення окремих її елементів. До складання схем заміщення розглянутої системи, також як і до спрощення потрібно підходити досить ретельно, тому що невдалий вибір схем заміщення може привести до неточних або навіть помилковим результатам.

#### 1.1. Розрахункова схема системи електропостачання та опис її елементів

Розрахункова схема для аналізу аварійного режиму з КЗ складається на основі принципової схеми СЕП в однолінійному зображенні. Принципова схема повинна відповідати схемі електричних з'єднань елементів СЕП для умов нормальної експлуатації з найбільшою кількістю ввімкнених джерел живлення. До розрахункової схеми вводять лише ті елементи СЕП, які в аварійному режимі - як генеруючі джерела або з властивостями електричного опору, в колі перебігу струму КЗ. Тобто в ній показують джерела живлення СЕП (генератори, синхронні компенсатори, статичні джерела реактивної потужності; можливі, у разі переходу на генераторний режим, місцеві джерела живлення (узагальнене навантаження, двигуни) точки КЗ: силові трансформатори, реактори, повітряні та кабельні лінії електромереж, що пов'язують джерела живлення з точками КЗ. У розрахунковій схемі подається ще опис елементів з їх паспортних, номінальних показників в обсязі, необхідному для розрахунків.

Залежно від завдання на розрахунковій схемі можна позначати декілька точок та видів КЗ. Кінцева мета - визначення як найбільших (для перевірки електроустаткування на стійкість до дії струму КЗ), так і найменших (для перевірки релейного захисту) значень аварійних струму, а також залишкових напруг у вузлах мережі. Тому при складанні розрахункової схеми для обчислення відповідних значень параметрів розрахункового аварійного режиму з'ясовують і розрахункові умови (місце розміщення точки, вид та передбачувана розрахункова тривалість КЗ). Аварійному режимові надається смислове значення відповідно до кінцевої мети розрахунку струму КЗ Розрахункові умови режиму визначають з урахуванням розвитку мережі.

Кожен елемент розрахункової схеми характеризується наведеним нижче складом паспортних показників, необхідних для обчислення параметрів режиму з КЗ.

У синхронних машин (електрична система обмеженої потужності, генератор, компенсатор, синхронний електродвигун) - такі типові показники: номінальні повна  $S_{nom}$  (МВ·А) або активна складова  $P_{nom}$  (МВт) потужність, коефіцієнт потужності  $\cos\phi_{nom}$  і напруга  $U_{nom}$  (кВ); опори, відповідно, поздовжньою та поперечною осями: надперехідні  $x_{*d}''$  і  $x_{*q}''$ , перехідні -  $x_{*d}'$  і  $x_{*q}'$ , синхронні  $x_{*d}$  і  $x_{*q}$ , опори розсіювання обмотки

статора  $x_{*\sigma}$ ; опори зворотної послідовності  $x_2$ , активна  $R_1$  та індуктивна  $x_1$  складові опору обмотки збудження (Ом) активна  $R_{1d}$  та індуктивна  $x_{1d}$  складові опору поздовжньої демпферної обмотки, струм збудження граничний  $I_{1, \text{гп}}$  (А), а при роботі в режимі холостого ходу з номінальною напругою -  $I_{1,0}$  (А); постійні часу затухання аперіодичної складової струму статора при трифазному  $T_a^3$  і однофазному  $T_a^1$  КЗ на затискачах машини, сек;  $U_{\phi 10}$  (кВ), струм статора  $I_{10}$  (А) і коефіцієнт потужності  $\cos \phi_{10}$ . у момент часу до появи КЗ коефіцієнт корисної дії електродвигунів  $\eta$  (%).

Якщо СЕП живиться від потужної ЕЕС, то зв'язок з нею може визначатися струмом або потужністю КЗ на приймальних шинах. Відсутність цих даних призводить до того, що наближену оцінку такого зв'язку виконують за номінальним струмом вимикання вимикачів, встановлених на шинах зв'язку з ЕЕС. Припускають, що струм (потужність) трифазного КЗ безпосередньо за вимикачем дорівнює відповідно його номінальному струмові вимикання  $I_{\text{ном.вим}}$  або номінальній потужності вимикання  $S_{\text{ном.вим}}$  при заданій напрузі. На основі цих параметрів і знаходять еквівалентний опір системи.

Асинхронний двигун характеризується номінальними потужністю  $P_{\text{ном}}$  (МВт), напругою  $U_{\text{ном}}$  (кВ), коефіцієнтом потужності  $\cos \phi_{\text{ном}}$ . кратністю пускового струму  $I_{\text{ниск.}}$ , номінальним ковзанням  $s_{\text{ном}}$  (%), кратністю максимального моменту відносно номінального моменту  $M_{\text{max}}$ , опором статора постійному струму  $R$  (Ом), напругою  $U_{\phi(0)}$  (кВ), струмом  $I_{(0)}$  (кА) і коефіцієнтом потужності  $\cos \phi_0$  в момент часу до появи КЗ.

Для силових трансформаторів та автотрансформаторів властива група показників: номінальна потужність  $S_{\text{ном}}$  (МВ·А), номінальні напруги  $U_{\text{Вном}}$ ,  $U_{\text{Сном}}$ ,  $U_{\text{Нном}}$  (кВ), фактичні коефіцієнти трансформації  $n$ , напруга короткого замикання між парами обмоток  $u_{\text{кВ-Н}}$ ,  $u_{\text{кВ-С}}$ ,  $u_{\text{кС-Н}}$  (%) та їх залежність від коефіцієнтів трансформації, діапазон регулювання напруги, що визначає напругу короткою замикання в умовах КЗ (%), втрата активної потужності короткого замикання в обмотках  $\Delta P_{\text{кВ-Н}}$ ,  $\Delta P_{\text{кВ-С}}$ ,  $\Delta P_{\text{кС-Н}}$  або в трансформаторі  $\Delta P_k$  (кВт), схема та група з'єднання обмоток.

Реакторів притаманні: номінальна напруга  $U_{\text{ном}}$  (кВ), номінальний індуктивний опір  $x_{\text{ном}}$  (Ом або %); коефіцієнт зв'язку  $k_{\text{зв}}$  (для зведеного реактора); номінальний струм  $I_{\text{ном}}$  (А); номінальні втрати потужності  $\Delta P_{\text{ном}}$  (кВт) або відношення  $\frac{x_{\text{ном}}}{r}$ .

Повітряні лінії на розрахункових схемах відзначаються: кількістю паралельних ланцюгів; довжиною лінії  $l$  (км); індуктивним опором прямої



послідовності  $x_1$ , і нульової послідовності  $x_0$  (Ом/км); активним опором прямої послідовності  $r_1$ , (Ом/км) або відношенням  $\frac{x_1}{r_1}$ ; активним опором нульової послідовності  $r_0$  (Ом/км). Значення опорів  $x_1$  і  $r_1$  подаються у довідниках залежно від марки проводу і значення середньої геометричної відстані між проводами. Середні розрахункові значення  $x_1$ , складають 0.4 Ом/км для повітряних ліній напругою 6-220 кВ; 0,33 Ом/км для ПЛ напругою 330 кВ (два проводи на фазу) і 0,3 Ом/км для ПЛ напругою 500 кВ (три проводи на фазу). Опір залежить від перетину проводів, відстані між фазами, наявності або відсутності заземлених тросів та сусідніх паралельних ланцюгів.

Кабельні лінії задаються довжиною  $l$ (км), кількістю кабелів на лінії, індуктивним опором прямої послідовності  $x_1$  і нульової послідовності  $x_0$  (Ом/км), активним опором прямої послідовності  $r_1$ , та нульової послідовності  $r_0$  (Ом/км). Значення опорів КЛ залежать від типу кабелю і змінюються в широких межах. Середні значення  $x_1$  дорівнюють: 0,12 Ом/км - для трижильних КЛ напругою 35 кВ; 0,08 Ом/км - для КЛ напругою 6 і 10 кВ; 0,07 Ом/км - для КЛ напругою 3 кВ. Значення опорів  $x_1$  і  $r_0$  залежать від способу прокладання кабелів та їх типів. У випадках трижильних КЛ наближено можна прийняти, що  $x_0 = (3,5...4,6)x_1$ .

Комплексне навантаження має показники конкретних електроспоживачів: повну потужність  $S_{ном}$  МВ·А; коефіцієнт потужності  $\cos\phi_{ном}$  і напругу живлення  $U_{ном}$  кВ. У наближених розрахунках допускається еквівалентність комплексного навантаження з її поданням як узагальнене навантаження з еквівалентними е.р.с. та опором. Рекомендовані значення опорів прямої та зворотної послідовностей елементів комплексних навантажень наведені в табл.1.1.

Таблиця 1.1. Характеристика елементів комплексних навантажень

Елемент комплексного навантаження	$\cos\phi_{НВ}$	Опір, відн.од.	
		Прямої послідовності	Зворотної послідовності
Синхронні електродвигуни високовольтні	0,9	0,04+j0,22	0,04+j0,22
Асинхронні електродвигуни високовольтні	0,9	0,06 + j0,18	0,06+j 0,18
Асинхронні електродвигуни низьковольтні	0,8	0,09 + j 0,154	0,09 +j0,154
Електричні лампи	1,0	1,0	1,13
Газорозрядні джерела світла	0,85	0,85 + j 0,53	0,38+j0,24
Перетворювачі	0,9	0,9 + j0,44	1,66 + j0,81
Електротермічні установки	0,9	1,0 + j0,49	0,4+j0,2

## 1.2. Схема заміщення та способи визначення показників її елементів

Розрахункову схему СЕП можна безпосередньо використовувати для обчислення струму КЗ аналітичними методами. Вона містить реальні елементи (на різних ступенях напруги) з електромагнітними зв'язками опорами втрат і розсіювання. З можливістю застосування методів теорії електричних кіл у розрахунках струму КЗ схему СЕП слід подавати у вигляді електричного контуру. При цьому вважають, що КЗ – симетричне і перехідний процес аналізується в одній фазі. Для цього здійснюють перехід від розрахункової схеми до схеми заміщення, суть якого - в заміні окремих елементів електричними еквівалентами, з'єднаними у такій же послідовності (табл. 1.2).

Схема заміщення складається для кожної точки КЗ. Елемент позначають у вигляді дробу так: у чисельнику - його порядковий номер арабськими цифрами (номер повторюють і на розрахунковій схемі для даного елемента), а в знаменнику - значення опору або іншого показника.

При обчисленні значень показників елементів схем заміщення звернути увагу на перераховане нижче.

У спрощених методах розрахунку активні елементи (генеруючі джерела) розрахункової схеми заміняють еквівалентом у вигляді джерела е.р.с. його опору, які визначаються для моменту часу  $t = 0$  (табл 1.2). Обчислюючи параметри режиму КЗ при  $t > 0$ , значення опорів елементів та струморозподіл у схемі передбачають незмінними для всіх моментів часу  $t \geq 0$  перехідного процесу і рівними обчисленим.

В уточнених методах розрахунку струму КЗ у моменти часу перехідного процесу  $t > 0$ : обчислюють для генеруючих джерел ЕЕС показники  $E_1$  та  $x_1$ , для пасивних же елементів ураховують зміну активної складової опору внаслідок нагрівання струмами КЗ.

Значення показників еквівалентів елементів у схемах заміщення визначають такими способами:

1) в іменованих одиницях виміру із зведенням (перерахунком) значень показників елементів до обраного основного ступеня напруги мережі з використанням фактичних коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та автотрансформаторів;

2) у відносних одиницях виміру із зведенням значень показників елементів розрахункових схем до обраних базисних умов з використанням фактичних коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та автотрансформаторів;

3) в іменованих одиницях виміру із зведенням значень показників елементів розрахункових схем до обраного основного ступеня напруги з використанням наближеного врахування коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та автотрансформаторів;

Таблиця 1.2. Елементи СЕП у розрахункових схемах та їх електричні еквіваленти в схемах заміщення

Елемент	Позначення елемента в схемах	
	Розрахунковий	Заміщення
Генератор і синхронний компенсатор	$G(GC)$ 	$E_{Г,Д}$ $jx_{*d}'' + r$ 
Еквівалентне джерело системи	$GS$ $S_{СК}$ 	$E'' = U_{ср, влч}$ 
Синхронний двигун	$MG$ 	$jx_{*d}'' + r$ $E_{СД}''$ 
Асинхронний двигун	$M$ 	$jx_{*d}'' + r$ $E_{АД}''$ 
Узагальнене навантаження	$S_{НГ}$ 	$Z_{нз}$ $E_{нз}''$ 
Двообмотковий трансформатор	$T$ 	$Z_T$ 
Триобмотковий трансформатор	$T$ 	$Z_B$ $Z_C$ $Z_H$ 
Трифазний трансформатор з обмоткою НН, розщепленою на дві частини	$T$ 	$Z_B$ $Z_{НН1}$ $Z_{НН2}$ 
Трифазний автотрансформатор	$T$ 	$Z_B$ $Z_C$ $Z_H$ 

Продовження таблиці 1.2

Елемент	Позначення елемента в схемах
---------	------------------------------

	Розрахунковий	Заміщення
Група однофазних трансформаторів з обмоткою НН розщепленою на дві частини		
Одноланцюговий реактор		
Подвосний реактор		
Повітряна лінія		
Кабельна лінія		

4) у відносних одиницях виміру із зведенням значень показників елементів розрахункових схем до обраних базисних умов з використанням наближеного врахування коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та автотрансформаторів;

5) в іменованих одиницях виміру із збереженням трансформаторних зв'язків (тобто без зведення значень показників елементів розрахункових схем до одного ступеня напруги) і використанням фактичних коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів і автотрансформаторів.

Докладніше розглянемо зміст кожного із означених способів. Способи 1-й та 2-й називають точним зведенням в іменованих і відносних одиницях виміру, а 3-й і 4-й - наближеним відповідно.

1. Точне зведення в іменованих одиницях виміру полягає в перерахуванні значень показників елементів на ступінь напруги, який називають основним. Таким може бути будь-який ступінь напруги СЕП, у тому числі й фіктивний.

Зведення значень параметрів режиму  $\bar{E}, \bar{U}, \bar{I}$  та опору  $\bar{Z}$  елемента в іменованих одиницях з  $i$ -го ступеня напруги, віддаленого від основного кількома послідовно ввімкненими трансформаторами з фактичними коефіцієнтами трансформації  $n_1, n_2, \dots, n_n$ , здійснюється за співвідношеннями:

$$\bar{E} = \bar{E}_1 \cdot n_1 \cdot n_2 \dots n_n ;$$

$$\bar{U} = \bar{U}_1 \cdot n_1 \cdot n_2 \dots n_n ;$$

$$\bar{I} = \bar{I}_1 / n_1 \cdot n_2 \dots n_n$$

$$\bar{Z} = \bar{Z}_1 \cdot (n_1, n_2 \dots n_n)^2$$

Тут  $\bar{E}, \bar{U}, \bar{I}, \bar{Z}$  - зведені величини, а коефіцієнти трансформації кожного трансформатора визначають як відношення напруги холостого ходу обмотки зверненої до основного ступеня напруги, до напруги холостого ходу обмотки, зверненої до ступеня напруги, де міститься елемент, параметри якого зводяться.

Якщо первинні параметри режиму  $\dot{E}_{(ном)}, \dot{U}_{(ном)}, \dot{I}_{(ном)}$  та опір  $\dot{Z}_{(ном)}$  елемента задані у відносних одиницях виміру щодо номінальних умов (номінальна напруга  $U_{ном}$  та потужність  $S_{ном}$  на  $i$ -му ступені напруги то їхні зведені до основного ступеня напруги значення в іменованих одиницях виміру встановлюють за виразами:

$$\begin{aligned} \bar{E} &= \bar{E}_{*(ном)i} U_{ном} \cdot n_1, n_2 \dots n_m \\ \bar{U} &= \bar{U}_{*(ном)i} U_{ном} \cdot n_1, n_2 \dots n_m \\ \bar{I} &= \bar{I}_{*(ном)i} S_{ном} / (\sqrt{3} U_{ном} \cdot n_1, n_2 \dots n_m) \\ \bar{Z} &= \bar{Z}_{*(ном)i} U_{ном}^2 \cdot (n_1, n_2 \dots n_m)^2 / S_{ном} \end{aligned}$$

У схемі заміщення, де значення показників елементів зведені і обчислені значення параметрів режиму будуть натуральними тільки для основного ступеня напруги. Для іншого ж ступеня напруги СЕП натуральні значення струму та напруги визначають перерахуванням за відповідними коефіцієнтами трансформації трансформаторів між шуканим і основним ступенями.

2. Зміст точного зведення у відносних одиницях виміру - в перерахуванні значень показників елементів розрахункової схеми до базисних умов. Останні визначаються:

- довільно вибраним значенням базисної потужності  $S_{\bar{o}}$  (для спрощення розрахунку одного порядку з сумарною потужністю джерел живлення та кратної десяти, тобто 100. 1000);
- базисною напругою для ступеня напруги, що береться за основну  $U_{осн}$  ;
- базисним струмом на основному ступені напруги:

$$I_{\bar{o},осн} = S_{\bar{o}} / (\sqrt{3} U_{\bar{o},осн})$$

Для інших ступенів напруги СЕП базисну напругу обчислюють з урахуванням фактичних коефіцієнтів трансформації, використовуючи формулу:

$$U_{\bar{o},i} = U_{\bar{o},осн} / (n_1 n_2 \dots n_{i-1}).$$

а базисний струм - за виразом:

$$I_{\bar{o},i} = I_{\bar{o},осн} / (n_1 n_2 \dots n_{i-1}).$$

тобто для кожного ступеня напруги повинно зберігатися співвідношення:

$$S_{\bar{\sigma}} = \sqrt{3}U_{\bar{\sigma},i}I_{\bar{\sigma},i}$$

Якщо первинні показники елемента розрахункової схеми  $\dot{E}, \dot{U}, \dot{I}$  та  $\dot{Z}$  задані в іменованих одиницях виміру на  $i$ -му ступені напруги мережі СЕП, то для зведення їх до базисних умов застосовують вирази:

$$\dot{E}_{*(\bar{\sigma})} = \bar{E}_i / U_{\bar{\sigma},i}$$

$$\dot{U}_{*(\bar{\sigma})} = \bar{U}_i / U_{\bar{\sigma},i}$$

$$\dot{I}_{*(\bar{\sigma})} = \bar{I}_i / U_{\bar{\sigma},i}$$

$$\dot{Z}_{*(\bar{\sigma})} = \bar{Z}_i S_{\bar{\sigma}} / U_{\bar{\sigma},i}^2$$

де  $U_{\bar{\sigma}}, I_{\bar{\sigma}}$  - відповідно базисна напруга та базисний струм того ступеня напруги мережі, на якому міститься даний елемент розрахункової схеми.

Якщо первинні показники  $E_{*(ном)i}, U_{*(ном)i}, I_{*(ном)i}$  та  $Z_{*(ном)i}$  елемента  $i$ -го ступеня напруги розрахункової схеми задані у відносних одиницях виміру щодо номінальних показників елемента (номінальні потужність  $S_{ном}$ , напруга  $U_{ном}$ , струм  $I_{ном}$ ), то їх зведення до базисних умов виконують за формулами:

$$\dot{E}_{*(\bar{\sigma})} = \dot{E}_{*(ном)i} U_{ном} / U_{\bar{\sigma},i}$$

$$\dot{U}_{*(\bar{\sigma})} = \dot{U}_{*(ном)i} U_{ном} / U_{\bar{\sigma},i}$$

$$\dot{I}_{*(\bar{\sigma})} = \dot{I}_{*(ном)i} (S_{ном} / (\sqrt{3}U_{ном})) (\sqrt{3}U_{\bar{\sigma},i} / S_{\bar{\sigma}})$$

$$Z_{*(\bar{\sigma})} = Z_{*(ном)i} (U_{ном}^2 / S_{ном}) (S_{\bar{\sigma}} / U_{\bar{\sigma},i}^2)$$

$$Z_{*(\bar{\sigma})} = Z_{*(ном)i} (U_{ном} / I_{ном}) (I_{\bar{\sigma}} / U_{\bar{\sigma},i})$$

У схемі заміщення зі значеннями показників елементів у відносних одиницях виміру, зведених до базисних умов, натуральні значення параметрів режиму (наприклад, струму КЗ) визначають:

на основному ступені напруги:

$$\dot{I}_{к,осн} = \dot{I}_{*(\bar{\sigma}),к} I_{\bar{\sigma},осн}$$

на інших  $i$ -тих ступенях напруги:

$$\dot{I}_{к,i} = \dot{I}_{*(\bar{\sigma}),к} I_{\bar{\sigma},i}$$

3. Наближене зведення в іменованих одиницях виміру має своєю суттю перерахування значень показників елементів розрахункової схеми до одного ступеня напруги, що береться за основний. При цьому зведення базується на використанні середніх значень коефіцієнтів трансформації трансформаторів чи автотрансформаторів. Для кожного ступеня напруги

визначається середня номінальна напруга за шкалою, кВ: 1150; 750; 515; 440; 340; 230; 158, 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5, 6,3; 3,15; 1,21; 0.69; 0.4; 0,23; 0,133. Середні значення коефіцієнтів трансформації визначають рівними співвідношенням середніх номінальних напруг відповідних обмоток трансформатора або автотрансформатора. Враховуючи це, добуток коефіцієнтів трансформації для послідовно ввімкнених між  $i$ -им та основним ступенями трансформаторів:

$$n_{cp,i} n_{cp,i+1} \dots n_{cp,m} = \frac{U_{cp,i+1}}{U_{cp,i}} \cdot \frac{U_{cp,i+2}}{U_{cp,i+1}} \dots \frac{U_{cp,осн}}{U_{cp,m}} = \frac{U_{cp,осн}}{U_{cp,i}}$$

де  $U_{cp,i}$  - середня номінальна напруга  $i$ -го ступеня трансформації, з якого здійснюється перерахунок;  $U_{cp,осн}$  - те ж для основного ступеня напруги.

Зведення в іменованих одиницях виміру до основного ступеня напруги значень параметрів режиму та опорів з  $i$ -го ступеня напруги виконують виразами:

$$\begin{aligned} \widehat{E} &= \dot{E}_i (U_{cp,осн} / U_{cp,i}); \\ \widehat{U} &= \dot{U}_i (U_{cp,осн} / U_{cp,i}); \\ \widehat{I} &= \dot{I}_i / (U_{cp,осн} / U_{cp,i}); \\ \widehat{Z} &= \underline{Z}_i (U_{cp,осн} / U_{cp,i})^2. \end{aligned}$$

Якщо до основного ступеня напруги зводяться показники, задані на  $i$ -му ступені у відносних одиницях виміру (щодо номінальних умов), то використовувати вирази:

$$\begin{aligned} \widehat{E} &= \dot{E}_{*(ном)i} U_{cp,i} (U_{cp,осн} / U_{cp,i}) = \dot{E}_{*(ном)i} U_{cp,осн}; \\ \widehat{U} &= \dot{U}_{*(ном)i} U_{cp,i} (U_{cp,осн} / U_{cp,i}) = \dot{U}_{*(ном)i} U_{cp,осн}; \\ \widehat{I} &= \dot{I}_{*(ном)i} [S_{ном} / (\sqrt{3} \cdot U_{cp,i})] / (U_{cp,осн} / U_{cp,i}) = \\ &= \dot{I}_{*(ном)i} S_{ном} / (\sqrt{3} \cdot U_{cp,осн}); \\ \widehat{Z} &= \underline{Z}_{*(ном)i} (U_{cp,i}^2 / S_{ном}) (U_{cp,осн}^2 / U_{cp,i}^2) = \\ &= \underline{Z}_{*(ном)i} U_{cp,осн}^2 / S_{ном}. \end{aligned}$$

Параметри режиму КЗ, обчислені за виразами, будуть натуральними для основного ступеня напруги, а для решти  $i$ -их ступенів напруги дійсні значення визначають перерахуванням за середніми значеннями коефіцієнтів трансформації, наприклад струму КЗ:

$$\dot{I}_{к,i} = \dot{I}_{к,осн} / (U_{cp,i} / U_{cp,осн})$$

4. Наближене зведення у відносних одиницях виміру - це перерахування до базисних умов значень показників елементів СЕП за середніми значеннями коефіцієнтів трансформації. Базисні умови задають базисними потужністю  $S_{\sigma}$  і напругою  $U_{\sigma,осн}$ , що беруть останню рівною

середній номінальній напрузі основного ступеня  $U_{\bar{\sigma},осн} = U_{ср,осн}$  ; базисним струмом  $I_{\bar{\sigma},осн}$  , що обчислюється за виразом.

На інших і-их ступенях напруги базисні умови визначаються:

значенням базисної напруги і-го ступеня, яке внаслідок обчислення дорівнює її середній номінальній напрузі, тобто  $U_{\bar{\sigma},i} = U_{ср,i}$  ;

значенням базисного струму і-го ступеня

$$I_{\bar{\sigma},i} = S_{\bar{\sigma}} / (\sqrt{3} \cdot U_{ср,i})$$

Якщо первинні значення показників елементів розрахункової схеми СЕП задані на і-му ступені напруги в іменованих одиницях виміру, то їх зведене значення визначають за виразами:

$$\dot{E}_{*(\bar{\sigma})} = \dot{E}_i (U_{ср,осн} / U_{ср,i}) / U_{ср,осн} = \dot{E}_i / U_{ср,i};$$

$$\dot{U}_{*(\bar{\sigma})} = \dot{U}_i (U_{ср,осн} / U_{ср,i}) / U_{ср,осн} = \dot{U}_i / U_{ср,i};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{*(\bar{\sigma})} &= [\dot{I}_i / (U_{ср,осн} / U_{ср,i})] / [S_{\bar{\sigma}} / \sqrt{3} \cdot U_{ср,осн}] = \\ &= \dot{I}_i / (S_{\bar{\sigma}} / \sqrt{3} \cdot U_{ср,i}) = \dot{I}_i / \dot{I}_{\bar{\sigma},i}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{*(\bar{\sigma})} &= \underline{Z}_i (U_{ср,осн} / U_{ср,i})^2 (S_{\bar{\sigma}} / U_{ср,осн}^2) = \\ &= \underline{Z}_i S_{\bar{\sigma}} / U_{ср,i}^2. \end{aligned}$$

Первинні показники елементів розрахункової схеми СЕП, задані у відносних одиницях виміру (щодо номінальних умов) на і-му ступені напруги, перераховують за виразами:

$$\dot{E}_{*(\bar{\sigma})} = \dot{E}_{*(ном)i} U_{ср,i} (U_{ср,осн} / U_{ср,i}) /$$

$$/ U_{ср,осн} = \dot{E}_{*(ном)i};$$

$$\dot{U}_{*(\bar{\sigma})} = \dot{U}_{*(ном)i} U_{ср,i} (U_{ср,осн} / U_{ср,i}) /$$

$$/ U_{ср,осн} = \dot{U}_{*(ном)i};$$

$$\dot{I}_{*(\bar{\sigma})} = \{ \dot{I}_{*(ном)i} [S_{ном} / (\sqrt{3} \cdot U_{ср,i})] /$$

$$/ [U_{ср,осн} / U_{ср,i}] \} / [S_{\bar{\sigma}} / (\sqrt{3} \cdot U_{ср,осн})] = \dot{I}_{*(ном)i} S_{ном} / S_{\bar{\sigma}};$$

$$\underline{Z}_{*(\bar{\sigma})} = (\underline{Z}_{*(ном)i} U_{ср,i}^2 / S_{ном}) (U_{ср,осн} / U_{ср,i})^2 /$$

$$/ (U_{ср,осн}^2 / S_{\bar{\sigma}}) = \underline{Z}_{*(ном)i} S_{\bar{\sigma}} / S_{ном}.$$

У кінцевому вигляді виразів відсутня напруга основного ступеня, що спрощує розрахунки. Як бачимо з їх проміжних перетворень, вона враховується приховано.

5. У схемах заміщення із збереженням трансформаторних зв'язків показники елементів розраховують в іменованих одиницях виміру. Трансформаторні зв'язки зберігають, якщо:

враховується перемикання розгалужень для регулювання напруги трансформаторів або автотрансформаторів;

у розрахунковій схемі є паралельні до трансформаторних зв'язків



контури з іншими значеннями коефіцієнтів трансформації;

параметри режиму КЗ розраховують із застосуванням моделей змінного струму, де трансформаторні зв'язки вводять безпосередньо.

За цим способом розрахунку:

показники елементів визначені для ступеня напруги, де вони розміщені; відповідно при зміні значення напруги внаслідок його регулювання необхідне переобчислення опорів елементів не лише для цього ступеня;

обчислені параметри режиму КЗ мають натуральні значення на кожному ступені напруги.

Схема заміщення трансформатора із збереженням трансформаторного зв'язку складається без урахування вітки намагнічування з послідовно ввімкнених ідеального трансформатора з коефіцієнтом трансформації  $n_T = U_2 / U_1$  і опору розсіювання трансформатора  $Z_T$ . Якщо паралельні кола мають трансформатори з різними значеннями коефіцієнтів трансформації (відповідно  $n_{T1}$  і  $n_{T2}$ ), то схема заміщення таких паралельних кіл з трансформаторними зв'язками (рис 1.1,б) містить в одному з кіл, наприклад у другому, додатковий ідеальний трансформатор з коефіцієнтом трансформації  $n_{T2} / n_{T1}$  і в обох колах ідеальні трансформатори з коефіцієнтами трансформації  $n_{T1}$  та опори розсіювання  $Z_{T1}$  і  $Z_{T2}$  з'єднані як і в розрахунковій схемі.

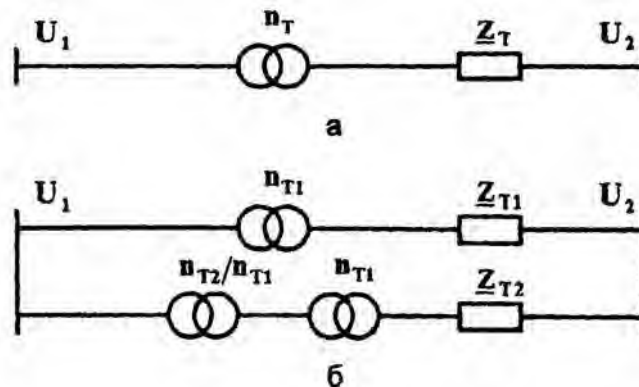


Рис. 1.1. Схеми заміщення із збереженням трансформаторних зв'язків а - для одного трансформатора; б - для паралельно ввімкнених трансформаторів з різними коефіцієнтами трансформації.

Коли немає потреби враховувати індивідуальне регулювання напруги або паралельно ввімкнені трансформатори характеризуються мало відмінними коефіцієнтами трансформації, у наближених розрахунках можна використати середнє значення коефіцієнту трансформації.

$$n_{T.ср} \approx \sqrt{n_{T1}n_{T2}}$$

### 1.3. Складання схем заміщення. Системи одиниць

Розрахунок періодичної складової струму к.з. починають зі складання

для початкової розрахункової схеми її еквівалентної схеми заміщення. Остання подається в однолінійному зображенні (для однієї фази) і містить усі елементи розрахункової схеми (генератори, трансформатори, лінії тощо), їх зв'язки між собою і точкою к.з. Елементи вводять у схему своїми еквівалентними опорами, а джерела живлення, крім того, й е.р.с. Опори й е.р.с. доцільно позначати номерами і указувати їх величини, наприклад, у вигляді дробу, чисельник якого є порядковим номером елемента, а знаменник — його величина у відносних або іменованих одиницях.

Генератори і навантаження вводять в схему заміщення параметрами, які відповідають моменту часу, для якого розраховується струм к.з. (для  $t = 0 : E''_q, x''_d, E''_p, x''_n$ ; для  $t = \infty : E_q, x_d, x_n$ ).

Параметри елементів розрахункової схеми встановлюються відповідно до їх паспортних даних. При цьому деякі з них позначаються в іменованих одиницях (Вольт, Ампер, Ом), а інші у відносних одиницях. Наприклад, для повітряних і кабельних ліній електропередач задаються довжина лінії і її видалений опір в Ом/км. Тоді опір лінії в іменованих одиницях знаходиться так:

$$x_l = x_0 l \quad (\text{Ом}),$$

$$r_l = r_0 l \quad (\text{Ом}).$$

Для генераторів, трансформаторів, струмообмежувальних реакторів, двигунів, узагальненого навантаження опір задається у відносних одиницях. Як відомо, під відносним значенням якої-небудь величини розуміють її відношення до іншої однойменної фізичної величини, вибраної за одиницю вимірювання. У цьому випадку відносні опори вказаних елементів задаються за номінальних мов, тобто є часткою від опорів, який знаходиться з виразу:

$$Z = \frac{U_n}{\sqrt{3}I_n} = \frac{U_n^2}{S_n}$$

Тоді опір в іменованих одиницях:

— генератора:

$$X''_d = X''_{d*} \frac{U_n^2}{S_n}, \text{ Ом};$$

трансформатора:

$$X_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}, \text{ Ом};$$

реактора:

$$X_p = \frac{U_p \%}{100} = \frac{U_n}{\sqrt{3}I_n}, \text{ Ом};$$

— асинхронного двигуна:

$$X''_{дв} = \frac{1 \cdot U_n}{K_{II} \sqrt{3}I_n} = \frac{U_n^2 \eta \cos \varphi}{K_n P_n}, \text{ Ом};$$

— узагальненого (комплексного) навантаження:

$$X_n'' = 0,35 \frac{U_n''}{S_n}, \text{ Ом,}$$

де  $U_n$  — номінальна напруга елемента (для трансформатора — напруга вищої або нижчої сторони);  $K_n$  — відносний пусковий струм асинхронного двигуна (коефіцієнт кратного пуску).

Практично будь-яка розрахункова схема системи містить трансформатори. Тому при складанні схем заміщення магнітозв'язані ланцюги мають замінюватися еквівалентним електричнозв'язаним колом. Складання такої схеми заміщення зводиться до приведення опорів і е.р.с. елементів, які є на різних ступенях трансформації заданої схеми, до якогонебудь одного ступеня, який береться за основний.

У загальному випадку, вирази для визначення приведених до основного ступеня значень е.р.с. (напруг), струму і опорів мають вигляд:

$$E = (K_1 K_2 \dots K_n) E, \quad I = \frac{1}{K_1 K_2 \dots K_n} I, \quad Z = (K_1 K_2 \dots K_n)^2 Z.$$

де  $K_1 K_2 \dots K_n$  — коефіцієнти трансформації ряду послідовно включених у схемі трансформаторів, які визначаються як відношення їх лінійних напруг в напрямку від вибраного основного ступеня напруг до того ступеня, елементи якого підлягають приведенню.

Приведення опорів і е.р.с. до одного ступеня напруги може бути виконано точно з урахуванням дійсних коефіцієнтів трансформації, вказаних у паспортних даних, або приблизно з урахуванням коефіцієнтів трансформації, знайдених як відношення середніх номінальних напруг  $U_{\text{сер.н}}$  відповідних ступенів трансформації. Шкала середніх номінальних напруг є такою: 515; 340; 230; 115; 37; 24; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23 кВ.

У практичних задачах розрахунків струму короткого замикання застосовується метод розрахункових кривих. Метод заснований на застосуванні спеціальних кривих  $I_{\text{нкт}^*}^{(3)} = f(x_{\text{розр}^*})$ , які є залежностями періодичної складової струму в місці трифазного к.з. для будь-якого моменту часу від розрахункової реактивності схеми відносно точки к.з. Значення  $I_{\text{нкт}^*}$  і  $x_{\text{розр}^*}$  виражені у відносних одиницях за номінальних умов джерел живлення.

Порядок розрахунку

Для початкової розрахункової схеми складається схема заміщення, в яку генератори вводять надперехідними реактивностями. Навантаження не враховують, окрім крупних двигунів і синхронних компенсаторів, які розташуються поблизу точки к.з. і розглядаються як генератори реактивної потужності. Е.р.с. у схему заміщення не вводять.

Визначають опори елементів схеми заміщення в іменованих одиницях

(див. табл.1.3) і проводять відповідні перетворення схеми заміщення до виду короткозамкнутого ланцюга.

Таблиця 1.3 Еквівалентні опори елементів систем

Найменування	Позначення на схемах	Схема заміщення	Реактивності X-елементів		
			Відносні номінальні одиниці	Ом	Відносні базові одиниці
Синхронний генератор (двигун, компенсатор)			$X_d'', X_d'$	$X_d'' = \frac{U_H^2}{S_H}$	$X_d = \frac{S_{\sigma}}{S_H}$
Дво-обмотковий трансформатор			$\frac{U_{k\%}}{100}$	$\frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$\frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}$
Триобмотковий трансформатор			$X_B = 0,5(X_{BH} + X_{BC} + X_{CB}); X_{BH} = \frac{U_{KBH}}{100}$ $X_C = 0,5(X_{BC} + X_{CH} + X_{BH}); X_{CH} = \frac{U_{KCH}}{100}$ $X_H = 0,5(X_{BH} + X_{CH} + X_{BC}); X_{BC} = \frac{U_{KBC}}{100}$		
ЛЕП Повітряна кабельна			-	$X_0 \cdot l$ $X_0, Ом / км$	$X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}$
Струмо-обмежувальний реактор			$X_P \%$	$\frac{X_P \%}{100} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H}$	$\frac{X_P \%}{100} \cdot \frac{I_{\sigma}}{I_H} \cdot \frac{U_H}{U_{\sigma}}$
Здвоєний реактор			$X_1 = -KX_P \%$ $X_2 = X_3 = (1+K)X_P \%$ $K \approx 0,5$	$\frac{X_P \%}{100} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H}$	$\frac{X_P \%}{100} \cdot \frac{I_{\sigma}}{I_H} \cdot \frac{U_H}{U_{\sigma}}$
Асинхронний двигун			$X_{ДВ}'' = \frac{1}{K_H} = \frac{1}{I_{пуск}}$	$\frac{1}{K_H} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} I_H}$	$\frac{1}{K_H} \cdot \frac{S_{\sigma} \eta \cos \varphi}{P}$
Узагальнене навантаження			$X_{H^*}'' = 0,35$ $E_{H^*}'' = 0,85$	$0,35 \frac{U_H^2}{S_H}$	$0,35 \frac{S_H}{S_H}$

Е.р.с. і опір елементів схеми заміщення можуть бути виражені не тільки в іменованих одиницях, як це показано вище, а й у відносних одиницях. Для цього на основному ступені напруги довільно встановлюють так звані базисні одиниці (або умови), тобто ті величини, які мають служити відповідним одиницям вимірювання.

Звичайно задаються базисною потужністю  $S_{\sigma}$  (яка на всіх ступенях трансформації однакова) і базисною напругою основного ступеня  $U_{\sigma,осн}$ . Дві інші базисні величини визначають із виразів:

$$I_{\sigma,осн} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}; Z_{\sigma} = \frac{U_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{\sigma}} = \frac{U_{\sigma}^2}{S_{\sigma}}$$

Базисні одиниці вимірювання на інших ступенях напруги пов'язані з

базисними одиницями основного ступеня через коефіцієнти трансформації:

$$U_{*\bar{b}} = U_{\bar{b}.осн} \cdot \frac{1}{K_1 K_2 \dots K_n};$$

$$I_{*\bar{b}} = I_{\bar{b}} \cdot K_1 K_2 \dots K_n,$$

$$I_{*\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} U_{*\bar{b}}}.$$

Будь-які величини, які входять у розрахунок і задаються в іменованих одиницях, переводяться у відносні базисні одиниці таким чином:

$$E_{*\bar{b}} = \frac{E}{U_{\bar{b}}}; I_{*\bar{b}} = \frac{I}{I_{\bar{b}}}; S_{*\bar{b}} = \frac{S}{S_{\bar{b}}}; Z_{*\bar{b}} = \frac{Z}{Z_{\bar{b}}} = Z \cdot \frac{\sqrt{3} I_{\bar{b}}}{U_{\bar{b}}} = Z \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{\bar{b}}^2},$$

де  $U, I, Z, S$  — значення величини в іменованих одиницях (кВ, кА, Ом, мВА);

$U_{\bar{b}}, I_{\bar{b}}, Z_{\bar{b}}, S_{\bar{b}}$  — базисні величини на тому ж ступені напруги.

Тут зірочка (\*) позначає, що величина виражена у відносних одиницях, а індекс ( $\bar{b}$ ) — що ця величина належить до базисних одиниць вимірювань.

Якщо величини задані у відносних одиницях за номінальних умов, то їх перерахунок до базисних умов відбувається за такими співвідношеннями:

$$E_{*\bar{b}} = E_n \frac{U_n}{U_{\bar{b}}};$$

$$Z_{*\bar{b}} = Z_n \cdot \frac{I_{\bar{b}} U_n}{I_n U_{\bar{b}}};$$

$$Z_{*\bar{b}} = Z_n \cdot \frac{S_{\bar{b}} U_n^2}{S_n U_{\bar{b}}^2};$$

У наближених розрахунках вважають, що номінальна напруга всіх елементів одного ступеня напруги однакова і дорівнює середній номінальній напрузі, відповідно до наведеної шкали, і беруть  $U_{\bar{b}} = U_{сер.н}$ .

Тоді розрахункові вирази мають простий вигляд:

$$E_{*\bar{b}} = E_n;$$

$$Z_{*\bar{b}} = Z_n \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_n}.$$

Слід ще раз зазначити, що в кожному з наведених виразів під  $U_{\bar{b}}, I_{\bar{b}}$  завжди мають на увазі базисні напруги і струм того ступеня трансформації, де є елементи, параметри яких визначаються у відносних базисних одиницях.

Після виконання розрахунків у відносних базисних одиницях діючі значення напруг, струму, потужностей в іменованих одиницях знаходять за формулами зворотного перерахунку:

$$U = U_{\bar{\sigma}} I_{\bar{\sigma}} ;$$

$$I = I_{\bar{\sigma}} I_{\bar{\sigma}} ;$$

$$S = S_{\bar{\sigma}} S_{\bar{\sigma}} .$$

Точність розрахунків не залежить від того, в якій системі одиниць зроблені розрахунки.

### 1.3.1 Застосування наближеного зведення у відносних одиницях виміру для розрахунку опорів схем заміщення

Показники елементів короткозамкненого кола розрахункової схеми зводять до базисних умов. У практичних розрахунках опори (відн. од. виміру) для конкретних елементів короткозамкненого кола визначають за нижченаведеними формулами.

При ввімкненні синхронних генераторів, компенсаторів та синхронних електродвигунів на  $i$ -му ступені напруги з  $U_{\bar{\sigma},i} = U_{cp,i}$  :

$$x_{*(\bar{\sigma})} = x_{*d}'' S_{\bar{\sigma}} / S_{ном} ;$$

на ступені напруги з  $U_{cp} \neq 1,05U_{ном}$

$$x_{*(\bar{\sigma})} = (x_{*d}'' U_{ном}^2 / S_{ном}) / (U_{\bar{\sigma},i}^2 / S_{\bar{\sigma}}) ;$$

Для синхронних електродвигунів  $x_{*(ном)} = x_d \approx I / I_{*пуск}$  , де  $I_{*пуск} = I_{пуск} / I_{ном}$  - кратність пускового струму при пуску від повної напруги. Для асинхронних електродвигунів  $x_{*(ном)} = x_*'' \approx I / I_{*пуск}$  замість  $x_{*d}''$  необхідно підставити  $x''$  .

Зведений опір джерел ЕЕС:

$$x_{*(\bar{\sigma})} = x_{*GS}'' S_{\bar{\sigma}} / S_{ном}$$

або

$$x_{*(\bar{\sigma})} = S_{\bar{\sigma}} / S_{\kappa(t=0)} \approx I_{\bar{\sigma},i} / I_{вим,ном} .$$

При ввімкненні трифазних двообмоткових трансформаторів на  $i$ -му ступені напруги з  $U_{\bar{\sigma},i} = U_{cp,i}$

$$Z_{*(\bar{\sigma})} = (u_k / 100) S_{\bar{\sigma}} / S_{ном} ;$$

$$r_{*(\bar{\sigma})} = \Delta P_k S_{\bar{\sigma}} / S_{ном}^2 ;$$

$$x_{*(\bar{\sigma})} = \sqrt{Z_{*(\bar{\sigma})}^2 - r_{*(\bar{\sigma})}^2} .$$

Для трифазних трансформаторів (автотрансформаторів):

$$\left. \begin{aligned} Z_{*(\bar{\sigma})B} &= 0,5(u_{k,B-H} + u_{k,B-C} - u_{k,C-H}) S_{\bar{\sigma}} / (100 S_{ном}); \\ Z_{*(\bar{\sigma})C} &= 0,5(u_{k,B-C} + u_{k,C-H} - u_{k,B-H}) S_{\bar{\sigma}} / (100 S_{ном}); \\ Z_{*(\bar{\sigma})H} &= 0,5(u_{k,B-H} + u_{k,C-H} - u_{k,B-C}) S_{\bar{\sigma}} / (100 S_{ном}); \end{aligned} \right\}$$

$$r_{*(\bar{\sigma})B} = r_{*(\bar{\sigma})C} = r_{*(\bar{\sigma})H} = 0,5 \Delta P_k S_{\bar{\sigma}} / S_{ном}^2 .$$

Для трифазних двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою НН та окремою роботою частин обмотки НН1 і НН2:

$$\left. \begin{aligned} Z_{*(\delta)B} &= u_{k,B-HH} (1 - k_{розщ} / 4) S_{\delta} / (100 S_{ном}); \\ Z_{*(\delta)HH1} &= Z_{*(\delta)HH2} = u_{k,B-C} k_{розщ} S_{\delta} / (200 S_{ном}); \\ r_{*(\delta)B} &= \Delta P_{k,B-HH} S_{\delta} / S_{ном}^2; \\ r_{*(\delta)HH1} &= r_{*(\delta)HH2} = 2r_{*(\delta)B}, \end{aligned} \right\}$$

де  $k_{розщ}$  — коефіцієнт розщеплення ( $k_{розщ} = Z_{розщ} / Z_{k,B-HH}$ );  
 $Z_{HH1} = Z_{HH2} = Z_{розщ} / 2$ . За даними випробувань  $k_{розщ} = 3,5$ . При цьому:

$$\left. \begin{aligned} Z_{*(\delta)B} &= 0,125 u_{k,B-HH} S_{\delta} / (100 S_{ном}); \\ Z_{*(\delta)HH1} &= r_{*(\delta)HH2} = 1,75 u_{k,B-HH} S_{\delta} / (100 S_{ном}). \end{aligned} \right\}$$

У разі паралельної роботи частин обмотки НН1 та НН2 трансформатор має наскрізний індуктивний опір:

$$Z_{*(\delta)СК} = (u_{k,B-HH} / 100) S_{\delta} / S_{ном}.$$

Опір трансформаторів з РПН обчислюють залежно від регульованої напруги  $U_{B,n}$  на даному розгалуженні  $n$  та напруги КЗ  $u_{B,n}$  за формулою:

$$Z_{*(\delta)n} = (u_{k,n} / 100) (U_{B,n}^2 / S_{ном}) / (U_{B,i}^2 / S_{\delta}).$$

Напруга короткого замикання та відповідно йому напруга розгалуження, та визначаються для трьох положень регулятора РПН: середнього і двох крайніх. Установлюють розрахункові значення цих напруг, віднесених до номінальної потужності трансформатора та напруг відповідних розгалужень. Для трансформатора з розщепленою обмоткою НН значення  $u_{k,n}$  віднесене для значення потужності  $S_{HH1(HH2)} = 0,5 S_{ном}$ . Для триобмоткового трансформатора опори трипроменевої схеми заміщення розраховують після визначення за даними значеннями напруг КЗ обмоток:

$$u_{k,B-C,n}, u_{k,B-H,n}, u_{k,C-H,n}, u_{k,B,n}, u_{k,C,n}, u_{k,H,n}$$

у середньому та крайніх положеннях регулятора РПН.

При ввімкненні однофазних двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою НН:

$$\left. \begin{aligned} Z_{*(\delta)B} &= 0; \\ Z_{*(\delta)HH1} &= Z_{*(\delta)HH2} = 2(u_{k,B-HH} / 100) S_{\delta} / S_{ном}, \end{aligned} \right\}$$

а для однофазних трансформаторів з такою ж обмоткою:

$$\left. \begin{aligned} Z_{*(\delta)B} &= 0,5(u_{k,B-H} + u_{k,B-C} - u_{k,C-H}) S_{\delta} / (100 S_{ном}); \\ Z_{*(\delta)C} &= 0,5(u_{k,B-C} + u_{k,C-H} - u_{k,B-H}) S_{\delta} / (100 S_{ном}); \\ Z_{*(\delta)HH1} &= Z_{*(\delta)HH2} = 2Z_{*СК} S_{\delta} / S_{ном}; \\ Z_{*(\delta)HH} &= (Z_{*HH} - Z_{*СК}) S_{\delta} / S_{ном}, \end{aligned} \right\}$$

де

$$Z_{*CK} = (u_{k,B-H} / 100) \parallel (u_{k,C-H} / 100);$$

$$Z_{*HH} = 0,5(u_{k,B-H} + u_{k,C-H} - u_{k,B-C}) / 100.$$

Зведений опір одноланцюгового реактора:

$$x_{*(\bar{o})} = x_{ном} I_{\bar{o}} U_{p,ном} / (100 I_{p,ном} U_{\bar{o},i});$$

$$r_{*(\bar{o})} = \Delta P_{ном} S_{\bar{o}} / (I_{p,ном}^2 U_{\bar{o},i}^2),$$

а для подвоєного:

$$\left. \begin{aligned} x_{*(\bar{o})1} = x_{*(\bar{o})2} &= (1 + k_{зв}) x_{ном} I_{\bar{o}} U_{p,ном} / (100 I_{p,ном} U_{\bar{o},i}); \\ x_{*(\bar{o})3} &= -k_{зв} x_{ном} I_{\bar{o}} U_{p,ном} / (100 I_{p,ном} U_{\bar{o},i}); \end{aligned} \right\}$$

$$\left. \begin{aligned} r_{*(\bar{o})1} = r_{*(\bar{o})2} &= \Delta P_{ном} S_{\bar{o}} / (I_{p,ном}^2 U_{\bar{o},i}^2); \\ r_{*(\bar{o})3} &= 0. \end{aligned} \right\}$$

Зведені опори лінії електропередачі:

$$\left. \begin{aligned} r_{*(\bar{o})} &= r_{num} l S_{\bar{o}} / U_{cp,i}^2; \\ x_{*(\bar{o})} &= x_{num} l S_{\bar{o}} / U_{cp,i}^2. \end{aligned} \right\}$$

#### 1.4. Параметри схеми заміщення повітряної ЛЕП

Активний опір повітряної лінії обумовлює нагрівання проводів внаслідок протікання електричного струму. Для сталевалюмінієвих проводів, які є основними для повітряних ЛЕП, активний опір визначається головним чином алюмінієвою частиною. Активний опір залежить від матеріалу провідника, його довжини й перетину й вимірюється в [Ом]:

$$R = Q \frac{l}{F}$$

де  $Q$  — питомий опір провідника, Ом-мм /км;  $l$  — довжина лінії, км;  $F$  — перетин, мм.

Для сталевалюмінієвих проводів (позначення марки проводу — АС), виконаних у вигляді сталевого багатодротового сердечника й багатодротової алюмінієвої оболонки, через поверхневий ефект і відмінності в питомих опорах сталі й алюмінію практично весь струм протікає алюмінієвими провідниками. Якщо врахувати також, що струм протікає окремими провідниками, навитих навколо сердечника, що й мають довжину на 3—4 % більше довжини проводу, то розрахунковий питомий опір сталевалюмінієвого проводу, віднесені до одиниці його довжини, складе  $Q = 31,5$  Ом-мм<sup>2</sup>/км.

Позначення, які випускаються сталевалюмінієвих проводів містить перетин алюмінієвої оболонки ( у чисельнику) і сталевого сердечника ( у знаменнику), наприклад АС-150/24. Звичайно в електричних розрахунках становить інтерес тільки перетин алюмінієвої оболонки, тому знаменник у позначенні часто опускають. Промисловістю випускаються багатодротові проводи наступних стандартних перетинів, мм<sup>2</sup>, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 330, 400, 450, 500, 600, 650, 700, 750, 800, 1000. Тут і далі під



перетином проводу мається на увазі перетин його алюмінієвої оболонки.

Звичайно в довідкових матеріалах приводиться питомий (погонний) опір лінії для стандартних перетинів  $R_0$ , Ом/км, тоді еквівалентний опір  $R_e$ , визначається як, Ом:

$$R_e = \frac{R_0 l}{n}$$

де  $n$  — число паралельних ліній електропередачі. Довідкові значення приводяться для температури навколишнього середовища  $20^\circ\text{C}$ . Активний опір залежить від температури, але при розрахунках ця залежність звичайно не враховується (приймаються табличні значення питоме активний опору), за винятком випадків, коли ЛЕП працює в екстремальних умовах. Залежність  $R_0$  від температури  $t$  має вигляд

$$R_{0,t} = R_{0,20} [1 + 0,004(t - 20^0)]$$

Індуктивний опір повітряної ЛЕП визначається індуктивністю фаз ЛЕП відносно землі і взаємодією між фазами і, отже, залежить від взаємного розташування фаз, відстані між фазами і діаметра проводів.

Для усунення відмінності у величині індуктивного опору фаз (крайніх і середньої) проводиться транспозиція проводів (рис. 1.2).

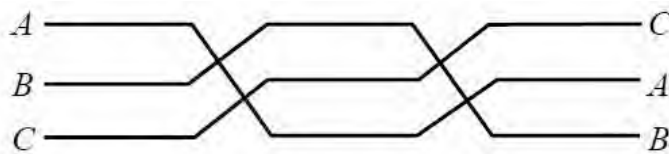


Рис. 1.2. Транспозиція проводів повітряних ЛЕП

Розташування проводів ЛЕП на опорі може бути горизонтальним або трикутним (рис. 1.3).

Індуктивний опір фази одноланцюгової транспонованої лінії із проводами з кольорових металів (мідь, алюміній, сталюалюміній) підраховується з урахуванням взаємодії фаз за співвідношенням

$$x_0 = 0,14451g \frac{D_{cp}}{r_g} + \frac{0,0157}{m} \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12}D_{13}D_{14}}$$

де  $D_{cp}$  — середньгеометрична відстань між фазами, м;  $r_e$  — еквівалентний радіус фази, м;  $m$  — число проводів у фазі. Для ліній, кожна фаза має тільки один провід,  $r_e = r$ ,  $g$  — радіус проводу.

При значній номінальній напрузі  $U_{НОМ}$  повітряної лінії (ПЛ) напруженість електричного поля навколо проводів може перевищити критичну ( $E > E_{кр}$ ), відповідну до електричної міцності повітря. Тоді навколо проводу виникає тліючий електричний розряд (корона), на підтримку якого витрачається електрична енергія. Відомо, що за інших рівних умов напруженість поля тим більше, чим більше його нерівномірність. Для запобігання або зменшення наслідків появи корони нерівномірність поля навколо фази знижують, застосовуючи розщеплення фази на два (при  $U_{НОМ} = 330$  кВ), три (при  $U_{НОМ} = 500$  кВ) і більш (при

великих номінальних напругах ПЛ) проводів.

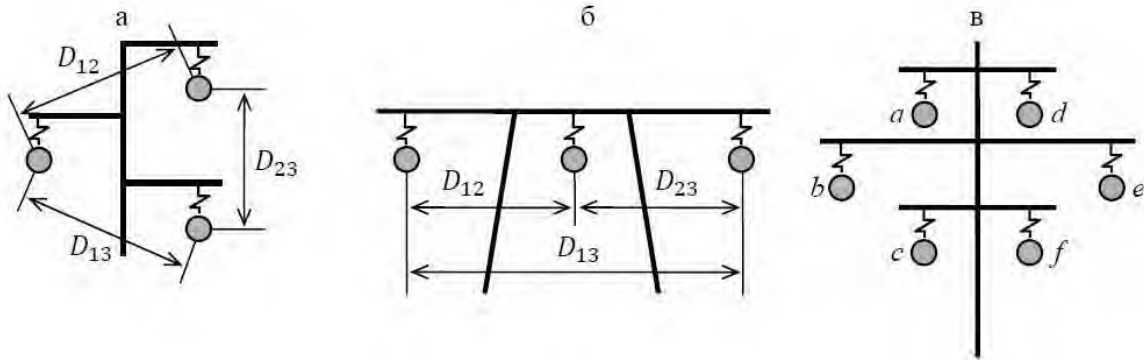


Рис. 1.3. Розташування проводів повітряних ЛЕП на опорах: а - трикутне; би - горизонтальне; в - дволанцюгова лінія

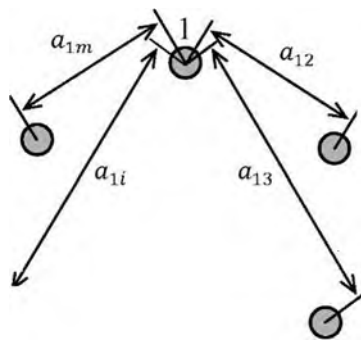


Рис. 1.4. Розміщення проводів при розщепленні фази ЛЕП

Для таких ПЛ у розрахункових формулах використовується еквівалентний радіус фази  $r_e$ , підраховуваний за формулою

$$\sqrt[m]{r \prod_{i=2}^m a_{1i}},$$

де  $a_{1i}$  — відстань між 1-м і  $i$ -м проводами у фазі, м (рис. 1.4);  $\Pi$  — знак добутку.

Для ПЛ 330 кВ:

$$r_e = \sqrt[3]{ra^2}, \text{ а ПЛ 500 кВ-} r_e = \sqrt[3]{ra^2}$$

Характерно, що  $X_0$  повітряних високовольтних ліній незначно міняється при змінах габаритів лінії, перетинів проводів і ступені розщеплення проводів.

Для ЛЕП 35—220 кВ  $X_{0cp} = 0,38\text{--}0,44$  Ом/км.

Для ЛЕП 330—750 кВ  $X_{0cp} = 0,28\text{--}0,33$  Ом/км

Мінімальні відстані між сусідніми фазами (горизонтальне розташування фаз) наведені нижче:

U, кВ	$D_{12}$ , м	U, кВ	$D_{12}$ , м	U, кВ	$D_{12}$ , м
до 1	0,5	110	4,0	330	9,0
6—10	1,0	154	5,5	500	12,0
35	3,0	220	7,0	750	15,0

Для двохланцюгових ЛЕП, коли дві трифазні системи проводів (два

ланцюги ПЛ) підвищуються на загальних опорах, індуктивний опір підраховується з урахуванням взаємоіндукції між ланцюгами.

$$X_{0\Sigma} = X_{0(L)} + X_{0(M)}.$$

$$X_{0(M)} = 0,1447 \lg \sqrt{\frac{d_{ae}d_{bf}d_{cd}}{d_{ad}d_{be}d_{cf}}};$$

Еквівалентний реактивний опір повітряної лінії підраховується за співвідношенням, Ом:

$$X_E = \frac{X_0 l}{n}$$

де  $l$  — довжина лінії;  $n$  — число паралельних ліній.

*Активна провідність.* Для зниження або усунення напруженості електричного поля крім розщеплення проводів обмежується мінімально, але припустимий перетин проводу (110 кВ — 70 мм, 150 кВ — 120 мм, 220 кВ — 240 мм). Однак, при деяких умовах (несприятливих атмосферних) корона може виникати. У довідковій літературі наводяться дані щодо максимальних і мінімальних питомих (на 1 км довжини ПЛ) втратах активної потужності ( $\Delta P_{к.о}$ ) на корону. За цією величиною визначається питома активна провідність ПЛ, См/км:

$$G_0 = \frac{\Delta P_{к.о}}{U_{ном}^2}$$

Еквівалентна активна провідність  $n$  паралельних ПЛ довжиною  $L$  визначається за формулою  $G = G_0 L n$ .

Для повітряних ліній погонні втрати активної потужності на корону суттєво залежать від погодних умов і напруги, тому активна погонна провідність  $G_0$  є змінним і нелінійним параметром. У більшості випадків більш доцільно безпосередньо враховувати повні втрати на корону  $\Delta P_k$  лінії електропередачі у вигляді додаткового навантаження.

Ємнісна провідність лінії визначається струмами зрушення за рахунок електростатичного поля лінії (між фазами й щодо землі). Ця провідність створює так званий зарядний, або ємнісний, струм, вектор якого випереджає на  $90^\circ$  вектор напруги лінії. Величина питомої ємнісної провідності, См/км,

$$B_0 = \frac{7,58}{lg_{re} D_{cp}}$$

Ємнісна провідність повітряних ліній електропередачі слабо залежить від конструктивних особливостей ЛЕП і має значення від  $2,55 \cdot 10^6$  до  $2,8 \cdot 10^6$  См/км для ПЛ 110—220 кВ і від  $3,4 \cdot 10^6$  до  $4,2 \cdot 10^6$  См/км для ПЛ 330—750 кВ. Значення питомих провідностей приводяться в довідковій літературі.

При розрахунках режиму роботи електричної мережі повітряна трифазна лінія змінного струму напругою  $U < 500$  кВ і довжиною до 300 км може бути представлена схемою заміщення із зосередженими параметрами П-подібного або Т-подібного виду (рис. 1.5).

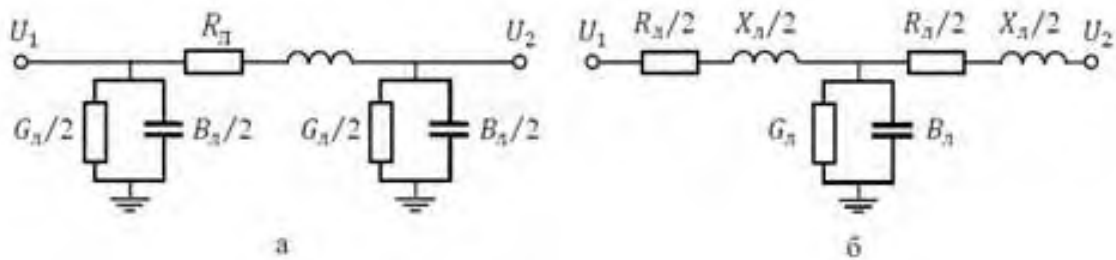


Рис. 1.5. Схеми заміщення повітряної лінії електропередач а – П-подібна; б – Т-подібна

Для розрахунків режимів електричної мережі, як правило, використовується П-подібна схема заміщення мережі, параметри схеми заміщення обчислюються для однієї фази. При розрахунках режиму зручно схеми заміщення представляти у вигляді, показаному на рис. 1.6.

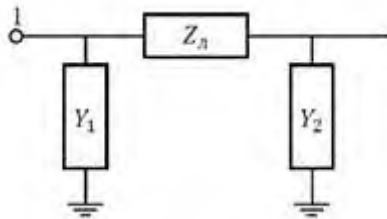


Рис. 1.6. Схема заміщення елемента електричної мережі

Повний поперечний опір і провідності (шунти вузлів 1 і 2) схеми заміщення має вигляд

$$Z = R + ix$$

$$Y_1 = Y_2 = \frac{G}{2} + Y$$

Найчастіше при розрахунках режимів, які встановилися, активна провідність ЛЕП не враховується, тому що вжиті заходи боротьби з короною досить ефективні й, отже, втрати на корону досить малі. Тоді схема заміщення має вигляд, показаний на рис. 1.7

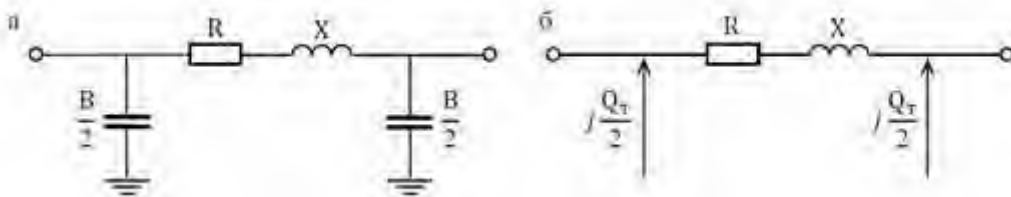


Рис. 1.7. Спрощенні схеми заміщення повітряної лінії: а – з ємнісними шунтами; б – з показанням генерації ЛЕП

Іноді зручно схему заміщення ЛЕП показувати без ємнісних шунтів, замінивши їх генерацією реактивної потужності:

$$G_r = U^2 G$$

Для ліній 35 кВ і нижче ємнісну генерацію лінії (зарядну потужність) можна не враховувати, і тоді схема заміщення (рис. 1.8) виконується тільки у вигляді опорів  $I_L$ . Для ПЛ 110 кВ звичайно  $Q_T < 10\%$  повної потужності, переданої лінією; для передачі ЛЕП 220 кВ  $Q_T$  досягає

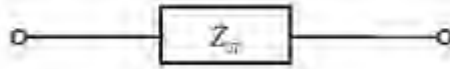


Рис. 1.8. Схема заміщення повітряних ліній напругою  $\leq 35$ кВ

### 1.5. Схеми заміщення й параметри кабельних ЛЕП

Кабельні лінії електропередачі представляються такою ж П-образною схемою заміщення, що й повітряні ЛЕП.

Питомі активне й реактивне опори  $R_0$  і  $X_0$  визначаються за довідковому даними, так само як і для повітряних ліній. Відомо, що при зближенні фаз  $X_0$  зменшується, а  $B_0$  росте. Для кабельних ліній відстані між фазами значно менші, чим для повітряних ліній і, відповідно,  $X_0$  дуже мале, а  $B_0$  — велике.

Питомі параметри кабельних ліній, наведені в довідниках, орієнтовані і для розрахунків потрібно користуватися заводськими даними.

При розрахунках режимів для кабельних мереж напругою 10 кВ і вище враховуються тільки активні опори кабелів.

Ємнісний струм і генерація реактивної потужності в кабельних лініях більше, чим у повітряних того ж класу номінальної напруги, тому в кабельних лініях 35 кВ і вище потрібно враховувати ємнісну провідність.

Активна провідність кабельних ліній обумовлена втратами в ізоляції й ураховується при номінальних напругах 110 кВ і вище.

### 1.6. Схеми заміщення й параметри трансформаторів і автотрансформаторів

#### 1.6.1. Типи трансформаторів

На підстанціях електроенергетичних систем застосовуються двох- і трьох-обмоткові трансформатори й автотрансформатори (рис. 1.9). Трансформатори виконуються трифазними або однофазними. В останньому випадку три однофазні трансформатори на підстанціях становлять одну трифазну групу. Однофазні трансформатори, призначені для трифазних електричних систем, застосовуються при великій потужності трансформаторів (трифазна номінальна потужність не менш 400 МВА), тобто при найбільшому, восьмому, габариті, коли вони за розмірами стають негабаритним вантажем для перевезення залізницею. Включення однофазних автотрансформаторів у трифазну групу умовно зображене на рис. 1.10.

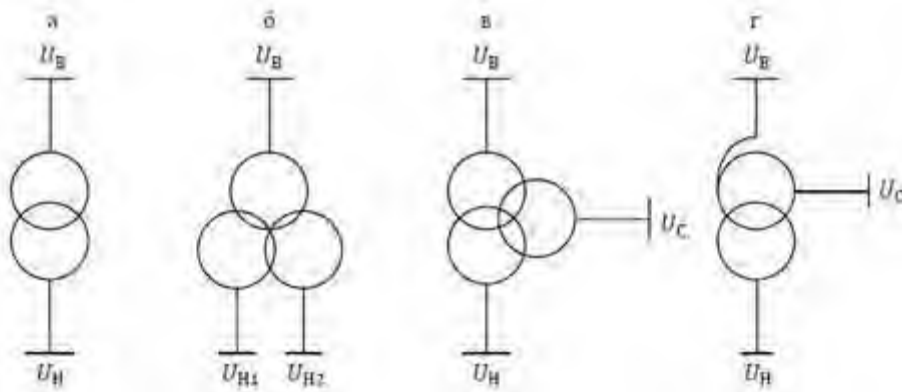


Рис. 1.9. Умовні позначення трансформаторів: а – двохобмотковий; б – двохобмотковий з розщепленою вторинною обмоткою; в – трьохобмотковий; г – автотрансформаторів

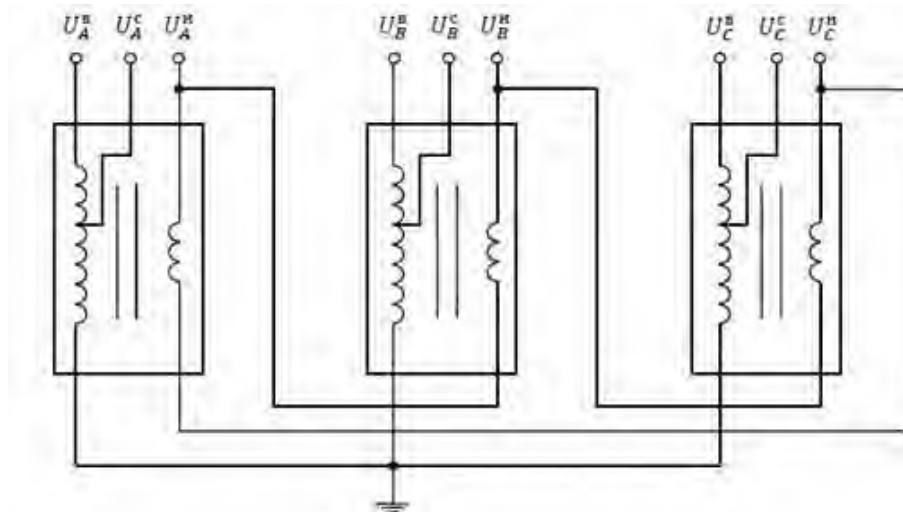


Рис. 1.10. Трьохфазна група однофазних автотрансформаторів

### 1.6.2 Параметри і схема заміщення двохобмоткового трансформатора

Усі параметри двохобмоткового трансформатора (схема заміщення показана на рис. 1.11 А), як правило, приводяться до вищої напруги. У каталозі двохобмоткового трансформатора вказуються:  $S_H$  — номінальна потужність трансформатора, кВа;  $U_{BH}$ ,  $U_{HH}$  — номінальні напруги обмоток, кВ;  $i_k\%$  — напруга короткого замикання у відсотках від номінальної вищої напруги;  $\Delta P_{k3}$  — втрати короткого замикання, кВт;  $i_{xx}\%$  — струм холостого ходу у відсотках від номінального струму обмотки вищої напруги;  $\Delta P_{xx}$  — втрати холостого ходу, кВт.

Активний і індуктивний опір трансформатора обумовлений відповідно нагріванням обмоток і наявністю поля розсіювання й визначаються для однієї фази за дослідом короткого замикання (рис. 1.11 б). При проведенні досліді к.з. вторинна обмотка замикається накоротко, а до первинної підводять таку напругу, щоб в ній протікав номінальний струм  $I_H$ . При цьому заміряється втрати активної потужності в трьох фазах

трансформатора  $\Delta P_{кз}$  і напруга  $u_{к}$ , підведена до первинної обмотки.

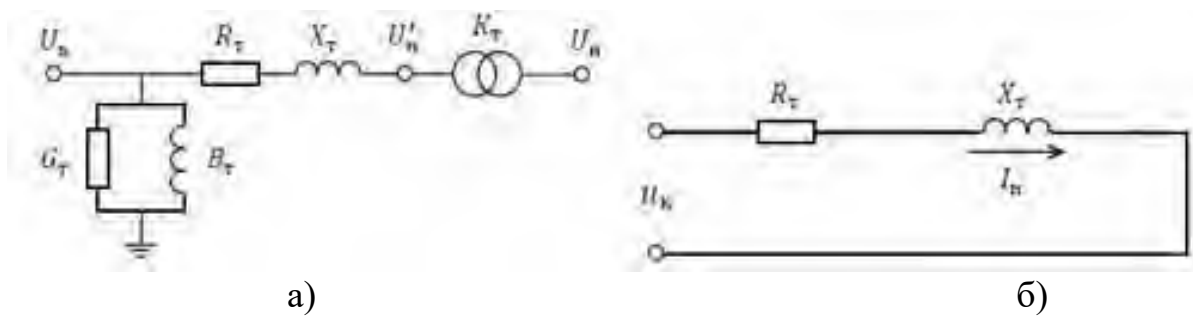


Рис. 1.11. Схема заміщення двохобмоткового трансформатора (а) та дослід короткого замикання двохобмоткового трансформатора (б)

Втрати активної потужності (трифазні) можна виразити через струм фази / і активний опір фази трансформатора  $R_T$  :

$$\Delta P_{кз} = 3I^2 R_T$$

Звідси

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз}}{3I^2}$$

Вирази  $R_T$  через каталожні параметри трансформатора, Ом:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} U_H^2}{S_H^2}$$

де  $U_H$  — номінальна лінійна (звичайно вище) напруга обмотки, до якої приводиться опір;  $S_H$  — номінальна трифазна потужність трансформатора.

Напруга короткого замикання  $u_{к}$ , кВ, складається зі спаду напруги на активному й реактивному опорах при протіканні номінального струму.

$$u_{к} = \Delta U_R + \Delta U_X = \sqrt{3} I_H R_T + \sqrt{3} I_H X_T;$$

тут, як і в наступних формулах, розглядається лінійна (міжфазна) напруга.

У сучасних великих трансформаторів ( $S_H > 1$  МВА) активний опір істотно менше реактивного:

$$R_T \ll X_T,$$

тому можна прийняти, що  $U_K \approx \Delta U_X = \sqrt{3} I_H X_T$ , тоді

$$X_T = \frac{U_K}{\sqrt{3} I_H},$$

За каталожним даними, Ом:

$$X_T = \frac{U_K \% U_H^2}{100 S_H}.$$

Активна й індуктивна провідності трансформатора обумовлені відповідно нагріванням сталі за рахунок вихрових струмів і втратами на намагнічування й визначаються за дослідом холостого ходу (рис. 1.12). При проведенні досліді холостого ходу вторинна обмотка розімкнута, а до

первинної підводять номінальну напругу та заміряється струм холостого ходу  $i_{xx}$  у первинній обмотці й втрати активної потужності  $\Delta P_{xx}$ .

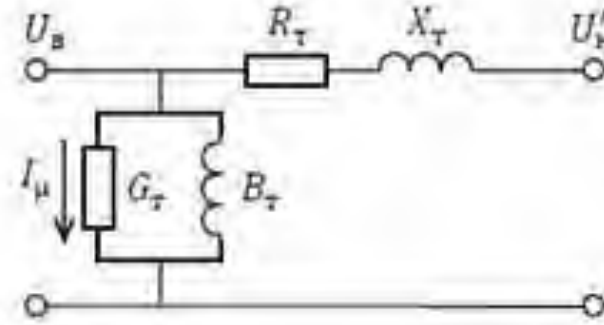


Рис. 1.12. Дослід холостого ходу двохобмоткового трансформатора

Втрати активної потужності можна виразити через активну провідність:

$$\Delta P_{X.X} = 3I_m^2 \frac{1}{G_T} = U_{B.H}^2 G_T$$

звідси, См:

$$G_T = \frac{\Delta P_{X.X}}{U_{B.H}^2}$$

Усі параметри входять у каталожні.

Струм холостого ходу складається зі струмів, які протікають у провідностях  $G_T$  і  $B_T$ :

$$I_{X.X} = I_G + I_B$$

Враховуючи, що в сучасних трансформаторів  $B_T \gg G_T$ , можна прийняти допущення  $i_{xx} \approx I_B$ , тоді

$$I_{X.X} = \frac{U_{B.H} B_T}{\sqrt{3}}$$

Вирази  $S_T$  через каталожні дані:

$$B_T = \frac{\sqrt{3} J_{X.X} \% I_H}{100 U_{B.H}} \frac{U_{B.H}}{U_{B.H}}$$

тоді:

$$B_T = \frac{i_{X.X} \% S_H}{100 U_{B.H}^2}$$

Найчастіше при розрахунках зневажають зміною напруги на шинах трансформатора й використовують схему заміщення з постійними втратами в шунті трансформатора, ці втрати приймаються рівними втратам холостого ходу. Схема заміщення має вигляд, показаний на рис. 1.13

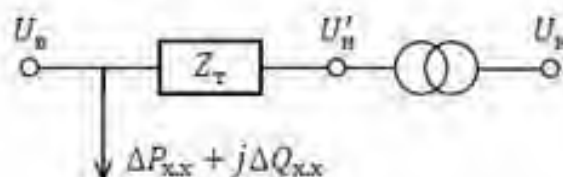


Рис. 1.13. Схема заміщення двох обмоткового трансформатора з



постійними втратами в сталі

Тут  $\Delta Q_{xx} = (i_{xx}\%/100)S_n$ ;  $U'_H = U_n K_m$  — напруга на виводах нижчої напруги трансформатора, приведена до сторони вищої напруги,  $K_T = U_{B.H}/U_{H.H}$

Для того, щоб при розрахунках параметрів електричних систем з використанням формул, що так і впливають, не виникало плутанини в одиницях виміру, рекомендується виражати електричні величини в наступних одиницях:

потужності, втрати потужності — МВА, Мвт, Мвар;

напруги, втрати напруги — кВ;

струму — кА;

опору — Ом.

Тоді в жодній з формул не виникає необхідності використовувати приведені коефіцієнти.

Так як результати дослідів к.з. і х.х. однофазних трансформаторів відносяться до однієї фази, то еквівалентні опори й провідності трифазних груп розраховуються на основі номінальних і паспортних даних однофазних трансформаторів за наступними формулами:

$$\begin{cases} R_T = \frac{\Delta P_{к.з} U_H^2}{3 S_{н.ф}^2}; & X_T = \frac{u_k \% U_H^2}{100 \cdot 3 S_{н.ф}}; \\ G_T = \frac{3 \Delta P_{х.х}}{U_H^2}; & B_T = \frac{i_{х.х} \% S_{н.ф}}{100 U_H^2}. \end{cases}$$

де  $u_n$  — лінійна номінальна напруга.

Використовуючи аналогію зі схемою заміщення ПЛ, одержати формули визначення еквівалентних опорів і провідностей схеми заміщення підстанції, яка складається з  $n$  паралельно з'єднаних однакових двохобмоткових трансформаторів.

### 1.6.3 Параметри й схеми заміщення трьохобмоткових трансформаторів

Трьохобмоткові трансформатори можуть мати три типи виконання, які відрізняються співвідношенням номінальних потужностей обмоток ( $S_{вн}$ ,  $S_{сн}$ ,  $S_{нн}$ ). Промисловістю випускаються трьохобмоткові трансформатори з наступними співвідношеннями потужностей:

$$\begin{aligned} (S_{B.H}/S_{C.H}/S_{H.H}) &= (100\%/100\%/100\%); \\ (S) &= (100\%/100\%/66.7\%); \\ (S//) &= (100\%/66.7\%/100\%). \end{aligned}$$

Вибір того або іншого виконання залежить від величини потужностей, які протікають обмотками (рис. 1.14).

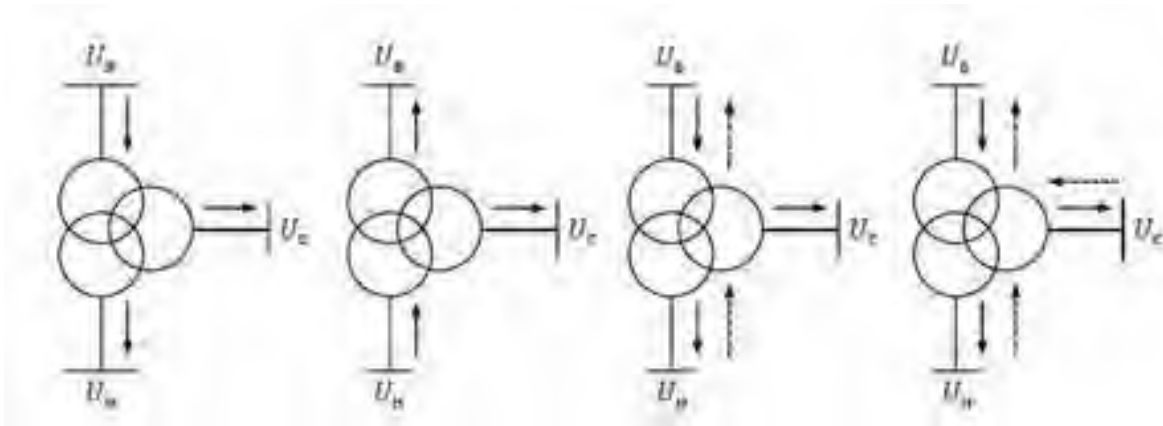


Рис. 1.14. Направлення потоків потужностей в трьохобмотковому трансформаторі

У каталозі трьохобмоткового трансформатора вказуються:  $S_H$ , кВа;  $U_{B,H}$ ,  $U_{C,H}$ ,  $U_{H,H}$ , кВ;  $\Delta P_{K3}$ , кВт;  $U_{K3,B,H}$ ,  $U_{K3,C,H}$ ,  $U_{K3,H,H}$ , %;  $\Delta P_{X,X}$ , кВт;  $I_{X,X}$ , %. Тут показані результати вимірів напруг короткого замикання в трьох дослідів, проведених для кожної пари обмоток. Найчастіше втрати короткого замикання приводяться для того дослідів, у якому вони мають максимальне значення. Цей дослід відповідає номінальним потужностям обох обмоток, рівним  $S_H$  трансформатора.

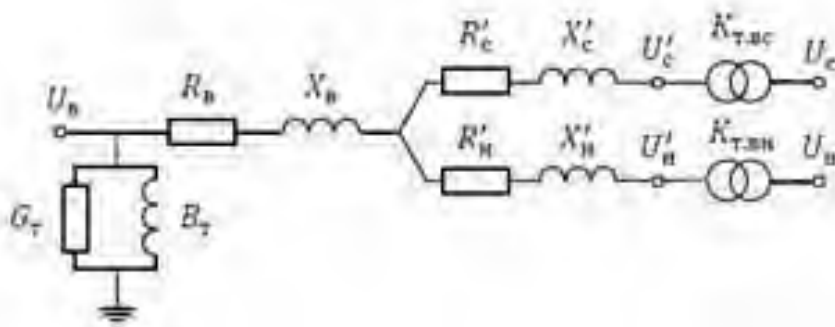


Рис. 1.15. Схема заміщення трьохобмоткового трансформатора

Схема заміщення трьохобмоточного трансформатора наведена на рис. 1.15. Опору обмоток середнього  $R'_C X'_C$  і нижчого  $R'_H X'_H$  напруги наведені до сторони вищої напруги через коефіцієнт трансформації:

$$R'_K = R_K (U_{B,H} / U_{K,H})^2$$

Втрати холостого ходу  $\Delta P_{X,X}$  реактивний струм, що й намагнічує  $I_{X,X}$  даються в каталозі й представляються в схемі заміщення провідностями ( $G_T$  і  $B_T$  так само, як і у двохобмоткового трансформатора. Шунт може бути наведений до напруги кожної з обмоток, однак звичайно він приводиться до рівня вищої напруги. Провідності ( $G_T$  і  $B_T$  визначаються за тими ж формулами, які для двохобмоткового трансформатора.

Активні опори обмоток перебувають виходячи з дослідів короткого замикання: до однієї з обмоток підводиться така напруга  $U_{K3}$ , щоб у ній протікав номінальний струм, друга обмотка замкнена накоротко, третя — розімкнута. Якщо номінальні потужності обмоток рівні, то рівні і їх наведені опори  $R_B = R'_C = R'_H$ . Тоді

$$R_B = R'_C = R'_H = \frac{\Delta P_{K.3} U_H^2}{2S_H^2}$$

Якщо в одній з обмоток  $i$  номінальна потужність менше, тобто  $S_{iH} = 0,667 S_H = S_H/1.5$ , то її наведений активний опір відповідно більше:  $R'_i = 1.5R_B$

Індуктивні опори визначаються із трьох дослідів к.з. (В.С, В.Н, С.Н), для них даються  $U_{K.3,В.С}$ ,  $U_{K.3,В.Н}$ ,  $U_{K.3,С.Н}$  і потім вирішуються рівняння (для 100/100/100):

$$\begin{cases} \sqrt{3}I_H(X_B + X'_C) = u_{K.3,В.С}; \\ \sqrt{3}I_H(X_B + X'_H) = u_{K.3,В.Н}; \\ \sqrt{3}I_H(X'_C + X'_H) = u_{K.3,С.Н}. \end{cases}$$

Із цих рівнянь знаходимо

$$\begin{aligned} U_{K.3,В} &= \frac{U_{K.3,В.С} + U_{K.3,В.Н} + U_{K.3,С.Н.}}{2}; \\ U_{K.3,С} &= \frac{U_{K.3,В.С} + U_{K.3,С.Н} + U_{K.3,В.С.}}{2}; \\ U_{K.3,Н} &= \frac{U_{K.3,В.Н} + U_{K.3,С.Н} + U_{K.3,В.С.}}{2}; \end{aligned}$$

після чого  $X_B$ ,  $X'_C$  і  $X'_H$  визначаються так само, як для двохобмоткових трансформаторів

$$X'_i = \frac{U_{KI\%} U_H^2}{100S_H}$$

#### 1.6.4 Схема заміщення й параметри автотрансформатора. Особливості автотрансформатора

Схема заміщення автотрансформатора не відрізняється від схеми заміщення тльохобмоткового трансформатора. Особливістю автотрансформатора є наявність електричного зв'язку обмоток вищої й середньої напруги. Розглянемо роботу автотрансформатора при передачі потужності з боку вищої напруги на сторону середньої. Схема струморозподілу при розімкнутій обмотці нижчої напруги показана на рис. 1.16.

Для автотрансформатора при розімкнутій обмотці нижчої напруги потужності обмоток вищої й середньої напруги однакові й рівні відповідно:

$$S_{В.Н.} = \sqrt{3}I_{В.Н.} U_{В.Н.};$$

$$S_{С.Н.} = \sqrt{3}I_{С.Н.} U_{С.Н.};$$

Ця потужність проходить від обмотки вищої до обмотки середньої напруги й називається прохідний  $S_{ПР}$  при номінальних струмах і напругах обмоток. У той же час це номінальна потужність обмоток  $S_{ВН}$ ,  $S_{СН}$  і автотрансформатора,  $S_c$

$$S_H = S_{ПР} = \sqrt{3}I_{В.Н.} U_{В.Н.} = \sqrt{3}I_{С.Н.} U_{С.Н.}$$

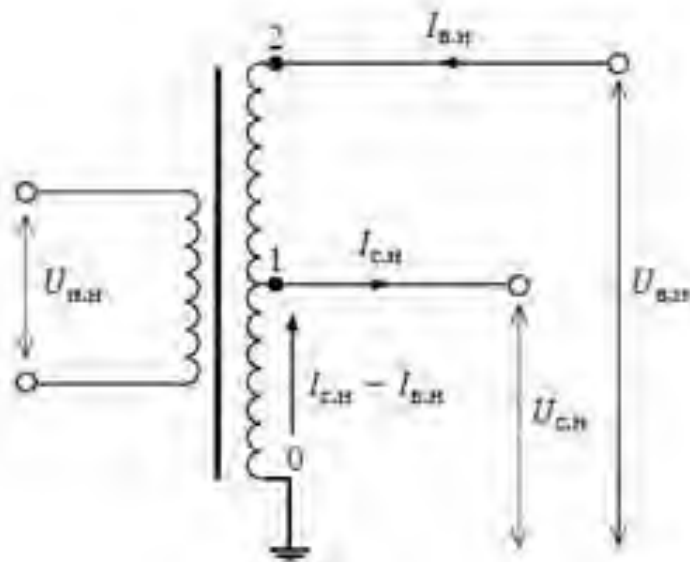


Рис. 1.16. Схема струморозподілу в обмотках автотрансформатора

При передачі  $S_H$  у звичайного трансформатора обмотки В і С повинні бути розраховані на номінальні струми й напруги, тобто на номінальні потужності. В автотрансформаторі обмотка 1—2 (послідовна) має число витків, обумовлене не напругою  $u_{вн}$ , як у звичайного трансформатора, а напругою  $u_{вн} - u_{сн}$ , і тому має зменшене число витків (при тому ж струмі  $I_{вн}$ ). Обмотка 0—1 (загальна) має те ж число витків, що й у трансформатора (відповідно  $U_{сн}$ ), але її перетин менше й визначається не струмом  $I_{сн}$ , а струмом  $I_{сн} - I_{вн} = I_{заг}$ . У результаті потужності обмоток менше потужностей обмоток трансформатора й представляють:

для послідовної обмотки

$$S_{\text{посл}} = \sqrt{3} I_{В.Н} (U_{В.Н} - U_{С.Н});$$

для загальної обмотки

$$S_{\text{общ}} = \sqrt{3} U_{С.Н} (I_{С.Н} - I_{В.Н}).$$

Враховуючи, що

$$\sqrt{3} I_{В.Н} U_{В.Н} = \sqrt{3} I_{С.Н} U_{С.Н} = S_H$$

Отримаємо  $S_{\text{посл}} = S_H - \sqrt{3} I_{В.Н} U_{С.Н}$  і  $S_{\text{заг}} = S_H - \sqrt{3} I_{В.Н} U_{С.Н}$ , тобто  $S_{\text{посл}} = S_{\text{заг}} = S_T$ , де  $S_T$  — типова потужність трансформатора.

$$S_T = \sqrt{3} I_{В.Н} (U_{В.Н} - U_{С.Н}) = S_H \left(1 - \frac{U_{С.Н}}{U_{В.Н}}\right) = S_H \alpha_B,$$

де  $\alpha_B$  — коефіцієнт вигідності ( $\alpha_B < 1$ ). Чим менше  $\alpha_B$  (чим ближче  $u_{сн}$  до  $U_{В.Н}$ ), тим вигідніше автотрансформатор. Замість  $\alpha_B$  іноді пишуть  $K_B$ .

Третя обмотка автотрансформатора іноді розраховується на типову потужність:

$$S_{H.Н} = S_T = \sqrt{3} I_{В.Н} U_{H.Н}$$

але часто може мати меншу потужність  $S_{H.Н} = a S_H$ ,  $a < \alpha_B$ .

Напруги дослідів к.з. у довідниках даються наведеними до номінальної потужності автотрансформатора. Тому індуктивні опори визначаються так само, як для трьохобмоткових трансформаторів.

Якщо для автотрансформатора в паспортних даних приводиться

результат досліду короткого замикання, то активні опори розраховуються так само, як для трьохобмоткових трансформаторів. При цьому  $R'_H = R_B/R$

Якщо приводиться результат досліду в.н, тобто  $\Delta P_{кзвн}$ , то його необхідно спочатку привести до номінальної потужності автотрансформатора, тому що в досліді В.н через обмотки протікає номінальний струм  $I'_{H.H} = I$ , що відповідає параметрам обмотки нижчої напруги.

Приведення виконується за формулою

$$\Delta P'_{кзвн} = \frac{\Delta P_{кзвн}}{\alpha^2}$$

Для деяких автотрансформаторів у паспортних даних вказуються втрати короткого замикання для всіх дослідів:  $\Delta P_{кзвс}$ ,  $\Delta P_{кзвн}$ ,  $\Delta P_{кзсн}$ . Для знаходження опорів обмоток необхідно спочатку привести результати дослідів до  $S_H$  за формулами

$$\Delta P'_{кзвн} = \frac{\Delta P_{кзвн}}{\alpha^2}; \Delta P'_{кзсн} = \frac{\Delta P_{кзсн}}{\alpha^2}$$

а потім розрахувати втрати короткого замикання для кожної з обмоток за формулами:

$$\Delta P_{кзв} = \frac{\Delta P_{кзвс} + \Delta P'_{кзвн} - \Delta P'_{кзсн}}{2}$$

$$\Delta P_{кзс} = \frac{\Delta P_{кзвс} - \Delta P'_{кзвн} + \Delta P'_{кзсн}}{2}$$

$$\Delta P_{кзн} = \frac{\Delta P'_{кзвн} + \Delta P'_{кзсн} - \Delta P_{кзвс}}{2}$$

Активні опори обмоток у цьому випадку визначаються за формулами

$$R_H^i = \frac{\Delta P_i U_{B.H}^2}{S_H^2}; R_{с, н.}$$

Обмотки фаз вищої й середньої напруги автотрансформатора звичайно з'єднуються в зірку із глухим заземленням нейтралі. Необхідність заземлення нейтралі автотрансформатора обумовлена небезпекою пробою ізоляції на стороні середньої напруги при однофазному короткому замиканні на стороні вищої напруги.

На рис. 1.17 показано, що при роботі з ізольованою нейтраллю при однофазному короткому замиканні на стороні вищої напруги внаслідок електричного зв'язку між обмотками вищої й середньої напруги на більш здоровіших фазах загальної обмотки виникає напруга, яка більше лінійного, що неприпустимо для ізоляції.

Тому автотрансформатори застосовують лише в електричних мережах із глухо заземленою нейтраллю, тобто в мережах напругою 110 кВ і вище, а самі автотрансформатори виготовляють із вищою номінальною напругою не менш 150 кВ і середнім — не менш 110 кВ.

Обмотка нижчої напруги автотрансформатора з'єднується трикутником для компенсації струмів вищих гармонік, які виникають через електричний зв'язок між вищою й середньою напругою. Із цієї причини авто трансформатори застосовують для підстанцій, які мають шини не менш трьох різних напруг.

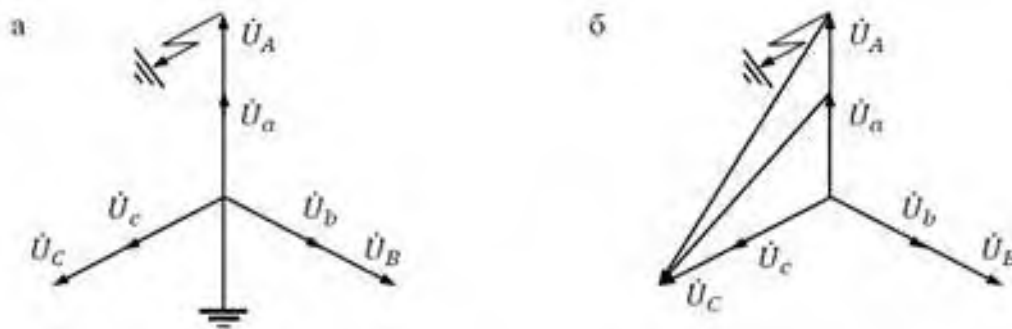


Рис. 1.17. Векторні діаграми навантажень автотрансформатора із заземленою нейтраллю (а) і без заземленої нейтралі (б)

### 1.7. Еквівалентні перетворення схем заміщення

Найчастіше основним завданням розрахунку режиму КЗ є визначення струму в аварійній вітці або точці КЗ. Тому схему заміщення СЕП необхідно перетворити так, щоб аварійну вітку зберегти за можливістю відокремленою до закінчення перетворення.

Шляхом еквівалентних перетворень схема заміщення СЕП зводиться до найпростішого вигляду для визначення результуючого опору короткозамкненого контуру. З цією метою використовують відомі методи перетворення лінійних електричних ланцюгів: послідовне і паралельне складання опорів, заміна кількох джерел з різними е.р.с. та опорами, приєднаних до загальної точки мережі, одним еквівалентним джерелом; перетворення трикутника на еквівалентну зірку, зірки на еквівалентний трикутник і багатопроменевої зірки на багатокутник з діагоналями (табл. 1.4).

Складну схему заміщення СЕП з кількома джерелами (рис. 1.18,а) можна перетворити з використанням коефіцієнтів струморозподілу на багатопроменеву схему заміщення з генеруючими променями до точки КЗ у вузлі променів.

При перетворенні допускають рівність зведених е.р.с. джерел. Коефіцієнти струморозподілу характеризують відносну частку кожного джерела в живленні місця КЗ.

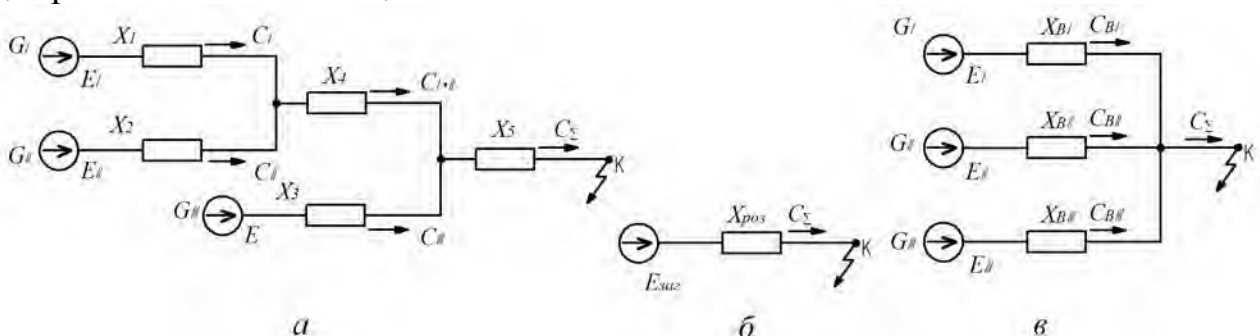


Рис. 1.18. Перетворення схеми заміщення з використанням коефіцієнтів струморозподілу: а - первинна складна; б – еквівалентна; в – багатопроменева.

Перетворення здійснюють послідовно за правилами:

- струм у місці КЗ умовно беруть рівним одиниці ( $C_{\Sigma} = 1$ );

Таблиця 1.4. Еквівалентні перетворення схем

Вид перетворення	Схеми		Еквівалентні співвідношення
	первинна	еквівалентна	
Послідовне з'єднання			$\underline{Z}_{ek} = \sum_{k=1}^n \underline{Z}_k$
Паралельне з'єднання			$\underline{Z}_{ek} = 1 / \sum_{k=1}^n (1 / \underline{Z}_k)$
Заміна групи джерел еквівалентними			$\dot{E}_{ek} = \underline{Z}_{ek} \sum_{k=1}^n (\dot{E}_k / \underline{Z}_k);$ $\underline{Z}_{ek} = 1 / \sum_{k=1}^n (1 / \underline{Z}_k)$
Заміна трикутника зіркою			$\underline{Z}_{123} = \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{31} + \underline{Z}_{23};$ $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_{12} \underline{Z}_{31} / \underline{Z}_{23};$ $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_{12} \underline{Z}_{23} / \underline{Z}_{123};$ $\underline{Z}_3 = \underline{Z}_{23} \underline{Z}_{31} / \underline{Z}_{123}$
Заміна зірки трикутником			$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_1 \underline{Z}_2 / \underline{Z}_3;$ $\underline{Z}_{23} = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_2 \underline{Z}_3 / \underline{Z}_1;$ $\underline{Z}_{31} = \underline{Z}_3 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_3 \underline{Z}_1 / \underline{Z}_2$
Заміна багатопроменевої зірки багатотрикутником			$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_1 \underline{Z}_2 Y_{1-n};$ $\underline{Z}_{23} = \underline{Z}_2 \underline{Z}_3 Y_{1-n};$ ..... $\underline{Z}_{k(k-1)} = \underline{Z}_k \underline{Z}_{k-1} Y_{1-n},$ де $Y_{1-n} = \sum_{k=1}^n (1 / \underline{Z}_k)$
Заміна зірки з е.р.с. в променях трикутником з е.р.с. в сторонах			$\dot{E}_{12} = (\dot{E}_2 (\underline{Z}_3 + \underline{Z}_2) - (\dot{E}_2 + \dot{E}_1) \underline{Z}_1) / \underline{Z}_{123},$ $\dot{E}_{23} = (\dot{E}_3 (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2) - (\dot{E}_1 + \dot{E}_3) \underline{Z}_2) / \underline{Z}_{123},$ $\dot{E}_{31} = (\dot{E}_3 (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2) - (\dot{E}_1 + \dot{E}_2) \underline{Z}_3) / \underline{Z}_{123},$ де $\underline{Z}_{123} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3$ Опори $\underline{Z}_{12}, \underline{Z}_{23}, \underline{Z}_{31}$ визначають так, як і при заміні зірки трикутником

- коефіцієнти струморозподілу (свідчать про відносну частку струму КЗ, що перебігає вітками) порівнюють у генеруючих вітках первинної схеми заміщення (рис.1.18.а) та відповідних променях нової схеми заміщення (рис.

1.18,в), тобто  $C_I = C_{BI}$  ;  $C_{II} = C_{BII}$  ;  $C_{III} = C_{BIII}$  . При цьому для генеруючих віток обох схем заміщення виконують тотожності:

$$C_I + C_{II} + C_{III} = C_{\Sigma} ; C_{BI} + C_{BII} + C_{BIII} = 1;$$

- результуючий опір первинної схеми заміщення (рис. 1.18,б) визначають об'єднанням нульових точок джерел живлення  $G_I, G_{II}, G_{III}$  , тобто:

$$x_{pez} = x_5 + x_3[x_4 + x_1x_2 / (x_1 + x_2)] / [x_2 + x_4 + x_1x_2 / (x_1 + x_2)];$$

- коефіцієнти струморозподілу в паралельних вітках первинної схеми заміщення обернено пропорційні їх опорам:

$$C_{III} / C_{\Sigma} = [x_4 + x_1x_2 / (x_1 + x_2)] /$$

$$/[x_3 + x_4 + x_1x_2 / (x_1 + x_2)];$$

$$C_{I-II} / C_{\Sigma} = x_3 / [x_3 + x_4 + x_1x_2 / (x_1 + x_2)];$$

$$C_I / C_{I-II} = [x_1x_2 / (x_1 + x_2)] / x_1;$$

$$C_{II} / C_{I-II} = [x_1x_2 / (x_1 + x_3)] / x_2;$$

- значення коефіцієнтів, розпочинаючи від місця КЗ і закінчуючи вітками джерел живлення, знаходять за первинною схемою заміщення:

$$C_{III} / C_{\Sigma} = [x_4 + x_1x_2 / (x_1 + x_2)] /$$

$$/[x_3 + x_4 + x_1x_2 / (x_1 + x_2)];$$

$$C_{I-II} / C_{\Sigma} = x_3 / [x_3 + x_4 + x_1x_2 / (x_1 + x_3)];$$

$$C_I = C_{I-II}x_2 / (x_1 + x_2);$$

$$C_{II} = C_{I-II} - C_I;$$

- за  $x_{pez}$  і  $C_{BI}$  ,  $C_{BII}$  ,  $C_{BIII}$  визначають опори променів нової заміщення:

$$x_{BI} = C_{\Sigma} x_{pez} / C_{BI};$$

$$x_{BII} = C_{\Sigma} x_{pez} / C_{BII};$$

$$x_{BIII} = C_{\Sigma} x_{pez} / C_{BIII}.$$

Якщо трифазне КЗ у вузлі з кількома вітками, то цей вузол можна розрізати, зберігши КЗ на кінці кожної окремої вітки. Отриману схему заміщення легко перетворити далі відносно будь-якої вітки з точкою КЗ, враховуючи інші вітки з КЗ як навантажувальні з е.р.с. рівними нулю. Такий прийом ефективний, коли необхідно знайти струм в одній з віток, приєднаних до вузла з КЗ.

При симетрії схеми заміщення СЕП відносно точки КЗ або симетрії ділянки схеми щодо будь-якої проміжної точки в ході перетворення можна з'єднати точки з однаковими потенціалами івилучити із схеми опори, якими струм КЗ не перебігають.

Перетворення схем заміщення СЕП спрощується, якщо трипроменеву зірку замінити еквівалентним трикутником, а потім розрізати в вершині, де



прикладена е.р.с.

Заміна двох або більше джерел живлення одним еквівалентним можлива, якщо джерела живлення перебувають практично в однакових умовах відносно точки КЗ, що перевіряється за виразом:

$$S_{Iном} x_{резI} / (S_{IIном} x_{резII}) = 0,4...2,5$$

Тут  $S_{Iном}$ ,  $S_{IIном}$  - номінальні потужності джерел;  $x_{резI}$ ,  $x_{резII}$  - результуючі опори між відповідним джерелом живлення і точкою КЗ. При перетворенні схеми заміщення СЕП джерело меншої потужності можна не враховувати, якщо:

$$x_{резI} / x_{резII} \geq 20 \text{ і } S_{Iном} / S_{IIном} \leq 0,05 .$$

Складні схеми заміщення СЕП не обов'язково перетворювати аналітичним шляхом, а еквівалентувати за допомогою розрахункових моделей постійного або змінного струму. Для зведення схеми заміщення до простішого вигляду результуючий опір між кожним джерелом і точкою КЗ визначається безпосереднім вимірюванням.

Отримані в умовах розглянутих перетворень еквівалентні е.р.с. джерел живлення та результуючі опори короткозамкненого кола - первинні для визначення струму і напруг при КЗ.

## РОЗДІЛ 2 СТАТИЧНА СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМ

### 2.1. Формування схеми заміщення синхронної машини. Загальні відомості

Електромагнітні перехідні процеси в машинах змінного струму характеризують зміну електромагнітних параметрів робочого режиму при заданій частоті обертання. Незважаючи на обмеженість перебігу перехідного процесу в синхронній машині (0,1...0,3 сек), останній суттєво впливає на визначення розрахункових параметрів машини та її конструктивних розмірів. Розрахункові характеристики в будь-який момент часу, включаючи і початковий момент часу, можна визначити із загальних рівнянь електромагнітного перехідного процесу синхронної машини.

Аналітичне дослідження перехідного процесу в синхронній машині пов'язане з багатьма труднощами: кілька електричних контурів на роторі з рівними параметрами за поздовжньою та поперечною осями, вплив магнітної асиметрії ротора тощо. Для спрощення опису та більшої наочності показники перехідного процесу у початковий момент часу визначають на основі принципу збереження первинного потокозчеплення синхронної машини.

Наявність індуктивностей в колах машини виключає раптові зміни струму, значення якого з самого початку перехідного процесу (за першим законом комутації) зберігається таким же як і в кінці попереднього режиму. При новому режимі, проте, цей струм можна розглядати з складових і періодичної, обумовленої е.р.с, яка наводиться магнітним потоком ротора, та аперіодичної, обумовленої зміною магнітного потоку статора.

Магнітний потік, зчеплений з ротором при раптовому порушенні первинного режиму, зберігається незмінним і відповідно йому наведена в роторі е.р.с також буде незмінною. Ця умова дозволяє розглядати синхронну машину в початковий момент часу перехідного процесу як трансформатор.

З появою неусталеного режиму розрізняють:

- перехідний процес при відсутності демпферних обмоток на роторі синхронної машини;
- надперехідний процес у машинах з демпферними обмотками на роторі.

Оскільки струм в демпферних обмотках затухає значно швидше, ніж в обмотках збудження, з допустимою похибкою можна прийняти, що в машинах з демпферними обмотками спочатку виникає надперехідний процес.

Нижче викладено визначення е.р.с. та індуктивних опорів синхронної машини у початковий момент часу перехідного процесу (характеристики та параметри ротора зведені до статора у відносних одиницях виміру).

### 2. 2. Перехідні е.р.с. та індуктивні опори

У режимі роботи синхронного генератора без демпферних обмоток у

роторі (рис. 2.1) на холостому ходу повний магнітний потік обмотки збудження  $\dot{\Phi}_f$  складається з корисного потоку  $\dot{\Phi}_{fud}$  та потоку розсіювання  $\dot{\Phi}_{fa}$ . Корисний потік  $\dot{\Phi}_{fud}$  дорівнює у свою чергу різниці потоку у повітряному проміжку  $\dot{\Phi}_{d\delta}$  та потоку поздовжньої реакції статора  $\dot{\Phi}_{ad}$ . При цьому результуючий магнітний потік  $\dot{\Phi}_{frez}$ , зчеплений з обмоткою збудження, дорівнює сумі потоків у повітряному проміжку  $\dot{\Phi}_{d\delta}$  та розсіювання  $\dot{\Phi}_{f\sigma}$ .

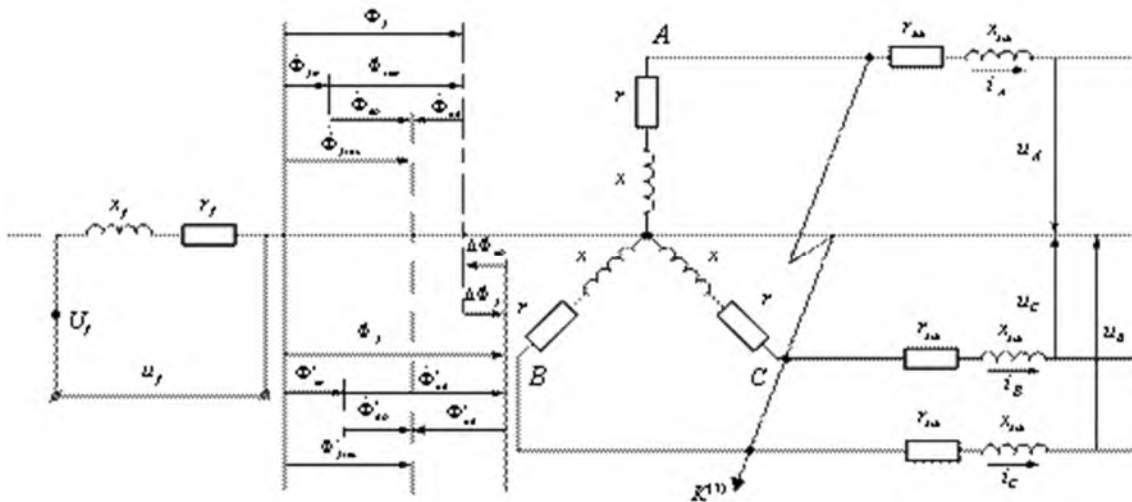


Рис. 2.1. Схема заміщення синхронної машини без демпферних обмоток із зображенням магнітних потоків у поздовжній осі.

При раптовому КЗ на затискачах генератора магнітний потік реакції статора збільшується на  $\Delta\dot{\Phi}_{ad}$  через зміну струму в обмотках статора. Цей потік спрямований проти основного потоку збудження  $\dot{\Phi}_f$ , та на його зменшення, однак баланс магнітних потоків у початковий час не змінюється, оскільки зміна потоку на  $\Delta\dot{\Phi}_{ad}$  викликає відповідну реакцію обмотки збудження  $\dot{\Phi}_f$ . Зростання потоку збудження від  $\dot{\Phi}_f$ , до  $\dot{\Phi}'_f$ , пропорційно збільшує потоки розсіювання від  $\dot{\Phi}_{f\sigma}$  до  $\dot{\Phi}'_{f\sigma}$  а  $\dot{\Phi}_{d\delta}$  відповідно зменшується в повітряному проміжку до  $\dot{\Phi}'_{d\delta}$ .

При цьому результуючий потік  $\dot{\Phi}'_{frez}$ , зчеплений з обмоткою збудження зберігається незмінним і рівним  $\dot{\Phi}_{frez}$ . Незмінність результуючого потоку дає змогу характеризувати машину в початковий час перехідного процесу результуючим потокозчепленням обмотки збудження.

Ураховуючи, що результуючий потік у машині створюється спільною намагнічувальною дією струму статора  $I_d$  та струму збудження  $I_f$ , результуюче потокозчеплення можна подати:

$$\Psi_{frez} = \Psi_f + \Psi_{ad}$$

У синхронній машині без демпферних обмоток потік збудження спрямовано лише поздовжньою віссю. Тому на холостому ходу машини

частина результуючою потокозчеплення зв'язана із статором:

$$\Psi'_d = (1 - \sigma_f) \Psi_{frez}$$

де  $\sigma_f$  - коефіцієнт розсіювання обмотки збудження (відношення потоку розсіювання до потоку збудження); при переході від цих потоків до відповідних опорів:

$$\sigma_f = x_{f\sigma} / x_f = x_{f\sigma} / (x_{f\sigma} + x_{ad})$$

З урахуванням зміни потокозчеплень  $\Psi_f$  і  $\Psi_{ad}$  через відповідні струм та опори маємо:

$$\begin{aligned} \Psi'_d &= (1 - \sigma_f)(\Psi_f + \Psi_{ad}) = \\ &= [1 - x_{f\sigma} / (x_{f\sigma} + x_{ad})][I_f(x_{f\sigma} + x_{ad}) + I_d x_{ad}] \end{aligned}$$

Після перетворень:

$$\Psi'_d = I_f x_{ad} + I_d x_{ad}^2 / (x_{f\sigma} + x_{ad})$$

Потокозчеплення  $\Psi'_d$  і відповідає е.р.с., яка в початковий момент часу перехідного процесу зберігає попереднє значення:

$$E'_q = E_q - I_d x_{ad}^2 / (x_{f\sigma} + x_{ad})$$

Значення синхронної е.р.с:

$$E_q = U_q + I_d x_d$$

матимемо:

$$E'_q = U_q - I_d [x_d - x_{ad}^2 / (x_{f\sigma} + x_{ad})] = U_q + I_d x'_d$$

де:

$$x'_d = x_d - x_{ad}^2 / (x_{f\sigma} + x_{ad})$$

Е.р.с.  $E'_q$  називають поздовжньою складовою перехідної е.р.с, а опір  $x'_d$  - перехідним індуктивним опором у поздовжній осі.

Перехідний опір  $x'_d$  менший синхронного  $x_d$  :

$$x_d - x'_d = x_{ad}^2 / (x_{f\sigma} + x_{ad})$$

У перехідному процесі е.р.с.  $E'_q$ , зберігається незмінною. Її можна визначити, якщо врахувати значення напруги  $U_q$  та струму  $I_d$  усталеного режиму, який існував до початку перехідного процесу.

Таким чином, перехідна е.р.с.  $E'_q$ , залишаючись незмінною в початковий момент часу раптового порушення режиму, дає можливість зв'язати попередній режим з новим і в цьому - її практичне використання. Саме визначення "перехідна" означає, що е.р.с. та перехідний опір  $x'_d$  дозволяють оцінити раптовий перехід від одного режиму до іншого. Оскільки перехідна е.р.с. раптово не змінюється, її можна віднести не лише до моменту порушення режиму, а й до будь-якого часу перебігу перехідного процесу.

Значення перехідних величин  $E'_q$  та  $x'_d$  можна також визначити із

схеми заміщення машини. Схема еквівалентного контуру статора ad зі струмом  $I_d$  може розглядатися як двообмотковий трансформатор. На рис. 2.2, а наведена принципова схема машини з магнітним зв'язком між статором та обмоткою збудження, в коло якої введено е.р.с.  $E_{fq}$  відповідно до результуючого потокозчеплення  $\Psi_{frez}$ . Параметри  $x'_d$  та представляють собою перехідний і синхронний опори первинної обмотки, визначені при короткозамкненій та розімкненій обмотках збудження машини відповідно. Опори  $x'_d$  і  $x_d$  аналогічні індуктивним опорам трансформатора при короткому замиканні та холостому ходу. Схему заміщення двообмоткового трансформатора зображено на рис. 2.2,б. Після заміни кіл з опором  $x_{fq}$  та  $x_{ad}$  одним еквівалентним колом з паралельним вмиканням цих опорів отримуємо схему заміщення машини з показниками  $E'_q$  та  $x'_d$  рис. 2.2,в):

$$E'_q = E_{fq} x_{ad} / (x_{f\sigma} + x_{ad}) ;$$

$$x'_d = x_{\sigma} + x_{f\sigma} x_{ad} / (x_{f\sigma} + x_{ad}) .$$

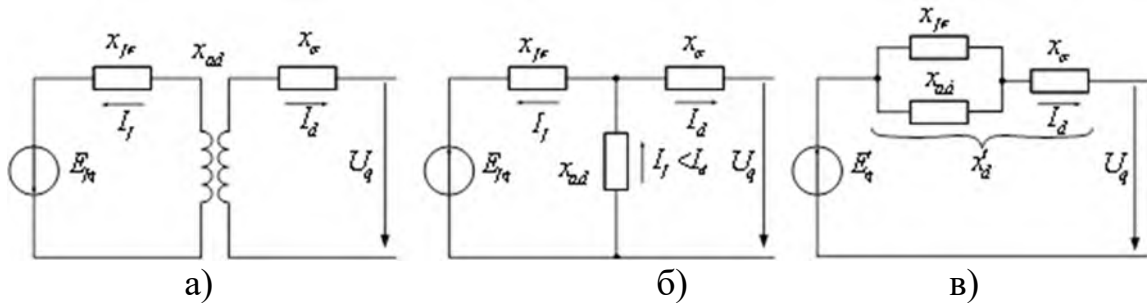


Рис. 2.2. До визначення перехідного індуктивного опору синхронної машини в поздовжній осі. а - принципова схема машини з магнітним зв'язком між статором та обмоткою збудження; б - схема заміщення машини як двообмотковий трансформатор; в - перетворена схема заміщення.

Констатуємо, що:

$$x'_d = x_{\sigma} + x_{ad}^2 / (x_{f\sigma} + x_{ad}) = x_{\sigma} + x_{f\sigma} x_{ad} / (x_{f\sigma} + x_{ad}) .$$

Ураховуючи, що в поздовжній осі ротора закорочені контури (машини без демпферних обмоток) відсутні, складова перехідної е.р.с.  $E'_q = 0$ , а перехідні опори  $x'_q = x_q$ . У цьому разі періодична складова струму в початковий момент часу перехідного процесу є поздовжньою складовою і називається початковим значенням перехідного струму:

$$I'_d = E'_q / x'_d$$

або:

$$I'_d = E'_q / (x'_d + x_{zu}) ,$$

Якщо КЗ відбувається за зовнішнім індуктивним опором  $x_{zu}$  кола генератора. Параметри режиму, які характеризують перехідний процес, можна зобразити на векторній діаграмі. На рис. 2.3,а видно, як визначається перехідна е.р.с.  $E'_q$  на основі даних початкового усталеного режиму. Для

цього від кінця вектора напруги  $\dot{U}_q$  (точка  $A$ ) прокладають вектори спаду напруги  $j\dot{I}_d x'_d$  та  $j\dot{I}_q x'_q$  і отримують точку  $B$ . Опускаючи перпендикуляр з точки  $B$  до поздовжньої осі, отримують точку  $C$ . Відрізок  $OC$  на цій осі відповідає  $\dot{E}'_q$ , що випливає з рівняння (1.64). Трикутник  $BCD$  – прямокутний, при цьому точка  $C$  міститься на колі з діаметром:

$$BD = I(x_q - x'_d)$$

При раптовому КЗ на затискачах генератора струм збільшується від  $\dot{I}$  до  $\dot{I}'$ , напруга дорівнює  $\dot{U}$ , а кут між ними -  $\phi'$ . Перехідна е.р.с. зберігається незмінною. За цих умов векторну діаграму, що характеризує перехідний процес (рис. 2.3, б), можна побудувати за відомими відрізками  $A'B'$  та  $B'D'$ , пропорційними струму, а також відомим кутом  $90^\circ - \phi'$ . Відрізок  $B'D'$  – діаметр кола, на якому кінець вектора  $\dot{E}'_q$ . Для визначення початку координат діаграми  $O'$  від точки  $D'$  проводиться пряма до перетину з лінією, яка за напрямком збігається з  $\dot{U}'$ . Відрізок  $O'C'$ , розташований між початком координат та півколом, представляє собою  $\dot{E}'_q$ . Початок координат  $O'$  можна визначити також з допомогою дуги, що вийшла з точки  $D'$ .

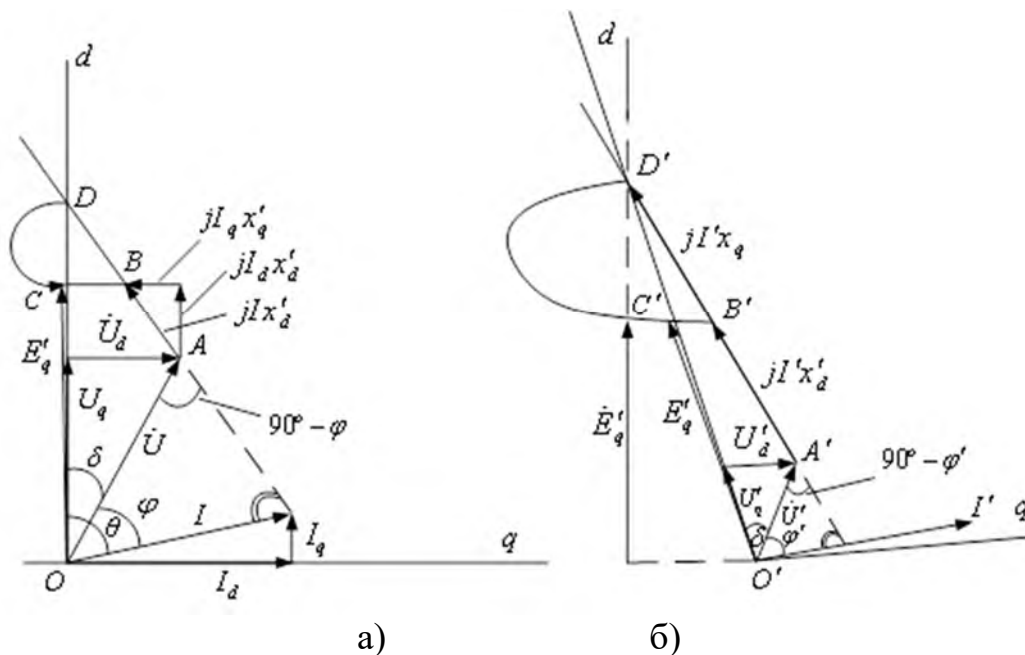


Рис. 2.3. Векторні діаграми визначення е.р.с. синхронної машини початкового усталеного (а) та перехідного (б) режимів.

У синхронній машині без демпферних обмоток перехідний процес виникає звичайно в перший момент часу після раптової зміни навантаження. Потім змінювання струму та напруг стає згасаючим в цьому режимі до усталених значень, однак, на практиці трапляються багато випадків, коли режим синхронної машини можна приблизно вважати перехідним за весь час її експлуатації. Серед таких режимів - робота синхронних генераторів, від яких живляться електродугові печі в металургії з різкими коливаннями

навантаження протягом періоду плавки металу, багатомашинні агрегати з раптовими змінами навантаження та ін.

За таких експлуатаційних режимів період часу зміни навантаження менший постійної часу затухання аперіодичних складових струму в обмотці ротора:

$$T'_d = T_d x'_d / x_d ,$$

де  $T_d$  - постійна часу обмотки збудження при розімкненій обмотці статора.

### 2. 3. Надперехідні е.р.с. та індуктивні опори

У синхронній машині з демпферними обмотками значення е р с. та індуктивного опору в початковий момент часу перехідного процесу залежать також від струму у цих обмотках. Синхронна машина має на роторі, окрім обмотки збудження ще й одну демпферну обмотку в його поздовжній та поперечній осях. Обмотка статора та обидві обмотки ротора в поздовжній осі зв'язані між собою загальним потоком взаємоіндукції  $\dot{\Phi}_{ad}$ , якому відповідає реактивний опір поздовжньої реакції  $x_{ad}$ .

Раптове прирощення потоку  $\Delta\dot{\Phi}_{ad}$  у такій машині викликає внаслідок реакції ротора прирощення потоку збудження  $\Delta\dot{\Phi}_f$  та  $\Delta\dot{\Phi}_{1d}$ . До того ж баланс результуючих потокозчеплень повинен зберігатися незмінним і відповідати рівнянням:

для обмотки збудження:

$$\Delta\hat{I}_f(x_{f\sigma} + x_{ad}) + \Delta\hat{I}_{1d}x_{ad} + \Delta\hat{I}_{1d}x_{ad} = 0 ;$$

для поздовжньої демпферної обмотки:

$$\Delta\hat{I}_{1d}(x_{1d\sigma} + x_{ad}) + \Delta\hat{I}_{1d}x_{ad} + \Delta\hat{I}_d x_{ad} = 0 ,$$

де  $\Delta\hat{I}_{1d}$  та  $x_{1d\sigma}$  - початкове значення струму, наведеного в поздовжній демпферній обмотці, та її реактивний опір.

Внаслідок рівності потокозчеплень розсіювання обмотки збудження та поздовжньої демпферної обмотки:

$$\Delta\hat{I}_f x_{f\sigma} = \Delta\hat{I}_{1f} x_{1d\sigma} .$$

Чим менший опір розсіювання обмотки, тим більший наведений в ній струм і відповідно більша роль цієї обмотки у створеній відповідної реакції ротора.

Якщо спільну реакцію обмотки збудження та демпферної поздовжньої обмотки (кількох демпферних обмоток) у початковий момент часу перехідного процесу замінити такою ж реакцією від сумарного струму:

$$\Delta\hat{I}_{de} = \Delta\hat{I}_f + \Delta\hat{I}_{1d}$$

В одній еквівалентній обмотці поздовжньої осі ротора з реактивним опором розсіювання  $x_{\sigma de}$ , то рівняння балансу потокозчеплення можна подати у такому вигляді:

$$\Delta\hat{I}_{de}(x_{\sigma de} + x_{ad}) = (\Delta\hat{I}_f + \Delta\hat{I}_{1d})(x_{\sigma de} + x_{ad}) = -I_d x_{ad} .$$

Сумісний розв'язок рівнянь дає змогу визначити еквівалентне

реактивне розсіювання:

$$x_{\sigma de} = x_{f\sigma} x_{1d\sigma} / (x_{f\sigma} + x_{1d\sigma})$$

Як опір двох паралельних віток з  $x_{f\sigma}$  та  $x_{1d\sigma}$ . При цьому реактивний опір машини в поздовжній осі ротора та її аналог з машиною без демпферних обмоток:

$$x_d'' = x_d - x_{ad}^2 / (x_{\sigma de} + x_{ad}) = x_{\sigma} + x_{\sigma de} x_{ad} / (x_{\sigma de} + x_{ad}) .$$

Загалом під еквівалентним опором кількох демпферних контурів поздовжньою віссю  $x_{\sigma de}$  розуміють сумарний опір паралельних віток цих контурів та обмотки збудження.

Опір  $x_d''$  називається надперехідним реактивним опором у поздовжній осі синхронної машини. У поперечній же осі ротора, де розташована лише одна демпферна обмотка, її індуктивний опір називається надперехідним реактивним опором у поперечній осі:

$$x_d'' = x_q - x_{aq}^2 / (x_{1q\sigma} + x_{aq}) = x_{\sigma} + x_{1q\sigma} x_{aq} / (x_{1q\sigma} + x_{aq}) .$$

При наявності в поздовжній осі ротора кількох демпферних обмоток необхідно замість  $x_{1q\sigma}$  підставити еквівалентний опір цих обмоток.

Електрорушійні сили  $E_q''$  та  $E_d''$  у початковий момент часу перехідного процесу називаються відповідно поздовжньою та поперечною складовими надперехідної е.р.с. Ці е.р.с. на початку зміни режиму зберігають свої значення і визначаються:

$$\begin{aligned} E_q'' &= U_q + I_d x_d'' ; \\ E_d'' &= U_d + I_q x_q'' , \end{aligned}$$

де  $U_d$ ,  $U_q$ ,  $I_d$ ,  $I_q$  - складові напруг та струму до порушення нормального режиму роботи синхронної машини.

Таким чином, синхронну машину з демпферними обмотками в початковий момент часу перехідного процесу характеризують складові надперехідної е.р.с.  $E_q''$ ,  $E_d''$  та надперехідні опори  $x_d''$ ,  $x_q''$ . Префіксом "над" у назві "надперехідні" підкреслюють вплив на перехідний процес демпферних обмоток машини.

Опори  $x_d''$  та  $x_q''$  звично визначати зі схем заміщення машини (рис. 2.4) Опори  $(x_f - x_{fde})$  і  $(x_{de} - x_{fde})$  є опорами розсіювання обмоток у поздовжній осі ротора (рис. 2.4,а). Оскільки опір  $(x_{fde} - x_{ad})$  малий, його не враховують і користуються спрощеною системою заміщення (рис. 2.4.а), де  $x_{f\sigma} \approx x_f - x_{ad}$  та  $x_{\sigma de} \approx x_{de} - x_{ad}$  представляють собою опори розсіювання обмоток ротора, а  $x_{\sigma} \approx x_d - x_{ad}$  - статора. Схема заміщення опору  $x_q''$  у поперечній осі на рис. 2.4,б, де  $x_{\sigma de} = x_{de} - x_{aq}$ , становить еквівалентний опір розсіювання поперечного демпферного контуру.



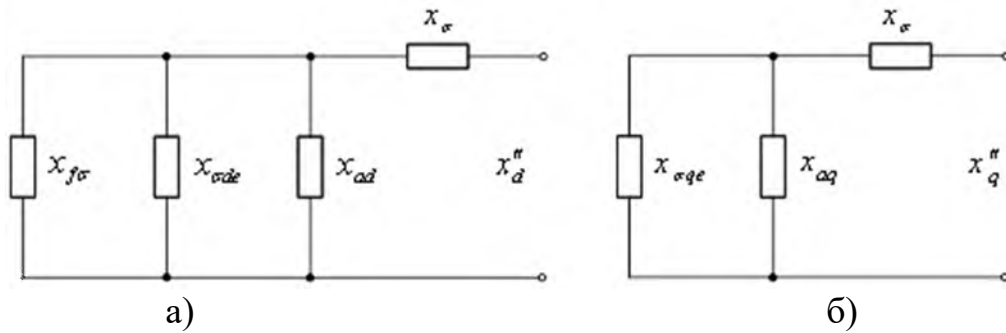


Рис. 2.4. Схеми заміщення для визначення опорів у поздовжній (а) та поперечній (б) осях.

Складові надперехідної е.р.с  $E_d''$  та  $E_q''$  можна визначити з векторної діаграми до усталеного режиму (рис. 2.5.а). Під час надперехідного процесу вони зберігаються постійними. Від початку координат на діаграмі відкладають вектори напруги  $\dot{U}$  та струму  $\dot{I}$  з кутом  $\phi$  між ними. Від кінця вектора напруги  $\dot{U}$  (точка  $A$ ) відкладають вектори спаду напруги  $j\dot{I}x_d''$  та  $j\dot{I}x_q''$  (точки  $B$  і  $D$ ). З точки  $B$  опускають перпендикуляр до поперечної осі. Отриманий відрізок  $OC$  дорівнює складовій е.р.с  $E_q''$ . Перпендикуляр з точки  $D$  на відрізок  $BC$  відсікає в точці  $E$  відрізок, який дорівнює складовій е.р.с  $E_d''$ . Вектор  $\overline{OE}$  дорівнює надперехідній е.р.с  $\dot{E}''$ .

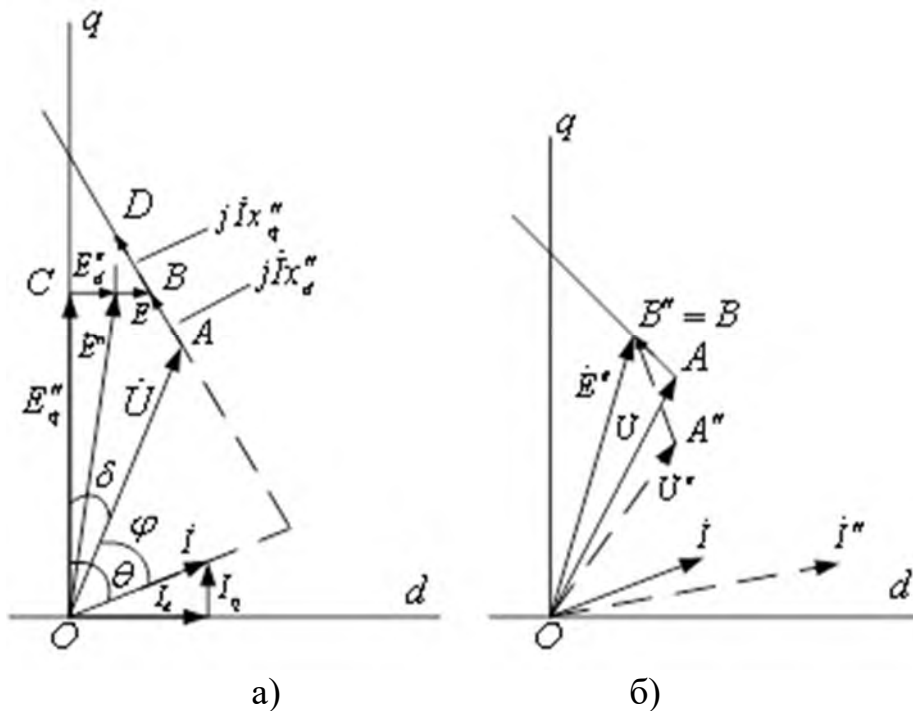


Рис. 2.5. Векторні діаграми синхронної машини: а – початкового усталеного режиму; б – надперехідного режиму.

Надперехідний процес після раптової зміни навантаження досліджується за допомогою векторної діаграми аналогічно тому, як на діаграмі для перехідного процесу, однак (як правило)  $x_q'' = x_d''$ . При цьому напівколо  $DB$  настільки мале, що точки  $D, B, E$  практично збігаються.

Приймаючи відрізок  $OE$  рівним  $\dot{E}''$ , можна побудувати спрощену

векторну діаграму (рис 2.5.б), придатну для практичних розрахунків надперехідного процесу.

При суто індуктивному опорі кола статора поздовжня та поперечна складові надперехідного струму (початковий момент часу перехідного процесу) визначаються виразами:

$$I_d'' = E_q'' / (x_d'' + x_{zu}) ;$$

$$I_q'' = E_d'' / (x_q'' + x_{zu}) .$$

Повний надперехідний струм:

$$I'' = \sqrt{(I_d'')^2 + (I_q'')^2}$$

Кут між надперехідними величинами  $E''$  та  $I''$  в загальних випадках не дорівнює  $90^\circ$ , оскільки навіть з суто індуктивним опором кола  $x_q'' \neq x_d''$ .

## 2. 4. Електрорушійна сила та індуктивні опори електродвигунів

Перехідний процес в електродвигунах проходить так само, як і в синхронних генераторах. У початковий момент часу при КЗ суттєвий вплив на хід процесу мають лише потужні двигуни. Двигуни ж невеликої потужності та інші електроприймачі (освітлювальне навантаження нагрівальні установки) називають *узгаьльненим навантаженням*, яке враховують у вигляді типового складу споживачів промислового району з існуючою схемою електропостачання. увімкненою до великих вузлів СЕП.

На виміну від синхронних генераторів в асинхронних двигунів у початковий момент часу перехідного процесу - інші значення надперехідних е.р.с. та індуктивних опорів. У перезбуджених синхронних двигунах та компенсаторах надперехідна е.р.с звичайно вища підведеної напруги. Тому при будь-якому різкому її зниженні реактивний струм, генерований двигуном, зростає. У недозбуджених синхронних двигунах надперехідна е.р.с нижча підведеної напруги, в результаті чого реактивний струм споживається з мережі. За умови рівності е.р.с та напруга двигуна ( $E_q'' = U$ ), реактивний струм у початковий момент часу перехідного процесу відсутній.

Асинхронні двигуни в початковий момент часу перехідного процесу можна розглядати як недозбуджені синхронні двигуни; в нормальному режимі вони працюють з невеликим ковзанням (2...5 %).

Для асинхронного двигуна, як і для синхронного, надперехідні е.р.с. та індуктивні опори в початковий момент часу раптового порушення режиму можна визначити, базуючись на незмінності потокозчеплення з обмотками ротора. З огляду на повну симетрію ротора, однак для асинхронних двигунів немає необхідності розглядати е.р.с. та реактивні опори в поздовжній та поперечній осях. Надперехідний реактивний опір двигуна знаходять за допомогою схеми заміщення аналогічної рис. 1.8,а. Цей опір представляє собою індуктивний опір КЗ у загальмованому двигуні ( $s = 100$  %). Практично відносне значення надперехідного опору

асинхронного двигуна визначають за його пусковим струмом  $I_{\text{пуск}}$  :

$$x''_{AD} = U_{\text{ном}}^2 \cos \phi_{\text{ном}} \eta / (I_{\text{пуск}} P_{\text{ном}}).$$

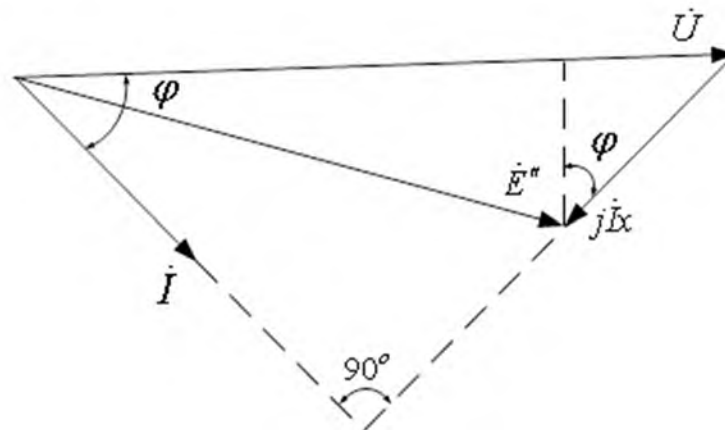


Рис. 2.6. Векторна діаграма струму і напруг асинхронного двигуна.

Надперехідна е.р.с. асинхронного двигуна встановлюється з векторної діаграми, побудованої для попереднього режиму (рис. 2.6):

$$E''_{\phi} = \sqrt{(U_{\phi(0)} - I_0 x''_{AD} \sin \phi_{(0)})^2 + (I_0 x''_{AD} \cos \phi_{(0)})^2},$$

де  $U_{\phi(0)}$ ,  $I_0$ ,  $\phi_{(0)}$  - попередні значення напруги, струму та кута зсуву між ними. Розглядаючи е.р.с  $E''_{\phi}$  як проекцію вектора цієї е.р.с. на вектор  $U$ , приблизно матимемо:

$$E''_{\phi} \approx U_{\phi(0)} - I_{(0)} x''_{AD} \sin \phi_{(0)}.$$

Вплив узагальненого навантаження в початковий момент часу перехідного процесу залежить від залишкової напруги в місці її ввімкнення та віддаленості від точки КЗ. При  $E''_{\text{не}} > U$  навантаження - додаткове джерело живлення місця КЗ. Чим ближче навантаження розміщується до точки КЗ, тим більший його вплив на живлення місця пошкодження. Тому в практичних розрахунках надперехідного струму в точці КЗ та найближчих до неї колах ураховують лише ті навантаження та окремі двигуни, які безпосередньо зв'язані з точкою КЗ або розмішені на невеликій відстані від місця пошкодження.

## 2.5. Перехідний процес у синхронному генераторі при трифазному короткому замиканні

Процес короткого замикання генератора відрізняється від аналогічного процесу в ланцюзі, який живиться джерелом необмеженої потужності, деякими особливостями, зумовленими взаємним індуктивним впливом між колом статора і ланцюгами ротора, які обертаються.

Далі розглянемо в основному фізичний бік протікання перехідного процесу при трифазному к.з. синхронного генератора. Припустимо, що раптове к.з. відбулося на виводах (або поблизу них) генератора, який працює в режимі холостого ходу. Генератор має демпферну обмотку за поздовжньою віссю і не має пристроїв автоматичного регулювання збудження (АРЗ).

При раптовому к.з. в обмотці статора з'явиться струм, який можна прийняти суто реактивним, оскільки в ланцюзі переважає реактивний опір. Як відомо, такий струм є суто поздовжнім, і струмом, який створює в машині магнітний потік, який спрямований тільки за поздовжньою віссю ротора проти потоку обмотки збудження. Отже, магнітний потік, зчеплений з обмотками ротора, до к.з. має різко зменшуватися. Проте, відповідно до закону електромагнітної інерції (правило Ленца), магнітний потік, зчеплений з якою-небудь обмоткою, миттєво змінитися не може, і тому в перший момент режиму к.з. потік ротора має зберегтися колишнім. Ця сталість потоку ротора забезпечується за рахунок появи в його обмотках (збудження і заспокійливої) вільних струму, які намагнічують і компенсують розмагнічувальну дію струму обмотки статора. Джерелом вільних струму є е.р.с., наведені в обмотках ротора завдяки наявності вже в перший момент к.з. зміни швидкості магнітного потоку в обмотках статора. Завдяки активним опорам обмоток ротора вільні струм в них починають затухати за законами загасання вільних струму у двох магнітозв'язаних ланцюгах. Протягом кількох періодів, зі сталою часу, так званого надперехідного режиму відбувається перерозподілення вільних струму у обмотках ротора. Струм в обмотці збудження зростає порівняно з початковим значенням, а в заспокійливій обмотці практично зникає. Далі струм затухають повільніше зі сталою часу так званого перехідного режиму  $T_d$ .

Відповідно до описаної зміни струму у обмотках ротора відбувається зміна періодичного струму статора. У початковий момент к.з. унаслідок протидії вільних струмів ротора магнітний потік статора не може проникнути в ротор і витісняється в повітряний зазор, замикаючись за шляхом малої магнітної провідності. У зв'язку з цим реактивність генератора, яка називається надперехідною, зменшується порівняно з реактивністю сталого режиму. Таким чином, генератор у цей момент характеризується надперехідною поздовжньою реактивністю  $x_d''$  і надперехідною подовжньою е.р.с.  $E_q''$ , яка пропорційна результуючому потокозчепленню обмотки збудження і незмінна в перший момент перехідного процесу. Е.р.с. надперехідного режиму можна знайти з виразу:

$$E_{q(0)}'' = E_{q0}'' = U_{q0} + I_{d0} x_d'' ,$$

де  $U_{q0}$ ,  $I_{d0}$  — складові напруги і струму попереднього режиму роботи генератора.

Струм у початковий момент к.з. виходить найбільшим і визначається:

$$I_{d(0)}'' = \frac{E_{q(0)}''}{x_d'' + x_{зоб}} ,$$

де  $x_{зоб}$  — опір зовнішнього ланцюга.

У міру загасання вільних струму в обмотках ротора потік статора поступово починає проникати в ротор, і реактивність генератора за

поздовжньою віссю збільшується від  $x_d''$  до  $x_d$  (значення реактивності в сталому режимі). Після завершення надперехідного періоду загасання вільних струму (за цей час, як правило, практично затухають вільні струм в заспокійливій обмотці) генератор характеризується перехідною реактивністю  $x_d'$  і перехідною е.р.с.  $E_q'$ . Ці значення використовують для визначення струму в початковий момент к.з. у генераторах без заспокійливих обмоток:

$$I_{d(0)}' = \frac{E_{q(0)}'}{x_d' + x_{зоб}},$$

$$E_{q(0)}' = E_{q0}' = U_{q0} + I_{d0}' x_d'.$$

Таким чином, у міру загасання вільних струму в обмотках ротора розмагнічувальна дія струму статора збільшується, а це викликає збільшення реактивного опору генератора за поздовжньою віссю, до зменшення результуючого потокозчеплення обмотки збудження і до загасання періодичної складової струму статора до його значення в сталому режимі к.з. Останнє визначається з виразу:

$$I_{d\infty} = \frac{E_{q\infty}}{x_d + x_{зоб}}.$$

Для сталого режиму к.з.:

$$I_{d\infty} = \sqrt{(U_0 \cos \phi_0)^2 + (U_0 \sin \phi_0 + I_0 x_d)^2},$$

де  $U_0$ ,  $I_0$ ,  $\sin \phi_0$  — попередні режиму к.з. напруга, струм і кут зсуву між ними.

Швидке зменшення періодичної складової струму к.з. у перші кілька періодів відповідає загасанню вільних струму, які намагнічують, у заспокійливих обмотках ротора. Подальше відносно повільне загасання відповідає повільному загасанню вільних струму в обмотці збудження.

Струм к.з. генератора в перехідному режимі містить окрім періодичної й аперіодичну складову, яка затухає з постійною часу  $T_d$ , зумовленою індуктивними й активними опорами статора і зовнішнього ланцюга к.з. Поява цієї складової струму к.з. пояснюється таким чином. Магнітні потоки, які зчеплені тільки з обмоткою статора (потоки розсіювання) при к.з., яке супроводжується раптовим збільшенням струму статора, не можуть, як уже наголошувалося, миттєво змінитися. Тому в обмотці статора в перший же момент к.з. і виникають вільні аперіодичні струми, які компенсують збільшення періодичного струму статора через к.з. і збільшення магнітного потоку.

Магнітний потік від аперіодичних складових струму трьох фаз статора практично нерухомий у просторі. Ротор при обертанні перетинає цей потік і в його обмотці збудження наводиться струм синхронної частоти.

Періодична складова струму ротора і струм подвійної частоти статора затухають одночасно зі загасанням аперіодичної складової струму статора.

Криві зміни струму в генераторі при раптовому к.з. на його виводах наведено на рис. 2.7. На рис. 2.7 в подано зміну діючого значення періодичної складової струму к.з. Для будь-якого моменту часу перехідного процесу к.з. його значення можна знайти з виразу:

$$I_{di} = I_{d\infty} + (I'_d - I_{d\infty})e^{-\frac{t}{T'_d}}$$

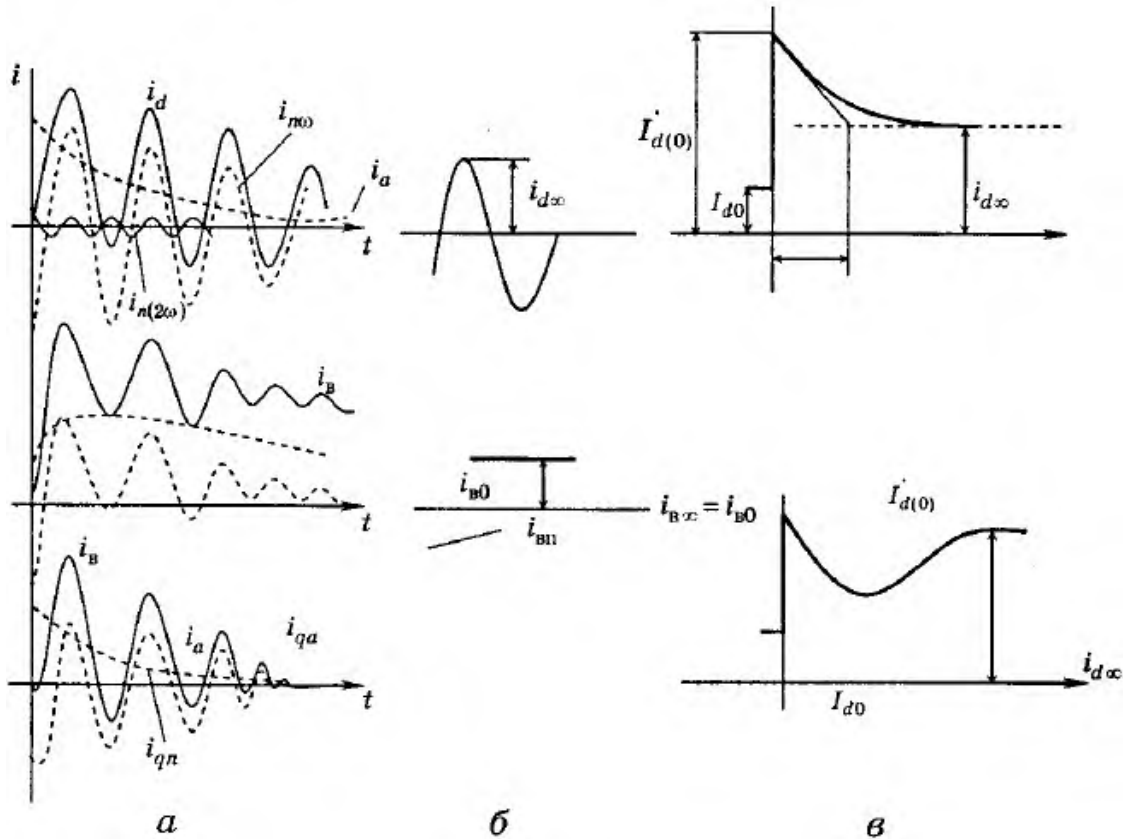


Рис.2.7: а – в обмотці статора; б – в обмотці збудження; в – у демпферній обмотці.

Для визначення початкових струму к.з.  $I'_{d(0)}$  і  $I''_{d(0)}$  незручно, оскільки при цьому струм і напруги генератора необхідно розкласти на складові за осями  $d$  і  $q$ . Тому в розрахунках використовують значення е.р.с, які знайдені за спрощеними виразами:

$$E''_{q(0)} \approx U_0 + I_0 x''_d \sin \phi_0 ,$$

$$E'_{q(0)} \approx U_0 + I_0' x'_d \sin \phi_0 .$$

Середні значення опорів  $x'_{d(0)}$ ,  $x''_{d(0)}$ , а так само е.р.с.  $E'_{q(0)}$ ,  $E''_{q(0)}$  синхронних генераторів, які працюють до к.з. з повним навантаженням, номінальною напругою і  $\cos \phi = 0$ , можуть бути також узяті з табл 2.1.

За наявності у генератора пристроїв автоматичного регулювання збудження (АРЗ) їх вплив на перехідний процес короткого замикання зводиться якоюсь мірою до сповільнення загасання вільних струму. Оскільки з моменту дії АРЗ струм збудження, а, отже, й е.р.с. генератора зростають, то струм і напруги при к.з. виходять завжди більше, а хід кривої струму к.з. набуває різноманітний вигляд. Слід зазначити, що внаслідок

інерції регулятора АРЗ не впливає на початкове значення струму к.з.

Таблиця 2.1. Середні значення опорів синхронних генераторів

Тип генератора	Реактивності відносних одиниць		Е.р.с. відносних одиниць	
	$x'_d$	$x''_d$	$E'_{q(0)}$	$E''_{q(0)}$
Турбогенератор потужністю до 100мВт	0,21	0,125	1,13	1,08
потужністю 100-500мВт	0,21	0,2	1,13	1,12
Гідрогенератор з демпферними обмотками	0,3	0,2	1,18	1,12
без демпферних обмоток	0,3	0,27	1,18	1,16

У цьому випадку генератор може працювати або в режимі граничного збудження ( $E_q = E_{гран}$ ,  $U_\Gamma < U_n$ ), або в режимі нормальної напруги ( $E_q = E_{гран}$ ,  $U_\Gamma < U_n$ ). Тому розрахунок струму короткого замикання починають з визначення режиму роботи генератора. З цією метою визначають критичний опір зовнішнього ланцюга, при короткому замиканні за яким генератор при граничному збудженні забезпечує нормальну напругу на своїх шинах ( $U_\Gamma = U_n$ ):

$$x_{кр} = x_d \frac{1}{E_{q2} - U_n}$$

Отримані значення  $x_{кр}$  порівнюють з опором зовнішнього ланцюга. Якщо  $x_{зов} \leq x_{кр}$ , то генератор працює в режимі граничного збудження і струм короткого замикання визначають із виразу:

$$I_\kappa^{(3)} = \frac{E_{q2}}{x_{дн} + x_{зов}} \geq I_{кр}^{(3)}$$

тобто генератор вводять у схему заміщення параметрами  $E_{q2}$  і  $x_{дн}$ .

Якщо  $x_{зов} \geq x_{кр}$  — режим номінальної напруги, струм визначається за формулою:

$$I_\kappa^{(3)} = \frac{U_n}{x_{зов}} \leq I_{кр}^{(3)}$$

а генератор вводять у схему заміщення параметрами  $E_q = U_n$  і  $x_\Gamma = 0$ .

Середні значення е.р.с. (при номінальному і граничному струмах збудження) і синхронної реактивності за поздовжньою віссю такі:

— для турбогенераторів  $E_{q0} = 2,26$ ;  $E_{q2} = 4,0$ ;  $x_d = 1,7$ ;

— для гідрогенераторів  $E_{q0} = 1,8$ ;  $E_{q2} = 3,0$ ;  $x_d = 1,15$ .

У складних схемах з кількома генераторами, струм від яких надходить до місця к.з. спільними для них гілками, поняття зовнішньої реактивності для генераторів втрачає значення. Тому в цьому випадку розрахунки, пов'язані з визначенням струму к.з., проводять методом послідовних

наближень. Для цього довільно задаються для кожного генератора з АРЗ тим або іншим режимом роботи і вводять їх у схему заміщення відповідними параметрами ( $E_{qe}$ ,  $x_d$ ,  $U_n$  і  $x_T = 0$ ). Після визначення струму у схемі першого наближення перевіряють правильність вибраних режимів. Якщо для генератора був прийнятий режим граничного збудження, то його струм має бути  $I > I_{кр}$ , для генераторів, які працюють в режимі нормальної напруги  $I < I_{кр}$ . Якщо для деяких генераторів прийнятий режим не збігається з розрахунковим, то схеми їх заміщення змінюють і весь розрахунок проводять повторно.

## 2.6. Рівняння руху ротора генератора

Вивчення електромеханічних перехідних процесів доцільно почати з одного з основних рівнянь, *рівняння руху ротора генератора*.

Рух обертової частини енергоагрегату, далі умовно називаної ротором генератора, описується, згідно із другою законом Ньютона, рівняннями:

$$J_0 \alpha = \Delta M;$$

$$\Delta M = M_T - M_C - M_{em}$$

де  $J_0$ ,  $\alpha$  - відповідно, момент інерції й кутове прискорення обертової частини енергоагрегату (ротора турбіни, вала й ротора генератора);  $\Delta M$  - небаланс моментів, які діють на вал;  $M_T$  - момент обертання, створюваний турбіною;  $M_C$  - момент опору, обумовлений тертям у підшипниках і опором середовища;  $M_{em}$  - електромагнітний момент, обумовлений електричною навантаженням генератора, що й відбиває взаємодія між електромагнітними системами статора й ротора.

Момент  $M_C$ , що становить близько 3 % від номінального моменту, з метою спрощення часто не враховують, тобто приймають, що

$$\Delta M = M_T - M_{EM}$$

З врахуванням того що  $\alpha = d\omega/dt$ , де  $\omega$  - кутова швидкість, запишемо рівняння руху ротора як

$$j_0 \frac{d\omega}{dt} = \Delta M$$

Виразимо всі складові цього рівняння в системі відносних одиниць. Для цього розділимо праву й ліву його частини на номінальний момент

$M_{НОМ} = SH_{0M}/\omega_0$  і представимо результат у наступному виді:

$$\frac{j_0 \omega_0}{S_{НОМ}} \frac{d\omega}{dt} = \frac{\Delta M}{M_{НОМ}} = j$$

При подальших перетвореннях впливає:

$$\frac{1}{\omega_0} \frac{j_0 \omega_0^2}{S_{НОМ}} \frac{d\omega}{dt} = \Delta M *$$

$$\frac{1}{\omega_0} T_j \frac{d\omega}{dt} = \Delta M *$$

$$T_j \frac{d\omega^*}{dt} = \Delta M *$$



де  $\omega_0$  - синхронна частота,  $T_j = \frac{J_0 \omega_0^2}{S_{НОМ}}$  - постійна інерції ротора (обертової частини агрегату) чисельно рівна проміжку часу, протягом якого ротор розганяється зі стану спокою до номінальної швидкості обертання під дією номінального обертаючого моменту.

Уведемо базисну одиницю часу  $t_{\text{баз}}$  і після нескладних перетворень отримаємо:

$$\frac{t_{\text{баз}}}{t_{\text{баз}}} T_j \frac{d\omega^*}{dt} = \Delta M^*$$

$$T_j^* \frac{d\omega^*}{dt^*} = T$$

Вирази, що залишають в останньому рівнянні в системі відносних одиниць. За базисну одиницю часу при розрахунках перехідних процесів звичайно приймають проміжок часу в один радіан, тобто

$$t_{\text{баз}} = \frac{1}{\omega_0} = \frac{1}{314} [c] = 1[\text{рад}].$$

*Радіан* - це проміжок часу, протягом якого досягається зміна кута в один радіан при синхронній кутовій швидкості.

При розрахунках електромеханічних перехідних процесів в електроенергетичних системах замість небалансу моментів  $\Delta M$  для спрощення використовується, як правило, небаланс  $\Delta P$  між потужністю турбіни  $P_T$  і електричною ( електромагнітною) потужністю  $P$  генератора:

$$\Delta P = P_T - P$$

Зв'язок між цими небалансами в системі відносних одиниць виражається співвідношенням

$$\Delta M^* = \Delta P^* \frac{1}{\omega^*} = \Delta P^* \frac{1}{1 + \Delta \omega^*},$$

де  $\Delta \omega^* \omega^* - 1$  - змінна складова кутової швидкості, обумовлена коливаннями ротора генератора в динамічних переходах енергосистеми.

Складовою  $\Delta \omega^*$  як правило, зневажають через її малі величини записуємо рівняння без явних ознак приналежності до системи відносних одиниць ( без зірочок) у вигляді

$$T_j \frac{d\omega}{dt} = \Delta P$$

Параметри руху ротора генератора, а саме його кутове прискорення  $a$ , кутова швидкість  $\omega$  і кут  $\theta$  зв'язані між собою через похідні:

$$a = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\theta}{dt^2}$$

де кут  $\theta$  відраховується від нерухливої осі, яку сполучають, як правило, з магнітною віссю статорної обмотки фази  $A$  (рис. 2.8).



Рис. 2.8. Параметри руху ротора генератора

Більш зручної для відліку кутів  $\epsilon$ , що спеціально вводиться синхронно обертова (синхронна) вісь, щодо якої фіксується кутове положення  $\delta$  ротора генератора. Зв'язок між кутами  $\theta$  і  $\delta$  визначається функцією

$$\theta = \omega_0 t + \delta,$$

де  $\omega_0 t$  відбиває зміна кута синхронно обертової осі.

Подвійне диференціювання функції призводить до рівності де всі складові представлені в системі відносних одиниць:  $T_j$  [рад];  $t$  [рад];  $\delta$  [рад];  $P_T$  [відн.од.];  $P_{EM}$  [відн.од.].

$$\frac{d^2}{dt^2} = \frac{d^2 \delta}{dt^2}$$

або

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2 \delta}{dt^2}$$

остаточна (основна) форма

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P_{EM}$$

У практичних розрахунках це рівняння використовується й в інших формах. Вони відрізняються тим, що деякі або всі його складові виражені в іменованих одиницях.

Перехід від однієї форми запису до іншої здійснюється за допомогою співвідношень:

$$t[\text{рад}] = \omega_0 t \left[ \frac{\text{рад}}{\text{с}} \times \text{с} \right]; \delta[\text{рад}] = \frac{2\pi}{360} \omega \cdot \text{град}.$$

Можливі й інші комбінації одиниць виміру й, отже, інші форми запису рівняння руху ротора генератора.

## 2.7. Поняття про параметри режиму й стану електричної системи й зв'язок між ними

Параметри режиму. У перелік параметрів режиму входять ті параметри, які визначають кількісний стан систем:  $P$ ,  $Q$ ,  $U$ ,  $I$ ,  $f$ , і, мабуть, що вони змінюються зі зміною режиму системи.

Параметри системи. Сюди входять різні опори, провідності, коефіцієнти елементів системи  $X_G$ ,  $X_T$ ,  $r_G$ ,  $r_T$ ,  $X_L$ ,  $K_T$ ,  $X_P$ , і т.д. Параметри системи, загалом кажучи, нелінійні, але при вивченні даного курсу ми

будемо ухвалювати їх як постійні величини.

Режими в електричних системах можуть бути такими, що встановилися або ж несталим - перехідним. Відповідно розрізняють нормальні або аварійні режими. Перехідні процеси розділяють на нормальні й аварійні.

Основним завданням електроенергетики є безперервне, стійке забезпечення споживача електричною енергією. Необхідно визначити, при яких умовах можливе забезпечення стійкої роботи генераторів, яку величину потужності можна передати лінією електропередачі, від яких факторів залежить забезпечення стійкості, чому порушується стійка, паралельна робота синхронних генераторів, що перебувають у нормальній роботі. Приступимо до розгляду цих питань.

Для представленої схеми електропередачі в попередньому розділі було отримано вирази електричної потужності залежно від кута між векторами ерс  $E_q$  і напруги приймальних шин  $U$ , які називають кутовою характеристикою:

$$P_e = \frac{E_q U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta$$

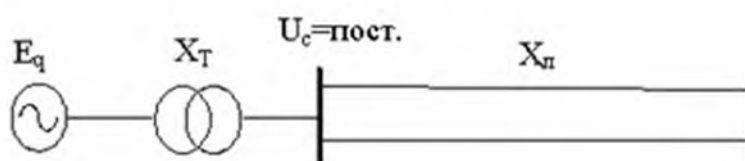


Рис 2.9. Найпростіша схема електричної системи

При заданих величинах  $E_q$ ,  $U$ ,  $X_{д\Sigma}$  потужність генератора є функцією кута, причому ця залежність нелінійна – синусоїдальна. Для повноти на цьому ж графіку рисують характеристику потужності турбіни  $P_T$ , а тому що вона не залежить від кута  $\delta$ , її представляють прямою лінією.

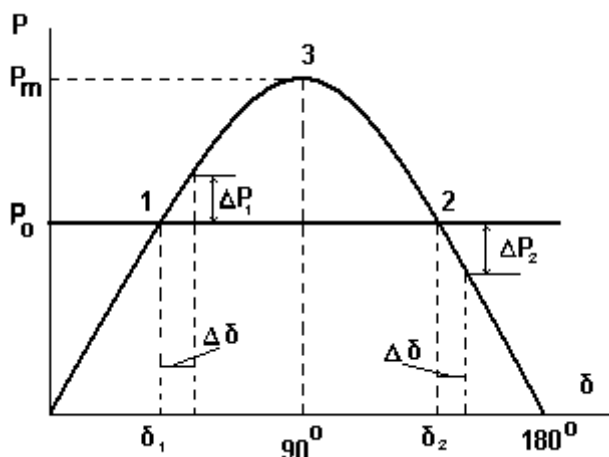


Рис. 2.10. Кутова характеристика найпростішої електричної системи

Баланс потужностей на валу генератора, тобто синхронна робота забезпечується при  $P_r = P_T$ , тобто при рівності обертаючої механічної

потужності (моменту) турбіни й гальмової електромагнітної потужності (моменту) генератора. Дане твердження впливає й з диференціального рівняння відносного руху ротора синхронної машини.

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\Delta P}{T_j} = \frac{1}{T_j} (P_T - P_G) \text{ при } P_T = P_T, \delta = \text{пост.}$$

Як видно із графіка рис 2.10, умова  $P_T = P_T$  виконується у двох точках 1 і 2, яким відповідає кути  $\delta_1$  і  $\delta_2$ . Необхідно визначити в якій із цих точок генератор буде працювати стійко.

Припустимо, що в результаті якогось впливу кут у точці 1 відхилився на малу величину  $\Delta\delta$ . При цьому електромагнітна потужність генератора й передана лінією електропередачі потужність збільшувалися на величину  $\Delta P_1$ , у той час як механічна потужність турбіни не змінилася внаслідок інерційності. Порушилася умова балансу потужностей (моментів) на валу, тому що  $(P_{G1} + \Delta P_1) > P_T$ , причому на валу переважає гальмовий момент, під дією якого ротор генератора гальмується. У результаті кут починає зменшуватися й  $\Delta\delta \rightarrow 0$  і ротор повертається в точку 1, де забезпечується рівновага моментів. Аналогічний процес - повернення в точку 1 відбувається, якщо кут у цій точці зменшиться на  $\Delta\delta$ .

Якщо такий же ріст кута на величину  $\Delta\delta$  відбувається в точці 2, то виникаючий на валу надлишковий момент буде прискорювальним, тому що  $(P_{G2} - \Delta P_2) < P_T$  і швидкість обертання ротора збільшиться, що призводить до подальшого зростання кута, а це, у свою чергу підвищує на валу надлишковий прискорювальний момент і т.д. У результаті ротор і, отже, режим не вертається в точку 2. Аналогічний процес буде спостерігатися й при зменшенні кута й процес у цій точці закінчиться поверненням ротора в точку 1.

Отже, із двох точок 1 і 2 режим у точці 1 є стійким, тому що ротор при малих відхиленнях вертається у вихідну точку. Отже, ознакою стійкості роботи синхронного генератора є повернення у вихідний режим. Необхідно пам'ятати, що відновлення первісного режиму або ж близького до нього є основним показником стійкої роботи синхронного генератора й відповідно електричної системи.

У міру зростання потужності турбіни й, відповідно, потужності переданої лінією згідно графіка, збільшується також і величина кута  $\delta$ , наближаючись до точки 3. Ця точка, з одного боку, показує максимальну активну потужність генератора, яку можна передати при  $\delta_m = 90^\circ$ :

$$P_G = \frac{E_q U}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta = P_m \cdot \sin \delta,$$

де  $P_m = \frac{E_q U}{X_{d\Sigma}}$  - максимальна потужність. З іншого боку, точка є

граничною, що розділяє стійку й нестійку області роботи генератора.

Необхідно пам'ятати, що межі зміни кута:

- $\delta = 0 \div 90^\circ$  є зоною стійкої роботи синхронного генератора;
- $\delta > 90^\circ$  область не стійкої роботи синхронного генератора.

Максимальну потужність  $P_m = \frac{E_q U}{X_{d\Sigma}}$  називають ідеальною статичною

межею переданої потужності, відповідної до сталості напруги  $U$ , що не завжди виконується.

У практичних розрахунках, з метою кількісної оцінки рівня статичної стійкості (стійкості при малих відхиленнях) вводять поняття коефіцієнта запасу статичної стійкості, обумовленої співвідношенням:

$$K_c = \frac{P_m - P_0}{P_0} \%$$

Величина  $K_c$  установлюється в межах не менш:

- 20% у нормальних режимах,
- 8% у післяварійних режимах.

Було встановлено, що усталена робота синхронного генератора забезпечується, якщо знаки приростів кута  $\Delta\delta$  і потужності  $\Delta P = P_T \pm P_r$  збігаються. Тоді для відхилень можна написати:

$\frac{\Delta P}{\Delta\delta} > 0$  або, переходячи до похідної:

$$\frac{d\Delta P}{d\delta} = \frac{d(P_T - P_r)}{d\delta} = \frac{dP}{d\delta} > 0, \text{ тому що } P_T = \text{пост.}$$

Таким чином, статична стійкість буде забезпечена при виконанні умови

$$\frac{dP}{d\delta} > 0.$$

Ця умова є математичним критерієм статичної стійкості синхронної машини. Проблема й сутність стійкості при малих збурюваннях зводяться до використання заходів, при яких ця умова буде виконана.

Необхідно відмітити ще раз, що можливість передачі активної потужності лінією електропередачі зв'язане саме з наявністю кута зсуву  $\delta$  між векторами ерс  $E_q$  і напруги прийомної системи  $U$ , інакше кажучи, кута зсуву між векторами напруг на кінцях передачі. Таким чином, зміна впуску енергоносія (пари або води) у турбіни передавальної станції і їх механічної потужності відбивається на електричному режимі передачі зміною кута  $\delta$ , який є величиною, що характеризує й стійкість передачі, і її граничний режим.

#### Контрольні питання

1. Перелічіть параметри системи.
2. У чому полягає основне завдання електроенергетики?
3. **Визначення кутової характеристики синхронного генератора.**
4. Рівняння відносного руху ротора синхронної машини.
5. Поняття про стійкість електричної системи.
6. Ідеальна статична межа переданої потужності.

## 2.8. Поняття про статичну стійкість

Багато принципових питань електромеханічних перехідних процесів розглядаються з використанням простих схем електроенергетичних систем. Ці схеми називаються *моделями енергосистем*, причому слово «модель» часто опускається, але обов'язково мається на увазі, оскільки будь-яка схема енергосистеми за своєю суттю є моделлю цієї енергосистеми.

Найпоширеніші одномашинна, двохмашинна й трьох-машинна моделі енергосистем. *Найпростішою* з них є *одномашинна модель енергосистеми*, яка має ще назва *модель « машина- шини »*.

Найпростіша (одномашинна) модель енергосистеми представляється однієї електростанцією (еквівалентним генератором), що працює через трансформаторні зв'язки й лінію електропередачі паралельно з генераторами потужної концентрованої енергосистеми, настільки потужної, що її приймальні шини позначають як шини нескінченної потужності (ШНП). Відмінними ознаками ШНП є незмінна за модулем напруга ( $U = \text{const}$ ) і незмінна частота  $\omega_0 = \text{const}$  цієї напруги. При використанні ШНП відповідні їм енергосистеми в електричних схемах, як правило, не зображуються. У схемах заміщення шини нескінченної потужності використовуються як елемент, який представляє потужну систему.

Розглянемо процеси в одномашинній енергосистемі (рис. 2.11,а), у якій від вилученого нерегульованого генератора  $\Gamma$  через трансформатори  $T_1$  і  $T_2$  і одноланцюгову лінію електропередачі  $L$  передається активна потужність  $P$  при струмі  $I$  в енергосистему  $C$ .

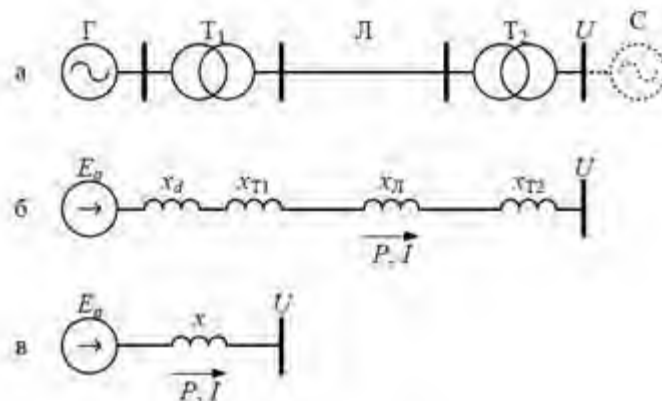


Рис. 2.11. Одномашинна модель енергосистеми

Потужність надходить на прийомні шини енергосистеми, прийняті за шини нескінченної потужності. Визначимо основні співвідношення між параметрами режиму одномашинної енергосистеми, необхідні для аналізу процесів.

Приймемо, у порядку спрощення, які активні опори й повні провідності всіх елементів системи дорівнюють нулю ( $r=0$ ;  $g=0$ ;  $b=0$ ) і складемо схему заміщення. При цих допущеннях схема заміщення має вигляд ланцюжка з індуктивних опорів (див. рис. 2.11,б), включений між

двома джерелами електрорушійних сил (ЕРС). Джерелом  $E_q$  моделюється синхронна ЕРС генератора, джерелом  $U$  – напруга на ШНП.

Еквівалентний індуктивний опір  $x$  в еквівалентній схемі заміщення (див.рис. 2.11, в) представляється як сума індуктивних опорів:

$$X = X_d + X_{T1} + X_L + X_{T2} = X_d + X_{гс}$$

Взаємозв'язок між потужністю  $P$ , модулями  $E_q$ ,  $U$  векторів  $E_q$ ,  $U$  і кутом  $\delta$  між ними визначимо за допомогою векторної діаграми напруг, ЕРС і струмів (рис.2.12), що діють в еквівалентній схемі заміщення.

На діаграмі виділені активна  $I_a$  і реактивна  $I_r$  складові току  $I$  і, відповідно, показані поздовжня  $I_r jx$  і поперечна  $I_a jx$  складові спаду напруги  $I jx$  на еквівалентному опорі  $x$ . ЕРС  $E_q$  і напруга  $U_\phi$  представлені фазними величинами.

З діаграми випливає рівність

$$I_a x = E_{q\phi} \sin \delta$$

Помножив обидві частини цієї рівності на  $3U_\phi x$ , отримаємо

$$3U_\phi I_a = \frac{3E_{q\phi} U_\phi}{x} \sin \delta,$$

де  $E_q$ ,  $U$  – лінійні величини.

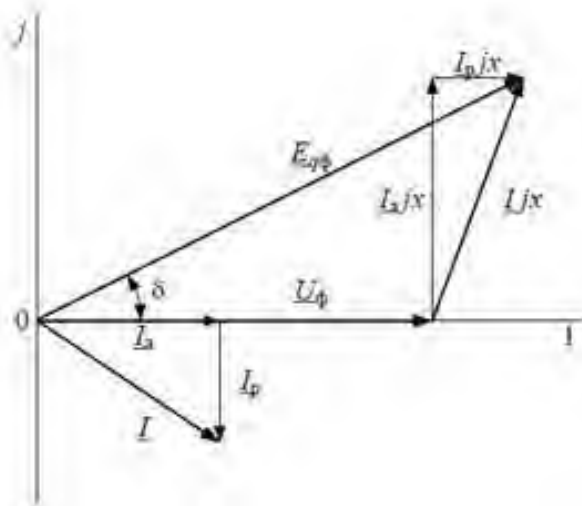


Рис. 2.12. Векторна діаграма параметрів режиму одномашинної енергосистеми

Враховуючи, що трифазна потужність  $P = 3 U_\phi I_a$ , представимо останню рівність у вигляді залежності

$$P = \frac{E_q U}{x} \sin \delta$$

При  $E_q = \text{const}$ ,  $U = \text{const}$  залежність представляє собою синусоїдальну функцію активної потужності генератора від кута. Графічне зображення цієї функції називається *кутовою характеристикою активної потужності генератора*. Ця назва зберігається для графічних зображень залежностей  $P\delta$  більш складних випадках, наприклад, при непостійних параметрах  $E_q$ ,  $U$  або при роботі генератора в складі складної енергосистеми.

Для розгляду поняття про статичну стійкість потрібне графічне представлення відрізка функції  $P(\delta)$  границях позитивного півперіоду синусоїди (рис. 2.13).

Кутова характеристика є геометричним місцем точок, які відповідають усім можливим значенням потужності, переданої від генератора.

У режимі, який установився, від генератора передається тільки одна конкретна величина потужності, яка відповідає конкретному значенню кута. Ця потужність  $P_0$  рівна потужності турбіни  $P_T$ , внаслідок чого турбіна, вал і ротор генератора зберігають рівномірний обертовий рух.

Таким чином, у режимі, який установився, на вал енергоагрегату діють два однакові за абсолютною величиною, але протилежних за напрямком обертаючих моментів: прискорювальний механічний момент турбіни й гальмуючий електромагнітний момент генератора. Аналогами цих моментів, використовуваними в електроенергетиці, є механічна потужність турбіни  $P_T$  і електрична потужність генератора  $P_0$  (див. рис. 2.13). Відхилення кожної із цих потужностей (моментів) від значення, яке встановилося, проявляється у вигляді появи небалансу потужностей (моментів)  $\Delta P = P_T - P$  на валу, під дією якого ротор генератора буде прискорювати або сповільнювати свій обертовий рух. Відповідно величина кута  $\delta$  буде збільшуватися або зменшуватися.

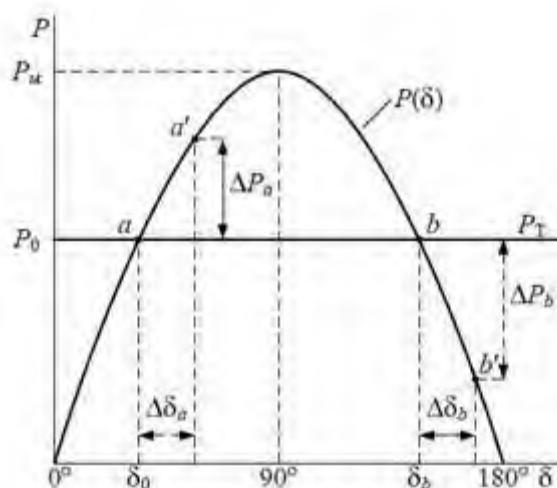


Рис. 2.13. Кутова характеристика генератора

Як видно на рис. 2.13, є дві точки перетинання ( $a$  й  $b$ ) характеристики турбіни  $P_T$  і кутової характеристики  $P(\delta)$  генератора. Виникає питання про можливість стійкої роботи в кожній із цих точок.

Допустимо, що режим, який установився, генератора характеризується точкою  $a$ . При випадковому збільшенні потужності генератора на величину  $\Delta P_a$  й відповідному збільшенні кута на величину  $\Delta \delta_a$  порушиться рівність моментів, які діють на вал, причому гальмуючий електромагнітний момент генератора виявиться більше прискорювального моменту турбіни. Під дією надлишкового гальмуючого моменту почнеться сповільнення руху ротора, супроводжуване зменшенням кута активної потужності, що й віддається в мережу, генератора. Процес буде тривати



доти, поки не відновиться рівність прискорювального й гальмуючого моментів, тобто поки система не вернеться до вихідного режиму, яке характеризується точкою  $a$ .

Таким чином, при роботі в точці  $a$  режим енергосистеми статично стійкий, тому що система здатна вертатися у вихідний стан при дії малих збурювань.

При роботі в точці  $b$  незначне збільшення кута супроводжується зменшенням активної потужності, яка віддається в мережу. При випадковому переході в точку  $b$  потужність турбіни виявиться більше потужності генератора на величину  $\Delta P_b$ . Відповідно механічний момент, який прискорює, турбіни виявиться більше гальмуючого електромагнітного моменту генератора, внаслідок чого ротор генератора буде прискорюватися. Це призведе до збільшення кута  $\delta$  і, як наслідок, до збільшення небалансу потужностей (моментів)  $\Delta P$ . Подальший розвиток процесу має лавиноподібний характер і завершується випаданням вилученого генератора із синхронізму з генераторами прийомної енергосистеми.

Таким чином, стан енергосистеми, що відповідає точки  $b$ , є нестійким, хоча в цій точці, як і в точці  $a$ , має місце рівність гальмуючого й прискорювального моментів, які діють на вал ротора генератора.

При практичних розрахунках широко використовуються критерії (умови), при виконанні яких зберігається статична стійкість енергосистеми. Один з таких критеріїв легко встановлюється при більш глибокому аналізі стійких і нестійких режимів. Продовжуючи міркування, зауважуємо, які стійким режимам розглянутої енергосистеми відповідають усі точки кутової характеристики, розташовані на її висхідній області. Екстремальна точка розмежовує висхідну й спадну області характеристики й, отже, є граничною. Загально прийнято відносити цю точку до області стійких режимів.

У будь-якій точці висхідної області кутової характеристики випадково виникаючий небаланс потужності  $\Delta P$  і відповідно йому збільшення кута  $\Delta\delta$  мають однакові знаки, їх відношення позитивне й може розглядатися як формальна ознака стійкості

$$\frac{\Delta P}{\Delta\delta} > 0$$

При переході до нескінченно малих приростів і аналізу екстремальної точки кутової характеристики, де  $dp/d\delta = 0$ , ця ознака записується у вигляді

$$\frac{\Delta P}{\Delta\delta} \geq 0$$

і використовується як *практичний критерій статичної стійкості одномашинної енергосистеми*.

Похідна  $dp/d\delta$  називається *синхронізуючою потужністю*. Її можна обчислити за формулою

$$\frac{\Delta P}{\Delta\delta} = \frac{E_q U}{X} \cos\delta$$

Граничному за умовами статичної стійкості режиму енергосистеми

відповідає рівність

$$\frac{\Delta P}{\Delta \delta} = 0$$

У цьому режимі граничний кут  $\delta_{\text{пр}} = 90^\circ$ , а гранична, тобто максимально можлива передана потужність  $P_M$  визначається як

$$P_M = \frac{E_q U}{X} P = \frac{E_q U}{X}$$

Очевидно, що в умовах експлуатації генератор не слід завантажувати до граничної потужності  $P_M$ , тому що будь-яке незначне відхилення параметрів режиму може привести до втрати синхронізму й переходу генератора в асинхронний режим. На випадок появи непередбачених збурювань передбачається запас завантаження генератора, характеризується *коефіцієнтом запасу статичної стійкості*

$$K_{CT} = \frac{P_M - P_o}{P_o}$$

Керівними вказівками щодо стійкості енергосистем запропоноване, що в нормальних режимах енергосистем повинен забезпечуватися запас, відповідний до коефіцієнта  $K_{cm} > 20\%$ . У найбільш важких режимах, при яких збільшення перетікань потужності лініями дозволяє зменшити обмеження споживачів або втрати гідроресурсів, допускається зниження запасу стійкості до  $K_{cm} > 8\%$ . У короточасних післяаварійних режимах також повинен забезпечуватися запас  $K_{CT} > 8\%$ . При цьому під короточасними розуміються післяаварійні режими тривалістю до 40 хвилин, протягом яких диспетчер повинен відновити нормальний запас за статичною стійкості.

## 2.9. Узагальнені параметри схеми заміщення одномашинної енергосистеми

У багатьох випадках віддалена електростанція пов'язана із прийомною системою більш складною мережею, чим одна лінія й два трансформатори. При проведенні розрахунків така мережа вважається *пасивною частиною* схеми заміщення, якщо опори й провідності її елементів розглядаються як незалежні від параметрів режиму й інших факторів. До пасивної частини відносять елементи - трансформатори, лінії електропередачі, реактори, батареї статичних конденсаторів і навантаження, якщо вони враховується постійними опорами. У силу незмінності параметрів системи пасивна частина схеми заміщення є лінійною й тому для її розрахунків і перетворень використовуються методи, розроблені для лінійних електричних кіл.

Разом з лінійними в схемі заміщення енергосистеми присутні нелінійні й динамічні елементи. До нелінійних відносяться елементи, які описуються статичними характеристиками. Динамічні елементи описуються за допомогою динамічних характеристик, або для них записуються підсистеми диференціальних рівнянь. Методи перетворення, що застосовуються до пасивної частини схеми заміщення, для нелінійних і динамічних елементів безпосередньо не використовуються. Однак вони

можуть бути складовою частиною методик еквівалентування (спрощення) схем заміщення з нелінійними й динамічними елементами.

Одним із широко розповсюджених методів математичного опису пасивних частин схем заміщення є їхнє представлення у формі *узагальнених параметрів*, використовуваних при розрахунках режимів простих і складних енергосистем. Розглянемо основні принципи визначення цих параметрів на прикладі перетворення схеми заміщення одномашинної енергосистеми, у якій джерела ЕРС  $E_q$  і  $U$  включені в схему довільної складності, яка складається з пасивних елементів (рис. 2.14)

Пасивна частина

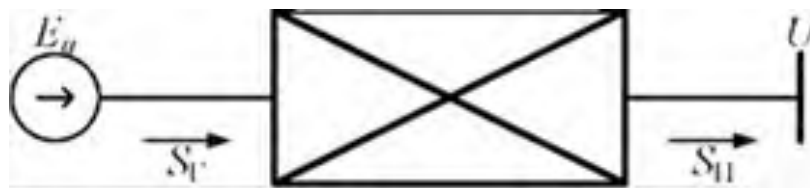


Рис. 2.14. Узагальнена схема заміщення одномашинної

Наскільки б не була складна пасивна частина схеми заміщення, її завжди можна перетворити до Т-Подібного або П-Подібного виду. Припустимо, що таке перетворення проведене й отримана а-образна еквівалентна схема із джерелами ЕРС  $E_q$  і  $U$ . (рис. 2.15).

Визначимо узагальнені параметри, тобто *власний і взаємний опори (або провідності)* цієї схеми

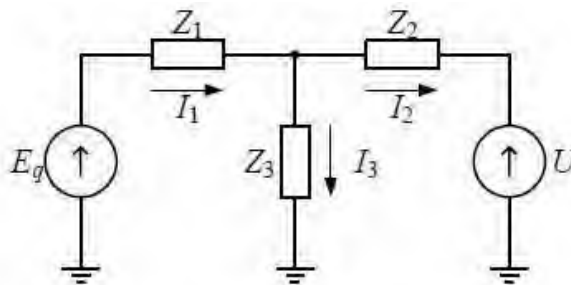


Рис. 2.15. Т-Подібна еквівалентна схема одномашинної енергосистем

Розподіл струмів в областях Т-Схеми (рис. 2.16) представимо як результат накладення струмів від двох джерел ЕРС, що діють роздільно (рис. 2.16, а, б).

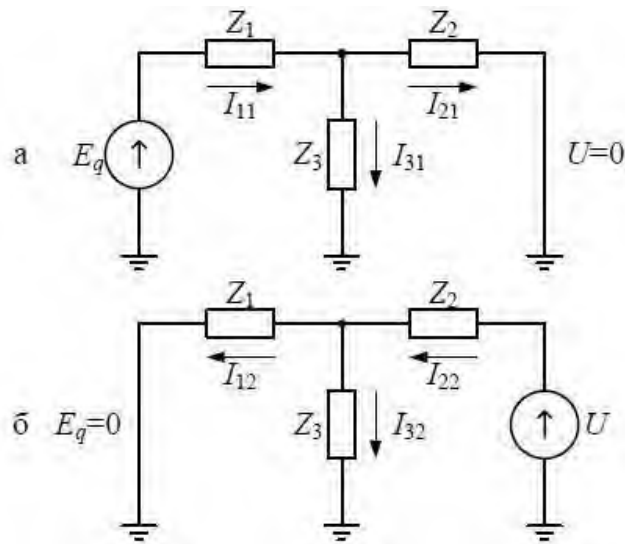


Рис. 2.16. Розрахунки струмів методом накладення

Відповідно прийнятим позитивним напрямкам шукані струми  $I_1$ ,  $I_2$  у трифазній схемі будуть записані як

$$I_1 = I_{11} - I_{12};$$

$$I_2 = -I_{22} + I_{21},$$

Де

$$I_{11} = \frac{E_\phi}{Z_{11}} = E_\phi Y_{11};$$

$$I_{22} = \frac{E_\phi}{Z_{22}} = E_\phi Y_{22};$$

$$I_{12} = \frac{E_\phi}{Z_{12}} = E_\phi Y_{12};$$

$$I_{21} = \frac{E_\phi}{Z_{21}} = E_\phi Y_{21};$$

У останніх виразах узагальнені параметри позначені як:  $Z_{11}$ ,  $Z_{22}$  і  $Y_{11} = 1/Z_{11}$ ,  $Y_{22} = 1/Z_{22}$  - відповідно власні опори й власні провідності областей із джерелами ЕРС;  $Z_{12}$ ,  $Z_{21}$  і  $Y_{12} = 1/Z_{12}$ ,  $Y_{21} = 1/Z_{21}$  - відповідно взаємні опори й взаємні провідності областей між вузлами підключення джерел ЕРС.

Зі схем заміщення (див. рис. 2.16) випливає, що власний опір кожної області із джерелом ЕРС визначає величину струму в цієї області при нульовому значенні ЕРС іншого джерела.

Власні опори обчислюються як еквівалентні опори пасивної частини щодо затискачів джерел ЕРС за правилами паралельного й послідовного додавання:

$$Z_{11} = Z_1 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3};$$

$$Z_{22} = Z_2 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_1 + Z_3};$$

Взаємний опір визначає величину струму в області із джерелом ЕРС при нульовому значенні цієї ЕРС під дією ЕРС іншого джерела.

Взаємні опори  $Z_{12}$  і  $Z_{21}$  однакові. Вони обчислюються за формулою перетворення зірки в еквівалентний трикутник:

$$Z_{12}=Z_{21} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3}.$$

Узагальнені параметри схеми заміщення, як комплексні величини, можуть бути представлені в декартовій і полярній системах координат:

$$Z_{11} = r_{11} + jx_{11} = z_{11} e^{j\psi_{11}};$$

$$Z_{22} = r_{22} + jx_{22} = z_{22} e^{j\psi_{22}};$$

$$Z_{12} = r_{12} + jx_{12} = z_{12} e^{j\psi_{12}};$$

$$Y_{11} = g_{11} - jb_{11} = y_{11} e^{-j\psi_{11}};$$

$$Y_{22} = g_{22} - jb_{22} = y_{22} e^{-j\psi_{22}};$$

$$Y_{12} = g_{12} - jb_{12} = y_{12} e^{-j\psi_{12}};$$

З використанням узагальнених параметрів схеми заміщення в наступному розділі в компактній формі записуються вирази для визначення складових  $P_G, Q_G, P_H, Q_H$  потужностей  $S_G$  - з боку генератора й  $S_H$  - з боку шин прийомної енергосистеми.

## 2.10. Кутові характеристики потужності одномашинної енергосистеми

Проведемо аналіз аналітичних виражень для визначення складових  $P_G, Q_G, P_H, Q_H$  потужностей  $S_G$  і  $S_H$ . Виразимо струми  $I_1, I_2$  через фазні ЕРС джерел і узагальнені параметри схеми заміщення:

$$I_1 = I_{11} - I_{12} = E_\phi Y_{11} - U_\phi Y_{12};$$

$$I_2 = I_{22} - I_{21} = E_\phi Y_{22} - U_\phi Y_{12};$$

Відповідно для трифазних потужностей запишемо:

$$S_G = P_G + jQ_G = 3E_\phi I_1^* = 3E_\phi (E_\phi^* Y_{11}^* - U_\phi^* Y_{12}^*);$$

$$S_H = P_H + jQ_H = 3E_\phi I_2^* = 3E_\phi (E_\phi^* Y_{12}^* - U_\phi^* Y_{22}^*);$$

де зірочкою позначені комплексно-з'єднані величини.

Позначимо кут між векторами  $E_\phi, U_\phi$  буквою  $\delta$  і з'єднаємо вісь відліку кутів з вектором  $U_\phi$ . Тоді для векторів  $\underline{U}_\phi, U_\phi, \underline{E}_\phi, E_\phi$  будуть наступні співвідношення:

$$U_\phi = U_\phi^* = U_\phi e^{j0} = U_\phi$$

$$E_\phi = E_\phi e^{j\delta}; \quad E_\phi = E_\phi e^{-j\delta}$$

З урахуванням цих співвідношень і при запису провідностей у полярній системі координат вирази для потужностей  $S_{\Gamma}$  і  $S_{\text{H}}$  перетворяться до виду:

$$\begin{aligned}\underline{S}_{\Gamma} &= P_{\Gamma} + jQ_{\Gamma} = 3E_{\Phi}^2 y_{11} e^{j\psi_{11}} - 3E_{\Phi} U_{\Phi} y_{12} e^{j(\delta + \psi_{12})} = \\ &= E^2 y_{11} e^{j\psi_{11}} - EU y_{12} e^{j(\delta + \psi_{12})}; \\ \underline{S}_{\text{H}} &= P_{\text{H}} + jQ_{\text{H}} = -3U_{\Phi}^2 y_{22} e^{j\psi_{22}} + 3E_{\Phi} U_{\Phi} y_{12} e^{j(-\delta + \psi_{12})} = \\ &= -U^2 y_{22} e^{j\psi_{22}} + EU y_{12} e^{j(-\delta + \psi_{12})},\end{aligned}$$

де  $E$  і  $U$  - лінійні значення ЕРС генератора й напруги прийомної системи.

При виділенні явної і неявної складових комплексних доданків з останніх виражень впливає:

$$\begin{aligned}P_{\Gamma} &= E^2 y_{11} \cos \psi_{11} - EU y_{12} \cos(\delta + \psi_{12}); \\ P_{\text{H}} &= -U^2 y_{22} \cos \psi_{22} + EU y_{12} \cos(-\delta + \psi_{12}); \\ Q_{\Gamma} &= E^2 y_{11} \sin \psi_{11} - EU y_{12} \sin(\delta + \psi_{12}); \\ Q_{\text{H}} &= -U^2 y_{22} \sin \psi_{22} + EU y_{12} \sin(-\delta + \psi_{12});\end{aligned}$$

У практиці розрахунків ці вирази приводяться до виду, більш зручного для аналізу. Для цього замість аргументів  $\psi_{11}$ ,  $\psi_{22}$ ,  $\psi_{12}$  використовуються кути  $\alpha_{11}$ ,  $\alpha_{22}$ ,  $\alpha_{12}$ , аргументи, яких доповнюють до  $90^{\circ}$ , уводять на основі рівностей:

$$\psi_{11} = 90^{\circ} - \alpha_{11}; \quad \psi_{22} = 90^{\circ} - \alpha_{22}; \quad \psi_{12} = 90^{\circ} - \alpha_{12},$$

і після нескладних перетворень одержують:

$$\begin{aligned}P_{\Gamma} &= E^2 y_{11} \sin \alpha_{11} - EU y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}); \\ P_{\text{H}} &= -U^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + EU y_{12} \sin(\delta + \alpha_{12}); \\ Q_{\Gamma} &= E^2 y_{11} \cos \alpha_{11} - EU y_{12} \cos(\delta - \alpha_{12}); \\ Q_{\text{H}} &= -U^2 y_{22} \cos \alpha_{22} + EU y_{12} \cos(\delta + \alpha_{12});\end{aligned}$$

Кути будуть відмінні від нуля тільки в тих випадках, коли хоча б один елемент пасивної частини схеми заміщення буде містити активний опір. При перетвореннях ідеалізованих схем заміщення, які не містять активних опорів, усі кути, які доповнюють, набувають нульового значення.

Вирази для реактивних потужностей  $Q_{\Gamma}$  і  $Q_{\text{H}}$  при розгляді питань стійкості використовуються рідко. Зосередимо увагу на більш важливих виразах для активних потужностей  $P_{\Gamma}$  і  $P_{\text{H}}$ , попередньо записавши їх у компактній формі:

$$\begin{aligned}P_{\Gamma} &= P_{11} + P_{12\text{M}} \sin(\delta - \alpha_{12}); \\ P_{\text{H}} &= -P_{22} + P_{12\text{M}} \sin(\delta + \alpha_{12});\end{aligned}$$

де  $P_{11} = E^2 y_{11} \sin \alpha_{11}$ ;  $P_{22} = U^2 y_{22} \sin \alpha_{22}$  - власні потужності з боку генератора й прийомної системи;  $P_{12\text{M}} = EU y_{12}$  - максимум взаємних потужностей генератора й прийомної системи.

Це синусоїдальні залежності взаємних потужностей від кута на вході й виході пасивної частини схеми заміщення однакові за амплітудою й абсолютній величині, але різні за знаком фазові зрушення щодо осі ординат.

Нагадаємо, що кожний із власних опорів  $Z_{11}$  і  $Z_{22}$  визначається як відношення ЕРС до струму, які діють в одній і тій ж областях. За цією ознакою власні опори будуть, у фізичному розрізі, активно-реактивними опорами, для яких:

$$r_{11} > 0; \psi_{11} < 90^0; \alpha_{11} > 0; r_{22} > 0; \psi_{22} < 90^0; \alpha_{22} > 0.$$

Взаємні опори  $Z_{12}$ ,  $Z_{21}$  визначаються як відношення ЕРС в одній області до струму в іншій й тому у фізичному розрізі не є опорами. Їх потрібно розглядати як комплексні коефіцієнти пропорційності між струмами й ЕРС, у яких залежно від структури й параметрів пасивної частини схеми заміщення можуть бути отримані співвідношення:

$$r_{12} = r_{21} \geq 0; \psi_{12} = \psi_{21} \leq 90^0; \alpha_{12} = \alpha_{21} \geq 0$$

Побудуємо, для прикладу, кутові характеристики потужності генератора з незмінною ЕРС, від якого передається потужність через електричну мережу, представлену у вигляді активного й індуктивного опорів (рис. 2.17). У цьому випадку всі власні й взаємні провідності рівні між собою, і для їхніх складових можна ввести єдині позначення:

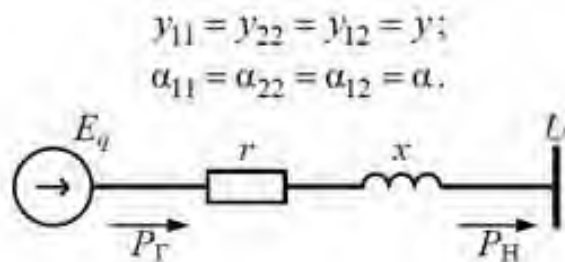


Рис. 2.17. Схема заміщення найпростішої енергосистеми с урахуванням активного опору

Відповідно, для активних потужностей записуються у вигляді:

$$P_{\Gamma} = E^2 y \sin \alpha - E U y \sin(\delta - \alpha);$$

$$P_{\text{H}} = -U^2 y \sin \alpha + E U y \sin(\delta + \alpha);$$

В компактній формі ці вирази записуються як:

$$P_{\Gamma} = P_{11} + P_{12\text{M}} \sin(\delta - \alpha);$$

$$P_{\text{H}} = -P_{22} + P_{12\text{M}} \sin(\delta + \alpha);$$

Кутові характеристики потужності, побудовані за цими виразами, представлені на рис. 2.18

При побудові кутових характеристик потужності  $P_{\Gamma}(\delta)$ ,  $P_{\text{H}}(\delta)$  спочатку потрібно провести прямі  $P_{11}$  і  $-P_{22}$ , а потім, використовуючи ці прямі як осі симетрії, побудувати синусоїдальні криві взаємних потужностей, зсунуті для  $P_{\Gamma}(\delta)$  вправо, а для  $P_{\text{H}}(\delta)$  вліво на кут  $\alpha$  щодо осі ординат.

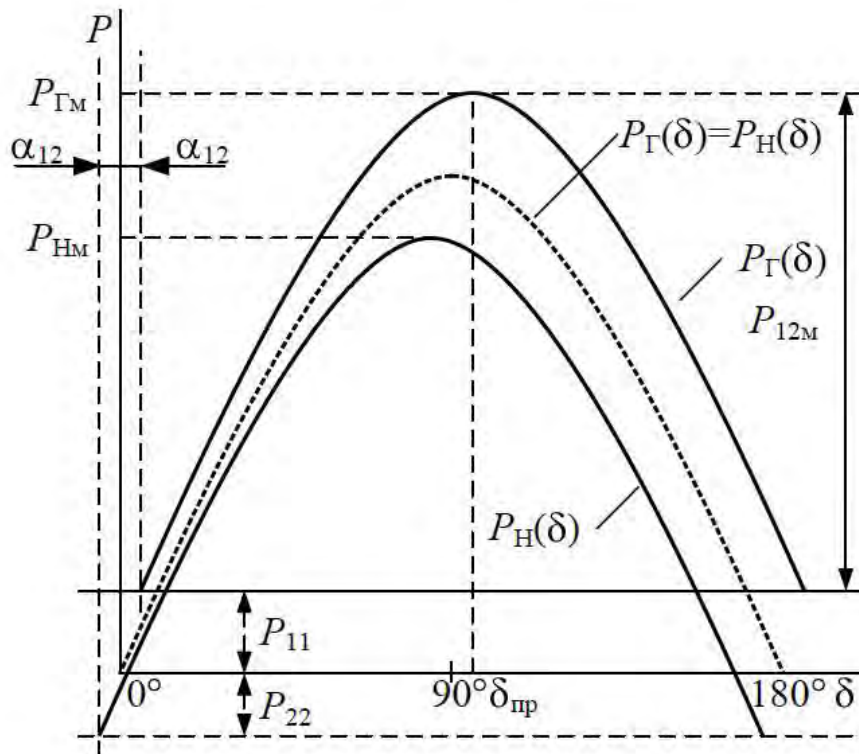


Рис. 2.18. Кутові характеристики потужності

Межа статичної стійкості генератора, обумовлена за умовою  $dP_G/d\delta = 0$ , позначений точкою  $P_{HM}$  на кутовій характеристиці  $P_G(\delta)$ . Максимум  $P_{HM}$  відповідає куту  $\delta_{in} = 90^\circ + \alpha$  й обчислюється як

$$P_{GM} = P_{11} + P_{12M}$$

Відмінність  $P_G(\delta) - P_H(\delta)$  представляється собою залежність втрат активної потужності на опорі  $r$  від кута. Якщо прийняти  $r = 0$ , то буде отримано:  $\alpha = 0$ ,  $P_{11} = P_{22} = 0$ . При цьому кутові характеристики  $P_G(\delta)$  і  $P_H(\delta)$  буде визначатися виразом

$$P_G = P_H = P_{12} \sin\delta,$$

що відповідає раніше отриманому виразу.

## 2.11. Вплив проміжних підключень на статичну стійкість генератора

При середній і великій дальності передачі електричної енергії (200 км і більше) у проміжних точках ліній, підключаються різні елементи й частини енергосистеми. Це можуть бути шунтувальні реактори, ємнісні поперечні устаткування, які компенсують (конденсаторні батареї), керовані джерела реактивної потужності, підстанції із проміжним електричним навантаженням або з місцевими енергосистемами малої потужності. Ці підключення впливають на статичну стійкість електропередач, яка виражається в збільшенні або зменшенні границь статичної стійкості.

Оцінимо такий вплив найпоширеніших підключень, вважаючи, що вони представлені пасивними елементами в схемі заміщення одномашинної енергосистеми.



### 2.11.1. Вплив активного навантаження

Прийmemo , що проміжне навантаження Н (рис. 2.19,а), що працює з коефіцієнтом потужності рівним одиниці, представлено в схемі заміщення активним опором  $r$  (рис. 2.19,б). Оскільки ця схема має Т-подібний вид (див. рис. 2.14) з елементами  $Z_1 = jx_1, Z_2 = jx_2, Z_3 = r$ , то для неї можна скористатися формулами для визначення узагальнених параметрів:

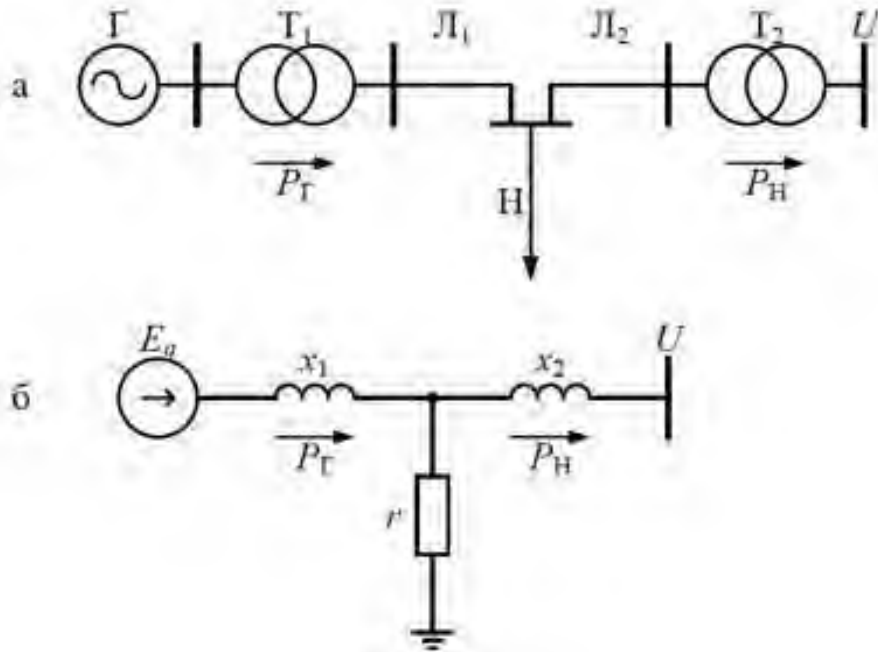


Рис. 2.19. Енергосистема з активним навантаженням в проміжній точці лінії (а) і схема її заміщення (б)

$$\left. \begin{aligned} Z_{11} &= jx_1 + \frac{jx_2 \cdot r}{jx_2 + r} = z_{11} e^{j\psi_{11}}; \\ Z_{22} &= jx_2 + \frac{jx_1 \cdot r}{jx_1 + r} = z_{22} e^{j\psi_{22}}; \end{aligned} \right\}$$

$$Z_{12} = Z_{21} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 \cdot jx_2}{r} = j(x_1 + x_2) - \frac{x_1 \cdot x_2}{r} = z_{12} e^{j\psi_{12}}.$$

Як вище встановлено, аргументи власних опорів представляють:  $\psi_{11} < 90^\circ, \psi_{22} < 90^\circ$ . Тому відповідні кути, які доповнюють, позитивні:  $a_{11} = 90^\circ - \psi_{11} > 0$ ,  $a_{22} = 90^\circ - \psi_{22} > 0$ . Аргумент  $\psi_{12}$  взаємних опорів  $Z_{12}, Z_{21}$  у цьому випадку перебуває в інтервалі кутів від  $90^\circ$  до  $180^\circ$ , тому що активна складова цих опорів  $r_{12} = r_{21} < 0$ . Відповідно кут, який доповнює  $a_{12} = 90^\circ - \psi_{12} < 0$ .

На рис. 2.20 показані кутові характеристики потужності  $P_\Gamma(\delta)$   $P_H(\delta)$ , побудовані за виразами:

$$\begin{aligned} P_\Gamma &= P_{11} + P_{12M} \\ P_H &= -P_{12} + P_{12M} \sin(\delta + a_{12}) \end{aligned}$$

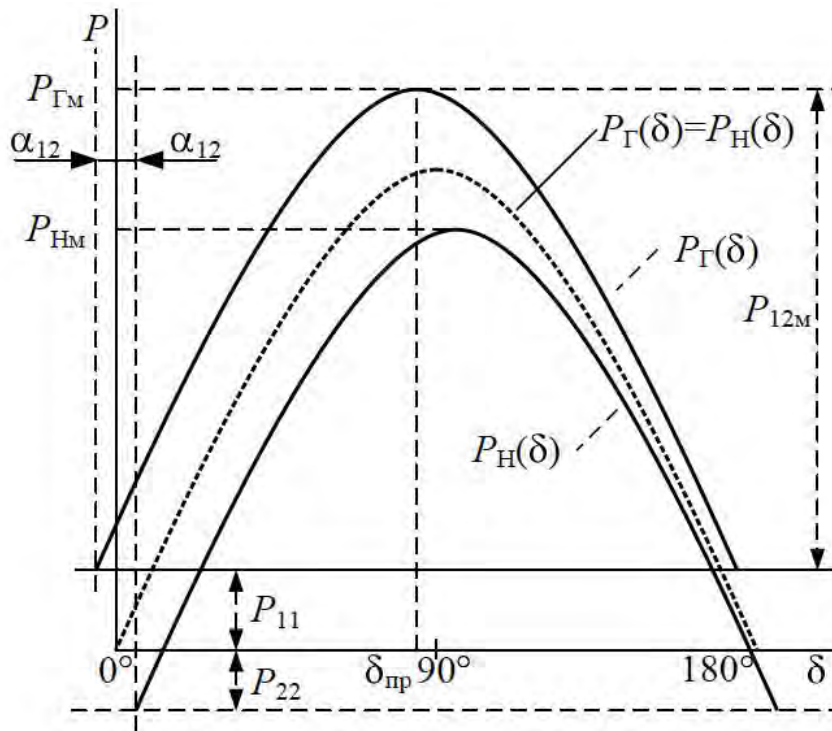


Рис. 2.20. Кутові характеристики потужності  $P_G(\delta)$   $P_H(\delta)$  при наявності поперечного активного опору

Тут для порівняння наведена характеристика

$$P_G = P_H = P_M \sin \delta$$

для випадку, коли проміжне навантаження відключене, тобто коли  $\Gamma \rightarrow \infty$

Як видно з рис. 2.20, при підключенні активного навантаження в проміжній точці лінії електропередачі максимум  $P_{GM}$  кутовий характеристики генератора  $P_G(\delta)$  зміщується щодо кута  $90^\circ$  вліво на кут  $\alpha_{12} < 0$ , а максимум  $P_{HM}$  характеристики  $P_H(\delta)$  зміщується на такий же кут вправо. При послідовному включенні активного опору спостерігалася зворотна картина.

При підключенні активного навантаження відбувається проміжний відбір  $P_r(\delta)$  потужності. Його можна визначити як різницю  $P_G(\delta) - P_H(\delta) = P_r(\delta)$ , залежну від кута  $\delta$ . Наявність цього відбору призводить до збільшення граничної статичної стійкості потужності генератора. Однак при цьому зменшуються можливості передачі потужності в прийомну систему. Тому можна говорити про неоднозначний (позитивному або негативному) впливі проміжного активного навантаження на статичну стійкість генератора одномашинної енергосистеми.

### 2.11.2. Вплив шунтуючого реактора

Шунтувальні реактори (ШР) використовуються у високовольтних електричних мережах для компенсації надлишкової реактивної потужності, генеруючою лініями електропередачі. Реактори підключаються наглухо або через вимикачі в кінцевих точках ліній електропередачі довжиною понад 300 км для запобігання появи перенапруг при комутаційних перемиканнях.

У деяких випадках реактори підключаються до шин вищої напруги станційних і мережних підстанцій.

Підключення ШР у проміжній точці електричного зв'язку одномашинної енергосистеми (рис. 2.21,а) вносить додатковий індуктивний опір у схему заміщення (рис. 2.21,б), що відбивається на узагальнених параметрах  $Z_{11}$ ,  $Z_{22}$  і  $Z_{12}$ .

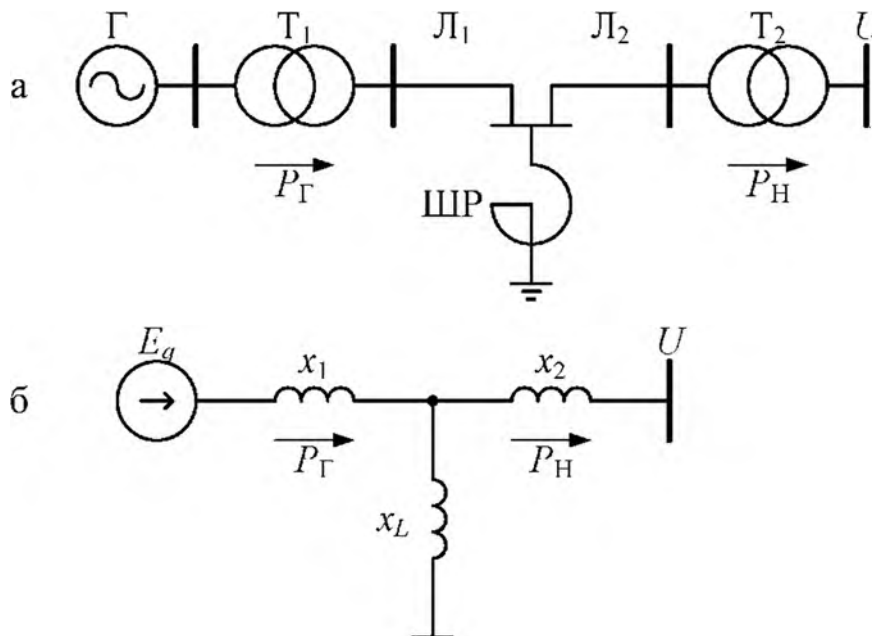


Рис. 2.21. Енергосистема с ШР в проміжній точці ЛЕП (а) і схема її заміщення (б)

У прийнятій ідеалізації схем заміщення елементів узагальнені параметри, як і вихідні для їхніх розрахунків опору, не містять вагомих частин:

$$Z_1 = jx_1; Z_2 = jx_2; Z_3 = jx_l$$

$$Z_{11} = jx_{11}; Z_{22} = jx_{22}; Z_{12} = jx_{12}$$

Тому кути  $a_{11}$ ,  $a_{22}$  і  $a_{12}$  дорівнюють нулю, а залежності  $P_\Gamma(\delta)P_H(\delta)$  збігаються й виражаються однієї формулою

$$P_\Gamma(\delta) = P_H(\delta) = P_M \sin \delta$$

Розглянемо випадки, коли ШР відключений і коли він перебуває в роботі.

У першому випадку взаємний опір  $Z'_{12}$  і відповідно границя потужності  $P'_M$  визначається як:

$$Z'_{12} = jx'_{12} = jx_1 + jx_2;$$

$$P'_M = \frac{EU}{x'_{12}}.$$

В другому випадку на аналогічні параметри  $Z_{12}$ ,  $P_M$  впливає індуктивний опір реактора  $x_l$ , що виражається у вигляді:

$$Z_{12} = jx_{12} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 jx_2}{jx_l} = j(x'_{12} + \Delta x_l)$$

$$P_M = \frac{EU}{x_{12}} = EU/(x'_{12} + \Delta x_l)$$

Де  $\Delta x_l = x_1 x_2 / x_l > 0$ .

Очевидно, що  $x_{12} > x'_{12}$  і  $P_M < P'_M$  (рис. 2.22).

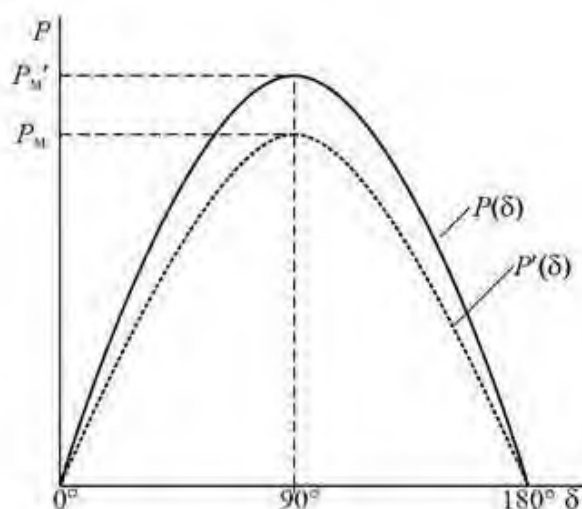


Рис. 2.22. Вплив КБ на кутову характеристику потужності генератора

Із цього випливає, що шунтувальний реактор, підключений у проміжній точці лінії електропередачі, впливає на статичну стійкість одномашинної енергосистеми.

### 2.11.3. Вплив конденсаторної батареї

Конденсаторні батареї (КБ) іноді встановлюються й підключаються в проміжних точках ліній електропередачі з метою підтримки нормальних рівнів напруги при передачі великих потоків потужності. Оцінимо вплив КБ на статичну стійкість одномашинної енергосистеми при таких же розрахункових умовах, що й у попередніх випадках (рис. 2.23, а, б).

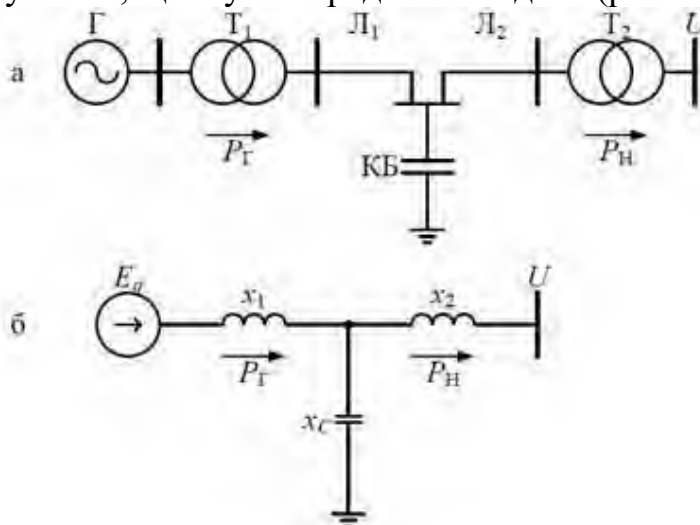


Рис. 2.23. Енергосистема з КБ в проміжній точці ЛЕП (а) і схемі її заміщення (б)

При підключеній КБ у схемі заміщення енергосистеми (рис. 2.23, б) з'являється елемент із негативним реактивним опором

$$Z_3 = -jx_c$$

вплив якого на взаємний опір  $Z_{12}$  і границя потужності визначається за виразами:

$$Z_{12} = jx_{12} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1jx_2}{jx_c} = j(x'_{12} + \Delta x_c)$$

$$P_M = \frac{EU}{x_{12}} = EU/(x'_{12} + \Delta x_c)$$

Де  $\Delta x_c = \frac{x_1x_2}{x_c} > 0$ .

Із цих співвідношень видно, що  $x_{12} < x'_{12}$  і  $P_M > P'_M$  (рис. 2.24), тобто конденсаторна батарея, підключена в проміжній точці лінії електропередачі, впливає на статичну стійкість одномашинної енергосистеми.

Слід зазначити, що висновки, які стосуються впливу шунтувальних реакторів і конденсаторних батарей на статичну стійкість поширюються й на складні енергосистеми.

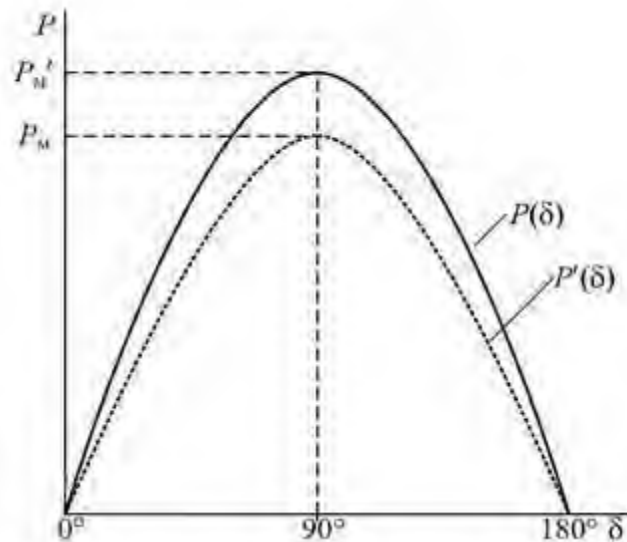


Рис. 2.24. Вплив КБ на кутову характеристику потужності генератора

## 2.12. Метод малих коливань для аналізу статичної стійкості енергосистем

### 2.12.1. Лінеаризація рівнянь і її призначення

Розповсюдженим способом спрощення нелінійних диференціальних рівнянь, які описують електромеханічні перехідні процеси електроенергетичних систем, є лінеаризація цих рівнянь. Розрізняють лінеаризацію « у великому» і лінеаризацію « у малому».

При лінеаризації « у великому» нелінійна залежність замінюється кусочно-лінійною. Наприклад, синусоїда представляється у вигляді трапеції (рис. 2.25). Існують певні способи й критерії лінеаризації, завдяки яким кусочно-лінійна залежність найбільше близько відображає вихідну функцію.

Лінеаризація «у великому» більше застосовується для аналізу динамічної стійкості енергосистем і використовується, в основному, для дослідницьких цілей.

Лінеаризація «у малому» представляє собою заміну вихідної нелінійної функції лінійною залежністю на малому або нескінченно малому лінійному відрізку в межі якої-небудь точки функції. При аналізі статичної стійкості енергосистем такою точкою, як правило, є точка, яка характеризує досліджуваний режим, який установився.

Метод дослідження статичної стійкості енергосистем, яка опирається на лінеаризацію «у малому», називається *методом малих коливань*. При цьому під малими коливаннями мається на увазі зміни малих лінійних приростів параметрів режиму енергосистеми в межі точки, які представляє досліджуваний режим, який установився. Чисельні значення параметрів цього режиму розглядаються як координати *точки*, яка представляє, у багатомірному просторі.

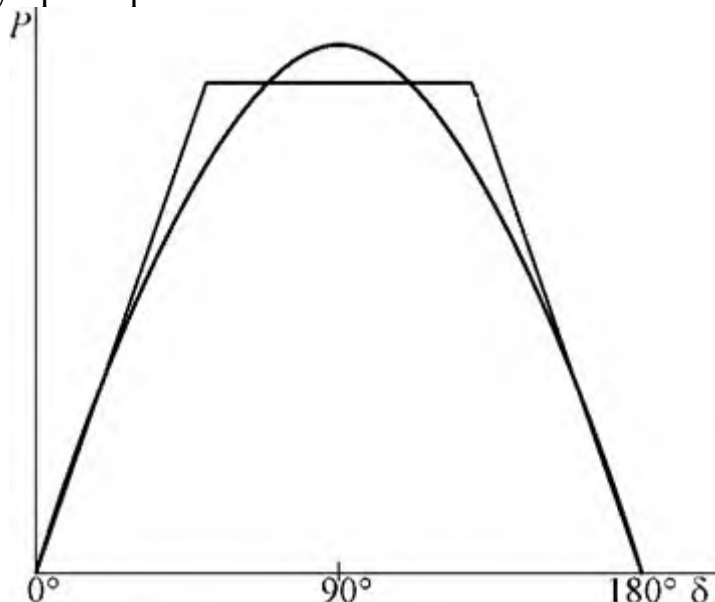


Рис. 2.25. Кусково-лінійне уявлення синусоїдальної залежності

Для повної характеристики малих коливань параметрів режиму потрібне отримання часткових розв'язків системи лінійних диференціальних рівнянь, отриманих у результаті лінеаризації «у малому». Однак, як довів відомий російський математик А. М. Ляпунов, для судження про стійкість системи немає необхідності досліджувати часткові розв'язки. Можна обмежитися розглядом так званих *вільних коливань* параметрів режиму, отриманих у вигляді загальних розв'язків систем лінеарізованих диференціальних рівнянь.

За загальним розв'язком системи лінійних диференціальних рівнянь можна визначити тенденцію до розвитку процесів. Якщо виявляється, що малі збільшення параметрів режиму мимоволі (при відсутності впливів, які збурюють, на систему) не зростають, то енергосистема працює в стійкому режимі. Якщо ж ці збільшення мають тенденцію до росту, то режим системи нестійкий.

Із загальної характеристики методу малих коливань випливає, що при його застосуванні необхідно виконати наступні дії:

- провести розрахунки режиму, який установився, і таким способом визначити координати точки;
- скласти систему диференціальних і алгебраїчних рівнянь, які описують електромеханічні процеси;
- провести лінеаризацію « у малому» диференціальних і алгебраїчних рівнянь;
- скласти характеристичне рівняння отриманої системи диференціальних і алгебраїчних рівнянь і визначити його корені;
- за видом кореню характеристичного рівняння визначити тенденцію розвитку процесів в електроенергетичній системі й зробити висновок про стійкість (або нестійкості) досліджуваного режиму, який установився.

Розглянемо ці дії на прикладі дослідження статичної стійкості одномашинної нерегульованої енергосистеми, кутова характеристика генератора якої (рис. 2.26) побудована за виразом

$$P = P_M \sin \delta$$

Представимо, що досліджуваний режим, який встановився, енергосистеми розрахований, координати  $(P_0, \delta)$  точки  $a$  (рис. 2.26) знайдені, а електромеханічні перехідні процеси описуються системою, представленою диференціальним і алгебраїчним рівнянням:

$$\begin{cases} T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P; \\ P = P_M \sin \delta. \end{cases}$$

Представимо кут  $\delta$  як  $\delta = \delta_0 + \Delta \delta$ , де  $\Delta \delta$  - мале збільшення кута в межі точки  $a$ , і перетворимо ліву частину диференціального рівняння з урахуванням цієї рівності, приводимо її до виду

$$T_j = \frac{d^2(\delta_0 + \Delta \delta)}{dt^2} = T_j \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2}$$

З останньої рівності випливає, що при лінеаризації другої похідної « у малому», досить диференційовану функцію замінити її малим лінійним збільшенням. Це ж справедливо для похідних за часом будь-якого порядку.

У правій частині розглянутого рівняння приріст  $\Delta P_0$  постійної величини  $P_0$  рівняється нулю, а приріст змінної  $P$  позначається як  $\Delta P$ .

З урахуванням цих зауважень у результаті лінеаризації « у малому» першого рівняння системи отримаємо лінійне рівняння:

$$T_j \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = -\Delta P$$

у якому в якості змінних виступають не параметри режиму  $P$ , да їх малі лінійні прирости  $\Delta P$ ,  $\Delta \delta$

При лінеаризації другого рівняння системи необхідно нелінійну залежність  $P(\delta)$  замінити лінійною залежністю  $\Delta P(\Delta \delta)$  в межах точки  $a$ .

Представимо  $P(\delta)$  як  $P(\delta_0 + \Delta \delta)$  розкладемо в загальному виді цю функцію в ряд Тейлора

$$P(\delta_0 + \Delta\delta) = P(\delta_0) + \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta + \frac{d^2P}{d\delta^2} \Delta\delta^2 + \dots$$

Розглянемо лінійну частину цього ряду, з якої віднімемо значення функції  $P(\delta_0) = P_0$  у точці  $a$ . У результаті отримаємо шукану залежність  $\Delta P(\Delta\delta)$

$$\Delta P = P(\delta_0 + \Delta\delta) - P(\delta_0) = P(\delta_0) + \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta - P_0$$

або

$$\Delta P = \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta$$

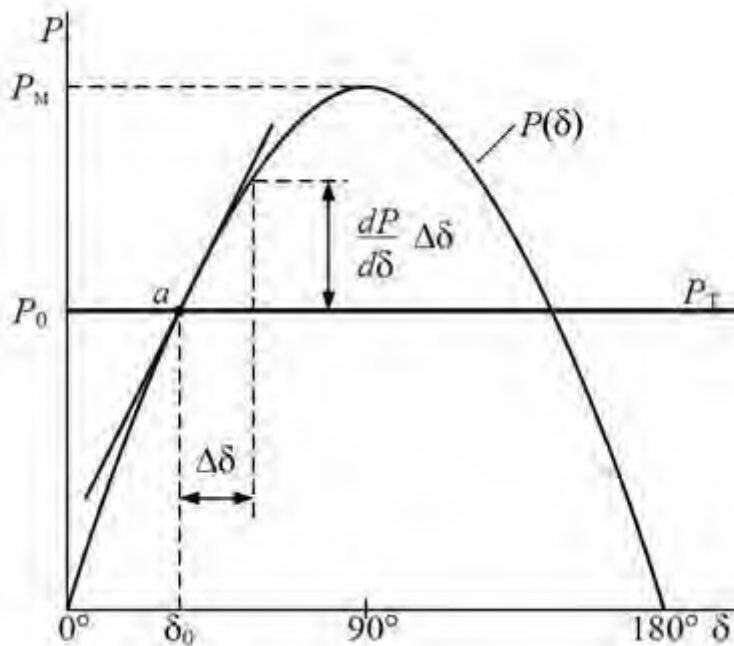


Рис. 2.26. Лінеаризація кутової характеристики потужності в точці досліджуваного режиму

Відмітимо, що похідна  $dp/d\delta$  представлена своїм чисельним значенням у точці  $a$  і тому виступає тут не як функція  $dP/d\delta$ ,  $\delta = \delta_0$ , а як коефіцієнт лінійної залежності  $\Delta P(\Delta\delta)$

Лінійна залежність може бути отримана й без попереднього розкладання лінеаризованої функції в ряд Тейлора. Ця залежність повністю відповідає формулам представлення *повного диференціала функції*, яка дозволяє формалізувати й тим самим спростити операції лінеаризації «у малому». Особливо це важливо при лінеаризації функцій декількох змінних, яке, як і отримання повного диференціала, проводиться з використанням часткових похідних. Наприклад, лінеаризація «у малому» деякої функції  $z(x,y)$  у загальному виді здійснюється за формулою отримання повного диференціала цієї функції:

$$\Delta z = \frac{dz}{dx} \Delta x + \frac{dz}{dy} \Delta y.$$

Рівняння утворюють шукану систему, яка при виключенні змінної  $\Delta P$  приводиться до одного рівняння



$$T_j \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + \frac{dP}{d\delta} \Delta \delta$$

Цим рівнянням описуються вільні коливання малого лінійного приросту  $\Delta \delta$  кута  $\delta$  ротора генератора в межі розглянутої точки  $a$ .

### 2.12.2. Аналіз статичної стійкості одно машинної енергосистеми

Для виявлення тенденції зміни змінної  $\Delta \delta$  розглянемо варіанти загального розв'язку рівняння

$$\Delta \delta (t) = C_1 e^{p_1 t} + C_2 e^{p_2 t},$$

де,  $C_1, C_2$  - довільні постійні, а  $p_1, p_2$  - корені характеристичного рівняння

$$T_j p^2 + \frac{dP}{d\delta} = 0,$$

обумовлені як

$$p_{1,2} = \mp \sqrt{-\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}}.$$

У випадку, коли  $dp/d\delta < 0$  корені  $p_{1,2} = \pm a$  - дійсні, і загальний розв'язок представляє собою суму двох експонентні складових:

$$\Delta \delta(t) = C_1 e^{at} + C_2 e^{-at}.$$

Як видно, із часом  $t$  складова  $C_1 e^{at}$  зростає, а складова  $C_2 e^{-at}$  убуває (рис.2.27).

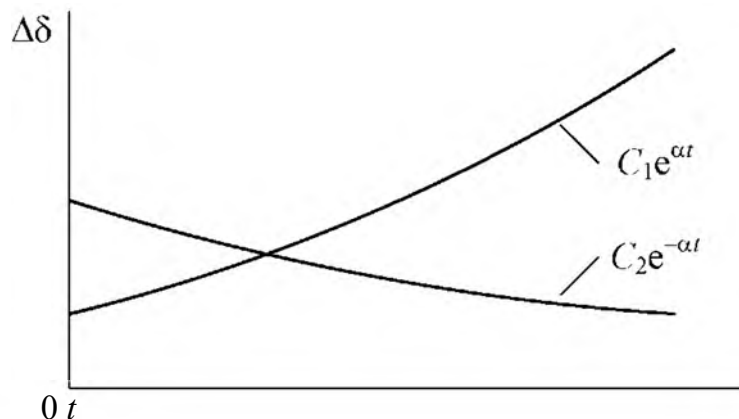


Рис. 2.27. Складові рішення

У цілому ж мале збільшення  $\Delta \delta$  кута  $\delta$  має тенденцію до росту, що є ознакою нестійкості енергосистеми. При цьому порушення стійкості, тобто перехід ротора генератора в асинхронний режим щодо генераторів прийомної енергосистеми, відбувається у вигляді «сповзання» без періодичної змін кута.

Цей вид порушення статичної стійкості називається *аперіодичним* або *нестійкістю «сповзання»*.

При  $dP/d\delta > 0$  корені  $p_{1,2} = \pm j\nu$  - мнимі і загальний розв'язок представляється у вигляді

$$\Delta\delta(t) = \underline{C}_1 e^{jvt} + \underline{C}_2 e^{-jvt}.$$

В цьому випадку довільні постійні  $\underline{C}_1$  і  $\underline{C}_2$  є комплексно-з'єднаними величинами, тобто

$$\underline{C}_1 = A - jB; \underline{C}_2 = A + jB$$

На основі відомого перетворення Ейлера розв'язок може бути представлено у вигляді двох гармонійні складових:

$$\begin{aligned} \Delta\delta(t) &= (A - jB)e^{jvt} + (A + jB)e^{-jvt} = \\ &= A(e^{jvt} + e^{-jvt}) + B \frac{(e^{jvt} - e^{-jvt})}{j} = \\ &= 2A \cos vt + 2B \sin vt \end{aligned}$$

Зробимо заміну  $A = C \cos \varphi$ ,  $B = C \sin \varphi$  і перетворимо розв'язок до більш зручного для аналізу виду

$$\Delta\delta = 2(C \cos vt \cos \varphi + \sin vt \sin \varphi) = 2C \cos(vt - \varphi),$$

де  $C = \sqrt{A^2 + B^2}$ ,  $\varphi = \arctg \frac{B}{A}$ ,  $\nu = \sqrt{\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}}$  - частота вільних коливань лінійного збільшення кута.

Таким чином випливає, що зміна малого лінійного приросту кута відбувається за законом незатухаючих гармонійних коливань із постійною амплітудою (рис.2.28). Це свідчить про стійкість досліджуваного режиму, який установився, тому що відсутня тенденція до росту амплітуди вільних коливань розглянутого параметра режиму.

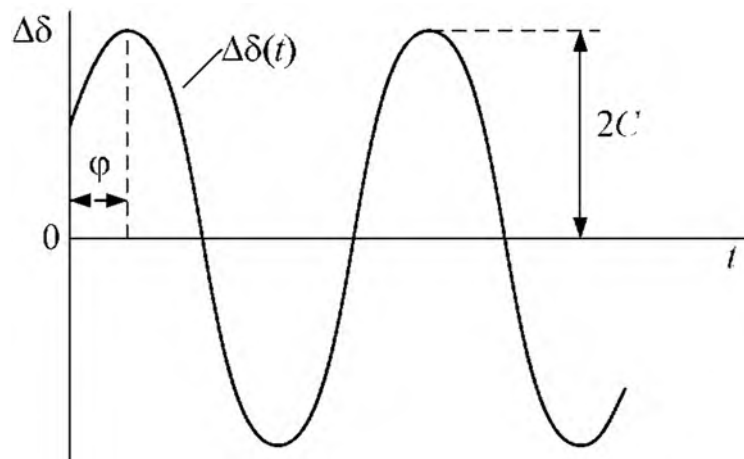


Рис.2.28. Зміна малого лінійного приросту кута

Таким чином, стійким режимам енергосистеми відповідає умова  $dp/d\delta > 0$ . Такий же результат був отриманий раніше на основі логічних міркувань. Період  $T$  виникаючих при цьому підході вільних коливань лінійного збільшення кута визначається як

$$T = \frac{2\pi}{v} = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}}}$$

Отже, максимум кутової характеристики  $P(\delta)$  є границею переходу незатухаючих вільних коливань малого лінійного збільшення кута до його аперіодичного росту, який вказує на аперіодичне порушення статичної стійкості генератора.

Слід зазначити, що при аналізі процесів у демпферних контурах і системі автоматичного регулювання пошкоджень генератора та визначення коренів характеристичного рівняння є досить складним завданням. При аналізі стійкості в таких випадках використовуються методи, які не вимагають знаходження кореню характеристичного рівняння.

### 2.13. Системи збудження синхронних генераторів

Система збудження й регулювання синхронних машин – це машини й апарати, що створюють струм збудження й необхідний потік для перетворення енергії й керування ними. Система збудження синхронних машин складається з обмотки ротора генератора або двигуна, джерела напруги постійного струму, підключеного до обмотки ротора й комутаційної апаратури.

Вплив системи збудження на характер перехідного процесу досить суттєво. Тому збудники генераторів повинні забезпечувати:

- необхідну потужність збудження як у нормальних експлуатаційних, так і в аварійних режимах;
- зміна струму ротора генератора за заданим законом при автоматичному або ручному регулюванні збудження;
- бажано більш висока межа збудження;
- максимально можливу швидкість наростання струму ротора, що особливо важливо для великих генераторів.

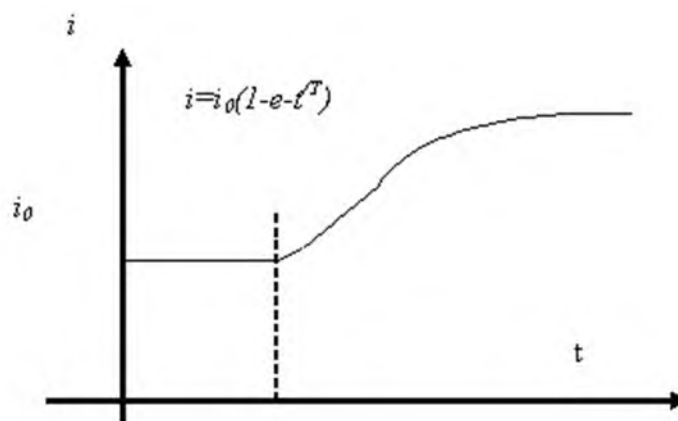


Рис.2.29. Зміна струму збудження синхронного генератора ( $T=L/R$  – індуктивність і активний опір обмотки характеризує інерційність даної обмотки)

Однак при швидкій зміні параметрів режиму (наприклад, зниження  $U$  при к.з.) дія системи збудження неминуче запізнюється, оскільки обмотки збудження й збудника, і генератора мають самоіндукцію –

електромагнітною інерцією, завдяки якій струм у цих обмотках змінюється за експонентним законом (рис.2.29).

Коротко розглянемо ці системи збудження.

Системи збудження підрозділяються за конструктивним виконанням

:

1) електромашинні ( для агрегатів номінальною потужністю  $5 \div 100$  МВт):

2) статичні тиристорні системи ( для агрегатів номінальною потужністю  $N=200 \div 500$  МВт і більш ):

і за видом збудника:

1) з самозбудженням:

2) з незалежним збудженням.

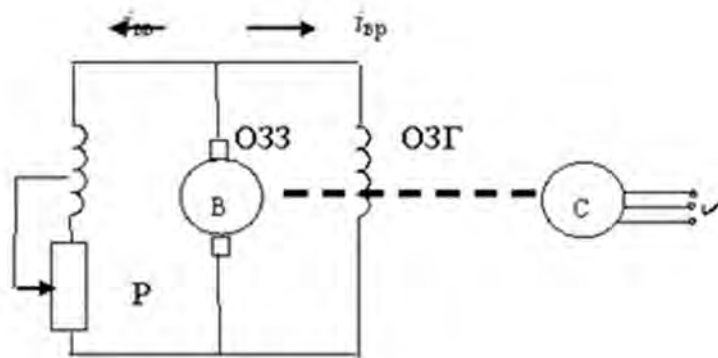


Рис. 2.30. Збудник із самозбудженням

З назви видно, що генератор збуджує сам себе, тобто збудник (генератор постійного струму) перебуває на одному валу з генератором (ротором). Зміна напруги збудника й синхронного генератора здійснюється регулятором  $P$  ( тут:  $СГ$  – синхронний генератор,  $В$  – збудника синхронного генератора,  $ОЗЗ$  – обмотка збудження збудника,  $ОЗГ$  – обмотка збудження генератора,  $i_{вв}$ ,  $i_{вр}$  – струми збудження збудника й синхронного генератора).

### Збудник з незалежним збудженням

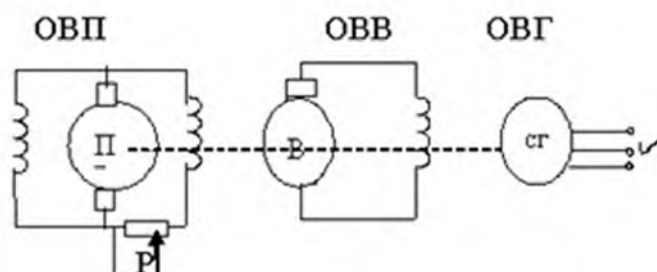


Рис. 2.31. Збудник з незалежним збудженням

У цій схемі збудження встановлюється додатковий генератор постійного струму ( $ПВ$  - підбуджувач), який спочатку збуджує збудник ( $В$ ) і збудник у свою чергу збуджує обмотку ротора генератора. При цій схемі

збудження  $ПВ$  і  $В$  сидять на одному валу з генератором, але  $ПВ$  може живитися й від стороннього джерела. Зміна напруги генератора здійснюється регулятором  $Р$ .

В обидві розглянутих електромашинних системах збудження електромагнітна інерційність істотна й тому вона застосовується у відносно малопотужних генераторах.

Статичні тиристорні системи збудження.

Розглянемо спрощену схему збудження на основі статичних тиристорних систем.

Основою систем збудження генераторів потужністю 200 МВт і більш у цей час є машини змінного струму з некерованими випрямлячами, (або керованими випрямлячами), до яких відносяться високочастотна, безщіткова й тиристорна.

Високочастотна система (рис.2.32) містить у якості збудника високочастотний (500 Гц) індукторний генератор (ІГ), розташований на валу синхронного генератора й живить його обмотку збудження (ОЗГ) через некерований випрямляч (ВН). Дві із трьох обмоток збудження ІГ підключаються до системи автоматичного регулювання збудження (АРЗ). Струм, що регулює, збудження за заданим законом, що й забезпечує його форсування. Постійне часу високочастотної системи збудження становить 0,3-0,4 сек.

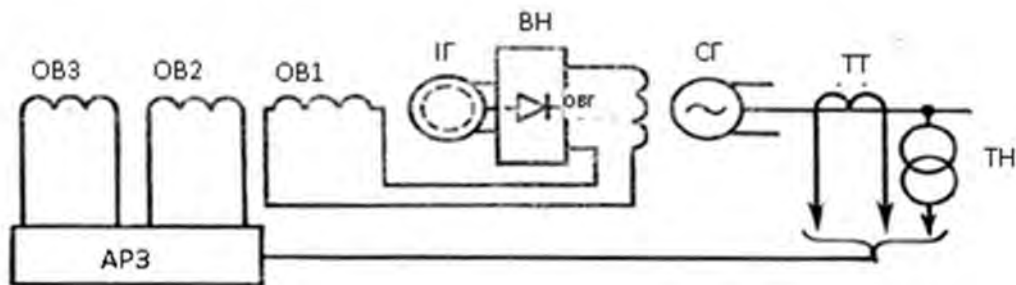


Рис.2.32. Високочастотна система збудження

Наявність контактних кілець на роторі СГ обмежує значення струму збудження, тому при потужностях генератора 300 МВт і більш застосовують безщіткову систему збудження, що не містить обертових контактів (рис.2.33).

У якості збудника використовується звернений синхронний генератор (Г), розташований на одному валу з основним генератором. Тут АРЗ впливає на систему керування тиристорів перетворювача ВУ, що одержує живлення від високочастотного індукторного генератора (ІГ). Еквівалентна постійна часу становить 0,1-0,15с.

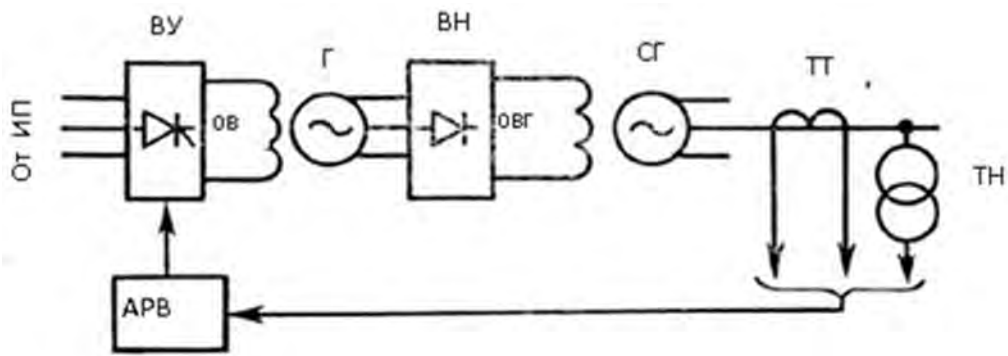


Рис.2.33. Безщіткова система збудження

**Тиристорна система** збудження (рис.2.34) застосовується в потужних гідрогенераторах і турбогенераторах потужністю 300 МВт і більш. Відмінність тиристорної системи від розглянутих вище - це відсутність обертової машини в контурі керування струмом збудження основного генератора. Час дії становить 0,02-0,04сек.

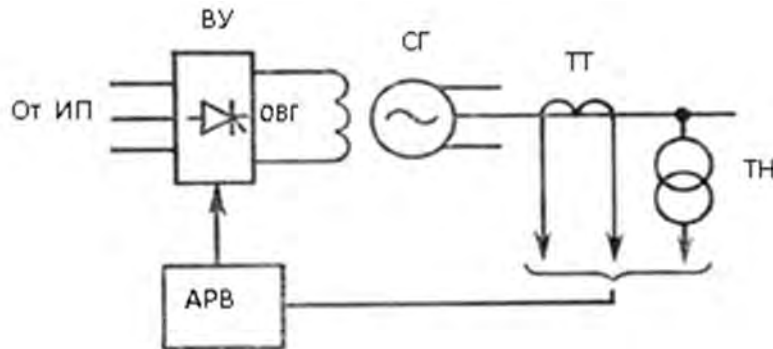


Рис. 2.34. Тиристорна система збудження

Зміну величини випрямленої напруги, як відомо, можна здійснити, регулюючи моменти вмикання вентилів (рис.2.35).

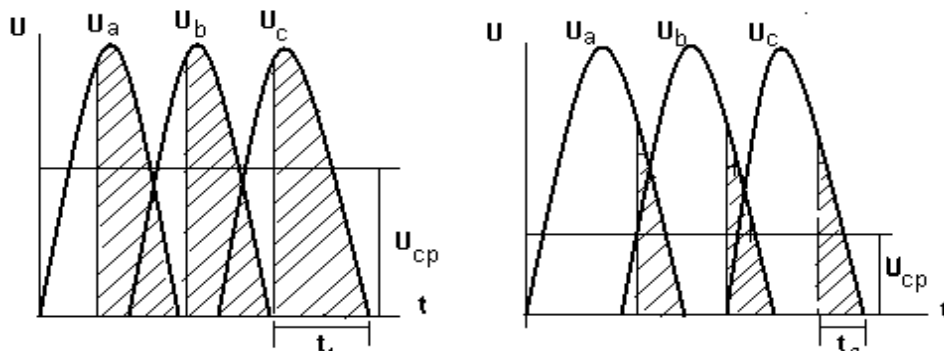


Рис. 2.35 Зміна величини випрямленої напруги

На сітку вентилів подається замикаюча негативна напруга певної величини. У потрібний момент на цю напругу накладається позитивний імпульс, що відмикає лампу. Цей позитивний імпульс створюється спеціальним пік-генератором.

Із цих діаграм видно, що чим більший час відкриття вентилів, тим більше значення випрямленої напруги. Постійна часу в таких систем набагато менше, чим в електромашинних систем збудження.

Системи збудження характеризуються:

- номінальною напругою збудження, звичайно її величина коливається  $U_{HB}=200-400$  в;

- номінальним струмом збудження ( $i_{вн}$ );
- номінальним струмом збудження збудника ( $i_{ввн}$ );
- постійною часу при холостому ході  $T_{до}$ ;
- постійна часу обмотки збудника ( $T_c$ );

Потужність системи збудження становить (0,2-0,8)% від загальної потужності агрегату.

Тривале збільшення струму й напруги призводить до перегріву відповідної обмотки, псування її ізоляції, знижує надійність цієї обмотки з імовірністю виникнення аварії. Тому схеми збудження характеризуються граничними значеннями струму й напруги збудника - короткочасно, на заданий час, можна збільшити їхні значення.

Чисельно максимальне значення за напругою визначають, як відношення максимальної напруги  $U_{пв}$  до номінальної напруги збудника  $U_{нв}$ . Це відношення для:

турбогенераторів  $\geq 2$

гідрогенераторів (1,8÷4)

Наявність максимального значення за напругою визначається неможливістю приросту напруги понад певне значення, які залежить від потужності підбуджувача і його насичення. Крім того, надмірне підвищення напруги може привести до збудження роботи колектора.

Максимальне значення струму залежить від довгостроково припустимого нагрівання обмоток збудника й підбуджувача. Крім перерахованих характеристик збудник ще характеризується швидкістю підйому напруги (рис.2.36).

Для стійкості синхронного генератора при збурюваннях, система збудження повинна забезпечити високу швидкість підйому напруги.

Швидкість наростання напруги збудження залежить від кратності збудження збудника.

Середня швидкість підйому  $U_e$  визначається як тангенс кута нахилу прямої  $Ob$ , **що** обмежується проміжком часу - 0,5 сек, ту ж площу  $Oab$ , що й дійсна крива наростання напруги

$$\left( \frac{dU_e}{dt} \right)_{cp} = \frac{e - a}{0,5 \cdot U_{вн}} = (2000 \div 3000) \frac{e}{сек}$$

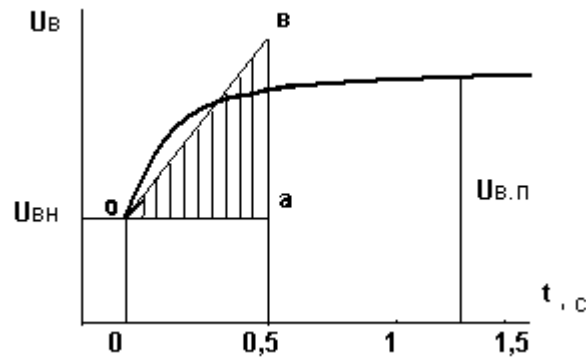


Рис.2.36. До швидкості підйому напруги збудника

Системи збудження повинні також дозволяти здійснювати швидке роззбудження і якщо буде потреба робити гасіння поля при аварійних режимах. Система збудження забезпечує застосування будь-яких регуляторів, які повинні бути надійними в експлуатації, що граничать із простотою обслуговування й можливістю повної автоматизації. Ці вимоги досить істотні для станцій з великими генераторами, що працюють на довгі лінії передачі.

#### Контрольні питання

1. Для чого необхідна система збудження синхронних машин?
2. Вимоги, пропонувані до систем збудження.
3. Перерахуйте види систем збудження.
4. Якими параметрами характеризуються системи збудження?
5. Поняття про максимальне збудження за струмом й напругою.
6. Електромашинна система збудження.
7. Система збудження з незалежним збудженням.
8. Статичні тиристорні системи збудження.

### 2.14. Системи автоматичного регулювання збудження синхронних генераторів

Автоматичні регулятори збудження (АРЗ) повинні підтримувати величину напруги генератора за можливістю незмінною незалежно від коливань навантаження й забезпечити усталену роботу в електричній системі при різних збурюваннях у ній і гасити розкачування як окремих генераторів, так і системи в цілому.

Розглянемо структурну схему роботи АРЗ (рис.2.37).

Допустимо, з якої-небудь причини зменшилася напруга генератора  $U_G$ , тоді ця зміна передається в перетворювальний елемент (ПЕ). Подана напруга перетвориться в постійну й передається у вимірювальний елемент (ВЕ), де відбувається порівняння реального значення напруги з еталонним  $U_0$  або номінальною напругою й визначається різниця  $\Delta U = U_G - U_0$ . Залежно від знака й величини  $\Delta U$  виробляється сигнал, який спрацьовується в підсилювальному елементі (УЕ) і далі вплив прикладається на виконавчий елемент (ИсЕ). У результаті регулювання струму збудження напруга



генератора змінюється доти, поки не виконається умова  $\Delta U=0$ , тобто значення напруги генератора буде рівною номінальному (еталонному), або ж повернеться до первинного значення. Відзначимо, що незалежно від типу й системи регулювання підсилювальним елементом є підзбуджувач, а виконавчим – збудник.

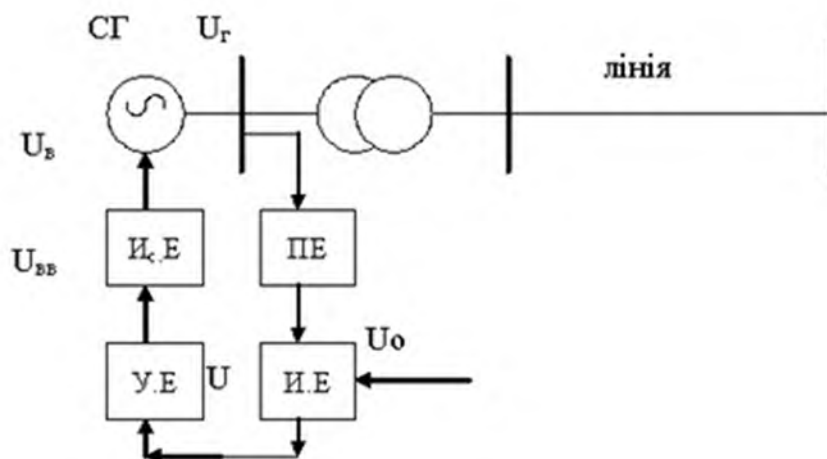


Рис.2.37. Структурна схема автоматичного регулювання збудження синхронного генератора

Якщо вимірювальний елемент реагує на будь-яке як завгодно мале відхилення  $U_G$ , тобто не має нечутливості, то система АРЗ називається системи без зони нечутливості.

Якщо вимірювальний елемент містить механічне обладнання й в силу інерційності не може реагувати на деякі малі зміни  $U_G$ , то система АРЗ називається системи із зоною нечутливості.

Необхідно підкреслити, що регулятори, що мають механічні частини, що рухаються, обов'язково мають зону нечутливості.

Автоматичні регулятори збудження, що реагують на знак і величину відхилення регульованого параметра режиму, називаються регуляторами пропорційного типу (АРЗ-П).

На сучасних великих генераторах електростанцій, пов'язаних з енергосистемою довгими лініями електропередачі, застосовуються більш складні АРЗ, так звані регулятори сильної дії (АРЗ-С). Ці АРЗ регулюють струм і напругу збудження генератора за складним законом, реагуючи не тільки на знак і величину зміни  $U_G$  і  $I$  і інших параметрів режиму, але також на швидкість їх зміни.

Є ще обладнання, що діє на відхилення струму статора. Це обладнання називається – обладнання компаундного збудження. Принцип компаундного збудження полягає в тому, що здійснюється додаткове підживлення обмотки збудження збудника й сумарний струм складається зі компаундного струму й струму збудника обмотки збудження.

Синхронні генератори в сучасних електричних станціях забезпечуються різними типами автоматичних регуляторів збудження

(АРЗ), що дозволяють реагувати на зміни параметрів режиму, пригнічувати коливання, підтримувати постійним або регулювати за заданим законом обраний параметр режиму.

Автоматичні регулятори збудження дозволяють вибрати необхідний закон керування режимом збудження й відповідно режимом електричної системи, що забезпечує стійку її роботу. У деяких випадках АРЗ у розрахунках представляються різними ерс., які можна прийняти постійними за деяким опором

Раніше ми загалом розглядали системи АРЗ, однак їх особливості й впливу на режим електричної системи вимагають більш строгого опису.

Розглянемо їх і опишемо математично, максимально спрощуючи викладення, але не порушуючи фізику процесів.

а) Регулювання збудження пропорційного типу ( $E_q^1 = \text{пост}$ ).

Автоматичні регулятори збудження, які відносяться до цієї категорії, реагують на відхилення параметрів режиму, тому й називаються «пропорційного типу» (рис.2.37). Фізично це означає компенсацію реактивного опору генератора, за яким ерс можна прийняти постійним. У цьому випадку це перехідна ерс за перехідним опором.

Кожний елемент у структурній схемі АРЗ має власну постійну часу й коефіцієнт підсилення, які характеризують динамічні властивості регулятора.

При перехідних режимах ерс можна представити у вигляді двох складових:

$$\Delta E_q = \Delta E_{q_{св}} + \Delta E_{q_e},$$

де  $\Delta E_{q_{св}} = T_{dc} \cdot p \Delta E_q'$  – ерс від вільних струмів,  $\Delta E_{q_e}$  – ерс, прикладена до обмотки збудження збудника.

Можемо написати

$$\Delta E_{q_e} = E_{q0} - E_{qe} = -\Delta U_B = K_B \Delta i_{BB},$$

що характеризує зміну струму збудження генератора у зв'язку зі зміною прикладеної ерс до обмотки збудження збудника й струму  $i_{BB}$  у цій обмотці.

Зміни  $i_{BB}$  і ер відбуваються відповідно до співвідношення:

$$\Delta e = R_e \Delta i_{66} + L_e \cdot \frac{d(\Delta i_{66})}{dt} = \Delta i_{66} (R_e + L_e p),$$

де  $R_e$  і  $L_e$  – параметри обмотки збудження (виконавчий елемент)

Звідси:

$$\Delta i_{66} = \frac{\Delta e}{(R_e + L_e \cdot p)} = \frac{\Delta e}{R_e (1 + T_e \cdot p)} ;$$

де  $T_e = \frac{L_e}{R_e}$  – еквівалентна постійна часу обмотки збудження збудника

Підставляючи:

$$\Delta E_{qe} = \frac{k_e \cdot \Delta e}{R_e (1 + T_e \cdot p)} = \frac{k_e \cdot \Delta e}{(1 + T_e \cdot p)};$$

$$k_e = \frac{k_e}{R_e}$$

- коефіцієнт підсилення виконавчого елемента.

Підсилювач є також інерційним елементом з параметрами - постійної часу й коефіцієнтом підсилення  $T_u, K_u$  і, отже,

$$\Delta e = \frac{K_y \cdot \Delta U}{1 + T_y \cdot p} ;$$

Далі можна розглянути вимірювальний і перетворювальний елементи як одне ціле з відповідними коефіцієнтами підсилення й постійної часу  $K_n$  і  $T_n$ :

$$\Delta U = \frac{K_n \cdot (-\Delta U_\Gamma)}{1 + T_n \cdot p} ;$$

Отримаємо:

$$\Delta E_{qe} = \frac{K_u \cdot (-\Delta U_\Gamma) \cdot K_y \cdot K_e}{(1 + T_u \cdot p) \cdot (1 + T_y \cdot p) \cdot (1 + T_e \cdot p)} = \frac{K_{ou} \cdot (-\Delta U_\Gamma)}{(1 + T_u \cdot p) \cdot (1 + T_y \cdot p) \cdot (1 + T_e \cdot p)} ;$$

$$\Delta E_{qe} = \gamma(p) \cdot \Delta U_\Gamma ,$$

де  $\gamma(p) = \frac{-K_{ou}}{(1 + T_u \cdot p) \cdot (1 + T_y \cdot p) \cdot (1 + T_e \cdot p)}$  - функція, що залежить від

параметрів системи регулювання.

$K_{ou} = K_u \cdot K_y \cdot K_e$  - коефіцієнт підсилення системи.

У режимі, що встановився, відхилення параметрів регулювання, що приводять у дію систему, відсутні ( $p=0$ ), тому:

$$\Delta E_{qe} = -K_{ou} \cdot \Delta U_\Gamma ; \Delta U_\Gamma = U_{\Gamma o} - U_{\Gamma o} ;$$

Оскільки  $\Delta E_{qe} = E_{qe} - E_{qe}$ , можна визначити коефіцієнт підсилення:

$$K_{ou} = \frac{-\Delta E_{qe}}{\Delta U_\Gamma} = \frac{E_{qe} - E_{qe}}{\Delta U_\Gamma} ;$$

Тому що  $E_{qe} = E_{qe} - \frac{\partial E_{qe}}{\partial U_\Gamma} \cdot \Delta U_\Gamma$  й, отже:

$$K_{ou} = -\frac{\partial E_{qe}}{\partial U_\Gamma} - \text{коефіцієнт підсилення системи}$$

Щоб перевірити, чи зможе система, що має регулятор з таким  $K_{ou}$ , стійко працювати, треба провести аналіз на стійкість рівнянь, що описують роботу регульованої системи.

$$\begin{aligned}\Delta E_q &= \Delta E_{q_{ce}} + \Delta E_{qe} = T_{do} p \cdot \Delta E'_q + \gamma(p) \cdot \Delta U_\Gamma \\ T_{ip^2} \Delta \delta &= -\Delta P; \\ \Delta P &= \frac{\partial P_{Eq}}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{\partial P_{Eq}}{\partial E_q} \cdot \Delta E_q = c_1 \cdot \Delta \delta + \epsilon_1 \cdot \Delta E_q \\ \Delta P &= \frac{\partial P_{E'q}}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{\partial P_{E'q}}{\partial E_q} \cdot \Delta E'_q = c_2 \cdot \Delta \delta + \epsilon_2 \cdot \Delta E'_q \\ \Delta P &= \frac{\partial P_{U_2}}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{\partial P_{U_2}}{\partial U_2} \cdot \Delta U_2 = c_3 \cdot \Delta \delta + \epsilon_3 \cdot \Delta U_\Gamma\end{aligned}$$

де

$$\begin{aligned}c_1 &= \frac{\partial P_{Eq}}{\partial \delta}; b_1 = \frac{\partial P_{Eq}}{\partial E_q}; c_1 = \frac{\partial P_{E'q}}{\partial \delta}; b_2 = \frac{\partial P_{E'q}}{\partial E'_q}; \\ c_3 &= \frac{\partial P_{Uq}}{\partial \delta}; b_3 = \frac{\partial P_{Uq}}{\partial U_q} -\end{aligned}$$

Похідні від потужності генератора, виражені через ерс холостого ходу, перехідний ерс і напруги генератора.

У цих рівняннях п'ять невідомих:  $\Delta \delta$ ,  $\Delta E_q$ ,  $\Delta E'_q$ ,  $\Delta U_\Gamma$ .  $\Delta P$ , кількість рівнянь також п'ять. Отже, система вирішується. Будемо вважати, що  $T_u=0$  і  $T_y=0$ , тобто знехтуємо інерційністю перетворювачів і регулятора. Тоді спрощене характеристичне рівняння має четвертий порядок і має вигляд:

$$\begin{aligned}T_B T'_d T_j \cdot p^4 + T_j \cdot (T'_d + T_B) \cdot p^3 + \left( T_j + T'_d \cdot T_B \cdot c_2 + K_{ou} \cdot T_j \cdot \frac{B_1}{B_2} \right) p^2 + \\ (T'_d c_2 + T_B \cdot c_1) p + \left( c_1 + K_{ou} \cdot c_3 \cdot \frac{B_1}{B_3} \right) = 0\end{aligned}$$

і остаточно отримаємо:

$$a_0 p^4 + a_1 p^3 + a_2 p^2 + a_3 p + a_4 = 0$$

$$\text{где: } a_0 = T_e T'_d T_j, a_1 = T_j (T'_d + T_e), a_2 = T_j + T'_d T_e c_2 + K_{ou} \frac{b_1}{b_3} T_j, a_3 = T'_d c_2 + T_e c_1,$$

$$a_4 = c_1 + K_{ou} c_3 \frac{b_1}{b_3},$$

Тепер досліджуємо це рівняння за критерієм Гурвіца.

Очевидно, що  $a_0$  і  $a_1$  завжди позитивні, якщо  $T'_d > 0$ . Умова  $a_2 > 0$  виконується завжди при  $c_2 > 0$  і  $K_{ou} > 0$ . Для того щоб  $a_3 = T'_d c_2 + T_e c_1 > 0$

необхідно  $c_2 > -c_1 \cdot \frac{T_e}{T'_d}$ . При негативному  $c_1$  (при граничних режимах)  $c_2 > 0$ .

$$\text{Умова } a_4 = c_1 + K_{ou} c_3 \frac{\epsilon_1}{\epsilon_3} > 0 \text{ вимагає, щоб } K_{ou \min} = \frac{(-c_1) \epsilon_3}{c_3 \epsilon_1}, \text{ тобто}$$

необхідне встановлення такого коефіцієнта підсилення, значення якого було

б більше деякого мінімально припустимого.

Для підтримки  $U_{\Gamma}$  потрібний коефіцієнт підсилення  $K_{oumin}$ , що має велике значення, але надмірне збільшення  $K_{ou}$  призводить до зменшення  $\Delta_{гуп}$ . Тому коефіцієнт підсилення збудження необхідно брати в межах:

$$K_{ou\ min} \leq K_{ou} \leq K_{ou\ max},$$

$$\text{де } K_{ou\ min} = \frac{|-c_1|}{c_3} \cdot \frac{b_3}{b_1}$$

$$K_{ou\ max} = \left[ \frac{(c_2 - c_1)}{(c_3 - c_2)} \cdot \frac{b_3}{b_1} \left( 1 + \frac{T_e^2}{T_j} \cdot \frac{(T'_d c_2 + T_e c_1)}{(T'_d + T_e)} \right) \right] / \left( 1 + \frac{T_e}{T'_d} \cdot \frac{(c_3 - c_1)}{(c_3 - c_2)} \right)$$

Якщо при наявності АРЗ напруги, що реагує на відхилення  $K_{ou} < K_{oumin}$ , то відбувається електромеханічне збудження стійкості, характеризується монотонним збільшенням кута в часі, тобто відбувається апериодичне збудження стійкості.

Якщо  $K_{ou} > K_{oumax}$ , також відбувається електромеханічне збудження статичної стійкості, **але, що має коливальний характер** – тобто система саморозгойдується.

Необхідно відмітити, що на основі досліду експлуатації АРЗ пропорційного типу визначені значення цього коефіцієнта в межах  $K_{ou} \geq (25-50)$  од.зб. х.х./од. напруги, при яких забезпечується висока точність підтримки напруги в різних режимах генератора й збільшення межі переданої потужності.

Одиниця виміру коефіцієнта підсилення: одиниця збудження /одиниця напруги або скорочено [од.зб./напр.]. За одиницю напруги приймають номінальну напругу генератора, за одиницю збудження – напругу збудження генератора, приведену до обмотки статора номінальне значення, що забезпечує, напруги  $U_{\Gamma}$  у режимі холостого ходу.

У дослідженні режимів електричних систем, особливо складних, наявність АРЗ - пропорційного типу, з метою спрощення, представляють сталістю перехідної ерс за перехідним опором. Наявність АРЗ-П еквівалентно часткової компенсації внутрішнього опору генератора, що відбивається в збільшенні максимуму кутової характеристики синхронного генератора.

Таким чином, для стійкої роботи генератора, що має АРЗ пропорційного типу, коефіцієнти підсилення каналами регулювання за відхиленням режимних параметрів повинні бути обрані за умовою

$$K_{оп\ min} < K_{оп} < K_{оп\ max},$$

де  $\Pi$  – параметр режиму, за яким регулюється струм збудження синхронного генератора. Порушення цієї умови призводить до апериодичного ( $K_{оп} < K_{опmin}$ ) або коливальному ( $K_{оп} > K_{опmax}$ ) порушенню стійкості.

**б) Автоматичний регулятор збудження сильної дії АРЗ-С ( $U_{\Gamma} = \text{пост}$ ).**

Автоматичні регулятори збудження, які реагують не тільки на відхилення параметрів режиму, але на швидкість їх зміни, тобто, на їхню першу й другу похідні, називають АРЗ сильної дії (рис.2.38). Такі АРЗ «сильним» називають тому, що вони можуть підтримувати заданий параметр режиму постійним, наприклад, напругу генератора, тим самим повністю компенсуючи внутрішній опір генератора. Тому при розрахунках АРЗ-С представляються сталістю напруги генератора  $U_T = \text{const}$ .

АРЗ-С дозволяють суттєво поліпшити статичну й динамічну стійкість електричної системи. Порівнюючи структурні схеми АРЗ-П і АРЗ-С, бачимо, що в регуляторах сильної дії додатково є канали, що виробляють сигнали, що відповідають першій (ДЕ) і другій (ДДЕ) похідним режимних параметрів ( $\Delta U'$ ,  $\Delta I'$ ,  $\Delta f$ ,  $\Delta U''$ ,  $\Delta I''$ ,  $\Delta f$  і т.д.).

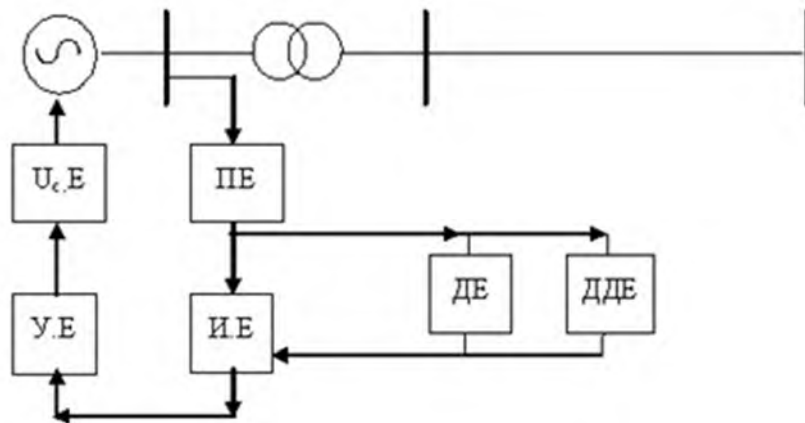


Рис 2.38. Структурна схема автоматичного регулятора збудження сильної дії (АРЗ-С)

Очевидно, що поява нових каналів і врахування додаткових елементів системи АРЗ збільшують трудомісткість складання рівнянь, їх порядок і, найголовніше, унеможлиблює їхнє аналітичне дослідження, навіть у випадку одного синхронного генератора.

Наприклад, АРЗ-С реагуючий на відхилення напруги й струму генератора ( $\Delta U$ ,  $\Delta I$ ) першу й другу їх похідні, за умови рівності постійних часу,  $T_1 = T_2 = T_p$ , має характеристичне рівняння сьомого ступеня. Якщо інерційність вимірювального й підсилювального елементів не будемо враховувати  $T_y = T_u = 0$ , то отримаємо характеристичне рівняння п'ятого ступеня:

$$a_0 p^5 + a_1 p^4 + a_2 p^3 + a_3 p^2 + a_4 p + a_5 = 0$$

де

$$\begin{aligned} a_0 &= T_j T'_d T_e T_p, \\ a_1 &= T_j (T'_d T_e + T'_d T_p + T_e T_p) + k_{2i} h_1; \\ a_2 &= T_j (T'_d + T_e + T_p) + T'_d T_e T_p c_2 k_{1i} h_1; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
a_3 &= T_j + T_e T_p c_1 + T'_d (T_e + T_p) c_2 + k_{ou} T_j \frac{b_1}{b_3} + k_{oi} h_1 + k_{2i} h_2; \\
a_4 &= (T_e + T_p) c_1 + T'_d c_2 + k_{1i} h_2; \\
a_5 &= c_1 + k_{ou} c_3 + k_{oi} h_2; \\
h_1 &= -T_j \frac{(E_q - U \cdot \cos \delta)}{I \cdot X_{d\Sigma}^2}, \\
h_2 &= b_1 \frac{U}{X_{d\Sigma}} (I_q \cdot \cos \delta + I_d \cdot \sin \delta), \\
I_d &= \frac{E_q - U \cos \delta}{X_{d\Sigma}}; \quad I_q = \frac{U}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta.
\end{aligned}$$

Параметри режиму, що входять у коефіцієнти ( $I, I_d, I_q$ ), визначаються з векторної діаграми синхронного генератора. Тут  $k_{oi}$  – коефіцієнт підсилення каналу відхилення струму статора генератора [од.зб./ном струму],  $k_{1i}$  – коефіцієнт підсилення каналу першої похідної струму статора [од.зб./ном струму /сек],  $k_{2i}$  – коефіцієнт підсилення каналу другої похідної струму статора [од.зб./ном струму /сек<sup>2</sup>]. Необхідно відмітити, що в АРЗ-С і значення коефіцієнтів підсилення відхиленню напруги перебувають у межах  $k_{ou}=(100-200)$  [од.зб.х.х./од.напруги].

Видно, що коефіцієнти характеристичного рівняння залежать від параметрів режиму, системи й коефіцієнтів підсилення каналами АРЗ.

З наведених співвідношень видно, що при прийнятих спрощеннях коефіцієнти характеристичного рівняння навіть у випадку одного генератора ускладнюються й очевидно, що аналітичне їхнє дослідження представляється неможливим.

У зв'язку із цим застосовують чисельні методи аналізу, особливо при визначенні оптимальних коефіцієнтів підсилення АРЗ у випадках регулювання струму збудження декількома параметрами режиму. Врахування наявності зони нечутливості, що проявляється наявністю люфту в механічних елементах і інерційності ще більше ускладнює складання й аналіз рівнянь, однак ці фактори можуть суттєво вплинути на умови стійкої роботи генератора. Невірне їхнє врахування може стати причиною збудження стійкості синхронного генератора в результаті неправильної роботи АРЗ.

Наявність АРЗ-С збільшує максимум кутової характеристики, тому що його наявність характеризується умовою  $X_\Gamma = 0$ . (рис.2.39).

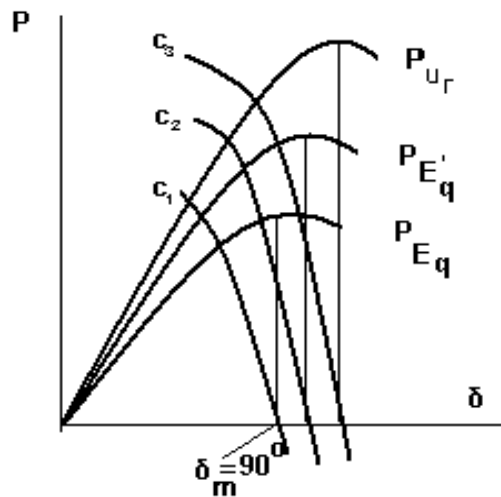


Рис.2.39. Порівняння кутових характеристик і синхронізуючих потужностей при різних АРЗ

#### Контрольні питання

1. Вимоги, запропоновані до автоматичних регуляторів збудження.
2. Структурна схема автоматичного регулятора збудження пропорційного типу (АРЗ-П).
3. Структурна схема автоматичного регулятора збудження сильної дії (АРЗ-С).
4. На які параметри може впливати система автоматичного регулювання збудження?
5. Поняття про коефіцієнти підсилення збудження.
6. Основні види збудження статичної стійкості електричної системи.
7. Проведіть порівняльний аналіз кутових характеристик синхронного генератора при різних АРЗ.

### 2.15. Векторні діаграми неявнополюсного й явнополюсного генераторів

На початку проаналізуємо векторну діаграму неявнополюсного генератора.

Розглянемо найпростішу схему, у якій генератор працює через опір  $X_c$  на систему необмеженої потужності – шини нескінченної потужності ( $U = const, f = const$ ).

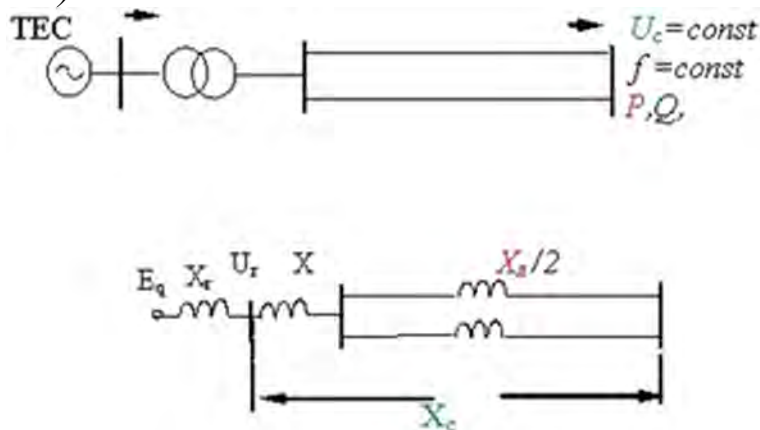


Рис. 2.40. Найпростіша схема електричної системи

Мережа, до якої підключена машина, вважається мережею із шинами нескінченної потужності, якщо в ній можна прийняти напругу й частоту



постійною при будь-яких змінах режиму генератора. Практично це означає, що сумарна потужність усіх синхронних генераторів цієї мережі настільки велика в порівнянні з потужністю підключеної машини, що зміна режиму роботи машини не впливає на напругу й частоту мережі.

При вивченні сталих процесів, векторні діаграми є незамінним інструментом, що дозволяють зв'язати різні режимні параметри як електромагнітні, так і механічні між собою. Побудова векторних діаграм ґрунтується на досить відомих положеннях при заданих величинах переданої активної й реактивної потужностях, напруги й частоти в системі.

Напруга генератора  $U_G$  дорівнює ерс., що індукуюється струмом збудження, мінус спад напруги в індуктивних опорах взаємоіндукції  $X_{ad}$ ,  $X_{aq}$ , індуктивного опору розсіювання машини. Якщо сюди додати спад напруги в індуктивному й активному опорах системи  $X_c = X_l + XT$  і  $r_e = r_t + r_l$ , то отримуємо напругу прийомного кінця  $U$ . Надалі для спрощення побудови векторної діаграми знехтуємо активним опором елементів.

Слушне співвідношення:

$$\dot{U}_c = E_q - jX_{d\Sigma} I_a - jX_{d\Sigma} I_p$$

За заданими  $P, Q, U$  визначаємо фазний кут  $\varphi$ , далі, відкладаючи у відповідному масштабі величину напруги системи, і розкладаючи його на активну й реактивну складові, знаходимо інші вектори:  $E_q, E', U_G$ , і т.д.

Тут

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

$$X'_{d\Sigma} = X'_d + X_c;$$

$E_q$  - ерс. холостого ходу

Необхідно відмітити, що кут  $\delta = \angle(U \wedge E_q)$  - не може змінюватись миттєво, тому що пов'язаний з ротором і тому цей параметр є основним параметром, що характеризує електромеханічний стан системи, тобто стійкість генератора й системи, а кути  $\delta_c = \angle(U_G \wedge U)$ ,  $\delta_r = \angle(U_G \wedge E_q)$ ,  $\delta' = \angle(U \wedge E')$  - можуть змінюватись миттєво й характеризують тільки електромагнітний стан машини.

На основі цієї діаграми можна вивести деякі співвідношення:  $P = f(E_q \delta), P = f(E' \delta'), P = f(U \delta)$  і т.д.

Вираз для активної потужності має вигляд:

$$P = U I_a \cos \varphi = E_q I_q$$

З векторної діаграми можна написати:

$$\sin \delta = \frac{I_a \cdot X_{d\Sigma}}{E_q}; \rightarrow I_a = \frac{E_q}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta$$

$$\sin \delta' = \frac{I_a \cdot X'_{d\Sigma}}{E'}; \rightarrow I_a = \frac{E'}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta'$$

$$\sin \delta_c = \frac{I_a \cdot X_c}{U_\Gamma}; \rightarrow I_a = \frac{U_\Gamma}{X_c} \cdot \sin \delta_c$$

де  $I_a = I \cdot \cos \varphi$  - активна складова струму статора генератора.

Виразимо потужності через різні  $erc$

З векторної діаграми можемо написати:

$$I_q \cdot X_{d\Sigma} = U \cdot \sin \delta; \quad I_q = \frac{U}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta;$$

$$I_d \cdot X'_{d\Sigma} = E'_q - U \cdot \cos \delta; \quad I_d = \frac{E'_q - U \cdot \cos \delta}{X'_{d\Sigma}};$$

Тобто:

$$\begin{aligned} P &= U \cdot \frac{U}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta \cdot \cos \delta + U \cdot \frac{E'_q - U \cdot \cos \delta}{X'_{d\Sigma}} \sin \delta = \\ &= \frac{U^2}{2 \cdot X_{d\Sigma}} \sin 2\delta + \frac{U \cdot E'_q}{X'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U^2}{2 \cdot X'_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta \cdot \sin \delta = \\ &= \frac{U \cdot E'_q}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{(X_d - X'_d)}{X_{d\Sigma} \cdot X'_{d\Sigma}} \cdot \sin 2\delta \end{aligned}$$

Отже, формула потужності виражається через  $E'_q$ .

З векторної діаграми впливає:

$$I_d \cdot X_c = U_{\Gamma q} - U_c \cdot \cos \delta; \quad I_d = \frac{U_{\Gamma q} - U_c \cdot \cos \delta}{X_c};$$

$$I_q \cdot X_{d\Sigma} = U_c \cdot \sin \delta; \quad I_q = \frac{U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta;$$

Ці вирази

$$\begin{aligned} P &= U_c \cdot I_q \cdot \cos \delta + U_c \cdot I_d \cdot \sin \delta = \\ &= U_c \cdot \frac{U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta \cdot \cos \delta + U_c \cdot \frac{U_{\Gamma q} - U_c \cdot \cos \delta}{X_c} \cdot \sin \delta = \\ &= \frac{U_c^2}{X_{d\Sigma}} \cdot \frac{\sin 2\delta}{2} + \frac{U_c \cdot U_{\Gamma q}}{X_c} \cdot \sin \delta - \frac{U_c^2}{X_c} \cdot \frac{\sin 2\delta}{2} \\ P_{U_{\Gamma q}} &= \frac{U_c \cdot U_{\Gamma q}}{X_c} \cdot \sin \delta - \frac{U_c^2}{2} \cdot \frac{X_d}{X_{d\Sigma} \cdot X_c} \cdot \sin 2\delta; \end{aligned}$$

формула потужності виражається через поперечне складове напруги генератора  $U_q = U \cdot \cos \delta$ .

Тепер виведемо формулу для реактивної потужності синхронного

генератора. Внутрішня реактивна потужність може бути отримана з виразу:

$$Q_{E_q} = E_q \cdot I_d$$

З векторної діаграми:

$$I_d \cdot X_{d\Sigma} = E_q - U_c \cdot \cos \delta \quad I_d = \frac{E_q - U \cdot \cos \delta}{X_{d\Sigma}}$$

$$Q_{E_q} = \frac{E_q^2}{X_{d\Sigma}} - \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta$$

внутрішня реактивна потужність генератора.

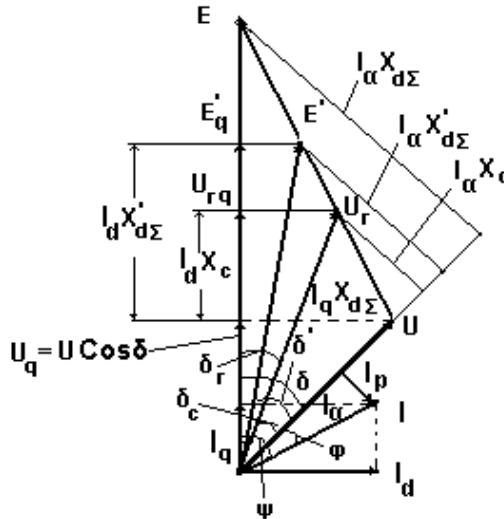


Рис. 2.41. Векторна діаграма неявнополюсного генератора

Видана генератором реактивна потужність:

$$Q_\Gamma = U_\Gamma \cdot I_{p\Gamma}; \text{ де } I_{p\Gamma} \cdot X_c = U_\Gamma - U \cdot \cos \delta_c$$

$$I_{p\Gamma} = \frac{U_\Gamma - U \cdot \cos \delta_c}{X_c};$$

$$Q_\Gamma = \frac{U_\Gamma^2}{X_c} - \frac{U_\Gamma \cdot U}{X_c} \cdot \cos \delta_c$$

З векторної діаграми можна знайти й аналітичні вирази ерс холостого ходу генератора  $E_q$ .

$$E_q^2 = (U_\Gamma + I_p \cdot X_d)^2 + (I_a \cdot X_d)^2$$

$$Q_\Gamma = U_\Gamma \cdot I_p, P_\Gamma = I_a \cdot U_\Gamma$$

після перетворень остаточно отримаємо:

$$E_q = \sqrt{\left(U_\Gamma + \frac{Q_\Gamma \cdot X_d}{U_\Gamma}\right)^2 + \left(\frac{P_\Gamma \cdot X_d}{U_\Gamma}\right)^2}$$

і внутрішній кут генератора

$$\text{tg } \delta_\Gamma = \frac{P_\Gamma \cdot X_d}{U_\Gamma^2 + Q_\Gamma \cdot X_d}$$

$$\delta_r = \arctg \frac{P_r \cdot X_d}{U_r^2 + Q_r \cdot X_d};$$

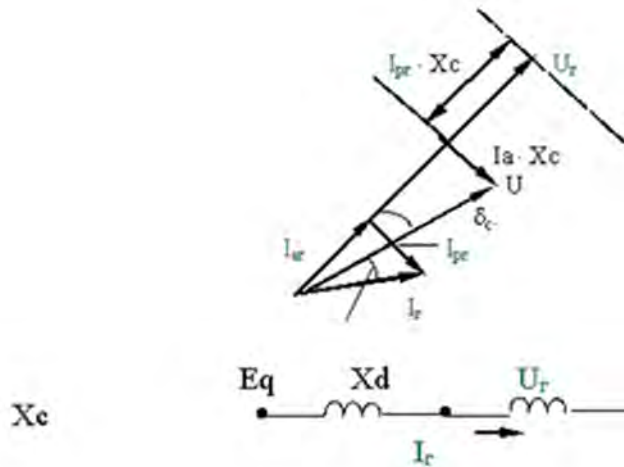


Рис. 2.42. Векторна діаграма синхронного генератора

Вираз  $P_{E_q} = \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}} \sin \delta$  є характеристикою потужності синхронної

машини, яку називають кутовою характеристикою при постійних параметрах режиму й генератора ( $E_q, U, X_{d\Sigma}$ ), залежить тільки від кута  $\delta$  і представляється синусоїдальною характеристикою.

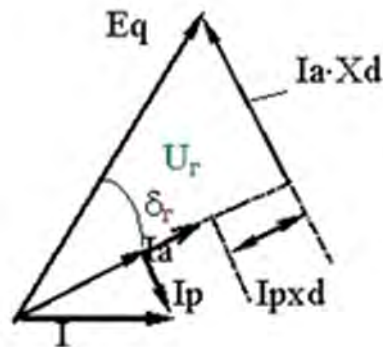


Рис. 2.43. Векторна діаграма синхронного генератора

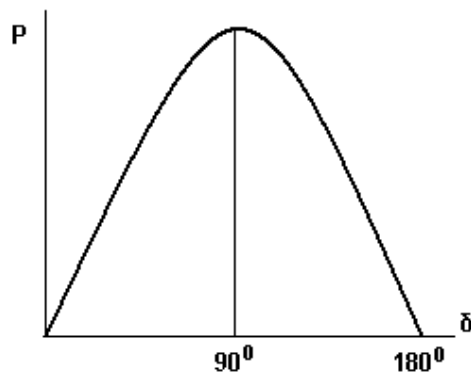


Рис.2.44.Кутлова характеристика неявнополусного генератора

Максимум цієї характеристики досягається при куті  $\delta=90^\circ$  і рівний

$$P_{E_q} = \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}}$$

Звідси видно, від яких параметрів режиму й системи залежить цей максимум: її величина тим більше, чим більше  $E_q$ , тобто струм збудження й чим менше індуктивний опір.

Тепер розглянемо векторну діаграму явнополюсного генератора

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

$$X_{q\Sigma} = X_q + X_c$$

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

Векторна діаграма будується також як і раніше, при заданих  $P, Q, U$ .

При розрахунках режимів, особливо розрахунках стійкості, явнополюсний генератор заміняють фіктивною неявнополюсною машиною з розрахунковою ерс  $E_Q$ , у якій енергетичні процеси були б однакові із процесами в реальній машині.

Передбачається, що  $X_d \text{ фук.} = X_q \text{ фук.} = X_q \text{ дійств.}$  Очевидно в цьому випадку  $P, Q, \delta$  фіктивної машини будуть рівні  $P, Q, \delta$  реальної машини.

Потужність генератора, виражена через розрахункову ерс.

$$P = E_i I_q = \frac{E_Q U_c}{X_{q\Sigma}} \cdot \sin \delta$$

Активна потужність, що видається генератором

$$P = U \cdot I_a = U_c \cdot I_q \cdot \cos \delta + U_c \cdot I_d \cdot \sin \delta;$$

$$I_q \cdot X_{q\Sigma} = U_c \cdot \sin \delta; \quad I_q = \frac{U_c}{X_{q\Sigma}} \cdot \sin \delta;$$

$$I_d \cdot X_{d\Sigma} = E_q - U_c \cdot \cos \delta; \quad I_d = \frac{E_q - U_c \cdot \cos \delta}{X_{d\Sigma}};$$

$$P = U_c \cdot \frac{U_c}{X_{q\Sigma}} \cdot \sin \delta \cdot \cos \delta + U_c \cdot \sin \delta \cdot \frac{E_q - U_c \cdot \cos \delta}{X_{d\Sigma}} =$$

$$= \frac{U_c^2}{2} \cdot \frac{1}{X_{q\Sigma}} \sin 2\delta + \frac{U_c \cdot E_q}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{\sin 2\delta}{X_{d\Sigma}} =$$

$$P_{E_q} = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta + \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} \cdot \sin 2\delta$$

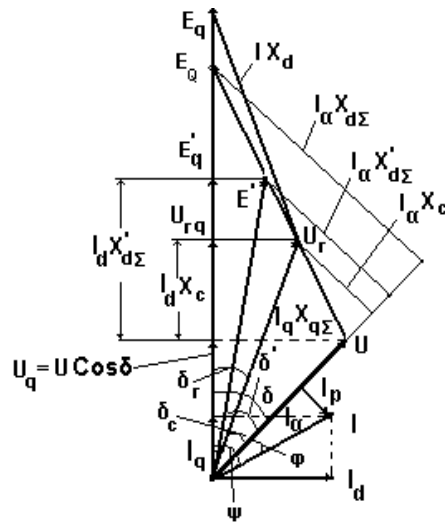


Рис. 2.45. Векторна діаграма явнополюсного генератора

Отже, кутова характеристика явнополюсного генератора, виражена через реальну  $E_q$ , представляється сумою двох синусоїд, причому при  $X_d = X_q$ , друга, складова дорівнює нулю, тобто явнополюсні властивості враховуються другою складовою.

Формула потужності явнополюсного генератора, вираженого через  $E'_q$

$$P_{E_q} = \frac{E'_q \cdot U}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_q - X'_d}{X_{q\Sigma} \cdot X'_{d\Sigma}} \cdot \sin 2\delta$$

Відповідно реактивна потужність на шинах явнополюсного генератора:

$$Q_{E_q} = \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_{d\Sigma} + X_{q\Sigma}}{X_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} + \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} \cdot \cos 2\delta$$

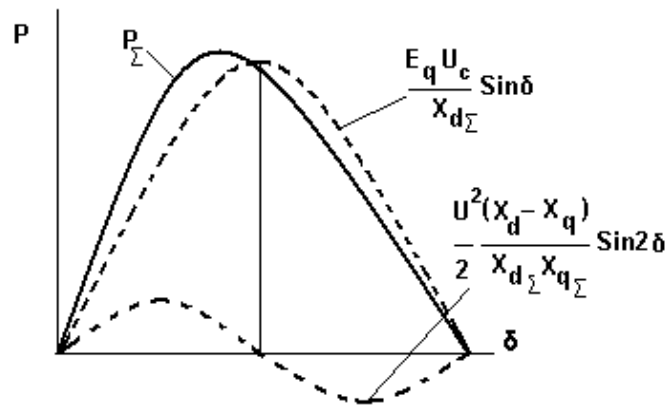


Рис 2.46. Кутова характеристика явнополюсного генератора.

Тепер виведемо формулу, що зв'язує всі  $erc$ . З векторної діаграми можна написати:

$$\begin{aligned} E_q &= E_Q + I_d (X_{d\Sigma} - X_{q\Sigma}), \\ E_Q &= E'_q + I_d (X_{q\Sigma} - X'_{d\Sigma}), \\ I_d &= \frac{E_Q}{X_q - X'_d} - \frac{E'_q}{X_q - X'_d}; \end{aligned}$$

Отже отримаємо:

$$E_q = E_Q \cdot \frac{X_d - X'_d}{X_q - X'_d} - E'_q \cdot \frac{X_d - X_q}{X_q - X'_d};$$

Таким чином, з векторної діаграми можна одержати всі вирази параметрів режиму, що цікавлять нас.

Отримані аналітичні вирази для електромагнітної потужності синхронного генератора й інших його параметрів режиму визначені не тільки через електричні величини, але й механічний параметр – кут  $\delta$ , його ще називають кутом навантаження. Це дозволяє використовувати їх при дослідженнях електромеханічних перехідних процесів – стійкості роботи машини у випадках виникнення збурень у системі.

Необхідно мати на увазі, що просторове положення вектора магнітного потоку ротора синхронних генераторів традиційної конструкції жорстко пов'язане з розташуванням обмотки збудження в поздовжній осі. У зв'язку із цим, кут  $\delta$  між векторами ерс холостого ходу  $E_q$  і напругою системи  $U_c$ , що характеризує це положення, не може змінюватись миттєво, стрибком, через механічну інерційність ротора. Тому цей кут є основним параметром режиму, що визначає рух ротора генератора відносно синхронно обертової осі й, отже, його стійкості.

Звідси випливає:

- якщо  $\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{d(\omega_p - \omega_0)}{dt} = 0$ , то  $\omega_p = \omega_0$ ,  $\delta = \text{const.}$  де  $\omega_p$  – швидкість

обертання ротора й режим стійкий, тобто ротор обертається синхронно;

- якщо  $\frac{d^2 \delta}{dt^2} \neq 0$ , то  $\omega_p \neq \omega_0$ ,  $\delta \neq \text{const.}$ , що означає виникнення перехідного

режиму в результаті збудження синхронної роботи генератора. Режим може бути досліджений, у результаті буде визначення залежностей

$$\delta = f(t), P = f(\delta, t), U = f(t) \text{ і т.д.}$$

Одночасно інші кути  $\delta$ ,  $\delta_r$ ,  $\varphi$  і т.д. можуть змінюватись миттєво, стрибком, тому що вони характеризують електромагнітний стан машини.

Електрорушійна сила холостого ходу  $E_q$  пов'язана зі струмом збудження ротора машини, який при перехідних режимах може змінюватись стрибком і тому вважається, що в першому наближенні величина ерс. також може змінюватись миттєво. Перехідна ерс.  $E'_q$  залежить від повного результуючого потокозчеплення обмотки збудження  $\psi_{рез}$ . Згідно з теорією сталості потокозчеплення,  $\psi_{рез}$  не може змінюватись стрибком і тому вважається, що в перший момент перехідного процесу перехідна ерс. також зберігається постійною:  $E'_q = \text{const.}$  Дане твердження досить важливе, тому що дозволяє зв'язати процеси до і після виникнення режиму збудження.

ЕРС явноплюсного генератора  $E_Q$  є розрахунковою величиною, що дозволяє спростити обчислення, уводячи в схему розрахунковий неявноплюсний генератор, при цьому енергетичні процеси, що відбуваються в ньому, описують реальний процес.

### Контрольні питання

1. Дайте визначення системі необмеженої потужності.
2. Ціль побудови векторних діаграм синхронних генераторів.
3. Векторна діаграма неявнополюсного генератора.
4. Основні рівняння, що впливають із векторної діаграми неявнополюсного генератора.
5. Векторна діаграма явнополюсного генератора.
6. Основні рівняння, що впливають із векторної діаграми явнополюсного генератора.
7. Відмінності кутових характеристик неявнополюсного і явнополюсного генераторів.

### 2.16. Заходи забезпечення запасу статичної стійкості електричної системи

З метою запобігання порушень статичної стійкості електричної системи необхідне виконання наступних умов:

- граничні потужності, передані лініями електропередачі не повинні перевищувати гранично-припустимі значення, що рівносильне встановленню граничних кутів зсуву роторів генераторів;
- рівні напруг, особливо у вузлах навантаження не повинні знижуватися нижче припустимого.

Забезпечення цих умов здійснюється як у процесі експлуатації електричної системи, так і в процесі її проектування з добором відповідних устаткувань, тому що їхні параметри повинні бути обрані, виходячи із цих вимог.

Величина запасу статичної стійкості в силу перерахованих вище умов має істотне практичне значення, а її забезпечення й збільшення залежать від багатьох факторів.

Розглянемо найбільш важливі з них.

Нехай задана проста схема електричної системи

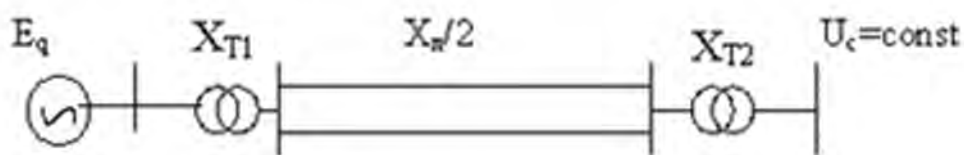


Рис 2.49 Найпростіша схема електричної системи.

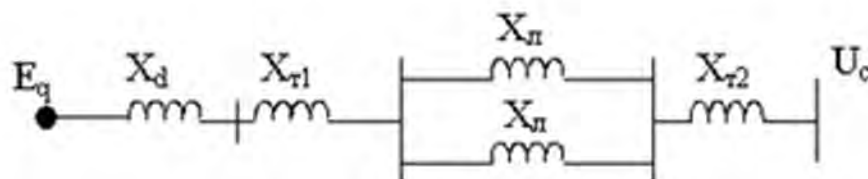


Рис 2.50. Схема заміщення електричної системи

Потужність, передана від генератора, визначається:



$$P_1 = \frac{E_q^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_q \cdot U_c}{Z_{12}} \sin(\delta - \alpha_{12})$$

У випадку неврахування активних опорів елементів електричної мережі ( $r_i=0$ ) ця формула спрощується

$$P_r = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta = P_m \cdot \sin \delta$$

$$\text{де } P_m = \frac{E_q U_c}{X_{d\Sigma}} \quad X_{d\Sigma} = X_d + X_{T1} + \frac{X_L}{2} + X_{T2}$$

Зі структури формули видно, що впливаючи або змінюючи величини, що входять в  $P_m$ , можна збільшити максимум характеристики або, що те ж саме, збільшити гранично-передану потужність і тим самим підвищити запас статичної стійкості, обумовлений співвідношенням:

$$K_c = \frac{P_m - P_o}{P_o} 100\%$$

Розглянемо їх окремо й визначимо можливості їх зміни. Почнемо з індуктивних опорів.

**Опір.** Опір трансформаторів і їх зміна пов'язані з конструктивними особливостями апарату, тому в період експлуатації працюючий трансформатор у розрахунках статичної стійкості представляється заданим опором, обумовленим номінальними даними: потужністю, напругами короткого замикання і т.д. Опір ліній електропередач вхідних у формулу, можуть змінюватися у випадку відключення одного з ланцюгів, частини й ділянки. Тому що  $X_L$  входить у знаменник виразу потужності відповідно, змінюється максимум кутової характеристики: при відключенні одного з ланцюгів його значення з  $P_{m1}$  зменшується до  $P_{m2}$ , а значення кута, відповідний до нормального режиму збільшується з  $\delta_1$  до  $\delta_2$ . З метою збільшення  $P_m$  додають новий ланцюг.

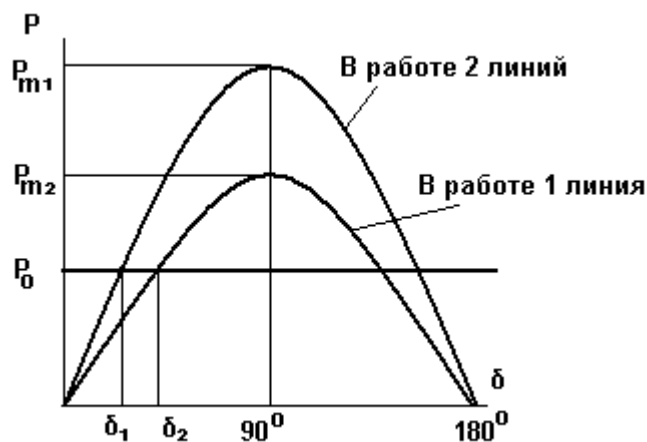


Рис 2.51. Кутові характеристики потужності при відключенні одному ланцюги передачі

Слід помітити, що підвищення числа паралельних ланцюгів лінії

електропередачі з метою збільшення гранично-переданої потужності й запасу статичної стійкості є дорогим заходом. Тому в лініях великої довжини застосовують (крім переходу до більш високого класу напруги) розщеплення фазних проводів ЛЕП. Як відомо, питомий індуктивний опір лінії, віднесене до 1 км, визначається:

$$X_0 = 0.144 \lg \frac{D_{cp}}{r_e}$$

де  $D_{cp}$  – середньгеометрична відстань між проводами фаз,  $r_e$  – еквівалентний радіус.

Зменшення індуктивного опору лінії при розщепленні проводів фази пояснюється перерозподілом магнітних полів проводів: поля між розщепленими проводами послабляються й витісняються назовні, як би збільшуючи перетин проводу при тій же витраті металу. Необхідно відмітити, що кожне додатковий провід при його розщепленні дає все менший і менший додатковий ефект. Наприклад, при двох проводах у фазі індуктивний опір зменшується на 19%, при трьох – на 28%, при чотирьох – на 32% і т.д.

Величини питомих індуктивних опорів при розщепленні змінюються від 0,41-0,42 ом/км - до 0,26-0,29 ом/км. Фазний провід розщеплюється на два, три, чотири й більше число проводів, включені паралельно. Наприклад, при напрузі лінії 330 кВ – 2 провoda у фазі, 500 кВ – 3 провoda, 750 кВ – 5 провoda й 1150 кВ – 8 проводів у фазі. Тому такий захід призводить до підвищення гранично-переданої потужності, не збільшуючи витрати матеріалу проводу, тому що загальний перетин його не росте.

Врахування навантаження постійним опором збільшує загальний опір і тому знижує максимум характеристики.

Найбільшим індуктивним опором має синхронний генератор.

Між величинами параметрів машин і їх вартістю існує певний зв'язок, тому що індуктивні опори визначаються величинами електромагнітних навантажень. Зменшення індуктивних опорів синхронного генератора, особливо  $X_d$  надзвичайно важкий і дорогий шлях, пов'язаний зі збільшенням габаритів машини й зниженням коефіцієнта корисної дії. Розглянемо це питання більш докладно.

Як відомо, величини синхронних індуктивних опорів обернено пропорційні величині повітряного зазору машини.

$$X_d \equiv \frac{1}{\varepsilon} \quad X_q \equiv \frac{1}{\varepsilon},$$

де  $\varepsilon$  - повітряний зазор.

У той же час  $X_d$  обернено пропорційний також струму збудження

$$X_d \equiv \frac{1}{i_f}.$$

Із цих співвідношень видно, що для зменшення синхронного індуктивного опору необхідно збільшити повітряний зазор і струм збудження, що необхідно для створення додаткового магнітного потоку.

Отже, при цьому виникає необхідність збільшити потужність збудження, підсилити обмотку збудження й інших обмоток, що пов'язане з підвищенням витрат матеріалу. У зв'язку з ускладненням розміщення обмотки збудження це призведе до збільшення габаритів генератора. Тому в цілому зменшення  $X_d$  і  $X_q$  призведе до подорожчання машини.

Зменшення перехідних індуктивностей  $X_d'$ ,  $X_q'$  синхронного генератора можливо за рахунок підвищення щільності струму в обмотці, що веде до росту витрат, зниженню ККД., збільшенню ваги генератора й відповідно вартості генератора.

Відзначені проблеми є особливо важливими при створенні сучасних, високо використаних синхронних генераторів потужністю 200-1200 МВт.

Більш ефективним є застосування АРЗ різних типів, за допомогою яких, можна прийняти, відбувається компенсація синхронного й перехідного індуктивностей генераторів.

Зміна ерс. генератора (у цьому випадку  $E_q$ ) призводить до зміни двох найважливіших параметрів: його коефіцієнта потужності й напруги на шинах машини. Сучасні синхронні генератори виготовляють із високими значеннями номінального коефіцієнта потужності  $\cos \varphi = 0,9-1$ . Збільшення номінального коефіцієнта потужності, при заданій активній потужності, призводить до зменшення номінальної реактивної потужності, габаритів і вартості генератора, тому що при цьому знижується повна потужність

машини ( $\cos \varphi_n = \frac{P_{ГН}}{S_{ГН}}$ ) і, отже, витрата активного й конструкційного

матеріалу буде менше. З іншого боку, збільшення  $\cos \varphi$  призводить до зменшення ерс.  $E_q$ , що знижує запас статичної стійкості. Крім того, економічно оптимальна довжина передачі реактивної потужності, що виробляється генератором, обмежується відстанню (25-70)км. Необхідна для навантаження реактивна потужність повинна вироблятися на місці споживання.

Зміна напруги генератора залежить від його навантаження й для його підтримки на необхідному рівні, наприклад, номінальному, у широкому діапазоні зміни навантаження необхідна зміна ерс. генератора шляхом зміни його струму збудження. Це завдання успішно вирішується різними типами АРЗ, можна прийняти, що компенсують внутрішній опір генератора.

Наприклад, при наявності АРЗ-С, внутрішній опір синхронного генератора до шин відправного кінця, включаючи опір трансформатора  $X_{T1}$ , може бути компенсоване за рахунок відповідного регулювання збудження генератора, що забезпечує сталість напруги  $U_G = const$ . Максимум кутової характеристики в цьому випадку може бути визначений зі співвідношення

$$P_{m1} = \frac{U_G \cdot U_c}{X_n + X_{T2}}$$

Для порівняння наведені кутові характеристики при різних типах АРЗ (рис.2.52).

Як видно з формули активної потужності, її величина визначається

добутком ерс. генератора й напруги системи, або в більш загальному виді залежить від квадрата напруги. Тому в першому наближенні можна прийняти, що відбувається зростання напруги лінії у два рази рівноцінно збільшенню кількості ланцюгів передачі в чотири рази. Звідси випливає, що підвищення напруги передачі для збільшення гранично переданої потужності є більш економічним, чим зростання числа ланцюгів передачі.

Поздовжня й поперечна компенсації параметрів лінії електропередачі також є заходами підвищення гранично-переданої потужності й збільшення запасу статичної стійкості.

Поздовжня компенсація означає послідовне включення конденсаторів у лінії, при якому величина опору зменшується із  $X_l$  до  $(X_l - X_c)$  де  $X_c$  – ємнісний опір конденсатора. Цей захід особливо ефективний при довгих лініях електропередачі.

Поперечна компенсація представляє собою синхронний компенсатор, підключений до лінії передачі через трансформатор. Підтримуючи напругу в точці підключення, СК, можна прийняти, дає ефект зменшення довжини лінії й, відповідно, її опору. У цей час застосовуються досить ефективні, швидкодіючі статичні джерела реактивної потужності (СДРП) із часом спрацьовування  $(0,02 \div 0,06)$  сек.

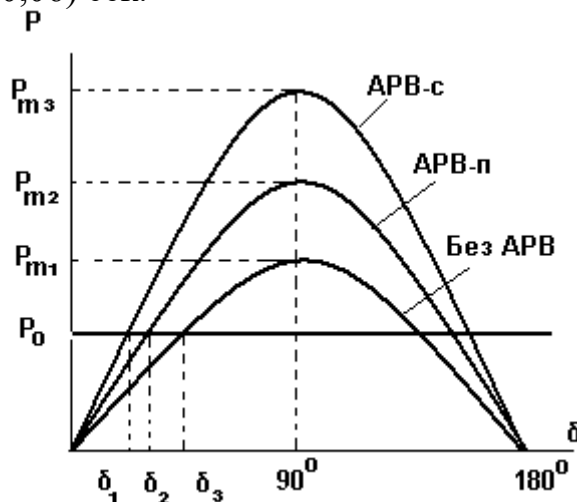


Рис 2.52 Кутові характеристики при наявності різних типів АРЗ

Це обладнання має регульований реактор і нерегульований конденсатор, а також систему керування. Вони, крім підвищення потужності, виконують широке коло завдань (здійснюють пофазне регулювання параметрів режиму, зменшують перенапругу, регулюють напругу в широкому діапазоні, підвищують запас статичної й динамічної стійкості).

До сімейства компенсаторів відносяться також регульовані й нерегульовані реактори, що компенсують ємність ліній електропередачі й підтримуючі напругу в точці підключення за рахунок нелінійної характеристики насичення сердечника.

Необхідно ще раз нагадати, що критерієм статичної стійкості

синхронного генератора є умова  $\frac{dP}{d\delta} > 0$  й при максимальній переданій потужності  $P_m$  синхронізуюча потужність стає рівною нулю.

Тому в практичних умовах передавати цю потужність неможливо, тому що найменший поштовх навантаження в ЕЕС викликає випадання генератора із синхронізму, тому нормальна передана потужність  $P_0$  повинна бути менше  $P_{max}$ . Її величина визначиться, виходячи з коефіцієнта запасу статичної стійкості системи.

З вищевикладеного можна прийняти наступне:

1. Ідеальною межею переданої потужності називається максимальна потужність, передана в систему при допущенні сталості напруги на шинах прийомного кінця.

2. Критерієм статичної стійкості найпростішої системи є позитивність похідної переданої потужності за кутом між ерс генераторів і напругою прийомного кінця передачі.

3. Коефіцієнт запасу статичної стійкості показує на яку величину можна збільшити передану потужність від станції в мережу, щоб не допустити збудження стійкості електричної системи.

4. Сучасні автоматичні регулятори збудження (АРЗ-С, АРЗ-П) можуть компенсувати індуктивні опори елементів, включаючи й індуктивні опори синхронного генератора, за рахунок ефективного регулювання системи збудження залежно від параметрів режиму електричної системи.

Оцінюючи всі перераховані заходи збільшення статичної межі потужності, можна прийняти, що найбільш економічними є заходи, спрямовані на підтримку сталості напруги на затисках генераторів і на шинах навантаження. Застосування різних типів АРЗ на генераторах і сучасних швидкодіючих статичних джерел реактивної потужності є практично найбільш раціональним і економічним заходом підвищення меж переданої потужності й запасу статичної стійкості, як окремої передачі, так і електричної системи в цілому.

#### Контрольні питання

1. Поясніть на кутовій характеристиці умови стійкої роботи синхронного генератора.

2. На кутовій характеристиці синхронного генератора вкажіть зони стійкої й нестійкої роботи синхронної машини.

3. Приведіть формулу потужності синхронного генератора.

4. Визначення коефіцієнта запасу статичної стійкості.

5. Математичний критерій статичної стійкості.

6. Заходу забезпечення запасу статичної стійкості.

7. Збільшення запасу статичної стійкості шляхом зміни числа й перетинів ліній електропередачі.

8. Збільшення запасу статичної стійкості шляхом застосування різних типів автоматичних регуляторів збудження.

#### **2.17. Вплив спаду напруги на максимум переданої потужності**

Розглянемо схему системи, що складається з 2-х станцій.

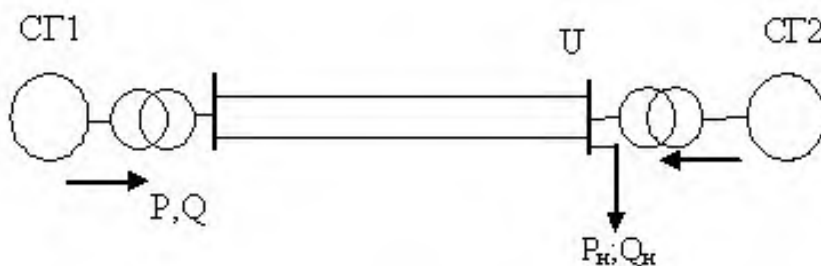


Рис 2.53. Найпростіша схема електричної системи.

Необхідно визначити максимально передану потужність від першої станції.

Схему можна привести до зручного виду

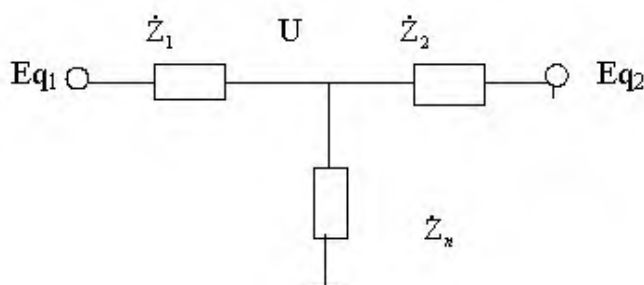


Рис.2.54. Схема заміщення найпростішої електричної системи

Прийmemo, що активні складові комплексних опорів малі в порівнянні з реактивними, тоді:

$$Z_1 = X_{r_1} + X_{T_1} + \frac{X_{\text{л}}}{2} = X_1$$

$$Z_2 = X_{r_2} + X_{T_2} = X_2$$

$$Z_n = \frac{U^2}{S_n} (\cos \varphi_n + j \sin \varphi_n) = X_n$$

$$Z_{12} = X_{12} = X_1 + X_2 + \frac{X_1 \cdot X_2}{X_n}$$

Побудуємо кутові характеристики генератора  $P=f(\delta)$  при різних напругах на шинах навантаження за формулою

$$P = \frac{E_q \cdot U}{X_1} \sin \delta$$

де  $U_H$  – поточна напруга на навантаженні (у номінальному режимі  $U_H=U_{H0}$ )

При збільшенні переданої потужності на деяку величину напруга на навантаженні падає до  $U_1 < U_H$  і максимум кутової характеристики відповідної до цієї напруги, буде нижче  $P_{m1} < P_{m2}$  і якщо цей процес продовжувати, то отримаємо сімейство характеристик.

Побудовані характеристики отримані при сталості напруги на шинах

навантаження для кожного конкретного режиму з  $U_i = \text{const}$ . Ця умова є ідеалізованою, а насправді, при збільшенні переданої потужності спад напруги на опорах генераторів, трансформаторів, ліній підвищується й, отже,  $U$  на шинах навантаження знижується. Ми можемо побудувати характеристику з урахуванням зменшення  $U$ . Максимум цієї характеристики піде нижче, чим за умови, коли ми вважаємо  $U_n = \text{const}$ .

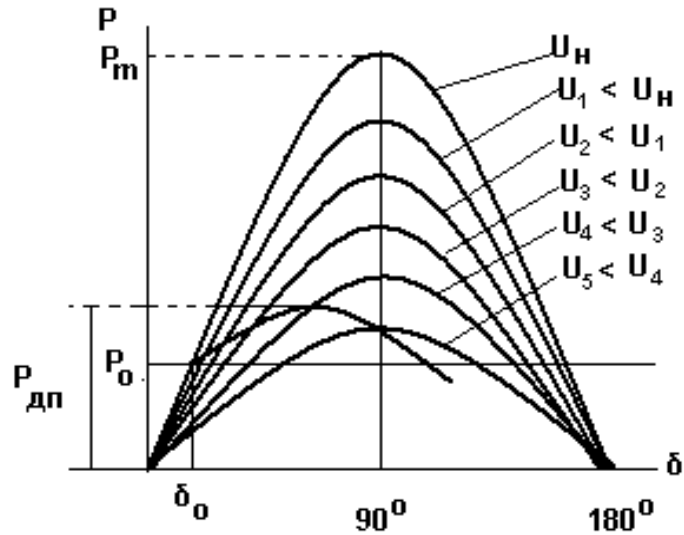


Рис 2.55. Дійсна межа переданої потужності

Характеристику, яка побудована за умови сталості напруг на шинах навантаження  $U_n = \text{const}$ . називають ідеальною. А максимум цієї характеристики ідеальною межею потужності.

Характеристику, яка побудована з урахуванням зміни напруги на шинах навантаження  $U_n$  називають дійсним, а максимум цієї характеристики, дійсною межею потужності. Максимум (дійсна межа) цієї характеристики можемо знайти за формулою:

$$P_T = \frac{E_q^2}{Z_{11}} \cdot \sin \alpha_{11} + \frac{E_q \cdot U_c}{Z_{12}} \cdot \sin(\delta - \alpha_{12})$$

враховуючи, що  $\delta - \alpha_{12} = 90^\circ$ ,  $\sin(\delta - \alpha_{12}) = 1$ ; і  $U_c = E_{q2}$ ,

$$\text{тоді } P_{d.n.} = \frac{E_{q1} \cdot E_{q2}}{Z_{12}}.$$

Дійсна межа переданої потужності визначена при  $Z_n = \text{const}$ ., тобто вважається, що при змінах напруги опір навантаження не змінюється.

Насправді вони змінюються зі зміною напруги й це суттєво позначається на умовах стійкості, як навантаження, так і всієї системи.

#### Контрольні питання

1. Поясніть різницю ідеальної й дійсної межі переданої потужності.
2. Як впливає зміна напруги на навантаженні на дійсну межу переданої потужності?
3. Побудуйте кутову характеристику дійсної межі переданої

потужності.

4. На прикладі найпростішої схеми електричної системи запишіть рівняння для визначення параметрів елементів системи.

5. Укажіть формулу визначення дійсної межі переданої потужності.

### 2.18. Оцінка статичної стійкості електричної системи за допомогою кореню характеристичного рівняння. Статична стійкість нерегульованої системи без врахування перехідних процесів в обмотці збудження

Досвід експлуатації електричних систем показує випадки, коли синхронний генератор, що нормально працює, без видимих причин у результаті неконтрольованого росту кута (монотонно або коливально) виходив із синхронізму або ж при синхронній швидкості напруга генератора зростала до небезпечних величин. Ці процеси спостерігалися в початковому етапі становлення електричних систем, коли потужності генераторів і систем були не великими. Розглянемо на основі отриманих рівнянь причини таких явищ. Для визначення фізики процесів на початку розглянемо нерегульовану машину.

Скористаємося рівнянням малих коливань, що враховують демпферний момент  $T_j \frac{d^2(\Delta\delta)}{dt^2} + P_d \frac{d(\Delta\delta)}{dt} + c_1 \cdot \Delta\delta = 0$

Замінімо символ диференціювання оператором  $p$ , тобто  $\frac{d}{dt} = p$  - й будемо розглядати  $p$  як алгебраїчну величину, тоді

$$T_j \cdot p^2 \cdot \Delta\delta + P_d \cdot p \cdot \Delta\delta + c_1 \cdot \Delta\delta = 0$$

Складемо так зване характеристичне рівняння, досліджуваною системою, яке має вигляд:

$$T_j \cdot p^2 + P_d \cdot p + c_1 = 0$$

корені якого рівні:

$$p_{1,2} = \frac{-P_d \pm \sqrt{P_d^2 - 4T_j \cdot c_1}}{2 \cdot T_j} = \pm \sqrt{\frac{P_d^2}{4T_j^2} - \frac{c_1}{T_j}} - \frac{P_d}{2T_j} = \alpha \pm j \cdot \gamma_d \quad ;$$

де  $\alpha = \frac{-P_d}{2T_j}$  - декремент загасання,

$\gamma_D = \sqrt{\frac{c_1}{T_j} - \alpha^2}$  - частота власних коливань ротора синхронного генератора.

Як відомо, розв'язок має вигляд:

$$\Delta\delta = A_1 e^{p_1 t} + A_2 e^{p_2 t}$$

Визначивши  $A_1$  і  $A_2$ , можна було б одержати залежність  $\Delta\delta = f(t)$ . Однак не намагаються одержувати  $\Delta\delta = f(t)$  чисельно, а прагнуть з'ясувати її характер, тобто встановити, чи буде змінюватись аперіодично монотонно,



або коливально, при цьому процес буде загасаючим або наростаючим.

Тут необхідно відмітити наступне. Складання й розв'язок системи рівнянь перехідних процесів для більш-менш складної електричної схеми досить трудомістке завдання навіть при наявності комп'ютера, тому що кількість рівнянь може бути сотні й тисячі. Тому розроблені математичні методи, що дозволяють визначити стійка чи ні електрична система, не вирішуючи самих рівнянь перехідних процесів. У випадку дослідження статичної стійкості електричної системи, на основі лінеаризованих рівнянь становлять характеристичне рівняння (або визначник) і аналізуючи знаки його кореню (або власні значення) одержують інформацію, що цікавить.

Необхідна й достатня умова статичної стійкості забезпечується тоді, коли всі корені характеристичного рівняння досліджуваної системи мають негативні дійсні частини.

$$D(p)=a_0p^n+a_1p^{n-1}+a_2p^{n-2}+\dots+an=0$$

Як відомо, розв'язок системи однорідних лінійних лінеаризованих диференціальних рівнянь представляється у вигляді:

$$X = A_1 \cdot e^{p_1 t} + A_2 \cdot e^{p_2 t} \dots + A_n \cdot e^{p_n t}$$

де  $A_1, A_2, \dots$  - постійні, обумовлені з початкових умов,  $p_1, p_2, \dots, p_n$  - корені характеристичного рівняння. Очевидно, якщо хоча б один з коренів буде дійсним позитивним, то із часом  $X(t)$  буде необмежено монотонно зростати, що означає нестійкість досліджуваного процесу. Якщо ж комплексно-сполучені корені мали б позитивну дійсну частину, то зростання  $X(t)$  буде у вигляді колювання. Отже, для стійкості всі корені повинні мати негативну дійсну частину. Тому, усі методи, що застосовуються для дослідження статичної стійкості досліджуваної системи зводяться до перевірки знаків дійсних частин коренів характеристичного рівняння. Коефіцієнти характеристичного рівняння складені з параметрів режиму й елементів системи, тому, впливаючи на них можна електричну систему повернути в стійкий стан, якщо спостерігається збудження стійкості.

Правила, за допомогою яких можна перевірити знаки кореню, особливо чи мають вони негативну дійсну частину, називають критеріями стійкості.

Критерії стійкості розділяються на дві групи – алгебраїчні й частотні. Найпоширеніші алгебраїчні – це критерії Гурвіца й Гаусса, а частотні – методи Д-Розбивки й Михайлова (деякі із цих критеріїв будуть розглянуті підчас вивчення курсу, а інші при проходженні лабораторних робіт або виконанні контрольних завдань). Ще раз відзначимо, що встановити характер процесу й перевірити його стійкість можна:

- а) знайшовши чисельне значення корню характеристичного рівняння;
- б) користуючись математичними критеріями стійкості, визначити знаки дійсних частин коренів характеристичного рівняння без знаходження їх чисельних значень, що є більш наочним і дозволить з'ясувати характер процесу, тобто визначити стійкий або нестійкий досліджуваний режим.

Для розглянутого випадку, коли рівняння має другий ступінь, можна одержати представлення між знаками кореню характеристичного рівняння й динамікою процесу, відповідно для рівняння будь-якого ступеня.

Використовуючи формулу Ейлера

$$e^{j\gamma} = \cos\gamma + j\sin\gamma$$

Розв'язок характеристичного рівняння після відповідних перетворень можна написати у вигляді

$$\Delta\delta = A_0 \cdot e^{\alpha t} \cdot \sin(\gamma \cdot t)$$

де  $A_0$  перебуває, виходячи з початкових умов.

Тепер розглянемо який зв'язок між знаком дійсної частини кореню і характером перехідного процесу  $\Delta\delta = f(t)$ . Для цього побудуємо площину кореню у площині декременту загасання й частоти коливань і розглянемо їхнє розташування в цій площині при різних можливих комбінаціях їх знаків.

Розглядаючи криві, можемо визначити якісно характер перехідного процесу, якщо в електричній системі відбулося мале збурення й зв'язати його з характером знака кореню характеристичного рівняння:

1. Система стійка й режим повернеться у вихідне положення, завжди, якщо дійсна частина кореня негативна. При цьому загасання перехідного процесу може бути монотонним аперіодичним або коливальним.

2. Система нестійка й спостерігається безперервне збільшення і режим не вертається у вихідний стан, якщо дійсна частина кореня позитивна. При цьому збудження стійкості відбувається монотонно, аперіодично, або коливально.

3. У випадках, коли процес буде постійно незатухаючим, або коливним з постійною амплітудою.

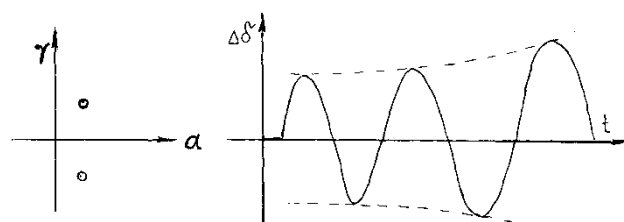
4. Наявність демпферної системи  $R_d \neq 0$  у синхронному генераторі сприяє загасанню коливань, тобто підвищує стійкість машини..

Необхідно відмітити, що отримані твердження є загальними й не залежать від складності електричної системи й відповідно від ступеня рівнянь, що описують її.

1)  $\alpha > 0$



2)  $\alpha > 0$   
 $\gamma \neq 0$



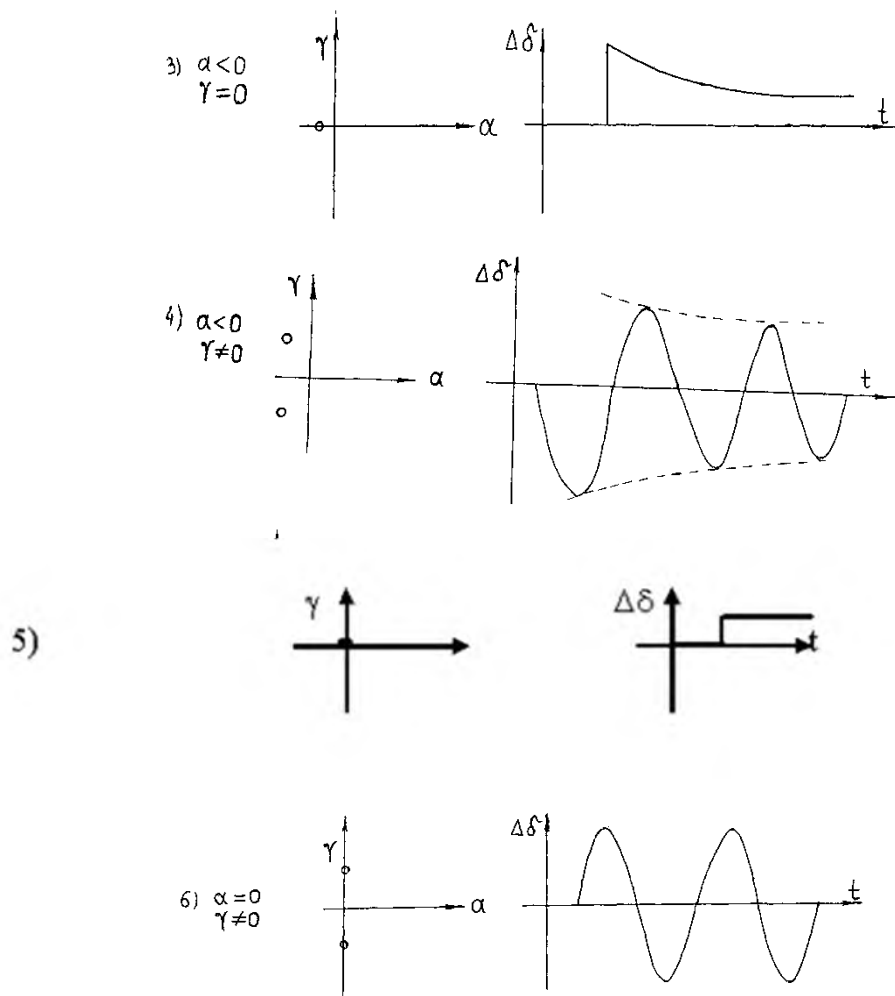


Рис 2.56. Зв'язок знака кореню характеристичного рівняння й характеру процесу

### Статична стійкість нерегульованої системи з урахуванням перехідних процесів в обмотці збудження.

З метою врахування перехідного процесу в обмотці збудження й визначення його впливу на стійкість електричної системи доповнимо рівняння, отримані в попередньому розділі.

Для обмотки збудження характерна рівність:

$$U_f = i_f r_f + \frac{d\psi_{fd}}{dt}$$

або

$$i_{fe} = i_f + \frac{1}{r_f} \cdot \frac{d\psi_{fd}}{dt},$$

де  $i_{fe} = \frac{U_f}{r_f}$  - змушений струм, що встановився, в обмотці збудження

під дією прикладеної напруги  $U_f$ ;  $\psi_{fd}$  – результуюче потокозчеплення обмотки збудження в поздовжній осі;  $i_f$  – струм ротора в цей момент;  $r_f$  – активний опір обмотки збудження.

Помножимо обидві сторони останнього виразу на  $X_{afd}$  – індуктивний опір взаємоіндукції між контурами статора й ротора в поздовжній осі:

$$X_{afd}(i_{fe} - i_f) = \frac{X_{afd}}{r_f} \cdot \frac{d\psi_{ffd}}{dt} = \frac{X_{ffd}}{r_f} \cdot \frac{X_{afd}}{X_{ffd}} \cdot \frac{d\psi_{ffd}}{dt}$$

$$\text{або } E_{qe} - E_q = T_{do} \cdot \frac{dE'_q}{dt}$$

$$\text{і у відхиленнях } -\Delta E_q = T_{do} \cdot \frac{d(\Delta E'_q)}{dt},$$

де  $E_{qe} = i_{fe} \cdot X_{afd}$ ,  $E_q = i_f \cdot X_{afd}$ ,  $T_{do} = \frac{X_{ffd}}{r_f}$  постійна часу обмотки

збудження без врахування демпферної системи. Для розімкнутої обмотки статора, звичайно її величина коливається в межах (2-14) сек залежно від

типу й потужності генератора;  $E'_q = \psi_{ffd} \frac{X_{afd}}{X_{ffd}}$  - перехідна ерс. Приведемо

ще два параметри, що характеризують перехідний процес:  $T'_d = T_{do} \cdot \frac{X'_e}{X_d}$  –

перехідна постійна часу обмотки збудження при замкненій обмотці статора, змінюється в межах (0,4-3) сек. і  $T''_d$  – надперехідна постійна часу демпферної обмотки при замкненій обмотці статора, змінюється в межах (0,03-0,08) сек.

Рівняння відносного руху ротора

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P_\Gamma$$

Запишемо у відхиленнях з урахуванням демпферної системи й сталості потужності турбіни  $P_T = \text{пост.}$ , тоді:

$$T_j \cdot p^2 \cdot \Delta \delta + \Delta P_c + P_d \cdot p \cdot \Delta \delta = 0$$

Величину  $\Delta P_c = P_T - P_\Gamma = \Delta P_\Gamma$  можна виразити через  $E_q$  або  $E'_q$ :

$$\Delta P_c = \frac{dP_{E_q}}{d\delta} \Delta \delta + \frac{dP_{E_q}}{dE_q} \cdot \Delta E_q = c_1 \cdot \Delta \delta + b_1 \cdot \Delta E_q$$

$$\Delta P_c = \frac{dP_{E'_q}}{d\delta} \Delta \delta + \frac{dP_{E'_q}}{dE'_q} \cdot \Delta E'_q = c_2 \cdot \Delta \delta + b_2 \cdot \Delta E'_q$$

Коефіцієнти  $c_1$ ,  $c_2$ ,  $b_1$ ,  $b_2$  залишаються незмінними при послідовному розгляді зміни параметрів режиму.

Очевидно співвідношення.

$$\Delta E_q = -T_{do} \cdot p \cdot \Delta E'_q$$

Складемо систему рівнянь:

$$\begin{aligned}
(T_j p^2 + P_d \cdot p) \cdot \Delta\delta + \Delta P_c + 0 + 0 &= 0 \\
c_1 \cdot \Delta\delta - \Delta P_c + b_1 \cdot \Delta E_q + 0 &= 0 \\
c_2 \cdot \Delta\delta - \Delta P_c + 0 + b_2 \cdot \Delta E'_q &= 0 \\
0 + 0 + \Delta E_q + T_{do} p \cdot \Delta E'_q &= 0
\end{aligned}$$

У цих рівняннях невідомими є  $\Delta\delta$ ,  $\Delta P_c$ ,  $\Delta E_q$ ,  $\Delta E'_q$  і розв'яжемо відносно  $\Delta\delta$  для того, щоб визначити характер зміни  $\Delta\delta=f(t)$  і інших параметрів режиму:

Очевидно,

$$D(p) = \begin{vmatrix} T_j p^2 + P_d p & 1 & 0 & 0 \\ c_1 & -1 & b_1 & 0 \\ c_2 & -1 & 0 & b_2 \\ 0 & 0 & 1 & T_{do} p \end{vmatrix}$$

Система буде мати розв'язок, якщо  $D(p)=0$ .

$D(p)$  можна розглядати як характеристичне рівняння (або визначник) і знайти її корені й за їхнім характером судити про властивості системи відносно стійкості або нестійкості. Після розкриття ступеней  $p$  отримаємо:

$$D(p) = T_j T_{do} b_1 p^3 + (T_j b_2 + P_d T_{do} b_1) p^2 + (c_2 T_{do} b_1 + P_d b_2) p + c_1 b_2 = 0;$$

Враховуючи співвідношення

$$\frac{b_1}{b_2} = \frac{X'_{d\Sigma}}{X_{d\Sigma}} = \frac{X'_d + X_d}{X_d + X_c} \cdot \frac{b}{b_2} \cdot T_{do} = T'_d$$

Остаточно отримаємо

$$T_j T'_d p^3 + (T_j + T'_d P_d) p^2 + (c_2 T'_d + P_d) p + c_1 = 0$$

Досліджуємо характер кореню цього рівняння. Для цього використовуємо правило Гурвіца (алгебраїчний критерій стійкості), згідно з яким для відсутності позитивного кореню потрібно, щоб усі коефіцієнти характеристичного рівняння й визначники Гурвіца  $\Delta_{гур}$  були позитивними. Необхідно з'ясувати в яких випадках умова Гурвіца порушиться й з'являться позитивні дійсні корені або комплексні корені з позитивними дійсними частинами. Насамперед треба формалізувати наведені співвідношення. Для цього характеристичне рівняння напишемо у вигляді

$$a_0 p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3 = 0$$

$$\text{де } a_0 = T_j \cdot T'_d, \quad a_1 = T_j + T'_d P_d, \quad a_2 = P_d + c_2 T'_d, \quad a_3 = c_1$$

Визначник Гурвіца складається за певним правилом: на перетинанні першого рядка й першого стовпця записують коефіцієнт при члені, що має ступінь на одиницю менше, чим найбільший ступінь у даному рівнянні. Діагоналю записують інші коефіцієнти зі зростаючим індексом. Елементами визначника, розташованого вище діагоналі, є коефіцієнти з індексом на одиницю більше й відповідно нижче діагоналі на одиницю менше.

Визначники Гурвіца й умови стійкості виглядають так

$$\Delta_{Гур} = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & a_7 & - & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & a_6 & - & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 & - & 0 \\ - & - & - & - & - & 0 \\ 0 & 0 & - & - & a_{n-1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & - & a_{n-2} & a_n \end{vmatrix}$$

і визначники Гурвіца

$$\Delta_1 = a_1 > 0, \quad \Delta_2 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 \\ a_0 & a_2 \end{vmatrix} > 0, \dots, \Delta_n > 0$$

Останній визначник містить у собі всю матрицю Гурвіца і якщо його розкрити через елементи останнього стовпця, можна написати

$$\Delta_n = a_n \cdot \Delta_{n-1},$$

де  $\Delta_{n-1}$ -передостанній визначник Гурвіца.

Встановлене, що якщо змінювати коефіцієнти характеристичного рівняння у бік погіршення стійкості, то першим через нуль проходить  $\Delta_n$ . При цьому, якщо  $\Delta_{n-1} > 0$ , то через нуль проходить  $a_n = 0$ , тобто ця умова є границею стійкості. Якщо ж при  $a_n > 0$   $\Delta_{n-1} = 0$ , то це показує іншу границю стійкості.

Складемо визначник Гурвіца за описаним правилом:

$$\Delta_{Г} = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & 0 \\ a_0 & a_2 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 \end{vmatrix}$$

Для розглянутого нами рівняння третього ступеня визначимо умови стійкості.

Відповідно до алгебраїчних критеріїв стійкості, умовами, що забезпечують негативність дійсних частин кореню характеристичного рівняння, є:

- 1) позитивність коефіцієнтів тобто,  $a_0 = T'_d T_j > 0$ ,  $a_1 = (T_j + T'_d P_d) > 0$ ,  $a_2 = (P_d + c_2 T'_d) > 0$ , і  $a_3 = z_1 > 0$ ;
- 2) позитивність передостаннього визначника Гурвіца:

$$\Delta_{Гур} = \begin{vmatrix} T_j + P_d \cdot T'_d & c_1 \\ T_d \cdot T'_d & c_2 \cdot T'_d + P_d \end{vmatrix} > 0$$

Тому що коефіцієнти характеристичного рівняння визначаються параметрами режиму й системи, знайдемо умови при яких їх зміни можуть привести до збудження позитивності коефіцієнтів.

#### Контрольні питання

1. Висновок щодо кореню характеристичного рівняння з рівняння

відносного руху ротора синхронної машини.

2. Перелічіть групи критеріїв з оцінки статичної стійкості.
3. Оцінка статичної стійкості за коренем характеристичного рівняння.
4. Труднощі, що виникають при визначенні кореню характеристичного рівняння.
5. Графічно приведіть характер зміни перехідного процесу за характером кореня характеристичного рівняння.
6. У яких випадках забезпечується статична стійкість електричної системи?
7. Поясніть складання матриці при перевірці статичної стійкості методом Гурвіца.

## 2.19. Статична стійкість регульованого генератора

2.19.1. Векторні діаграми нерегульованого і регульованого генераторів

Дотепер передбачалося, що ЕРС генераторів при зміні їх потужності зберігається постійною. При повільній зміні режиму такою властивістю має синхронна ЕРС  $E_q$  нерегульованого генератора. У дійсності ж усі сучасні синхронні генератори оснащені системами автоматичного регулювання збудження (АРЗ). У спрощених розрахунках і для таких генераторів іноді приймаються незмінні розрахункові значення ЕРС, обумовлені згідно із заданим законом регулювання збудження.

При побудові кутових характеристик потужності нерегульованого генератора використовується його найпростіша математична модель:  $E = \text{const}$ ,  $x_d$ . Кутова характеристика генератора в цьому випадку згідно з виразами

$$P = \frac{E_q U}{x} \sin \delta,$$

Представляє собою синусоїдальну залежність. Зміна інших параметрів режиму  $\epsilon$ , але в цій залежності не відбите.

Для з'ясування взаємозв'язку між режимними параметрами нерегульованого генератора розглянемо два режими енергосистеми. З'єднана векторна діаграма цих режимів представлена на рис. 2.57.

Як впливає з векторної діаграми, зміна струму статора генератора від величини  $I_1$  до величини  $I_2$  призведе до помітного зниження напруги  $U_T$  генератора, що вказує на значну залежність від потужності навантаження. Ця залежність є основним недоліком нерегульованих генераторів, для ослаблення якого генератори оснащуються автоматичними регуляторами збудження АРЗ. Взаємозв'язки між параметрами режиму в цьому випадку стають складнішими.

При лінійному об'єднанні характеристики намагнічування (характеристики холостого ходу) струм збудження й синхронна ЕРС генератора змінюються пропорційно й у відповідній системі відносних одиниць мають рівні чисельні значення. Тому при синхронній ЕРС  $E_q$

регульованого генератора струм збудження можна не вводити, а його дію враховувати спрощено за виразом

$$E_q = E_{q0} + k_{0U}(U_{Г0} - U_G),$$

де  $E_{q0}$  - настановне (початкове) значення ЕРС;  $U_{Г0}$  - настановне (необхідне) значення напруги;  $k_{0U}$  - коефіцієнт підсилення АРЗ за відхиленням напруги генератора.

Строго виконати завдання, тобто удержати рівність  $U_{Г0} = U_G$  за допомогою АРЗ не вдається. Для цього потрібно нескінченно більша величина коефіцієнта підсилення  $k_{0U}$ . Однак при досить великих значеннях цього коефіцієнта, який досягає 100 - 300 од.зб.хх/од.напр., напруга генератора міняється незначно, і в спрощених розрахунках стійкості ця напруга часто приймається незмінною. При цьому синхронна ЕРС  $E_q$  генератора міняється залежно від його навантаження й може мати як самі великі, так і маленькі граничні значення. Інакше кажучи, генератор може виходити в деяких режимах, як на верхнє, так і на нижнє обмеження за струмом збудження. Ці обмеження встановлюються за допомогою спеціальних устаткувань у системі АРЗ генератора.

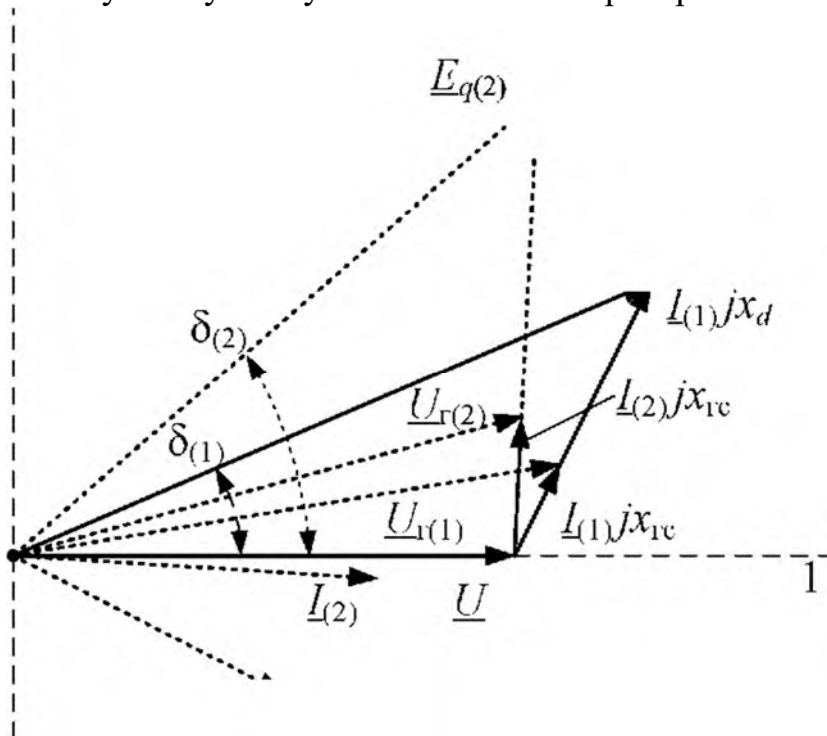


Рис. 2.57. Зміна напруги нерегульованого генератора при збільшенні кута

За допомогою АРЗ підтримується  $U_{Г0} = \text{const}$ , простежимо за зміною синхронної ЕРС (рис. 2.58).



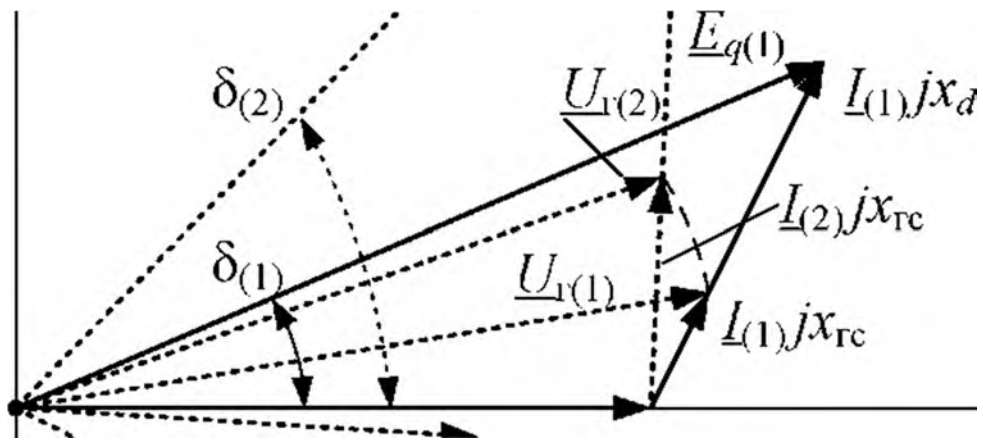


Рис. 2.58. Зміна ЕРС регулюючого генератора при збільшенні кута

З діаграми випливає, що при зміні струму статора підтримка генераторної напруги на незмінному рівні забезпечується за рахунок відповідної зміни синхронної ЕРС. Цей фактор суттєво впливає на статичну стійкість генератора. У загальному випадку, коли при дії АРЗ ураховується зміна генераторної напруги, при розрахунковій побудові кутової характеристики  $P(\delta)$  потрібно брати до уваги зміну ЕРС  $E_q$  і напруги  $U_T$ . Оскільки параметри  $\delta$ ,  $E_q$ ,  $U_T$  взаємозалежні, координати кожної точки характеристики  $P(\delta)$  визначаються шляхом розв'язку системи нелінійних рівнянь. На якісному рівні кутову характеристику регульованого генератора можна побудувати графічним образом.

### 2.19.2. Кутові характеристики регульованого генератора

Для графічної побудови кутової характеристики регульованого генератора розділимо весь діапазон можливих значень синхронної ЕРС  $E_{q_{\min}} < E_q < E_{q_{\max}}$  на кілька рівнів і для цих рівнів побудуємо сімейство так названих *внутрішніх* кутових характеристик (рис. 2.59). Позначимо вихідний, що встановився режим точкою **a** з координатами  $P_0, \delta_0$  при одному із прийнятих рівнів ЕРС і щодо цього режиму будемо збільшувати й зменшувати активну потужність генератора, враховуючи зміну ЕРС.

У результаті буде побудована серія точок на внутрішніх характеристиках ( точки  $g_H, 1', 2', 3', \alpha, 1, 2, m', g_B$  на рис. 2.59), об'єднання яких дає *зовнішню кутову характеристику* регульованого генератора, що враховує зміну синхронної ЕРС при змінах режиму.

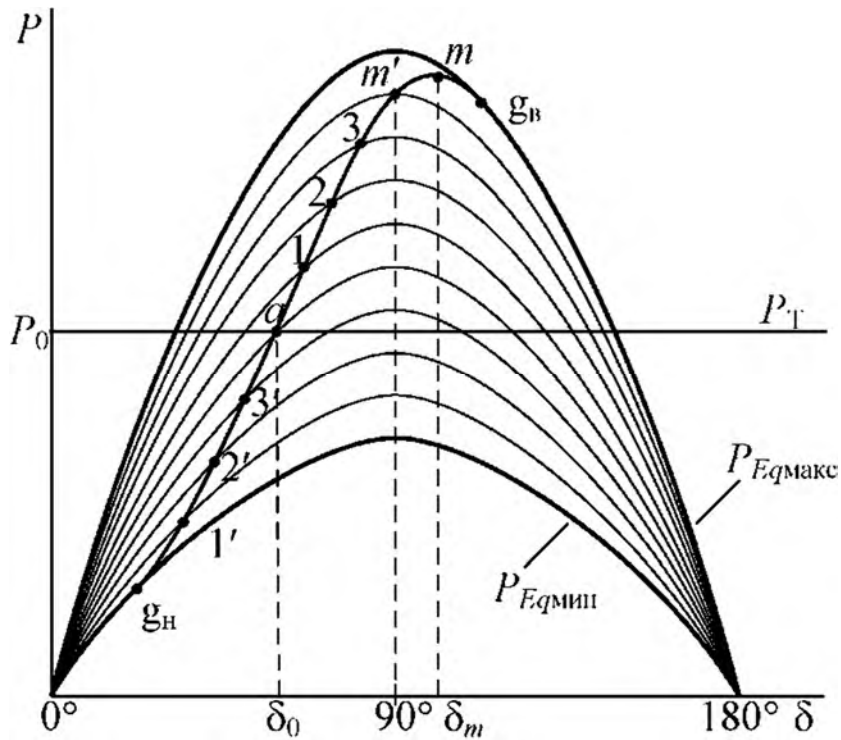


Рис.2.59. Побудування зовнішньої кутової характеристики потужності генератора

За межами граничних точок  $gh$  і  $gb$  зовнішня кутова характеристика збігається із граничними внутрішніми характеристиками, що відповідає нижньому  $E_{q\min}$  і верхньому  $E_{q\max}$  граничним значенням синхронної ЕРС. Максимум  $P_M$  зовнішньої характеристики зміщений вправо щодо екстремальних точок внутрішніх характеристик.

Особливий інтерес представляє ділянку зовнішньої характеристики між точками  $m'$  і  $m$ , відповідними до екстремальних значень потужності на одній із внутрішніх і на зовнішній характеристиках.

В інтервалі значень кута від  $0$  до  $90^\circ$  за всіма внутрішніми характеристиками потужності виконується нерівність  $dp/d\delta$ , тому система має природню стійкість. З деяким наближенням можна прийняти, що в цьому інтервалі стійкість буде зберігатися при технічно недосконалих регуляторах, наприклад, з істотною зоною нечутливості, або навіть при ручному регулюванні збудження.

У зоні  $m't$  зовнішньої характеристики похідна потужності за кутом, обумовлена внутрішніми характеристиками, має негативний знак, тому статична стійкість системи може бути забезпечена тільки за допомогою АРЗ. Чим краща буде система АРЗ, тем ближче до точки  $m$  буде розташована реальна межа статичної стійкості енергосистеми. Сучасні пристрої АРЗ сильної дії (СД) дозволяють одержувати реальну межу статичної стійкості системи в безпосередній близькості до точки  $m$ .

Ділянка  $m't$  зовнішньої характеристики, на якій статична стійкість забезпечується тільки за рахунок дії АРЗ, прийнято називати зоною штучної стійкості.

Точка  $m'$ , у якій для відповідної внутрішньої характеристики виконується рівність  $dp/d\delta = 0$ , називається *внутрішньою межею статичної стійкості* енергосистеми.

### 2.19.3. Спрощені математичні моделі регульованого генератора

Чисельні значення потужності  $P_{MEq}$ , відповідно для точки  $m$  зовнішньої характеристики генератора (див. рис. 2.59), залежать від величини коефіцієнта підсилення  $k_{OU}$  автоматичного регулятора збудження. При великих значеннях цього коефіцієнта, властивих АРЗ СД, величина  $P_{MEq}$  близька до найбільшого можливого його значення, відповідного до умови  $U_{\Gamma} = \text{const}$ . У цих випадках у практичних розрахунках статичної стійкості часто використовується математична модель генератора виду ( $U_{\Gamma} = \text{const}$ ,  $x_{\Gamma} = 0$ ), у якій замість кута  $\delta$  характеризующего положення поперечної осі ротора відносно синхронно обертової осі, у розрахунках використовується фазовий кут  $\delta$  напруги  $U_{\Gamma}$  на виводах генератора (рис. 2.60). Максимум  $P_{MEq}$  кутової характеристики  $P_{Eg}$  ( $P$  досить близький за величиною максимального значення характеристики  $P_{MUq}$  і тому в розрахунках приймається:

$$P_{MEq} = P_{MUq} = P_M$$

Різниця між  $P_{MEq}$  і  $P_{MUq}$  обумовлена втратами активної потужності в статорних обмотках генератора, які як правило не враховується.

Кути  $\delta_{MEq}$ ,  $\delta_{MUq}$  відповідні до екстремальних точок кутових характеристик  $P_{Eg}(\delta)$ ,  $P_{Uq}(\delta_{U_{\Gamma}})$  відрізняються на величину внутрішнього кута генератора  $\delta_{\text{МВН}}$  у розглянутому режимі:

$$\delta_{\text{МВН}} = \delta_{MEq} - \delta_{MUq}$$

Величина внутрішнього кута порівнянна з кутом  $\delta_{MUq}$  однак це не виявляє впливу на результати розрахунків граничних режимів.

При необхідності, для визначення кута  $\delta$  внутрішній кут  $\delta_{\text{ВН}}$  у довільних режимах може бути обчислений і додано до аргументу  $U_{\Gamma}$  вектора генераторної напруги. Такі обчислення можуть знадобитися у випадках, коли при побудові кутових характеристик відбувається вихід струму збудження на верхнє або нижнє обмеження (точки  $g_{\text{Н}}$ ,  $g_{\text{В}}$  на рис. 2.6-0). При дії цих обмежень ЕРС генератора зберігається постійною величиною ( $E_{q_{\text{мин}}}$  або  $E_{q_{\text{макс}}}$ ) і, отже, синусоїдальна залежність  $P_{U_{\Gamma}}(\delta_{U_{\Gamma}})$  не відбиває реальні режими генератора. У цих випадках здійснюють перехід до моделі генератора ( $E_q = E_{q_{\text{макс}}} = \text{const}$ ,  $x_{\Gamma} = x_d$ ) при досягненні верхнього обмеження або, відповідно, до моделі ( $E_q = E_{q_{\text{мин}}} = \text{const}$ ,  $x_{\Gamma} = x_d$ ) при досягненні нижнього обмеження струму збудження, а залежність  $P_{U_{\Gamma}}(P)$  в інтервалах кута  $\delta [0, \delta_{\text{Н}}]$  і  $[\delta_{\text{В}}, 180]$  коректують із урахуванням зміни напруги на виводах генераторів.

При аналізі реально встановлених коефіцієнтів підсилення  $k_{OU}$  АРЗ генератора напруга  $U_{\Gamma}$  не є константою. Однак при цьому на синхронному

реактивному опорі  $x_d$  генератора може бути умовно виділений деякий опір  $\Delta x$  (рис. 2.61, а), за яким ЕРС  $E_x$  зберігає практично постійне значення, які використовуються в розрахунках (рис. 2.61, б).

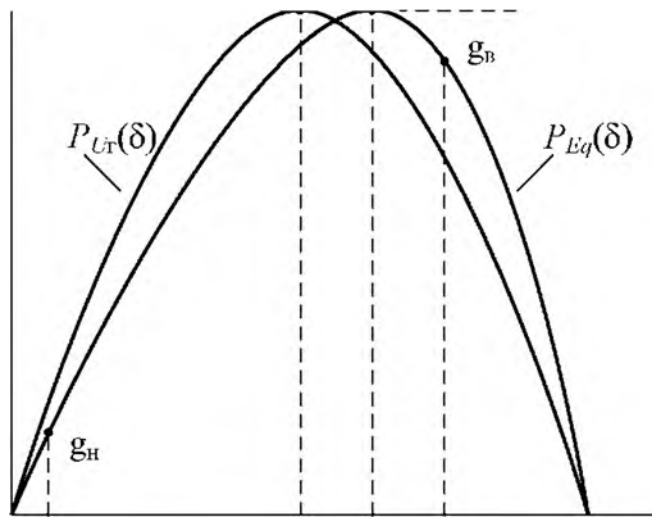


Рис. 2.60. Куткові характеристики потужності при точному і спрощеному аналізі дії АРЗ генератора

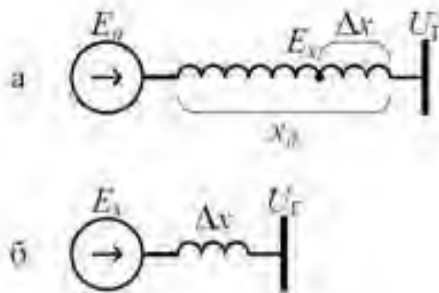


Рис. 2.61. Схеми заміщення генератора: а – пояснююча; б – прийнята в розрахунках

Якщо збільшувати коефіцієнт  $k_{OU}$  від нуля до нескінченності, то опір  $\Delta x$  буде змінюватися в межах  $x_d \geq \Delta x \geq 0$ . У практичних розрахунках цей фактор, як правило, ураховують спрощено. Для генераторів з АРЗ СД приймають  $E_x = U_r = \text{const}$ ,  $x_r = \Delta x = 0$ , а для генераторів з АРЗ ПД використовують математичну модель:  $E' = \text{const}$ ,  $x_r = \Delta x = x'_d$ . Очевидно, що при відсутності АРЗ генератор буде враховуватися природньою моделлю:  $E_x = E_q = \text{const}$ ,  $x_r = \Delta x = x_d$ .

Ці математичні моделі генераторів використовуються для розрахунків нормальних і граничних за статичною стійкістю режимів найпростіших і складних електроенергетичних систем.

## 2.20. Поняття про саморозгойдування ротора генератора

Саморозгойдування - це вид електромеханічної нестійкості генератора, коли в його ротора, що обертається з основною експлуатаційною швидкістю при деякому значенні кута відбуваються коливальні зміни швидкості й кута, що приводить до збільшення амплітуди

впритул до випадання із синхронізму.

В енергосистемі можуть також відбуватися коливальні зміни швидкостей і кутів роторів генераторів з незростаючими амплітудами. Такі зміни відомі як *синхронні коливання генераторів*.

Саморозгойдування генераторів може з'явитися з різних причин. З них виділяють три узагальнені причини, а саме:

- наявність великого активного опору в статорному колі;
- наявність зони нечутливості або запізнювання дії пристроїв АРЗ;
- неправильне настроювання пристроїв АРЗ.

Розглянемо узагальнено прояв кожної із цих причин.

2.20.1. Саморозгойдування при наявності великого активного опору в статорному ланцюзі

Для ілюстрації впливу активного опору в статорному ланцюзі на саморозгойдування генератора використовуємо уточнене рівняння

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} = P_T - P$$

У цьому рівнянні другим членом у лівій частині приблизно враховується вплив демпферних контурів і зовнішнього електричного ланцюга на рух його ротора. Коефіцієнт  $D$  у цьому рівнянні, називаний *демпферним коефіцієнтом*, узагальнено відображає сукупний вплив усіх факторів, що демпфують, а його значення залежить від інтенсивності впливу цих факторів.

Раніше дослідженнями встановлено, що при збільшенні змісту активної складової в еквівалентному опорі електричного ланцюга демпферний коефіцієнт зменшується й при деякому значенні стає негативним, що є умовою можливої появи саморозгойдування генератора. Для ілюстрації впливу цього коефіцієнта проведемо лінеаризацію в «малому» і запишемо відповідне характеристичне рівняння:

$$T_j \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + D \frac{d\Delta \delta}{dt} + \frac{dP}{d\delta} \Delta \delta = 0$$

$$T_j p^2 + Dp + \frac{dP}{d\delta} = 0$$

Загальний розв'язок лінійного диференціального рівняння має вигляд:

$$\Delta \delta(t) = C_1 e^{p_1 t} + C_2 e^{p_2 t},$$

де  $p_1, p_2$  - корені характеристичного рівняння:

$$p_{1,2} = \frac{-D \pm \sqrt{D^2 - 4T_j \frac{dP}{d\delta}}}{2T_j}$$

У випадку, коли  $D < 0$  і  $D^2 - 4T_j \frac{dP}{d\delta} < 0$ , корені  $p_1, p_2$  характеристичного рівняння представляють собою комплексно-сполучену пару  $p_{1,2} = \alpha \pm jv$  додатньою дійсною частиною  $\alpha$ , а розв'язок набуває вид

$$\Delta \delta(t) = C_1 e^{(\alpha + jv)t} + C_2 e^{(\alpha - jv)t} = e^{\alpha t} (C_1 e^{jvt} + C_2 e^{-jvt}),$$

де  $C_1 = A + jB$ ,  $C_2 = A - jB$  комплексно-сполучена пара довільних постійних.

З використанням формул переходу до гармонійних функцій (формули Ейлера) розв'язок перетвориться до виду :

$$\Delta\delta(t) = 2Ce^{at} \cos(vt - \varphi),$$

де  $C = \sqrt{A^2 + B^2}$ ;  $\varphi = \operatorname{arctg} \frac{B}{A}$

В отриманому розв'язку співмножник  $e^{at}$  при  $a > 0$  збільшує амплітуду гармонійної функції в міру зростання часу  $t$  (рис.2.62).

Коливальний процес зі зростанням амплітуди вказує на наявність коливальної нестійкості - саморозгойдування ротора генератора.

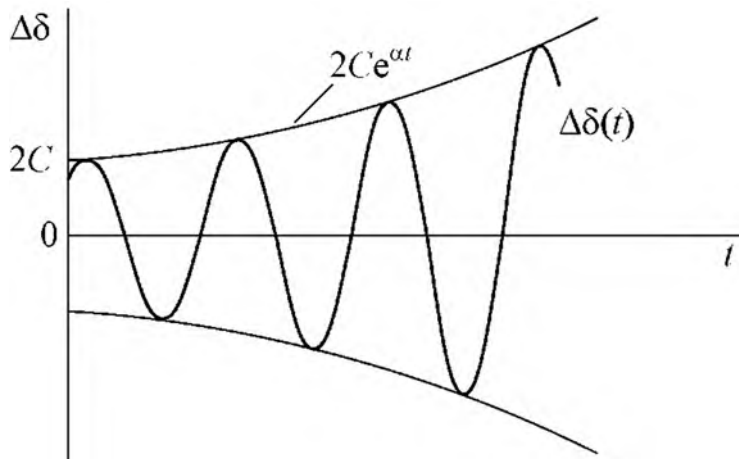


Рис.2.62. Залежність, що відображає саморозгойдування ротора генератора

Слід зазначити, що сучасні системи АРЗ при правильному їхньому налаштуванні здатні пригнічувати саморозгойдування роторів генераторів, яке обумовлене великими активними опорами в їх статорних ланцюгах.

2.20.2. Саморозгойдування при наявності зони нечутливості й запізнювання сигналів у системі автоматичного регулювання збудження генератора

Наявність зони нечутливості є властивістю систем АРЗ електромеханічного типу, які на сучасних синхронних машинах практично не застосовуються. Їхній розгляд становить теоретичний інтерес.

Запізнювання в проходженні сигналу від моменту зміни параметра регулювання до моменту зміни ЕРС обумовлене електромагнітною інерційністю елементів АРЗ і обмотки збудження, властивої всім синхронним генератором. Тому повністю позбутися від запізнювання неможливо, його можна тільки зменшити. Найменше запізнювання мають сучасні напівпровідникові й цифрові пристрої АРЗ, установлені на великих синхронних генераторах. Електромагнітна інерція обмоток збудження є їхньою фізичною властивістю, і тому великих успіхів з її зниження не спостерігається й не передбачається. Очевидно, що системи АРЗ із зоною нечутливості мають також і запізнювання в проходженні сигналів. Розглянемо спрощену фізичну інтерпретацію коливальних

процесів генератора із системою АРЗ цього типу.

При роботі генератора в області штучної стійкості (зона  $m't$  на рис. 2.63) коливальний процес буде визначатися негативним нахилом внутрішніх характеристик, зоною нечутливості, запізнюванням, енергетичними співвідношеннями прискорення-гальмування й демпфірування коливань ротора.

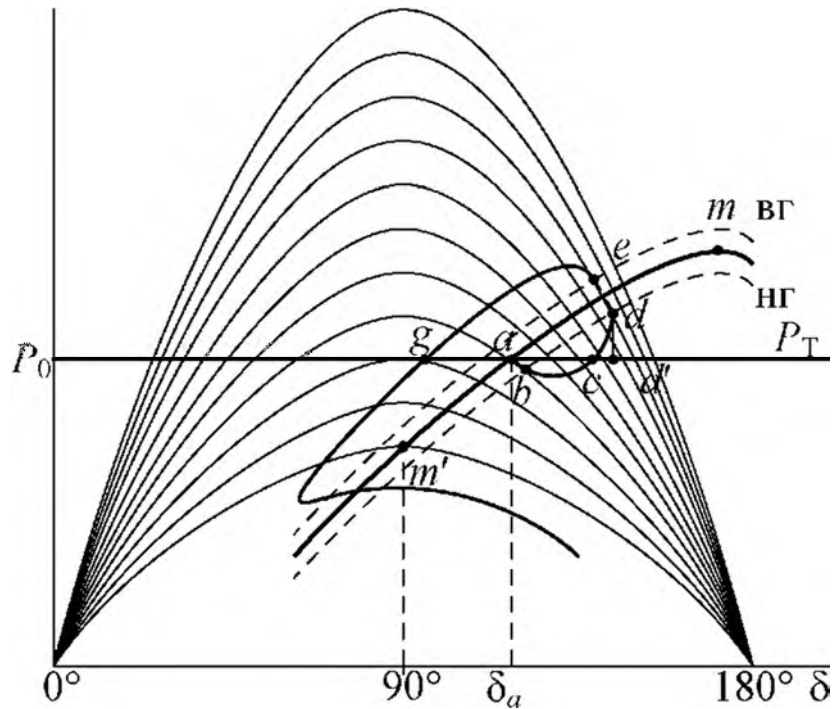


Рис. 2.63. Саморозгойдування ротора генератора при наявності в системі АРЗ зони нечутливості

Виділимо зону нечутливості на фрагменті зовнішньої кутової характеристики в області штучної стійкості й розглянемо коливальні процеси, відповідні до цієї зони. У межах верхньої границі (вг) і нижньої границі (нг) зони нечутливості генератор поводить себе як нерегульований, і його рух визначається негативним нахилом внутрішніх характеристик. Допустимо, що в якийсь момент режим генератора характеризується координатами точки  $a$ . На відповідній внутрішній характеристиці це точка хиткої рівноваги, і тому ротор буде йде від кута далі або вправо (для визначеності приймемо, що вправо) зі зміною потужності за внутрішньою характеристикою. Після перетинання границі зони нечутливості в точці  $b$  АРЗ почне збільшувати ЕРС, але із запізнюванням. Тому процес піде не границею (нг), а нижче цієї границі. У точці  $c$  електромагнітний і механічний моменти зрівнюються, але процес тут не зупиниться, тому що на траєкторії  $abc$  ротор одержить додаткову кінетичну енергію. У зворотному напрямку ротор почне рухатися після проходження точки  $d$ , положення якої визначається рівністю майданчиків  $acba$  і  $cdd'e$ . При зворотному хід ротора траєкторія перетне зону нечутливості внутрішньої характеристики (ділянка  $de$ ), пройде з зменшення ЕРС до точки  $g$  і далі, поки не зрівнюються ділянки

гальмування й прискорення. На наступному циклі розмах коливань збільшиться. Якщо позитивне демпфірування буде компенсувати приріст енергії коливань ротора, то встановиться безперервний коливальний процес. А якщо ні, то ротор генератора випадає із синхронізму.

При запізнюванні АРЗ без зони нечутливості процес протікає аналогічно (рис.2.64).

При малому збурюванні ЕРС зростає з уповільненням (ділянка траєкторії  $ac$ ), а після проходження точки  $d$  ЕРС починає убувати, але теж з уповільненням. На зворотному хід майданчик  $gff'g$  зрівнюється з майданчиком  $gdd'g$ , після чого кут  $\delta$  знову збільшується.

Далі можливі три напрямки розвитку процесу: коливання (коливання) ротора загасають; амплітуда коливань триває тривалий час; амплітуда збільшується впритул до випадання ротора із синхронізму. На рис. 2.64 показаний останній випадок.

Відзначимо, що АРЗ СД при належному настроюванні забезпечує стійку без коливань роботу генератора в безпосередній близькості від точки  $m$ . При АРЗ ПД саморозгойдування починається раніше.

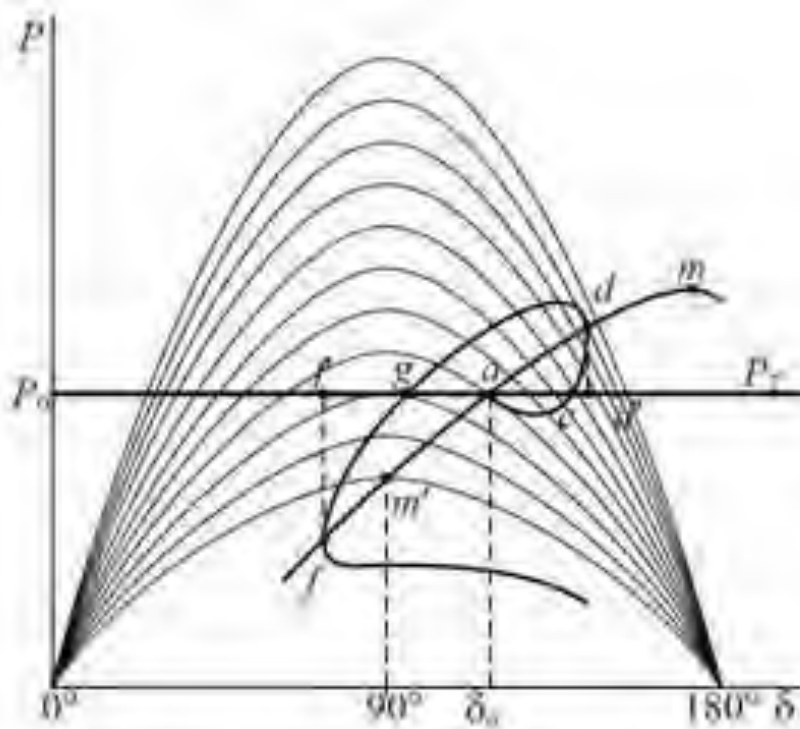


Рис. 2.64. Саморозгойдування ротора генератора при запізнені АРЗ без зони нечутливості

2.20.3. Саморозгойдування при неправильному настроюванні автоматичного регулятора збудження

Типовим прикладом неправильного настроювання АРЗ СД є випадок, коли надмірно збільшений коефіцієнт підсилення за відхиленням напруги  $k_{OU}$ , а коефіцієнти підсилення за похідною (коефіцієнти каналів стабілізації) перебувають поза областю стійкості. У цьому випадку саморозгойдування



може виникнути не тільки в зоні штучної стійкості, але й у других режимах, навіть при дуже малому завантаженні генераторів.

Область стійкості  $D(0)$ , побудована, наприклад, на площині коефіцієнтів підсилення за першою  $k_{1U}$  і другою  $k_{2U}$  похідним напруги генератора (рис.2.65), обмежена деякої кривою, називаною *границею області стійкості*. Усталена робота генератора можлива лише в тому випадку, коли значення коефіцієнтів підсилення визначають точку усередині цієї області (наприклад, точку  $A$ ).

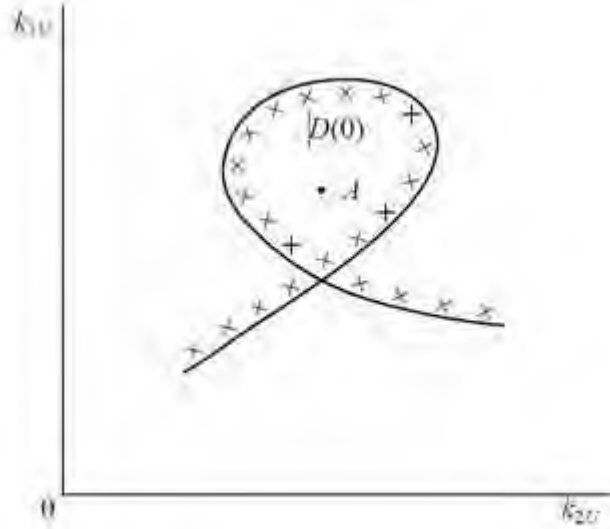


Рис. 2.65. Область стійкості енергосистеми

Бажано, щоб точка  $A$  перебувала подалі від границі області для забезпечення деякого запасу стійкості.

## 2.21. Статична стійкість двохмашинної енергосистеми

### 2.21.1. Вихідні рівняння

Проведемо загальний аналіз статичної стійкості енергосистеми, що містить два генератори, що працюють на загальне навантаження (рис. 2.66, а).

Така система називається двохмашинною і використовується в якості моделі для вивчення електромеханічних перехідних процесів в енергосистемах з електростанціями порівнянної потужності, представлення яких одномашинною моделлю не дозволяє одержати якісно вірні результати.

Для спрощення прийемо, що навантаження  $SH$  представлене опором  $Z_H = U/I = U^2/S_u$  (рис. 2.66, б), а генератори не обладнані обладнаннями АРЗ. У цьому випадку залежності електромагнітної потужності першої й другої станцій можуть бути виражені через узагальнені параметри  $Z_{11}, Z_{22}, Z_{12}, Z_{21}$  схеми заміщення (рис. 2.66, б), абсолютні значення  $E_{q1}, E_{q2}$  векторів синхронних ЕРС і відносний кути  $\delta_{12}, \delta_{21}$  (рис. 2.67) між ними:

$$P_1 = \frac{E_{q1}^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_{q1} E_{q2}}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12})$$

$$P_1 = \frac{E_{q12}^2}{Z_{22}} \sin \alpha_{22} + \frac{E_{q2} E_{q1}}{Z_{12}} \sin(\delta_{21} - \alpha_{21})$$

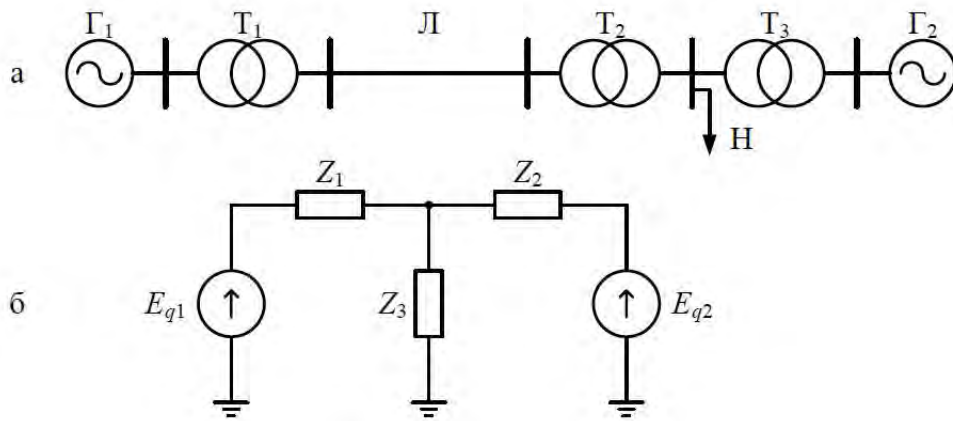


Рис. 2.66. Двухмашинна енергосистема (а) і її схема заміщення (б)

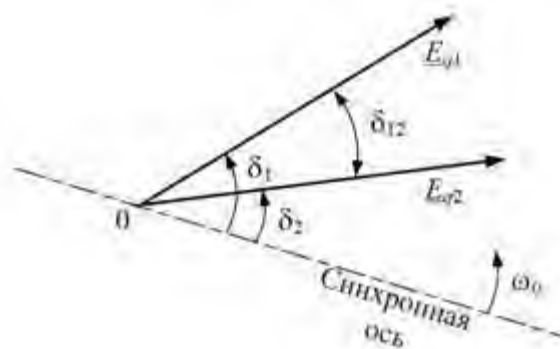


Рис. 2.67. Відносний і абсолютний кут генераторів двухмашинної енергосистеми

Рівняння руху роторів генераторів першої й другої станцій описують абсолютний їхній рух відносно синхронно обертової осі (рис. 2.67) і тому записуються через другі похідні абсолютних кутів  $\delta_1$  і  $\delta_2$  :

$$T_{j1} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} - P_{01} + P_1 = 0$$

$$T_{j2} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} - P_{02} + P_{12} = 0$$

Спільно чотири рівняння представляють собою нелінійну диференційно-алгебраїчну систему, що включає шість невідомих функцій:  $P_1(t)$ ,  $P_2(t)$ ,  $\delta_1(t)$ ,  $\delta_2(t)$ ,  $\delta_{12}(t)$ ,  $\delta_{21}(t)$ . У якості п'ятого й шостого відсутніх рівнянь використовуємо співвідношення між абсолютними й відносним кутами

$$\delta_1 - \delta_2 = \delta_{12} ; \delta_{21} = -\delta_{12}$$

Досліджуємо на стійкість розглянуту модель енергосистеми методом малих коливань.

### 2.21.2. Рівняння малих коливань і критерій статичної стійкості

Необхідною операцією методу малих коливань є лінеаризація «у малому» вихідної нелінійної диференційно-алгебраїчної системи рівнянь. У результаті такої лінеаризації рівнянь системи маємо:

$$\Delta P_1 = \frac{dP_1}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12} = \left( \frac{E_{q1} E_{q2}}{Z_{12}} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}) \right) \Delta \delta_{12}$$

$$\Delta P_2 = \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \Delta\delta_{12} = \left( \frac{E_{q1}E_{q2}}{Z_{12}} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}) \right) \Delta\delta_{12}$$

$$T_{j1} \frac{d^2\Delta\delta_1}{dt^2} + \Delta P_1 = 0$$

$$T_{j2} \frac{d^2\Delta\delta_2}{dt^2} + \Delta P_2 = 0$$

$$\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2 = \Delta\delta_{12}$$

Шляхом виключення змінних  $\Delta P_1$  і  $\Delta P_2$  ця система легко приводиться до трьох рівнянь:

$$T_{j1} \frac{d^2\Delta\delta_1}{dt^2} + \frac{dP_1}{d\delta_{12}} \Delta\delta_{12} = 0$$

$$T_{j2} \frac{d^2\Delta\delta_2}{dt^2} + \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \Delta\delta_{12} = 0$$

$$\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2 = \Delta\delta_{12}$$

Слід зазначити, що статична стійкість паралельної роботи генераторів двохмашиною енергосистеми оцінюється за характером зміни відносного кута. У певних умовах, наприклад, при зміні частоти в системі, абсолютні кути можуть змінюватися на однакову величину й з однаковою швидкістю, і це не призведе до втрати стійкості. Порушення стійкості можливо, коли абсолютні кути різним чином змінюються в часу, що відбивається на змінах відносного кута.

Отримаємо:

$$\frac{d^2(\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2)}{dt^2} + \left( \frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \right) \Delta\delta_{12} = 0$$

Одержуємо

$$\frac{d^2\Delta\delta_{12}}{dt^2} + A_{21}\Delta\delta_{12} = 0$$

де величина  $A_{21} = \frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}}$  називається *питомим відносним прискоренням обертання ротора другого генератора відносно першого*.

Така назва відповідає фізичній сутності величини  $A_{21}$ . Одержимо абсолютні прискорення роторів:

$$a_1 = \frac{d^2\Delta\delta_1}{dt^2} = -\frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} \Delta\delta_{12}$$

$$a_2 = \frac{d^2\Delta\delta_2}{dt^2} = -\frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \Delta\delta_{12}$$

Різниця цих величин є відносним прискоренням

$$a_{21} = a_2 - a_1 = \left( \frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \right) \Delta\delta_{12}$$

а відношення

$$\frac{a_{21}}{\Delta\delta_{12}} = A_{21} = \frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}}$$

є прискоренням, віднесеним до одній одиниці виміру кута, тобто питомим прискоренням.

Загальний розв'язок лінійного диференціального рівняння представляє собою суму двох експонентних функцій

$$\Delta\delta_{12}(t) = C_1 e^{p_1 t} + C_2 e^{p_2 t}$$

Де  $p_{1,2} = \pm \sqrt{-A_{21}}$  – корені характеристичного рівняння

$$p^2 + A_{21} = 0$$

Загальний розв'язок має такий же вид, що й розв'язок отриманий для одномашинної енергосистеми. Тому висновки щодо оцінки стійкості за видом корінню характеристичного рівняння, сформульовані для одномашинної системи, залишаються слухними й для двохмашиною системи.

Якщо корені  $p_{12}$  дійсні, то відносний кут  $\delta(t)$  прогресивно зростає, і система нестійка. При уявному коріннях кут  $\delta(t)$  змінюється за законом незатухаючих синусоїдальних коливань. У цьому випадку система стійка.

Таким чином, критерієм статичної стійкості двохмашиною нерегульованої енергосистеми є умова

$$A_{21} = \frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \geq 0$$

Умова відноситься до групи практичних критеріїв статичної стійкості енергосистем. Як і виконання критерію для одномашинної системи, виконання критерію гарантує не виникнення аперіодичного порушення стійкості. Однак питання в можливості появи коливального порушення стійкості, тобто саморозгойдування роторів генераторів, зберігається відкритим. Для отримання відповіді на це питання потрібне проведення більш глибоких досліджень.

2.21.3. Кутові характеристики, межі потужності й межі статичної стійкості двохмашиною енергосистеми

Побудовані кутові характеристики  $P_1$  і  $P_2$  електростанцій двохмашиною нерегульованої енергосистеми (рис.2.68) Екстремальні значення  $P_{1\max}$ ,  $P_{2\min}$  потужностей мереж цих характеристик називаються *межами потужності* електростанції.

Кутовий зсув між точками  $m_1$ ,  $m_2$  віссю абсцис, дорівнює  $2a_{12}$ . режим, що встановився, характеризується *точками*  $a_1$ ,  $a_2$ , розташованими на одній вертикалі, відповідно до значення  $\delta_{12(0)}$  відносного кута в режимі, що встановився. Значення  $P_{10}$ ,  $P_{20}$  активних потужностей генераторів дорівнюють значенням механічних потужностей відповідних турбін. Прямі лінії власних потужностей  $P_{11}$ ,  $P_{22}$  є осями симетрії для синусоїдальних залежностей взаємних потужностей між вузлами включення синхронних ЕРС еквівалентних генераторів.

Межа статичної стійкості системи, яка характеризується точками  $g_1$ ,  $g_2$ , у загальному випадку не збігається з екстремальними точками  $m_1$ ,  $m_2$  і перебуває, розглядаючи вісь абсцис, між ними. Місце розташування абсциси точок  $g_1$ ,  $g_2$  визначається за умовою

$$A_{21} = \frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} = 0.$$

Для цього будується крива залежності  $A_{21}$  до перетинання з віссю абсцис. У точці перетинання  $A_{21} = 0$ , що відповідає межі статичної стійкості.

На місце розташування межі статичної стійкості основний вплив виявляє співвідношення між постійними інерції  $T_{j1}, T_{j2}$ , обертових частин енергоагрегатів. Якщо в системі  $T_{j1} \gg T_{j2}$ , це можна прийняти, що  $T_{j2} \rightarrow \infty$ , а межа стійкості практично збігається з межею потужності першої станції. В іншому випадку, коли  $T_{j1} \rightarrow \infty$ , межа стійкості системи практично збігається з межею потужності другої станції. У цих крайніх випадках двухмашинна енергосистема може розглядатися як дві одномашинні із шинами нескінченної потужності в точках включення ЕРС  $E_{q1}$  або  $E_{q2}$  у залежності від співвідношення між постійними інерції.

Кутові характеристики на рис. 2.68 не описують можливі випадки, коли  $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 < 0$ . Для того, щоб при розгляді охопити і ці випадки, кутові характеристики  $P_1(\delta_{12}), P_2(\delta_{12})$  добудовуються вліво від осі ординат приблизно на  $180 - 200$  ел.град.

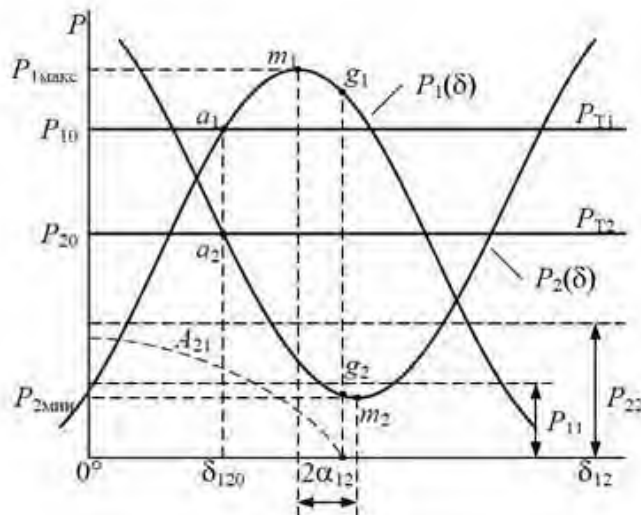


Рис. 2.68. Кутові характеристики потужності двухмашинної енергосистеми

При використанні спрощених моделей генераторів з АРЗ отримані висновки щодо статичної стійкості двухмашинної нерегульованої системи зберігають своє значення. Різниця лише в тому, що при розрахунках стійкості замість незмінних синхронних ЕРС використовуються фіксовані значення перехідних ЕРС (модель  $E' = \text{const}, x_T = x'_d$ ), або фіксовані значення напруг (модель  $U_T = \text{const}, x_2 = 0$ ) і відповідні їм внутрішні реактивні опори в залежності від типу АРЗ.

## 2.22. Основи практичних розрахунків статичної стійкості складних енергосистем

Висока розмірність енергосистем не дозволяє використовувати точні математичні моделі елементів у практичних розрахунках статичної й динамічної стійкості. При аналізі статичної стійкості звичайно виходять із припущення, що системи АРЗ генераторів і двигунів добре настроєні,

внаслідок чого саморозгойдування не виникає впритул до аперіодичних статичних меж. У рамках цього спрощення завдання вирішується значно легше, однак усе ще зберігається складним. Другим важливим допущенням є спрощена представлення генераторів у вигляді моделі  $U_T = \text{const}$ ,  $x_T = 0$  або  $E' = \text{const}$ ,  $x_T = x'_d$ . Це спрощення дозволяє в значній мірі наблизити завдання аналізу статичної стійкості до завдання розрахунків серії режимів, що встановилися, енергосистеми. Основні передумови зближення цих завдань полягають у наступному.

Як показано, характер малих коливань параметрів режиму енергосистем визначається видом кореню характеристичного рівняння, побудованого для лінійної системи диференціальних рівнянь. Характеристичне рівняння, відповідно до системи диференціальних рівнянь складної енергосистеми й представлене в стандартній поліноміальній формі

$$D(p) = a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \dots + a_{n-1} p + a_n = 0$$

може мати дійсні, уявні, комплексні й нульові корені.

Якщо всі дійсні корені й дійсні частини всього комплексного кореню не позитивні, то при відсутності кратного кореню система статично стійка. Це твердження представляє собою необхідні й достатні умови стійкості.

Вільний член  $a_n$  характеристичного рівняння пов'язаний з його коріннями відомим співвідношенням

$$a_n = (-1)^n a_0 \prod_{i=1}^n p_i$$

де  $\Pi$  - добуток.

Неважко довести, що поява позитивного дійсного кореня в добутку  $\prod_{i=1}^n p_i$  призводить до зміни знака коефіцієнта  $a_n$ . Цей факт широко використовується при практичних розрахунках статичної стійкості енергосистем у наступній інтерпретації: якщо змінювати свідомо стійкий режим у напрямку до нестійкого стану, то зміна знака вільного члена характеристичного рівняння буде відповідати межі аперіодичної статичної стійкості. Без аналізу саморозгойдування роторів генераторів таке визначення межі статичної стійкості є достатнім.

Для демонстрації способу визначення знака коефіцієнта  $a_n$  приймемо, що в схемі заміщення енергосистеми, що містить  $m$  генераторів, є шини нескінченної потужності, причому в якості таких шин прийняті висновки самого потужного  $m$ -го генератора. При цьому розглядається еквівалентна схема, у якій присутні тільки вузли з підключеними генераторами, а зв'язки між вузлами представлені у формі власних і взаємних провідностей.

Приймемо далі для всіх генераторів спрощені математичні моделі виду ( $U_T = \text{const}$ ,  $x_T = 0$ ) і запишемо систему  $2(m-1)$  диференціальних і алгебраїчних рівнянь перехідних процесів у вигляді:

$$\begin{cases} T_{ji} \frac{d^2 \delta_{U_{Ti}}}{dt^2} = P_{0i} - P_i; \\ P_i = U_{Ti}^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + \sum_{k=1, k \neq i}^{m-1} U_{Ti} U_{Tk} y_{ik} \sin(\delta_{U_{Ti}} - \delta_{U_{Tk}} - \alpha_{ik}), \end{cases}$$

Де  $i=1, m=1$

Відзначимо, що спрощена математична модель тут відповідає генераторам з АРЗ СД. Генератори з АРЗ ПД не введені для спрощення.

Після лінеаризації рівнянь і виключення змінних  $\Delta P_i$ ,  $i=1, m=1$  отримаємо систему  $m-1$  лінійних диференціальних рівнянь:

$$T_{ji} \frac{d^2 \Delta \delta_{uri}}{dt^2} + \sum_{k=1}^{m-1} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_{Urk}} \Delta \delta_{Urk} = 0, i = 1, m = 1$$

Виділимо із сумарних членів рівнянь складові з індексами  $k = i$ , об'єднаємо їх з першими доданками й запишемо систему в операторній формі:

$$(T_{ij} p^2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_{Urk}}) \Delta \delta_{Urk} + \sum_{k=1, k \neq i}^{m-1} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_{Urk}} \Delta \delta_{Urk} = 0, i=1, m=1$$

Перехід до операторної форми запису рівнянь у розглянутому випадку здійснюється заміною символу диференціювання  $d/dt$  оператором  $p$  у того ж ступені, що й порядок похідної. У подальших перетвореннях оператор  $p$  використовується як алгебраїчна величина.

У розгорнутій матричній формі система рівнянь виглядає так:

$$\begin{bmatrix} T_{j1} p^2 + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U11}} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U12}} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U1m-1}} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{U21}} & T_{j2} p^2 + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{U22}} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{U2m-1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U11}} & \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U12}} & \dots & T_{jm-1} p^2 + \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U1m-1}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \delta_{U11} \\ \Delta \delta_{U12} \\ \dots \\ \Delta \delta_{U1m-1} \end{bmatrix} = 0.$$

Характеристичне рівняння системи може бути записане у формі визначника або у формі полінома. У першому випадку прирівнюємо визначник квадратної матриці з до нуля:

$$D(p) = \begin{vmatrix} T_{j1} p^2 + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U11}} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U1m-1}} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U11}} & \dots & T_{jm-1} p^2 + \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U1m-1}} \end{vmatrix} = 0.$$

Розгортанням визначника у загальному виді можна одержати характеристичне рівняння, тобто у формі полінома. При  $p = 0$  впливає рівність

$$D(0) = a_n = \begin{vmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U11}} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U1m-1}} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U11}} & \dots & \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U1m-1}} \end{vmatrix}.$$

При розрахунках режимів, що встановилися, енергосистеми методом Ньютона використовується матриця часток похідних вузлових потужностей (матриця Якобі). Визначник  $J$  цієї матриці, яка називається *якобіаном* за складом й чисельним значенням, для розглянутої схеми заміщення, збігається з визначником вільного члена, що є, характеристичним рівнянням, тобто виконується рівність

$$a_n = J$$

Ця рівність дозволяє використовувати якобіан у якості вільного члена характеристичного рівняння. Однак при цьому повинні бути виконані наступні умови розрахунків:

1. у розрахунковій схемі повинен бути балансуєчий вузол;
2. для генераторів приймається  $U_T = \text{const}$ ;
3. генератори у вихідних вузлах схеми задаються значеннями  $P_G, U_G$ , а не  $P_G, Q_G$ ;
4. у розрахунках стійкості режимів, що й установилися, повинні використовуватися одні й ті ж статичні характеристики навантаження.
5. у розрахунковій схемі повинен бути балансуєчий вузол;
6. для генераторів приймається  $UT = \text{const}$ ;
7. генератори у вихідних вузлах схеми задаються значеннями  $P_r, U_G$ , а не  $P_G, Q_G$
8. у розрахунках стійкості режимів, що й установилися, повинні використовуватися одні й ті ж статичні характеристики навантаження.

При виконанні цих умов розрахунки межі статичної стійкості проводиться у вигляді серії розрахунків, що встановилися режимів при покроковій зміні якого-небудь параметра, тобто при обважненні режиму. Зміна знака якобіана в цьому випадку настає в граничному режимі.

Однак точний розрахунки самого граничного режиму звичайно неможливий. Поблизу цього режиму порушується збіжність ітераційного процесу розрахунків режимів, що встановилися, методом Ньютона й, як показує практика, багатьох других методів. Причому збіжність порушується не тільки для еквівалентних, але для вихідних довільних схем заміщення енергосистем.

Факт розходимості ітераційного процесу можна використовувати для наближеного визначення меж статичної стійкості енергосистем довільної структури за програмами розрахунків режимів, що встановилися. Однак при використанні таких програм слід урахувувати, що розбіжні ітераційні процеси можуть спостерігатися не тільки поблизу граничного, але й у других режимах енергосистем.



РОЗДІЛ 3  
ДИНАМІЧНА СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМ

**3.1. Поняття про динамічну стійкість**

Для з'ясування принципів положень аналізу динамічної стійкості розглянемо процеси, що виникають при раптовому відключенні однієї із двох паралельних ланцюгів лінії електропередачі одномашинної енергосистеми (рис. 3.1,а).

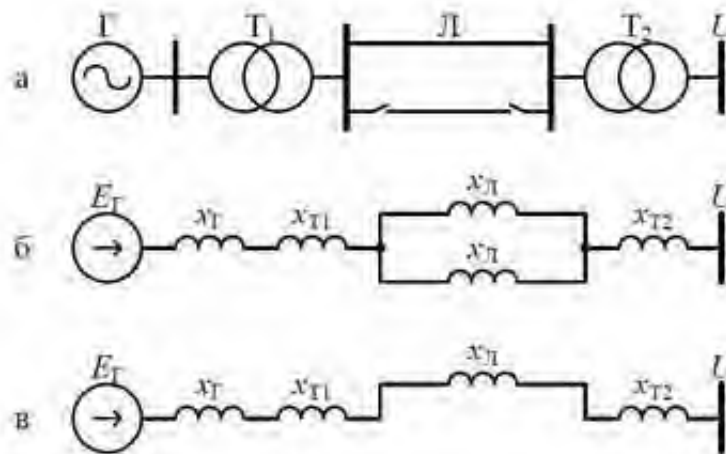


Рис. 3.1. Одномашинна енергосистема (а) і її схеми заміщення: для нормального режиму (б) і режиму з відключеним колом (в)

Взаємний реактивний опір схеми заміщення (рис. 3.1,б), дорівнює

$$x_I = x_G + x_{T1} + x_L/x_{T2}$$

Визначимо максимум  $P_{IM}$  кутової характеристики потужності генератора  $P_I(\delta)$  в вихідному режимі:

$$P_{IM} = \frac{E_G U}{x_I}$$

Після відключення одного з ланцюгів лінії електропередачі (рис. 3.1,в) буде отриманий новий більший за значенням опір

$$x_{II} = x_G + x_{T1} + x_L + x_{T2}$$

Максимум нової кутової характеристики  $P_{II}(\delta)$  складе, відповідно, меншу величину (рис. 3.2):

$$P_{II} = \frac{E_G U}{x_{II}}$$

Точці перетинання  $a$  характеристики потужності турбіни  $P_T(\delta)=const$  і кутової характеристики генератора  $P_I(P) = P_{IM} \sin P$  нормальному режимі відповідає кут  $\delta_0$ , потужність  $P_0$  й швидкість (частота)  $\omega$ , що встановилися в цьому режимі. При відключенні кола відбувається різке скидання активної потужності, що віддається генератором у мережу, до величини, відповідній до точки  $b$ . У результаті порушується баланс потужностей (моментів) на валу ротора генератора і турбіни за рахунок зменшення гальмуючого моменту, обумовленого електричним навантаженням. Кут  $\delta_0$  і відносна

швидкість зберігають свої значення в момент відключення ланцюга в силу інерції ротора генератора.

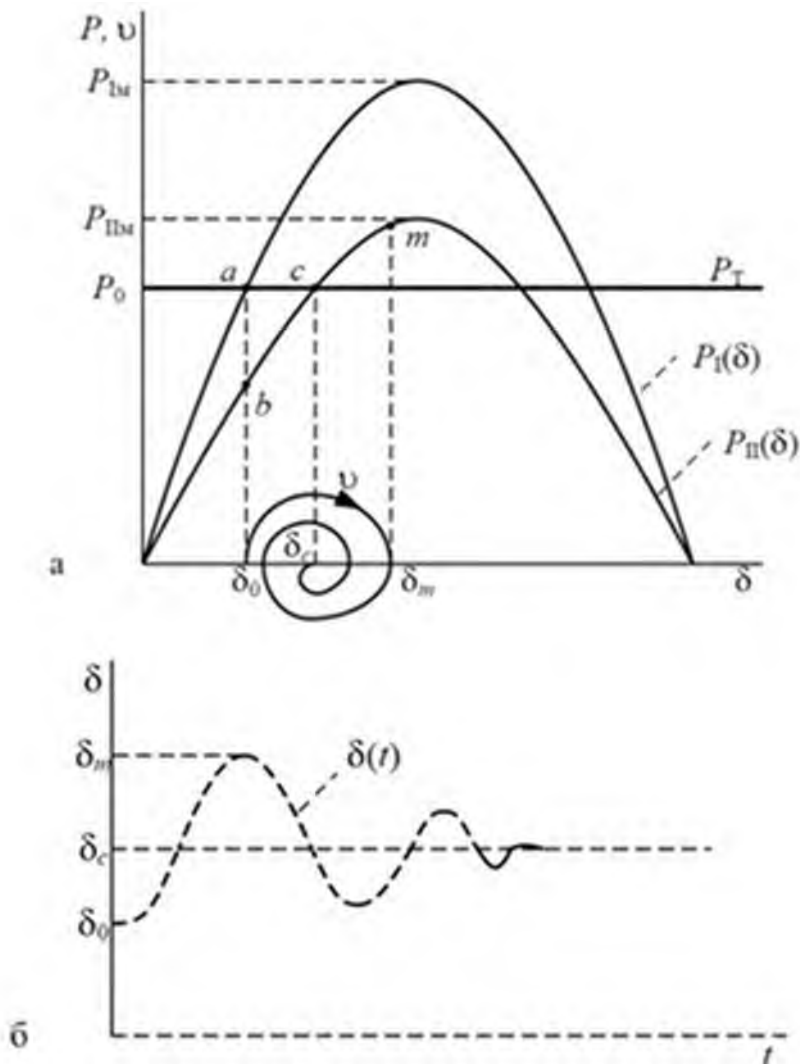


Рис. 3.2. Стійкий динамічний перехід енергосистеми

Надалі під дією надлишкового прискорювального моменту відносна швидкість і наростає й при значенні кута  $\delta_c$  стає найбільшою.

$$\nu = \omega - \omega_0 = 0$$

У точці  $de$  прискорювальний і гальмуючий моменти врівноважуються, але ротор за інерцією, за рахунок додаткової кінетичної енергії, накопиченої на ділянці  $bc$ , буде продовжувати відносний рух. Однак цей рух буде відбуватися з уповільненням, оскільки праворуч від точки  $iz$  прискорювальний момент турбіни менше, чим гальмуючий електромагнітний момент генератора. Збільшення кута припиниться при значенні  $\delta_m$ , коли додаткова кінетична енергія, накопичена ротором на ділянці  $bc$  компенсується рівною за величиною потенційною енергією на ділянці  $cm$ .

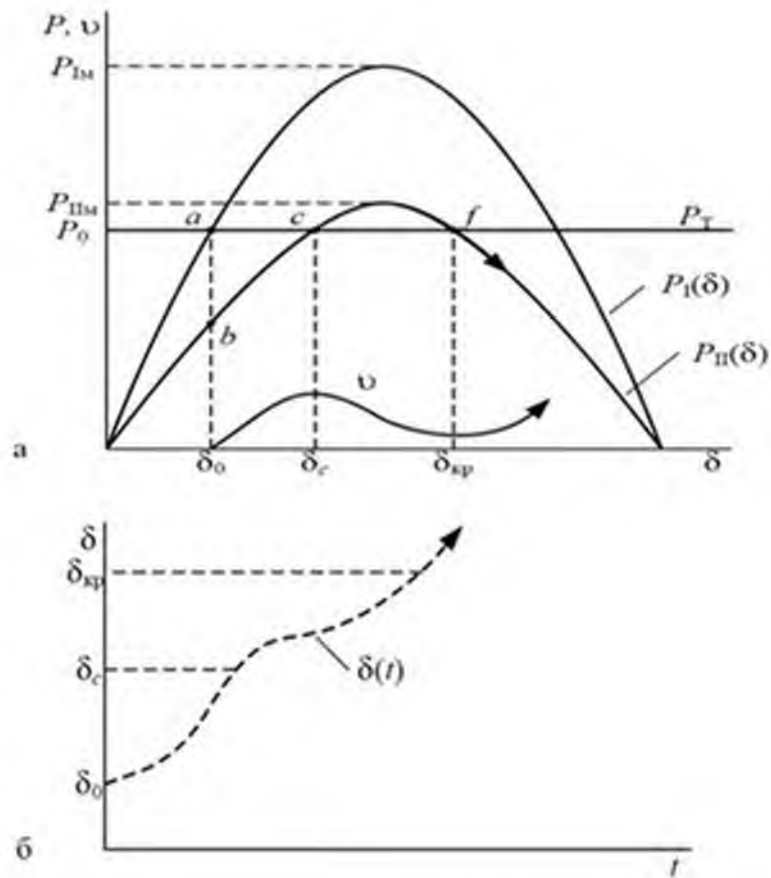


Рис. 3.3. Нестійкий динамічний перехід енергосистеми

Очевидно, що при значенні кута  $\delta_m$  режим не встановиться, оскільки в цьому стані гальмуючий момент генератора вище прискорювального моменту турбіни. Під дією надлишкового гальмуючого моменту від точки  $m$  ротор буде вертатися до кута  $\delta_3$  і знову за інерцією його пройде. Однак до початкового кута  $\delta_0$  ротор не вернеться внаслідок втрат на тертя й дії моментів, що демпфують. Амплітуда зміни кута при подальших хитаннях ротора буде зменшуватися (рис. 3.2,б), і остаточно режим системи встановиться в новій точці стійкої рівноваги - точці  $c$ .

Однак можливий і інший результат процесу. Якщо кут досягне критичної величини  $\delta_{кр}$ , яка відповідає точці  $f$  (рис. 3.3,а) при цьому відносна швидкість прийме нульове значення, то надлишковий момент на валу ротора генератора стає знову прискорювальним. Відносна швидкість ротора знову починає зростати до випадання генератора із синхронізму. Такий характер порушення стійкості називається динамічним.

Основною причиною динамічних порушень стійкості енергосистем є короткі замикання, що приводять до різких змін електромагнітних моментів синхронних машин.

### 3.2. Врахування елементів енергосистеми при розрахунках динамічної стійкості

#### 3.2.1. Врахування турбін

Різкі зміни режиму енергосистеми супроводжуються раптовими

змiнами активної потужності електричних машин i вiдповiдними порушеннями балансу мiж механiчними й електромагнiтними моментами машин. Регулятори швидкостi й частоти синхронних генераторiв мають значну iнерцiю й тому реагують на появу небалансiв моментiв або, точнiше, на змiну швидкостi обертання роторiв машин з бiльшим запiзнюванням i надалi змiнюють пiдведення енергоносiїв до лопаток турбiн порiвножно повiльно вiдносно процесiв в електричнiй частинi енергосистем. У цих умовах є достатнi пiдстави для спрощеного вiдображення механiчних процесiв у системах керування потужнiстю турбiн при розрахунках динамiчної стiйкостi енергосистем.

Динамiчнi процеси, що виникають при великих збуренням в енергосистемах, тривають, як правило, кiлька секунд.

При розрахунках цих процесiв за 3 - 5 сек розрахункового перiоду часу стає ясно, збережеться або не збережеться динамiчна стiйкiсть енергосистеми.

За цей перiод кiлька раз мiняється знак швидкостi й вiдносного руху, але регулятор швидкостi турбiни енергоагрегату не встигає помiтно вiдреагувати й змiнити впуск енергоносiя на лопатки турбiни. Потужнiсть турбiни зберiгається практично незмiнною, що дозволяє в бiльшостi розрахункiв ухвалювати математичну модель турбiни в найпростiшому її видi:

$$P_T = P_0 = \text{const}$$

Варто, однак, вiдмiтити, що на деяких теплових електростанцiях здiйснюється спецiалiзоване регулювання потужностi турбiн з метою забезпечення динамiчної стiйкостi енергосистем. Для енергоагрегатiв цих електростанцiй потужнiсть турбiн задається функцiями виду  $P_T = f(t)$ , що враховують iнерцiйнiсть механiчних перемiщень елементiв i парових обсягiв у системах регулювання потужностi турбiн. Приклад такої функцiї наведений на рис. 3.4.

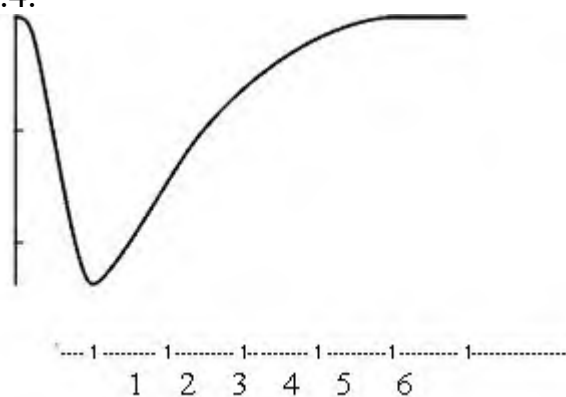


Рис. 3.4. Характеристика змiни потужностi турбiни вiд часу

При розрахунках динамiчної стiйкостi потужнiсть турбiн енергоагрегатiв цього типу враховується у виглядi функцiй  $P_T = f(t)$ .

### 3.2.2. Врахування синхронних генераторів

Електромагнітний момент, що діє на вал ротора генератора в динамічному переході, є результатом реакції на зовнішні відносно генератора збурення й на внутрішні процеси в генераторі. Зовнішні й внутрішні процеси взаємозалежні й тому їх поділ умовний.

Повний опис процесів, що відбуваються в обмотках і системах АРВ генераторів, здійснюється за допомогою підсистем диференціальних рівнянь високого порядку. Моделювання процесів за допомогою цих підсистем у спрощеному виді передбачене в промислових програмних комплексах, призначених для аналізу режимів електроенергетичних систем.

У цих же комплексах передбачені також найбільш прості математичні моделі генераторів, зручні для вивчення принципово важливих процесів у генераторах, що випредставляють вирішальне вплив на зміну електромагнітних моментів.

Найпростішою математичною моделлю електромеханічних перехідних процесів генератора одномашинної енергосистеми є його рівняння руху у якому електромагнітна потужність  $P$  представляється в спрощеній формі. Установимо вид генератора, що використовується для розрахунків цієї потужності.

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_i - P$$

Із принципу незмінності сумарного потокозчеплення обмотки збудження в початковий момент стрибкоподібної зміни режиму синхронної машини впливає, що в моменти комутації зберігає своє значення тільки поперечна складова  $E_q'$  перехідний ЕРС при відсутності демпферних обмоток або складова  $E_q''$  надперехідною ЕРС, якщо машина постачена демпферними обмотками.

У розрахунках динамічної стійкості процеси в демпферних обмотках синхронних машин можна не враховувати, оскільки струми в цих обмотках загасають швидко - у соті частки секунди, тоді як період коливань ротора досягає 1,5 - 2,0 сек.

Із цих умов впливає, що при розрахунках динамічної стійкості синхронний генератор може враховуватися моделлю ( $E_q' x'd$ ).

Точний вираз електромагнітної потужності в цьому випадку має вигляд

$$P = \frac{E'_q U}{x'_d \Sigma} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \frac{x'_q - x'_d}{x'_{q\Sigma} \cdot x'_{d\Sigma}} \sin 2\delta$$

де  $x'_{d\Sigma} = x'_d + x_{ГС}$ ,  $x'_{q\Sigma} = x'_q + x_{ГС}$ ,  $x_{ГС}$  - опір елементів між генератором і прийомною системою.

Кутову характеристику може бути побудовано шляхом графічного додавання двох синусоїдальних функцій (рис. 3.5).

У практичних розрахунках часто опускають другу складову

потужності через малу величину  $\delta$ , крім того, приймають

$$E'_q = E',$$

тобто поперечна складова дорівнює за модулем перехідний ЕРС.

При несиметричних коротких замиканнях і в неповнофазних режимах у розрахунках динамічної стійкості енергосистем урахуються, як правило, електромагнітні моменти генераторів, створювані тільки струмами прямої послідовності.

Струми нульової послідовності, якщо вони протікають у статорних обмотках генератора, створюють пульсуючі електромагнітні поля, що розсіюються переважно в повітряному зазорі близько цих обмоток. На обертання ротора генератора ці поля мають дуже слабкий вплив, який немає необхідності враховувати. До того ж на потужних електростанціях струми нульової послідовності в обмотки генераторів не потрапляють, оскільки замикаються в генераторних обмотках трансформаторів, з'єднаних за схемою трикутника.

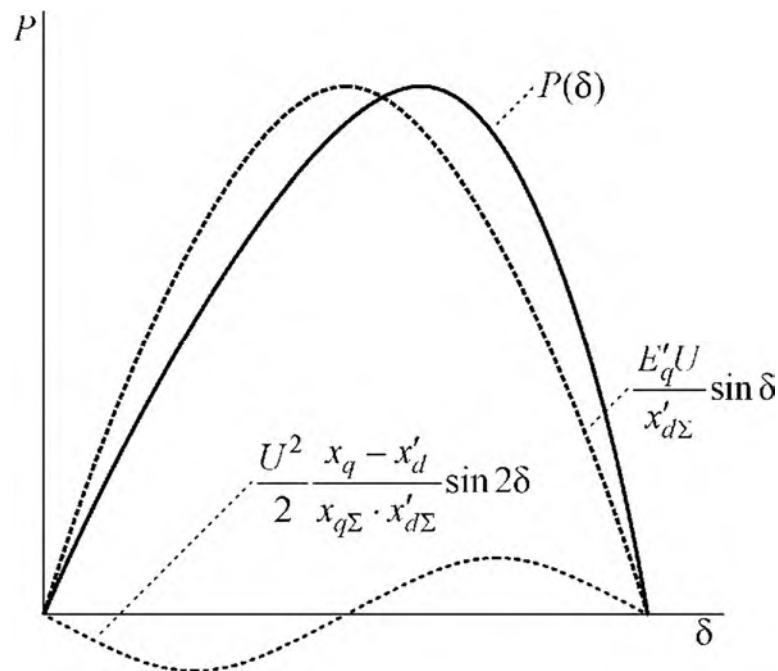


Рис. 3.5. Кутова характеристика потужності генератора і її складові в

результаті використовують наближене вираження 
$$P = \frac{E'U}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta$$

Струми зворотної послідовності протікають у статорних обмотках генератора й створюють магнітний потік реакції, що обертається в напрямку, зворотному напрямку обертання ротора, що й має, отже, подвійну швидкість щодо останнього. Виникаючий при цьому момент обертання змінюється періодично з подвійною частотою. Механічна інерція ротора машини настільки велика, що ротор не встигає за періодичними коливаннями моменту настільки високої частоти (100 Гц). Середнє ж значення цього моменту близько до нуля. На величину основного

синхронного потоку в повітряному зазорі, а, отже, і на величину основної гармоніки ЕРС цей магнітний потік майже не виявляє впливу й тому в спрощених математичних моделях синхронного генератора не враховується.

### 3.2.3. Врахування електричної мережі

У симетричних режимах при розрахунках динамічної стійкості електрична мережа враховується звичайною схемою заміщення, що використовується при розрахунках симетричних режимів, що встановилися, включаючи граничні за статичною стійкістю режими енергосистем.

У несиметричних режимах використовуються схеми заміщення, за якими визначаються струми прямої послідовності в генераторних вузлах. У загальному випадку це комплексні схеми заміщення. У практичних розрахунках побудова схем заміщення електричної мережі, призначених для визначення струмів і потужностей прямої послідовності, проводиться відповідно до правила еквівалентності прямої послідовності, згідно з яким струм прямої послідовності  $I_{k1}^{(n)}$ ,  $n=1;2;1,1;3$  у місці короткого замикання визначається як

$$I_{k1}^{(n)} = \frac{E_p}{j(x_{1\Sigma} + x_{\Lambda}^{(n)})}$$

де  $x_{1\Sigma}$  - результуючий опір прямої послідовності;  $E_p$  - еквівалентна ЕРС;  $x_{\Lambda}^{(n)}$  - додатковий опір (шунт), складений з результуючих опорів зворотної  $x_{2\Sigma}$  і нульової  $x_{0E}$  послідовностей для кожного виду КЗ:

$$x_{\Lambda}^{(1)} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}; x_{\Lambda}^{(2)} = x_{2\Sigma}; x_{\Lambda}^{(1.1)} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$$

Для трифазного КЗ шунт  $x_{\Lambda}^{(3)} = 0$ .

У несиметричному режимі шунт підключається поперечно до схеми прямої послідовності в точці КЗ.

При поздовжній несиметрії в місці обриву або відключення фази до схеми заміщення прямої послідовності подовжньо підключається додатковий опір між точками розриву елемента мережі, обумовлене як:

$$x_{\Delta L}^{(1)} = \frac{x_{L2\Sigma} \cdot x_{L0\Sigma}}{x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma}} \text{ — при обриві (відключенні) однієї фази;}$$

$$x_{\Delta L}^{(2)} = x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma} \text{ — при обриві (відключенні) двох фаз.}$$

### 3.2.4. Врахування навантаження

Врахування навантаження при розгляді динамічної стійкості проводиться, як правило, шляхом її заміщення постійним опором. Найбільш точним було б врахування навантаження статичними або динамічними характеристиками. Однак при цьому значно ускладнюються розрахунки. Крім того, часто при практичних розрахунках динамічної стійкості статичні

й динамічні характеристики навантаження залишаються невідомими. Їхнє визначення вимагає проведення експериментальних робіт, що сполучене з великими витратами часу й не завжди можливо в умовах експлуатації.

Велике рухове навантаження враховується у вигляді еквівалентних синхронних або асинхронних двигунів, для яких у промислових програмних комплексах передбачені відповідні математичні моделі. Ці ж математичні моделі використовуються для конкретних електродвигунів при дослідженні їх динамічної стійкості в складі електроенергетичних систем.

### 3.3. Правило площ і критерій динамічної стійкості

Розглянемо електромеханічні перехідні процеси, що виникають в найпростішій електроенергетичній системі (рис. 3.6, а) при несиметричному короткому замиканні на одному з ланцюгів лінії і при наступному її відключенні.

Згідно з попередніми міркуваннями в цьому випадку слід скласти три схеми заміщення: для нормального, аварійного й після-аварійних режимів. В усі ці схеми генератор уводиться перехідною ЕРС  $E'$  і перехідним опором в поздовжній осі  $x'_d$

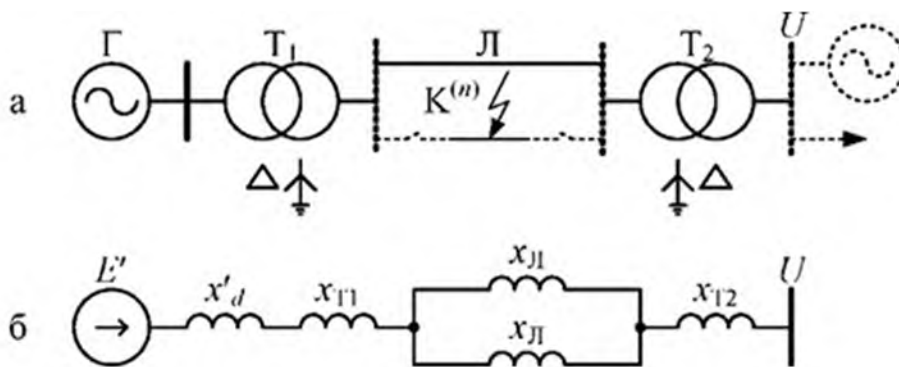


Рис. 3.6. Найпростіша енергосистема (а) та її схема заміщення

За схемою заміщення нормального режиму, б) визначається взаємний опір  $x_I$  між точкою включення ЕРС  $E'$  і шинами нескінченної потужності

$$x_I = x'_d + x_{T1} + \frac{x_{Л}}{2} + x_{T2}$$

Тоді вирази для електромагнітної потужності генератора записується у вигляді:

$$P_I = \frac{E'U}{x_I} \sin \delta$$

У схемі заміщення аварійного режиму необхідно, як вище відзначене, приєднати до точки короткого замикання шунт, складений з результируючих опорів зворотної й нульовий послідовностей (рис. 3.7, а), обумовлених в відповідних схемах заміщення (рис. 3.7, б і 3.7, в). Опір шунта  $x_{\Delta}^{(n)}$  визначається залежно від виду несиметричного КЗ, а взаємний опір  $x_{II}$  визначається за формулою



$$x_{II} = (x'_d + x_{T1}) + (x_{Л/2} + x_{T2}) + \frac{(x'_d + x_{T1})(x_{Л/2} + x_{T2})}{x_{\Delta}^{(n)}}$$

Вираз для електромагнітної потужності в аварійному режимі має такий вигляд:

$$P_{II} = \frac{E'U}{x_{II}} \sin \delta$$

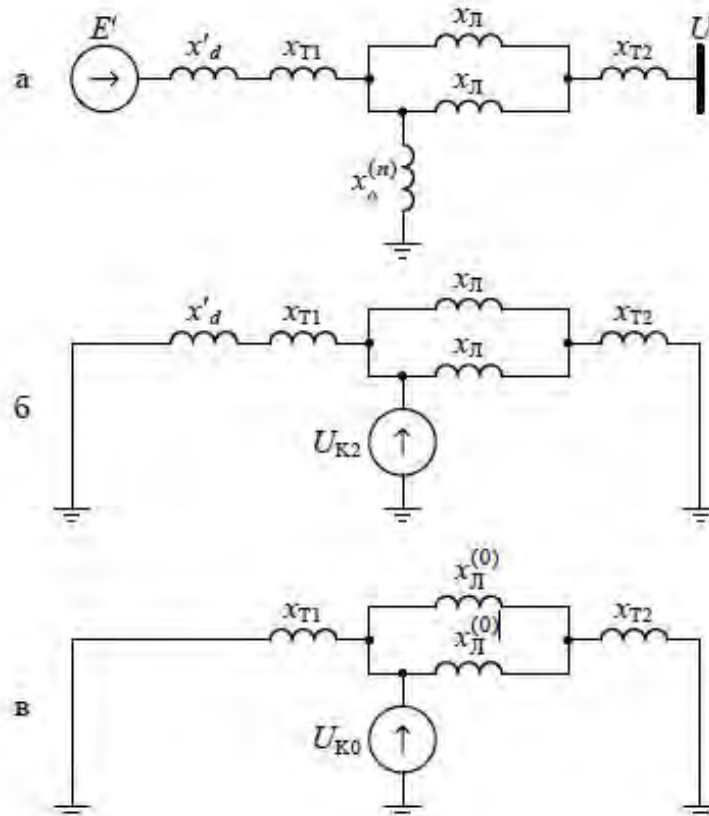


Рис. 3.7. Схема заміщення аварійного режиму (а) і схеми заміщення для розрахунку шунта зворотної послідовності (б) і нулевої послідовності (в)

Схема заміщення післяаварійного режиму відзначається від схеми заміщення нормального режиму відсутністю опору відключеного ланцюга (Рис. 3.8).

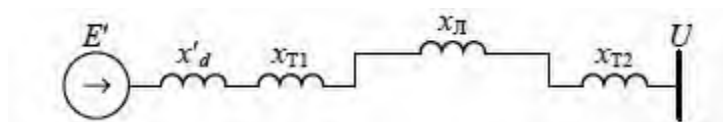


Рис. 3.8. Схема заміщення в після аварійному режимі

Взаємний опір схеми в цьому випадку визначається як

$$x_{III} = x'_d + x_{T1} + x_{Л} + x_{T2}$$

а для електромагнітної потужності кращий вираз:

$$P_{III} = \frac{E'U}{x_{III}} \sin \delta$$

На рис.3.9 графічно показані кутові характеристики для нормального,

аварійного й післяаварійних режимів.

У початковий момент короткого замикання ротор генератора в силу інерції зберігає кут  $\delta_0$  відносно синхронно обертової осі, а електромагнітна потужність падає до величини, обмеженою точкою  $b$ . На валу ротора виникає надлишковий прискорювальний момент, під дією якого збільшується відносна швидкість, і зростає кут  $\delta$ . Якщо ушкоджений ланцюг не відключиться, то генератор випаде із синхронізму. Однак через якийсь час (при  $\delta = \delta_{\text{від}}$ ) релейний захист відключає ушкоджений ланцюг, і електричне навантаження на генератор стрибком (від точки  $d$  до точки  $d'$ ) зростає у зв'язку з переходом на післяаварійну характеристику. На валу ротора з'являється надлишковий гальмуючий момент, під дією якого його рух уповільнюється. Гальмування ротора відбувається доти, поки додаткова кінетична енергія, накопичена до моменту відключення ушкодженому ланцюга, не перетвориться в потенційну.

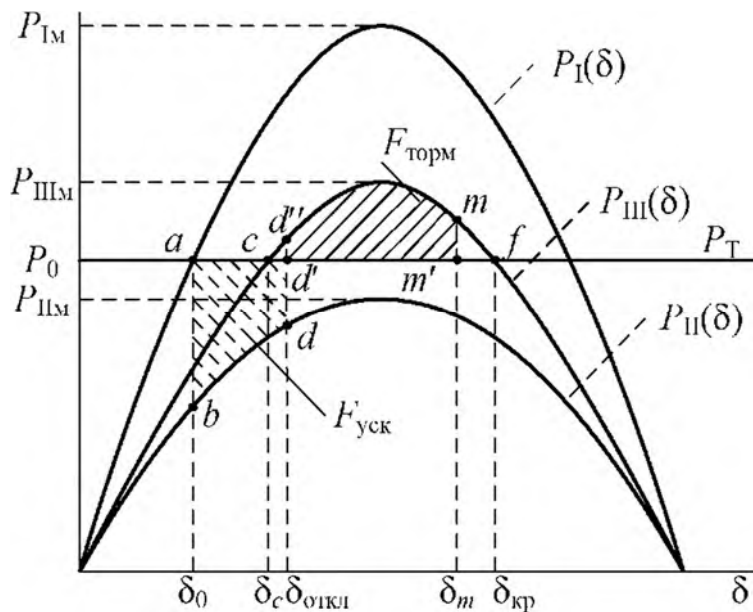


Рис. 3.9. Ділянки прискорення і гальмування при стійкому динамічному переході генератора

Оскільки площа на площині  $P = f(\delta)$  у деякій пропорції відбиває енергію (або роботу), то відповідно до закону збереження кількості енергії впливає, що майданчик  $d'd''mm'd'$  ( $F_{\text{торм}}$ ), відповідно до гальмування, повинна бути рівною майданчику  $acd'dba$  ( $F_{\text{уск}}$ ), відповідної до прискорення ротора генератора.

Рівність між майданчиками гальмування й прискорення називається *правилом площ*.

$$F_{\text{торм}} = F_{\text{уск}}$$

Як видно з рис. 3.9, для розглянутого випадку є можливість подальшого гальмування, тобто у випадку більш пізнього відключення ушкодженому ланцюга ротор міг би загальмуватися. Тому площа  $d'd''mfm'd'$

можна назвати *площею можливого гальмування*  $F_{\text{возм.гальм}}$ . Відношення площі можливого гальмування до площі прискорення представляє собою *коефіцієнт запасу динамічної стійкості*:

$$K_{д.н} = \frac{F_{\text{возм.торм}}}{F_{\text{уск}}}$$

Критерієм динамічної стійкості найпростішої енергосистеми, мабуть, буде

$$K_{д.н} \geq 1.$$

Остання нерівність означає, що для збереження динамічної стійкості одномашинної енергосистеми необхідно й досить, щоб площа можливого гальмування була більше або дорівнює площі прискорення.

### 3.4. Визначення граничного кута відключення ушкодженому ланцюга лінії електропередачі

При  $K_{д.н} = 1$  має місце критичний випадок, коли генератор або зберігає стійку роботу, або випадає із синхронізму. Час і кут, при яких відключається ушкоджений ланцюг є граничним, тобто  $\delta_{\text{відкл}} = \delta_{\text{відкл.ін}}$ ,  $t_{\text{відкл}} = t_{\text{відкл.пр}}$ .

Очевидно, що якщо відключення ушкодженого ланцюга здійснюється трохи пізніше, тобто при  $t_{\text{відкл}} > t_{\text{відкл.ін}}$  і, відповідно, при  $\delta_{\text{відкл}} > \delta_{\text{відкл.пр}}$ , то генератор випадає із синхронізму. На рис. 3.10 показаний випадок, відповідний до граничного кута відключення  $\delta_{\text{відкл.пр}}$  ушкодженому ланцюга.

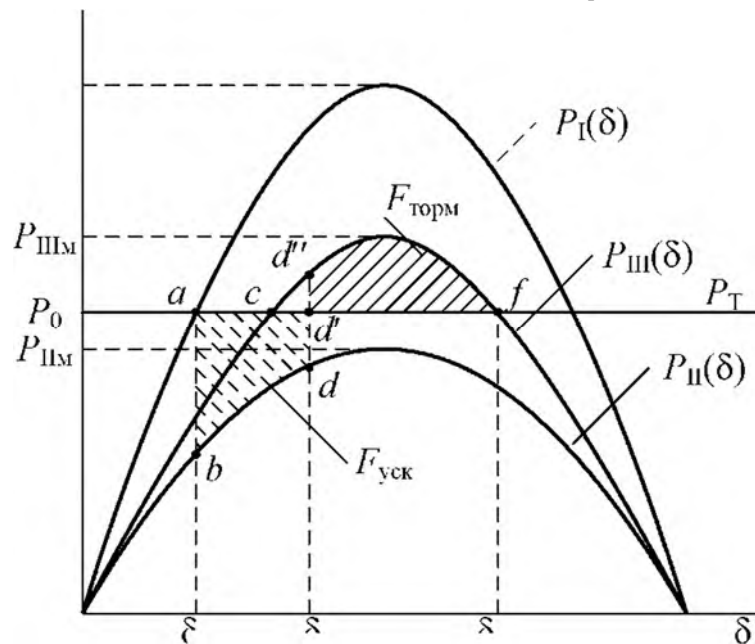


Рис. 3.10. Ділянки прискорення і гальмування при граничному динамічному переході генератора

Величина  $\delta_{\text{відкл.ін}}$  легко може бути визначена з енергетичних міркувань. Оскільки площа можливого гальмування й площа прискорення в цьому випадку однакові, то, мабуть, їхня алгебраїчна сума буде дорівнює нулю:

$$F_{acd'dba} + F_{d'd'fa} = 0$$

або

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{откл.пр}} (P_0 + P_{ШМ} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{откл.пр}}^{\delta_{кр}} (P_0 + P_{ШМ} \sin \delta) d\delta = 0$$

У результаті інтегрування рівняння отримаємо:

$$P_0(\delta_{откл.пр} - \delta_0) + P_{ШМ}(\cos \delta_{откл.пр} - \cos \delta_0) + \\ P_0(\delta_{кр} - \delta_{откл.пр}) + P_{ШМ}(\cos \delta_{кр} - \cos \delta_{откл.пр}) = 0,$$

Звідки,

$$\cos \delta_{откл.пр} = \frac{P_0(\delta_{кр} - \delta_0) + P_{ШМ} \cos \delta_{кр} - P_{ШМ} \cos \delta_0}{P_{ШМ} - P_{ШМ}}$$

де кути  $\delta_0$  і  $\delta_{кр}$  виражені в радіанах. Величина критичного кута визначається, відповідно до рис. 3.10, за виразом

$$\delta_{кр} = \pi - \arcsin \frac{P_0}{P_{ШМ}}$$

При практичних розрахунках звичайно цікавить не граничний кут відключення, а граничний час відключення, для того щоб висунути вимоги до роботи релейного захисту й автоматики.

За допомогою правила площ безпосередньо визначити час відключення неможливо. Для цього необхідно розв'язати рівняння руху ротора.

Нагадаємо, що рівняння руху ротора є нелінійним диференціальним рівнянням другого порядку. Аналітично рівняння такого виду не вирішуються. Тому доводиться прибгати до різних методів чисельного інтегрування. Знайти розв'язок диференціального рівняння - це значить знайти функцію, що обертає рівняння в тотожність. У цьому випадку це функція, що відбиває зміну кута за часом, тобто залежність  $\delta = f(t)$ .

Якщо буде відома така функція, то за величиною  $\delta_{відкл.ін}$  неважко буде визначити граничний час відключення ушкоджені ланцюга.

### 3.5. Метод послідовних інтервалів

Метод послідовних інтервалів розроблений для практичного аналізу динамічної стійкості енергосистем. Незважаючи на велику кількість інших більш загальних методів чисельного розв'язку диференціальних рівнянь метод послідовних інтервалів використовується часто, оскільки при задовільній точності дає наочне представлення про взаємозв'язок між параметрами режиму в динамічних процесах. За допомогою цього методу можна встановити граничний час відключення елемента з коротким замиканням, урахувати дію автоматичних регуляторів збудження, оцінити зміну реакції статора в часі й інші процеси. Як і інші чисельні методи, метод послідовних інтервалів дозволяє одержувати наближені розв'язки диференціальних рівнянь, зокрема, наближений розв'язок рівняння руху ротора генератора

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_0 - P_M \sin \delta$$

Розглянемо розв'язок цього рівняння при роботі генератора одномашинної енергосистеми в режимі короткого замикання на один з ланцюгів дволанцюговій електропередачі.

Завдання знаходження функції  $\delta = f(t)$  вирішується в кінцевих збільшеннях. Для цього час протікання процесу розбивається на ряд невеликих інтервалів часу  $\Delta t$ , і для кожного із цих інтервалів послідовно обчислюються збільшення кута  $\Delta\delta$ .

У момент короткого замикання потужність, що віддається генератором, зменшується стрибком, і на валу виникає небаланс потужностей

$$\Delta P_{(0)} = P_0 - P_{\text{пм}} \sin \delta_0 ,$$

під впливом якого ротор одержує початкове прискорення

$$\alpha_{(0)} = \frac{\Delta P_{(0)}}{T_j}$$

Для досить малого інтервалу часу  $\Delta t$  можна допустити цей небаланс незмінним, а відносний рух ротора, відповідно, рівномірно прискореним. Тоді за формулами рівноприскореного руху неважко обчислити збільшення кута  $\Delta\delta_{(1)}$  протягом першого інтервалу часу:

$$\Delta\delta_{(1)} = \alpha_{(0)} \frac{\Delta t^2}{2} = \frac{\Delta P_{(0)}}{T_j} \frac{\Delta t^2}{2}$$

Тут кут, час і постійний інерції виражені в радіанах. У практичних розрахунках зручніше користуватися виразом кута в електричних градусах, а час і постійну інерції представляти в секундах. Для цього необхідно врахувати, що:

$$\Delta\delta_{(1)}[\text{рад}] = \frac{\omega_0[\text{рад/с}]}{360[\text{ел.гр.}]/f_0[\text{Гц}]} \Delta\delta[\text{ел.гр.}];$$

$$t[\text{рад}] = \omega_0[\text{рад/с}]t[\text{с}]; \quad T_j[\text{рад}] = \omega_0[\text{рад/с}]T_j[\text{с}].$$

При аналізі цих співвідношень впливають вирази

$$\frac{\omega_0}{360 f_0} \Delta\delta_1 = \frac{\Delta P_{(0)}}{\omega_0 T_j} \frac{\omega_0^2 \Delta t^2}{2} ,$$

яке після незначних перетворень приводиться до виду

$$\Delta\delta_{(1)} = \frac{360 f_0}{T_j} \frac{\Delta t^2 \Delta P_{(0)}}{2} ,$$

або

$$\Delta\delta_{(1)} = K \frac{\Delta P_{(0)}}{2} ,$$

де

$$K = \frac{360 f_0 \Delta t^2}{T_j}$$

Кут наприкінці першого інтервалу визначається як

$$\delta_{(1)} = \delta_0 + \Delta\delta_{(1)},$$

а небаланс потужностей на валу складе величину

$$\Delta P_{(1)} = P_0 - P_{II_M} \sin \delta_{(1)}.$$

Небаланс потужностей  $\Delta P_{(1)}$  створює на початку другого інтервалу пропорційне йому прискорення  $\alpha_{(1)}$ . При обчисленні збільшення кута  $\Delta\delta$  протягом другого інтервалу часу необхідно врахувати, що крім діючого в цьому інтервалі прискорення приріст кута відбувається й за рахунок відносної швидкості  $v_{(1)}$ , придбаній ротором протягом першого інтервалу. Тому

$$\Delta\delta_{(2)} = v_{(1)} \Delta t + \alpha_{(1)} \frac{\Delta t^2}{2}$$

Для отримання більш точних результатів розрахунків відносно швидкість  $v_{(1)}$  визначають не за початковим прискоренням  $\alpha_{(0)}$ , а за середнім прискоренням  $\alpha_{\text{порівн}(1)}$ , що діє на першому інтервалі часу:

$$v_{(1)} = \alpha_{\text{cp}(1)} \cdot \Delta t = \frac{\alpha_{(0)} + \alpha_{(1)}}{2} \Delta t$$

При такому усередненні впливає:

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

або

$$\Delta\delta_{(2)} = \Delta\delta_{(1)} + K \Delta P_{(1)}.$$

Кут наприкінці другого інтервалу складе величину

$$\delta_{(2)} = \delta_{(1)} + \Delta\delta_{(2)},$$

а небаланс потужностей на валу визначиться як

$$\Delta P_{(2)} = P_0 - P_{II_M} \sin \delta_{(2)}$$

Подальший розрахунок приростів кута на інтервалах часу здійснюється за рекурентною формулою

$$\Delta\delta_{(i+1)} = \Delta\delta_{(i)} + K \Delta P_{(i)},$$

Ця розрахункова формула видозмінюється тільки в інтервалах часу, у яких відбуваються переходи на інші кутові характеристики внаслідок перемикань в електроенергетичній системі.

Зокрема, якщо наприкінці  $k$ -го інтервалу часу відбувається відключення ушкодженого ланцюга одномашинної енергосистеми, то небаланс потужностей стрибком змінюється від деякої величини  $\Delta P'_{(k)}$  до величини  $\Delta P''_{(k)}$ , що виникає в початковий момент післяаварійного режиму (рис. 3.11).

При обчисленні збільшення кута  $\Delta\delta_{(k+1)}$  в  $(\delta_0 + I)$ -м інтервалі небаланс потужностей у його початку визначається як середня величина з небалансів потужностей  $\Delta P'_{(k)}$  і  $\Delta P''_{(k)}$ . Тому

$$\Delta\delta_{(k+1)} = \Delta\delta_{(k)} + K \frac{\Delta P'_{(k)} + \Delta P''_{(k)}}{2},$$

де

$$\Delta P'_{(k)} = P_0 - P_{MII} \sin \delta_{(k)}$$

$$\Delta P''_{(k)} = P_0 - P_{MIII} \sin \delta_{(k)}.$$

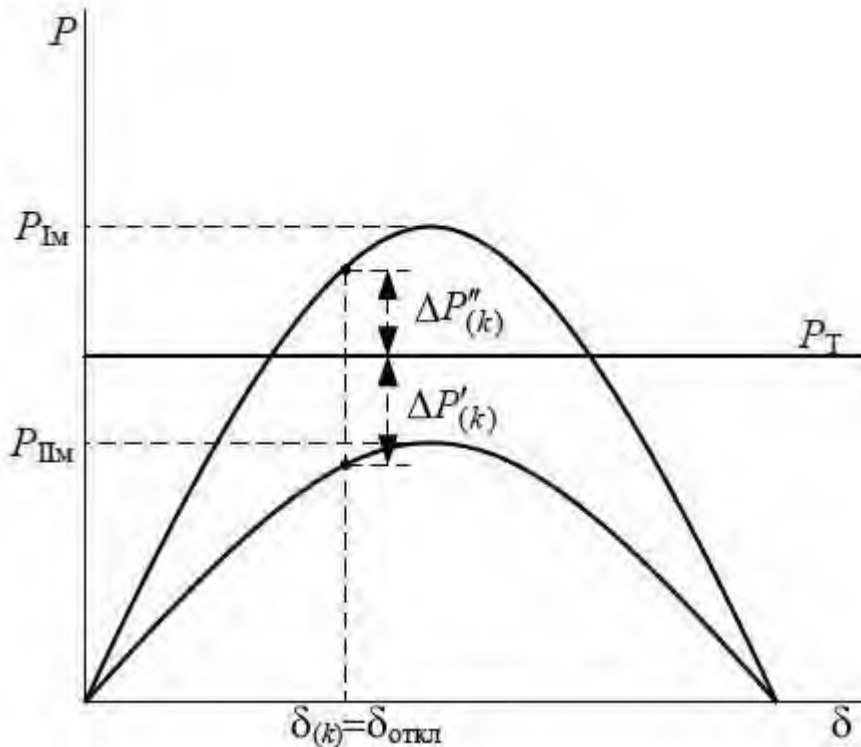


Рис. 3.11. Зміна небалансу потужностей на валу генератора при відключенні ушкодженого ланцюга

Метод послідовних інтервалів використовується звичайно для оцінкових розрахунків або в навчальних цілях. Величина інтервалу часу в цих випадках приймається, як правило, рівної 0,03 - 0,05 сек. При машинних експлуатаційних розрахунках використовуються більш точні й, відповідно, більш складні чисельні методи. Довжина інтервалу часу (кроку інтегрування) у цих розрахунках часто приймається рівної 0,01 з або 0,02 сек.

Розрахунки методом послідовних інтервалів, як і іншими чисельними методами, ведуться доти, поки кут  $\delta$  не почне зменшуватися або поки не з'ясується, що його величина безмежно зростає й, отже, генератор випадає із синхронізму.

Метод послідовних інтервалів можна застосовувати разом із правилом площ для визначення гранично припустимого часу відключення  $t_{\text{відкл.ін}}$  ушкодженого ланцюга.

Для цього за правилом площ визначають граничний кут відключення  $\delta_{\text{відкл.ін}}$  і за допомогою методу послідовних інтервалів обчислюють залежність  $\delta = f(t)$  (рис. 3.12). За допомогою цієї залежності за координатами  $t_{\text{відкл.пр}}$  визначають граничний час відключення ушкодженному

ланцюга.

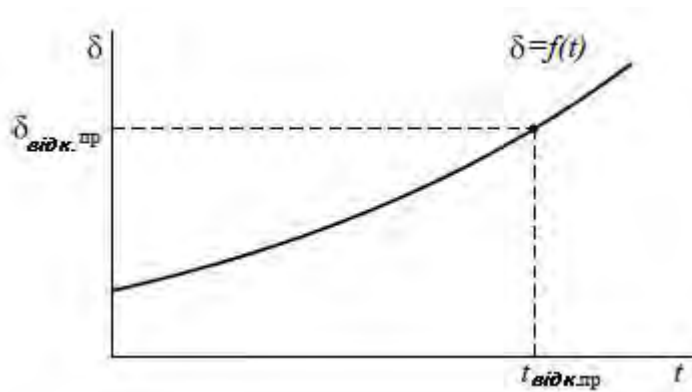


Рис. 3.12. Визначення часу відключення ушкодженому ланцюга

Слід зазначити, що з використанням чисельних методів розв'язку диференціальних рівнянь вирішуються багато завдань електроенергетичних систем, такі як визначення меж динамічної стійкості, аналіз системних аварій, налаштування засобів протидії-аварійного керування й інші.

Визначення граничного значення кута й часу короткого замикання

Правило площ дозволяє аналітично визначити значення граничного кута відключення короткого замикання. Припустимо, що в розглянутій схемі відбулося несиметричне коротке замикання при куті  $\delta_0$  і відключилося через заданий час. Визначимо граничний кут відключення  $\delta_{п. про}$ , при якому стійкість буде збережена.

Прирівнюємо площі прискорення й можливого гальмування (рис.3.13), границі яких обмежуються відповідно кутами від  $\delta_0$  до  $\delta_{п. про}$  ( $S_y$ ) і від  $\delta_{п.0}$  до  $\delta_{кр}$  ( $S_m$ ), то  $S_y = S_m$ .

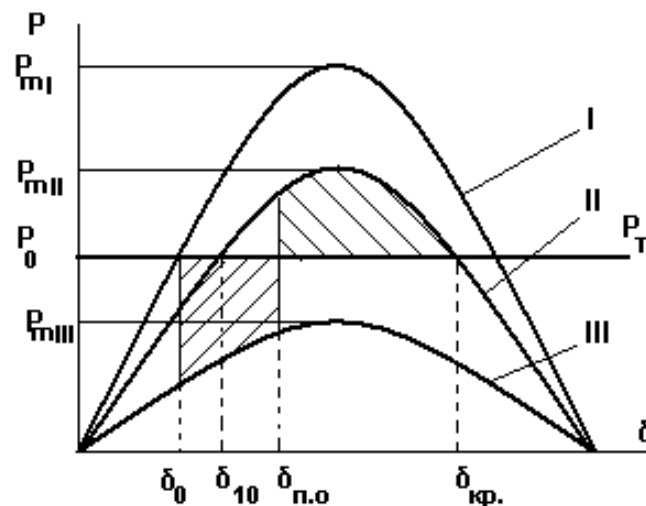


Рис.3.13. Кутіві характеристики синхронного генератора для визначення граничного кута відключення короткого замикання

Можна написати:



$$\int_{\delta_0}^{\delta_{no}} (P_o - P_{m_{III}} \cdot \sin \delta) d\delta = \int_{\delta_{n.o}}^{\delta_{кр}} (P_{m_{II}} \cdot \sin \delta - P_o) d\delta$$

Інтегруємо в заданих інтервалах:

$$P_o (\delta_{n.o} - \delta_0) - P_{m_{III}} \cdot (\cos \delta_{n.o} - \cos \delta_0) - \\ P_{m_{II}} (\cos \delta_{кр} - \cos \delta_{no}) + P_o (\delta_{кр} - \delta_{n.o}) = 0$$

і остаточно:

$$\cos \delta_{n.o} = \frac{P_o (\delta_{кр} - \delta_0) + P_{m_{II}} \cdot \cos \delta_{кр} - P_{m_{III}} \cdot \cos \delta_0}{P_{m_{II}} - P_{m_{III}}}$$

де  $\delta_{кр}$  – критичний кут, за яким усталена робота генератора неможлива.

$$P_o = P_{m_{II}} \cdot \sin \delta_{10}; \quad \text{але} \quad \delta_{кр} = 180^\circ - \delta_{10};$$

$$\text{Або } \delta_{кр} = 180^\circ - \arcsin \frac{P_o}{P_{m_{II}}}$$

Підставляючи знайдене значення  $\delta_{кр}$  визначимо граничний кут відключення короткого замикання, при якому ще динамічна стійкість синхронного генератора й електричної системи зберігається.

Для практичних цілей визначення граничного кута відключення недостатньо. Обладнанням релейного захисту або вимикача повинні бути задані часи відключення короткого замикання, відповідні до граничного кута відключення. За допомогою правила площ визначити граничний час відключення короткого замикання неможливо, для цієї мети потрібно скористатися чисельними методами розв'язку диференціальних рівнянь. Тільки в одному випадку - при трифазному короткому замиканні на шинах можна аналітично розв'язати диференціальне рівняння синхронного генератора й визначити  $\delta=f(t)$ .

### 3.6. Динамічна стійкість одномашинної енергосистеми при повному скиданні потужності

Повне скидання активної потужності генератора одномашинної енергосистеми (рис. 3.14,а) відповідає повному його відключенню від мережі або трифазному короткому замиканню поблизу шин підключення.

У випадку відключення від мережі активна й реактивна потужності генератора стрибком зменшуються до нуля. При трифазному короткому замиканні в обмотках генератора Г і трансформатора Т<sub>1</sub> протікає великий струм, що викликає в ньому втрати активної й реактивної потужностей. При великій установленій потужності генератора й трансформатора виникаючі втрати активної потужності невеликі в силу малості активних опорів, втрати ж реактивної потужності в кілька раз перевищують номінальну потужність генератора. У той же час убік прийомної енергосистеми в цьому випадку

активна й реактивна потужності не передаються, тому що через точку трифазного КЗ наскрізний струм не проходить. Тому, якщо не враховуються активні опори елементів енергосистеми (рис. 3.14,б), то при трифазному КЗ буде спостерігатися повне скидання активної потужності, як і при відключенні генератора від мережі.

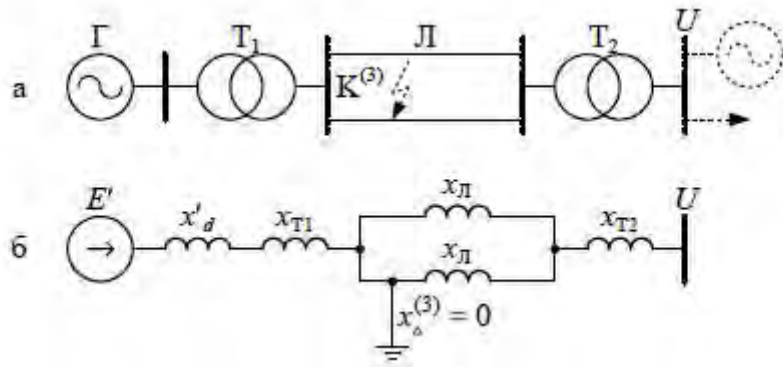


Рис. 3.14. Найпростіша енергосистема (а) та схема заміщення при трьохфазному кз (б)

Взаємний опір  $x_{II}$ , відповідно до схеми заміщення в режимі трифазного короткого замикання (рис.3.14,б), визначається як

$$x_{II} = x'_d + x_{T1} + \frac{x_L}{2} + x_{T2} + \frac{(x'_d + x_{T1})(x_L/2 + x_{T2})}{x_{\Delta}^{(3)}}$$

Оскільки  $x_{\Delta}^{(3)} = 0$ , цей опір, як і при відключенні генератора від мережі, є нескінченним, а передана від генератора потужність, відповідно, дорівнює нулю. Кутова характеристика  $P_{II} = f(\delta)$  у цьому випадку представляє собою пряму лінію, що збігається з віссю абсцис (рис. 3.15).

У режимі короткого замикання вся потужність турбіни йде на прискорення ротора генератора, і його рівняння руху в цьому режимі має вигляд:

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_0$$

Відповідно, відносний рух ротора відбувається при постійному прискоренні:

$$\alpha = \frac{P_0}{T_j}$$

а розв'язок  $\delta = f(t)$  буде:

$$\delta = \delta_0 + \alpha \frac{t^2}{2} = \delta_0 + \frac{P_0}{2T_j} t^2$$

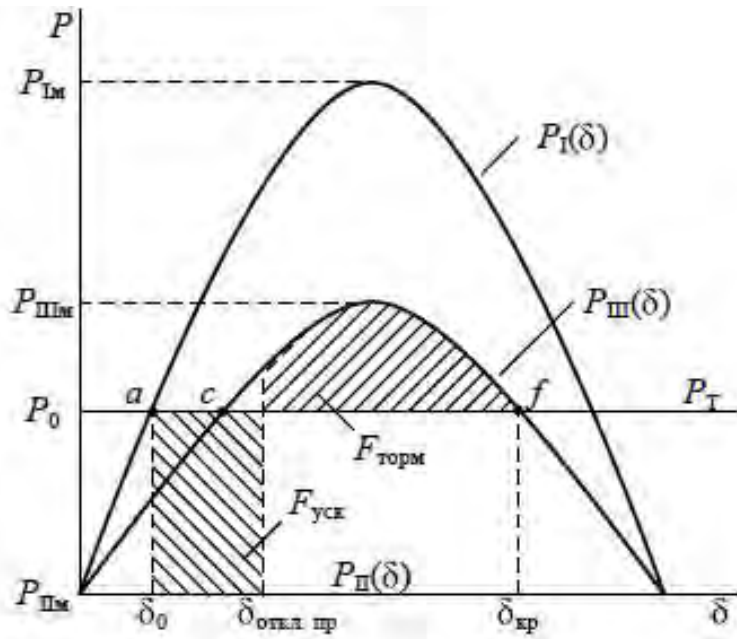


Рис. 3.15. Процеси при повному скиді потужності навантаження генератора.

Останній вираз дозволяє визначити граничний час відключення ушкодженого ланцюга дволанцюгової лінії електропередачі без чисельного розв'язку рівняння руху ротора генератора.

Час  $t$ , що відповідає довільному значенню кута  $\delta$  визначається з:

$$t = \sqrt{\frac{2T_j(\delta - \delta_0)}{P_0}}$$

Прийнявши  $\delta = \delta_{\text{відкл. пр}}$ , отримаємо вираз для визначення граничного часу відключення

$$t_{\text{відкл. пр}} = \sqrt{\frac{2T_j(\delta_{\text{відкл. пр}} - \delta_0)}{P_0}}$$

де  $T_j$  [рад],  $t$  [рад],  $\delta$  [рад],  $P_0$  [в.о].

У випадку, коли  $T_j$  [с],  $t$  [с],  $\delta$  [ел.гр],  $P$  [в.о], останнє співвідношення має вигляд

$$t_{\text{відкл. пр}} = \sqrt{\frac{2T_j(\delta_{\text{відкл. пр}} - \delta_0)}{360t_0P_0}}$$

Граничний кут відключення  $\delta_{\text{відкл. пр}}$ , визначається відповідно до правила площ.

### 3.7. Перевірка стійкості при наявності автоматичного повторного включення

Значна частина коротких замикань, що представляються на лініях електропередачі, може зникнути, якщо відключити ушкоджену ділянку від джерел живлення. Такі, наприклад, аварії, пов'язані з появою дуги на лініях

електропередачі. При відключенні лінії або фази ( при однофазному КЗ) дуга може згаснути й лінія або фаза можуть бути знову введені в роботу.

Автоматичне повторне включення (АПВ) може бути трифазним (ТАПВ), якщо при аварії на лінії відключаються й знову включаються три фази лінії або однофазним (ОАПВ), якщо відключається й включається тільки одна ушкоджена фаза. АПВ вважається успішним, якщо за час відключеного стану лінії (фази) коротке замикання ліквідується, і після зворотного включення може відновитися нормальна робота. АПВ вважається неуспішним, якщо зворотне включення проводиться на збережене коротке замикання. Відновлення нормальної роботи при успішних і неуспішних АПВ обмежується можливим порушенням динамічної стійкості енергосистеми.

При ТАПВ у одноланцюговій лінії (див. рис. 3.16,а) у режимі паузи АПВ генератор працює з нульовою потужністю (див. рис. 3.16,б), а після закінчення паузи, при успішному АПВ, його потужність різко збільшується у зв'язку з переходом на кутову характеристику нормального режиму. При виконанні критерію  $K_{д.в.} \geq 1$  генератор після декількох циклів коливання продовжить нормальну роботу. У випадку неуспішного ТАПВ здійсниться перехід на аварійну характеристику  $P_n = f(\delta)$ .

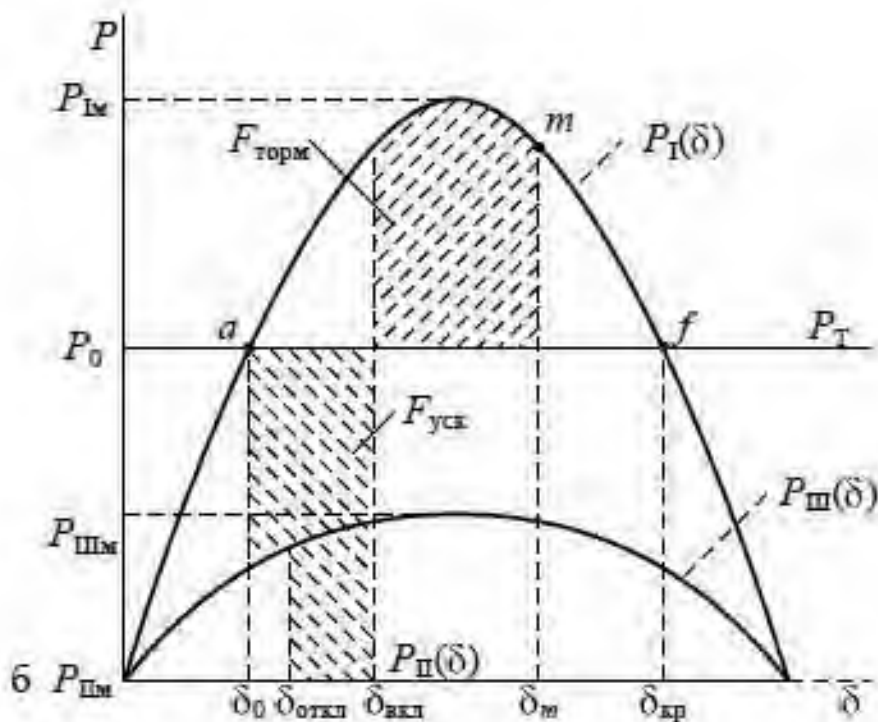


Рис. 3.16. Трифазне АПВ на одноколівній лінії електропередач

При неуспішному АПВ лінія відключається повторно на тривалий час, і завдання збереження динамічної стійкості енергосистеми з одноланцюговою лінією електропередачі втрачає зміст.

У неповнофазному режимі при ОАПВ кутова характеристика потужності генератора проходить досить високо, і гальмування ротора може початися вже в цьому режимі (рис. 3.17).

У випадку успішного ОАПВ відбувається перехід на характеристику нормального режиму й при виконанні критерію  $K_{Д.У.} \geq 1$  відновлюється вихідний режим, що встановився. При неуспішному ОАПВ проводиться трифазне відключення лінії й, якщо ця лінія одноланцюгова, зникає електричний зв'язок між вилученою електричною станцією й прийомною енергосистемою (див. рис. 3.16, а).

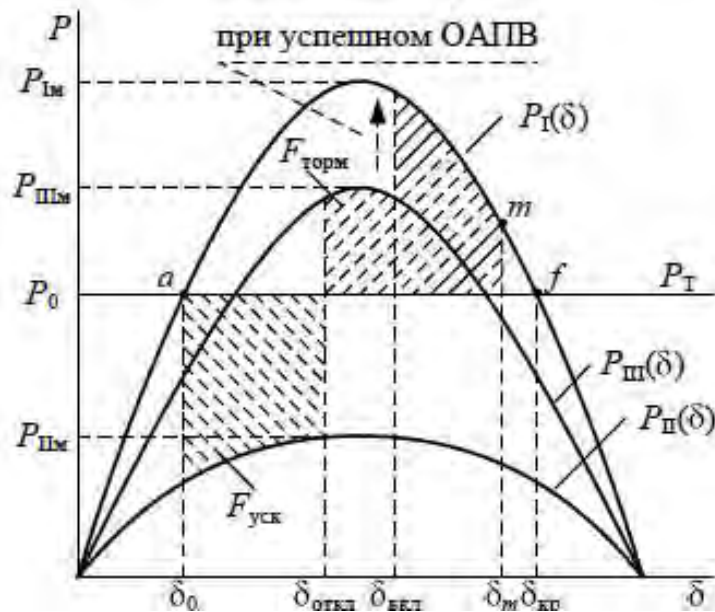


Рис. 3.17 Однофазне АПВ на одноколійній лінії електропередачі

Тривалість режиму короткого замикання  $t_{кз}$  складається із часу спрацьовування релейного захисту  $t_{рз}$  і часу роботи вимикача при відключенні  $t_{ов}$  :

$$t_{кз} = t_{рз} + t_{ов}$$

В електричних мережах напругою 110кВ і вище  $t_{кз} = 0,08-0,20$  сек. Тривалість паузи АПВ  $t_{апв} = 0,4-2,0$  сек. Нижнє значення цього діапазону обмежене часом відновлення діелектричних властивостей повітряного проміжку, іонізованого електричною дугою при короткому замиканні. Цей час становить приблизно 0,35 сек.

При  $t_{анв} = 0,4-0,8$  сек автоматичне повторне включення вважається швидкодіючим і позначається як ШАПВ.

Слід зазначити, що при аналізі електромеханічних перехідних процесів, що протікають у складних електроенергетичних системах, розглядається завдання збереження динамічної стійкості при успішних і неуспішних АПВ, а також при відсутності АПВ. Метою аналізу є визначення дозувань керуючих впливів, що забезпечують збереження динамічної стійкості енергосистем. Реалізація цих керуючих впливів в енергосистемах здійснюється засобами протиаварійного керування. Відомо

велика кількість таких засобів. Однак широке практичне застосування мають лише деякі з них.

### 3.8. Процеси при відключенні частини генераторів

Відключення генераторів (ВГ) під час динамічного переходу є найпоширенішим засобом збереження динамічної стійкості простих і складних електроенергетичних систем. Позитивними сторонами ВГ є висока ефективність і простота виконання, ВГ запобігає істотним негативним наслідкам, чому сприяють його широкому застосуванню.

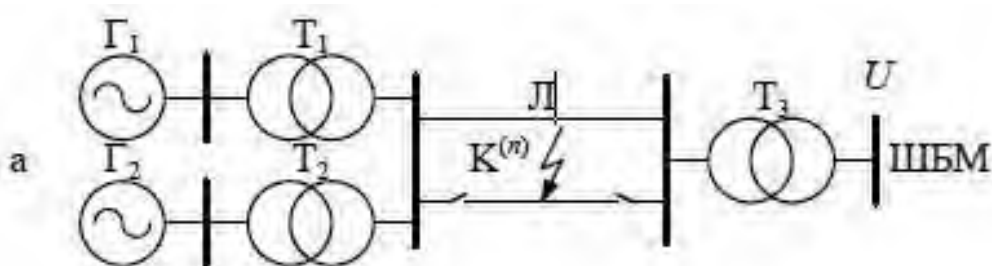
Відключення генераторів, як засіб збереження динамічної стійкості, призводить до тривалих, до 10 годин, втратам генераторних потужностей, обмеженням споживачів і зменшує надійність роботи встаткування теплових електростанцій.

На гідроелектростанціях повернення відключених генераторів проводиться досить швидко, однак і в цих випадках можливі короточасні відключення споживачів. У всіх випадках втрата великих генераторних потужностей створює напружені режими й збільшує ймовірність появи нових аварійних ситуацій в енергосистемах.

ВГ є універсальним засобом, що використовується для збереження динамічної стійкості простих і складних енергосистем при наявності і відсутності АПВ ліній електропередачі.

При ВГ різко зменшується еквівалентна потужність турбін і збільшується еквівалентний опір генераторів електростанцій. Зменшення потужності турбін призводить до збільшення майданчика можливого гальмування генераторів, а збільшення еквівалентного опору сприяє зниженню цього ефекту за рахунок зменшення амплітуди кутової характеристики потужності.

На рис. 3.18, б показані кутові характеристики потужності генераторів енергосистеми (рис.3.18,а) для нормального, аварійного й післяаварійного режимів.



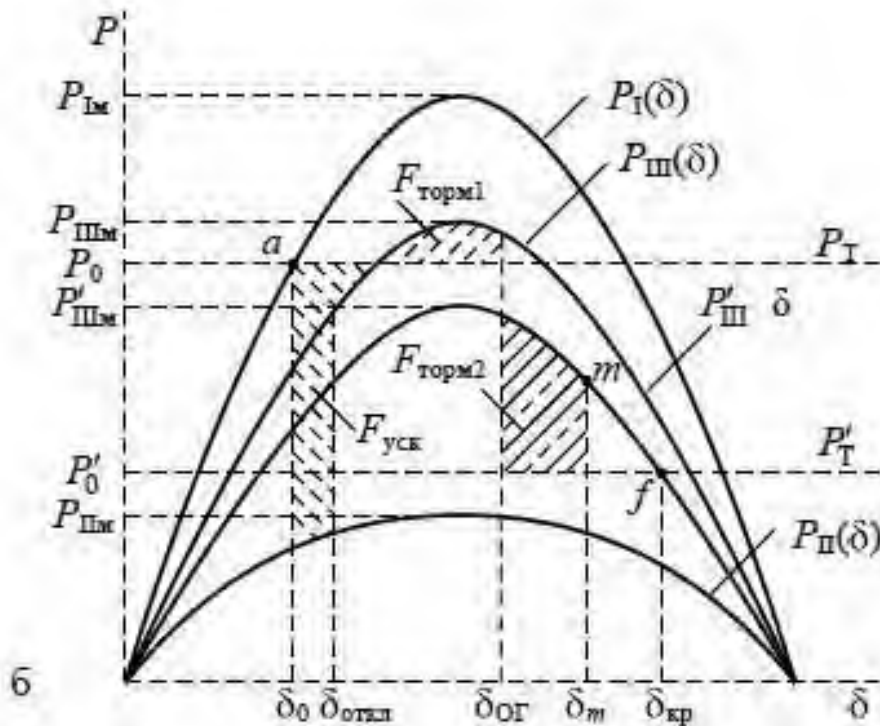


Рис. 3.18. Кутові характеристики при ОГ

Для післяаварійного режиму, що настає після відключення ушкодженого ланцюга, наведені кутові характеристики, що відповідають повному й неповному (після ВГ) складам генераторів. Видно, що майданчик можливого гальмування в результаті відключення частини генераторів збільшилася, і динамічна стійкість енергосистеми зберігається. При відсутності ВГ, як це можна оцінити за рис. 3.18,6,  $K_{д.в.} < 1$  і, відповідно, стійкість не зберігається.

### 3.9. Процеси при форсуванні збудження

Автоматичні регулятори збудження синхронних машин реагують на зміну їх напруг і інших параметрів режиму й тим самим впливають на протікання перехідних процесів в енергосистемах. Однак у деяких випадках цього впливу виявляється недостатньо й, зокрема, для збереження динамічної стійкості енергосистем використовується додатковий автоматичний вплив на систему АРВ із метою швидкого збільшення або зменшення струму збудження. Швидке підвищення струму збудження називається *форсування збудження (ФЗ)*, а його швидке зниження - *розфорсування збудження (РФЗ)*. Технічно ФВ здійснюється шляхом підвищення напруги збудника  $U_f$ , під дією якого протікає струм в обмотці збудження синхронної машини. В електромашинних системах збудження (рис. 3.19) підвищення напруги  $U_f$ , досягається за рахунок різкого зменшення опору  $R$  у ланцюзі живлення обмотки збудження збудника (ОЗЗ).

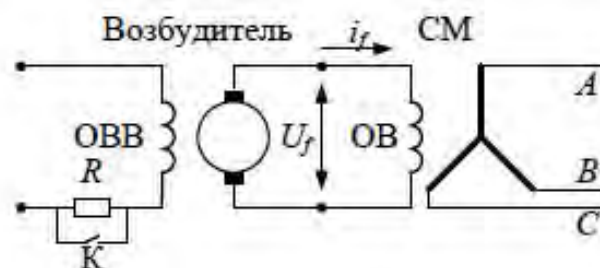


Рис. 3.19. Електромашина система збудження

У тиристорних системах збудження підвищення напруги  $U_f$  проводиться через систему керування тиристорами.

Слід зазначити, що навіть у самих зроблених системах збудження напруга  $U_f$  не зростає й не зменшується миттєво, а змінюється за експонентним законом. Швидкість наростання струму збудження й, відповідно, синхронної ЕРС  $E_q$ , синхронної машини (СМ) додатково обмежується електромагнітною інерцією обмотки збудження й тому його наростання буде більш повільним (рис. 3.20), чому наростання напруги. Для збільшення швидкості наростання струму збудження часто максимум за напругою  $U_{f\max}$  збудження робиться вище, чим максимум за струмом  $I_{f\max}$ , для того, щоб у робочій зоні напруга наростала як можливо швидше. Тобто для СМ приймають

$$U_{f\max} \omega.o \geq i_{f\max} \omega.o$$

Синхронна ЕРС  $E_q$  у цьому режимі практично точно повторює криву струму збудження, тобто можна прийняти

$$E_q(t) \omega.o = i_f(t) \omega.o$$

Таким чином, синхронна ЕРС  $E_q$ , як і струм збудження, не змінюється миттєво як при ФЗ, так і при РФЗ.

Для збереження або підвищення динамічної стійкості енергосистеми важливо максимально збільшити ділянки прискорення синхронних генераторів. Тому сигнал на ФЗ формується й подається ще в початковій стадії розвитку КЗ. Деяке запізнювання дії ФЗ обумовлене роботою органів протиаварійної автоматики щодо розпізнавання аварійної ситуації, формуванню й проходженню керуючого сигналу.



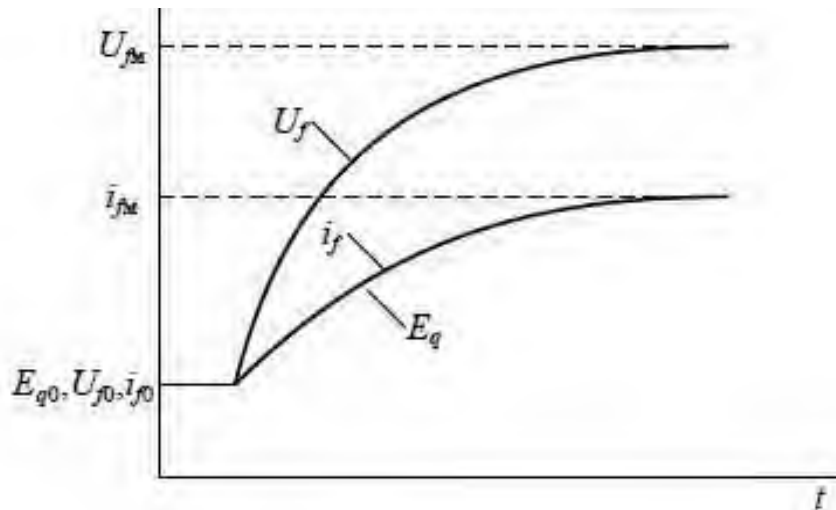


Рис. 3.20. Процеси в системі збудження синхронних машин при ФВ

Розглянемо випадок, коли при відсутності ФЗ динамічна стійкість одномашинної системи не зберігається. Як впливає из рис. 3.21,а, майданчик можливого гальмування в цьому випадку менше майданчика прискорення. При використанні ФЗ ЕРС  $E_q$  починає зростати ще в режимі КЗ (ділянка 2'-3' на рис. 3.21, б). Ділянка 2'-3' відбиває запізнювання в підйомі  $E_q$ . При відключенні ушкодженого ланцюга електромагнітна потужність стрибком змінюється від точки 3' до точки 4, розташованої на кутовій характеристиці  $P_{III}(\delta)$  з підвищеним значенням ЕРС  $E_q$ . При подальшому збільшенні кута ЕРС  $E_q$  збільшується, що й представляє точка виходить на граничну криву  $P_{III E_{qmax}}(\delta)$ , побудовану при «стельовому» значенні  $E_{qmax}$  (ділянка 4-5). На ділянці 5-т потужність змінюється за граничною кривою. Кут при цьому наростає доти, поки майданчик гальмування  $P_{4'4'Бтт'с4'}$  не зрівняється з майданчиком прискорення  $F_{ac'4'33'2'1a}$

Неважко помітити, що при ФЗ зменшився майданчик прискорення. До складу майданчика прискорення не ввійшли два фрагменти:  $F_{2'3'22'}$  і  $F_{4'с34'}$ . Будь-яка СМ не може тривалий час працювати при максимальному струмі збудження через можливий перегрів обмотки збудження. Тому необхідно зняти форсування, тобто здійснити розфорсування збудження. РФВ можна виконати через кілька десятків секунд, коли припиняться синхронні коливання роторів СМ. Звичайно в такому виді РФВ виконується на синхронних двигунах. В іншому варіанті РФВ виконується відразу після ФВ і використовується для зменшення синхронних коливань роторів СМ. При цьому сигнал на РФВ повинен бути поданий на самому початку зворотного руху ротора СМ від  $\delta_m$  у напрямку до  $\delta_{хв}$  (рис. 3.22,а). У цьому випадку помітно зменшується майданчик гальмування при зворотному ході  $F_{стт'с}$  і з'являється можливість збереження стійкості (рис. 3.22, а).

Якщо сигнал на РФВ подать при  $\delta_{хв}$  (рис. 3.22,б), то замість зменшення розмаху синхронних коливань найімовірніше відбудеться випадання із синхронізму на другому циклі коливань ротора СМ.

У цьому випадку площа гальмування  $F_{c'mm'cc'}$  і, відповідно, площа прискорення  $F_{bc'6c'}$  при зворотному ході мають найбільші значення, що призводить до збільшеного відходу ротора убік мінімальних кутів (див. рис.3.22,б).

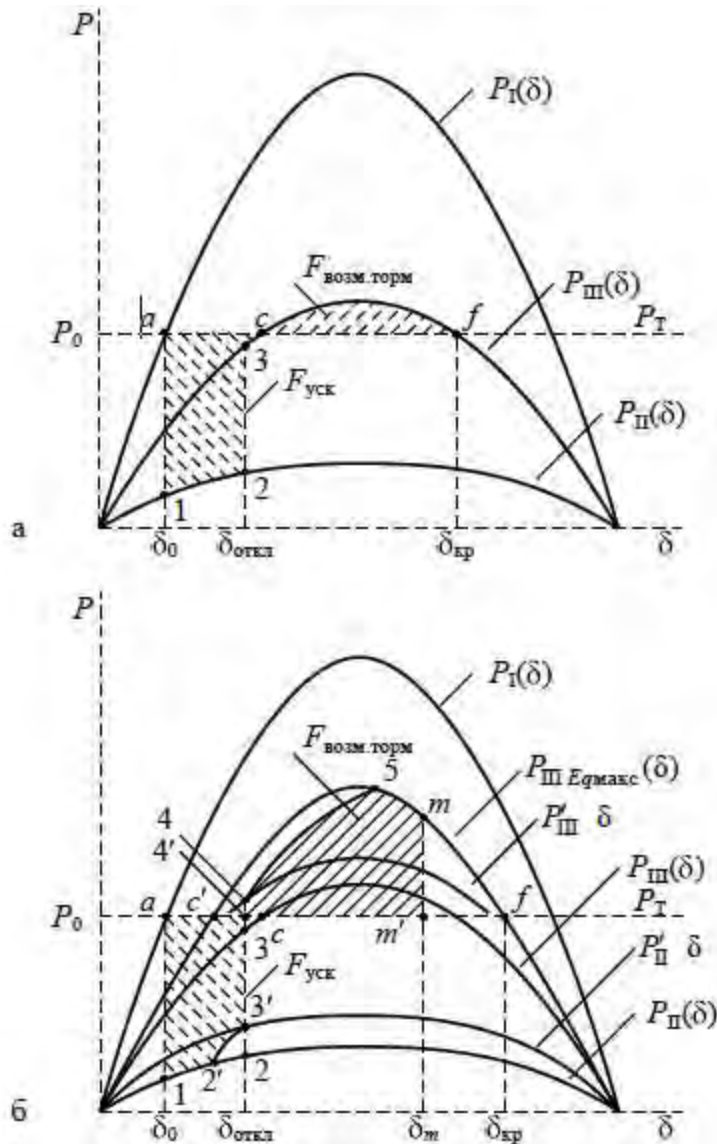


Рис 3.21 Кутові характеристики потужності генератора при відсутності (а) і при дії форсування збудження (б)

Сполучення початку РФВ із початком зростання кута призведе до руху за траєкторією 6-г-7 і, відповідно, до збільшення площі прискорення на величину  $F_{c'clr6c'}$  і зменшенню площі можливого гальмування до вихідної величини  $F_{cfm'c}$ .

При цьому коефіцієнт запасу динамічної стійкості може бути менше, чим на початку процесу, що призведе до порушення динамічної стійкості на другому циклі коливання.

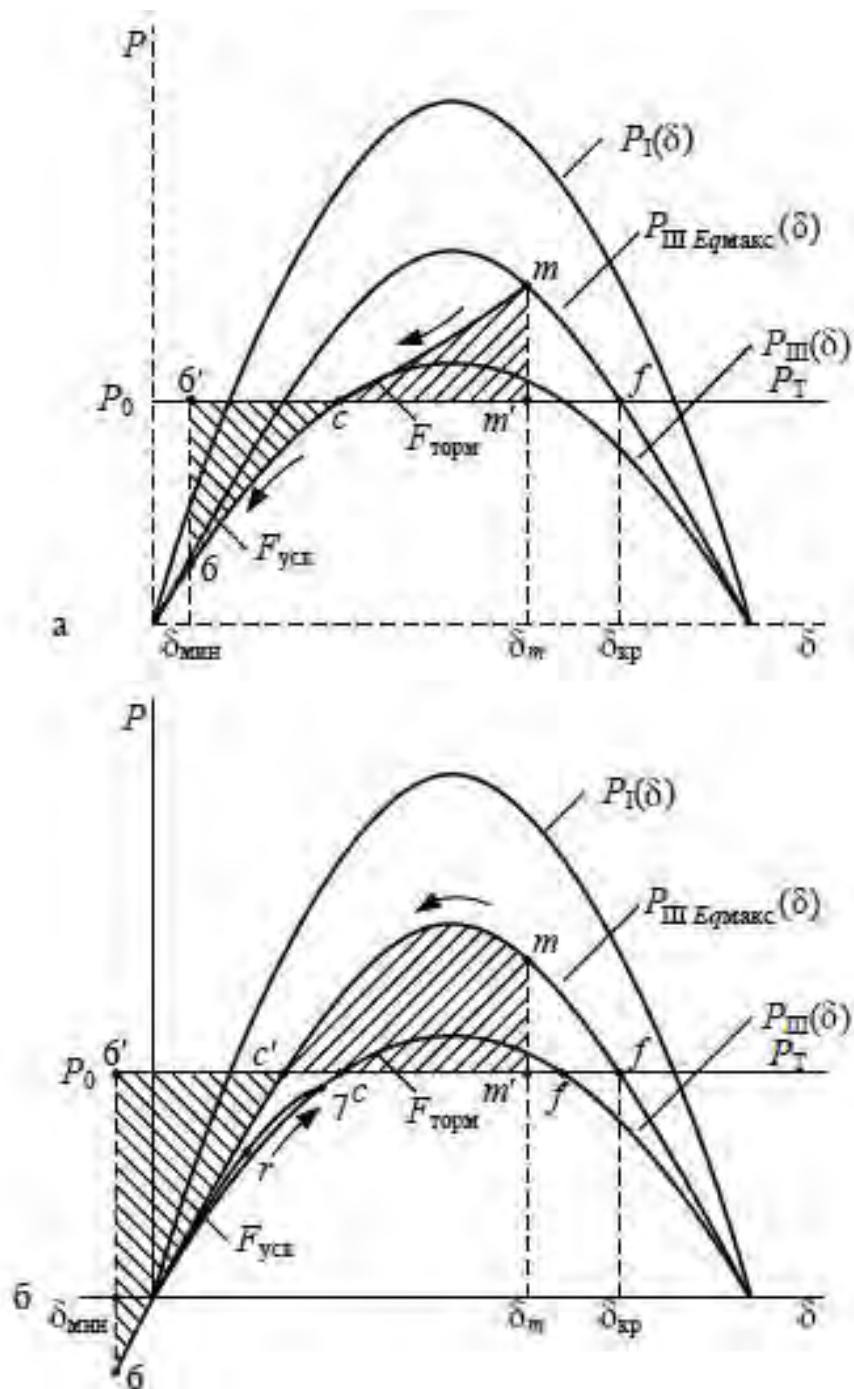


Рис. 3.22 Кутові характеристики потужності при рас форсуванні збудження на початку (а) та в кінці (б) зворотнього ходу ротора генератора

### 3.10. Умови успішної синхронізації генератора

Під *синхронізацією* розуміється завершальна стадія пуску й підключення синхронної машини на паралельну роботу з іншими синхронними машинами в енергосистемі. Пуск і синхронізація можуть проводитися різними способами. Малопотужні синхронні двигуни підключаються до електричної мережі без додаткового обладнання і додаткової підготовки, тобто для них здійснюється прямий пуск, що завершується *самосинхронізацією* двигуна з електричною мережею. Для синхронних електродвигунів середньої й великої потужності

використовується, як правило, асинхронний пуск, коли двигун запускається без порушення, а в кінцевій стадії, коли подається напруга збудження, здійснюється самосинхронізація двигуна з напругою електричної мережі.

Такий же спосіб уведення в роботу використовується для деяких газотурбінних генераторів невеликої потужності з тою різницею, що в кінцевій стадії одночасно з напругою збудження подається енергоносій на лопатки турбіни й машина переходить у генераторний режим.

Синхронні генератори середньої й великої потужності підключаються до електричної мережі в збудженому стані в кінцевій стадії процесу пуску. При цьому виконується ряд умов з метою обмеження електродинамічних впливів на обмотки генераторів і забезпечення їх динамічної стійкості після підключення до електричної мережі. Цей спосіб називається *точною синхронізацією* генератора.

При точній синхронізації модуль напруги  $U_G$  генератора до моменту його підключення до мережі встановлюється приблизно рівним модулю напруги  $U_C$  мережі на шинах, до яких цей генератор підключається (рис. 3.23,а). У результаті виконується умова

$$U_G = U_C,$$

обмежуюче величину початкового зрівняльного струму й, отже, що зменшує інтенсивність електродинамічного впливу на фазні обмотки генератора.

Із цією же метою обмежується кут  $\Delta\delta = \delta_G - \delta_C$  між векторами напруги  $U_G$  і  $U_C$ . У загальному випадку обмеження вводиться як умова

$$\Delta\delta = \delta_{G-C} - \delta_C < 60^\circ$$

для того, щоб величина зрівняльного струму, обумовленого різницею кутів напруг генератора й мережі, не виявилася вище струму трифазного короткого замикання, на яку розрахована механічна міцність обмоток генератора.

При значенні кута  $\Delta\delta = 60^\circ$  різниця векторів  $\Delta U = U_T - U_C$  за модулем буде дорівнювати напрузі  $U_T$  (рис. 3.23,б) і, відповідно, зрівняльний струм буде порівняний зі струмом трифазного КЗ.

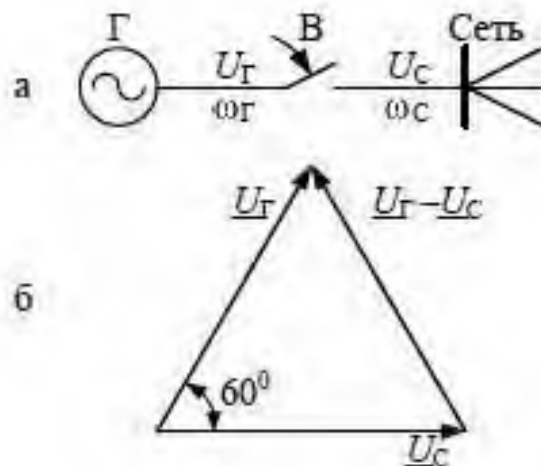


Рис. 3.23. Щодо обґрунтування обмеження за кутом при точній синхронізації

Якщо в момент включення вектори  $UT$  і  $Uc$  виявляться в протифазі ( $\Delta\delta = 180^\circ$ ), то величина зрівняльного струму може вдвічі перевищити величину струму трифазного КЗ.

Забезпечення динамічної стійкості генератора після його підключення до електричної мережі здійснюється за допомогою вирівнювання частоти  $\omega_r$  обертання ротора генератора з частотою  $\omega_s$  напруги на шинах електричної мережі. При включенні вимикача В (див. рис. 3.23,а) з ненульовою відносною швидкістю  $v_{вкл} = \omega_r - \omega_s$  ротор генератора в момент включення буде мати деяку додаткову, відносно основної, кінетичну енергію  $K_{вкл}$  відносного руху:

$$K_{вкл} = \frac{T_j v_{вкл}^2}{2},$$

яка, при великій її величині, не дозволить генератору увійти в синхронний режим. Для успішності переходу до синхронної роботи необхідно, щоб кінетична енергія  $K_{вкл}$  уже на першому циклі коливань ротора генератора повністю перетворювалася в потенційну енергію. Для цього потрібні достатні можливості для гальмування (при  $v_{вкл} > 0$ ) або прискорення (при  $v_{вкл} < 0$ ) ротора генератора. Ці можливості зручно характеризувати за допомогою майданчиків можливого гальмування або прискорення. Для випадку, коли  $v_{вкл} > 0$ , майданчик можливого гальмування показана на рис. 3.24.

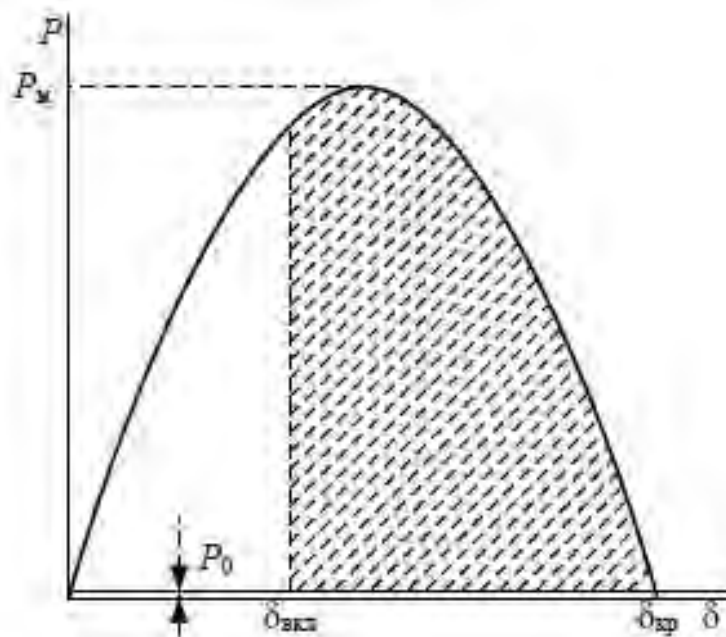


Рис. 3.24 Площина можливого гальмування при синхронізації генератора з мережею

Потужність турбіни перед включенням генераторного вимикача становить кілька відсотків від номінальної потужності генератора й тому можна прийняти  $P_0 = P_T = 0$ . З урахуванням цього допущення площа можливого гальмування  $F_{возм\ торм}$  визначиться як

$$F_{\text{возм.торм}} = \int_{\delta_{\text{вкл}}}^{\delta_{\text{от}}} (P_M \sin \delta) d\delta = \int_{\delta_{\text{вкл}}}^{180^\circ} (P_M \sin \delta) d\delta = P_M (1 + \cos \delta_{\text{вкл}}),$$

де  $\delta_{\text{вкл}}$  - кут між вектором синхронної ЕРС і вектором напруги електричної мережі в момент включення вимикача генератора.

У граничному випадку, коли додаткова кінетична енергія точно відповідає майданчику можливого гальмування, відносна швидкість ротора при включенні генератора є гранично припустимою. Ця енергія  $K_{\text{вкл.пр}}$  і, відповідно, гранична відносна швидкість  $v_{\text{вкл.ін}}$  при заданому значенні кута  $\delta_{\text{вкл}}$  визначаються з рівностей:

$$K_{\text{вкл.пр}} = F_{\text{возм.гальмув}}$$

$$\frac{T_j v_{\text{вкл.пр}}^2}{2} = P_M (1 + \cos \delta_{\text{вкл}})$$

З останньої рівності випливає, що

$$v_{\text{вкл.пр}} = \sqrt{\frac{2}{T_j} (1 + \cos \delta_{\text{вкл}})},$$

а умова забезпечення динамічної стійкості синхронного генератора при підключенні його до електричної мережі може бути представлено як

$$\delta_{\text{вкл}} \leq \delta_{\text{вкл.ін}}$$

Як видно з рис. 3.24 при збільшенні кута  $\delta_{\text{вкл}}$  гранична відносна швидкість  $v_{\text{вкл.ін}}$  зменшується і при включенні генератора в протифазі, коли  $\delta_{\text{вкл}} = 180$ , ця швидкість стає нульовою.

### 3.11. Динамічна стійкість енергосистем з дефіцитом потужності

В енергосистемах з дефіцитом генераторної потужності  $P_{\text{деф}}$  (рис.3.25,а) динамічна стійкість порушується, як правило, тільки внаслідок важких або тривалих КЗ. Процес порушення синхронізму прийомної енергосистеми може протікати різним образом залежно від місця й ваги збурення.

Найбільшу небезпеку для генераторів прийомної енергосистеми представляють КЗ поблизу шин передавальної системи (точка  $K^{(n)}$  на рис. 3.25,а), оскільки при цьому, з одного боку, відбувається скидання переданої лінією електричної потужності й, з іншого боку, у силу далекості КЗ навантаження приймальні енергосистеми знижується незначно ( тобто власна потужність  $P_{\Pi(\text{КЗ})}$  при КЗ приблизно дорівнює своєму значенню  $P_{\Pi}$  у вихідному режимі). У результаті виникаючого дефіциту генераторної потужності кут між осями роторів генераторів приймальні й передавальної енергосистем збільшується (рис. 3.25,б) і відбувається порушення синхронізму з гальмуванням роторів генераторів і двигунів прийомної системи.

При КЗ поблизу прийомної енергосистеми (рис. 3.26,а) процес може протікати різним чином: генератори в прийомній системі можуть уповільнюватися (рис. 3.26, б) або прискорюватися (рис. 3.26,в) внаслідок

того, що через зниження напруги споживана навантаженням потужність падає. Відповідно власна потужність  $P_{11(KЗ)}$  стає менше, чим потужність  $P_{11}$  у вихідному режимі.

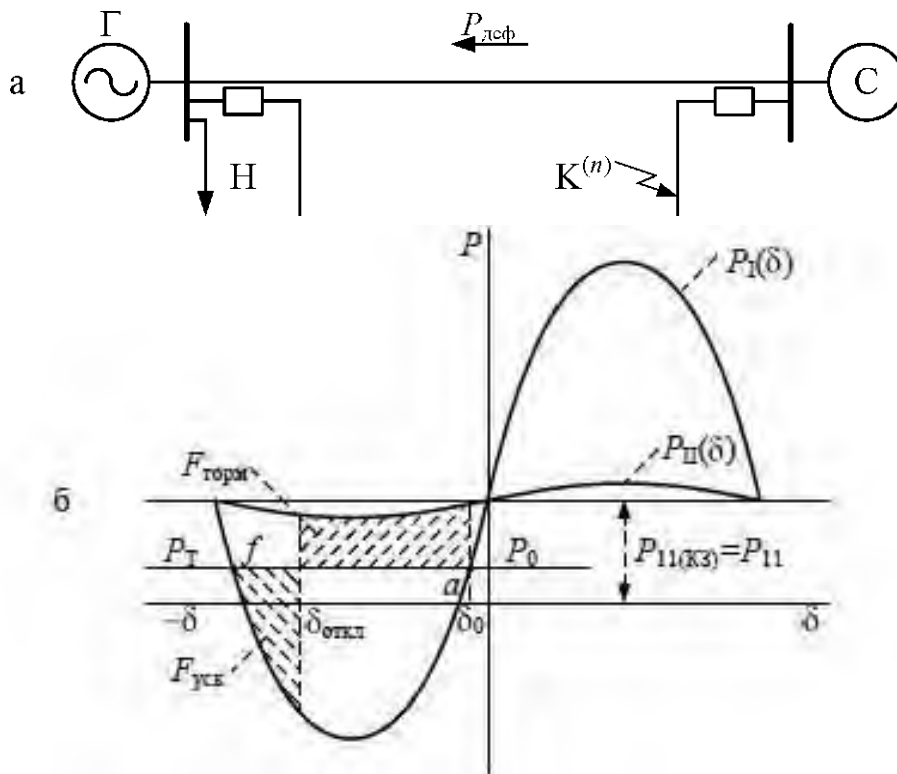
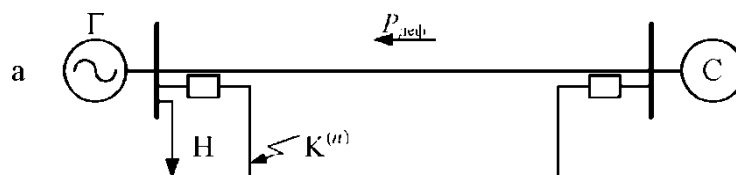


Рис. 3.25 Площини гальмування-прискорення при КЗ, що наближене до енергосистеми

Короткі замикання можуть також бути причиною випадання із синхронізму синхронних компенсаторів (СК) в прийомній системі (рис. 3.27,а). СК не мають первинного двигуна ( $P_T = 0$ ), і якщо власна потужність СК  $P_{II}$  досить велика (за рахунок навантаження) і при КЗ не зменшується, СК може випасти із синхронізму. Причому через відсутність первинного двигуна гальмування СК може бути дуже глибоким (спостерігалися випадки гальмування СК до 30 - 35 Гц).



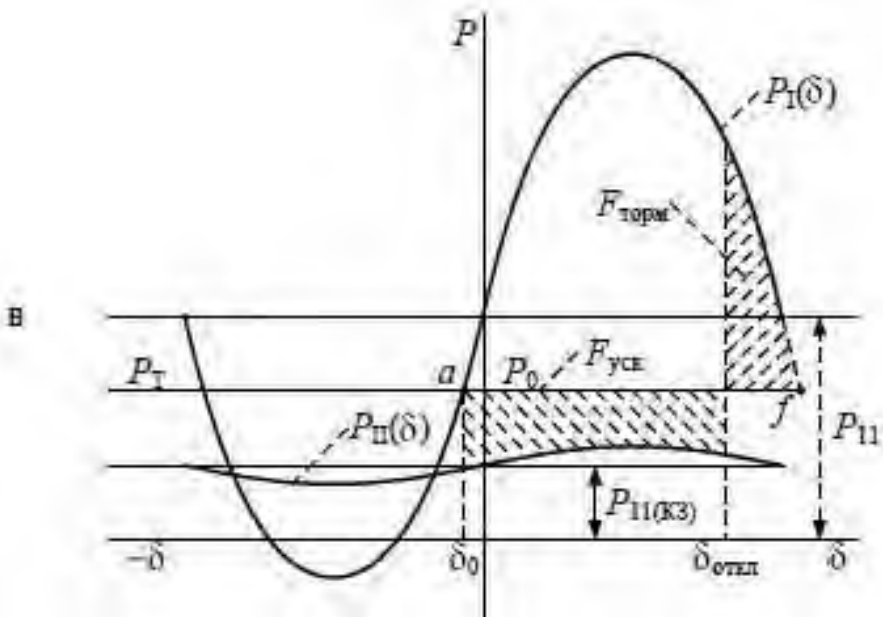
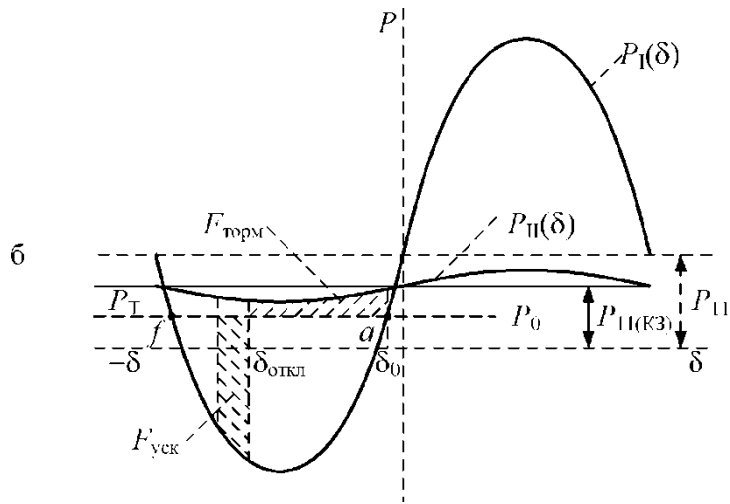
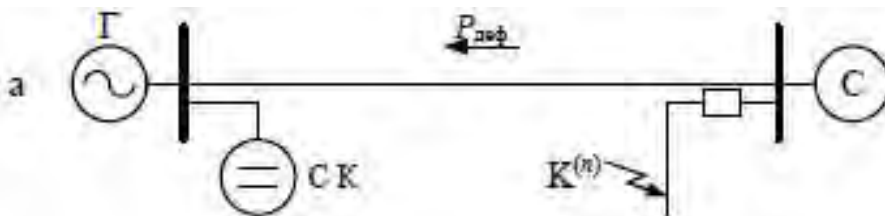


Рис. 3.26 Площини гальмування-прискорення при КЗ, що наближене до приймальної енергосистеми (а), за уповільненням (б) та прискорення (в) роторів генераторів.





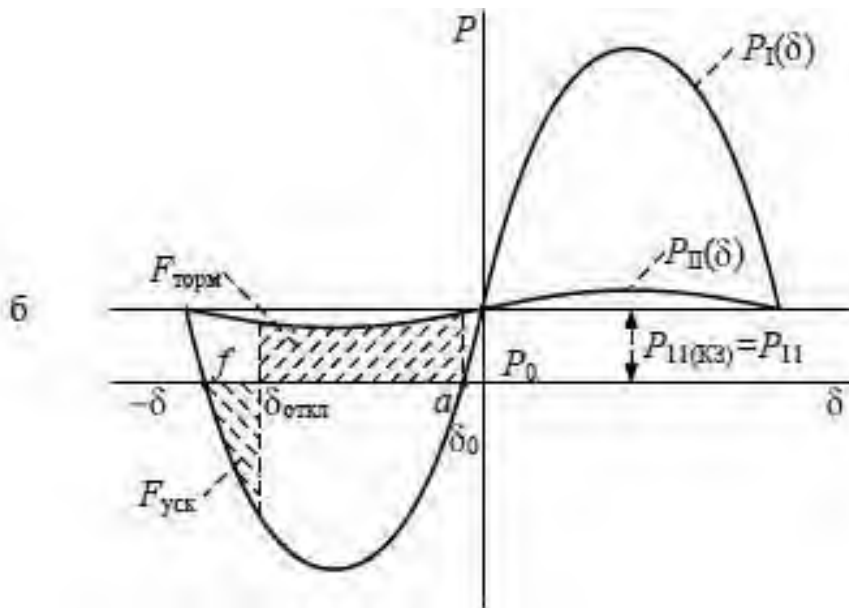


Рис. 3.27. Випадіння з синхронізму СК в приймальній енергосистемі

Найбільш ефективним засобом забезпечення синхронної динамічної стійкості генераторів систем з дефіцитом потужності є швидке відключення КЗ, особливо важких. Звичайно синхронна динамічна стійкість у таких енергосистемах зберігається, якщо час відключення КЗ не перевищує 0,2 - 0,3 сек. Однак в окремих випадках, особливо якщо в складі навантаження є велика кількість сильно завантажених двигунів, потрібні додаткові заходи й при такій тривалості КЗ.

### 3.12. Динамічна стійкість двомашинної енергосистеми

Двомашинна енергосистема представляє собою більш складну, чим одномашинна, модель енергосистеми, у якій два еквівалентні генератори порівнянної потужності працюють на загальне електричне навантаження (рис. 3.28). Постійні інерції  $T_{j1}$  і  $T_{j2}$  також порівнянні між собою, і тому ротор кожного з генераторів у динамічному переході робить деякий додатковий (відносний) рух відносно основного обертового руху в нормальному режимі, що встановився.

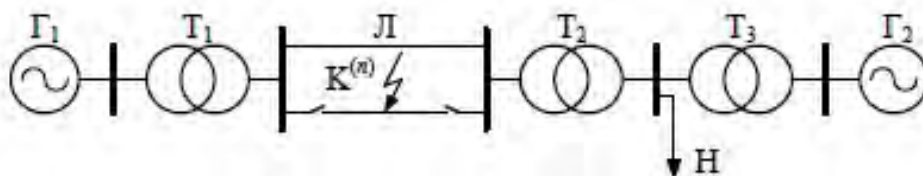


Рис. 3.28. Схема двомашинної енергосистеми

Додатковий рух описується через зміну в часі абсолютних кутів  $\delta_1, \delta_2$ , що відраховуються від синхронно обертової осі, і відносного кута  $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$  між поперечними осями роторів. Швидкості й прискорення також є абсолютними  $a_1, a_2$  або відносними  $(a_{12}, a_{12})$  відповідно до кутів, зміна яких вони характеризують.

Додатковий рух описується за допомогою рівнянь руху роторів генераторів, що описують зміну абсолютних кутів:

$$T_{j1} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} = T_{j1} a_1 = \Delta P_1$$

$$T_{j2} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} = T_{j2} a_2 = \Delta P_2$$

Із цих рівнянь випливає, що кутові прискорення  $a_1, a_2$  прямо пропорційні небалансам потужностей  $\Delta P_1, \Delta P_2$ , що утворюються в динамічному переході на валу кожного з генераторів;

$$a_1 = \frac{\Delta P_1}{T_{j1}}$$

$$a_2 = \frac{\Delta P_2}{T_{j2}}$$

де

$$\Delta P_1 = P_{01} - \left[ E_1'^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1' E_2' y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) \right];$$

$$\Delta P_2 = P_{02} - \left[ E_2'^2 y_{22} \sin \alpha_{22} - E_1' E_2' y_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}) \right];$$

В останніх виразах провідності  $y_{11}, y_{22}, y_{12}$  та кути, що їх доповнюють,  $\alpha_{11}, \alpha_{22}, \alpha_{12}$  розраховуються для кожного з розглянутих режимів.

Розглянемо електромеханічні процеси, що протікають при короткому замиканні й наступному відключенні одного з ланцюгів лінії електропередачі двомашинної енергосистеми (див. рис. 3.28). Кутові характеристики нормального, аварійного і післяаварійного режимів цієї системи представлені на рис. 3.29.

Нормальний, що встановився режим на цьому рис. характеризується точками  $a (P_{01}, \delta_{120})$  і  $b (P_{02}, \delta_{120})$ .

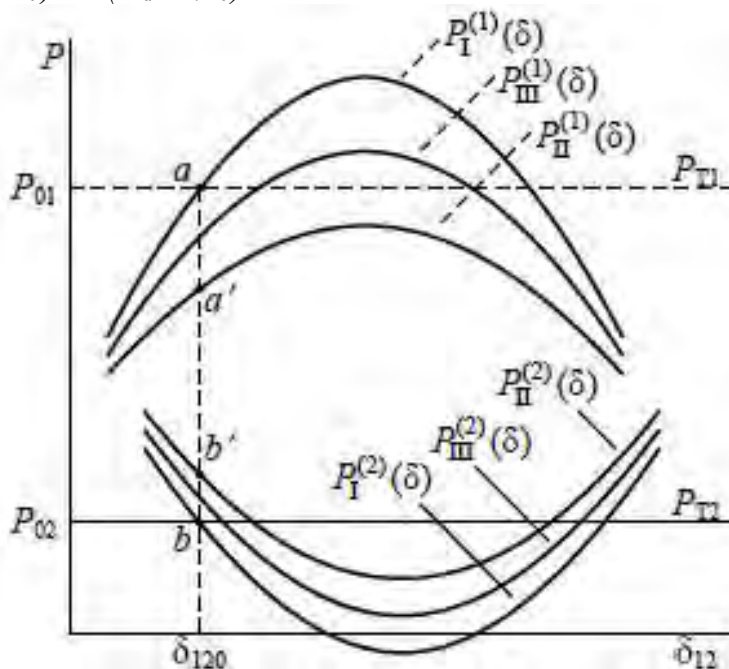


Рис. 3.29 Кутові характеристики генераторів для нормального, аварійного і після аварійного режимів енергосистеми

При короткому замиканні відбувається різкий перехід активної потужності генераторів у точки  $a'$ ,  $b'$ , що розташовані на характеристиках аварійного режиму. При цьому в загальному випадку на валах генераторів утворюються різні за знаком небаланси потужностей і, відповідно представляються різні за знаком абсолютні прискорення (рис. 3.30). Під дією цих прискорень абсолютний кут одного з генераторів ( у цьому випадку кут  $\delta_1$ ) починає зростати, а кут іншого генератора починає зменшуватися. Відносний кут  $\delta_{12}$  при цьому збільшується.

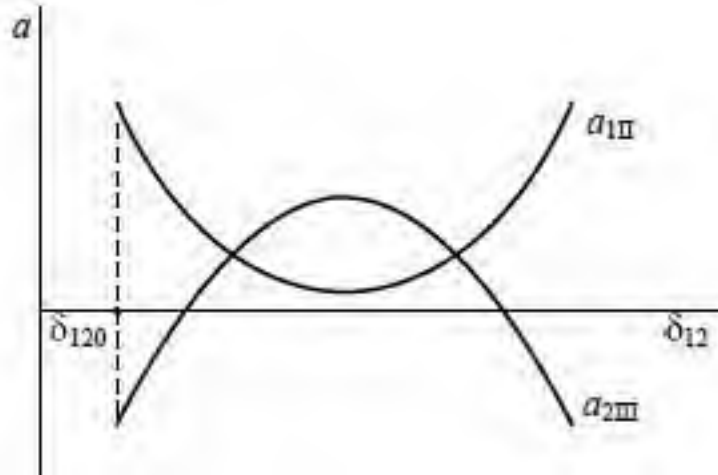


Рис. 3.30 Зміна абсолютних прискорень роторів генераторів при КЗ

Для аналізу динамічної стійкості енергосистеми зручніше використовувати не абсолютні, а відносне прискорення  $a_{12II} = a_{1II} - a_{2II}$  залежність якого від кута  $a_{12II}(\delta_{12})$  показана на рис. 3.31.

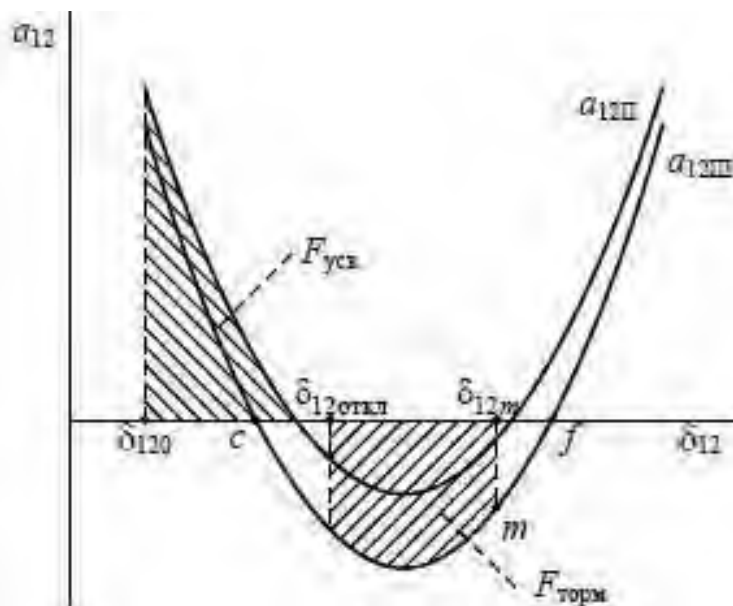


Рис. 3.31 Відносне прискорення роторів при КЗ і після аварійному режимі

На цьому ж рис. 3.31 наведена залежність  $a_{12III}(\delta_{12})$  для післяаварійного режиму. Перехід з характеристики  $a_{12II}(\delta_{12})$  на характеристику  $a_{12III}(\delta_{12})$  відбувається при значенні кута  $\delta_{12} = \delta_{12відк}$  у момент відключення ушкоджене ланцюга.

При аналізі динамічної стійкості двомашинної енергосистеми можна ефективно використовувати правило площ. Для цього умовно слід

прийняти, що при  $a_{12} > 0$  відбувається прискорення в системі, при  $a_{12} < 0$  відбувається гальмування, а відповідні до цих прискорень майданчика на площині  $(a_{12}, \delta_{12})$  є майданчиками прискорення й гальмування (див. рис. 3.31).

Як і для одномашинної енергосистеми тут правило площ означає, що майданчик гальмування дорівнює майданчику прискорення. Для доказу цієї рівності виразимо відносно прискорення через похідну відносно швидкості й помножимо чисельник і знаменник цієї похідної на диференціал відносного кута:

$$a_{12} = \frac{dv_{12}}{dt} = \frac{dv_{12}}{dt} \frac{d\delta_{12}}{d\delta_{12}} = v_{12} \frac{dv_{12}}{d\delta_{12}}$$

Розділивши змінні, отримаємо рівність

$$a_{12} d\delta_{12} = v_{12} dv_{12},$$

що в результаті інтегрування призводить до виразу:

$$\int_{\delta_{120}}^{\delta_{12}} a_{12} d\delta_{12} = \int_{v_{120}}^{v_{12}} v_{12} dv_{12} = \frac{v_{12}^2}{2} \Big|_{v_{120}}^{v_{12}} = \frac{v_{12}^2}{2} - \frac{v_{120}^2}{2}.$$

Оскільки початкова відносна швидкість  $\delta_{120} = 0$ , то:

$$\int_{\delta_{120}}^{\delta_{12}} a_{12} d\delta_{12} = \frac{v_{12}^2}{2}$$

Ліва частина цього виразу представляє собою площу, обмежену кривою  $a_{12}$ , яка при збільшенні кута  $\delta_{12}$  наростає пропорційно квадрату відносно швидкості. До точки  $C$  відносно прискорення позитивне, відносна швидкість збільшується й у точці  $C$  досягає максимального значення. За цією точкою відносно прискорення негативне й відносна швидкість починає зменшуватися.

Таким чином, максимальне значення відносного кута досягається при рівності майданчиків гальмування й прискорення. При визначенні коефіцієнта запасу динамічної стійкості обчислюється площа можливого гальмування  $F_{\text{возм.гальм}}$ , укладена між кутами  $\delta_{12\text{відкл}}$  і  $\delta_{12\text{кр}}$ .

$$K_{д.у.} = \frac{F_{\text{возм.гальм}}}{F_{\text{уск}}}$$

Критерієм динамічної стійкості двухмашинної енергосистеми є нерівність

$$K_{д.у.} \geq 1.$$

Слід зазначити, що в деяких аварійних ситуаціях ротори обох генераторів можуть прискорюватися. Зокрема, при трифазному КЗ у вузлі підключення навантаження (див. рис. 3.28) відбудеться повне скидання активної потужності обох генераторів, у результаті якого їх ротори будуть прискорюватися. Оскільки ці прискорення різні за величиною, відносний кут буде зростати, що може привести до випадання генераторів із синхронізму. При однакових прискореннях синхронна робота генераторів збережеться, однак на якийсь час зміниться частота в системі.



## РОЗДІЛ 4

### СТАТИЧНА СТІЙКІСТЬ НАВАНТАЖЕННЯ

Навантаження відноситься до групи силових елементів електроенергетичної системи. Її технологічні характеристики безпосередньо впливають на режими енергосистем, у тому числі й на стійкість паралельної роботи генераторів електростанцій. Однак, оскільки навантаження значною мірою становлять синхронні й асинхронні електродвигуни, питання про стійкість паралельної роботи стосується й самого навантаження.

Щодо синхронних електродвигунів втрата стійкості означає порушення їх синхронної роботи (випадання із синхронізму) у вигляді переходу в асинхронний режим. Для асинхронних електродвигунів наслідком втрати стійкості є їх установ. Для статичних елементів навантаження, таких як освітлювальні елементи, батареї статичних конденсаторів, шунтувальні реактори й т.п., питання про стійкість паралельної роботи розглядається лише в розрізі їх вплив на стійкість електродвигунів і енергосистеми в цілому.

При аналізі статичної стійкості електродвигунів і генераторів важливо правильно вибрати математичні моделі навантаження. Як правило, у практичних розрахунках статичної стійкості роботи електричних машин навантаження враховують у вигляді статистичних характеристик активної й реактивної потужностей за напругою й частотою.

#### 4.1. Статичні характеристики навантаження

Відповідно до загального визначення поняття *статична характеристика елемента* під статичними характеристиками навантаження розуміють залежності її активної й реактивної потужностей за напругою й частотою, одержувані при настільки повільній зміні цих параметрів, що можна не враховувати вплив факторів часу.

У деяких випадках розглядають залежність активної або реактивної потужності навантаження спільно за напругою й частотою, однак, як правило, кожна статична характеристика навантаження розглядається як функція однієї змінної, тобто:

$$P_{HU} = \varphi P(U); Q_{HU} = \varphi Q(U) \text{ при } f = \text{const},$$
$$P_{Hf} = \varphi P(f); Q_{Hf} = \varphi Q(f) \text{ при } U = \text{const}.$$

Розрізняють статичні характеристики окремих елементів і комплексного навантаження в цілому. При цьому під комплексною розуміють складне навантаження, що складається з безлічі елементів, що й має один вузол підключення до мережі живлення.

Розглянемо статичні характеристики деяких найпоширеніших елементів і комплексного навантаження.

##### 4.1.1. Освітлювальне навантаження

Активна потужність, споживана освітлювальною установкою лампи, що містить накалювання, не залежить від частоти й приблизно пропорційна напрузі в ступені 1,6 (рис. 4.1):

$$P_{\text{ЛНУ}} = kU^{1,6}$$

де  $k$  - коефіцієнт пропорційності.

Реактивну потужність таке навантаження не споживає.

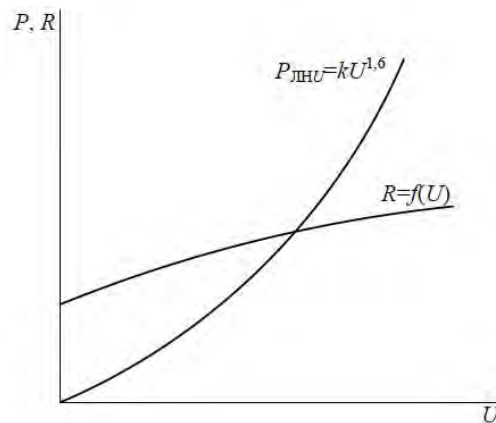


Рис. 4.1. Характеристик освітлювальної установки

Активна потужність ламп розжарювання не підкоряється квадратичній залежності від напруги з тієї причини, що опір лампи збільшується з ростом напруги. При опорі  $R = const$  характеристика буде квадратичною. Приблизно таку характеристику мають нагрівальні прилади інфрачервоного випромінювання у яких діапазон температурних змін опору значно менше, чим у лампи розжарювання.

Активна потужність освітлювальних люмінесцентних ламп від величини напруги в межах робочого діапазону практично не залежить. Однак є помітна залежність від частоти. При зміні частоти на 1 % активна потужність люмінесцентних ламп змінюється в тому ж напрямку на 0,5 - 0,8 %.

#### 4.1.2. Реактор і батарея статичних конденсаторів

Активна потужність реакторів і батарей статичних конденсаторів визначається втратами і її, як правило, не враховують.

Статичні характеристики реактивної потужності реактора  $Q_{PU}$  і батареї статичних конденсаторів  $Q_{КБУ}$  визначаються квадратичними залежностями (рис. 4.2) за формулами:

$$Q_{PU} = \frac{U^2}{x_p}, x_p > 0$$

$$Q_{КБУ} = \frac{U^2}{x_{KB}}, x_{KB} > 0$$

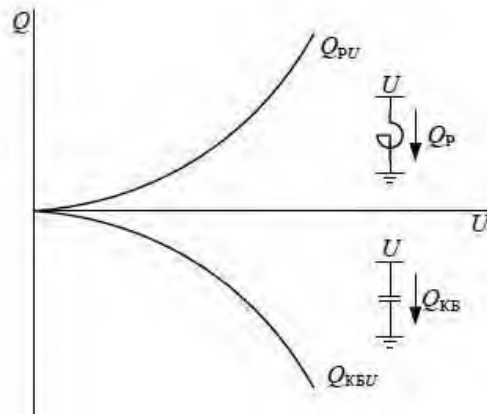


Рис. 4.2. Статистичні характеристики реактивної потужності реактора ( $Q_{pU}$ ) та батареї статичних конденсаторів ( $Q_{квU}$ )

При заданому напрямку потужності від вузла до елемента  $QP > 0$ ,  
 $Q_{кв} < 0$ .

Статичні характеристики реактивної потужності реактора й конденсаторної батареї за частотою обчислюються за виразами:

$$Q_{pf} = U^{2/2} \pi f l p \pm \text{при } U = \text{const};$$

$$Q_{квf} = U^{2/2} \pi f C_{кв} \text{ при } U = \text{const},$$

де  $Lp$  - індуктивність реактора;  $C_{кв}$  - ємність конденсаторної батареї.

### 4.1.3. Синхронний компенсатор

Синхронний компенсатор представляє собою синхронну електричну машину з регульованим струмом збудження. Споживана синхронним компенсатором активна потужність, що витрачається на подолання сил тертя, за величиною мала й у практичних розрахунках часто не враховується. Напрямок і значення реактивної потужності залежать від співвідношення між величинами напруги  $U$  у вузлі підключення й синхронної ЕРС  $E_q$

(рис. 4.3, а).

З векторної діаграми напруг і струму синхронного компенсатора (рис. 4.3, б) випливає, що

$$I = \frac{U - E_q}{x_d}$$

звідки,

$$Q_{СКУ} = UI = \frac{U^2 - E_q U}{x_d}$$

де величини виражені у відносних одиницях.

Отже, конкретні параметри статичної характеристики  $Q_{СК} = f_{СК}(U)$  залежать від чисельних значень синхронної ЕРС  $E_q$  і синхронного поздовжнього реактивного опору  $x_d$ . При цьому ЕРС  $E_q$  може змінюватися під дією АРВ.

Для прикладу на рис. 3.3, у наведені статичні характеристики синхронного компенсатора, обчислені при наступних умовах:



$$1) x_d = 1,0; E_q = 0,5;$$

$$2) x_d = 1,0; E_q = 1,5.$$

Як видно з рис., при значних відхиленнях напруги може змінитися напрямок потоку реактивної потужності від синхронного компенсатора. Тому при розрахунках статичної стійкості навантаження й енергосистем у цілому не слід представляти синхронні компенсатори спрощено, наприклад, у вигляді постійних опорів, тому що таке спрощення буде приводити до значних погіршень.

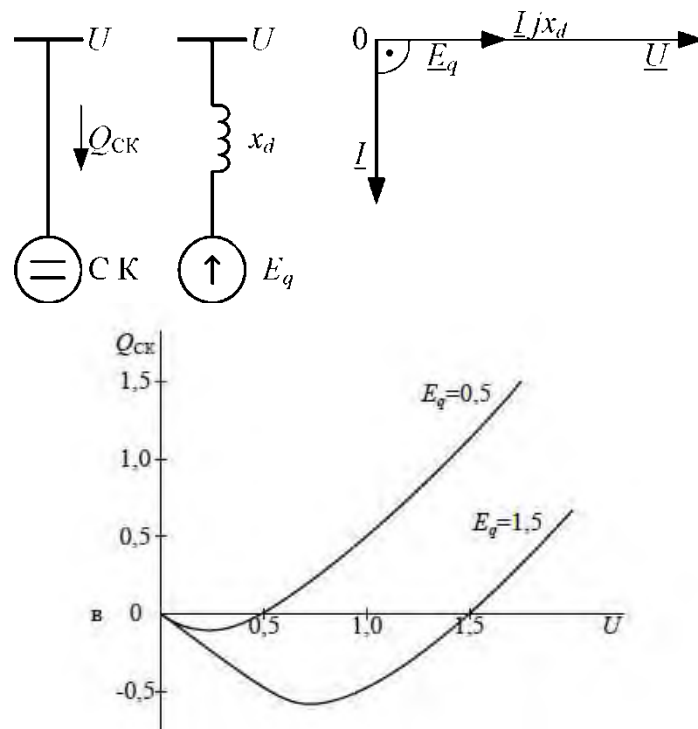


Рис. 4.3. Схема підключення СК до узла мережі і схема заміщення (а), векторна діаграма струмів і напруг (б), статичні характеристики СК для двох режимів (в)

#### 4.1.4. Синхронний двигун

Активна потужність  $P$ , споживана синхронним двигуном, визначається потужністю  $P_{\text{мех}}(\omega)$  механізму, що приводиться в рух, і, якщо швидкість обертання ротора двигуна зберігається постійною, то при неврахуванні втрат активної потужності в статорних обмотках залежність  $P_{\text{СДУ}}$  представляє собою статичну характеристику (рис. 4.5) виду:

$$P_{\text{СДУ}} = P_0 = P_{\text{мех}}(\omega_0) = \text{const.}$$

Збереження постійного значення активної потужності синхронного двигуна при змінах напруги живлення здійснюється за рахунок зміни, що компенсує, його внутрішнього кута  $\delta$  між векторами напруги й синхронної ЕРС (рис. 4.4) відповідно до виразу

$$P_{\text{СД}} = \frac{E_q U}{x_d} \sin \delta_d$$

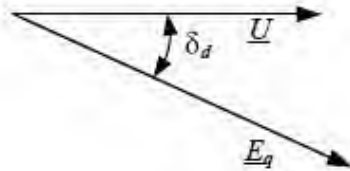


Рис. 4.4. Векторна діаграма синхронного двигуна

Вектор  $E_q$  відстає від вектора  $U$ , тому потужність РСД і кут  $\delta_d$  часто вважають негативними величинами. У цих випадках за позитивне приймається напрямок потужності від двигуна до вузла підключення, як у генераторів.

Реактивну потужність, споживану синхронним двигуном, можна обчислити за виразом

$$Q_{CD} = \frac{U^2}{x_d} - \frac{E_q U}{x_d} \cos \delta_d$$

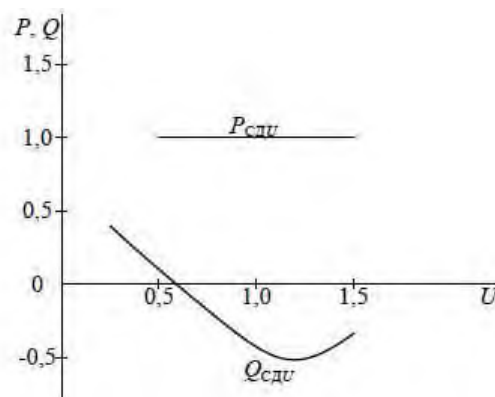


Рис. 4.5. Статичні характеристики синхронного двигуна

Однак більш зручним для побудови статичних характеристик є вирази, що не містять кут  $\delta_d$ . Виключивши  $\delta_d$ , отримаємо

$$Q_{CDU} = \frac{U^2}{x_d} - \sqrt{\left(\frac{E_q U}{x_d}\right)^2 - P_{CD}^2}$$

Побудуємо залежності  $Q_{CDU}$  при різних значеннях  $E_q, P_{CDU}, \delta_d$ . На рис 4.5 наведені статичні характеристики  $P_{CDU}, Q_{CDU}$  синхронного двигуна для значень

$$E_q = 2, P_{CDU} = 1, X_d = 1$$

Слід звернути увагу, що синхронний двигун може працювати з видачею або зі споживанням реактивної потужності залежно від співвідношення між параметрами  $E_q, P_{CDU}, x_d$ . Зокрема, при  $P_{CDU} = 0$  двигун працює як синхронний компенсатор.

#### 4.1.5. Асинхронний двигун

Асинхронний двигун як навантаження споживає як активну, так і реактивну потужність. Умовно можна прийняти, що активна потужність йде на створення обертаючого моменту, а реактивна - на створення магнітного поля машини. Наявність обертової частини - ротора вимагає спільного

вивчення й електромагнітного й механічного процесів у двигуні. Тому ковзання асинхронного двигуна, будучи комплексним параметром машини, характеризує машину й у статичних, і в динамічних режимах. Статичні й динамічні характеристики асинхронного навантаження різні. Ця різниця обумовлена появою вільних струмів при швидкій зміні ковзання двигуна.

Спочатку розглянемо статичні характеристики асинхронного двигуна. Skorистаємося спрощеної Г-образною схемою заміщення асинхронного двигуна. При цьому втрати в статорі відносимо до мережі. Не враховуються також втрати активної потужності, пов'язані з намагнічуванням сталі.

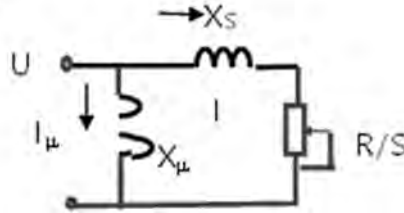


Рис.4.6. Г-образна схема заміщення асинхронного двигуна.

$X_S$  – опір розсіювання статора й ротора,  $R/S$  - наведений активний опір обмотки ротора,  $S = \frac{\omega_o - \omega_p}{\omega_o}$  - ковзання,  $\omega_{про}, \omega_p$  - синхронна й робоча кутові швидкості ротора,  $X_\mu$  - опір галузей намагнічування.

Звичайно для дрібних і середніх асинхронних двигунів  $S = 0,03 \div 0,05$ , а для великих асинхронних двигунів  $S = 0,01$ .

Споживану двигуном активну потужність можна визначити, виходячи зі схеми заміщення:

$$P = I^2 \cdot \frac{R}{S} = \frac{U^2}{\left( \sqrt{X_s^2 + \left( \frac{R}{S} \right)^2} \right)^2} \cdot \frac{R}{S} = \frac{U^2 \cdot R \cdot S}{(X_s \cdot S)^2 + R^2}$$

Побудова характеристики  $P=f(S)$  дає залежність виду, який представлений на рис. 4.7. Звичайно ця характеристика доповнюється гальмовою характеристикою робочого механізму  $P_{тор}$ . Як відомо, диференціальне рівняння асинхронного двигуна має вигляд:

$$T_D \frac{dS}{dt} = P - P_T ;$$

де  $T_D$  - постійна інерція двигуна разом з робочим механізмом,  $P$ ,  $P_T$  - момент обертання двигуна й гальмовий момент робочого механізму. Розглянемо умови стійкої роботи асинхронного двигуна. Основною умовою режиму, що встановився, є рівність обертаючого (двигун) і гальмового (робочий механізм) моментів на валу  $P = P_T$ .

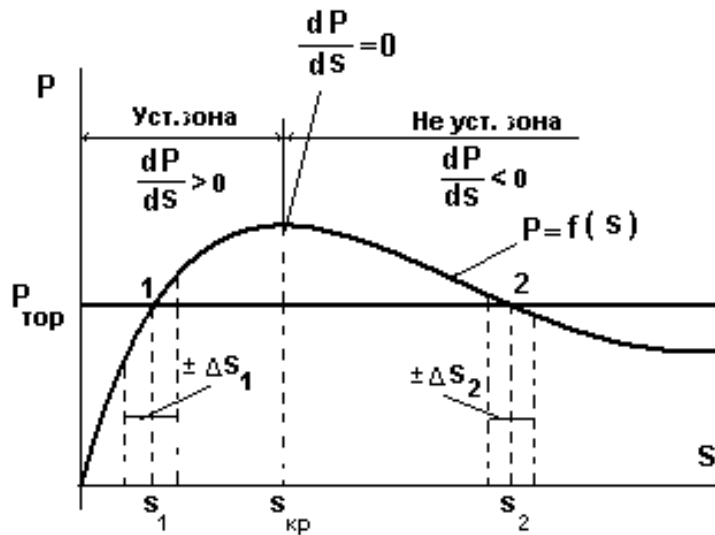


Рис.4.7. Електромагнітний момент обертання асинхронного двигуна.  
Тоді

$$\frac{dS}{dt} = \frac{P - P_T}{T_D} = 0,$$

тобто  $S = \text{const.}$  і характеризує режим, що встановився, роботи з незмінним ковзанням.

Припустимо, що в точці 1 ковзання збільшується на  $\pm \Delta S_1$ . (рис.4.7). При позитивному збільшенні ковзання  $+\Delta S$  момент обертання двигуна  $P$  стає більше, ніж гальмовий момент робочого механізму  $P > P_T$  і  $\Delta P = P - P_T > 0$ , тобто надлишковий момент на валу має обертаючий характер, під дією якого ротор прискорюється, ковзання зменшується й режим вертається в точку 1. Якщо ж у цій точці збільшення ковзання негативне  $-\Delta S_1$ , то момент обертання двигуна  $P$  стає менше гальмового моменту робочого механізму  $P < P_T$  і  $\Delta P = P - P_T < 0$ , тобто надлишковий момент на валу носить гальмовий характер, швидкість ротора зменшується й ковзання росте й режим двигуна вертається в точку 1.

Тепер припустимо, що ковзання одержує збільшення в точці 2. Якщо це збільшення позитивне, тобто  $S_2 = S_2 + \Delta S$ , як видно з рис. 4.7 момент, що обертає, двигуна  $P$  стає менше гальмового моменту робочого механізму  $P_T$  і  $(P = P - P_T < 0)$  на валу переважає гальмовий момент, під дією якого ротор гальмується, ковзання збільшується, що призводить до подальшого зменшення обертаючого моменту двигуна  $P$  і так далі. Спостерігається безперервний відхід від точки 2. Якщо збільшення вийшло негативним, тобто  $S_2 = S_2 - \Delta S$ , то це призводить до збільшення обертаючого моменту двигуна  $P$  над гальмовим  $P_T$  і  $\Delta P = P - P_T > 0$ , під дією якого ротор прискорюється, ковзання зменшується, а це призводить до подальшого підвищення електромагнітної потужності двигуна  $P$  і режим йде в напрямку точки 1. Інакше кажучи, і в цьому випадку спостерігається відхід від точки режиму, що встановився.

Таким чином, при малому збільшенні в точці 1 режим вертається у вихідну точку, а таке ж збільшення в точці 2 призводить до безперервного

видалення від цієї точки. Отже, точка 1 є точкою стійкої роботи, а точка 2 - точкою нестійкої роботи двигуна.

Максимум потужності (моменту), що досягається двигуном, можна знайти, продиференціював вирази потужності за ковзанням, які дорівнюють нулю  $\frac{dP}{dS} = 0$

$$\frac{dP}{dS} = \frac{U^2 R(R^2 + X_s^2 \cdot S^2) - U^2 \cdot R \cdot S \cdot X_s^2 \cdot 2 \cdot S}{(R^2 + X_s^2 \cdot S^2)^2} = 0 ;$$

$$U^2 \cdot R[R^2 + X_s^2 \cdot S^2] - 2 \cdot S^2 \cdot X_s^2 = 0 ;$$

$$R^2 - S^2 \cdot X_s^2 = 0 ; S = \frac{R}{X_s} ;$$

це значення ковзання називають критичним і позначають

$$S_{кр} = \frac{R}{X_s} ,$$

а максимум характеристики, відповідної до цього значення ковзання, можна знайти:

$$P_m = \frac{U^2 \cdot R \cdot S}{(X_s^2 \cdot S^2)^2 + R^2} = \frac{U^2 \cdot R \cdot \frac{R}{X_s}}{X_s^2 \cdot \frac{R^2}{X_s^2} + R^2} = \frac{U^2 \cdot R^2}{2R^2 \cdot X_s} = \frac{U^2}{2X_s}$$

Таким чином, максимум потужності двигуна рівний

$$P_m = \frac{U^2}{2X_s} .$$

Інтервал зміни ковзання від нуля до критичного  $S = 0 \div S_{кр}$  є інтервалом стійкої роботи, а інтервал  $S > S_{кр}$  нестійким. Максимум характеристики  $P=f(S)$  визначається критичним ковзанням  $S_{кр}$ . Двигун працює стійко, якщо

виконується умова  $\frac{dP}{ds} > 0$ . Таким чином, критерій стійкості роботи асинхронного двигуна визначається співвідношенням:

$$\frac{dP}{dS} > 0 .$$

Необхідно відмітити, що критичне ковзання від напруги не залежить, а залежить тільки від параметрів самої машини.

Відповідно до електромагнітної характеристики двигуна  $P=f(S)$  при зниженні напруги її максимум зменшується пропорційно квадрату напруги, причому при тому самому критичному ковзанні. Робоче ковзання двигуна росте й відповідно швидкість обертання зменшується.

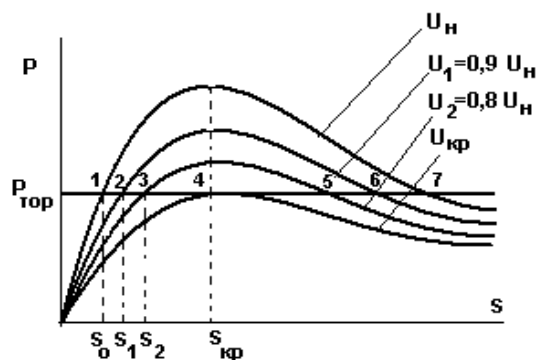


Рис.4.8. Зміна обертаючого моменту двигуна при зміні напруги на шинах машини.

Напруга, при якому максимум електромагнітної потужності двигуна дорівнює гальмовій потужності робочого механізму, називають критичним напруженням  $U_k$ . Цій точці відповідає точка 4 на графіку  $P=f(S)$  (рис.4.8) і  $U_4=U_{kp}$  на графіку  $S=f(U)$  (рис.4.9).

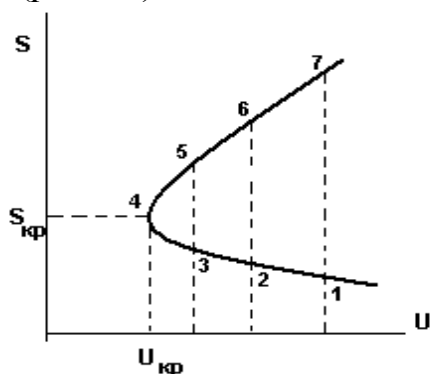


Рис.4.9. Визначення критичного ковзання й напруги асинхронного двигуна

Подальше зменшення напруги призводить до зупинки двигуна, тому що момент обертання, менше гальмового моменту двигуна.

Можна знайти реактивну потужність, споживану асинхронним двигуном. Зі схеми заміщення (рис.4.6) видно, що реактивна потужність складається з 2-х складових

$$Q_{\Sigma} = Q_{\mu} + Q_S,$$

де  $Q_{\mu} = \frac{U^2}{X_{\mu}} = I_{\mu} \cdot U$  - реактивна потужність, що намагнічує, пов'язана зі

струмом, що намагнічує,  $I_H$  - номінальний струм двигуна;  $Q_S = I^2 \cdot X_S$  - потужність розсіювання, пов'язана зі створенням полів розсіювання статора й ротора.

Зі збільшенням напруги насичення машини росте, що призводить до зменшення індуктивних опорів двигуна, у тому числі опорів ланцюгів намагнічування  $X_{\mu}$ . При цьому збільшується споживання реактивної потужності  $Q_{\mu}=f(U)$ , яка наближається до квадратичної характеристики.

Вище було показано, що ковзання пропорційне квадрату струму  $S \approx I^2$  при постійному моменті опору на валу. Провівши аналогію, слід зазначити,

що тому що реактивна потужність  $QS$  пропорційна квадрату струму, то можна прийняти, що залежності  $Q_s=f(U)$  і  $S=f(U)$  аналогічні й будуть відрізнятися тільки масштабом. Виходячи із цього, можна побудувати  $Q_\Sigma=f(U)$  при сталості частоти  $f = const$  (рис.4.10).

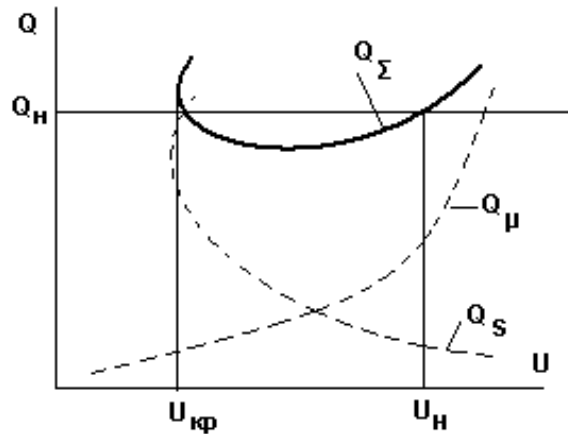


Рис.4.10. Характеристика реактивної потужності, що споживається асинхронним двигуном залежно від напруги.

Можна також побудувати характеристику реактивної потужності, що споживається асинхронним двигуном залежно від частоти  $f$  при  $U=const$  і постійному моменті опору робочого механізму. Тому що  $S \propto I^2$ , то очевидно, що  $Q_s \propto f^2$ , тобто пропорційний квадрату частоти, а потужність намагнічення, збільшується зі зменшенням частоти  $Q(\frac{U^2}{X_\mu} \propto \frac{1}{f})$  (рис.4.11)

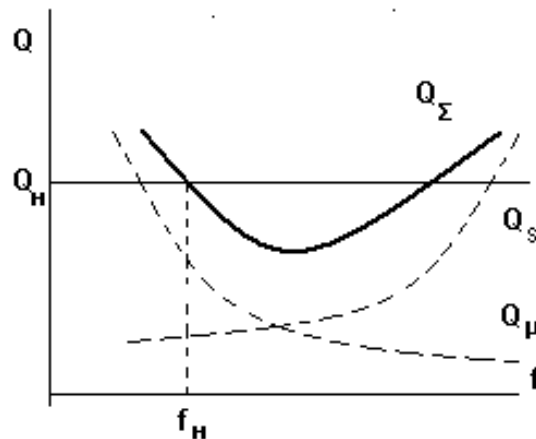


Рис. 4.11. Характеристика реактивної потужності, що споживається асинхронним двигуном залежно від частоти.

#### 4.1.6. Статичні характеристики комплексного навантаження за напругою

У великих навантажувальних вузлах підключене, як правило, навантаження декількох видів, таких як освітлювальне, синхронне, асинхронне, електронагрівальне й ін. Разом із втратами потужності в електричній мережі таке навантаження називається комплексним. При

розрахунках комплексне навантаження представляється різними способами, у тому числі й статичними характеристиками.

Кількісні показники статичних характеристик комплексних навантажень залежать від змісту елементарних навантажень. Тому в практичних розрахунках часто використовують типові (усереднені) статичні характеристики (рис. 4.12), побудовані для типового (усередненого) складу комплексного навантаження. У цьому складі враховані:

Великі асинхронні двигуни	15 %
Дрібні асинхронні двигуни	35 %
Великі синхронні двигуни	9 %
Печі й випрямлячі	11 %
Освятлення й побут	22 %
Втрати	8 %

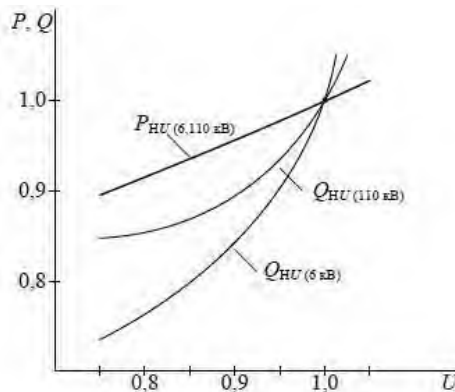


Рис.4.12 Типові статичні характеристики комплексного навантаження за напругою

Ці типові статичні характеристики побудовані для комплексного навантаження, підключеної до ліній 110 кВ і 6 кВ.

#### 4.1.7. Статичні характеристики комплексного навантаження за частотою

Залежність потужності від частоти була сформована для люмінесцентних ламп, реакторів і батарей статичних конденсаторів. В інших видів навантаження також є залежність потужності від частоти. Найпоширенішими факторами, що визначають цю залежність, є такі, як зміна реактивних опорів елементів, зміна синхронної ЕРС  $E_q$  у синхронних двигунів і синхронних компенсаторів, зміна механічного моменту й, відповідно, механічної потужності  $P_{мех}$  механізмів, що приводяться в рух, від частоти й деякі інші.

У силу різноманіття й складності аналізу факторів, що впливають на процес, то найбільш достовірними є статичні характеристики, зняті експериментально. У практичних розрахунках часто використовують типові статичні характеристики за частотою (рис. 4.13), побудовані для зазначеного вище усередненого складу комплексного навантаження.



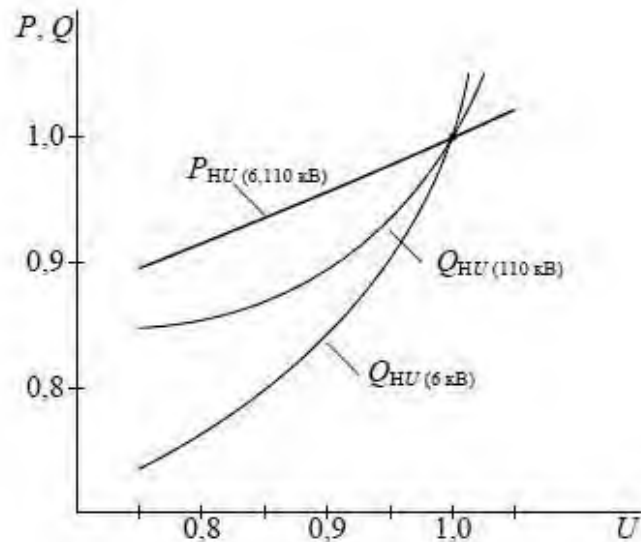


Рис. 4.13. Типові статичні характеристики комплексного навантаження за частотою

У довідниках і інших літературних джерелах типові статичні характеристики наведені у формі графіків або у вигляді таблиць. У деяких джерелах ці характеристики виражені у вигляді апроксимуючих квадратичних формул.

#### 4.1.8. Коефіцієнти крутості й регулюючі ефекти навантаження

Крутість нахилу статичної характеристики до осі абсцис прийнято характеризувати за допомогою коефіцієнтів крутості й регулюючих ефектів.

*Коефіцієнтами крутості* статичних характеристик називають чисельні значення часток похідних потужностей за відповідних до параметрів, виражені в іменованих або відносних одиницях:

$$k_{PU} = \frac{dP}{dU}; k_{Pf} = \frac{dP}{df}; k_{QU} = \frac{dQ}{dU}; k_{Qf} = \frac{dQ}{df}.$$

*Регулюючі ефекти* визначають через ці ж частки похідні, виражаючи їх у відносних одиницях з тою особливістю, що в якості базисних величин приймаються значення параметрів режиму  $P_0, Q_0, U_0, f_0$  у розглянутих точках статичних характеристик:

$$H_{PU} = \frac{dP}{dU} \frac{U_0}{P_0}; H_{Pf} = \frac{dP}{df} \frac{f_0}{P_0}; H_{QU} = \frac{dQ}{dU} \frac{U_0}{Q_0}; H_{Qf} = \frac{dQ}{df} \frac{f_0}{Q_0}.$$

Обчислимо для прикладу коефіцієнт крутості статичної характеристики й регулюючий ефект активної потужності за напругою навантаження, заданому постійним активним опором  $RH = 5$  Ом, підключений до шин з номінальною напругою  $U_{ном} = 10$  кВ. Коефіцієнт крутості й регулюючий ефект обчислимо при робочих напругах  $U_{(1)} = 9,5$  кВ,  $U_{(2)} = 10,5$  кВ.

Розрахункова формула для визначення коефіцієнта крутості статичної характеристики навантаження, заданої активним опором, представляється у вигляді

$$k_{PU} = \frac{dP}{dU} = \frac{d}{dU} \left( \frac{U^2}{R_H} \right) = 2 \frac{U}{R_H}$$

При напругах  $U_{(1)}$  і  $U_{(2)}$  коефіцієнт крутості приймаємо значення:

$$k_{PU(1)} = 2 \frac{U_{(1)}}{R_H} = 2 \frac{9.5}{5} = 3.8 \text{ MBm} / \text{кВ}$$

$$k_{PU(2)} = 2 \frac{U_{(2)}}{R_H} = 2 \frac{10.5}{5} = 4.2 \text{ MBm} / \text{кВ}$$

Регулюючий ефект у всіх точках статичної характеристики навантаження, заданої постійним активним опором, виходить однаковим за величиною. Враховуючи, що похідні за напругою повинні бути обчислені у відносних одиницях при значеннях напруги й потужності в розглянутих точках, отримаємо:

$$H_{PU} = \frac{dP}{dU} \frac{U_0}{P_0} = \frac{d}{dU} \left( \frac{U^2}{R_H} \right) \frac{U_0}{P_0} = 2 \frac{U}{R_H} \frac{U_0}{P_0} = 2 \frac{U_0 U_0}{R_H P_0} = 2.$$

За аналогією неважко показати, що для шунтуючого реактора й батареї статичних конденсаторів, що представляються постійними реактивними опорами, що регулюють ефекти за напругою будуть відповідно рівні:  $H_{PQU} = 2$ ,  $H_{KBQU} = -2$ .

Поняття *коефіцієнт крутості* й *регулюючий ефект* навантаження й інших елементів широко використовуються при розв'язку завдань стійкості енергосистем.

### **Регулюючий ефект навантаження за частотою й напрузі**

При зміні напруги й частоти в електричній системі змінюються споживана активна й реактивна потужності навантаженням.

Зміна режиму за напругою у вузлах системи пов'язане зі змінами потоків активної й реактивної потужності й втрат в елементах електричної системи й, тому що струми різні, то будуть також відрізнятися рівні напруг у вузлах електричної системи. Відновлення напруги пов'язане з балансом реактивної потужності, джерелами якої є синхронні генератори й компенсатори різної конструкцій, синхронні двигуни, статичні джерела реактивної потужності, установлені у вузлах навантаження, уздовж ліній електропередач і т.д.

Зміна частоти пов'язане з збудженням балансу активної потужності в електричній системі. Цей баланс порушується в тих випадках, коли приєднане до системи активне навантаження споживачів не відповідає розташовуваній активній потужності електричних станцій. При цьому зміна частоти відбувається одночасно й, однаково всією електричною системою. У результаті дії регуляторів швидкості наступає нова рівновага (баланс) між виробленням і споживанням активної потужності.

Необхідно відмітити, що якщо нове значення частоти буде відрізнятися від вихідної, наприклад, зменшуватися, то це призведе й до

зниження напруги, тому що буде рости споживання реактивної потужності в системі.

При зміні режиму, наприклад, зменшенні напруги  $U$  або частоти  $f$  в одних споживачів споживана потужність збільшується, в інших, навпаки, знижується.

Зміна потужності, споживаним навантаженням, при зміні напруги  $U$  або частоти  $f$  називають регулюючим ефектом навантаження відповідно за напругою або частоті й математично виражають у вигляді:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f;$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f;$$

де  $dp/du$ ,  $dp/df$ ,  $dq/du$ ,  $dq/df$  – регулюючі ефекти за напругою й частотою, характеризують реакцію навантаження на зміну параметрів режиму ( тому що похідну визначають тільки для одного параметра при сталості іншого, надалі приймемо  $\frac{\partial P}{\partial \Pi} = \frac{dP}{d\Pi}$  і т.д., де  $\Pi$  – параметр режиму).

Чим більше значення похідної, тем різкіше міняється потужність, споживана навантаженням при зміні напруги або частоти.

Якщо при зниженні  $U$  або  $f$  споживання  $P$  і  $Q$  зменшаться, то регулюючий ефект називається позитивним, а якщо ні, то регулюючий ефект негативний.

## 4.2. Статична стійкість асинхронного двигуна

### 4.2.1. Критерій статичної стійкості

Асинхронні двигуни становлять основну частину промислового навантаження, і тому аналіз умов збереження їх стійкої роботи має велике практичне значення.

Критерій статичної стійкості двигуна встановимо виходячи з фізичних явищ. Нормальний режим, що встановився, двигуна визначається точкою перетинання характеристики потужності *механізму*  $P_{\text{мех}}(s)$  і характеристики електромагнітної *потужності*  $P(s)$  (рис. 4.14).

У деяких випадках, наприклад, при зниженій напрузі таких точок може бути дві (точки  $a$  й  $b$  на рис. 4.14), однак стійкому стану відповідає тільки точка  $a$ , розташована на висхідній частині характеристики електромагнітної потужності  $P(s)$ .

Дійсно, якщо в точці  $a$  відбудеться незначне випадкове відхилення ковзання на величину  $\Delta s_a$ , то на валу ротора двигуна виникне надлишковий прискорювальний момент  $\Delta P_a - P_d - P_a$ , який призведе до збільшення швидкості обертання ротора й відповідно до зменшення ковзання до величини  $s_0$ . При відхиленні ковзання  $sb$  на величину  $\Delta s_b$  надлишковий

момент  $\Delta P_b = P_{b'} - P_{b''}$  буде гальмуючим внаслідок перевищення механічного моменту над електромагнітним, і тому ковзання ротора двигуна буде збільшуватися, швидкість зменшуватися, і двигун зупиниться. Отже, у точці  $b$  нормальна усталена робота двигуна неможлива.

Відзначимо, що небаланс потужностей (моментів)  $\Delta P_{нб}$  на валу ротора двигуна, що з'являється при відхиленнях ковзання щодо значень  $s_0$  і  $s_b$ , утворюється за рахунок змін електромагнітного  $\Delta P$  і механічного  $\Delta P_{мех}$  обертаючих моментів.

При цьому

$$\Delta P_{нб} = \Delta P - P - \Delta P_{мех}.$$

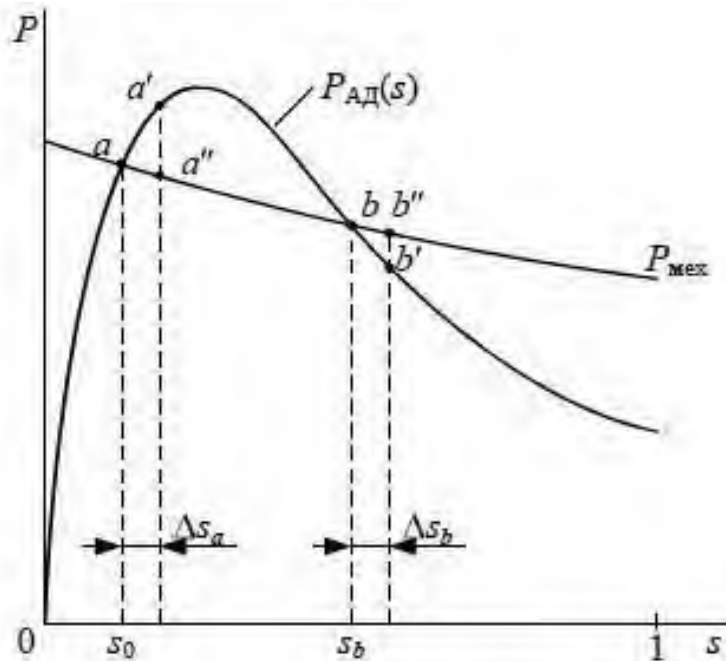


Рис. 4.14 Точки стійкого а та нестійкого б рівновагових станів асинхронного двигуна

У точці  $a$  позитивному збільшенню небалансу моментів відповідає позитивне збільшення ковзання. Тому

$$\frac{\Delta P_{нб}}{\Delta s} = \frac{\Delta P - \Delta P_{мех}}{\Delta s} > 0$$

При нескінченно малих збільшеннях ця нерівність, що включає також похідну в екстремальній точці, використовується як *критерій статичної стійкості асинхронного двигуна*:

$$\frac{d(P - P_{мех})}{ds} \geq 0$$

При  $P_{мех} = \text{const}$  критерій спрощується до виду, який широко використовується для оцінки статичної стійкості груп асинхронних двигунів.

$$\frac{dP}{ds} \geq 0$$

#### 4.2.2. Граничні за статичною стійкістю параметри двигуна

Умова, що відповідає граничному за статичною стійкістю стану двигуна. При падаючому характері залежності  $\Delta P_{MEX}(s)$  цьому стану відповідає точка  $m'$  (рис. 4.15) з координатами  $s_{np}, P_{np}$ .

$$\frac{d(P - P_{MEX})}{ds} = 0$$

Для окремого двигуна з відомою залежністю  $P_{MEX}(s)$  визначення координат точки  $m'$  є простим завданням. Однак для еквівалентного двигуна, що представляє десятки або сотні двигунів, обчислення еквівалентної залежності  $P_{мех}(s)$  є дуже складним завданням, яке звичайно не вирішують, а приймають  $P_{MEX}(s) = const$ . У цьому випадку граничний стан, обумовлений за умовою  $dp/ds = 0$ , відповідає екстремальній точці  $m$  (див. рис. 4.15) з координатами  $P_M, s_{кр}$ .

Ковзання  $s_{кр}$ , називається критичним. Його неважко визначити з умови  $dp/ds = 0$ , яке записується як:

$$\frac{d}{ds} \left( \frac{U^2 sr}{x_s^2 s^2 + r^2} \right) = U^2 r \frac{(x_s^2 s^2 + r^2) - 2x_s^2 s^2}{(x_s^2 s^2 + r^2)^2} = 0,$$

звідки

$$s = s_{кр} = r/x_s$$

Підставивши  $s = s_{кр}$  у вирази електромагнітної потужності, отримуємо максимальну потужність  $P_M$ :

$$P_M = \frac{U^2}{2x_s}$$

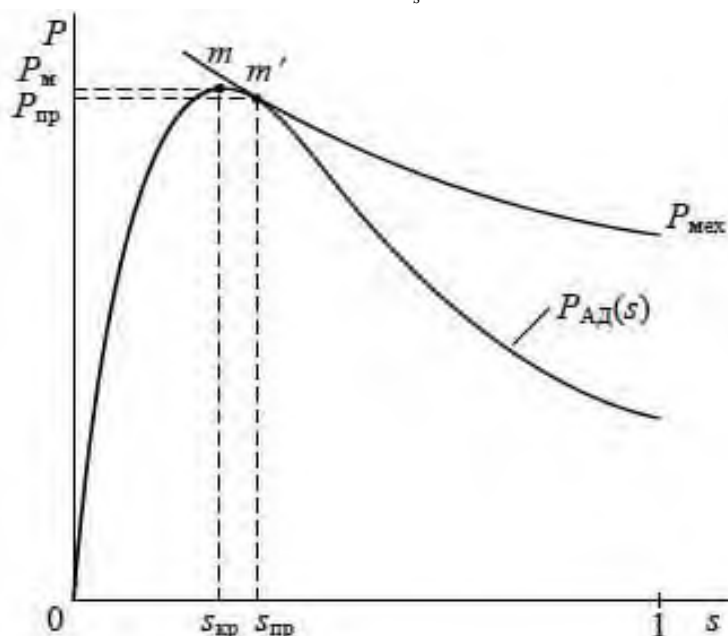


Рис. 4.15 Граничний за статичною стійкістю стан двигуна

Як видно, координати екстремальної точки  $m$  залежності  $P(s)$  визначаються нескладно. При цьому результат дає гарне наближення до реальних меж статичної стійкості асинхронних двигунів.

Електромагнітний момент, що відповідає потужності  $P_m$ , називається *перекидаючим моментом*, а процес порушення стійкості й наступного вповільнення обертання ротора називається *перекиданням двигуна*.

#### 4.2.3. Вплив зовнішніх умов на статичну стійкість двигуна

Під зовнішніми умовами, прийнятими для розгляду, тут розуміються:

- зміна напруги у вузлі підключення;
- наявність елементів електричної мережі до джерела живлення;
- зміна частоти в системі електропостачання.

При номінальній напрузі  $U_{ном}$  на затисках двигуна величина максимальної потужності  $PM$  приблизно вдвічі перевищує його номінальну активну потужність, що забезпечує більш ніж достатній запас стійкості. Зі зменшенням напруги на затисках двигуна величина перекидаючого моменту й, відповідно, потужність  $PM$  швидко падає за квадратичною залежністю і приблизно при напрузі  $U_{кр} \approx 0,7U_{ном}$  стає рівною номінальній потужності двигуна. У результаті двигун виявляється на межі статичної стійкості (рис. 4.16). Напруга  $U_{кр}$  вважається критичною, оскільки при  $U < U_{кр}$  відбувається перекидання двигуна.

Таким чином, при номінальному завантаженні двигуна його перекидання відбудеться при зниженні напруги у вузлі підключення приблизно на 30 %. Настільки глибокі відхилення напруги в нормальних умовах роботи не мають місця, однак вони можливі в аварійних перехідних режимах, зокрема, при роботі обладнання аварійного включення резерву на знижувальних підстанціях.

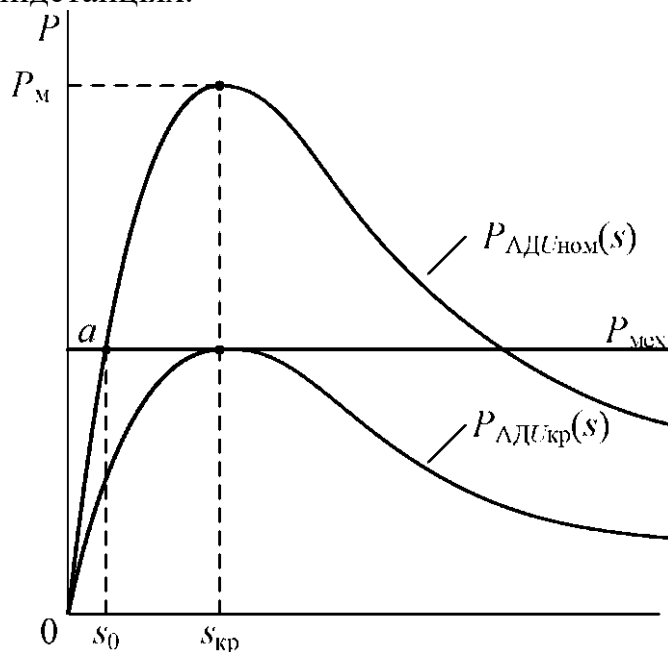


Рис. 4.16. До визначення критичної напруги за умовами статичної стійкості двигуна

Погіршують статичну стійкість реактивні опори зовнішніх елементів, включених між двигуном і джерелом живлення. Під джерелом живлення тут мається на увазі шини найближчої до двигуна підстанції, напруга на яких не

залежить від режиму його роботи. Стосовно двигуна їх можна прийняти шинами нескінченної потужності.

Розглянемо для прикладу роботу двигуна, підключеного до джерела живлення  $U$  через лінію електропередачі (рис. 4.17,а). При цьому спростимо схему заміщення шляхом переносу опору намагнічування  $x_{\mu}$  двигуна в початок лінії (рис. 4.17,б). Для розгляду на якісному рівні таке спрощення припустимо.

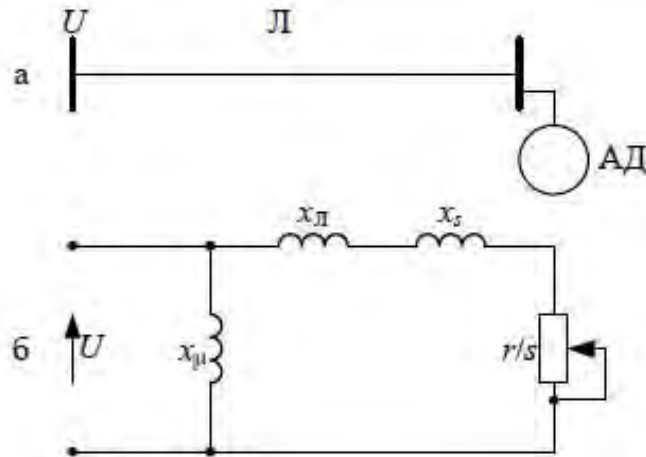


Рис. 4.17. Схеми для дослідження впливу зовнішнього опору на роботу двигуна

Розглядаючи спрощену схему як схему заміщення асинхронного двигуна зі збільшеним опором розсіювання для граничних за стійкістю параметрів, можна записати:

$$P_M = \frac{U_{KP}^2}{2(x_s + x_L)}; s_{KP} = \frac{r}{x_s + x_L}$$

Впливає, що реактивний опір зовнішньої відносно двигуна лінії електропередачі негативно позначається на статичній стійкості його роботи. Цей опір призводить до зменшення граничної потужності й критичного ковзання двигуна.

Для оцінки впливу частоти на статичну стійкість двигуна скористаємося формулами визначення його граничних параметрів.

$$P_M = \frac{U^2}{2\omega L_s}; s_{KP} = \frac{r}{\omega L_s}$$

Таким чином впливає, що обидва граничних параметра знаходяться у зворотній пропорційній залежності від частоти напруги в енергосистемі.

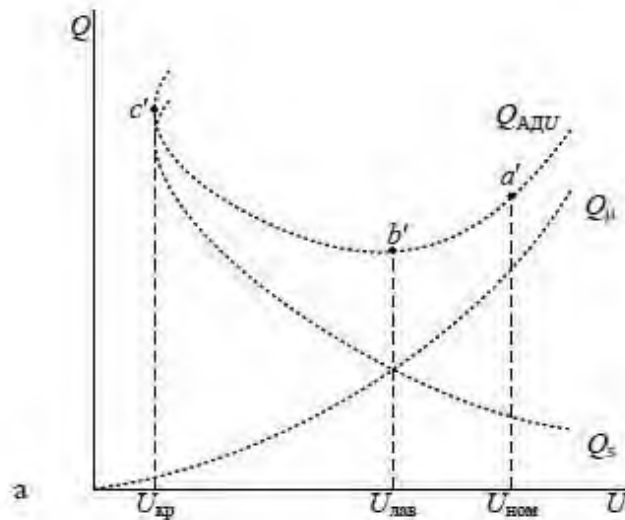
Зниження частоти буде приводити до збільшення значень граничних параметрів. Цей фактор сприятливо позначається на статичній стійкості електродвигунів і енергосистеми в цілому. Однак у якості заходу щодо підвищення статичної стійкості зниження частоти використати не вдається через необхідність виконання нормативів ДЕРЖСТАНДАРТ 13109-97 за відхиленням частоти.

#### 4.2.4. Побічна ознака (критерій) статичної стійкості асинхронного двигуна

Формальною первинною ознакою (критерієм) статичної стійкості асинхронного двигуна при постійній механічній потужності є ненегативний знак похідної електромагнітної потужності за ковзанням  $dp/ds > 0$ .

Обчислення цієї похідної можливо лише за умови відображення всієї маси рухового навантаження одним еквівалентним. Визначення параметрів еквівалентного двигуна досить важко, що вимагає пошуку інших розв'язків, що дозволяють підійти до оцінки стійкості асинхронних двигунів у системах електропостачання, не виділяючи їх у складі комплексного навантаження, а використовуючи, наприклад, статичні характеристики навантаження за напругою. Використання цих характеристик не виключає з розгляду ковзань, характер зміни яких дозволяє, можна прийняти, судити про стійкість двигунів. Відзначимо, зокрема, що при побудові статичної характеристики  $Q_{ADU}$  двигуна для кожного значення  $U$  потрібне визначення відповідного значення ковзання  $s$  ( $s = s_1, s_2, s_3, \dots, s$ ) (рис. 4.18).

Більше того, відповідність існує й між особливими або критичними точками характеристик  $Q_{ADU}$  і  $P(s)$  асинхронного двигуна. Особливими на цих характеристиках є екстремальна точка  $C$  на рис. 4.18, б, у якій  $dp/ds = 0$  при  $U = U_{кр}$  і точка  $c'$  на рис. 4.18, а, у якій  $dQ_{ADU}/du \rightarrow \infty$  також при  $U = U_{кр}$ .





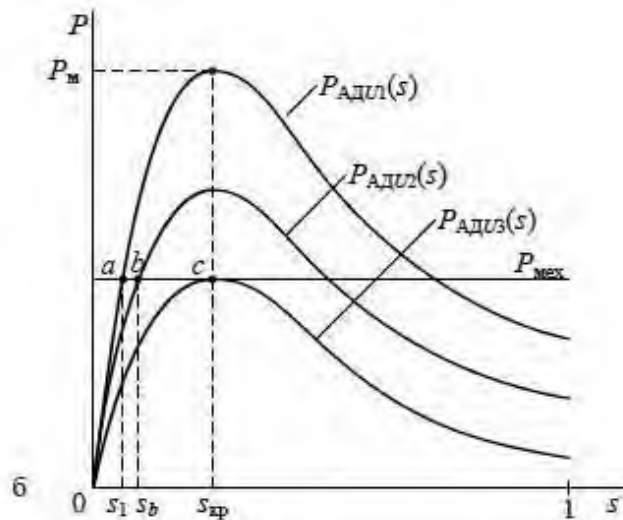


Рис. 4.18. Статична характеристика (а) і відповідно до неї залежність асинхронного двигуна (б)

Очевидно, що умова  $dQ_{ADU}/du \rightarrow \infty$  відповідає умові  $dp/ds = 0$  і тому може використовуватися в якості вторинної умови для визначення межі статичної стійкості асинхронного двигуна.

Відзначимо, що точка  $b'$  при  $U = U_{лсв}$  на рис. 4.18,а не є особою, хоча в цій точці  $dQ_{ADU}/du = 0$ . Залежність характеристики  $Q_{ADU}$  від ковзання визначається складовою  $Q_s$ , яка при параметрах  $U = U_{лсв}$ ,  $s = s_b$  (див. рис. 4.18,б) не має екстремума. Однак ця точка характерна в іншому розрізі. У цій точці міняється знак регулюючого ефекту асинхронного двигуна, у результаті чого подальше зниження напруги супроводжується збільшенням споживаної реактивної потужності двигуна. Відповідно збільшуються втрати напруги в елементах мережі живлення, що призводить до збільшення споживаної реактивної потужності.

Ця взаємна залежність між збільшенням споживаної реактивної потужності й збільшенням втрат напруги може привести до явища, відомого як *лавина напруги*.

Небезпека виникнення лавини напруги є й при інших навантаженнях, що працюють із негативним регулюючим ефектом реактивної потужності за напругою.

Слід зазначити, що умова  $dQ_{ADU}/du \rightarrow \infty$  так само, як і умова  $dp/ds = 0$ , передбачає розрахунок параметрів еквівалентного двигуна щодо точки підключення до джерела живлення, і, отже, не усуваються відзначені вище ускладнення. Однак використання статичних характеристик  $Q_{ADU}$  замість залежностей  $P(s)$  для окремих двигунів дозволяє перейти до використання статичних характеристик  $Q_{НУ}$  комплексних навантажень для узагальненого аналізу статичної стійкості без визначення параметрів еквівалентних асинхронних двигунів.

### 4.3. Побічні ознаки (критерії) статичної стійкості комплексного навантаження

З побічних ознак стійкості навантаження, заснованих на статичних характеристиках і тих, що не потребують еквівалентування досліджуваних на стійкість асинхронних двигунів, розглянемо дві найбільш уживані.

Першим розглянемо ознаку

$$\frac{dE}{dU} \geq 0$$

де буквою  $E$  позначена ЕРС (напряга) джерела живлення. Статичні характеристики РНУ, QНУ є функціями напруги  $U$  у вузлі підключення навантаження (рис. 4.19). Елементи мережі, що зв'язують джерело живлення з навантажувальним вузлом, презентовано в схемі заміщення еквівалентним опором  $Z = r + jx$ .

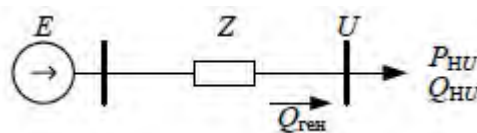


Рис. 4.19. Схема для ілюстрації побічних ознак стійкості навантаження

Для визначення критичної напруги за умовою  $de/du = 0$  будується розрахункова залежність  $E(U)$  з урахуванням статичних характеристик навантаження. Для цього задається серія значень напруги ( $U = U_1, U_2, U_3, \dots, U_n$ ), за статичними характеристиками для цих значень визначаються значення активної й реактивної потужностей навантаження  $P_{HU} = P_{HU_1}, P_{HU_2}, \dots, P_{HU_n}$ ;  $Q_{HU} = Q_{HU_1}, Q_{HU_2}, \dots, Q_{HU_n}$ ,  $i$  обчислюються будь-яким способом значення ЕРС джерела живлення  $E(U) = E_1(U_1), E_2(U_2), \dots, E_n(U_n)$ . Зокрема, при відсутності в схемі заміщення поперечних галузей, значення ЕРС  $E$  можуть бути обчислені за формулою

$$E = \sqrt{\left( U + \frac{P_{HU}r + Q_{HU}x}{U} \right)^2 + \left( \frac{P_{HU}x - Q_{HU}r}{U} \right)^2}$$

На площині  $(E, U)$  разом із залежністю  $E(U)$  проводиться також пряма  $E_0 = \text{const}$  (рис. 4.20, а), що відповідає досліджуваному нормальному режиму комплексного навантаження. При усталеній роботі навантаження ця пряма має дві точки перетинання або хоча б одну точку торкання із кривій  $E(U)$ .

Зіставимо точки залежності  $E(U)$  з відповідними точками залежності  $P(s)$  умовного еквівалентного двигуна навантаження. Очевидно, що кожному значенню напруги у вузлі підключення навантаження буде відповідати своє значення ковзання двигуна. При зниженні напруги до рівня  $U = U_{кр}$  відповідно буде отримано  $s = s_{кр}$ . Критична напруга, що відповідає мінімально припустимому значенню ЕРС  $E_{MIN}$  є абсцисою особливої точки з на кривій  $E(U)$  (див. рис. 4.20,а), яку можна розглядати як відбиття точки С, зображеної на рис. 4.20,б. У силу цієї відповідності умова  $de/du = 0$  використовується як ознака граничного режиму, а нерівність  $de/du \geq 0$  як

побічна ознака (критерій) статичної стійкості комплексного навантаження.

Іншою побічною ознакою статичної стійкості навантаження, часто що використовується у практиці розрахунків, є умова

$$\frac{d\Delta Q}{dU} \leq 0,$$

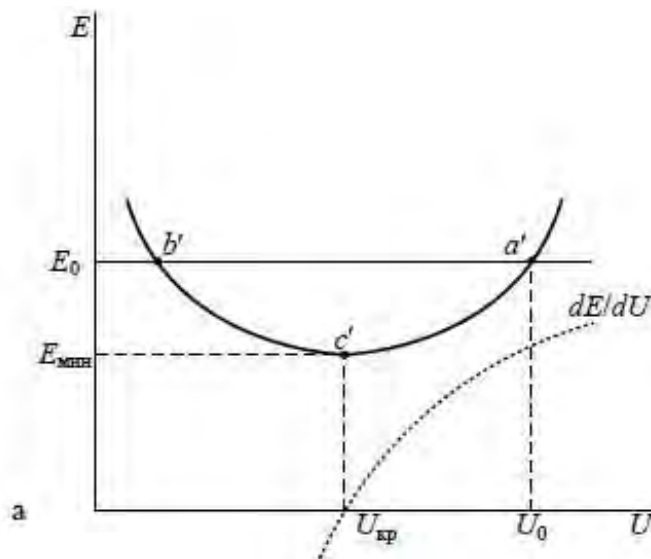
де

$$\Delta Q = Q_{генU} - Q_{HU} \text{ .}$$

Залежність  $Q_{HU}$  представляє собою статичну характеристику комплексного навантаження. Реактивна потужність  $Q_{генU}$  - потужність генерації, що підходить до навантажувального вузла з боку джерела живлення (див. рис. 4.21). Залежність  $Q_{генU}$  визначається розрахунками, який проводиться при незмінній ЕРС  $E = E_0$  за серією значень напруги ( $U = U_1, U_2, \dots, U_n$ ) у навантажувальному вузлі й відповідної серії активної потужності  $P_{HU} = P_{HU_1}, P_{HU_2}, \dots, P_{HU_n}$ , обумовленої за статичною характеристикою навантаження.

При усталеній роботі навантаження характеристики  $Q_{HU}$  і  $Q_{генU}$  мають дві точки перетинання (рис. 4.21), що відповідають стійкому (точка  $a'$ ) і нестійкому (точка  $b'$ ) станам. У граничному режимі навантаження (при  $E = E_{мін}$ ) криві  $Q_{HU}$  і  $Q_{генU}$  мають лише одну загальну точку  $c'$ , у якій виконуються умова  $d(Q_{генU} - Q_{HU})/du = 0$ .

Більш чітко ця умова проявляється на кривій  $\Delta Q = Q_{генU} - Q_{HU}$ , де добре видно, що точка  $c'$  є особою (екстремальною). Абсцисою цієї точки є критична напруга  $U_{кр}$ , а сама точка відповідає межі статичної стійкості комплексного навантаження. У стійких режимах, які можуть бути здійснені між точками  $a''$  і  $c''$ , виконується умова  $d(Q_{генU} - Q_{HU})/du < 0$ , тому нерівність (3.36) може використовуватися в якості побічної ознаки (критерію) статичної стійкості комплексного навантаження.



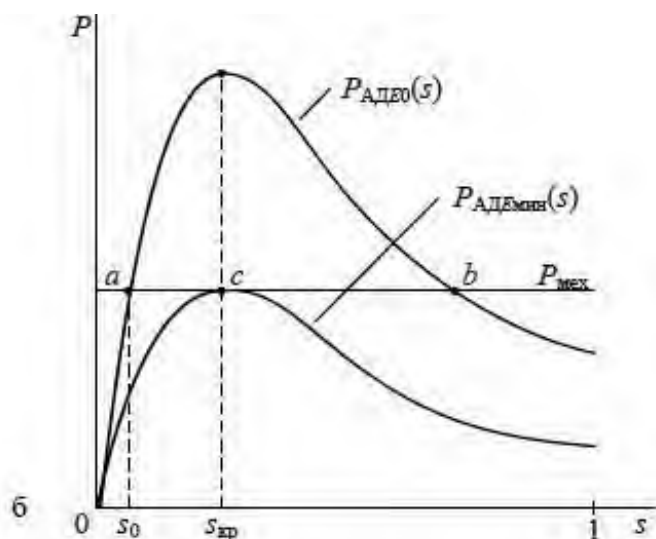


Рис. 4.20. Щодо визначення вторинної ознаки  $\frac{dE}{dU} \geq 0$  статичної стійкості комплексного навантаження

Ще раз підкреслимо, що при аналізі статичної стійкості комплексного навантаження мається на увазі стійкість асинхронних двигунів у складі цього навантаження. Обчислене за побічними ознаками критичної напруги не є й не може бути критичним для всіх асинхронних двигунів.

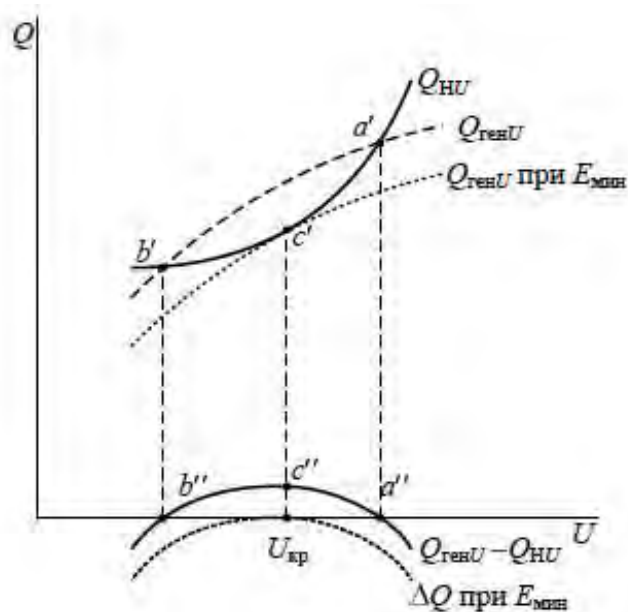


Рис. 4.21. Щодо визначення вторинної ознаки  $\frac{d\Delta Q}{dU} \leq 0$  статичної стійкості комплексного навантаження

Воно є лише деяким середнім значенням зони небезпечних, у розрізі стійкості, значень напруги. Ця невизначеність, у числі інших невизначеностей, ураховується « Провідними вказівками за стійкістю

енергосистем» у вигляді регламентованих значень коефіцієнта запасу стійкості за напругою , обумовленій як

$$k_U = \frac{U - U_{кр}}{U}$$

де -  $U_{кр}$  довгостроково підтримувана напруга у вузловій точці системи.

У нормальних режимах величина цього коефіцієнта повинна бути не менш 15 %, у короточасних післяаварійних і важких нормальних - не менш 10 %.

#### 4.3.1. Вплив обладнання, що компенсують, на статичну стійкість навантаження

При розв'язку питань компенсації реактивної потужності у вузлах навантаження слід урахувувати характеристики обладнання, що компенсує, з позиції його впливу на статичну стійкість електродвигунів. Для якісної оцінки цього впливу розглянемо два варіанти установки обладнання, що компенсують:

- а) у вигляді конденсаторних батарей (рис. 4.22,а);
- б) у вигляді синхронних компенсаторів (рис. 4.22,б).

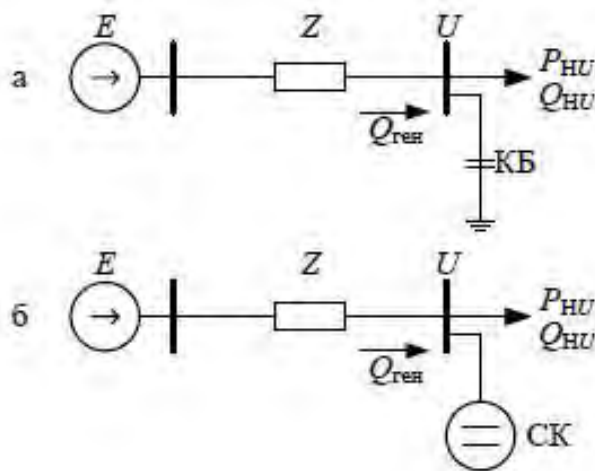


Рис. 4.22. Варіанти встановлення компенсуючи пристроїв

Для визначеності прийемо, що статична характеристика  $Q_{нУ}$  навантаження є типовим (рис. 4.23). При цьому в нормальному режимі ( при  $U_* = 1$  ) компенсується 20 % реактивної потужності навантаження. Статичні характеристики КБ і СК, обчислені за формулами

$$Q_{кбу} = U^2 / x_{кб}, \quad Q_{СКУ} = (U^2 - U_{eq}) / x_d$$

при  $x_{кб} = -5,0; x_d = 1,0; E = 1,2$ , наведені на рис. 4.23.

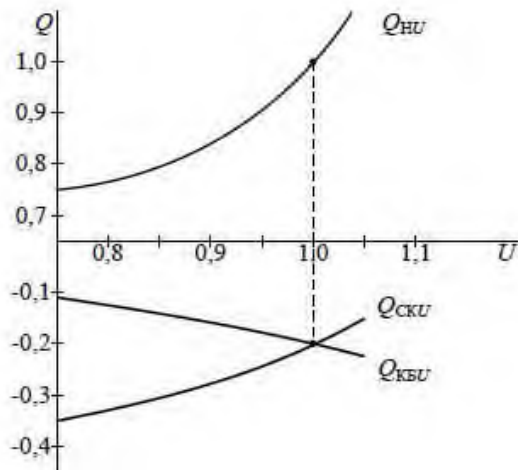


Рис. 4.23. Статичні характеристики

У подальших розрахунках пристрої, що компенсують, можуть бути віднесені або до типу джерел живлення або до типу навантажень. Віднесемо їх до навантажень і отримаємо еквівалентні статичні характеристики:

$$Q_{HU(KB)} = Q_{HU} + Q_{KBU}$$

$$Q_{HU(SK)} = Q_{HU} + Q_{SKU}$$

Еквівалентні статичні характеристики навантаження, певні графічним підсумовуванням, наведені на рис. 4.24.

Як видно з рис. 4.24, координати точок  $b$  і  $b'$  хиткої рівноваги при різних типах обладнання, що компенсують, помітно відрізняються. При цьому критична напруга  $U_{кр(KB)} < U_{кр(SK)}$ , із чого випливає, що при установці СК створюється суттєво більший запас статичної стійкості навантаження, чому при установці КБ.

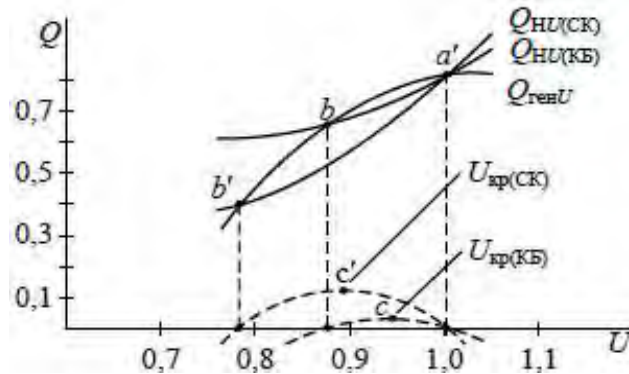


Рис. 4.24. Зіставлення запасів статичної стійкості навантаження при СК і КБ

Оскільки в робочій зоні СК має позитивний регулюючий ефект, а КБ - негативним, то можна прийняти, що пристрої, що компенсують, з позитивними регулюючими ефектами представляють більш сприятливий вплив на статичну стійкість навантаження. Це відноситься не тільки до СК і КБ, але й до інших джерел реактивної потужності (синхронних двигунів, керованих реакторів, статичних тиристорних компенсаторів і інших регульованих джерел реактивної потужності).

## РОЗДІЛ 5

### ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ У ВУЗЛАХ НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМ ПРИ ВЕЛИКИХ ЗБУРЮВАННЯХ

#### 5.1. Великі збурення у вузлах навантаження

Нагадаємо, що під збуренням (великими або малими) мається на увазі відхилення параметрів режиму енергосистем у початковій стадії перехідного режиму. Збурення є реакцією енергосистеми на впливи, які можна прийняти причинами появи збурювань.

Збурювальні впливи умовно розділяють на зовнішні й внутрішні.

Зовнішні впливи, представляються в системі зовнішнього електропостачання й приводять до часткових або повних знижень напруги на шини головних знижувальних підстанцій (ГЗП) підприємств. Такі процеси спостерігаються при коротких замиканнях в елементах зовнішньої мережі (точці  $K^{(n)}$  на рис. 5.1) і наступних їхніх відключеннях, при дії АПВ на лініях електропередачі, при неправильних відключеннях ліній і інших елементів.

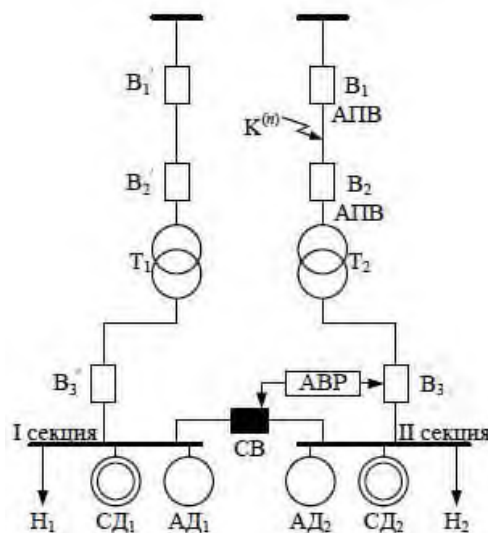


Рис. 5.1. Схема головної знижувальної підстанції

Відключення живильної лінії вимикачами  $V_1$  і  $V_2$  (рис. 5.1) призводить до втрати живлення на відповідній секції шин ГЗП, однак напруга на цій секції шин може якийсь час зберігатися за рахунок дії системи збудження синхронних електродвигунів, а також за рахунок залишкового електромагнітного поля роторів синхронних і асинхронних двигунів. Наявність напруги на відключеній секції шин утрудняє фіксацію факту втрати живлення з боку живильної мережі, тому використовуються інші фактори (наприклад, зникнення струму, що протікає через вимикач  $V_3$ ), що дозволяють надійно встановлювати факт втрати живлення. Після встановлення цього факту діє пристрій автоматичного включення резервного живлення (АВР), яке відключає вимикач уведення  $V_3$ , дублюючи втрати живлення, і включає секційний вимикач СВ. Дублювання втрати



живлення вимикачем В<sub>3</sub> потрібно для того, щоб запобігти випадковій несанкціонованій подачі живлення на відключену секцію шин.

Включення секційного вимикача СВ можна віднести вже до внутрішніх впливів. Цей вплив створює великі збурення для навантаження обох секцій шин. Крім цього до внутрішніх впливів, слід віднести короткі замикання в електроустановках і внутрішніх мережах, відключення елементів систем внутрішнього електропостачання, відключення потужних електродвигунів і інших електроустановок, пуски великих електродвигунів, дія потужних електроустановок з повторно-короткочасним навантаженням.

Незалежно від причин появи великі збурення впливають на роботу електродвигунів, інших електроустановок і енергосистеми в цілому. При уточненому аналізі цього впливу, навантаження слід урахувувати динамічними характеристиками або використовувати динамічні математичні моделі для моделювання перехідних процесів.

## 5.2. Динамічні характеристики навантаження

*Динамічною характеристикою елемента навантаження* називається залежність його параметра режиму від часу, від інших режимних параметрів і їх похідних, при швидких змінах режиму. Динамічна характеристика, наприклад, активної потужності навантаження, у загальному випадку виражається функцією виду

$$P_{\text{на}} = \varphi(t, U, f, dU/dt, d^2U/dt^2, df/dt, d^2f/dt^2, \dots).$$

В окремих випадках динамічні характеристики навантаження можуть бути представлені більш простими функціями, такими, наприклад, як:

$$\begin{aligned} P_{\text{на}} &= \varphi(t), \\ P_{\text{на}} &= \varphi(t, U), \\ P_{\text{на}} &= \varphi(U, dU/dt). \end{aligned}$$

В останньому із цих прикладів явна залежність від часу відсутня, однак через похідну  $du/dt$  вплив фактора часу враховується.

Використання динамічних характеристик як способу відображення навантаження при експлуатаційних розрахунках перехідних режимів звичайно не використовується через складність їх отримання й відображення в алгоритмах розрахунків. У тих випадках, коли за умовами розв'язуваного завдання потрібен уточнений врахування навантаження, звичайно в її складі формуються еквівалентні синхронні й асинхронні двигуни, які описуються підсистемами диференціальних рівнянь. Такі підсистеми називаються *динамічними математичними моделями навантаження*.

Розглянемо фізичні основи відмінності між динамічними й статичними характеристиками для найпоширеніших видів навантаження.

### 5.2.1. Освітлювальне навантаження

Динамічна характеристика виду  $P_{\text{ЛН}}(t)$  лампи розжарювання (рис.5.2) визначається деякою інерційністю нагрівання нитки, яке відбувається швидко, але не миттєво. У результаті при стрибкоподібних змінах напруги



спостерігаються сплески потужності (поки нитка нагрівається її опір зменшений). У точках зламу залежності  $U(t)$  спостерігається плавний хід залежності  $P_{\text{ЛН}}(t)$ , обумовлений інерційністю процесів нагрівання-остигання нитки.

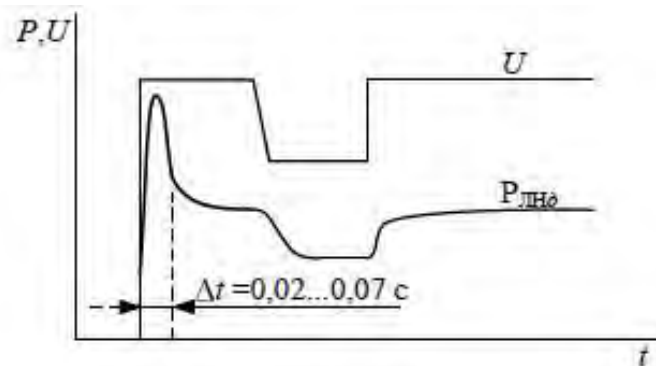


Рис. 5.2. Динамічна характеристика  $P_{\text{ЛН}}(t)$  лампи розжарювання при різких змінах напруги

При аналізі електромеханічних перехідних процесів особливості динамічних характеристик освітлювального навантаження звичайно не враховують, а обмежуються застосуванням статичних характеристик.

### 5.2.2. Асинхронний двигун

Більші збурення параметрів режиму асинхронного двигуна представляються або внаслідок різкої зміни механічного моменту (наприклад, у двигунів піднімальних кранів, ліфтів і ін.), або через різкі зміни живлячої напруги.

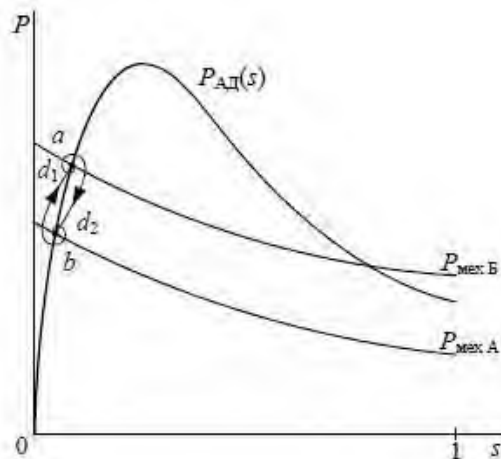


Рис. 5.3. Динамічні характеристики  $P_{\text{АД}}(s)$  асинхронного двигуна при різкому накиді та наступному скиді механічного моменту

В обох випадках хід процесів залежить від початкових великих, але не стрибкоподібних змін струмів в обмотках двигуна. Впливають також інерційні властивості ротора, що представляються при змінах ковзання.

Обидва ці фактора змінюють активний й індуктивний опори двигуна в динамічних переходах, внаслідок чого зміна його активної потужності проходять не за статичними залежностями  $P_{AD}(s)$ ,  $P_{мех}(s)$ , а для більш складних динамічних характеристиках (рис. 5.3, 5.4).

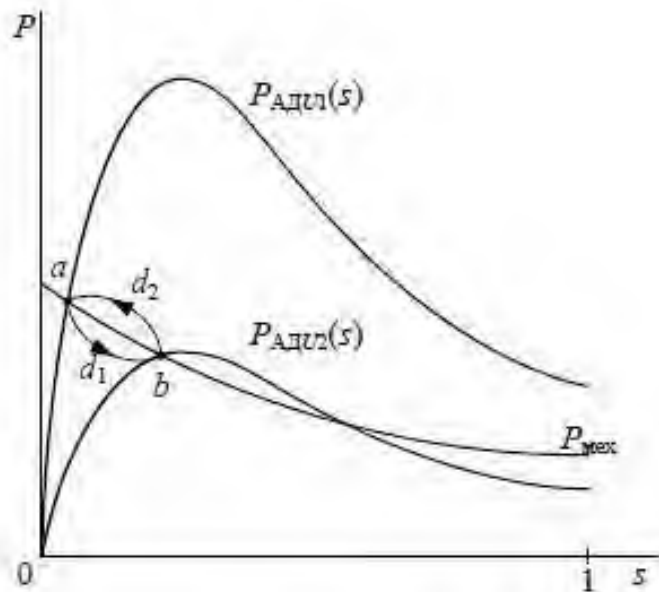


Рис. 5.4. Динамічні характеристики  $P_{AD}(s)$  асинхронного двигуна при різкому зменшенні та наступному збільшенні напруги

Зокрема, при різкому набиранні механічного моменту від  $P_{мехА}$  до  $P_{мехБ}$  і наступному його скиданні траєкторії переходу ротора проходять різними сторонами від статичної характеристики (криві  $d_1$   $d_2$  на рис. 5.3).

При різкому зниженні й наступному підвищенні напруги динамічні властивості двигуна також представляються у вигляді переходів різних траєкторій (криві  $d_1$ ,  $d_2$  на рис. 5.4).

Якщо це повільний перехід (повільне зниження напруги), то траєкторія переходу із точки  $a$  у точку  $b$  збігається із кривою  $P_{мех}(s)$ .

При стрибкоподібному зниженні напруги траєкторія переходу проходить кривою  $d_1$ . Різде підвищення напруги супроводжується переходом режиму із точки  $b$  у точку  $a$  кривою  $d_2$ .

Повнота й точність аналізу динамічних властивостей електродвигунів збільшуються в міру уточнення їх математичних моделей. Однак до надмірного уточнення цих моделей не слід прагнути. Складність моделі визначається умовами розумної достатності в досягненні мети, поставленої перед розрахунками.

### 5.2.3. Синхронний двигун

Такі динамічні характеристики синхронного двигуна як  $PCД\delta(t)$ ,  $\delta(t)$ ,  $s(t)$  можуть бути розраховані за рівнянням руху ротора шляхом його чисельного розв'язку, наприклад, методом послідовних інтервалів. Більші збурення типу різких змін механічного моменту або різких змін модуля напруги приводять до однотипних процесів. При цьому, оскільки в синхронних двигунів вектори ЕРС відстають від векторів напруг у вузлах

підключення, основна частина процесів проходить в області негативних кутів (рис.5.5). Аналогічні процеси в синхронних двигунах і синхронних генераторах проходять у протилежних напрямках, що дозволяє використовувати кутові характеристики й інші відомості про перехідні процеси генераторів для аналізу роботи синхронних двигунів (рис.5.6, 5.7).

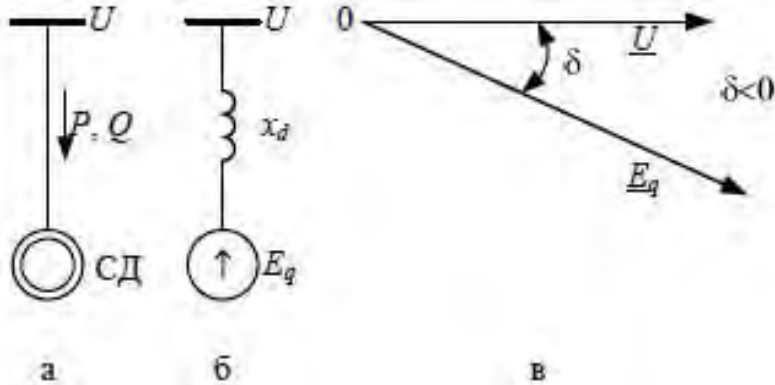
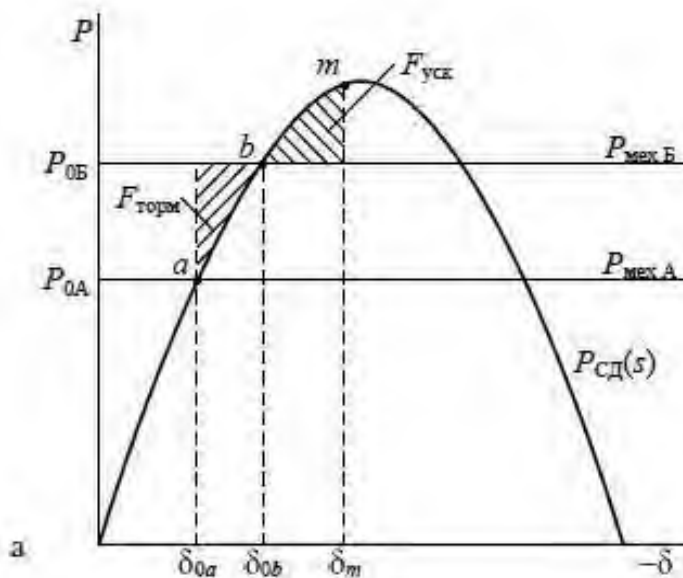


Рис. 5.5. Електрична схема (а), схема заміщення (б) і векторна діаграма напруг (в) синхронного двигуна

При набірні механічної потужності й при різкому зниженні напруги новий, що встановився, режим синхронного електродвигуна на цих рис. 5.6 представляється точкою *b*. Динамічні характеристики  $P_{СД}(t)$ ,  $\delta(t)$ ,  $s(t)$  у цих випадках досить подібні (рис.5.6,б, 5.7,б).

Відповідно подібними є й умови збереження динамічної стійкості синхронного двигуна при цих збурюваннях.



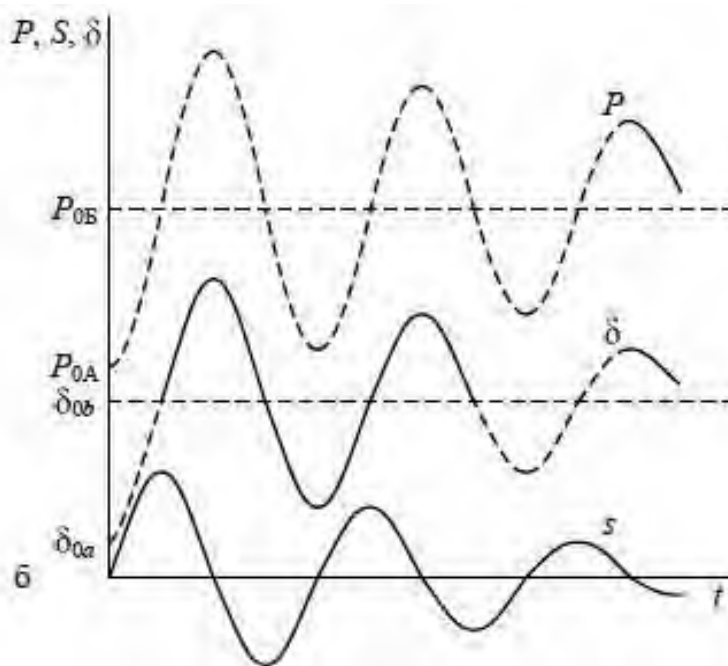


Рис. 5.6. Характеристики синхронного двигуна при стрибкоподібному збільшенні механічного моменту: а – кутова, б - динамічна

При аналізі динамічної стійкості синхронного двигуна зручно використовувати, як і у випадку із синхронним генератором, правило площ і критерій динамічної стійкості. Суть правила площ, а саме рівність сумарних майданчиків гальмування й прискорення ( $F_{\text{уск}} = F_{\text{торм}}$ ), при цьому зберігається, а критерій динамічної стійкості видозмінюється, оскільки на початковій стадії перехідного режиму при набірванні механічного моменту й при зниженні напруги ротор двигуна загальмовується.

Тому для повернення у вихідний стан на наступній стадії потрібно мати достатню площу можливого прискорення  $F_{\text{возм.уск}}$ . Відповідно, коефіцієнт запасу динамічної стійкості синхронного двигуна  $K_{\text{ду}}$  і критерій його динамічної стійкості визначаються виразами:

$$K_{\text{д.у}} = F_{\text{возм.уск}} / F_{\text{торм}}$$

$$F_{\text{возм.уск}} \geq F_{\text{торм}}$$

Становлять інтерес граничні випадки, коли  $K_{\text{ду}} = 1$ , тобто коли

$$F_{\text{возм.уск}} = F_{\text{уск}} = F_{\text{торм}}$$

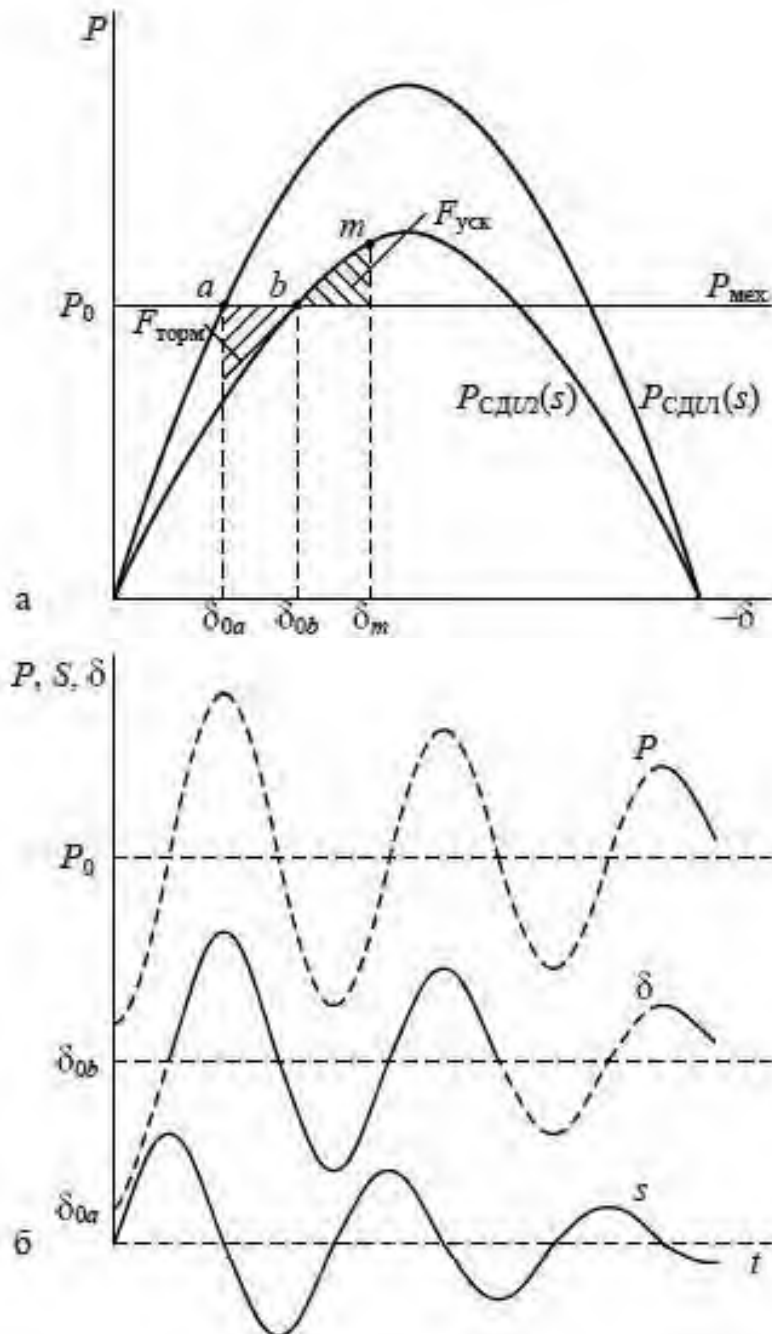


Рис.5.7. Характеристики синхронного двигуна при стрибкоподібному зменшенні напруги: а – кутова, б - динамічна

Поглиблений аналіз цих випадків необхідний при визначенні умов збереження динамічної стійкості синхронних електродвигунів.

### 5.3. Динамічна стійкість синхронного електродвигуна

З безлічі факторів, що впливають на динамічну стійкість синхронного двигуна, розглянемо, для прикладу, вплив короткочасного набирання механічного моменту й короткочасне зниження напруги у вузлі підключення.

При короткочасному набірні механічної потужності на вал ротора синхронного двигуна (рис.4.8) правилу площі відповідає рівність:

$$F_{уск1} + F_{уск2} = F_{торм1} + F_{торм2}$$

Випадок, коли  $F_{\text{возм.уск}} = F_{\text{торм1}} + F_{\text{торм2}}$  (рис. 5.8, б) є умовою визначення граничного кута відновлення  $\delta_{\text{віднов}}$  вихідного моменту. За відомим  $\delta_{\text{віднов}}$  методом чисельного інтегрування неважко знайти  $t_{\text{воспр}}$  (див. рис. 5.8,а), тобто визначити граничну тривалість набирання механічного моменту  $P_{\text{мех}}$ .

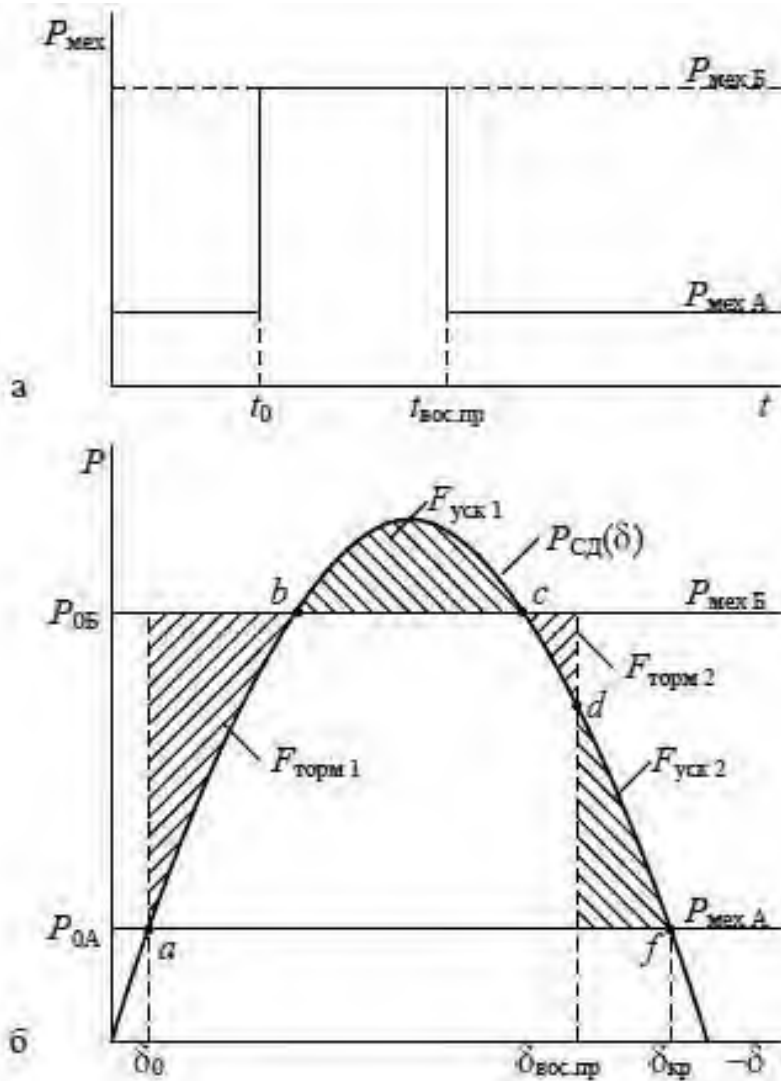


Рис. 5.8. Граничний динамічний перехід синхронного двигуна при накиді механічного моменту

При короткочасному зниженні напруги умови збереження динамічної стійкості синхронного двигуна принципово не відрізняються від випадку набирання механічного моменту.

Так, при зниженні напруги живлення від значення  $U_1$  до значення  $U_2$  (рис. 5.9,а) електромагнітна потужність синхронного двигуна стрибком змінюється від точки  $a$  до точки  $b$  (рис.5.9,б), і двигун починає загальмовуватися. При відновленні напруги електромагнітна потужність переходить із точки  $C$  у точку  $C''$ , і далі ротор двигуна рухається із прискорювальним моментом. У граничному випадку, показаному на рис.

5.9, площа можливого прискорення дорівнює площі гальмування, обмеженою точкою  $f$ , відповідної до критичного кута  $\delta_{кр}$ .

У цьому випадку на основі рівності  $F_{возмуск} = F_{торм}$  можна визначити граничний кут відновлення  $\delta_{вд.ін}$  напруги (див. рис. 5.9,б) і, відповідно, граничний час відновлення напруги  $t_{вос.пр}$  (див. рис. 5.9,а).

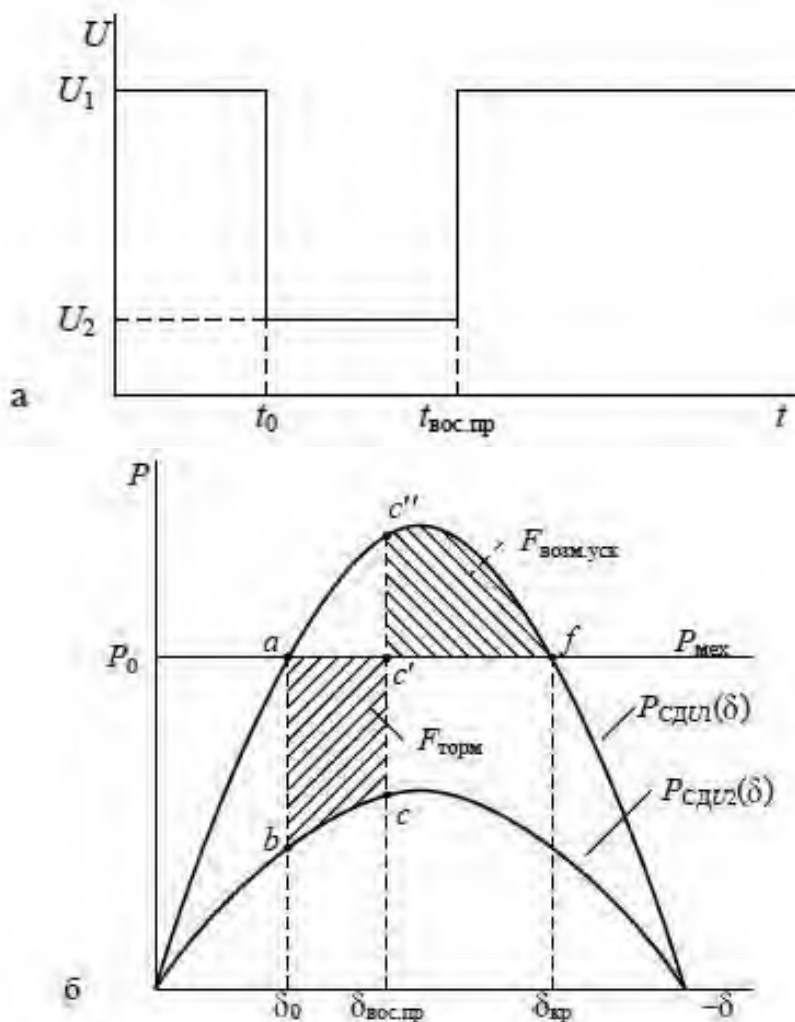


Рис. 5.9. Граничний динамічний перехід синхронного двигуна при короткочасному зниженні напруги

#### 5.4. Умови самозапуску асинхронного електродвигуна

Самозапуском асинхронного двигуна називають процес відновлення нормальної роботи після її короткочасного порушення, викликаного зникненням або короткочасним зниженням напруги живлення.

Принципові питання, пов'язані із самозапуском асинхронного двигуна, розглянемо на прикладі його роботи при короткочасному зниженні напруги живлення. Ухвалюючи з метою спрощення  $P_{мех} = \text{const}$  (рис. 5.10), бачимо, що до моменту відновлення напруги ковзання відновлення  $s_{вос2}$  може виявитися більше, чим у точці хиткої рівноваги (точка  $b$ ). У цьому випадку самозапуск неможливий.

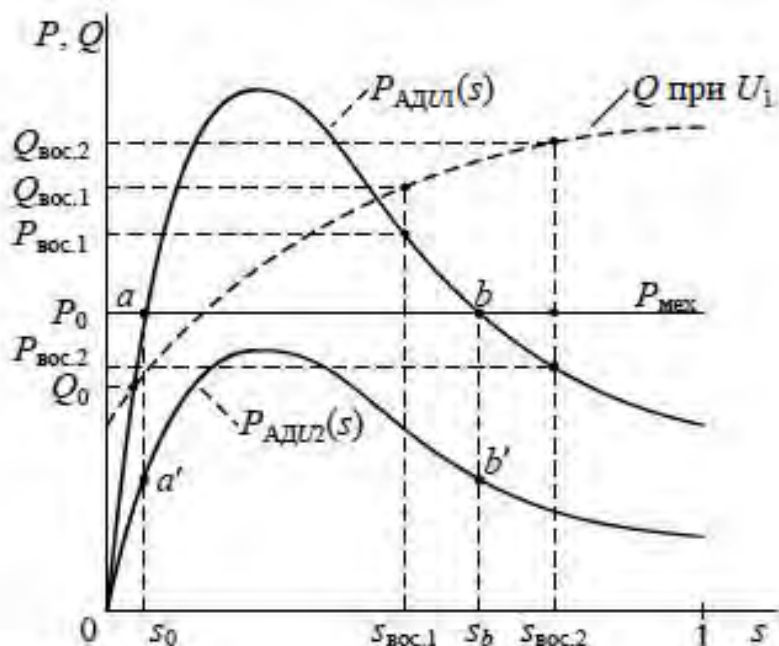


Рис.5.10. Робота АД при короткочасному зниженні напруги

Умови самозапуску виконуються, якщо в момент відновлення напруги електромагнітний момент буде більше механічного. Цим умовам на рис. 5.10 відповідає ковзання відновлення  $s_{вос.1}$ , яке менше, чим  $sb$ .

Із цих міркувань випливає, що математично вираженою умовою успішного самозапуску асинхронного двигуна може служити нерівність  $s_{вос.1} < sb$ .

Слід урахувати, що в момент відновлення напруги пригальмовується електродвигун споживає підвищені активну й реактивну потужності ( $P_{від1} > P_0$ ,  $Q_{від1} > Q_0$ ). Це призводить до підвищених втрат напруги в зовнішній мережі й, отже, до зменшення напруги живлення двигуна. У підсумку ковзання  $sb$  зменшується й, отже, умови самозапуску двигуна погіршується. При одночасному самозапуску групи двигунів цей фактор має досить істотне значення.

## 5.5. Процеси при пуску двигунів

### 5.5.1. Загальна характеристика умов пуску

До найбільш характерних перехідних процесів, що впливають на режими вузлів навантажень електричних систем, відносяться процеси, що відбуваються при пуску двигунів. Сучасні потужні двигуни, особливо асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором, мають великі пускові струми, і тому їх пусковий режим впливає на режим енергосистеми. Одночасний пуск значної кількості двигунів, порівнянних за сумарною потужністю з потужністю іншої системи, може вплинути на її режим. При порівнянній потужності двигунів і генераторів енергосистеми перевірка



впливу пуску двигунів на режим системи повинна проводитися в обов'язковому порядку.

*Пуск двигунів у хід або пусковий режим електропривода, що входить до складу комплексного навантаження, - це процес переходу двигунів і, відповідно, робочих механізмів з нерухливого стану в стан обертання з номінальною швидкістю.*

Пуск двигунів належить до нормальних перехідних процесів.

При проектуванні електропривода й виборі відповідного двигуна встановлюють, чи зможе даний двигун «розгорнути» ( від  $\omega = 0$  до  $\omega = \omega_0$ ) приєднаний до нього механізм, для чого:

- з'ясовують час пуску двигуна;
- встановлюють, наскільки припустима дана тривалість процесу пуску;
- перевіряють плавність пуску ( що особливо важливо, наприклад, для піднімальних кранів і друкованих машин);
- визначають нагрівання двигуна при пуску;
- оцінюють сталість прискорення при пуску, що бажано для ряду механізмів, наприклад, для пасажирських ліфтів.

Ці питання вирішуються при проектуванні електропривода й тому не розглядаються при вивченні перехідних процесів у вузлі навантаження, де увага зосереджується на системних завданнях, у число яких входить визначення допустимості пускових струмів з позицій забезпечення нормальної роботи системи й мережі.

Більші струми можуть викликати зниження напруги, створити несприятливий вплив на інші види навантаження й привести до того, що даний двигун буде фактично розганяти повільніше, чим це передбачалося при незмінній нарузі на його затисках. У цих умовах потрібно визначення часу пуску двигунів і залежності пускового струму від часу. Внаслідок зниження напруги в мережі момент обертання двигуна може виявитися або менше моменту опору механічного навантаження, або трохи більше й розгін двигуна буде, відповідно, або неможливий, або неприпустимо затягнутий.

Хоча пуск двигунів розглядається відносно до групи «системних питань», однак для розв'язку виникаючих тут завдань необхідно цікавитися характеристиками двигунів, що й приводяться ними в обертання механізмів.

Під час пуску двигун повинен формувати момент обертання, необхідний, по-перше, для подолання моменту опору механізму, і, по-друге, для створення певної кінетичної енергії обертових мас агрегату. Кратність пускового струму відносно номінального значення становить в асинхронних двигунів: 1.5 - 2 - при реостатному пуску ( для двигунів з фазним ротором) і 5 -8 - при пуску двигуна з короткозамкненим ротором.

Умови пуску звичайно розділяють на легкі, нормальні й важкі.

При легких умовах необхідний момент на початку обертання двигуна становить від 10 до 50 % номінального.

До нормальних умов пуску відносять такі, при яких механізм вимагає пускового моменту, рівного 50 - 75 % номінального.

До важких відносяться такі умови, при яких необхідний початковий момент становить від 75 % до 100 % номінального й вище. До останніх відносяться умови пуску таких механізмів, як компресори, дробильні барабани, різні пристрої для перемішування, а також насоси з відкритою засувкою й приводи зі значним моментом інерції. У рідких спеціальних випадках, наприклад, при однофазних двигунах, у яких не передбачений самозапуск, електричний пуск агрегату в хід замінюється механічним за допомогою розгінного обладнання.

Для полегшення тяжких умов пуску в деяких приводах застосовуються спеціальні механічні засоби: відцентрові, зчіпні феромагнітні або гідравлічні муфти, за допомогою яких двигун приймаємо навантаження лише після того, як він досяг потрібної швидкості й став розбудовувати належний момент обертання.

Для керування пуском і обмеження пускового струму може застосовуватися пускорегулююча апаратура й спеціальні схеми пуску.

### 5.5.2. Схеми пуску

Протікання перехідних процесів при пуску залежить від того, за якою схемою здійснюється пуск електродвигуна. Існуючі способи пуску двигунів в основному зводяться до наступних трьох, які викладені відносно до синхронних двигунів; пуск асинхронних двигунів відрізняється лише тим, що в ньому відсутня остання стадія - подача порушення й втягування в синхронізм.

*Автотрансформаторний пуск* здійснюється за схемою, показаної на рис. 5.11,а. Спочатку включається нульовий вимикач 1, потім вимикач 2, що приєднує автотрансформатор до мережі. Тому що двигун підключений до зниженої через автотрансформатор напруги, то він розганяє, споживаючи порівняно невеликий струм. Після того, як двигун досягне близьку до синхронної швидкість, включається збудження, і двигун входить у синхронізм; вимикач 1 відключається й включається шунтувальний вимикач 3, який подає на двигун нормальна напруга.

У синхронних двигунів при легкому пуску збудження на двигун подається до включення вимикача 3; при важкому пуску збудження підключається після включення шунтуючого вимикача, тобто після подачі на двигун повної напруги мережі.

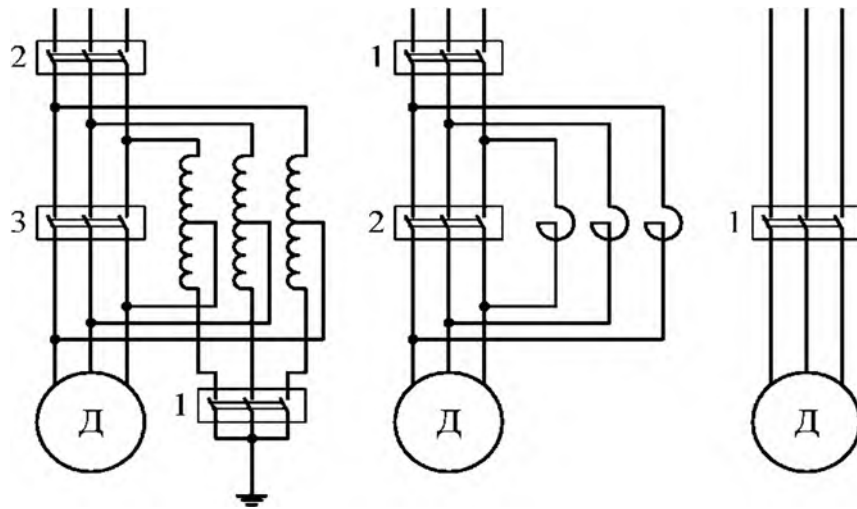


Рис. 5.11 Схеми пуску двигунів: а - автотрансформаторний пуск; б - реакторний пуск; в - прямий пуск

Пуск через автотрансформатор має серйозний недолік, оскільки наявність пускового автотрансформатора є додатковою причиною виникнення аварій. Крім того, така установка досить дорога й має недоліки в експлуатації, тому що створює поштовхи при перемиканнях автотрансформатора. Усе це привело до того, що автотрансформаторний пуск застосовується вкрай рідко.

*Реакторний пуск* здійснюється за схемою, показаної на рис. 5.11,б. Пусковий реактор обмежує величину пускового струму й знижує напругу на двигуні при пуску за рахунок спаду напруги в реакторі. На початку пуску шунтуючий вимикач 2 відключений. За допомогою вимикача 1 двигун підключається до мережі через реактор. У міру розгону двигуна струм знижується. Це призводить до зменшення спаду напруги в реакторі й, отже, напруга на двигуні підвищується. При досягненні підсинхронної швидкості двигун одержує збудження й входить у синхронізм, після чого вимикачем 2 шунтується реактор.

Величина опору реактора  $x_p$  визначається за виразом:

$$x_p = U_{ном} \left( \frac{1}{I_{пуск.мин}} - \frac{1}{I_{пуск.макс}} \right)$$

де  $I_{пуск.мин}$  - величина, до якої необхідно обмежити пусковий струм за допомогою реактора;  $I_{пуск.макс}$  - пусковий струм двигуна при номінальній напрузі  $U_{ном}$  на його виводах.

Реальний пусковий струм  $I_{пуск}$  може бути визначений як частка максимального струму  $I_{пуск.макс}$ , пропорційна напрузі  $U_D$  на виводах двигуна:

$$I_{пуск} = U_D \frac{I_{пуск.макс}}{U_{ном}}$$

Для визначення  $U_D$  скористаємося рівнянням зв'язку між цією напругою й напругою мережі  $U_C$  у точці підключення реактора

$$U_C = U_D + I_{\text{пуск}} x_p = U_D + U_D \frac{I_{\text{пуск.макс}}}{U_{\text{ном}}} x_p$$

Тобто

$$U_D = \frac{U_C}{1 + \frac{I_{\text{пуск.макс}}}{U_{\text{ном}}} x_p}$$

Таким чином, можна визначити реальні значення пускового струму  $I_{\text{пуск}}$  і напруги  $U_D$  при відомій напрузі мережі  $U_C$ .

Пусковий момент при реакторному пуску знижується до величини

$$M_{\text{пуск}} = M_{\text{пуск}U_{\text{ном}}} \left( \frac{U_D}{U_{\text{ном}}} \right)^2$$

Схему реакторного пуску застосовують при необхідності значного зниження струму в мережі й при достатності для пуску невеликого перевищення пускового моменту над статичним моментом механізму.

*Прямий пуск* здійснюється згідно зі схемою на рис. 5.11,в. Двигун включається на повну напругу мережі за допомогою вимикача 1. Під дією асинхронного моменту двигун досягає під-синхронної швидкості, після чого подається збудження й двигун входить у синхронізм.

### 5.5.3. Розрахунки часу пуску

Розглянемо загальний підхід до розрахунків часу пуску двигуна як до одного з найважливіших показників пускових процесів.

Процес руху ротора двигуна описується диференціальним рівнянням, яке, записується як

$$T_j \frac{d\omega}{dt} = \Delta M,$$

де  $\Delta M = M_{em} - M_{мех}$ .

З врахуванням того, що  $\omega = \omega_0 - s$ , отримуємо

$$-T_j \frac{ds}{dt} = \Delta M$$

Оскільки моменти  $M_{мех}$  і  $M_{em}$  є нелінійними функціями від  $s$ , то і їхня різниця  $\Delta M$  також є нелінійна функція від  $s$  (рис. 5.12).

Розрахунки проводяться чисельно інтервалами. Для цього графік функції  $\Delta M = f(s)$  розбивається на  $n$  рівних інтервалів за ковзанням і будується східчаста функція (див. рис.5.12), де  $\Delta M_i = \text{const.}$ ,  $i = 1, n$ .

$$\Delta s_1 = \Delta s_2 = \dots = \Delta s_i = \dots = \Delta s_n$$

Враховуючи, що в процесі пуску ковзання двигуна убуває, у межах

довільного  $i$ -го інтервалу рівняння руху можна представити в кінцевих збільшеннях

$$T_j \frac{\Delta s_i}{\Delta t_i} = \Delta M_i, i = \overline{1, n}$$

де  $\Delta M_i$  - середнє значення небалансу моментів на  $i$ -м інтервалі.

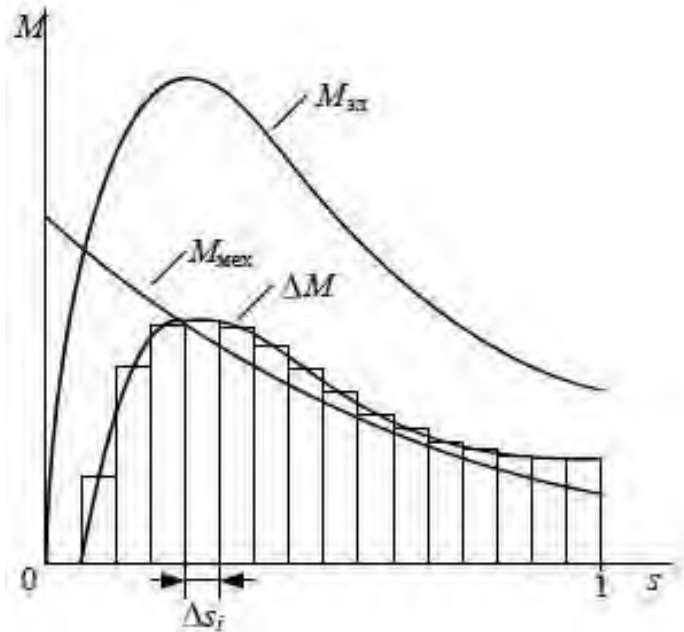


Рис. 5.12. Щодо розрахунку часу запуску двигуна

Визначаємо проміжок часу  $\Delta t_i, i = \overline{1, n}$ , відповідний до інтервалу ковзання  $\Delta s_i, i = \overline{1, n}$ :

$$\Delta t_i = T_j \frac{\Delta s_i}{\Delta M_i}, i = \overline{1, n}.$$

Підсумовуючись усі  $n$  проміжків часу одержуємо час пуску  $t_{\text{пуск}}$  двигуна:

$$t_{\text{пуск}} = T_j \sum_{i=1}^n \frac{\Delta s_i}{\Delta M_i}, i = \overline{1, n}.$$

Точність розрахунків зростає зі зменшенням величини  $\Delta s_i$  і, відповідно, зі збільшенням кількості інтервалів.

## 5.6. Самовідключення електроустановок і відновлення навантаження

Самовідключення (зайві відключення) електроустановок при короточасних порушеннях електропостачання (КПЕ) часто обумовлені застосуванням магнітних пускачів звичайного виконання. При напрузі, зниженій на 20 - 40 % і більш, якір магнітного пускача втримується протягом усього лише декількох періодів промислової частоти. Тому електроустановки напругою 380 В, у відношенні яких не вжиті заходи проти їхнього самовідключення, будуть знеструмленими в результаті КПЕ. Це може приводити до відключень інших технологічно зв'язаних

електроустановок. Наприклад, самовідключення маслонасосів у системі примусового змащення підшипників закономірно призводить до відключення великих двигунів 6 - 10 кВ.

Відключення відповідальних електроустановок у ряді випадків обумовлені зайвою дією захистів мінімальної напруги, не відбудованих від КПЕ при КЗ, АПВ, АВР. Наприклад, зустрічалися випадки, коли такий захист без витримки часу відключав агрегати, незважаючи на те, що їх самозапуск був можливий.

Зайві відключення при КПЕ можуть бути викликані й дією інших факторів (технологічних захистів, захистів від втрати збудження й т.п.), аналіз яких повинен проводитися в конкретних умовах експлуатації електроустановок.

### **5.7. Заходи щодо зниження більших збурювань**

Основним завданням протиаварійних заходів в енергосистемі є зниження інтенсивності й тривалості КПЕ.

Безпосередньо на підприємствах завданнями протиаварійних заходів є зниження чутливості промислового електроустановування до КПЕ й зменшення інтенсивності КПЕ.

Завдання протиаварійних заходів в енергосистемі й на підприємствах взаємозалежні, і їх слід розглядати комплексно.

Противарійні заходи в енергосистемі:

1. Заміна спрощених підстанцій (на відпайках або на віддільниках з короткозамикачами) на підстанції з повним комплектом вимикачів.

2. Локалізація зони глибоких знижень напруги при КЗ за допомогою статичних тиристорних компенсаторів і іншого обладнання подібного типу.

3. Вибір оперативної схеми зовнішнього електропостачання підприємств (замкнені, розімкнуті, змішані) з урахуванням зниження інтенсивності й тривалості КПЕ.

4. Застосування ОАПВ у розподільних мережах.

5. Координація уставок ( за часом) релейних захистів з метою зменшення кількості тривалих КЗ у розподільних мережах.

6. Вибір оптимального співвідношення між джерелами реактивної потужності (конденсаторні батареї, статичні тиристорні компенсатори, синхронні двигуни, синхронні компенсатори й ін.), що забезпечує статичну й динамічну стійкість навантаження при розрахункових збурюваннях.

7. Превентивний (випереджальний) розподіл системи при небезпеці виникнення асинхронного ходу в енергосистемі. Тут потрібно проаналізувати й розв'язати: ділити систему до появи асинхронного ходу або після.

Противарійні заходи на промислових підприємствах:

1. Заміна або модернізація магнітних пускачів і деяких інших комутаційних апаратів з метою запобігання самовідключень електроустановок.

2. Скорочення тривалості КЗ у системі внутрішнього електропостачання шляхом заміни максимальних струмових захистів більш швидкодіючими (диференціальними, струмовими відсіченнями із блокуваннями й ін.).

3. Прискорене АВР - одне з найбільш ефективних заходів.

4. Відключення невідповідального навантаження при КНЕ для поліпшення умов самозапуску відповідальних двигунів.

5. Настроювання АРВ синхронних двигунів за умовами підвищення динамічної й результуючої стійкості.

6. Швидке відключення двигунів, що випали із синхронізму.

7. Застосування автоматичного повторного пуску двигунів.

## РОЗДІЛ 6

### МОНІТОРИНГ ПОТОЧНОГО РЕЖИМУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

#### 6.1. Перевірка виконання вимог щодо стійкості енергосистем

Розрахунки стійкості енергосистем і перевірка заходів щодо її забезпечення є обов'язковою частиною робіт з проектування та експлуатації енергосистем.

Розрахунки стійкості енергосистем треба виконувати в разі:

вибору основної схеми енергосистеми та уточнення розміщення основного пристрої;

увімкнення нових і реконструкції існуючих об'єктів енергосистеми;

вибору допустимих режимів роботи енергосистеми;

вибору заходів щодо підвищення стійкості енергосистем, у тому числі засобів АЗПС;

визначення параметрів налаштування систем регулювання та керування режимами, РЗ, АПВ тощо;

визначення параметрів налаштування систем ПК, призначених для підвищення стійкості енергосистем;

перевірки виконання нормативних показників стійкості та інших вимог.

Розрахунки усталених режимів

У разі перевірки стійкості енергосистеми слід розглядати режими, які відповідають характерним точкам добових і сезонних графіків генерації та споживання для можливих нормальних і ремонтних схем, які мають найменші запаси стійкості. Ці режими треба розглядати як довготривалі.

У розрахунках усталених режимів генератори слід представляти джерелами незмінної напруги та заданими активними потужностями. Мінімальні та максимальні значення наявної реактивної потужності рекомендовано задавати з урахуванням значень напруги та активної потужності в даному режимі. Замість напруги можна задавати фіксовану реактивну потужність.

Вузли навантаження, як правило, слід представляти:

під час проектування енергосистем - незалежними від напруги значеннями активної та реактивної потужностей;

під час експлуатаційних розрахунків і вибору засобів ПК - статичними характеристиками з напруги.

Параметри післяаварійного режиму треба обчислювати з урахуванням усіх змін, спричинених перехідним процесом, у тому числі дією засобів ПК, а також обмежувачів перевантаження обмоток збудження генераторів і синхронних компенсаторів. У разі істотних небалансів потужності слід враховувати зміну частоти.

Вузли навантаження під час розрахунків післяаварійного режиму слід представляти статичними характеристиками з напруги з урахуванням дії АРНТ, а в разі зміни частоти слід враховувати статичні характеристики генераторів і вузлів навантаження з частоти.



Розрахунки статичної стійкості енергосистем

Розрахунки статичної стійкості енергосистем здебільшого можна виконувати з перевіркою тільки аперіодичної стійкості.

Якщо область аперіодичної стійкості близька до області існування усталеного режиму (напруга в дефіцитній частині за перетином близька до  $U_{кр}$ ), допускається обмежуватися перевіркою існування режиму.

За порушення умови  $U < U_{кр}$  відповідний режим слід прийняти аперіодично нестійким.

Розрахунки коливальної стійкості необхідно виконувати:

для уточнення області допустимих режимів і визначення ефективних заходів щодо запобігання коливальним порушенням стійкості; якщо за перетоків, близьких до максимально допустимих, в якомусь з контрольованих перетинів було зафіксовано виникнення незгасаючих або повільно згасаючих коливань, розрахунки виконують експлуатуючі організації з урахуванням фактичного налаштування систем регулювання;

у разі першого введення в роботу, реконструкції (заміни) енергоблоків (турбін, генераторів) електростанцій чи їх систем регулювання розрахунки виконують проектні організації.

Розрахунки коливальної стійкості слід виконувати з максимально можливим представленням у розрахункових моделях існуючих параметрів систем регулювання генераторів і турбін електростанцій.

Під час перевірки аперіодичної стійкості генератори допускається представляти джерелами незмінної напруги (рівень якої в розрахункових точках визначають залежно від типу АРЗ) із заданими активною потужністю, фіксованим рівнем напруги та діапазоном регулювання реактивної потужності; вузли навантаження - статичними характеристиками без урахування регулювання напруги трансформаторів; вітрові електростанції (ВЕС) (вимоги до моделювання ВЕС мають бути диференційовані і приведені у відповідність до кодексу ВЕС, що розробляється на замовлення НКРЕ) та сонячні електростанції (СЕС) при розрахунках аперіодичної стійкості - вузлами з  $P_e = \text{const}$  і  $Q_e = \text{const}$ , які треба автоматично відключати від мережі в разі зниження напруги до аварійного рівня, встановленого виробником обладнання електростанцій, але не нижче ніж  $U_{ae} < 0,75U_{H0M}$ .

Розрахунки граничних за стійкістю режимів

Граничний за статичною стійкістю перетік у перетині визначають обважненням режиму (збільшенням перетоку). При цьому слід прийняти, що всі пристрої автоматичного керування, які перешкоджають досягненню граничного перетоку в даному перетині (засоби ПК, автоматичного обмеження перетоку тощо), відключено.

Граничні перетоки визначають з урахуванням перевантаження всього устаткування, окрім перевантаження генераторів за струмом ротора, яке допускається протягом 20 хв.

Більше перевантаження устаткування дозволено враховувати в усіх режимах, крім післяаварійного, якщо за допустимий час таке

перевантаження автоматично ліквідується без зниження запасу стійкості в перетині (автоматичний пуск гідрогенераторів, переведення їх з компенсаторного режиму в активний тощо).

У післяаварійному режимі дозволено враховувати тільки перевантаження, допустимі протягом 20 хв.

Розглядають траєкторії обважнення, що є послідовністю усталених режимів, які в разі зміни деякого параметра або групи параметрів дають змогу досягти межі області статичної стійкості.

Траєкторії обважнення режиму повинні найбільшою мірою змінювати режим перетину, який розглядається. Розрахунок обважнених режимів супроводжують перевіркою їх аперіодичної стійкості.

Для збільшення перетоку в перетині, який розглядається, рекомендовано підвищувати генеруючу потужність з одного боку перетину за одночасного зменшення генеруючої потужності - з іншого боку. У разі досягнення обмежень з максимальної або мінімальної потужності генераторів подальше збільшення перетоку в перетині рекомендовано здійснювати відповідним зменшенням або збільшенням активної та реактивної потужності вузлів навантаження. Якщо потужність вузлів навантаження зменшено до можливого в реальних умовах мінімуму, для подальшого збільшення перетоку в перетині слід здійснювати перевантаження генераторів, знявши відповідні обмеження: за струмом статора генераторів, за струмом трансформаторів, за потужністю агрегата чи енергоблока, крім обмежень за струмом ротора генераторів.

Слід розглядати збільшення перетоку в перетині для ряду траєкторій обважнення, які є характерними для даної енергосистеми і відрізняються перерозподілом потужності між вузлами, які знаходяться з кожного боку перетину, що розглядається. Значення  $R_{GR}$  визначають за траєкторією, якій відповідає найменша гранична потужність.

У разі обважнення режиму генератори дозволено представляти так само, як за розрахунків усталених режимів. Для граничного режиму обмеження з реактивної потужності навантаження генераторів треба приймати за струмом ротора.

Крупні вузли навантаження енергосистеми, де в разі обважнення можливі зміни напруги від 5 % до 10 % та більше, треба представляти статичними характеристиками з урахуванням АРНТ. Для інших вузлів навантаження допускається приймати  $P_H = \text{const}$ ,  $Q_H = \text{const}$ . За відсутності необхідних даних (статичних характеристик) допустимо моделювати навантаження як  $P_H = \text{const}$ ,  $Q_H = \text{const}$ .

У разі обважнення режиму збільшенням навантаження приріст реактивного навантаження  $A_{QH}$  за відсутності фактичних даних рекомендовано приймати пропорційним приросту активного навантаження  $A_{PH}$  з коефіцієнтом пропорційності від 0,5 МВАр/МВт до 0,7 МВАр/МВт.

Допустимо розглядати тільки збалансовані за потужністю способи обважнення режиму, за яких частота зберігається практично незмінною. Якщо в конкретних умовах збільшення перетоку може викликатися чи

супроводжуватися помітним змінюванням частоти, то такі способи обважнення режиму також треба розглядати. У цьому разі для генераторів і вузлів навантаження треба додатково враховувати статичні характеристики потужності з частоти.

Критичну напругу  $U_{Kp}$  у вузлах навантаження напругою 110 кВ і вище, як правило, слід приймати  $0,7 U_{НОМ}$ . Ці значення критичної напруги не розповсюджуються на вузли навантаження якщо:

вузол навантаження має синхронні двигуни, які працюють із вимкненим АРЗ, критичну напругу слід задавати від  $0,85U_{НОМ}$  до  $0,9U_{НОМ}$ ,

вузол навантаження містить специфічні електроприймачі (наприклад, електропривід постійного струму), значення  $U_{Kp}$  слід задавати з урахуванням відповідних відомчих нормативів;

вузол навантаження містить протяжні або сильно завантажені ПЛ розподільної мережі, які не ввімкнено в розрахункову схему енергосистеми, значення критичної напруги треба уточнювати розрахунками за спеціально складеною розрахунковою схемою. У цій схемі враховують розподільну мережу, яка живиться від вузла, який розглядається, регулювання напруги знижувальних трансформаторів і статичні характеристики з напруги всіх основних груп електроприймачів, а також значення їх критичної напруги. Зовнішню відносно вузла частину енергосистеми не враховують. Вузол, який розглядається, приймають як балансуєчий вузол (БВ). Під час першого розрахунку напругу БВ приймають такою, яка дорівнює напрузі в цьому вузлі відповідно до контрольного заміру. Під час наступних розрахунків напругу БВ поступово (від розрахунку до розрахунку) знижують. Критичну напругу приймають такою, яка дорівнює мінімальному значенню напруги БВ, за якого зберігається статична аперіодична стійкість вузла навантаження, але не меншою ніж  $7 U_{НОМ}$ .

Розрахунки динамічної стійкості енергосистем

Динамічна стійкість - здатність енергосистеми повертатись до усталеного режиму після значних збурень, за яких зміни параметрів режиму порівнюють із значеннями цих параметрів без переходу до асинхронного режиму.

Перевірку виконання вимог щодо динамічної стійкості енергосистеми потрібно здійснювати для нормативних збурень (розділ 6) з урахуванням різноманітних схемно-режимних умов.

Розрахункову тривалість КЗ приймають:

під час проектування - відповідно до значень, зазначених у таблиці 4 (при цьому має бути вжито необхідних заходів щодо їх дотримання);

під час експлуатації - фактичні значення часу вимикання КЗ дією основного захисту з урахуванням можливого відхилення часу спрацювання існуючого комутаційного обладнання та пристроїв РЗ.

**Таблиця 6.1 Тривалість КЗ, яка може прийматися в розрахунках динамічної стійкості під час проектування та експлуатації в разі відсутності фактичних значень часу вимикання КЗ**

<b>Номинальна напруга, кВ</b>	<b>750</b>	<b>500</b>	<b>330</b>	<b>220</b>	<b>110 - 150</b>
<b>Час вимикання КЗ, сек</b>	0,08 - 0,10	0,12	0,12 - 0,14	0,16	0,18

Допускається за розрахункові приймати КЗ біля шин електростанції, біля головних ПС крупних споживачів. Якщо на основному кінці ПЛ тривалість КЗ менша, ніж на віддаленому, слід розглядати КЗ і на віддаленому кінці ПЛ.

У разі розрахунків динамічної стійкості необхідно керуватись таким: якщо в перехідному режимі асинхронний хід виник, але закінчився ресинхронізацією, то такий випадок розглядають як збереження результуючої стійкості, а відсутність ресинхронізації - як порушення результуючої стійкості;

якщо в перехідному режимі асинхронний хід не виникав, а тільки супроводжувався затухаючими синхронними коливаннями - то цей випадок розглядають як збереження синхронної динамічної стійкості.

У розрахунках динамічної стійкості для генераторів (крім ВЕС і СЕС), стійкість яких може бути порушено (відносно інших, близько розташованих генераторів), слід використовувати розрахункові моделі, засновані на спрощених рівняннях Парка-Горєва (з урахуванням демпферних контурів і без урахування електрорушійної сили трансформації та ковзання, а також активного опору статора).

Для генераторів, близьких до точки КЗ, рекомендовано (але не обов'язково) застосовувати розрахункові моделі, які містять рівняння, що описують перехідні процеси в системі збудження, включаючи АРЗ. Для решти генераторів можна використовувати незмінні перехідні електрорушійні сили за перехідними реактансами відповідних генераторів.

У проектних розрахунках дозволено застосовувати розрахункові моделі, в яких всі генератори заміщаються незмінними перехідними електрорушійними силами за перехідними опорами.

У розрахунках короточасних перехідних процесів дозволено приймати потужності турбін незмінними в часі.

У розрахунках тривалих перехідних процесів (наприклад, для перевірки ресинхронізації або саморозхитування) в доповнення до систем збудження генераторів слід враховувати динамічні характеристики турбін, котлоагрегатів і систем їх регулювання, а також дію систем вторинного регулювання частоти та потужності.

У розрахунках динамічної стійкості для вузлів зі значною потужністю навантаження (особливо розташованих поблизу генераторів, які детально моделюються, і перетинів, якими може бути порушено стійкість енергосистеми), слід використовувати динамічні характеристики

навантаження, якщо частка двигунів у потужності навантаження значна (понад 30 %). Для інших вузлів навантаження слід використовувати статичні характеристики навантаження. Крім того, у вузлах навантаження слід враховувати самовідключення електроприймачів у разі глибоких знижень напруги (нижче  $0,7U_{ном}$ ).

У розрахунках динамічної стійкості вузлів, до яких підключено ВЕС і СЕС, треба враховувати їх відключення станційними засобами ПК у разі значних відхилень напруги та/або частоти в мережі енергосистеми з уставками спрацьовування, що вибирають з урахуванням технічних вимог виробника обладнання ВЕС та/або СЕС.

Перевіряти виконання вимог стійкості під час нормативних збурень треба з урахуванням дії засобів АЗПС, включаючи перевірку ефективності засобів АЗПС.

Системи керування та захисту ВЕС і СЕС визначають момент і місце виникнення аварії у межах електростанції або в мережі енергосистеми і виконують відповідні дії, направлені на захист ВЕС або СЕС від аварійних збурень у мережі енергосистеми, а мережу енергосистеми захищають від аварійних збурень усередині ВЕС або СЕС: -у разі внутрішніх пошкоджень (усередині) ВЕС або ВЕУ (вітрової установки) виконується зупинка пошкоджених ВЕУ та стопоріння вітроколів до закінчення ремонту пошкоджень;

у разі зовнішніх відносно ВЕС аварійних збурень у мережі енергосистеми відключають головний вимикач ВЕС і здійснюють підготовку ВЕС до синхронізації з мережею після ліквідації аварійного збурення;

у разі зовнішніх або внутрішніх аварійних збурень СЕС відключають від мережі.

Для уточнення моделі енергосистеми та окремих її параметрів, а також для оцінювання ефективності засобів регулювання та ПК слід використовувати набутий досвід експлуатації енергосистем у нормальних та аварійних режимах, а також враховувати результати:

- натурних експериментів у енергосистемах;
- аналізу зареєстрованих перехідних процесів;
- досліджень на динамічних моделях енергосистем.

Вимоги до моніторингу поточного режиму енергосистеми та необхідності проведення досліджень щодо виконання вимог забезпечення стійкості в разі значних змін у схемах і режимах її роботи, а також під час модернізації систем та засобів автоматичного регулювання і керування режимами

Для оцінювання впливу на рівень стійкості електростанції та енергосистеми існуючих, нових і модернізованих систем і засобів автоматичного регулювання та керування в нормальних і особливо в аварійних режимах енергосистеми необхідно:

- а) НЕК Укренерго:  
у контрольованих вузлах ОЕС України (на електростанціях та

підстанціях) згідно з проектним рішенням впроваджувати пристрої системи моніторингу перехідних режимів (СМПР), для поточного контролю за роботою генеруючих агрегатів, електричних зв'язків (перетинів), систем і засобів автоматичного регулювання та керування режимами ОЕС і аналізу перехідних процесів у разі реальних системних збурень у ОЕС;

організовувати та виконувати натурні випробування зазначених систем і засобів на електростанціях та в енергосистемі;

забезпечувати виконання оптимальних алгоритмів функціонування, налаштування та вимог до узгодженої взаємодії зазначених систем і засобів;

забезпечувати виконання оптимальних вимог до каналів обміну інформацією цих систем і засобів.

б) науково-дослідним організаціям разом з проектними організаціями на замовлення НЕК «Укренерго» та/або НАК «ЕКУ»:

готувати проектні рішення щодо впровадження пристроїв системи моніторингу перехідних режимів (СМПР);

виконувати дослідження зазначених систем та засобів на математичних і фізичних моделях;

розробляти програми випробувань і приймати участь у натурних випробуваннях зазначених систем та засобів;

визначати оптимальні алгоритми функціонування, налаштування та вимоги до узгодженої взаємодії зазначених систем і засобів у разі зміни мережі і режимів роботи ОЕС;

визначати оптимальні вимоги до каналів обміну інформацією цих систем і засобів.

Необхідно використовувати пристрої СМПР контрольованих і керованих енергетичних об'єктів в якості джерела інформації їх стану і поточних режимних параметрів (10.1 цих Вказівок) для систем і засобів автоматичного регулювання та автоматичного і оперативного керування режимами енергосистеми з метою підвищення ефективності їх роботи та забезпечення стійкості енергосистеми.

## **6.2. Моніторинг поточного навантаження контрольованих перетинів об'єднаної енергосистеми України на його відповідність запасам статичної стійкості**

Впровадження на об'єктах ОЕС України пристроїв СМПР, які забезпечують синхронізоване за супутниковими сигналами точного часу вимірювання (миттєвих значень напруги та струмів) та розрахунок поточних режимних параметрів (модулів і кутів векторів напруги, частоти, активної та реактивної потужності, струму збудження генераторів електростанцій тощо), попереднє оброблення та передача зазначених результатів вимірювань за стандартними міжнародними протоколами до центру оперативно-диспетчерського керування енергосистемами створили передумови для оперативного оцінювання допустимості поточних режимів енергосистеми з огляду на статичну і динамічну стійкість.

Використовуючи в центрі оперативно-диспетчерського керування

результати вимірювань модулів і кутів векторів напруги у контрольованих вузлах енергосистеми як вхідну інформацію для попередньо побудованих для кожного контрольованого перетину моделей класифікації поточних режимів енергосистеми, можна оперативно визначати та надавати оперативно-диспетчерському персоналу центру керування інформацію щодо допустимості поточного режиму роботи енергосистеми за запасами статичної стійкості (запасами з активної потужності в контрольованих перетинах).

У центрі диспетчерського керування ОЕС України треба використовувати програмне забезпечення, яке завдяки обробленню (в режимі реального часу) результатів синхронізованих вимірювань складових векторів напруги (модулів і кутів) на об'єктах ОЕС України дасть можливість визначати допустимість поточних режимів ОЕС України за запасами статичної стійкості, що значно підвищить надійність роботи ОЕС України.

## РОЗДІЛ 7

### ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОСТІ РЕЖИМУ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

#### 7.1. Загальні положення

Для стійкості режиму в системах електропостачання передбачають різні заходи, що реалізуються на стадії проектування або додатково вводяться в процесі експлуатації. Вони спрямовані на зменшення небалансу обертального та гальмівного моментів, які виникають на валах робочих агрегатів при збуреннях усталених режимів роботи, а також тривалості перехідного процесу. З цією метою застосовуються відповідна структура СЕП, технічні засоби та протиаварійні заходи, що забезпечують такі умови функціонування електроустановок, при яких скорочується тривалість короткочасних порушень електропостачання та знижується чутливість технологічного обладнання до перехідних процесів у СЕП.

Заходи щодо стійкості режиму повинні враховуватися при проектуванні зовнішнього та внутрішнього електропостачання, а також виборі електрообладнання, засобів захисту, регулювання та системної автоматики.

Низку заходів для створення надійних умов стійкості режиму здійснюють в експлуатації СЕП усуненням основних чинників, що визначають небажані збурення та впливи на роботу і перехід в аварійні режими. Досвід реалізації протиаварійних засобів, спрямованих на підвищення стійкості режимів СЕП, свідчить: надійна та безперебійна робота споживачів електроенергії може бути досягнута лише при їх одночасному і взаємопов'язаному впровадженні відносно до зовнішнього та внутрішнього електропостачання.

Остаточний вибір заходів з забезпечення стійкості режиму СЕП повинен вирішуватися на основі техніко-економічних обґрунтувань, оскільки виконання визначеної мети можна досягти різними засобами.

За умовним розподілом елементів ЕЕС на основні (турбіни, генератори, трансформатори, синхронні компенсатори, вимикачі) та додаткові (регульовальні та компенсувальні пристрої, засоби системної автоматики, резистори в нейтралі трансформаторів і колі гальмування генераторів та ін.) розрізняють дві групи заходів підвищення стійкості режиму СЕП та якості перехідних процесів:

заходи, що передбачають зміну параметрів СЕП з допомогою її основних елементів;

додаткові заходи, які реалізуються шляхом установлення додаткових пристроїв.

За дією на характер перехідного процесу розрізняють заходи, передбачені впливом на СЕП у напрямках: зміни параметрів системи; регулювання параметрів режиму; підвищення статичної стійкості; забезпечення динамічної стійкості.



При розгляді заходів, спрямованих на підвищення стійкості режиму СЕП, необхідно прагнути максимального використання можливостей автоматичного управління та регулювання, скорочення матеріальних витрат, збереження безперебійного електропостачання споживачів в аварійних та післяаварійних режимах.

## 7.2. Заходи на стадії проектування

При проектуванні та спорудженні СЕП слід максимально враховувати вимоги, необхідні для збереження стійкості режиму та умов безперебійної роботи споживачів при різних змінах режиму СЕП.

Забезпечення резерву активної та реактивної складових потужності. Наявність резерву потужності на електростанціях та в різних елементах - одна з важливих умов надійності СЕП. Насамперед необхідно забезпечити резерв потужності електростанцій, що складається з навантажувального, аварійного та ремонтного. З погляду впливу на перехідні процеси найважливіший - обертовий аварійний резерв. Потрібне мінімальне значення такого резерву визначається ймовірністю тяжких аварій в системі і залежить від способів регулювання збудження генераторів та дії автоматичного частотного розвантаження.

Присутність резерву активної потужності генераторів дає змогу забезпечити їх роботу з малими кутами  $\delta$ , що сприяє підвищенню як статичної, так і динамічної стійкості режиму системи. Існування резерву реактивної потужності за рахунок недовантаження генераторів у нормальному режимі призводить до погіршення стійкості системи, оскільки вони працюють із знизеним значенням струмів збудження, та, відповідно, з великими початковими кутами  $\delta$ .

Важливе значення для збереження стійкості ЕЕС та підвищення надійності електропостачання споживачів має оптимальний розподіл резерву та обмінних потоків активної потужності за допомогою автоматичного регулювання частоти. З цією метою керовані системи повинні базуватися на вдосконаленому регулюванні окремих процесів з одночасним поліпшенням зв'язків між різними пристроями та регуляторами. Поєднання функцій регуляторів та зв'язків між ними дає можливість створити об'єднані комплексні керуючі засоби із застосуванням обчислювальної техніки при змінній структурі системи, функціональних залежностях тощо.

**Зміни параметрів ЕЕС.** Суттєве значення для підвищення стійкості режиму СЕП мають заходи, спрямовані на зменшення реактивного опору генераторів, трансформаторів та повітряних ліній.

При відсутності АРЗ у генераторів або застосуванні регулювання із зоною нечутливості статична стійкість залежить від синхронного опору  $x_d$ , а динамічна - від перехідного  $x'_d$ . Процеси ресинхронізації і синхронізації та умови роботи генераторів в асинхронному режимі залежать також від надперехідних опорів  $x_d$  та  $x''_q$ , що враховують демпферні контури.

Залежність коефіцієнта запасу статичної стійкості режиму системи від зміни опору генератора та ЛЕП наведено на рис. 16.1, **а, б**.

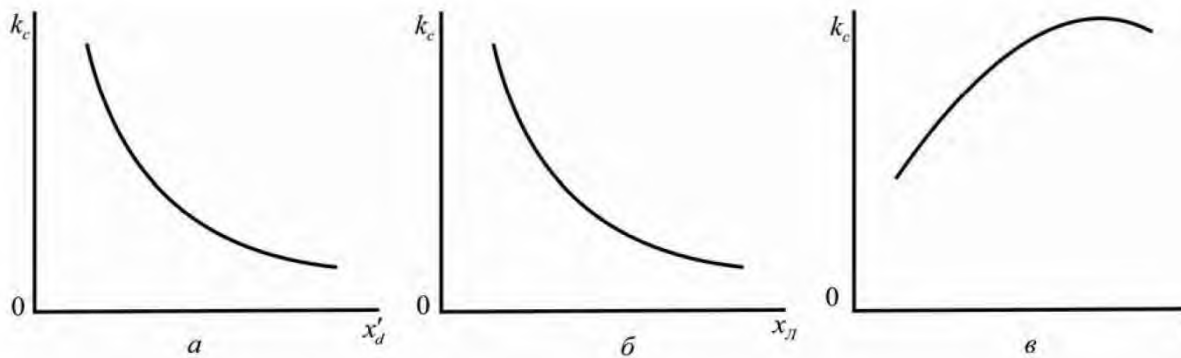


Рис. 7.1. Залежність коефіцієнта запасу статичної стійкості усталеного режиму від: а - перехідного опору генератора; б - опору лінії; в – кількості провідів у фазі

**Конструктивні зміни ліній електромереж.** З таких рішень, спрямованих на підвищення стійкості режиму СЕП, застосовується розщеплення кожної фази на кілька провідників, що зменшує опір. Це особливо ефективно для далеких електропередач, в яких навіть при надвисоких напругах необхідно підвищувати пропускну потужність. Залежність коефіцієнта запасу статичної стійкості від кількості провідників у фазах ПЛ зображено на рис. 7.1,в.

**Збільшення електромеханічної постійної інерції агрегату “первинний двигун - генератор”.** Вплив постійної інерції  $T_J$  на запас динамічної стійкості системи взагалі та на граничний час вимкнення КЗ зокрема видно на прикладі трифазного КЗ на шинах електростанції, де зміна кута  $\delta$  визначається так:

$$\delta - \delta_0 = 180 P f t^2 / T_J.$$

Отже для підвищення граничного часу вимкнення КЗ в  $n$  разів постійну інерції агрегату з тим же запасом стійкості режиму (при критичному значенні кута  $\delta_{кр}$ ) треба збільшувати в  $n^2$  разів. Якщо ж означену постійну підняти вдвічі, то граничний час вимкнення КЗ зросте приблизно на 45 %.

Слід відмітити, що при зміні постійної інерції агрегату змінюється і решта його параметрів та характеристик - конструктивні розміри, вартість тощо. На рис. 7.2 зображено залежність вартості генератора від постійної інерції.

**Застосування надійних схем магістральних та розподільних мереж.** Широкого розповсюдження набули спрощені схеми електропостачання, в яких підстанції приєднують відпайками, використовують також відокремлювані та короткозамикачі. Експлуатація таких схем досить ненадійна. Тому при проектуванні нових СЕП необхідно передбачати заміну спрощених схем підстанцій на схеми з використанням

вимикачів.

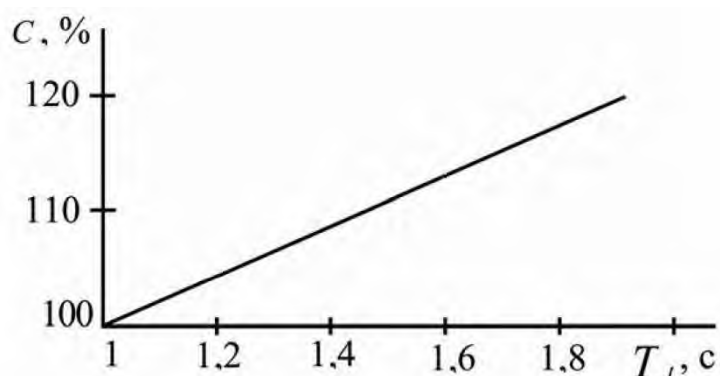


Рис. 7.2. Залежність відносної вартості генератора від електроінерції

#### ***Запровадження керованих джерел реактивної потужності.***

Рекомендується застосовувати тиристорні компенсатори, з допомогою яких можна локалізувати зони глибоких знижень напруги при КЗ в розподільних мережах великої довжини. Компенсатори повинні мати таку реактивну потужність, яка б спинила розвиток лавини напруги.

***Обґрунтування вибору режиму роботи замкнених схем електричних мереж.*** Кільцеві мережі можуть працювати в замкненому або розімкненому стані. Якщо мережа замкнена, то у будь-якій точці КЗ супроводиться короткочасною нестачею електроенергії для всіх споживачів. Тривалість перерви в електропостачанні, однак, визначається лише часом вимкнення  $t_{\text{вум}}$  пошкодженої ділянки мережі. Під час роботи мережі в розімкненому стані, який можна використовувати з відсутністю транзитних потоків потужності, КЗ викликає перерву в електропостачанні лише частини споживачів, але її тривалість більша на термін роботи АВР. Тому відносно до умов захисту від короткочасних порушень електропостачання ефективнішою може бути замкнена схема роботи мережі. Якщо, наприклад, тривалість перерви живлення визначається вимкненням споживачів без витримки часу, то доцільніший розімкнений стан мережі, коли ж вирішальним чинником є можливість збереження самозапуску синхронних двигунів, - навпаки: замкнений стан мережі.

***Аналіз стійкості навантаження при встановленні конденсаторних батарей на підстанціях.*** У процесі проектування компенсуючих засобів реактивної потужності необхідно вибирати оптимальне співвідношення між реактивною потужністю конденсаторних батарей та синхронних двигунів. Коли конденсаторні батареї розміщують у вузлах навантаження із значною кількістю синхронних двигунів, то міра генерування реактивної потужності конденсаторними батареями чи синхронними двигунами визначається через економічні показники. При великій потужності конденсаторних батарей, проте, запас стійкості вузлів навантаження може різко знизитися.

**Заземлення нейтралі силових трансформаторів.** Коли нейтралі трансформаторів заземлювати через резистори з невеликим опором, при яких напруга нейтралі суттєво не підвищується, то умови роботи ізоляції практично не змінюються, а стійкість режиму системи при несиметричних КЗ підвищується. Це можна прослідкувати на прикладі однофазного КЗ в СЕП, де обмотки трансформаторів з'єднані на зірку із заземленням нейтралей через резистори з активним опором (рис. 7.3,а). Схему заміщення нульової послідовності зображено на рис. 7.3,б, комплексну ж схему заміщення при однофазному КЗ - на рис. 7.3,в. Збільшення опору аварійного шунта  $Z_k$ , що складається із сумарного опору зворотної послідовності  $x_{2\text{рез}}$  та сумарного опору нульової послідовності  $Z_{0\text{рез}}$ , призводить до зростання амплітуди кутової характеристики потужності в аварійному режимі і, відповідно, до підвищення динамічної стійкості режиму СЕП.

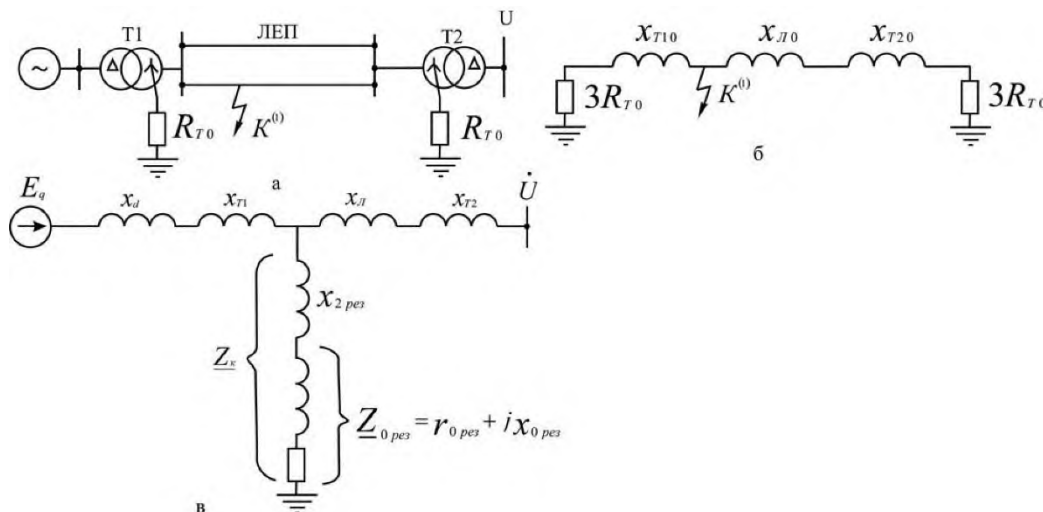


Рис. 7.3. Система електропостачання із заземленими нейтраллями трансформаторів: а - розрахункова схема; б - схема заміщення нульової послідовності; в - комплексна схема заміщення

Використання регулювальних пристроїв на електростанціях уа стійкість режиму СЕП можуть суттєво впливати електростанції з допомогою пристроїв АРЗ, автоматичного розвантаження за частотою та аварійного розвантаження первинних двигунів (турбін).

**Автоматичне регулювання збудження генераторів.** При КЗ в СЕП та зниженні напруги на шинах генератора запускається в дію пристрій АРЗ. Завдяки збільшенню струму в обмотці збудження генератора електромагнітна потужність в аварійному режимі підвищується, що відповідає переходу з кутової характеристики потужності  $II$  на характеристики  $II'$ ,  $II''$  і т.д. (рис. 7.4).

Під дією АРЗ електромагнітна потужність при КЗ змінюється не за характеристикою  $II$ , а за кривою плавного переходу з характеристики  $II$  на характеристики  $II'$ ,  $II''$  і т.д. (крива  $вс'$ ) відповідно до плавного збільшення

е.р.с. та струму збудження. Після вимкнення КЗ електромагнітна потужність змінюється не за характеристикою *III*, а за кривою плавного переходу *de* з характеристики *III* на характеристики *III'*, *III''* і т.д. У даному разі роль АРЗ зводиться до зменшення площі прискорення  $F_{приск}$  та збільшення площі можливого гальмування  $F_{гальм}$ , що дає підвищення стійкості режиму системи.

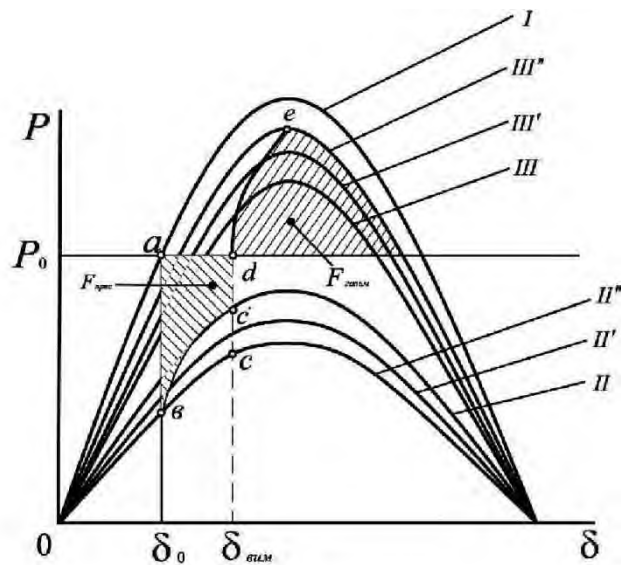


Рис. 7.4. Вплив дії АРЗ генератора на динамічну стійкість режиму

Пристрої АРЗ можуть використовувати також як багатофункціональні прилади для вирішення низки інших важливих завдань у СЕП:

- підтримка необхідного рівня напруги в заданій точці;
- забезпечення високих меж статичної та динамічної стійкості;
- формування збудження генераторів в аварійних режимах;
- обмеження перевантажень машин за струмами ротора і статора;
- підтримка сталого струму збудження в процесі вибігу генератора;
- демпфірування малих та великих коливань.

За допомогою пристроїв АРЗ можна змінювати закономірності регулювання, вибирати уставку напруги при автоматичній синхронізації, дистанційно змінювати межі регулювання збудження. Розроблені адаптивні регулятори збудження та регулятори із змінною структурою на напівпровідниках, інтегральних мікросхемах та елементах цифрової обчислювальної техніки. За своєю конструкцією зазначені пристрої наближаються до сучасних зразків обчислювальної техніки.

**Автоматичне розвантаження за частотою.** Зниження значень частоти в електроенергетичній системі зменшує активну потужність генераторів, що погіршує умови стійкості режиму. Зниження частоти викликає зменшення генерування реактивної потужності джерелами і водночас збільшення споживання реактивної потужності навантаженням.

Це призводить до подальшого зниження напруги у вузлах навантаження, а за певних умов - лавини частоти та напруги, при яких настає масове вимкнення споживачів та порушення паралельної роботи електростанцій з ЕЕС.

Зниженню частоти до небезпечних меж можна запобігти введенням обертового резерву або ж автоматичним розвантаженням, коли частина навантаження вимикається. Оскільки введення обертового резерву пов'язане з великою інерційністю агрегатів і досить часто не може випередити аварію, найбільш надійне - автоматичне вимкнення відповідної частини навантаження. Тому особлива увага приділяється техніко-економічному обґрунтуванню розробки та вибору спеціальної автоматики вимикання навантаження за частотою. З допомогою такої автоматики з'являється можливість підвищувати як стійкість режиму СЕП у цілому, так і стійкість роботи навантаження, запобігаючи лавині напруги або хаотичним самовимкненням споживачів.

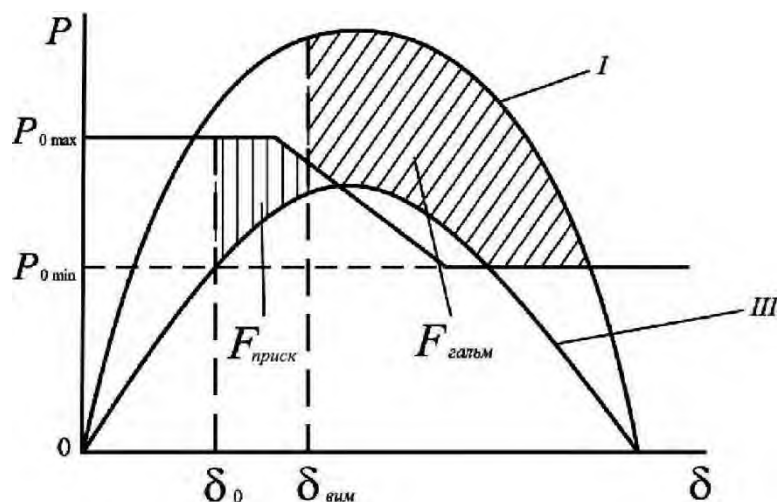


Рис. 7.5. Зміна площин прискорення та гальмування при регулюванні потужності турбіни

***Аварійне розвантаження первинних двигунів (турбін) генераторів.***

Дія пристроїв аварійного розвантаження турбін складається в тому, що через деякий час після КЗ подається сигнал на закриття засувки апарата впуску енергоносія (води чи пари) до турбіни. При цьому механічна потужність турбін зменшиться з  $P_{0max}$  до  $P_{0min}$  (рис.7.5).

Площа прискорення  $F_{приск}$  стане меншою, а площа можливого гальмування  $F_{гальм}$  зросте, що спричинить підвищення запасу динамічної стійкості режиму системи.

Після ліквідації аварії первинні двигуни автоматично або ж завдяки оперативним діям обслуговуючого персоналу наберуть попередню потужність.

Використання пристроїв захисту та автоматики

На стійкість режиму СЕП досить ефективно впливають заходи, що

здійснюються шляхом зміни режимів їх роботи з допомогою пристроїв захисту та автоматики. Конкретні причини порушень технологічних процесів виробництва при короткочасних перервах в електропостачанні вимагають відповідних заходів.

**Скорочення тривалості КЗ.** Зменшення часу вимкнення КЗ відповідно зменшує площу прискорення  $F_{приск}$  та збільшує площу можливого гальмування  $F_{есбм}$  (рис. 7.6,а). Оскільки при КЗ ротор генератора розпочинає прискорюватися (рис. 7.6,б), то навіть незначне скорочення часу на вимкнення КЗ суттєво зменшує кут вимикання. На рис. 7.7 зображено залежність коефіцієнта запасу динамічної стійкості  $k_d$  від тривалості КЗ, що також підтверджує ефективність збільшення запасу динамічної стійкості при скороченні часу на вимкнення КЗ.

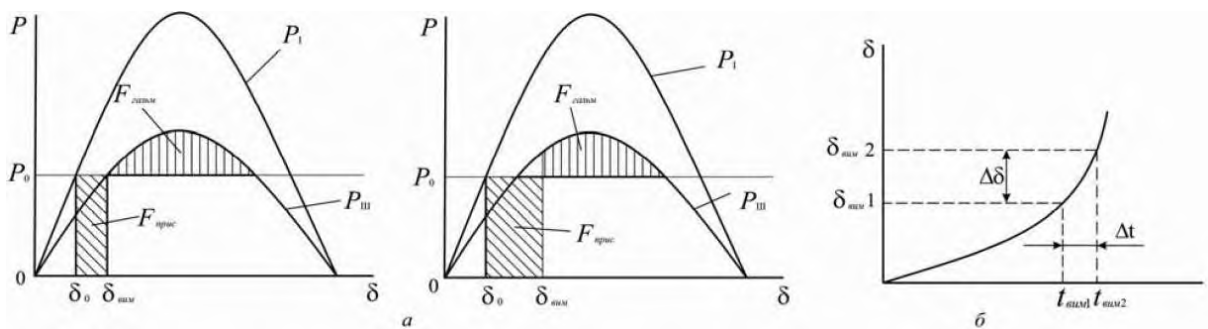


Рис. 7.6. Вплив тривалості трифазного КЗ на динамічну стійкість режиму

Тривалість вимкнення КЗ складається з терміну дії захисту та терміну роботи вимикача. Скорочення дії захисту може бути досягнуто за рахунок відмови від максимальних струмових захистів ліній через значні витримки часу. Слід орієнтуватися на диференціальні захисти, струмові відокремлення із зменшеними уставками щодо струму тощо.

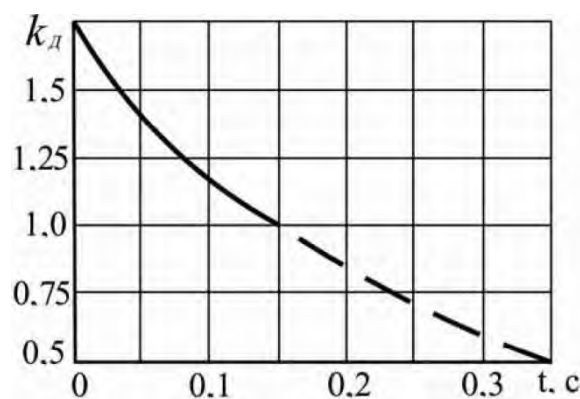


Рис. 7.7. Залежність коефіцієнта запасу динамічної стійкості режиму СЕП від тривалості КЗ

У випадках перерви живлення застосування АВР звичайного виконання суттєво утруднює самозапуск синхронних двигунів. Щоб

позбутися можливості вмикання двигунів з непогашеним магнітним полем (через загрозу їх пошкодження при ввімкненні до протифази), швидкість дії АВР навмисне зменшують. Особливо великий термін гашення магнітного поля потужних синхронних та асинхронних двигунів, що живляться від шин без статичного навантаження. Однак прискорення АВР - один з найбільш важливих і ефективних засобів

підвищення динамічної та результуючої стійкості роботи двигунів. Для прискорення дії АВР можливі різні шляхи:

поліпшення пуску АВР за рахунок усунення зайвих запізнень в роботі; прискорення АВР підвищенням напруги спрацьовування пускового органу;

через застосування випереджувального АВР, що спрацьовує до вимкнення пошкодженого елемента, внаслідок скорочується короткочасне порушення електропостачання до терміну, який не перевищує тривалості КЗ;

вибір моменту дії синхронного АВР з допомогою автоматичних засобів, які забезпечують заздалегідь припустимий струм несинхронного вмикання та умови для найкращої невідкладної ресинхронізації.

**Автоматичне повторне вмикання.** Аварійні вимкання ПЛ здебільшого - наслідок нестійких пошкоджень, що самоусуваються після короткочасного зняття напруги вимкненням лінії. Повторне вмикання ПЛ з допомогою пристрою АПВ після нестійкого пошкодження (грозове перевантаження, накиди предметів на провідники, перекриття ізоляції та ін.) знову відновлює нормальний режим роботи. АПВ дає змогу швидко ліквідувати аварію та відновлювати нормальну роботу СЕП не лише після самоусунених пошкоджень, але й при помилковому спрацюванні пристроїв захисту, самовимкненні вимикачів або неправильних діях оперативного персоналу.

Позитивне АПВ збільшує площу можливого гальмування  $P_{гальм}$  (рис. 7.8), що сприяє збереженню динамічної стійкості режиму СЕП. На рис. 7.9 - схеми, що відповідають різним кутовим характеристикам потужності, зображеним на рис. 7.8. Нормальний режим, кутова характеристика потужності якого відповідає кривій I, характеризується параметрами:

$$P_j = E_q U / X_j; x_j = x_d + x_T + x_l / 2.$$

В аварійному режимі (крива II)

$$P_{II} = E_q U / x_n; x_n = X_d + X_T + X_l / 2 + (x_d + X_T)(X_l / 2) / x_k.$$

У післяаварійному режимі (крива III):

$$P_{III} = E_q U / X_{ш}; X_{ш} = X_d + X_T + X_l.$$

У режимі, що відповідає успішному АПВ, крива IV збігається з кривою I



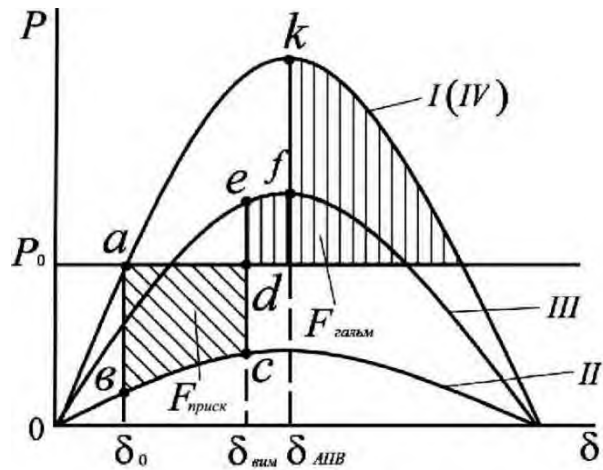


Рис.7.8. До розгляду за методом площин впливу АПВ на динамічну стійкість режиму СЕП

Досвід експлуатації пристроїв АПВ свідчить, що повторне вмикання - один з ефективних засобів підвищення стійкості режиму СЕП. Дія АПВ на одиничних живильних ПЛ дає можливість швидко ліквідувати перерву в електропостачанні, випереджаючи порушення технологічних процесів на виробництві.

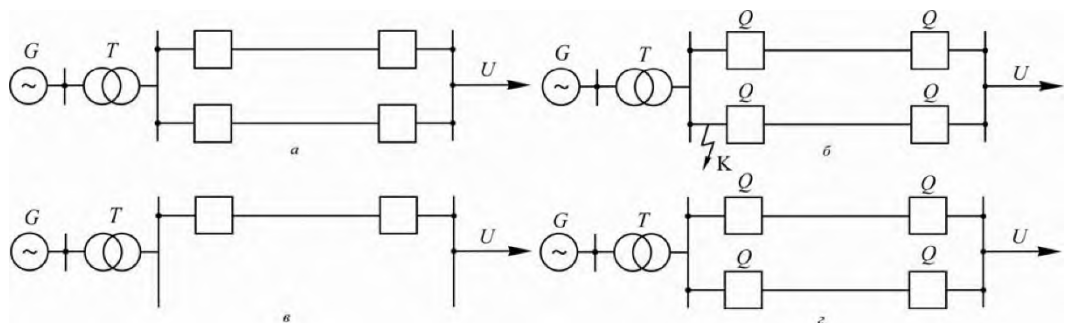


Рис. 7.9. Схеми СЕП в режимах: **а** - нормальному; **б** - аварійному; **в** - післяаварійному; **г** - після успішного АПВ

Самоусувні пошкодження, окрім ПЛ, часто мають місце в КЛ, на збірних шинах електростанцій та підстанцій, на трансформаторах та електричних апаратах. У зв'язку з цим широкого розповсюдження набули пристрої АПВ шин трансформаторів, КЛ та інших елементів СЕП.

Для багатьох підприємств, де самозапуск асинхронних двигунів та ресинхронізація синхронних двигунів після короточасних порушень електропостачання не можуть бути здійснені, ефективний та практично основний засіб підвищення стійкості - автоматичний повторний пуск (АПП) двигунів. АПП двигунів, вимкнених при короточасних порушеннях електропостачання, може відбуватися у післяаварійному режимі при відновленні напруги до значення, близького номінальному, шляхом

одночасного чи послідовного ввімкнення груп двигунів. У процесі АПП контролюють напругу, а при необхідності і технологічні параметри автоматикою, що мало різниться від звичайних схем АПВ.

**Регулювання напруги у вузлових точках СЕП.** Від значення напруги у вузлах електричних навантажень і на затискачах споживачів істотно залежить термін служби ізоляції електроустаткування, втрати електричної енергії, запас стійкості вузлів навантаження та СЕП загалом. Тому в СЕП прагнуть підтримувати напругу в допустимих межах за допомогою економічно обґрунтованих заходів:

зустрічного регулювання напруги на шинах джерел живлення;

зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів та автотрансформаторів;

регулювання потужності компенсувальних пристроїв.

Найбільший ефект щодо підвищення стійкості режиму СЕП від регулювання напруги - при сполученні пристроїв централізованого та місцевого регулювання і управління з допомогою обчислювальної техніки. Доцільно також використовувати системи спільного регулювання напруги та перебігу реактивної потужності.

Підвищення динамічної та результуючої стійкості роботи синхронних двигунів досягається:

швидкодіючим розвантаженням робочого механізму для відновлення обертання;

автоматичним регулюванням збудження двигунів;

гашенням магнітного поля двигунів, що випали з синхронізму, для полегшення їх ресинхронізації.

**Вимкнення другорядного навантаження при короткочасних порушеннях електропостачання.** Обсяг вимкненого навантаження визначається: розрахунками перехідних процесів відносно найважчих збурень, коли повинні забезпечуватися умови самозапуску відповідних двигунів з метою збереження важливих технологічних процесів та зв'язків між ними. Для підвищення динамічної стійкості роботи синхронних двигунів необхідно прагнути збільшити швидкодію вимкнення. Сумарний час від початку КЗ до вимкнення вимикачів не повинен перевищувати 0,25 сек. При асинхронному навантаженні вимоги до швидкодії вимкнення менш жорсткі, оскільки самозапуск асинхронних двигунів може бути успішним також при ковзанні, що значно перевищує  $s_{кр}$ , при якому двигуни споживають струм, близький до пускового.

## РОЗДІЛ 8

### ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКІВ ПОКАЗНИКІВ, ЩО ХАРАКТЕРИЗУЮТЬ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

#### 8.1. Розрахунки трифазного короткого замикання в системі електропостачання та несиметричного короткого замикання в системі електропостачання.

Для схеми електричної мережі (рис. 8.1) визначити параметри й зробити наближене приведення у відносних і іменованих одиницях.

Параметри елементів мережі, які не указані на схемі:

Генератори станції:  $S_H = 125$  МВА;  $U_H = 10,5$  кВ;  $\cos \varphi = 0,8$  ;  
 $X_d'' = 0,191$ ;  $n=2$ .

Трансформатори  $T_T$ : ТДЦ-125000/110; 121/10,5 кВ;  $U_K = 10,5\%$ ;  $n=2$ .

Трансформатори  $T_1$ : ТДТН-40000/220/35; 230/38,5/11 кВ;  
 $U_{КВН-СН} = 12,5\%$ ;  $U_{КВН-НН} = 22\%$ ;  $U_{КСН-НН} = 9,5\%$ ;  $n=2$ .

Автотрансформатори: АТДЦТН-125000/220/110; 230/121/11 кВ;  
 $U_{КВН-СН} = 11\%$ ;  $U_{КВН-НН} = 45\%$ ;  $U_{КСН-НН} = 28\%$ ;  $n=2$ .

Системи:  $SC = 2000$  МВА.

Лінії: для проводу АС-240 на напругу 220 кВ –  $x_0 = 0,435$  Ом/км;

для проводу АС-240 на напругу 110 кВ –  $x_0 = 0,405$  Ом/км.

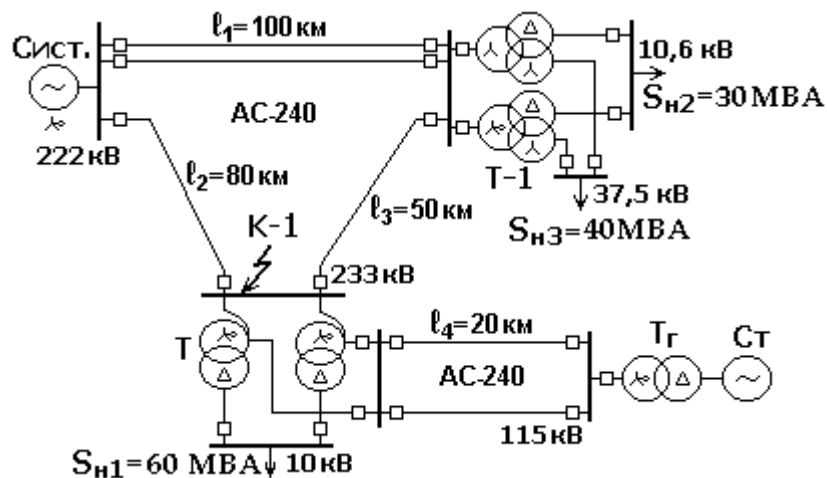


Рис. 8.1. Вихідна схема

Розв'язок:

Розрахункова схема заміщення наведено на рис. 8.2

##### 8.1.1 Наближене приведення параметрів в іменованих одиницях

У якості основного ступеня прийемо середню напругу того ступеня, де відбулося КЗ, тобто  $U_B = 230$  кВ. Відповідно до встановленої шкали, так само прийемо наступні середні напруги щаблів трансформаторів:

115 кВ; 37 кВ; 10,5 кВ.

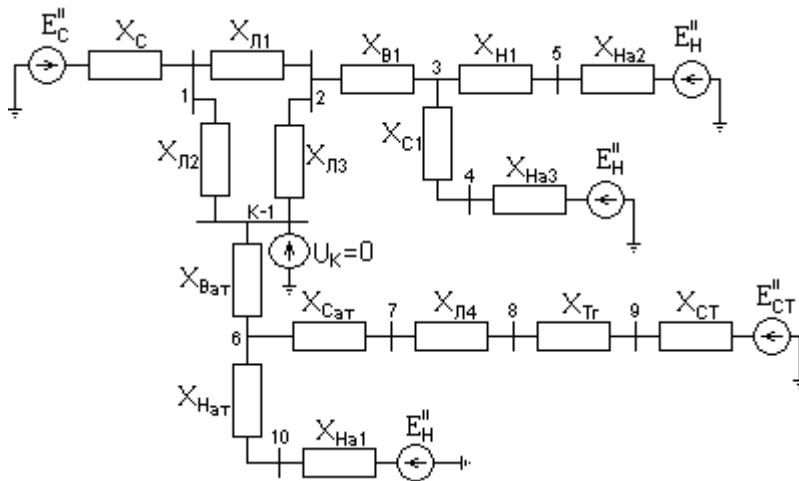


Рис. 8.2. Розрахункова схема заміщення

Системи:  $X_C'' = \frac{U_{CP}^2}{S_C} = \frac{230^2}{2000} = 26,45 \text{ Ом}; E_C'' = \frac{230}{\sqrt{3}} = 132,79 \text{ кВ}.$

Лінії:  $X_{Л1} = \frac{x_0 l_1}{n} = \frac{0,435 \cdot 100}{2} = 21,75 \text{ Ом};$

$X_{Л1} = x_0 l_2 = 0,435 \cdot 80 = 34,8 \text{ Ом}; X_{Л3} = x_0 l_3 = 0,435 \cdot 50 = 21,75 \text{ Ом};$

$X_{Л4} = \frac{x_0 l_4}{n} \left( \frac{U_B}{U_{CP.СТ}} \right)^2 = \frac{0,405 \cdot 20}{2} \left( \frac{230}{115} \right)^2 = 16,2 \text{ Ом}.$

Трансформатори

Т<sub>Г</sub>:

$X_{ТГ} = \frac{U_K \%}{n \cdot 100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H} \left( \frac{U_B}{U_{CP.СТ}} \right)^2 = \frac{10,5 \cdot 121^2}{2 \cdot 100 \cdot 125} \left( \frac{230}{115} \right)^2 = 24,6 \text{ Ом}.$

Трансформатори Т<sub>1</sub>:

$U_{KB} \% = 0,5 (U_{KBH-CH} \% + U_{KBH-HH} \% - U_{KCH-HH} \%) = 0,5(12,5+22-9,5) = 12,5\%;$

$U_{KC} \% = U_{KBH-CH} \% - U_{KB} \% = 12,5 - 12,5 = 0\%; U_{KH} \% = U_{KBH-HH} \% - U_{KB} \% = 22 - 12,5 = 9,5\%.$

$X_{B1} = \frac{U_{KB} \%}{n \cdot 100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H} = \frac{12,5 \cdot 230^2}{2 \cdot 100 \cdot 40} = 82,66 \text{ Ом}; X_{C1} = 0 \text{ Ом};$

$X_{H1} = \frac{U_{KH} \%}{n \cdot 100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H} = \frac{9,5 \cdot 230^2}{2 \cdot 100 \cdot 40} = 62,82 \text{ Ом}.$

Автотрансформатори:

$U_{KB} \% = 0,5(11+45-28) = 14\%; U_{KC} \% = 11 - 14 = -3 = 0\%; U_{KH} \% = 45 - 14 = 31\%.$

$X_{Bат} = \frac{U_{KB} \%}{n \cdot 100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H} = \frac{14 \cdot 230^2}{2 \cdot 100 \cdot 125} = 29,62 \text{ Ом}; X_{Cат} = 0 \text{ Ом};$

$X_{Hат} = \frac{U_{KH} \%}{n \cdot 100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H} = \frac{31 \cdot 230^2}{2 \cdot 100 \cdot 125} = 65,6 \text{ Ом}.$

$$\text{Станція: } X_{CT} = X''_d \frac{U_H^2}{n \cdot S_H} \left( \frac{U_B}{U_{CP.CT}} \right)^2 = 0,191 \frac{10,5^2}{2 \cdot 125} \left( \frac{230}{10,5} \right)^2 = 40,42 \text{ Ом};$$

$$E''_{CT} = \sqrt{(U \cos \varphi)^2 + (U \sin \varphi + I_{\Gamma} X''_d)^2} \left( \frac{U_B}{U_{CP.CT}} \right) =$$

$$= \sqrt{\left( \frac{10,5}{\sqrt{3}} 0,8 \right)^2 + \left( \frac{10,5}{\sqrt{3}} 0,6 + 1,158 \right)^2} \left( \frac{230}{10,5} \right) = 6,82 \cdot 21,9 = 149,39 \text{ кВ},$$

$$\text{де } I_{\Gamma} X''_d = \frac{n \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} X''_d \frac{U_H^2}{n \cdot S_H} = \frac{2 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 10,5} 0,191 \frac{10,5^2}{2 \cdot 125} = 0,191 \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 1,158$$

$$\text{Навантаження: } X_{Ha1} = 0,35 \frac{U_H^2}{S_H} \left( \frac{U_B}{U_{CP.CT}} \right)^2 = 0,35 \frac{10,5^2}{60} \left( \frac{230}{10,5} \right)^2 = 308,583$$

Ом;

$$X_{Ha2} = 0,35 \frac{10,5^2}{30} \left( \frac{230}{10,5} \right)^2 = 617,166 \text{ Ом}; E''_H = 0,85 \frac{230}{\sqrt{3}} = 112,872 \text{ кВ};$$

$$X_{Ha3} = 0,35 \frac{37^2}{40} \left( \frac{230}{37} \right)^2 = 462,875 \text{ Ом};$$

### 8.1.2 Наближене приведення параметрів у відносних одиницях

У якості основного ступеня прийемо середню напругу того ступеня, де відбулося КЗ, тобто  $U_B = 230$  кВ. У якості базисної потужності  $S_B = 250$  МВА. Відповідно до встановленої шкали, так само прийемо наступні середні напруги щаблів трансформаторів:

115 кВ; 37 кВ; 10,5 кВ.

$$\text{Системи: } X''_C = \frac{S_B}{S_C} = \frac{250}{2000} = 0,125; E''_C = \frac{U_B}{U_{CP.CT}} \frac{230}{230} = 1.$$

$$\text{Лінії: } X_{Л1} = \frac{x_0 l_1}{n} \frac{S_B}{U_{CP.CT}^2} = \frac{0,435 \cdot 100}{2} \frac{250}{230^2} = 0,128;$$

$$X_{Л2} = 0,435 \cdot 80 \frac{250}{230^2} = 0,165; X_{Л3} = 0,435 \cdot 50 \frac{250}{230^2} = 0,128;$$

$$X_{Л4} = \frac{0,405 \cdot 20}{2} \frac{250}{115^2} = 0,306.$$

$$\text{Трансформатори } T_{\Gamma}: X_{T_{\Gamma}} = \frac{U_K \%}{n 100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = \frac{10,5 \cdot 250}{2 \cdot 100 \cdot 125} = 0,105.$$

Трансформатори  $T_1$ :

$$X_{B1} = \frac{U_{KB} \%}{n 100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = \frac{12,5 \cdot 250}{2 \cdot 100 \cdot 40} = 0,39; X_{C1} = 0; X_{H1} = \frac{9,5 \cdot 250}{2 \cdot 100 \cdot 40} = 0,297.$$

Автотрансформатори:

$$X_{\text{Ват}} = \frac{U_{\text{КВ}} \%}{n \cdot 100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Н}}} = \frac{14 \cdot 250}{2 \cdot 100 \cdot 125} = 0,14 \quad ; \quad X_{\text{Сат}} = 0 \quad ;$$

$$X_{\text{Нат}} = \frac{31 \cdot 250}{2 \cdot 100 \cdot 125} = 0,31.$$

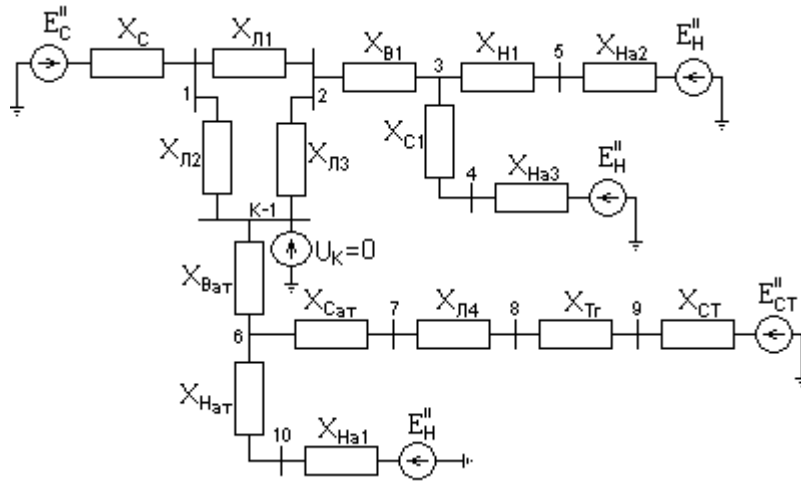


Рис. 8.3. Розрахункова схема заміщення

$$\text{Станція: } X_{\text{СТ}} = X''_d \frac{S_{\text{Б}}}{n S_{\text{Н}}} = 0,191 \frac{230}{2 \cdot 125} = 0,191;$$

$$E''_{\text{СТ}} = \sqrt{(U \cos \varphi)^2 + (U \sin \varphi + I_{\text{Г}} X''_d)^2} = \sqrt{(1 \cdot 0,8)^2 + (1 \cdot 0,6 + 0,191)^2} = 1,125,$$

$$\text{де } I_{\text{Г}} X''_d = \frac{n \cdot S_{\text{Н}}}{S_{\text{Б}}} X''_d \frac{S_{\text{Б}}}{n \cdot S_{\text{Н}}} = 0,191$$

$$\text{Навантаження: } X_{\text{На1}} = 0,35 \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Н}}} = 0,35 \frac{250}{60} = 1,458; \quad E''_{\text{Н}} = 0,85;$$

$$X_{\text{На2}} = 0,35 \frac{250}{30} = 2,917; \quad X_{\text{На3}} = 0,35 \frac{250}{40} = 2,188.$$

Виконаємо перетворення схеми заміщення щодо точки КО-1 і визначимо струм у початковий момент часу, що протікає в гілках, а також напруги у вузлах у відносних одиницях.

Розв'язок:

Перетворимо тупикові галузі:

$$X_1 = X_{\text{Сат}} + X_{\text{Л4}} + X_{\text{Тр}} + X_{\text{СТ}} = 0 + 0,306 + 0,105 + 0,191 = 0,602;$$

$$X_2 = X_{\text{Нат}} + X_{\text{На1}} = 0,31 + 2,188 = 2,498;$$

$$X_3 = X_{\text{Н1}} + X_{\text{На2}} = 0,297 + 2,917 = 3,214; \quad X_4 = X_{\text{С1}} + X_{\text{На3}} = 0 + 2,188 = 2,188;$$

$$E''_1 = \frac{E''_{\text{СТ}} X_2 + E''_{\text{Н}} X_1}{X_1 + X_2} = \frac{1,125 \cdot 2,498 + 0,85 \cdot 0,602}{0,602 + 2,498} = 1,072 \quad ; \quad E''_2 = 0,85.$$

Після перетворень схема має вигляд, показаний на рис. 8.4 а, б, 8.5 а, б.

$$X_5 = X_{\text{Ват}} + \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} = 0,14 + \frac{0,602 \cdot 2,498}{0,602 + 2,498} = 0,625 ;$$

$$X_6 = X_{\text{В1}} + \frac{X_3 X_4}{X_3 + X_4} = 0,39 + \frac{3,214 \cdot 2,188}{3,214 + 2,188} = 1,692 ;$$

$$X_7 = \frac{X_{\text{Л1}} X_{\text{Л2}}}{X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}} + X_{\text{Л3}}} = \frac{0,128 \cdot 0,165}{0,128 + 0,165 + 0,128} = 0,05 ;$$

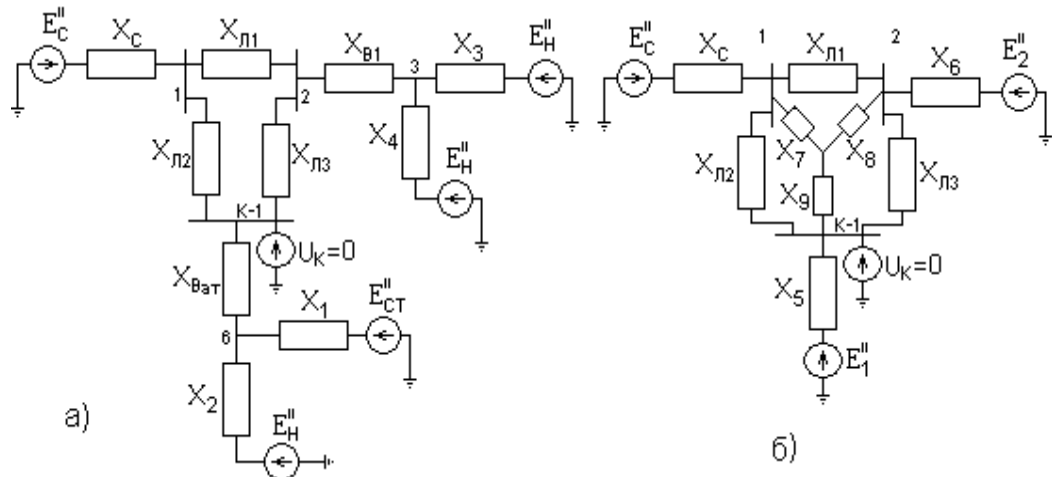


Рис. 8.4. Перетворення схеми заміщення

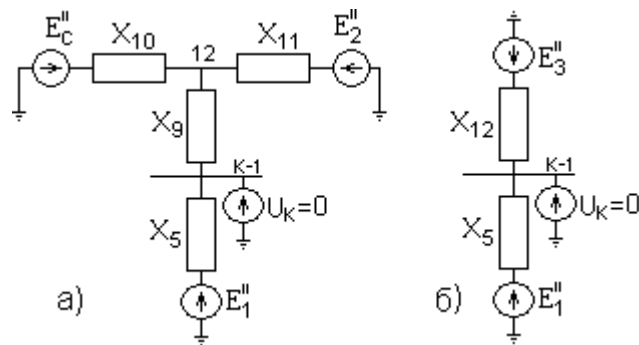


Рис. 8.5. Перетворення схеми заміщення

$$X_8 = \frac{X_{\text{Л1}} X_{\text{Л3}}}{X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}} + X_{\text{Л3}}} = \frac{0,128 \cdot 0,128}{0,128 + 0,165 + 0,128} = 0,039 ;$$

$$X_9 = \frac{X_{\text{Л2}} X_{\text{Л3}}}{X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}} + X_{\text{Л3}}} = \frac{0,128 \cdot 0,165}{0,128 + 0,165 + 0,128} = 0,05 ;$$

$$X_{10} = X_C + X_7 = 0,125 + 0,05 = 0,175 ; X_{11} = X_6 + X_8 = 1,692 + 0,039 = 1,631 ;$$

$$X_{12} = X_9 + \frac{X_{10} \cdot X_{11}}{X_{10} + X_{11}} = 0,05 + \frac{0,175 \cdot 1,631}{0,175 + 1,631} = 0,21 ;$$

$$E_3'' = \frac{E_C'' X_{11} + E_2'' X_{10}}{X_{10} + X_{11}} = \frac{1 \cdot 1,631 + 0,85 \cdot 0,175}{0,175 + 1,631} = 0,985 ;$$

$$I''_K = \frac{E''_1}{X_5} + \frac{E''_3}{X_{12}} = \frac{1,072}{0,625} + \frac{0,985}{0,21} = 1,715 + 4,69 = 6,405 ;$$

Базисні струми на ступенях напруги трансформаторів:

$$I_{Б220} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,628 \text{ кА}; I_{Б110} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,256 \text{ кА};$$

$$I_{Б35} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 37} = 3,901 \text{ кА}; I_{Б10} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 13,746 \text{ кА};$$

Струм у точці КЗ в іменованих одиницях

$$I''_K = 6,405 \cdot 0,628 = 4,019 \text{ кА}.$$

### 8.1.3 Визначення струмів у гілках і напруги у вузлах:

$$I_5 = I_{\text{Бар}} = \frac{E''_1}{X_5} = \frac{1,072}{0,625} = 1,715 ; I_5 = I_5 I_{Б220} = 1,715 \cdot 0,628 = 1,077 \text{ кА};$$

$$I_{12} = I_9 = \frac{0,985}{0,21} = 4,69 ; I_{12} = I_9 = 4,69 \cdot 0,628 = 2,945 \text{ кА};$$

$$U_{12} = U_K + I_9 X_9 = 0 + 4,69 \cdot 0,05 = 0,2345 ; U_{12} = 0,2345 \cdot 230 = 53,935 \text{ кВ};$$

$$I_{10} = I_C = I_7 = I_9 \frac{X_{11}}{X_{10} + X_{11}} = 4,69 \frac{1,631}{0,175 + 1,631} = 4,2355 ;$$

$$I_{11} = I_6 = I_8 = I_{Б1} = I_9 \frac{X_{10}}{X_{10} + X_{11}} = 4,69 \frac{0,175}{0,175 + 1,631} = 0,4545 ;$$

$$U_1 = U_{12} + I_7 X_7 = 0,2345 + 4,2355 \cdot 0,05 = 0,446 ;$$

$$U_2 = U_{12} + I_8 X_8 = 0,2345 + 0,4545 \cdot 0,039 = 0,252 ;$$

$$U_3 = U_2 + I_{Б1} X_{Б1} = 0,252 + 0,4545 \cdot 0,39 = 0,429 ;$$

$$U_6 = U_K + I_{\text{Бар}} X_{\text{Бар}} = 0 + 1,715 \cdot 0,14 = 0,24 ;$$

$$I_{Л1} = \frac{U_1 - U_2}{X_{Л1}} = \frac{0,446 - 0,252}{0,128} = 1,5156 ; I_{Л2} = \frac{U_1 - U_K}{X_{Л2}} = \frac{0,446 - 0}{0,165} = 2,703 ;$$

$$I_{Л3} = \frac{U_2 - U_K}{X_{Л3}} = \frac{0,252 - 0}{0,128} = 1,969 ;$$

$$I_1 = I_{\text{Кар}} = I_{Л4} = I_{\text{Тр}} = I_{\text{СТ}} = I_{\text{Бар}} \frac{X_2}{X_1 + X_2} = 1,715 \frac{2,498}{0,602 + 2,498} = 1,382 ;$$

$$I_2 = I_{\text{Нар}} = I_{\text{На1}} = I_{\text{Бар}} \frac{X_1}{X_1 + X_2} = 1,715 \frac{0,602}{0,602 + 2,498} = 0,333 ;$$

$$I_3 = I_{\text{Н1}} = I_{\text{На2}} = I_{Б1} \frac{X_4}{X_3 + X_4} = 0,4545 \frac{2,188}{3,214 + 2,188} = 0,184 ;$$

$$I_3 = I_{\text{С1}} = I_{\text{На3}} = I_{Б1} \frac{X_3}{X_3 + X_4} = 0,4545 \frac{3,214}{3,214 + 2,188} = 0,2705 ;$$

Струми в іменованих одиницях:



$$I_{CT} = 1,382 \cdot 13,746 = 18,997 \text{ кА}; \quad I_{Ha1} = 0,333 \cdot 13,746 = 4,577 \text{ кА};$$

$$I_{Ha2} = 0,184 \cdot 13,746 = 2,529 \text{ кА}; \quad I_{Ha3} = 0,2705 \cdot 3,901 = 1,055 \text{ кА};$$

$$I_C = 4,2355 \cdot 0,628 = 2,66 \text{ кА}; \quad I_{Л4} = 1,382 \cdot 1,256 = 1,736 \text{ кА}.$$

Аналогічно обчислюються інші параметри.

### 8.1.4 Ударний струм.

Виконаємо розрахунки активних опорів схеми заміщення (рис. 8.6) у відносних одиницях:

$$\text{Системи: } R_C = \frac{X_C}{7} = \frac{0,125}{7} = 0,018;$$

Лінії: для проводу АС-240 –  $R_0 = 0,121 \text{ Ом/км}$ ;

$$R_{Л1} = \frac{R_0 I_1 S_B}{n U_{CP,CT}^2} = \frac{0,121 \cdot 100 \cdot 250}{2 \cdot 230^2} = 0,0286;$$

$$R_{Л2} = 0,121 \cdot 80 \frac{250}{230^2} = 0,0457; \quad R_{Л3} = 0,121 \cdot 50 \frac{250}{230^2} = 0,0286;$$

$$R_{Л4} = \frac{0,121 \cdot 20 \cdot 250}{2 \cdot 115^2} = 0,0228.$$

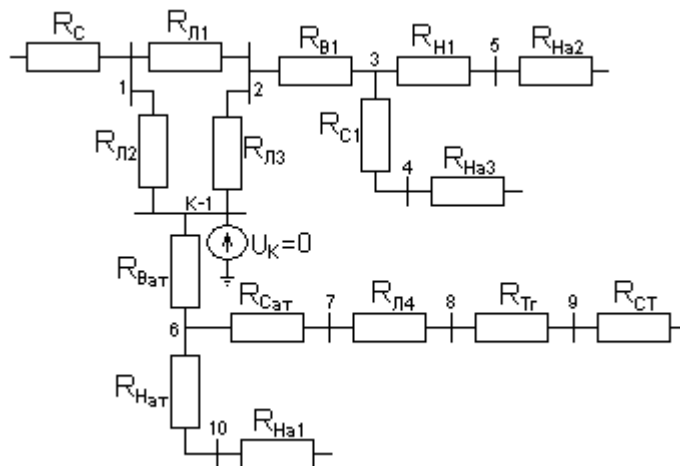


Рис. 8.6. Розрахункова схема заміщення

$$\text{Трансформатори } T_T: R_{T_T} = \frac{\Delta P_K}{n} \cdot \frac{S_B}{S_H^2} = \frac{0,4 \cdot 250}{2 \cdot 125^2} = 0,0032.$$

Трансформатори  $T_1$ :

$$R_{B1} = R_{C1} = \frac{\Delta P_{KBH-CH}}{2n} \cdot \frac{S_B}{S_H^2} = \frac{0,24 \cdot 250}{2 \cdot 2 \cdot 40^2} = 0,0094; \quad R_{H1} = 2R_{B1} = 0,0187.$$

Автотрансформатори:

$$R_{Bат} = R_{Cат} = \frac{\Delta P_{KBH-CH}}{2n} \cdot \frac{S_B}{S_H^2} = \frac{0,305 \cdot 250}{4 \cdot 125^2} = 0,0012 \quad ;$$

$$R_{HaT} = 2 \cdot 0,0012 = 0,0024.$$

$$\text{Станція: } R_{CT} = \frac{X_{CT}}{85} = \frac{0,191}{85} = 0,0022;$$

$$\text{Навантаження: } R_{Ha1} = \frac{X_{Ha1}}{2,5} = \frac{1,458}{2,5} = 0,5832 \quad ; \quad R_{Ha2} = \frac{X_{Ha2}}{2,5} = \frac{2,917}{2,5} = 1,1668 ;$$

$$R_{Ha3} = \frac{X_{Ha3}}{2,5} = \frac{2,188}{2,5} = 0,8752.$$

Перетворимо схему:

$$R_1 = R_{Cat} + R_{J4} + R_{Tr} + R_{CT} = 0,0012 + 0,0228 + 0,0032 + 0,0022 = 0,0294 ;$$

$$R_2 = R_{Har} + R_{Ha1} = 0,0024 + 0,5832 = 0,5856 ;$$

$$R_3 = R_{H1} + R_{Ha2} = 0,0187 + 1,1668 = 1,1855 ;$$

$$R_4 = R_{C1} + R_{Ha3} = 0,0094 + 0,8752 = 0,8846 ;$$

$$R_5 = R_{Bat} + \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2} = 0,0012 + \frac{0,0294 \cdot 0,5856}{0,0294 + 0,5856} = 0,0292 ;$$

$$R_6 = R_{B1} + \frac{R_3 R_4}{R_3 + R_4} = 0,0094 + \frac{1,1855 \cdot 0,8846}{1,1855 + 0,8846} = 0,516 ;$$

$$R_7 = R_9 = \frac{R_{J1} R_{J2}}{R_{J1} + R_{J2} + R_{J3}} = \frac{0,0286 \cdot 0,0457}{0,0286 + 0,0457 + 0,0286} = 0,0127 ;$$

$$R_8 = \frac{R_{J1} R_{J3}}{R_{J1} + R_{J2} + R_{J3}} = \frac{0,0286 \cdot 0,0286}{0,0286 + 0,0457 + 0,0286} = 0,0079 ;$$

$$R_{10} = R_C + R_7 = 0,018 + 0,0127 = 0,0307 ;$$

$$R_{11} = R_6 + R_8 = 0,516 + 0,0079 = 0,5239 ;$$

$$R_{12} = R_9 + \frac{R_{10} \cdot R_{11}}{R_{10} + R_{11}} = 0,0127 + \frac{0,0307 \cdot 0,5239}{0,0307 + 0,5239} = 0,0417$$

$$\frac{X_{12}}{R_{12}} = \frac{0,21}{0,0417} = 5,036 \quad ; \quad \frac{X_5}{R_5} = \frac{0,625}{0,0292} = 21,404 ;$$

$$T_{A12} = \frac{X_{12}}{\omega R_{12}} = \frac{0,21}{314 \cdot 0,0417} = 0,16 \quad ; \quad K_{y12} = e^{\frac{-0,01}{T_{A12}}} = e^{\frac{-0,01}{0,16}} = 1,535 ;$$

$$K_{y5} = 1,864 ;$$

$$i_{y5} = K_{y5} \sqrt{2} \cdot I_5 = 1,864 \cdot 1,414 \cdot 1,077 = 2,839 \text{ кА};$$

$$i_{y12} = K_{y12} \sqrt{2} \cdot I_{12} = 1,535 \cdot 1,414 \cdot 2,945 = 6,392 \text{ кА};$$

$$i_y = i_{y5} + i_{y12} = 2,839 + 6,392 = 9,231 \text{ кА}.$$

Найбільше діюче значення повного струму КЗ

$$\begin{aligned} I_y &= I_5 \sqrt{1 + 2(k_{y5} - 1)^2} + I_{12} \sqrt{1 + 2(k_{y12} - 1)^2} = \\ &= 1,077 \sqrt{1 + 2(1,864 - 1)^2} + 2,945 \sqrt{1 + 2(1,535 - 1)^2} = 5,393 \text{ кА} \end{aligned}$$

### 8.1.5 Визначення періодичної й аперіодичної складові струми КЗ для моментів часу $t_1=0,05$ с і $t_2=0,2$ с.

Турбогенератори оснащені тиристорною системою паралельного самозбудження.

При не врахуванні навантажень розрахункова схема заміщення має вигляд

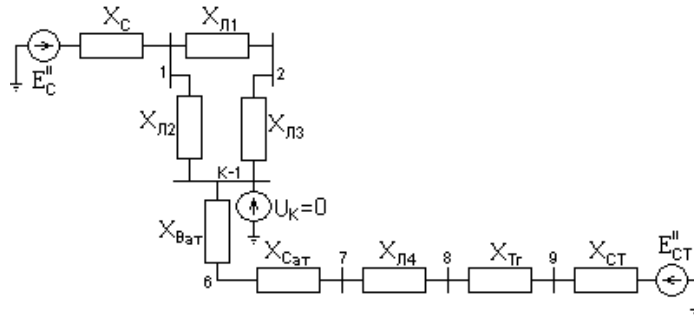


Рис. 8.7. Розрахункова схема заміщення

Перетворимо схему до виду

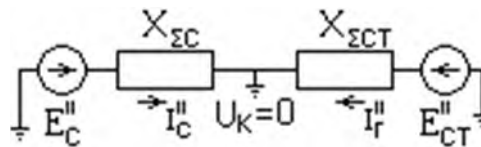


Рис. 8.8. Еквівалентна схема заміщення

$$\text{де } X_{\Sigma\text{СТ}} = X_{\text{СТ}} + X_{\text{Г}} + X_{\text{Л4}} + X_{\text{Сат}} + X_{\text{Ват}} = 0,191 + 0,105 + 0,306 + 0 + 0,14 = 0,742$$

;

$$X_{\Sigma\text{C}} = X_{\text{C}} + (X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л3}})X_{\text{Л2}} / (X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л3}} + X_{\text{Л2}}) = 0,125 + (0,128 + 0,128)0,165 / (0,128 + 0,128 + 0,165) = 0,225$$

Періодичний струм у початковий момент часу

$$I''_{\text{Г}} = I_{\text{п,0,Г}} = E''_{\text{СТ}} / X_{\Sigma\text{СТ}} = 1,125 / 0,742 = 1,516;$$

$$I''_{\text{C}} = I_{\text{н,0,С}} = I_{\text{н,т,С}} = E''_{\text{C}} / X_{\Sigma\text{C}} = 1 / 0,225 = 4,444.$$

Електрична далекість генератора від точки КЗ

$$I_{(*)\text{Г}} = \frac{I_{\text{п,0,Г}}}{I_{(*)\text{Гном}}} = I_{\text{п,0,Г}} \frac{S_{\text{б}}}{\sum_1^n S_{\text{Гном}}} = 1,516 \frac{250}{2 \cdot 125} = 1,516 \approx 1,5.$$

З рис. 4.10б [1] (екстраполюючи в області кривій 2) для заданих моментів часу  $t_1=0,05$ с і  $t_2=0,2$ зі знаходимо коефіцієнти  $\gamma_{t1} = 0,96$  й  $\gamma_{t2} = 0,89$ .

Визначаємо періодичну складову струму КЗ у задані моменти часу при  $t_1$

$$I_{\text{н,т1,Г}} = \gamma_{t1} I''_{\text{Г}} = 0,96 \cdot 1,516 = 1,455; \quad I_{\text{н,т1,к}} = I_{\text{н,т1,Г}} + I_{\text{н,т1,С}} = 1,455 + 4,444 = 5,899;$$

$$I_{\text{н,к,0,05}} = I_{\text{н,к,0,05}} I_{\text{Б}} = 5,899 \cdot 0,628 = 3,704 \text{ кА};$$

при  $t_2$

$$I_{n,t_2,\Gamma} = \gamma_{t_2} I'' = 0,89 \cdot 1,516 = 1,349; I_{n,t_2,k} = I_{n,t_2,c} + I_{n,t_2,c} = 1,349 + 4,444 = 5,793.$$

$$I_{n,k,0,2} = I_{n,k,0,2} I_B = 5,793 \cdot 0,628 = 3,638 \text{ кА.}$$

Для розрахунків аперіодичного струму знайдемо  $T_{a\Sigma\Gamma}$  і  $T_{a\Sigma c}$

$$R_{\Sigma\Gamma} = R_{\Gamma} + R_{\Gamma} + R_{\Gamma 4} + R_{\text{Сар}} + R_{\text{Вар}} =$$

$$= 0,0022 + 0,0032 + 0,0228 + 0,0012 + 0,0012 = 0,0306;$$

$$R_{\Sigma c} = R_C + (R_{\text{Л1}} + R_{\text{Л3}}) R_{\text{Л2}} / (R_{\text{Л1}} + R_{\text{Л3}} + R_{\text{Л2}}) =$$

$$= 0,018 + (0,0286 + 0,0286) \cdot 0,0457 / (0,0286 + 0,0286 + 0,0457) = 0,0434$$

$$T_{a\Sigma c} = \frac{X_{\Sigma c}}{\omega \cdot R_{\Sigma c}} = \frac{0,225}{314 \cdot 0,0434} = 0,0165 \text{ сек;}$$

$$T_{a\Sigma cm} = \frac{X_{\Sigma cm}}{\omega \cdot R_{\Sigma cm}} = \frac{0,724}{314 \cdot 0,0306} = 0,0753 \text{ сек.}$$

Визначаємо аперіодичну складову струму КЗ у заданий момент часу при  $t_1 = 0,05 \text{ з}$

$$K_{y_2,0,05} = 1 + e^{\frac{-0,05}{T_{\phi\Sigma c}}} = 1 + e^{\frac{-0,05}{0,0753}} = 1,515; K_{yc,0,05} = 1 + e^{\frac{-0,05}{T_{\phi\Sigma cm}}} = 1 + e^{\frac{-0,05}{0,0165}} = 1,048;$$

$$i_{y_2,0,05} = K_{y_2,0,05} \sqrt{2} \cdot I'' \cdot I_B = 1,515 \cdot 1,414 \cdot 1,516 \cdot 0,628 = 2,039 \text{ кА;}$$

$$i_{yc,0,05} = K_{yc,0,05} \sqrt{2} \cdot I'' \cdot I_B = 1,048 \cdot 1,414 \cdot 4,444 \cdot 0,628 = 4,136 \text{ кА;}$$

при  $t_2 = 0,2 \text{ з}$

$$K_{y_2,0,2} = 1 + e^{\frac{-0,2}{0,0753}} = 1,07; K_{yc,0,2} = 1 + e^{\frac{-0,2}{0,0165}} = 1,000;$$

$$i_{y_2,0,2} = K_{y_2,0,2} \sqrt{2} \cdot I'' \cdot I_B = 1,07 \cdot 1,414 \cdot 1,516 \cdot 0,628 = 1,44 \text{ кА;}$$

$$i_{yc,0,2} = K_{yc,0,2} \sqrt{2} \cdot I'' \cdot I_B = 1,000 \cdot 1,414 \cdot 4,444 \cdot 0,628 = 3,946 \text{ кА;}$$

### 8.1.6 Розрахунки несиметричних струмів КЗ

У точці схеми електричної мережі, представленої на рис. 8.2, у точці КО-1 відбуваються різні несиметричні КЗ.

1. Визначити струми в початковий момент часу й напруги в місці несиметричного КЗ.

2. Побудувати векторні діаграми напруг і струмів на шинах СН і НН автотрансформатора для двофазного КЗ на землю.

#### Розв'язок:

Розрахунки параметрів схеми заміщення прямої послідовності виконаний на початку прикладу при наближеному приведенні їх у відносні одиниці. Схема заміщення прямої послідовності наведена на рис. 8.9. У якості основного ступеня прийнята середня напруга того ступеня, де відбулося КЗ, тобто  $U_B = 230 \text{ кВ}$ . У якості базисної потужності  $S_B = 250 \text{ МВА}$ . При цих умовах параметри мають значення:

$$\text{Системи: } X_C'' = 0,125; E_C'' = 1.$$

$$\text{Лінії: } X_{\text{Л1}} = 0,128; X_{\text{Л2}} = 0,165; X_{\text{Л3}} = 0,128; X_{\text{Л4}} = 0,306.$$

Трансформатори:  $X_{Тг} = 0,105$ ;  $X_{В1} = 0,39$ ;  $X_{С1} = 0$ ;  $X_{Н1} = 0,297$ .

Автотрансформатори:  $X_{Ват} = 0,14$ ;  $X_{Сат} = 0$ ;  $X_{Наг} = 0,31$ .

Станція:  $X_{СТ} = 0,191$ ;  $E''_{СТ} = 1,125$ ,

Навантаження:  $X_{На1} = 1,458$ ;  $X_{На2} = 2,917$ ;  $X_{На3} = 2,188$ ;  $E''_{Н} = 0,85$ .

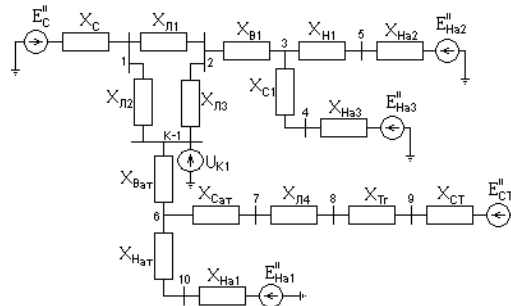


Рис. 8.9. Схема заміщення прямої послідовності

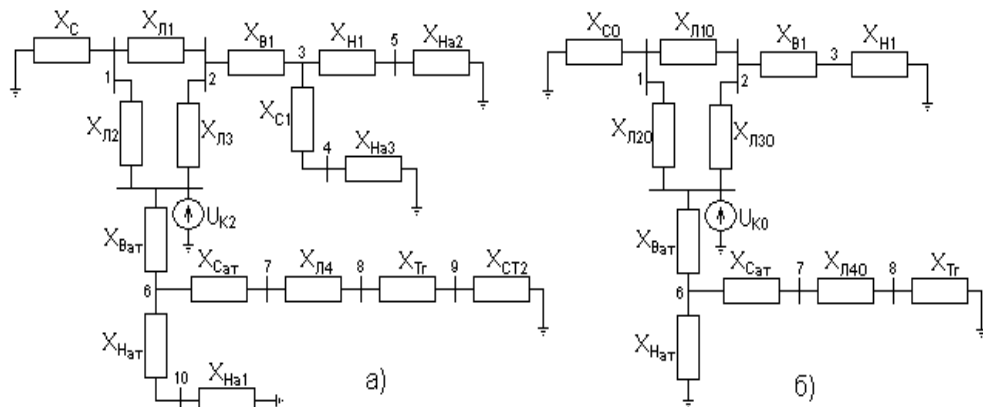


Рис. 8.10. Схеми заміщення: а - зворотної послідовності; б - нульової послідовності

Еквівалентування семи прямої послідовності приведенне вище в прикладі. Після еквівалентування одержали наступні параметри й схему:

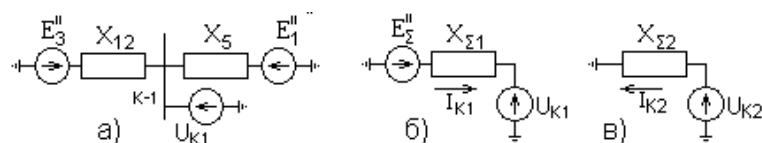


Рис. 8.11. Еквівалентні схеми заміщення:

а – вихідна; б – прямої; в - зворотної послідовності

$E''_1 = 1,072$ ;  $E''_3 = 0,985$ ;  $X_5 = 0,625$ ;  $X_{12} = 0,21$ .

Визначимо сумарне ЕРС і опір прямої послідовності

$$E''_{\Sigma} = \frac{E''_1 \cdot X_{12} + E''_3 \cdot X_5}{X_5 + X_{12}} = \frac{1,072 \cdot 0,21 + 0,985 \cdot 0,625}{0,625 + 0,21} = 1,01;$$

$$X_{\Sigma 1} = \frac{X_{12} \cdot X_5}{X_5 + X_{12}} = \frac{0,21 \cdot 0,625}{0,625 + 0,21} = 0,158.$$

Оскільки КЗ електрично вилучене від шин генераторів, то прийемо,

$X_{CT2} = X_{CT} = 0,191$  у результаті чого отримаємо, що опір зворотної й прямої послідовності рівні один одному, тобто  $X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1}$

Визначимо опір нульової послідовності системи й ліній, за умови, що лінії оснащені добре провідними грозозахисними тросами й лінії Л-1 і Л-4 – дволанцюгові, а Л-2, Л-3 – одноланцюгові

$$\begin{aligned} X_{C0} &= 2X_C'' = 2 \cdot 0,125 = 0,25; \quad X_{Л10} = 3X_{Л1} = 3 \cdot 0,128 = 0,384; \\ X_{Л20} &= 2X_{Л2} = 2 \cdot 0,165 = 0,33; \quad X_{Л30} = 2X_{Л3} = 2 \cdot 0,128 = 0,256; \\ X_{Л40} &= 3X_{Л4} = 3 \cdot 0,306 = 0,918. \end{aligned}$$

Згорнемо схему заміщення нульової послідовності.

Перетворимо трикутник, що складається з опорів  $X_{Л10}$ ,  $X_{Л20}$  і  $X_{Л30}$  у зірку

$$\begin{aligned} X_{01} &= \frac{X_{Л10} X_{Л20}}{X_{Л10} + X_{Л20} + X_{Л30}} = \frac{0,384 \cdot 0,33}{0,384 + 0,33 + 0,256} = 0,131; \\ X_{02} &= \frac{X_{Л10} X_{Л30}}{X_{Л10} + X_{Л20} + X_{Л30}} = \frac{0,384 \cdot 0,256}{0,384 + 0,33 + 0,256} = 0,101; \\ X_{03} &= \frac{X_{Л20} X_{Л30}}{X_{Л10} + X_{Л20} + X_{Л30}} = \frac{0,33 \cdot 0,256}{0,384 + 0,33 + 0,256} = 0,087. \end{aligned}$$

Проведемо наступні перетворення схеми

$$\begin{aligned} X_{04} &= X_{Cam} + X_{Л40} + X_{T2} = 0 + 0,918 + 0,105 = 1,023; \\ X_{05} &= X_{C0} + X_{01} = 0,25 + 0,131 = 0,381; \\ X_{06} &= X_{H1} + X_{B1} + X_{02} = 0,297 + 0,39 + 0,101 = 0,788. \end{aligned}$$

Після перетворень схема отримала вид

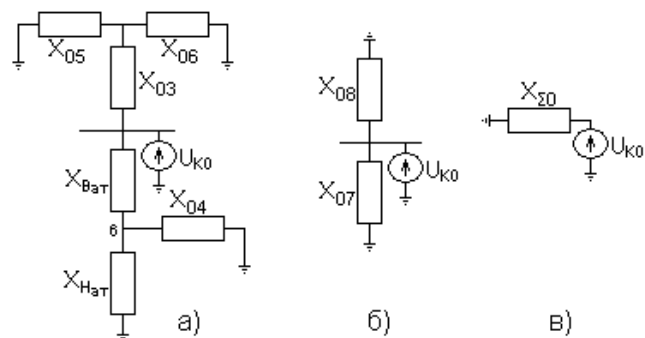


Рис. 8.12. Перетворення схеми

Подальші перетворення дають наступне

$$\begin{aligned} X_{07} &= X_{Baa} + \frac{X_{04} X_{Haa}}{X_{04} + X_{Haa}} = 0,14 + \frac{1,023 \cdot 0,31}{1,023 + 0,31} = 0,378; \\ X_{08} &= X_{03} + \frac{X_{05} X_{06}}{X_{05} + X_{06}} = 0,087 + \frac{0,381 \cdot 0,788}{0,381 + 0,788} = 0,344; \\ X_{\Sigma 0} &= \frac{X_{07} X_{08}}{X_{07} + X_{08}} = \frac{0,378 \cdot 0,344}{0,378 + 0,344} = 0,13. \end{aligned}$$

Опір шунта:

При однофазному КЗ -  $X_{III}^{(1)} = X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0} = 0,158 + 0,13 = 0,288$ ;

При двофазному КЗ -  $X_{III}^{(2)} = X_{\Sigma 2} = 0,158$ ;

При двофазному КЗ на землю -

$$X_{III}^{(1,1)} = \frac{X_{\Sigma 2} X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0}} = \frac{0,158 \cdot 0,13}{0,158 + 0,13} = 0,0713.$$

### 8.1.7 Розрахунки струмів і напруг несиметричних КЗ:

#### 1. Однофазне КЗ.

Струми в місці КЗ

$$I_{KA1}^{(1)} = I_{KA2}^{(1)} = I_{KA0}^{(1)} = \frac{E_{\Sigma}''}{(X_{\Sigma 1} + X_{III}^{(1)})} = \frac{1,01}{0,158 + 0,288} = 2,265.$$

Повний струм в ушкодженій фазі А

$$I_{KA}^{(1)} = m^{(1)} I_{KA1}^{(1)} = 3 \cdot 2,265 = 6,794.$$

Струм, що протікає в землі

$$I_3^{(1)} = 3 I_{KA1}^{(1)} = 3 \cdot 2,265 = 6,794.$$

При базисному струмі на ступені КЗ  $I_{B220} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,628$

кА;  $I_{KA}^{(1)} = 6,794 \cdot 0,628 = 4,266$  кА.

Порівнюючи отримано значення струму із трифазним струмом (приклад 1 -  $I_K'' = 4,019$  кА) бачимо, що  $I_{KA}^{(1)} > I_{KA}^{(3)}$ .

Симетричні складові напруг у місці КЗ

$$U_{KA1}^{(1)} = X_{III}^{(1)} I_{KA1}^{(1)} = 0,288 \cdot 2,265 = 0,652;$$

$$U_{KA2}^{(1)} = -X_{\Sigma 2} I_{KA1}^{(1)} = -0,158 \cdot 2,265 = -0,358;$$

$$U_{KA0}^{(1)} = -X_{\Sigma 0} I_{KA1}^{(1)} = -0,13 \cdot 2,265 = -0,294.$$

Фазні (щодо землі) напруги в точці КЗ у неушкоджених фазах

$$U_{KB}^{(1)} = j[(a^2 - a)X_{\Sigma 2} + (a^2 - 1)X_{\Sigma 0}] = j[(-\sqrt{3} \cdot 0,158 + (-1,5 - j0,866) \cdot 0,13] = 0,113 - j0,466;$$

$$U_{KC}^{(1)} = j[(a - a^2)X_{\Sigma 2} + (a - 1)X_{\Sigma 0}] = j[(\sqrt{3} \cdot 0,158 + (-1,5 + j0,866) \cdot 0,13] = -0,113 - j0,466.$$

і модуль

$$U_{KB}^{(1)} = U_{KC}^{(1)} = \sqrt{0,133^2 + 0,469^2} = 0,487 \text{ або } U_{KB}^{(1)} = U_{KC}^{(1)} = 0,487 \cdot 230 = 112 \text{ кВ.}$$

#### 2. Двофазне КЗ.

Струми в місці КЗ

$$I_{KA1}^{(2)} = -I_{KA2}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma}''}{(X_{\Sigma 1} + X_{III}^{(2)})} = \frac{1,01}{0,158 + 0,158} = 3,196$$

Повний струм в ушкоджених фазах У і С

$$I_{KB}^{(2)} = I_{KC}^{(2)} = m^{(2)} I_{KA1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 3,196 = 5,536.$$

При базисному струмі на ступені КЗ  $I_{B220} = 0,628$  кА;

$$I_{KA}^{(1)} = 5,536 \cdot 0,628 = 3,476 \text{ кА.}$$

Симетричні складові напруг у місці КЗ

$$U_{KA1}^{(2)} = U_{KA2}^{(2)} = X_{Ш}^{(2)} I_{KA1}^{(2)} = 0,158 \cdot 3,196 = 0,505.$$

### 3. Двофазне КЗ на землю.

Струми в місці КЗ

$$I_{KA1}^{(1,1)} = \frac{E''_{\Sigma}}{(X_{\Sigma 1} + X_{Ш}^{(1,1)})} = \frac{1,01}{0,158 + 0,0713} = 4,405;$$

$$I_{KA2}^{(1,1)} = -I_{KA1}^{(1,1)} \frac{X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0}} = -4,405 \frac{0,13}{0,158 + 0,13} = -1,988;$$

$$I_{KA3}^{(1,1)} = -I_{KA1}^{(1,1)} \frac{X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0}} = -4,405 \frac{0,13}{0,158 + 0,13} = -1,988$$

Струм, що протікає в землі

$$I_3^{(1,1)} = 3 I_{KA0}^{(1,1)} = 3 \cdot 1,988 = 5,964.$$

Повний струм в ушкоджених фазах У і С

$$I_{KB}^{(1,1)} = I_{KC}^{(1,1)} = m^{(1,1)} I_{KA1}^{(1,1)} = \sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{0,158 \cdot 0,13}{(0,158 + 0,13)^2}} \cdot 4,405 = 6,618.$$

або

$$I_{KA}^{(1,1)} = 6,618 \cdot 0,628 = 4,156 \text{ кА.}$$

Симетричні складові напруг у місці КЗ

$$U_{KA1}^{(1,1)} = U_{KA2}^{(1,1)} = U_{KA0}^{(1,1)} = X_{Ш}^{(1,1)} I_{KA1}^{(1,1)} = 0,0713 \cdot 4,405 = 0,314.$$

Для побудови векторних діаграм визначимо симетричні складові струмів і напруг на низькій середній стороні автотрансформатора.

Розвертаючи схему прямої послідовності, отримаємо для фази А

$$I_{5(1)} = \frac{E''_1 - U_{KA1}^{(1,1)}}{X_5} = \frac{1,072 - 0,314}{0,625} = 1,212;$$

$$I_{12(1)} = \frac{E''_1 - U_{KA1}^{(1,1)}}{X_{12}} = \frac{0,985 - 0,314}{0,21} = 3,193;$$

$$U_{6(1)} = U_{KA1}^{(1,1)} + I_{5(1)} X_{Baa} = 0,314 + 1,212 \cdot 0,14 = 0,484;$$

$$I_{1(1)} = I_{CH(1)} = \frac{E''_{CT} - U_{6(1)}}{X_1} = \frac{1,125 - 0,484}{0,602} = 1,065,$$

де  $X_1 = X_{Cam} + X_{Л4} + X_{T2} + X_{CT} = 0 + 0,306 + 0,105 + 0,191 = 0,602;$

$$U_{7(1)} = U_{CH(1)} = U_{6(1)} + I_{1(1)} X_{Caa} = 0,484 + 1,065 \cdot 0 = 0,484;$$

$$I_{2(1)} = I_{HH(1)} = \frac{E''_H - U_{6(1)}}{X_2} = \frac{0,85 - 0,484}{2,498} = 0,147,$$

де  $X_2 = X_{Haa} + X_{Ha1} = 0,31 + 2,188 = 2,498;$

$$U_{10(1)} = U_{HH(1)} = U_{6(1)} + I_{2(1)} X_{Haa} = 0,484 + 0,147 \cdot 0,31 = 0,53.$$

Розвертаючи схему зворотної послідовності, отримаємо для фази А



$$I_{5(2)} = \frac{0 - U_{KA2}^{(1,1)}}{X_5} = \frac{0 - 0,314}{0,625} = -0,502 ;$$

$$U_{6(2)} = U_{KA2}^{(1,1)} + I_{5(2)} X_{Baa} = 0,314 - 0,502 \cdot 0,14 = 0,244 ;$$

$$I_{1(2)} = I_{CH(2)} = \frac{0 - U_{6(2)}}{X_1} = \frac{0 - 0,244}{0,602} = -0,405 ,$$

$$U_{7(2)} = U_{CH(2)} = U_{6(2)} + I_{1(2)} X_{Caa} = 0,244 - 0,405 \cdot 0 = 0,244 ;$$

$$I_{2(2)} = I_{HH(2)} = \frac{0 - U_{6(2)}}{X_2} = \frac{0 - 0,244}{2,498} = -0,098 ,$$

$$U_{10(2)} = U_{HH(2)} = U_{6(2)} + I_{2(2)} X_{Haa} = 0,244 - 0,098 \cdot 0,31 = 0,214 .$$

Розвертаючи схему нульової послідовності, отримаємо для фази А

$$I_{07} = \frac{0 - U_{KA0}^{(1,1)}}{X_{07}} = \frac{0 - 0,314}{0,378} = -0,831 ;$$

$$U_{6(0)} = U_{KA0}^{(1,1)} + I_{07} X_{Baa} = 0,314 - 0,831 \cdot 0,14 = 0,116 ;$$

$$I_{04} = I_{CH(0)} = \frac{0 - U_{6(0)}}{X_{04}} = \frac{0 - 0,116}{1,023} = -0,114 ,$$

$$U_{7(0)} = U_{CH(0)} = U_{6(0)} + I_{04} X_{Caa} = 0,116 - 0,114 \cdot 0 = 0,116 .$$

Струм, що протікає обмотками трикутника

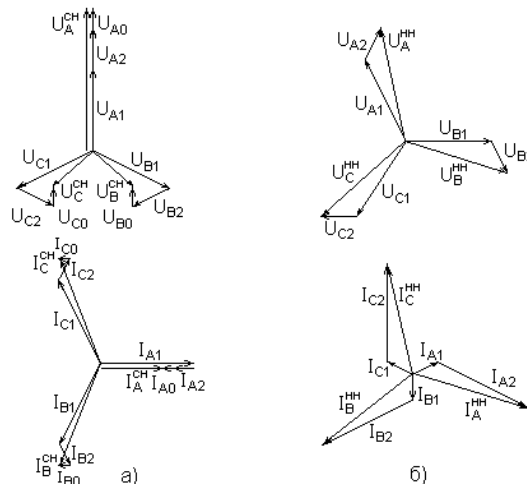
$$I_{Haa(0)} = \frac{0 - U_{6(0)}}{X_{Ham}} = \frac{0 - 0,116}{0,31} = -0,374 .$$

Напряга за трикутником

$$U_{10(0)} = U_{HH(0)} = U_{6(0)} + I_{Ham(0)} X_{Haa} = 0,116 - 0,374 \cdot 0,31 = 0 .$$

Знаючи параметри симетричних складових, будуємо в обраному масштабі векторні діаграми з урахуванням зрушення фазами, які наведені на рис..

При побудові векторних діаграм прийнято, що обмотки автотрансформатора мають наступну схему з'єднань  $Y_0 / Y_0 / \Delta$ , тобто 12 і 11 групу.



Векторні діаграми: а – на середній; б – низькій стороні

автотрансформатора

## 8.2. Приклад розрахунків електромеханічних перехідних процесів

Завдання 3. Розрахунки коефіцієнтів запасу статичної стійкості при передачі потужності від електростанції А в систему для трьох випадків:

Завдання 4. Визначити граничний час відключення трифазного й однофазного коротких замикань на початку однієї з, що відходять від станції лінії.

### 8.2.1 Визначення межі переданої потужності й коефіцієнт запасу статичної стійкості електропередачі

Для заданої схеми (рис. 8.13) визначити межу переданої потужності й коефіцієнт запасу статичної стійкості електропередачі за умови, що генератори:

- 1) не мають АРЗ;
- 2) оснащені АРЗ пропорційної дії;
- 3) оснащені АРЗ сильної дії.

Побудувати кутові характеристики потужності.

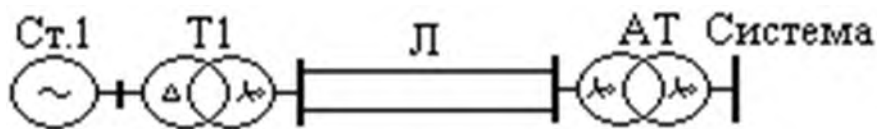


Рис. 8.13. Схема електропередачі

Вихідні дані:

Генератор Г1 - ТГВ-200М, 4 шт.

Автотрансформатор АТ - АТДЦТН-500000/500/220, 2шт.

Трансформатор Т1 - ТДЦ-250000/220 4, шт.

Лінія Л - АС-240/32,  $\ell=140$  км, 2-ланцюгова, параметри лінії  $x_0=0,435$  Ом/км.

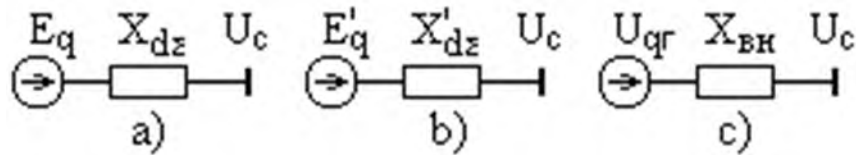
$P_0=560$  МВт,  $\cos \varphi_0 = 0,9$ .

Таблиця 8.1 Параметри генераторів

Тип генератора	$P_{\text{НОМ}}$ МВт	$\cos \varphi$	$U_{\text{НОМ}}$ кВ	$X_d$ %	$X'_d$ %	$X_2$ %	$T_j, \text{с}$
ТГВ-200М	200	0,85	15,75	186,2	31,0	24,9	6.37

Таблиця 8.2 Параметри трансформаторів

Тип Трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$ МВА	$U_{\text{НОМ}}$ кВ	$U_k$ %	$X_T$ Ом
ТДЦ-250000/220	250	242	11	25,7
АТДЦТН-500000/500	500	500	11,5	57,5



a) – без АРЗ; b) – з АРЗ-ПД; c) – з АРЗ-СД

Рис. 8.14. Розрахункові схеми заміщення електропередачі

Прийнявши в якості базисних величин  $S_6 = P_0 = 560$  МВт,  $U_6 = U_{\text{ср.ст.}}$ , здійснимо переведення параметрів схеми й режиму у відносні одиниці:

$$P_o = P_0 / S_6 = 1; Q_o = P_0 \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 0,484;$$

$$X_{T1} = \frac{S_B \cdot X_{T1} \%}{n \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot 100\%} = \frac{560 \cdot 11}{250 \cdot 4 \cdot 100\%} = 0,062;$$

$$X_{AT} = \frac{S_B \cdot X_{AT} \%}{n \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot 100\%} = \frac{560 \cdot 11,5}{500 \cdot 2 \cdot 100} = 0,064;$$

$$X_L = \frac{S_B \cdot X_o \cdot \ell}{n \cdot U^2} = \frac{560 \cdot 0,435 \cdot 140}{230^2 \cdot 2} = 0,322;$$

$$X_d = \frac{X_{d1} \cdot S_B \cdot \cos \varphi}{n \cdot P_{r1} \cdot 100} = \frac{560 \cdot 186,2 \cdot 0,85}{200 \cdot 4 \cdot 100} = 1,108;$$

$$X'_d = \frac{X'_{d1} \cdot S_B \cdot \cos \varphi}{n \cdot P_{r1} \cdot 100} = \frac{560 \cdot 31 \cdot 0,85}{200 \cdot 4 \cdot 100} = 0,184;$$

$$S_{CT1} = \frac{P_{r1} \cdot n}{S_B \cdot \cos \varphi} = \frac{200 \cdot 4}{0,85 \cdot 560} = 1,681.$$

Розрахунки характеристики потужності без аналізу АРЗ.

$$X_{d\Sigma} = X_d + X_{T1} + X_L + X_{AT} = 1,108 + 0,062 + 0,322 + 0,064 = 1,556;$$

$$U_c = U_c / U_6 = 1;$$

$$E_q = \sqrt{\left( U_c + \frac{Q_o \cdot x_{d\Sigma}}{U_c} \right)^2 + \left( \frac{P_o \cdot x_{d\Sigma}}{U_c} \right)^2} = \sqrt{\left( 1 + \frac{0,484 \cdot 1,556}{1} \right)^2 + \left( \frac{1 \cdot 1,556}{1} \right)^2} = 2,34.$$

Значення кута  $\delta_0$  обчислюється в такий спосіб

$$\delta_0 = \operatorname{arctg} \frac{P_o \cdot x_{d\Sigma}}{U_c^2 + Q_o \cdot x_{d\Sigma}} = \operatorname{arctg} \frac{1 \cdot 1,556}{1 + 0,484 \cdot 1,556} = 41,81^\circ$$

Потужність, видавана генератором у систему, обчислюється за формулою

$$P_{E_q} = \frac{E_q \cdot U_c}{x_{d\Sigma}} \sin \delta = \frac{2,34 \cdot 1}{1,556} \cdot \sin \delta = 1,5 \sin \delta$$

Максимум переданої потужності буде при куті  $\delta = 90^\circ$

$$P_m = \frac{2,34 \cdot 1}{1,556} = 1,5.$$

Коефіцієнт запасу стійкості визначається за наступною формулою

$$K_3 = \frac{P_m - P_0}{P_0} = \frac{1.5 - 1}{1} \cdot 100\% = 50\%.$$

Розрахунки характеристики потужності з АРЗ пропорційної дії

$$X'_{d\Sigma} = X'_d + X_{T1} + X_L + X_{AT} = 0.184 + 0.062 + 0.322 + 0.064 = 0.633$$

$$E' = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot x'_{d\Sigma}}{U_c}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot x'_{d\Sigma}}{U_c}\right)^2} = \sqrt{\left(1 + \frac{0.484 \cdot 0.633}{1}\right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 0.633}{1}\right)^2} = 1.45;$$

$$\delta' = \arctg \frac{P_0 \cdot x'_{d\Sigma}}{U_c^2 + Q_0 \cdot x'_{d\Sigma}} = \arctg \frac{1 \cdot 0.633}{1 + 0.484 \cdot 0.633} = 25.68^\circ;$$

$$E'_q = E' \cos(\delta_0 - \delta') = 1.45 \cdot \cos(41.81 - 25.68) = 1.393;$$

$$P_{E'_q} = \frac{E'_q \cdot U_c}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U_c^2 x_{d\Sigma} - x'_{d\Sigma}}{2 x_{d\Sigma} \cdot x'_{d\Sigma}} \sin 2\delta = \frac{1.39}{0.633} \sin \delta - \frac{1.108 - 0.184}{2 \cdot 0.633 \cdot 1.556} \sin 2\delta =$$

$$= 2.196 \sin \delta - 0.469 \sin 2\delta$$

Зробимо перевірку правильності розрахунків  $P_{E'_q}$ , підставивши

значення кута  $\delta_0$

$$P_{E'_q} = 2.196 \sin 41.84 - 0.469 \sin(2 \cdot 41.84) = 0.999 \approx 1;$$

Кут  $\delta_{\max}$  перебуває виходячи із критерію статичної стійкості, тобто при значенні синхронізуючої потужності  $dP/d\delta = 0$

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{E'_q \cdot U_c}{x'_{d\Sigma}} \cos \delta - 2 \frac{U_c^2 x_{d\Sigma} - x'_{d\Sigma}}{2 x_{d\Sigma} \cdot x'_{d\Sigma}} \cos 2\delta = 2.196 \cos \delta - 0.938 \cos 2\delta =$$

$$= \frac{E'_q \cdot U_c}{x'_{d\Sigma}} \cos \delta - 2 \frac{U_c^2 x_{d\Sigma} - x'_{d\Sigma}}{2 x_{d\Sigma} \cdot x'_{d\Sigma}} (2 \cos^2 \delta - 1) = 2.196 \cos \delta + 0.938 - 1.876 \cos^2 \delta = 0$$

Позначивши  $\cos \delta = x$  й вирішуючи дане квадратне рівняння, знайдемо значення кута  $\delta_{\max}$

$$1.876x^2 - 2.196x - 0.938 = 0$$

$$x_{1,2} = \frac{2.196 \pm \sqrt{2.196^2 - 4 \cdot 1.876(-0.938)}}{2 \cdot 1.876} = \frac{2.196 \pm 3.444}{3.752}$$

$$x_1 = 0.3315; \delta_1 = \arccos 0.3315 = 109.363^\circ;$$

$$x_2 = 1.505; \delta_2 - \text{немає розв'язку}; \delta_{\max} = \delta_1 = 109.363^\circ \text{ про};$$

$$P_m = 2.196 \sin 109.363 - 0.469 \sin(2 \cdot 109.363) = 2.365;$$

$$K_3 = \frac{P_m - P_0}{P_0} = \frac{2.365 - 1}{1} 100\% = 136.5\%.$$

Розрахунки характеристики потужності з АРЗ сильної дії

$$X_{BH} = X_{T1} + X_L + X_{AT} = 0.062 + 0.322 + 0.064 = 0.448$$

$$U_r = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot x_{d\Sigma}}{U_c}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot x_{d\Sigma}}{U_c}\right)^2} = \sqrt{\left(1 + \frac{0.484 \cdot 0.448}{1}\right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 0.448}{1}\right)^2} = 1.3;$$

$$\delta_{BH} = \arctg \frac{P_o \cdot x_{BH}}{U_c^2 + Q_o \cdot x_{BH}} = \arctg \frac{1 \cdot 0,448}{1 + 0,484 \cdot 0,448} = 20,25^\circ;$$

$$U_{q\Gamma} = U_\Gamma \cos(\delta_0 - \delta_{BH}) = 1,3 \cdot \cos(41,81 - 20,25) = 1,21;$$

$$P_{U_{q\Gamma}} = \frac{U_{q\Gamma} \cdot U_c}{x_{BH}} \sin \delta - \frac{U_c^2}{2} \frac{x_{d\Sigma} - x_{BH}}{x_{d\Sigma} \cdot x'_{d\Sigma}} \sin 2\delta = \frac{1,21}{0,448} \sin \delta - \frac{1,108}{2 \cdot 0,448 \cdot 1,556} \sin 2\delta =$$

$$2,7 \sin \delta - 0,795 \sin 2\delta$$

Перевірка  $P_{U_{q\Gamma}}$  при значенні кута  $\delta_0$

$$P_{E_q} = 2,7 \sin 41,84 - 0,795 \sin(2 \cdot 41,84) = 1,009 \approx 1;$$

Визначимо кут  $\delta_{\max}$  за умови, що значення  $dP/d\delta = 0$

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{U_{q\Gamma} \cdot U_c}{x_{BH}} \cos \delta - 2 \frac{U_c^2}{2} \frac{x_{d\Sigma} - x_{BH}}{x_{d\Sigma} \cdot x'_{d\Sigma}} \cos 2\delta = 2,7 \cos \delta - 1,59 \cos 2\delta =$$

$$= \frac{U_{q\Gamma} \cdot U_c}{x_{BH}} \cos \delta - 2 \frac{U_c^2}{2} \frac{x_{d\Sigma} - x_{BH}}{x_{d\Sigma} \cdot x'_{d\Sigma}} (2 \cos^2 \delta - 1) = 2,7 \cos \delta + 1,59 - 3,18 \cos^2 \delta = 0$$

Вирішуючи дане квадратне рівняння, знаходимо значення кута  $\delta_{\max}$

$$3,18x^2 - 2,7x - 1,59 = 0; x_{1,2} = \frac{2,7 \pm \sqrt{2,7^2 - 4 \cdot 3,18(-1,59)}}{2 \cdot 3,18} = \frac{2,7 \pm 5,245}{6,36}$$

$$x_1 = 0,4; \delta_1 = \arccos 0,4 = 113,592^\circ;$$

$$x_2 = 1,249; \delta_2 - \text{немає розв'язку}; \delta_{\max} = \delta_1 = 113,592 \text{ про};$$

$$P_m = 2,7 \sin 113,592 - 0,795 \sin(2 \cdot 113,592) = 3,057;$$

$$K_3 = \frac{P_m - P_o}{P_o} = \frac{3,057 - 1}{1} 100\% = 205,7\%.$$

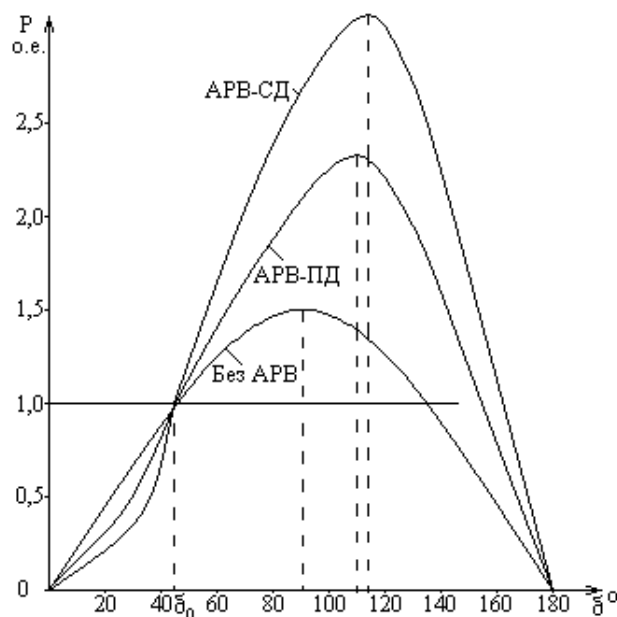
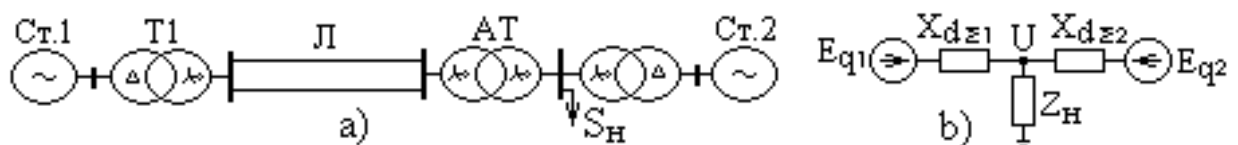


Рис. 8.15. Кутові характеристики електропередачі  
Таблиця 8.3 Розрахункові параметри характеристики електропередачі

$\delta$	20	40	60	80	100	120	140	160	180
$P_{E_q}$	0,51 3	0,96 4	1,29 9	1,47 7	1,47 7	1,29 9	0,96 4	0,51 3	0
$P'_{E_q}$	0,45	0,95	1,49 6	2,00 2	2,32 3	2,30 8	1,87 3	1,05 3	0
$P_{U_{q\Gamma}}$	0,41 2	0,95 3	1,65	2,38 7	2,93 1	3,02 7	2,51 8	1,43 4	0

### 8.2.2 Визначення дійсної межі переданої потужності й коефіцієнт запасу статичної стійкості електропередачі

Для заданої схеми (рис. 8.16) визначити дійсний межа переданої потужності й коефіцієнт запасу статичної стійкості електропередачі



а) – принципова схема; б) – розрахункова схема заміщення

Рис. 8.16. Схеми електропередачі

Параметри Г1, Т1, Л, АТ, Р<sub>0</sub>, і  $\cos \varphi_0$  наведені в завданні 8.1.

Генератор Г2 - ТГВ-500, 2 шт.

Трансформатор Т2 ТЦ-250000/500 4 шт.

$$S_H = S_{CT2} + S_0$$

Таблиця 8.4 Параметри генератора

Тип генератора	Р <sub>НОМ</sub> МВт	Сos φ	U <sub>НОМ</sub> кВ	X <sub>d</sub> %	X' <sub>d</sub> %	X <sub>2</sub> %	T <sub>j,c</sub>
ТГВ-500	500	0,85	20	241,3	37,3		4.86

Таблиця 8.5 Параметри трансформатора

Тип трансформатора	S <sub>НОМ</sub> , МВА	U <sub>НОМ</sub> , кВ	U <sub>k</sub> , %	X <sub>T</sub> , Ом
ТДЦ-250000/500	250	525	13	143

Прийнявши в якості базисних величин  $S_6 = P_0 = 560$  МВт,  $U_6 = U_{cp.ct.}$ , здійснимо перетворення інших параметрів схеми й режиму у відносні одиниці:

$$X_{m2} = \frac{S_B \cdot X_{T2} \%}{n \cdot S_{НОМ} \cdot 100\%} = \frac{560 \cdot 13}{250 \cdot 4 \cdot 100} = 0,073;$$

$$X_{d2} = \frac{X_{d2} \cdot S_B \cdot \cos \varphi}{n \cdot P_{Г2} \cdot 100} = \frac{560 \cdot 241,3 \cdot 0,85}{500 \cdot 2 \cdot 100} = 1,149;$$

$$T_{j1} = \frac{P_{r1} \cdot n}{S_B \cdot \cos \varphi} \cdot T_{j1} = 10,71; \quad T_{j2} = \frac{P_{r2} \cdot n}{S_B \cdot \cos \varphi} \cdot T_{j2} = 10,206;$$

$$X_1 = X_{AT} + X_{T1} + X_{J1} + X_{d1} = 0,062 + 0,064 + 1,108 + 0,322 = 1,556;$$

$$X_1 = X_{T2} + X_{d2} = 0,073 + 1,149 = 1,222;$$

$$S_{cm2} = \frac{P_{r2} \cdot n}{S_B} (1 + j \operatorname{tg} \varphi_2) = 1,786 + j1,107;$$

$$S_H = S_{CT2} + S_0 = 2,786 + j1,591 = 3,208 e^{j29,729}; \quad \varphi_H = \operatorname{arctg} \frac{1,591}{2,786} = 29,729^\circ$$

При розрахунках ЕРС за вісь відліку прийємо напругу на шинах навантаження

$$U = U_{cp} / U_\delta = 1$$

$$E_{q1} = \sqrt{\left( U + \frac{Q_o \cdot x_1}{U} \right)^2 + \left( \frac{P_o \cdot x_1}{U} \right)^2} = \sqrt{\left( 1 + \frac{0,484 \cdot 1,556}{1} \right)^2 + \left( \frac{1,556}{1} \right)^2} = 2,34$$

$$E_{q2} = \sqrt{\left( U + \frac{Q_{cm2} \cdot x_2}{U} \right)^2 + \left( \frac{P_{cm2} \cdot x_2}{U} \right)^2} = \sqrt{\left( 1 + \frac{1,107 \cdot 1,222}{1} \right)^2 + \left( \frac{1,222 \cdot 1,786}{1} \right)^2} = 3,21$$

$$\delta_1 = \operatorname{arctg} \frac{1,556}{1 + 0,484 \cdot 1,556} = 41,81^\circ; \quad \delta_2 = \operatorname{arctg} \frac{1,222 \cdot 1,786}{1 + 1,107 \cdot 1,222} = 42,85^\circ;$$

$$Z_H = \frac{1}{3,208} (0,868 + j0,496) = 0,2706 + j0,1546 = 0,3117 \cdot e^{j29,729};$$

$$Z_{11} = Z_1 + \frac{Z_2 \cdot Z_H}{Z_2 + Z_H} = j1,556 + \frac{j1,222 \cdot (0,2706 + j0,1546)}{0,2706 + j1,222 + j0,1546} =$$

;

$$= 0,205 + j1,734 = 1,745 \cdot e^{j83,26}$$

$$\alpha_{11} = 90 - 83,26 = 6,74^\circ;$$

$$Z_{22} = Z_2 + \frac{Z_1 \cdot Z_H}{Z_1 + Z_H} = j1,222 + \frac{j1,556(0,2706 + j0,1546)}{0,2706 + j1,556 + j0,1546} = 0,2184 + j1,397 = 1,414 e^{j81,1};$$

$$\alpha_{22} = 90 - 81,11 = 8,89^\circ;$$

$$Z_{12} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_H} = j1,222 + j1,556 + \frac{j1,556 j1,222}{0,2706 + j0,1546} = -5,298 + j5,805 = 7,859 e^{j132,9};$$

$$\alpha_{12} = 90 - 132,39 = -42,39^\circ;$$

$$Y_{11} = \frac{1}{Z_{11}} = 0,573; \quad Y_{12} = \frac{1}{Z_{12}} = 0,127; \quad Y_{22} = \frac{1}{Z_{22}} = 0,707;$$

$$P_1 = E_1^2 \cdot Y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 \cdot E_2 \cdot Y_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}) = 0,368 + 0,954 \sin(\delta_{12} + 42,39)$$

;

$$P_2 = E_2^2 \cdot Y_{22} \sin \alpha_{22} - E_1 \cdot E_2 \cdot Y_{12} \sin(\delta_{21} - \alpha_{12}) = 1,126 - 0,954 \sin(\delta_{12} - 42,39);$$

$$\delta_{120} = \delta_1 - \delta_2 = -1,04;$$

Перевірка

$$P_1 = 0.368 + 0.954 \sin(\delta_{120} + 42.39) = 0,999 \approx 1;$$

$$P_2 = 1.126 - 0.954 \sin(\delta_{120} - 42.39) = 1,782 \approx 1,786;$$

$$\operatorname{tg} \delta_{12np} = \frac{T_{J1} + T_{J2}}{(T_{J1} - T_{J2}) \operatorname{tg} \alpha_{12}} = \frac{10.71 + 10.206}{(10.71 - 10.206) \operatorname{tg}(-42,39)};$$

$$\delta_{12np} = 91,283^\circ.$$

$$P_{m1} = 0,368 + 0,954 \sin(42,39 + 47,61) = 1,322;$$

$$K_{31} = \frac{P_{m1} - P_o}{P_o} = \frac{1,322 - 1}{1} 100\% = 32,2\%;$$

$$P_{m2} = 1,126 - 0,954 \sin(-42,39 + 133,67) = 0,172;$$

$$K_{32} = \frac{-P_{m2} + P_o}{P_o} = \frac{-0,172 + 1,786}{1,786} 100\% = 90,4\%.$$

Таблиця 8.6 Розрахункові параметри характеристики електропередачі

$\delta$	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180
$P_1$	1,01	1,21	1,31	1,3	1,17	0,95	0,66	0,33	0,00	-0,28
$P_2$	1,77	1,49	1,17	0,84	0,54	0,32	0,19	0,18	0,28	0,48

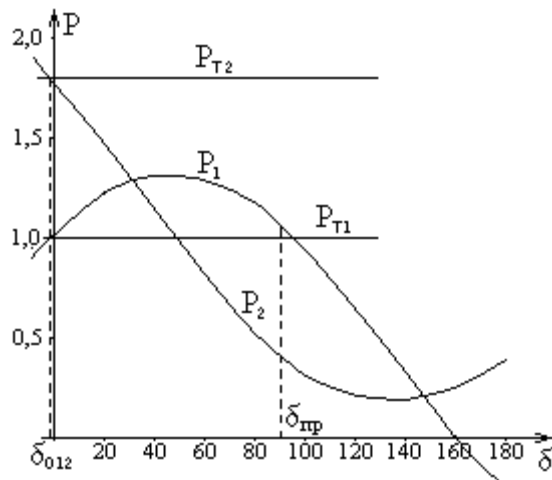


Рис. 8.17. Кутові характеристики електропередачі

### 8.2.3 Визначення граничний кут відключення та граничний час відключення

Для схеми, наведеної на рис. 8.18, а, визначити:

- 1) граничний кут відключення трифазного й двофазного КЗ на землю (розрахунки зробити методом площ);
- 2) граничний час відключення трифазного й двофазного КЗ на землю (розрахунки зробити методом послідовних інтервалів);

Розрахунки параметрів, зроблений у завданні 8.1.

$$X_{T1} = 0,062 ; X_{AT} = 0,064 ; X_L = 0,322 ; X'_d = 0.184 ; E' = 1,45 ;$$



$$\delta' = 25,68^\circ; T_{j1} = \frac{P_{\Gamma 1} \cdot n}{S_B \cdot \cos \varphi} \cdot T_{j1} = 10.71 \text{ сек.}$$

### Визначення граничного кута відключення

Коротке замикання відбувається спочатку одного з ланцюгів лінії.

### Трифазне КЗ:

#### I. Доаварійний режим

$$X'_{\Sigma} = X'_d + X_{T1} + X_L + X_{AT} = 0,184 + 0,062 + 0,322 + 0,064 = 0,633;$$

$$P_I = \frac{E' \cdot U}{X'_{\Sigma}} \sin \delta = \frac{1,45 \cdot 1}{0,633} \sin \delta = 2,291 \cdot \sin \delta.$$

#### II. Аварійний режим

$$X_1 = X'_d + X_{T1} = 0,184 + 0,062 = 0,246; \quad X_2 = X_L + X_{AT} = 0,322 + 0,064 = 0,386;$$

$$X_{\text{ш}}^{(3)} = 0; \quad X_{AB} = X_1 + X_2 + \frac{X_1 \cdot X_2}{X_{\text{ш}}^{(3)}} = \infty;$$

$$P_{II} = \frac{E' \cdot U}{X_{\text{сш}}} \sin \delta = \frac{1,45 \cdot 1}{\infty} \sin \delta = 0.$$

#### III. Післяаварійний режим

$$X_{\text{п.ав}} = X'_d + X_{T1} + 2X_L + X_{AT} = 0,062 + 0,064 + 0,184 + 0,644 = 0,954;$$

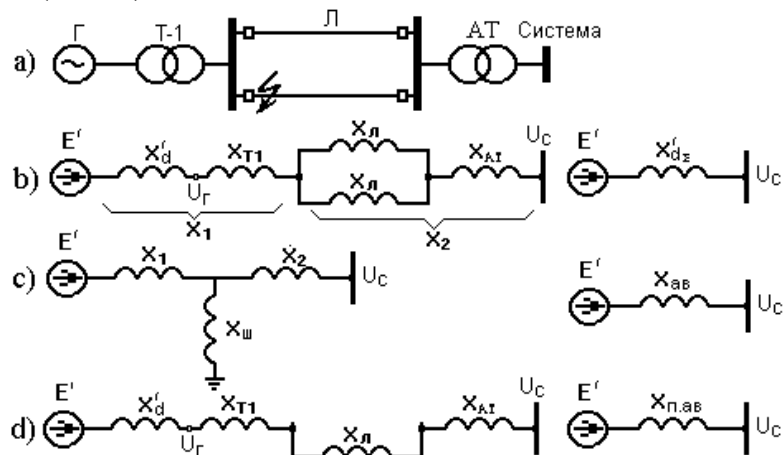
$$P_{III} = \frac{E' \cdot U}{X_{\text{сш}}} \sin \delta = \frac{1,45 \cdot 1}{0,954} \sin \delta = 1,52 \sin \delta.$$

$$\delta_{KP} = 180 - \arcsin\left(\frac{P_o}{P_{III}}\right) = 180 - 41,14 = 138,86^\circ (2,424 \text{ рад});$$

$$\delta_o = 25,68^\circ (0,448 \text{ рад});$$

$$\cos \delta_{\text{откл}} = \frac{P_o(\delta_{KP} - \delta_o) + P_{III \text{ MAX}} \cdot \cos \delta_{KP}}{P_{III \text{ MAX}}} = \frac{1(2,424 - 0,448) + 1,52 \cos(138,86)}{1,52} = 0,547;$$

$$\delta_{\text{откл}} = \arccos(0,547) = 56,85.$$



a) – принципова схема електропередачі; b) – до аварійний режим;  
c) - аварійний режим; d) - післяаварійний режим

Рис. 8.18. Розрахункові схеми заміщення

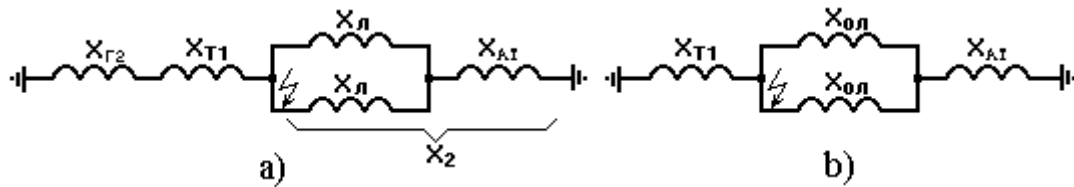
## Двофазне КЗ на землю:

### I. Доаварійний режим

$$X'_{d\Sigma} = X'_d + X_{T1} + X_{Л} + X_{AT} = 0,184 + 0,062 + 0,322 + 0,064 = 0,633;$$

$$P_I = \frac{E' \cdot U}{X_{cI}} \sin \delta = \frac{1,45 \cdot 1}{0,633} \sin \delta = 2,291 \cdot \sin \delta.$$

### II. Аварійний режим



а) – зворотної послідовності; б) – нульової послідовності

Рис. 8.19. Розрахункові схеми заміщення

$$X_{Г2} = \frac{X_{22} \cdot S_B \cdot \cos \varphi}{n \cdot P_{Г2} \cdot 100} = \frac{560 \cdot 24,9 \cdot 0,85}{200 \cdot 4 \cdot 100} = 0,141;$$

$$X_1 = X'_d + X_{T1} = 0,184 + 0,062 = 0,246; \quad X_2 = X_{Л} + X_{AT} = 0,322 + 0,064 = 0,386;$$

$$X_{2\Sigma} = \frac{(X_{m1} + X_{Г2}) \cdot X_2}{X_{m1} + X_{Г2} + X_2} = \frac{(0,062 + 0,141) \cdot 0,386}{0,386 + 0,141 + 0,062} = 0,133;$$

$$X_{0Л} = K_{Л} X_{Л} = 4,7 \cdot 0,322 = 1,5134;$$

$$X_{0\Sigma} = \frac{X_{m1} \cdot (X_{AT} + X_{0Л})}{X_{m1} + X_{AT} + X_{0Л}} = \frac{0,062(1,5134 + 0,064)}{0,062 + 0,064 + 1,5134} = 0,06;$$

$$X_{Ш}^{(1,1)} = \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{0,133 \cdot 0,06}{0,133 + 0,06} = 0,041;$$

$$X_{AB} = X_1 + X_2 + \frac{X_1 \cdot X_2}{X_{Ш}^{(1,1)}} = 0,246 + 0,386 + 2,316 = 2,948;$$

$$P_{II} = \frac{E' \cdot U}{X_{cII}} \sin \delta = \frac{1,45 \cdot 1}{2,948} \sin \delta = 0,492 \sin \delta$$

### III. Післяаварійний режим

$$X_{II.AB} = X'_d + X_{T1} + 2X_{Л} + X_{AT} = 0,062 + 0,064 + 0,184 + 0,644 = 0,954;$$

$$P_{III} = \frac{E' \cdot U}{X_{cIII}} \sin \delta = \frac{1,45 \cdot 1}{0,954} \sin \delta = 1,52 \sin \delta;$$

$$\delta_{KP} = 180 - \arcsin\left(\frac{P_o}{P_{III}}\right) = 180 - 41,14 = 138,86^\circ (2,424 \text{ рад});$$

$$\delta_o = 25,68^\circ (0,448 \text{ рад});$$

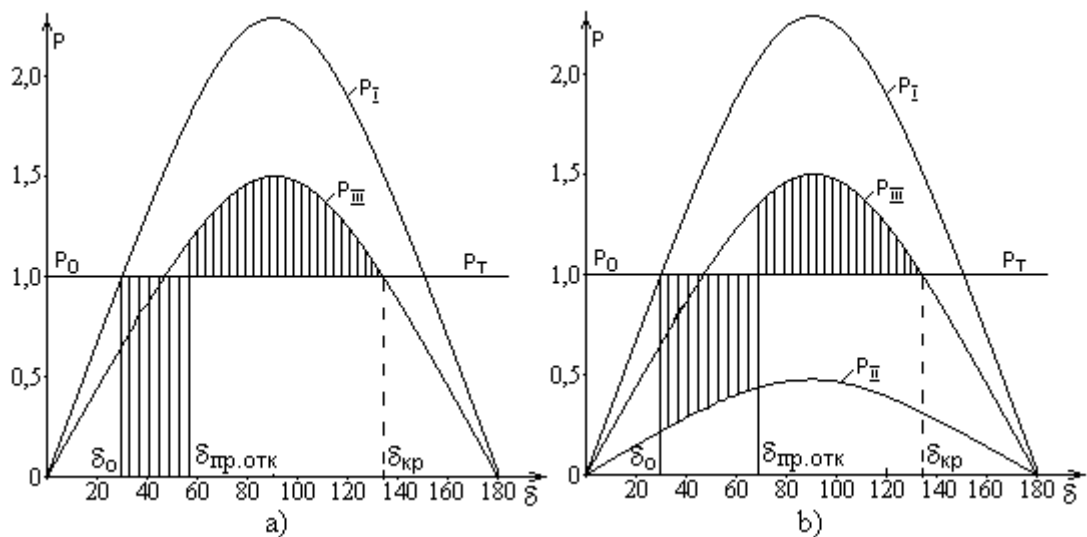
Таблиця 8.7 Розрахункові параметри характеристики електропередачі

$\delta$	20	40	60	80	100	120	140	160	180
$P_I$	0,784	1,473	1,984	2,256	2,256	1,984	1,473	0,783	0
$P_{II}$	0,168	0,316	0,426	0,484	0,484	0,426	0,316	0,168	0
$P_{III}$	0,52	0,977	1,316	1,497	1,495	1,316	0,997	0,52	0

$$\cos \delta_{откл} = \frac{P_o (\delta_{кр} - \delta_o) + P_{III MAX} \cdot \cos \delta_{кр} - P_{max II} \cdot \cos \delta_o}{P_{III MAX} - P_{max II}} =$$

$$= \frac{(2,424 - 0,448) + 1,52 \cos(138,86) - 0,492 \cos(25,68)}{1,52 - 0,492} = 0,377$$

$$\delta_{откл} = \arccos(0,377) = 67,85.$$



а) – при трифазному КЗ; б) - при двофазному КЗ на землю

Рис. 8.20. Кутові характеристики електропередачі

### Визначення граничного часу відключення КЗ:

- При трифазному КЗ

$$t_{откл} = \sqrt{\frac{T_j (\delta_{откл} - \delta_o)}{9000 \cdot P_o}} = \sqrt{\frac{(56,85 - 25,68) \cdot 6,37}{9000}} = 0,148c.$$

- При двофазному КЗ на землю

Для першого інтервалу

$$\Delta P_{(0)} = P_o - P_m^H \sin(\delta_o) = 1 - 0,492 \cdot \sin(25,68) = 0,786;$$

$$\Delta \delta_1 = \frac{360 \cdot f \cdot \Delta t^2}{T_j} \cdot \frac{\Delta P_{(0)}}{2} = \frac{18000 \cdot \Delta t^2}{T_j} \cdot \frac{\Delta P_{(0)}}{2} = 1,65;$$

$$\delta_1 = \delta_o + \Delta \delta_1 = 27,33.$$

Для наступних інтервалів

$$P_{(i)} = P_m^H \sin \delta_{(i-1)} = 0,492 \sin(27,33) = 0,226;$$

$$\Delta P_{(i)} = P_0 - P_{(i-1)} = 0,774;$$

$$k = \frac{360 \cdot f \cdot \Delta t^2}{T_j} = \frac{360 \cdot 50 \cdot 0.05^2}{10,71} = 4,2;$$

$$\Delta \delta_{(i)} = \Delta \delta_{(i-1)} + k \cdot \Delta P_{(i-1)} = 4,91;$$

$$\delta_{(i)} = \delta_{(i-1)} + \Delta \delta_{(i)} = 33,47.$$

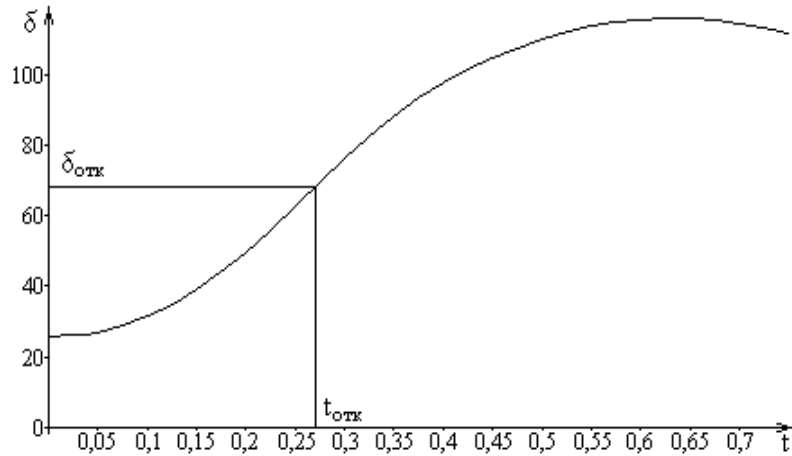


Рис. 8.21. Зміна кута від часу

При відключенні КЗ відбувається стрибкоподібна зміна надлишку потужності з  $\Delta P_{(i-1)}$  до величини  $\Delta P'_{(i-1)}$

$$\Delta \delta_{(i)} = \Delta \delta_{(i-1)} + 0.5 \cdot k (\Delta P'_{(i-1)} + \Delta P_{(i-1)});$$

$$\Delta P'_{(i-1)} = P_0 - P_{mIII} \sin \delta_{(i-1)} = 1 - 1.52 \sin(65,073) = -0,378;$$

$$\Delta P_{(i-1)} = P_0 - P_{mII} \sin \delta_{(i-1)} = 1 - 0.492 \sin(65,073) = 0,554.$$

За відомим кутом  $\delta_{откл}$  за графіком (рис. 8.21) знаходимо час відключення двофазного КЗ на землю  $t_{откл} = 0,27$  сек.

Таблиця 8.8 Розрахункові параметри електропередачі на інтервалах часу при двофазному КЗ на землю

t	$\delta$	P	$\Delta P$	$\Delta \delta$
0	25,680	0,214	0,776	1,247
0,05	26,927	0,223	0,777	4,511
0,1	31,438	0,257	0,743	7,633
0,15	39,072	0,310	0,690	10,531
0,2	49,603	0,375	0,625	13,157
0,25	62,760	0,437	0,563	13,601
0,25	62,760	1,351	-0,351	13,601
0,3	76,361	1,477	-0,477	11,597

0,35	87,957	1,519	-0,519	9,417
0,4	97,374	1,507	-0,507	7,286
0,45	104,660	1,471	-0,471	5,309
0,5	109,969	1,429	-0,429	3,509
0,55	113,478	1,394	-0,394	1,854
0,6	115,332	1,374	-0,374	0,284
0,65	115,616	1,371	-0,371	-1,273
0,7	114,343	1,385	-0,385	-2,889
0,75	111,453	1,415	-0,415	-4,631
0,8	106,822	1,455	-0,455	-6,542
0,85	100,280	1,496	-0,496	-8,623
0,9	91,657	1,519	-0,519	-10,805
0,95	80,852	1,501	-0,501	-12,908

#### 8.2.4 Приклади розрахунку показників перехідних процесів в навантаженні

Станція живиться дволанцюговою лінією передачі напругою 110 кВ навантаження підстанції, яке представлено у вигляді одного еквівалентного асинхронного двигуна, приєднаного до шин вторинної напруги (рис. 8.22). Генератори на станції оснащені АРЗ-СД, які підтримують незмінним напруга на шинах  $U_{\Gamma}$ .

Параметри системи:

Генератор:  $P_{\text{ном}} = 50 \text{ МВт}$ ;  $\cos\varphi = 0,85$ ;  $X_d = 1,1$ ;  $X'_d = 0,3$ .

Трансформатори:  $ST_1 = ST_2 = S_{\Gamma}$ ;  $UK = 10,5\%$ .

Лінія:  $L = 100 \text{ км}$ ,  $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ .

Асинхронний двигун:  $X_S = 0,2$ ;  $R_2 = 0,03$ ;  $SM = S_{\Gamma}$ .

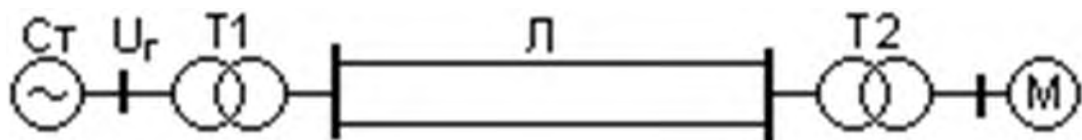


Рис. 8.22. Схема електропередачі

Параметри розглянутої схеми приведемо у відносні одиниці прийнявши  $S_{\sigma} = P_{\text{ном}} / \cos\varphi = 50 / 0,8 = 62,5 \text{ МВА}$  й  $U_{\sigma} = U_{\text{ср.ст}} = 115 \text{ кВ}$ .

При  $S_{\Gamma} = ST_1 = ST_2 = SM = 62,5 \text{ МВА}$  параметри у відносних одиницях:

$P_0 = P_{\text{ном}} / S_{\sigma} = 50 / 62,5 = 0,801$  ;  $Q_0 = P_{\text{ном}} \cdot \tan\varphi = 0,801 \cdot 0,62 = 0,496$  ;  
 $U_{\Gamma} = 1$ ;  $X_d = X_d S_{\sigma} / S_{\Gamma} = 1,1$  ;  $X'_d = 0,3$ ;  $X_S = 0,2$ ;  $R_2 = 0,03$ ;

$$X_{T1} = X_{T2} = U_k S_0 / 100 S_{T1} = 0,105 \quad ;$$

$$X_{Л} = X_0 \cdot L \cdot S_0 / 2 \cdot U_0^2 = 0,4 \cdot 100 \cdot 62,5 / 115^2 = 0,0945.$$

Потрібно:

- 1) визначити критична напруга  $U_{кр}$ , тобто така напруга на шинах підстанції, при якому відбудеться перекидання еквівалентного двигуна;
- 2) визначити нормальне ковзання двигуна при  $U_H = 1(S_0)$  і ковзання, відповідно до критичної напруги  $U_{кр}$ , тобто критичне ковзання  $S_{кр}$ ;
- 3) знайти максимальний (перекидаючий) момент двигуна  $P_{max}$  при нормальній нарузі;
- 4) визначити запас стійкості за потужністю й ковзанню при  $U_H = 1$ .

При розрахунках припускати, що механічне навантаження двигуна не залежить від ковзання.

### Розв'язок.

Потужність, споживана двигуном, приблизно визначається як

$$P = \frac{U^2}{X_{\Sigma}^2 + (R_2 / S)^2} \frac{R_2}{S},$$

де  $X_{\Sigma}$  — сума опорів двигуна  $X_S = 0,2$  і зовнішнього опору  $X_{BH} = X_{T1} + X_{Л} + X_{T1} = 0,105 + 0,0945 + 0,105 = 0,3045$ ;  $X_{\Sigma} = X_{BH} + X_S = 0,3045 + 0,2 = 0,5045$  до точки, де напруга приймається незмінним  $U_H = 1 = const$ .

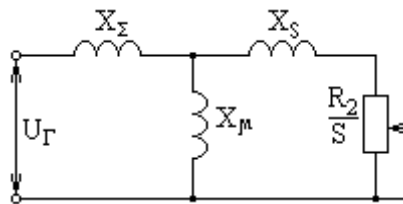


Рис. 8.23. Розрахункова схема заміщення

Критична напруга

$$U_{кр} = \sqrt{2P_0 X_{\Sigma}} = \sqrt{2 \cdot 0,801 \cdot 0,5045} = 0,899.$$

Розв'язавши рівняння потужності щодо ковзання  $S$ , знайдемо нормальне ковзання двигуна  $S_0$  при  $U_H = 1$

$$P_0 = \frac{U^2 R_2 S}{R_2^2 + X_{\Sigma}^2 S}$$

$$\text{або } P_0 X_{\Sigma}^2 S^2 - U^2 R_2 S + P_0 R_2^2 = 0,$$

$$\text{звідки } S^2 - \frac{U^2 R_2 S}{X_{\Sigma}^2 P_0} + \frac{R_2^2}{X_{\Sigma}^2} = 0; \quad S^2 - \frac{1^2 \cdot 0,03 \cdot S}{0,5045^2 \cdot 0,801} + \frac{0,03^2}{0,5045^2} = 0;$$

$$S^2 - 0,147 \cdot S + 0,0035 = 0; \quad S_{1,2} = 0,0735 \pm \sqrt{0,0054 - 0,0035} = 0,0735 \pm 0,0436;$$

$$S_1 = 0,0735 - 0,0436 = 0,0299 \quad \text{або} \quad S_1 = 2,99\% \quad ;$$

$$S_2 = 0,0735 + 0,0436 = 0,1171 \quad \text{або} \quad S_2 = 11,71\% \quad , \quad \text{тобто нормальне ковзання}$$

двигуна  $S_0 = 2,99 \%$ . Другий корень відповідає нестійкій частині характеристики.

Критичне ковзання двигуна

$$S_{KP} = R_2 / X_\Sigma = 0,03 / 0,5045 = 0,0595; \text{ або } S_{KP} = 5,95\%.$$

Максимальний перекидаючий момент при  $U_\Gamma=1$

$$P_{\max} = U_\Gamma^2 / 2 \cdot X_\Sigma = 1/2 \cdot 0,5045 = 0,991.$$

Запас за моментом при  $U_\Gamma=1$

$$k_p = (P_{\max} - P_0) / P_0 = (0,991 - 0,801) / 0,801 = 0,237 \text{ або } k_p = 23,7\%;$$

Запас за ковзанням при  $U_\Gamma=1$

$$k_s = (S_{\max} - S_0) / S_0 = (5,95 - 2,99) / 2,99 = 0,99\%.$$

### 8.2.5 Перевірка стійкості навантаження

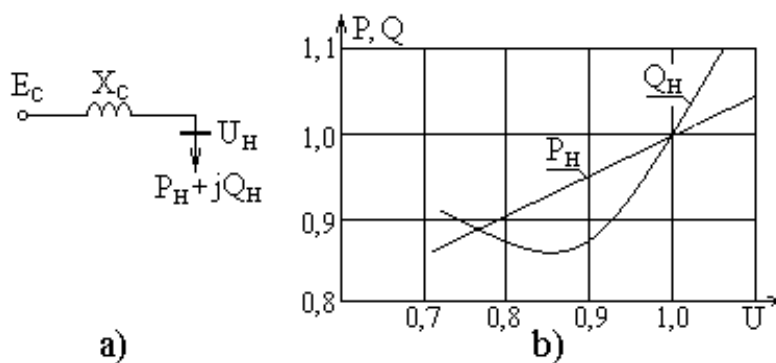
Електрична системи представлена схемою заміщення, що містить одну еквівалентну станцію й комплексне навантаження, що складається з асинхронних двигунів (60%) і освітлювального навантаження (40%) (рис. 8.24) При напрузі на шинах навантаження, рівному номінальному, активна потужність навантаження  $P_{H(0)}=0,9$ , реактивна потужність  $Q_{H(0)}=0,7$ . Реактивний опір системи  $X_C=0,8$ .

Потрібно перевірити стійкість навантаження зазначеної системи, побудувавши залежності  $E_C=f(U_H)$  і  $Q_C=f(E_C)$  скориставшись критеріями стійкості комплексного навантаження  $dE_C / dU$  й  $dQ_C / dE_C$ .

Статичні характеристики комплексного навантаження  $P_H, Q_H = f(U_H)$  дані в таблиці 8.10 і на рис. 8.24.

Таблиця 8.10 Статичні характеристики комплексного навантаження

$U^*$	$P^*$	$Q^*$	$U^*$	$P^*$	$Q^*$
1,0	1,0	1,0	0,8	0,893	0,844
0,9	0,941	0,885	0,7	0,855	0,88



a) – схема мережі; b) – статичні характеристики навантаження

Рис. 8.24. Наприклад 8.5

### Розв'язок.

Для схеми заміщення, зображеної на рис. 8.24, запишемо вирази для

Ес і Qc:

$$E_c = U_H + \frac{Q_H X_C}{U_H} + j \frac{P_H X_C}{U_H} \text{ або } E_c = \sqrt{\left( U_H + \frac{Q_H X_C}{U_H} \right)^2 + \left( \frac{P_H X_C}{U_H} \right)^2} .$$

Реактивна потужність, видавана системою,

$$Q_c = Q_H + \Delta Q = Q_H + \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_H^2} X_C .$$

де  $P_H = P * 0,9$  і  $Q_H = Q * 0,7$  — відповідні до різних напруг на шинях активна й реактивна потужності навантаження.

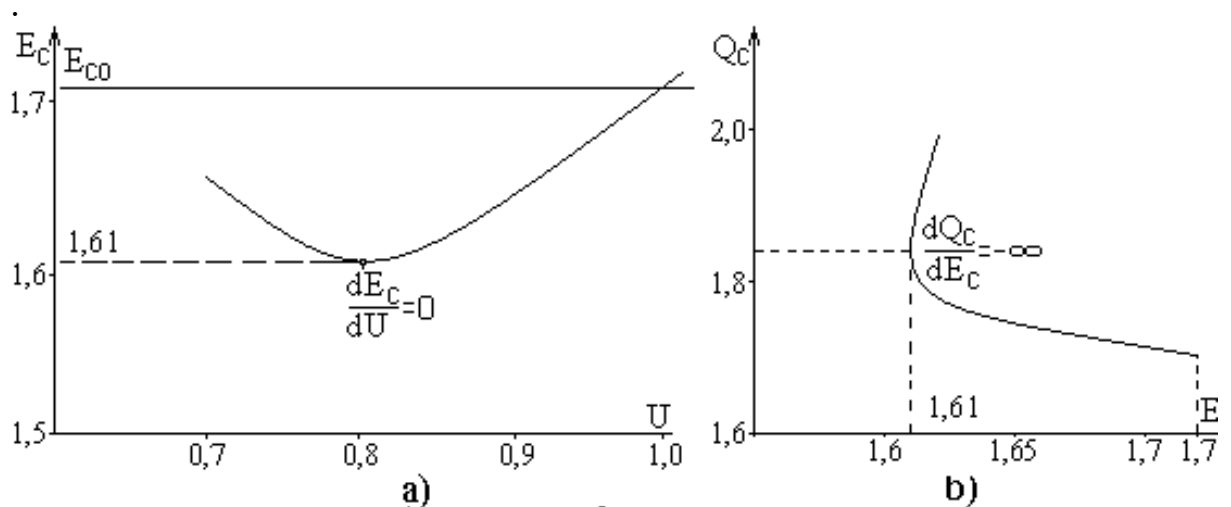
Користуючись таблицею 8.9 і наведеними виразами, знайдемо  $E_c$  і  $Q_c$  залежно від  $U_H$ .

Результати обчислень наведені в таблиці 8.11.

Таблиця 8.11 Результати обчислень

$U_H$	1,0	0,95	0,90	0,80	0,75	0,70
$P_H = P * 0,9$	0,9	0,874	0,848	0,804	0,785	0,77
$Q_H = Q * 0,7$	0,7	0,653	0,62	0,591	0,596	0,616
$Q_H X_C / U_H$	0,56	0,55	0,551	0,591	0,635	0,704
$U_H + Q_H X_C / U_H$	1,56	1,50	1,451	1,391	1,385	1,404
$P_H X_C / U_H$	0,72	0,736	0,755	0,804	0,838	0,88
Ес	1,72	1,67	1,634	1,61	1,62	1,66
$P_H^2 + Q_H^2$	1,30	1,188	1,104	0,997	0,972	0,97
$(P_H^2 + Q_H^2) X_C / U_H$	1,04	1,05	1,09	1,25	1,382	1,588
$Q_c = Q_H + \Delta Q$	1,74	1,703	1,71	1,841	1,98	2,204

На рис. 8.25 побудовані залежності  $E_c = f(U_H)$  і  $Q_c = f(E_c)$  і знайдене критичне значення  $E_o = 1,61$



a) – залежність  $E_c = f(U_H)$ ; б) – залежність  $Q_c = f(E_c)$

Рис. 8.25 - Залежності  $E_c = f(U_H)$  і  $Q_c = f(E_c)$ .

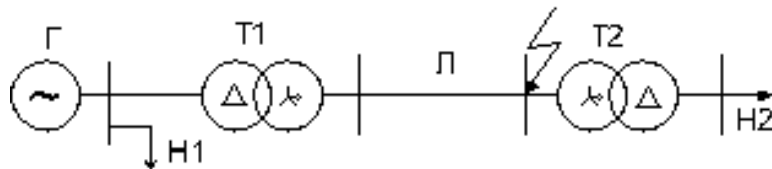


## 8.3 Приклади завдань

### 8.3.1 Завдання з першого рейтингового контролю

#### Завдання 1

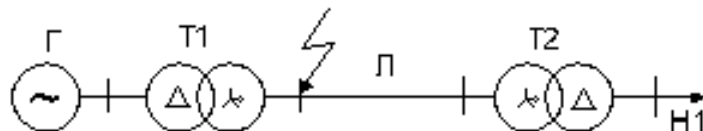
Визначити початкове значення періодичної, що складає струму 3-х фазного КЗ у початковий момент часу в схемі



$S_{Г}=100$ МВА $U_{Н}=11$ кВ $X''_d=0,2$ $X_d=1,4$ $\cos(\varphi)=0,8$	$S_{Т1}=100$ МВА $U_k=10\%$ $K_T=11/121$	$S_{Т2}=100$ МВА $U_k=10\%$ $K_T=115/10,5$	$L=50$ км $X_0=0,4$ Ом/км	$S_{Н1}=90$ МВА $S_{Н2}=5$ МВА
---	--	--	---------------------------------	--------------------------------------

#### Завдання 2

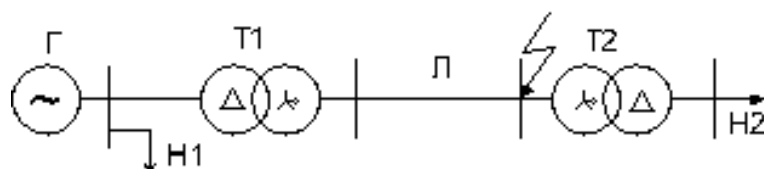
Визначити ударний струм у схемі, якщо початкове значення періодичної, що складає струму КЗ дорівнює 3,2 о.б.е. (наведений до номінальної потужності генератора), а еквівалентна постійна часу загасання аперіодичної, що складає рівна 0,04 сек.



$S_{Г}=100$ МВА $U_{Н}=11$ кВ $X''_d=0,2$ $X_d=1,4$ $\cos(\varphi)=0,8$	$S_{Т1}=120$ МВА $U_k=12\%$ $K_T=11/121$	$S_{Т2}=100$ МВА $U_k=10\%$ $K_T=115/10,5$	$L=50$ км $X_0=0,4$ Ом/км	$S_{Н1}=10$ МВА $S_{Н2}=50$ МВА
---	--	--	---------------------------------	--

#### Завдання 3

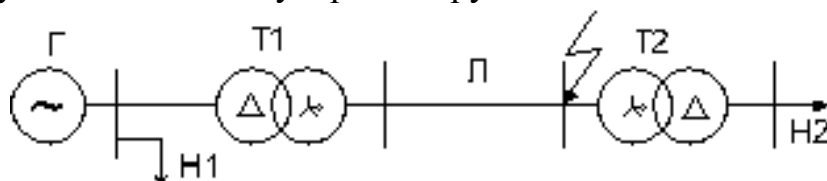
Обґрунтувати розрахунками врахування підживлення від навантажень для точки К1.



$S_{Г}=100$ МВА $U_{Н}=11$ кВ $X''_d=0,2$ $X_d=1,4$ $\cos(\varphi)=0,8$	$S_{Т1}=120$ МВА $U_k=12\%$ $K_T=11/121$	$S_{Т2}=100$ МВА $U_k=10\%$ $K_T=115/10,5$	$L=50$ км $X_0=0,4$ Ом/км	$S_{Н1}=10$ МВА $S_{Н2}=0$ МВА
--	--	--	------------------------------	-----------------------------------

### Завдання 4

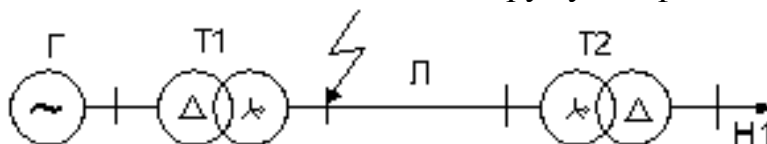
Визначити еквівалентну постійну часу загасання аперіодичної, що складає струму КЗ для схеми й ударний струм



$S_{HT}=100 \text{ MVA}$ $U_H=11 \text{ кВ}$ $X''d=0,2$ $Xd=1,4$ $X/R=50$ $\cos(\varphi)=0,8$	$S_{T1}=120 \text{ MVA}$ $U_K=12 \%$ $K_T=11/121$ $X/R=30$	$S_{T2}=100 \text{ MVA}$ $U_K=10 \%$ $K_T=115/10,5$ $X/R=20$	$L=50 \text{ км}$ $X_0=0,4 \text{ Ом/км}$ $X/R=4$	$S_{H1}=10 \text{ MVA}$ $S_{H2}=50 \text{ MVA}$ $X/R=2,5$
--	---	---	---	---

### Завдання 5

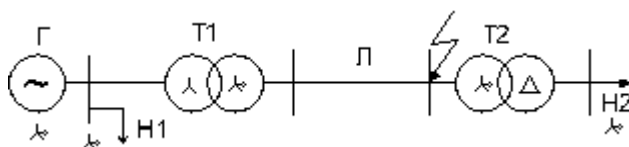
Розрахувати, що встановилися значення струму 3-х фазного КЗ у схемі



$S_{HT}=100 \text{ MVA}$ $U_H=11 \text{ кВ}$ $X''d=0,2$ $Xd=1,4$ $\cos(\varphi)=0,8$ $E_{q_{in}}=2 E_{q_n}$	$S_{T1}=120 \text{ MVA}$ $U_K=12 \%$ $K_T=11/121$	$S_{T2}=100 \text{ MVA}$ $U_K=10 \%$ $K_T=115/10,5$	$L=50 \text{ км}$ $X_0=0,4 \text{ Ом/км}$	$S_{H1}=50 \text{ MVA}$
--	---	---	--	-------------------------

### Завдання 6

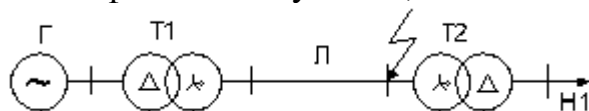
Скласти схеми заміщення прямої, зворотної й нульовий послідовностей для схеми й записати в загальному виді вирази для шунта КЗ при однофазному КЗ.



T1 – трифазний трьохстрижневий; T2 – 3-х фазний 5-ти стрижневий;  
 Л – зі сталевим тросом.

### Завдання 7

Визначити струм однофазного КЗ у схемі, якщо відомо:



$$I_{KA1}^{(1)}=0,5 \text{ о.б.е.}; X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} =0,8 \text{ о.б.е.}$$

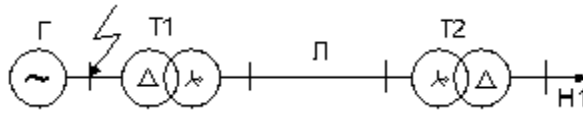
$$X_{0\Sigma}=1,2 \text{ о.б.е.}; X_L=1,2 \text{ о.б.е.}; X_{T1}=0,9 \text{ о.б.е.}$$

У лини сталевий грозозахисний трос.

Побудувати векторні діаграми струмів і напруг на високій стороні трансформатора Т1.

### Завдання 8

Визначити струм міжфазного КЗ у схемі для точки К1, якщо відомо

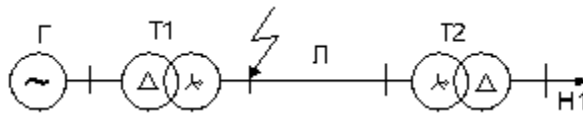


$$I_{KA1}^{(2)} = 0,6 \text{ о.б.е.} \quad X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 1 \text{ о.б.е.}; \quad X_{0\Sigma} = 1 \text{ о.б.е.}; \quad X_{T1} = 0,5 \text{ о.б.е.};$$

Побудувати векторні діаграми струмів і напруг на високій стороні трансформатора Т1 і визначити струм, що протікає в нейтралі.

### Завдання 9

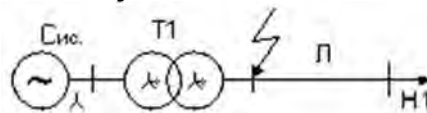
Визначити значення періодичної й аперіодичної, що складають струму 3-х фазного КЗ у початковий момент часу в схемі, а також напруга на шинах навантаження.



$S_{HT}=100 \text{ МВА}$ $U_H=11 \text{ кВ}$ $X''_d=0,2$ $X_d=1,4$ $\cos(\varphi)=0,8$	$S_{T1}=120 \text{ МВА}$ $U_K=12 \%$ $K_T=11/121$	$S_{T2}=100 \text{ МВА}$ $U_K=10 \%$ $K_T=115/10,5$	$L = 50 \text{ км}$ $X_0=0,4$ $\text{Ом/км}$	$S_{H1}=50$ $\text{МВА}$
--	---	---	--	-----------------------------

### Завдання 10

Визначити початкове значення періодичної й аперіодичної, що складають струму 3-х фазного КЗ у початковий момент часу в схемі

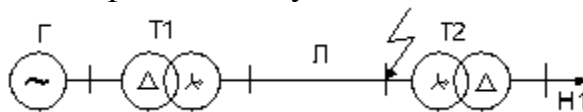


$S_G=1000 \text{ МВА}$	$S_{T1}=120 \text{ МВА}$ $U_K=12 \%$ $K_T=230/121$	$L = 50 \text{ км}$ $X_0=0,4$ $\text{Ом/км}$	$S_{H1}=50$ $\text{МВА}$ $\cos(\varphi)=0,9$
------------------------	--	--	--

Побудувати осцилограму струму для фази А при  $\alpha=60^\circ$ .

### Завдання 11

Визначити струм однофазного КЗ у схемі, якщо відомо:



У лини сталевий грозозахисний торе.

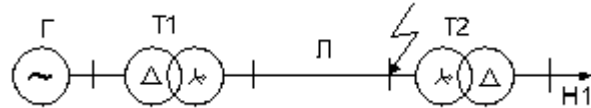
Побудувати векторні діаграми струмів і напруг на високій стороні

трансформатора Т1.

$S_{HT}=100$ МВА $U_H=11$ кВ $X''_d=0,2$ $\cos(\varphi)=0,8$	$S_{T1}=160$ МВА $U_K=11\%$ $K_T=11/121$	$S_{T2}=100$ МВА $U_K=10\%$ $K_T=115/10,5$	$L=50$ км $X_0=0,4$ Ом/км	$S_{H1}=50$ МВА
--	--	--	------------------------------	-----------------

### Завдання 12

Визначити струми в нейтралях трансформаторів при двофазному КЗ на землю в схемі, якщо відомо:



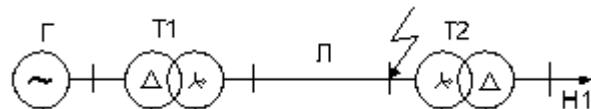
У лини сталевий грозозахисний трос.

Побудувати векторні діаграми струмів і напруг на низькій стороні трансформатора Т2.

$S_{HT}=100$ МВА $X''_d=0,2$ $\cos(\varphi)=0,8$	$S_{T1}=100$ МВА $U_K=11\%$ $K_T=11/121$	$S_{T2}=100$ МВА $U_K=10\%$ $K_T=115/10,5$	$L=50$ км $X_0=0,4$ Ом/км	$S_{H1}=50$ МВА
--	--	--	------------------------------	-----------------

### Завдання 13

Визначити струми в нейтралях трансформаторів при однофазному КЗ у схемі, якщо відомо:



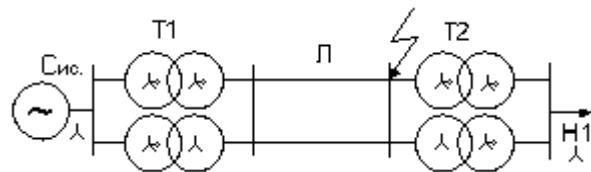
У лини сталевий грозозахисний трос.

Побудувати векторні діаграми струмів і напруг на низькій стороні трансформатора Т2.

$S_{HT}=100$ МВА $U_H=11$ кВ $X''_d=0,2$ $X_d=1,4$	$S_{T1}=120$ МВА $U_K=12\%$ $K_T=11/121$	$S_{T2}=100$ МВА $U_K=10\%$ $K_T=115/10,5$	$L=50$ км $X_0=0,4$ Ом/км	$S_{H1}=50$ МВА
--	--	--	------------------------------	-----------------

### Завдання 14

Скласти схеми заміщення прямої, зворотної й нульової послідовностей для схеми

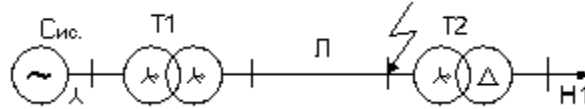


Л – з добре провідним тросом.

Записати в загальному виді вирази для опору шунта, струмів і напруг при двофазному КЗ на землю

### Завдання 15

Визначити струм двофазного на землю КЗ у схемі, якщо відомо:



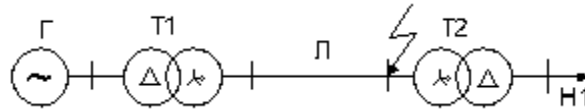
$$I_{KA1}^{(1)} = 0,35 \text{ о.б.е.}; X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 0,9 \text{ о.б.е.};$$

$$X_{T2} = 0,9 \text{ о.б.е.}$$

Побудувати векторні діаграми струмів і напруг на високій стороні трансформатора Т2 і визначити струм, що протікає в нейтралі.

### Завдання 16

Визначити напруга міжфазного КЗ у схемі



для точки К1, якщо відомо

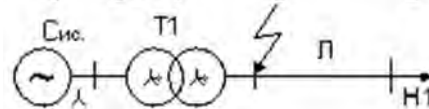
$$I_{KA1}^{(2)} = 1,1 \text{ о.б.е.}; X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 1 \text{ о.б.е.}; X_{0\Sigma} = 1,2 \text{ о.б.е.}$$

Побудувати векторні діаграми струмів і напруг на високій стороні трансформатора Т1

### Завдання 17

Визначити початкове значення періодичної й аперіодичної, що складають струму 3-х фазного КЗ у початковий момент часу в схемі

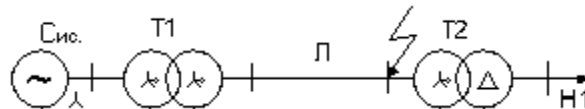
Побудувати осцилограму струму для фази А при  $\alpha=0^\circ$ .



$E_c = 1 \text{ о.е.}$	$X_T = 0,7 \text{ о.е.};$	$X_L = 0,3 \text{ о.е.}$	$X_{H1} = 2$
$X_c = 0,3 \text{ о.е.};$	$R_T = 0,001 \text{ о.е.}$	$R_T = 0,01 \text{ о.е.}$	$R_{H1} = 2$
$R_c = 0,01 \text{ о.е.}$			

### Завдання 18

Визначити струм двофазного на землю КЗ у схемі, якщо відомо:

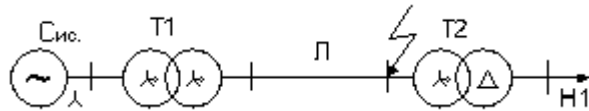


$I_K^{(3)} = 0,35 \text{ о.б.е.}; X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 1 \text{ о.б.е.}; X_{0\Sigma} = 1 \text{ о.б.е.}; X_{T1} = X_{T2} = 1$   
о.б.е.;  $X_L = 0,2 \text{ о.б.е.}; L$  – з добре провідним тросом

Побудувати векторні діаграми струмів і напруг на високій стороні трансформатора Т1 і визначити струм, що протікає в нього нейтралі.

### Завдання 19

Визначити струм однофазного КЗ у схемі, якщо відомо:



$$I_K^{(3)} = 1 \text{ о.б.е.}; X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 1 \text{ о.б.е. } E_c = 1 \text{ о.б.е}$$

$$X_{0\Sigma} = 1 \text{ о.б.е.}; X_{T2} = 2,1 \text{ о.б.е.}$$

$$X_L = 0,2 \text{ о.б.е.}; L - \text{з добре провідним тросом}$$

Побудувати векторні діаграми струмів і напруг на високій стороні трансформатора T1 і визначити струм, що протікає в нейтралі.

### Завдання 20

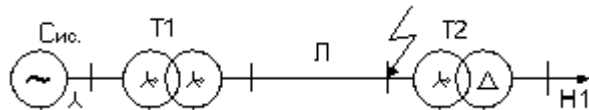
Визначити періодичну й аперіодичну складову струму в початковий момент часу .

$E_c = 1 \text{ о.е}$	$X_T = 0,7 \text{ о.е.};$	$X_L = 0,3 \text{ о.е}$	$S_{H1} = 0 \text{ МВА}$
$X_c = 0,3 \text{ о.е.};$	$R_T = 0,001 \text{ о.е}$	$R_T = 0,01 \text{ о.е}$	$\cos(\varphi) = 0,9$
$R_c = 0,01 \text{ о.е}$			

Побудувати осцилограму струму при  $\alpha_0 = 90^\circ$

### Завдання 21

Визначити напругу на шинах системи при 2-х фазному КЗ на землю в схемі.

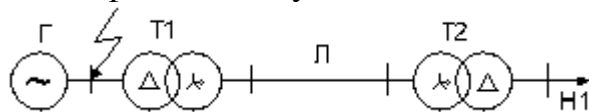


$S_c = 1000 \text{ МВА}$	$S_{T1} = 160 \text{ МВА}$	$L - 50 \text{ км}$	$S_{H1} = 0 \text{ МВА}$
	$U_K = 11 \%$	$X_0 = 0,3$	$\cos(\varphi) = 0,9$
	$K_T = 242/121$	$\text{Ом/км}$	

Побудувати векторні діаграми струмів і напруг

### Завдання 22

Визначити струм однофазного КЗ у схемі для точки K1, якщо відомо

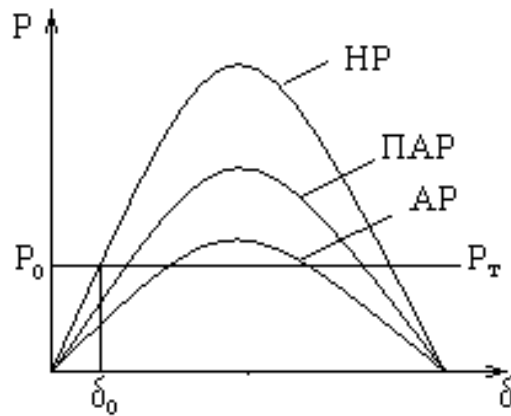


$$I_{K3}^{(3)} = 0,6 \text{ о.б.е. } X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 1 \text{ о.б.е.}; X_{T1} = 0,5 \text{ о.б.е.};$$

Побудувати векторні діаграми струмів і напруг на високій стороні трансформатора T1 і визначити струм, що протікає в нейтралі.

## 8.3.2 Приклади завдань за другим рейтинговим контролем

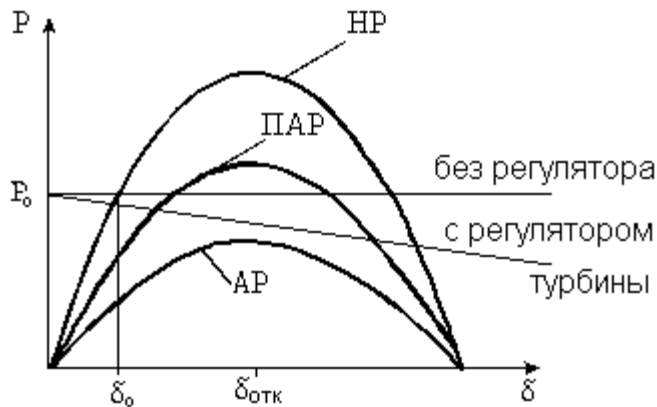
### ЗАДАЧА №1



За кутовими характеристиками методом площ визначити граничний кут відключення аварії, а також зміна відносної швидкості обертання ротора генератора щодо синхронної швидкості.

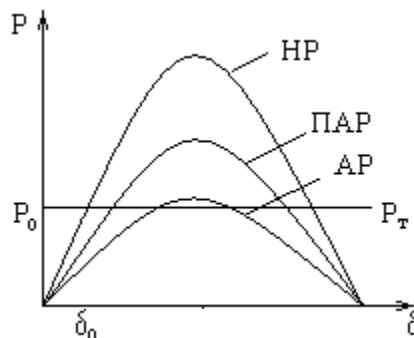
### ЗАДАЧА №2

Побудувати майданчика прискорення й гальмування при заданому куті відключення аварії без і з урахуванням дії регулятора потужності турбіни.



### ЗАДАЧА №3

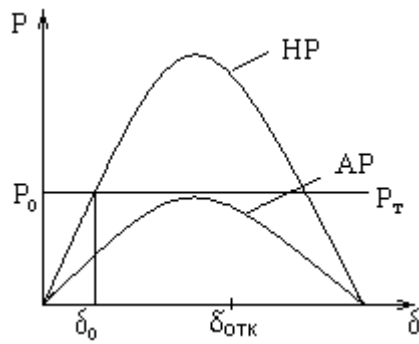
Визначити графічно методом площ граничний кут відключення аварії, а також максимальний і мінімальний кут вильоту ротора.



### ЗАДАЧА №4

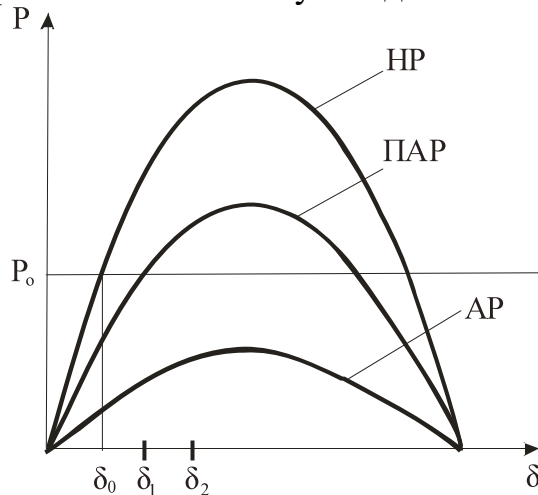
Устойчива Устойчива ли динамически системи при заданном  $\delta_{откл}$  значении

Побудувати майданчика прискорення й гальмування, а також зміна кута від часу перехідного процесу.



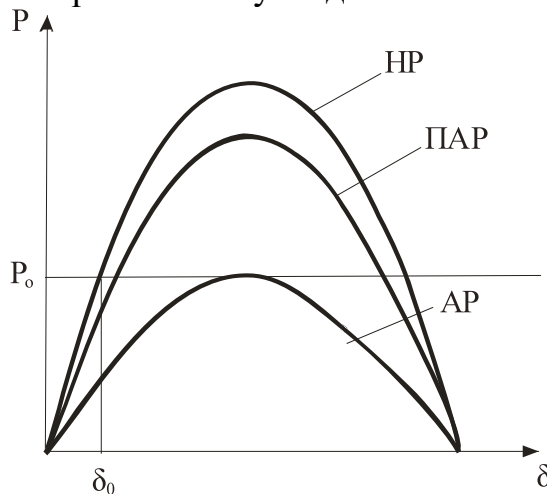
### ЗАДАЧА №5

Визначити графічно максимальний і мінімальний кут розвороту ротора генератора при різних значеннях кута відключення  $\delta_1$  і  $\delta_2$ .



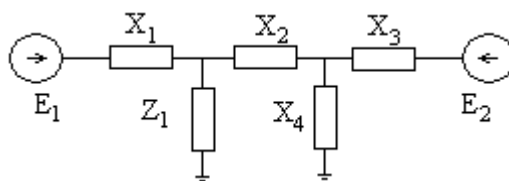
### ЗАДАЧА №6

Визначити графічно граничний кут відключення аварії.



### ЗАДАЧА №7

1. Визначити власне  $Z_{11}$  і взаємне  $Z_{12}$  опоры схеми заміщення 2-х машинної системи



$$X_1=0,333; X_2=0,5; X_3=1; X_4=1; Z_1=1+j1.$$



### З А Д А Ч А №8

Визначити кути втрат при власних і взаємному опорах:

$$Z_{11} = 0,1 + j1; Z_{22} = 0,2 + j2; Z_{12} = -0,3 + j3.$$

$$\alpha_{11} = ?; \alpha_{12} = ?; \alpha_{22} = ?.$$

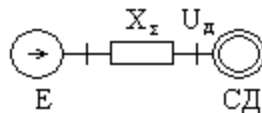
### З А Д А Ч А №9

Визначити коефіцієнт запасу статичної стійкості узагальненого навантаження за напругою при заданих статичних характеристиках

$U_n$	1	0,9	0,8	0,7
$P_n$	1	0,941	0,893	0,855
$Q_n$	1	0,855	0,844	0,88

### З А Д А Ч А №10

Визначити критичну напругу на шинах синхронного двигуна при якому відбувається випадання із синхронізму. Генератори на станції оснащені АРЗ пропорційної дії

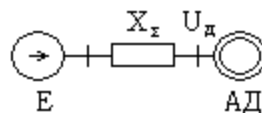


$$E_q=2; E^1_q=1,2; X_d=1,5; X^1_d=0,3; X_\Sigma=0,7; P_0=0,3.$$

(усі дані наведені до потужності двигуна).

### З А Д А Ч А №11

Визначити критичну напругу на шинах асинхронного двигуна при якому відбувається його перекидання.

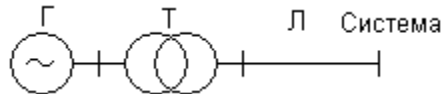


$$E_q=2; E^1_q=1,2; X_d=1,5; X^1_d=0,3; X_\Sigma=0,7; P_0=0,3.$$

(усі дані наведені до потужності двигуна).

### З А Д А Ч А №12

Для електропередачі



визначити коефіцієнт запасу статичної стійкості, якщо на генераторах станції відсутні АРЗ.

$$X_d=j1,7; X^1_d=j0,3; X_T=j0,2; X_L=0,2+j0,3;$$

$$P_0=1; Q_0=0,5$$

(усі дані наведені до одним базисним умовам).

### З А Д А Ч А №13

Визначити значення ЕРС генератора без АРЗ, що працює на шини системи нескінченної потужності



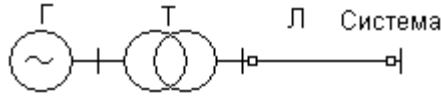
при якій коефіцієнт запасу статичної стійкості рівний 100 %

$P_0 = 0,5;$	$U_c = 1;$	$X_d = 2,0;$	$X^1_d=0,3;$
--------------	------------	--------------	--------------

$X_T = 0,15;$	$X_L = 0,35;$	$T_j = 5 \text{ с};$	$\cos \varphi = 0,8.$
---------------	---------------	----------------------	-----------------------

### З А Д А Ч А №14

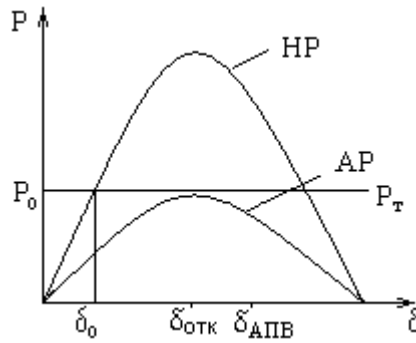
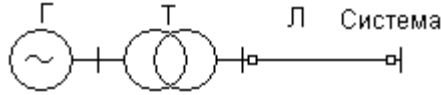
Визначити граничний час відключення лінії, що зв'язує генератор без АРЗ із системою нескінченної потужності.



$P_o = 0,5;$	$E_q = 2,5;$	$E1_q = 1,5;$	$U_r = 1,1;$
$U_c = 1;$	$X_d = 2,0;$	$X_L = 0,22;$	$X_T = 0,18.$

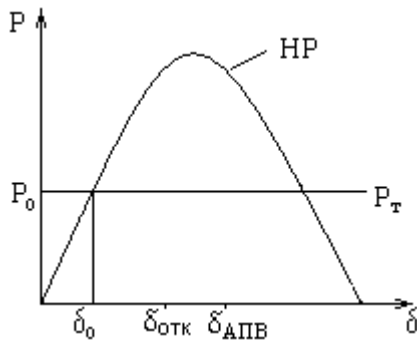
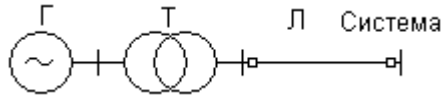
### З А Д А Ч А №15

Для наведеної електропередачі визначити графічно методом площ максимальний і мінімальний кут вильоту ротора.



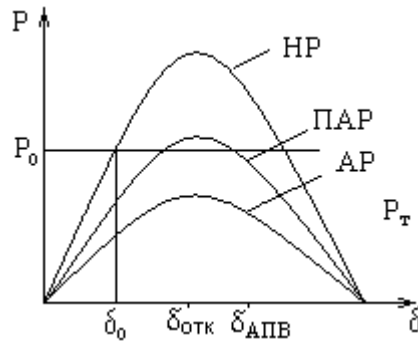
### З А Д А Ч А №16

Для наведеної електропередачі визначити графічно методом площ максимальний і мінімальний кут вильоту ротора.



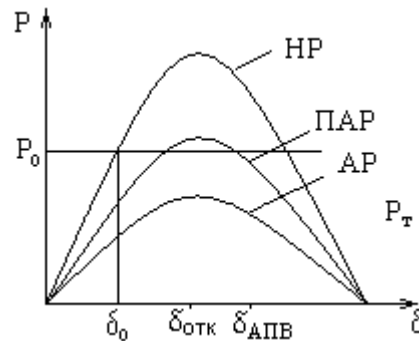
### З А Д А Ч А №17

Визначити графічно методом площ максимальний і мінімальний кут вильоту ротора.



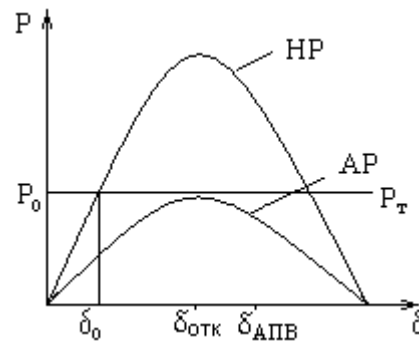
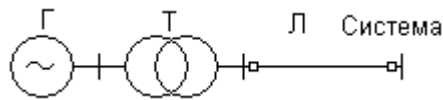
### ЗАДАЧА №18

Визначити графічно методом площ зміна в часі відносної швидкості ротора генератора .



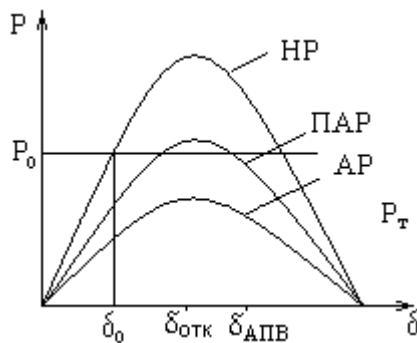
### ЗАДАЧА №19

Визначити графічно методом площ зміна в часі видаваної в систему активної потужності.



### ЗАДАЧА №20

Визначити графічно методом площ зміна в часі видаваної в систему активної потужності.



## РОЗДІЛ 9

### РЕЗУЛЬТАТИ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ В ПРОГРАМНОМУ ПРОДУКТІ «MAPLE» ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИХ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ

#### 9.1. Розрахунок ідеальної межі потужності

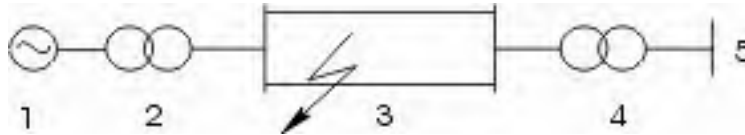


Рис.9.1. Розрахункова схема електричної системи

Вихідні параметри:

```
> restart;
```

```
> P[r] := 465:
```

```
cos(phi[r]) := 0.70 : U[r] := 24.0 : U[т11] := 24.0 : x[d] := 100 : W
[т1] := 700 : U[т12] := 242.0 : x[т1] := 11 : l := 250 : x[1] := 0.25 : W
[т2] := 370 : U[т21] := 220 : U[т22] := 121 : x[т2] := 11 : U[0] := 110
: P[0] := 270 : cos(phi[o]) := 0.86 :
```

Потрібно визначити коефіцієнти запасу статичної стійкості при передачі P0 з cos(). Відносні значення P0 і U:

```
> P_o := 1 :
```

```
> U[отн] := 1 :
```

тоді:

```
> U[баз] := U[0] * U[отн] ^ (-1) * U[т21] / U[т22] ;
      U_баз := 200
```

Як впливає з формул:

```
> W[баз] := P[0] ;
```

$W_{баз} := 270$

Для генератора:

```
> W[ном] := P[r] / cos(phi[o]) ;
```

$W_{ном} := 540.6976744$

```
> x[r] :=
x[d] / 100 * (W[баз] / W[ном]) * (U[r] / U[баз]) ^ 2 * (U[т12] / U[т11]) ^ 2 ;
      x_2 := 0.7311054194
```

```
> x[тp1] := x[т1] / 100 * W[баз] / W[т1] * (U[т12] / U[баз]) ^ 2 ;
      x_mp1 := 0.06211967142
```

```
> x[тp2] :=
(x[т2] / 100) * (W[баз] / W[т2]) * (U[т21] / U[баз]) ^ 2 ;
      x_mp2 := 35937 / 370000
```

```
> x[тp2] := evalf(%);
```

$x_{mp2} := 0.09712702703$

```
> x[l] := 1/2 * x[1] * 1 * W[баз] / (U[баз]) ^ 2 ;
```

$x_l := 0.2109375000$

```

> Xc := x[тр1]+x[тр2]+x[л]+x[г] ;
           Xc := 1.101289618
> phi[0] := arccos(0.86) ;
           φ0 := 0.5355266543
> Q[0] := Po*tan(phi[0]) ;
           Q0 := 0.5933651545
>
E:=sqrt((U[отн]+Q[0]*Xc/U[отн])^2+(Po*Xc/U[отн])^2) ;
           E := 1.986653357
> P[м] := E*U[отн]/Xc ;
           Pм := 1.803933611
> k := (P[м] - Po) / Po ;
           k := 0.803933611
> V:=delta->`if`(delta<arcsin(1/P[м])+0.005 and
delta>arcsin(1/P[м])-0.005,1,0) :
>
plot([P[м]*sin(delta*Pi/180),1,P[м],V(delta*3.14/180)
],delta=0..180,numpoints=1000,color=black) ;

```

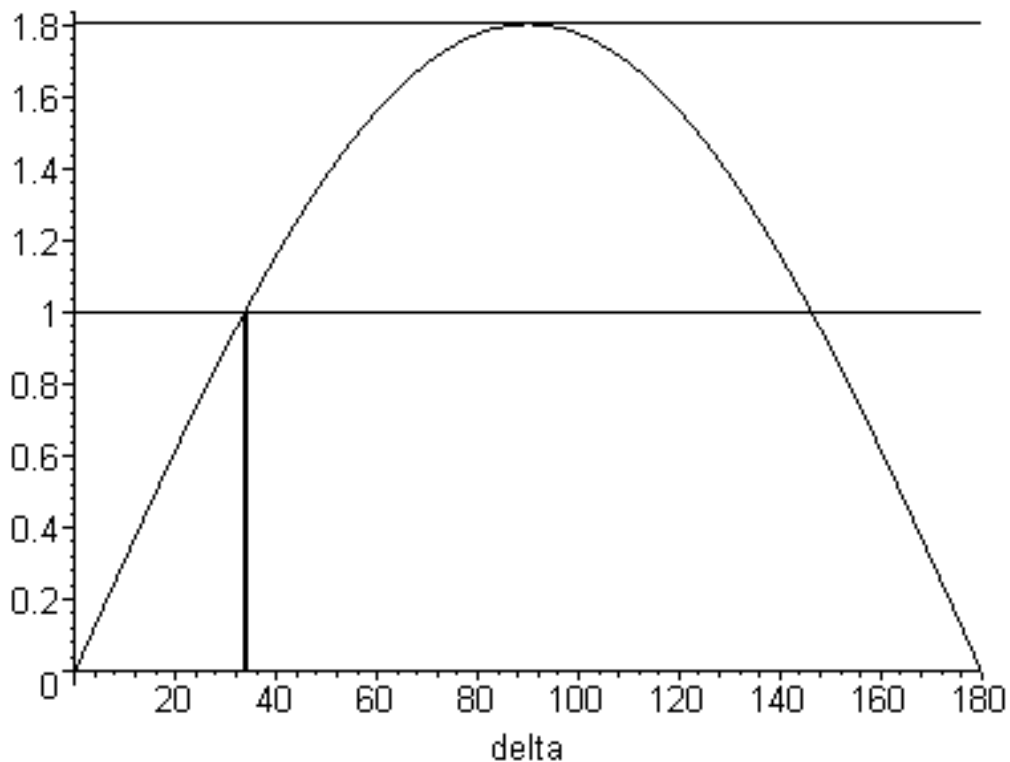


Рис.9.2. Характеристика потужності об'єкта дослідження

```

> delta[0] := evalf(arcsin(1/P[м])*180/Pi*grad,3) ;
           δ0 := 33.7 grad

```

## 9.2. Розрахунок ідеальної межі потужності при складному зв'язку генератора з приймачем

Потрібно визначити межу потужності генераторної станції для попередньої схеми, з урахуванням активних опорів і ємностей лінії передачі і струму, який підмагнічує.

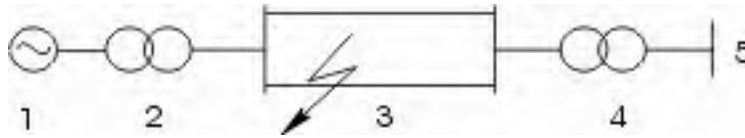


Рис.9.3. Розрахункова схема електричної системи

Вихідні параметри:

>  $r[0] := 0.125$ ;

>  $C_{[0]} := 0.010$ ;

>  $I_{[\mu]} := 6$ ;

### 9.2.1 Визначити активні опори лінії в відносних одиницях:

>  $R_{[л]} := r[0] * 1/2 * W[баз] / (U[баз])^2$ ;

$$R_{л} = 0.1054687500$$

>  $\omega := 314$ ;

### 9.2.2 Ємнісна провідність обох ланцюгів передачі:

>  $B_{[л]} := 2 * C_{[0]} * 10^{(-6)} * \omega * 1$ ;

$$B_{-л} = 0.001570000000$$

### 9.2.3 Провідності намагнічувального струму підвищує і понижувального трансформатора.

>  $B_{[т1]} := W[т1] / (U[т12])^2 * I_{[\mu]} / 100$ ;

$$B_{-m1} = 0.0007171641282$$

>  $B_{[т2]} := W[т2] / (U[т21])^2 * I_{[\mu]} / 100$ ;

$$B_{-m2} = \frac{111}{242000}$$

>  $B_{[т2]} := \text{evalf}(\%)$ ;

$$B_{-m2} = 0.0004586776860$$

### 9.2.4 Приймаємо для лінії передач П-образну схему заміщення і відносимо намагнічувальні провідності трансформатора до сторони

вищої напруги.

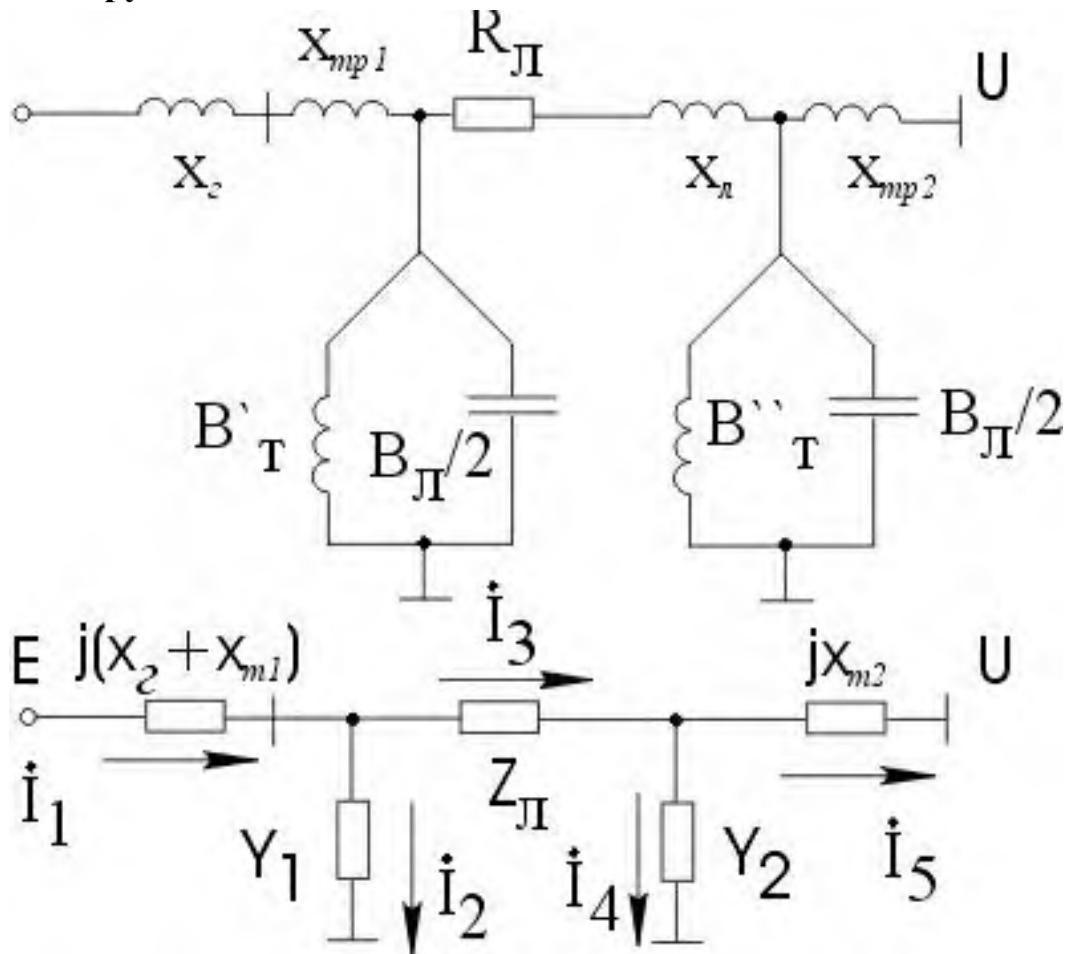


Рис. 9.4. П-образна схема заміщення

```
> Y_[1] := Complex(evalf(B_[л]/2 - B_[т1]));
Y_1 := 0.0000678358718 I
```

```
> Y_[2] := Complex(evalf(B_[л]/2 - B_[т2]));
Y_2 := 0.0003263223140 I
```

У відносних одиницях:

```
> Y['1'] := Y_[1] * (U[баз])^2 / W[баз];
Y_1 := 0.01004975878 I
```

```
> Y['2'] := Y_[2] * (U[баз])^2 / W[баз];
Y_2 := 0.04834404650 I
```

```
> x[20] := 1 / Y['2'];
x_20 := -20.68507029 I
```

```
> x[10] := 1 / Y['1'];
x_10 := -99.50487588 I
```

**9.2.5** Визначимо  $E$  і потужність генератора, виконавши електричний розрахунок нормального режиму роботи системи:

```
> W['5'] := P0 - I * Q[0];
W_5 := 1. - 0.5933651545 I
```

```
> I_['5'] := W['5'] / U[отн];
```

$$I_{-5} := 1. - 0.5933651545 I$$

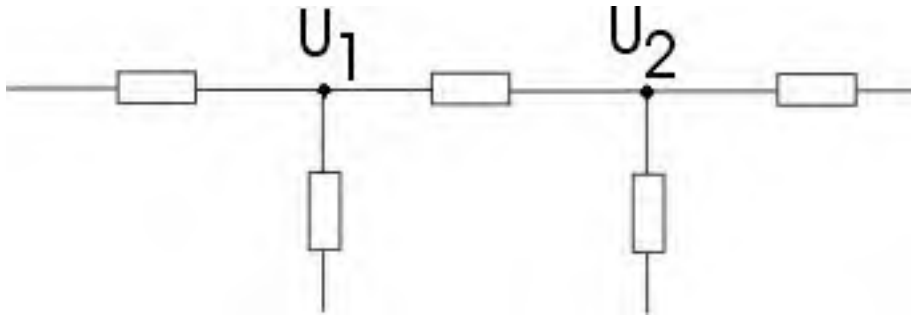


Рис. 9.5. Еквівалентна схема

```

> U['2'] := U[отн] + I_['5'] * I * x[тр2];
      U2 := 1.057631793 + 0.09712702703 I
> I_['4'] := U['2'] * Y['2'];
      I-4 := -0.004695513511 + 0.05113020058 I
> I_['3'] := I_['5'] + I_['4'];
      I-3 := 0.9953044865 - 0.5422349539 I
> z['л'] := x[л] * I + R[л];
      zл := 0.1054687500 + 0.2109375000 I
> U['1'] := U['2'] + z['л'] * I_['3'];
      U1 := 1.276982999 + 0.2498852243 I
> I_['1'] := U['1'] * Y['1'] + I_['3'];
      I-1 := 0.9927932003 - 0.5294015828 I
> U['г'] := U[1] + I * I_['1'] * x[тр1];
      Uг := 1.309869251 + 0.3115572117 I
> U['г'] := 1.309869251 + .3115572117 * I;
      Uг := 1.309869251 + 0.3115572117 I
> W['г'] := U['г'] * I_['1'];
      Wг := 1.465368167 - 0.3841349735 I
> P['га'] := Re(W['г']);
      Pга := 1.465368167
> E['г'] := U['г'] + I_['1'] * x[г] * I;
      Eг := 1.696917617 + 1.037393701 I

```

Тобто:

```

> E_ := evalf(sqrt(Re(E['г'])^2 + Im(E['г'])^2));
      E_ := 1.988897959

```

>

```

delta['0'] := evalf(arctan(Im(E['г'])/Re(E['г'])) * 180 / Pi);

```

$$\delta_0 := 31.43911516$$

## 9.2.6 Визначимо власний і взаємний опір генераторної станції. Для



цього перетворимо трикутник в зірку:

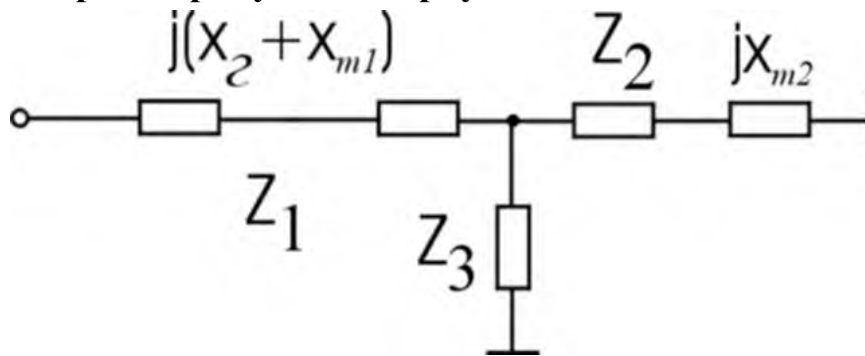


Рис. 9.6. Еквівалентна схема

```
> Z['1'] := z['л'] * x[10] / (z['л'] + x[10] + x[20]);
      Z1 := 0.08762447476 + 0.1748644896 I
> Z['2'] := z['л'] * x[20] / (z['л'] + x[10] + x[20]);
      Z2 := 0.01821537289 + 0.03635082427 I
> Z['3'] := x[20] * x[10] / (z['л'] + x[10] + x[20]);
      Z3 := -0.01508044954 - 17.15519893 I
```

### 9.2.7 Власний імпеданс генератора:

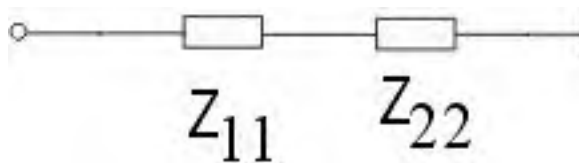


Рис. 9.7. Еквівалентна схема для розрахунку власного імпедансу генератора

```
>
Z['11'] := (Z['1'] + x[тр1] * I + x[г] * I) + (Z['2'] + x[тр2] * I) * Z['3'] / ((Z['2'] + x[тр2] * I) + Z['3']);
      Z11 := 0.1061257128 + 1.102594569 I
> alpha['11'] := evalf(90 - arctan(Im(Z['11']) / Re(Z['11']))) * 180 / Pi);
      α11 := 5.49783400
>
Z['22'] := (Z['1'] + x[тр1] * I + x[г] * I) + (Z['2'] + x[тр2] * I) + (Z['1'] + x[тр1] * I + x[г] * I) * (Z['2'] + x[тр2] * I) / Z['3'];
      Z22 := 0.1041367004 + 1.094126650 I
> alpha['22'] := evalf(90 - arctan(Im(Z['22']) / Re(Z['22']))) * 180 / Pi);
      α22 := 5.43691531
```

### 9.2.8 Визначимо характеристику потужності генератора:

```
>
P['г'] := evalf(E_ ^ 2 / sqrt(Re(Z['11']) ^ 2 + Im(Z['11']) ^ 2) * sin(alpha['11'] * Pi / 180)) + E_ * sqrt(Re(U['г'] ^ 2 + Im(U['г']
```

```
)^2)/sqrt(Re(Z['22'])^2+Im(Z['22'])^2)*sin(delta-
alpha['22']);
```

$$P_2 = 0.3421440909 + 2.436490059 \sin(\delta - 5.43691531)$$

У разі рівного розподілу кута дельта нульового результату, повинен збігатися з потужністю генератора з індексом 0:

```
>
```

```
P['r']:=evalf(E_^2/sqrt(Re(Z['11'])^2+Im(Z['11'])^2)*
sin(alpha['11']*Pi/180)+E_*sqrt(Re(U['r'])^2+Im(U[
' r'])^2)/sqrt(Re(Z['22'])^2+Im(Z['22'])^2)*sin((delta['0
']-alpha['22'])*Pi/180));
```

```
>
```

$$P_2 = 1.410315112$$

### 9.2.9 Межа потужності генератора:

```
>
```

```
P['rmax']:=evalf(E_^2/sqrt(Re(Z['11'])^2+Im(Z['11'])^
2)*sin(alpha['11']*Pi/180)+E_*sqrt(Re(U['r'])^2+Im(U[
' r'])^2)/sqrt(Re(Z['22'])^2+Im(Z['22'])^2));
```

$$P_{rmax} = 2.778634150$$

Визначаємо запас стійкості:

```
> k:=(P['rmax']-P['r'])/P['r'];
```

$$k = 0.9702222052$$

### 9.2.10 Побудова характеристики потужності:

```
> V:=delta->`if`(delta<delta['0']+0.1 and
delta>delta['0']-0.1,1.41,0):
```

```
> V1:=delta->`if`(delta<alpha['22']+0.1 and
delta>alpha['22']-0.1,P['rmax'],0):
```

```
>
```

```
P['rmin']:=evalf(E_^2/sqrt(Re(Z['11'])^2+Im(Z['11'])^
2)*sin(alpha['11']*Pi/180));
```

```
>
```

```
plot([P['rmax']*sin(delta*Pi/180),1,P['rmax'],P['r'],
V(delta),P['rmin'],V1(delta)],delta=0..180,numpoints=
1000,color=black);
```

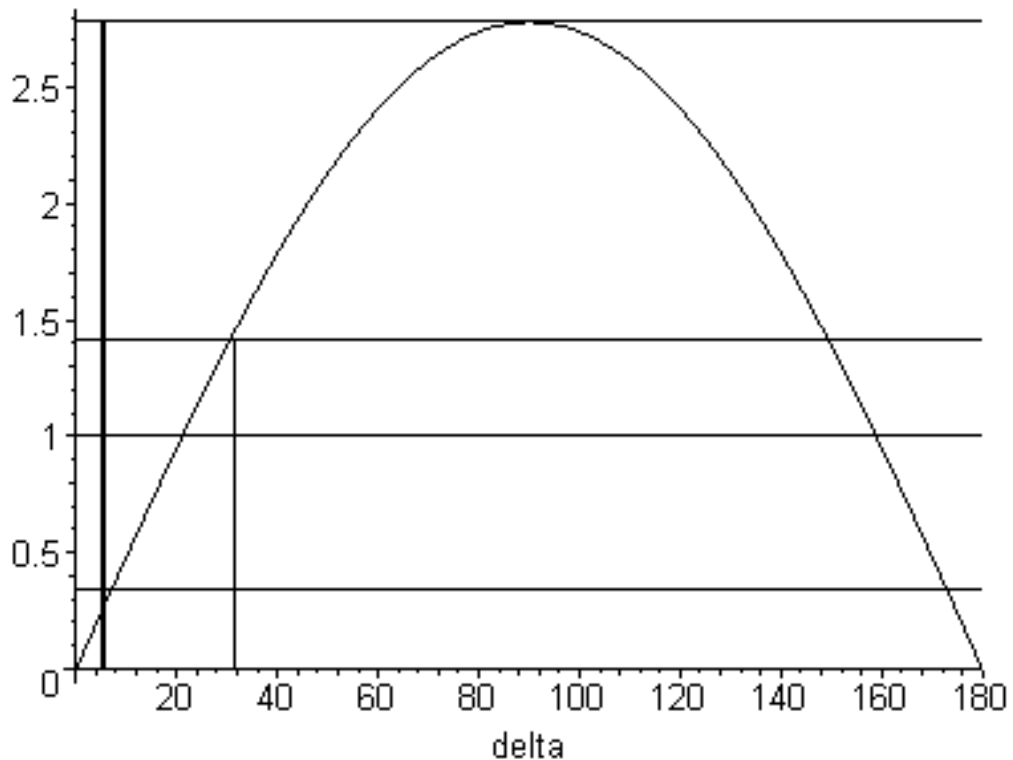


Рис.9.8. Характеристика потужності об'єкта дослідження

### 9.3 Розрахунок динамічної стійкості станції, що працює на шинах нескінченної потужності

Виконати розрахунок динамічної стійкості при 2-х полюсному к.з. на землю на початку одного з ланцюгів лінії передачі. Елементи представлені реактивними опорами. Дані для розрахунків беруться з попередніх завдань.

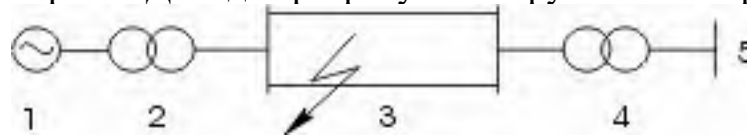


Рис.9.9. Розрахункова схема електричної системи

Перехідний опір генератора:

> **restart;**

> **P[г] :=465:**

**cos(phi[г]) :=0.70:U[г] :=24.0:U[т11] :=24.0:x[d] :=100:W[т1] :=700:U[т12] :=242.0:x[т1] :=11:1 :=250:x[1] :=0.25:W[т2] :=370:U[т21] :=220:U[т22] :=121:x[т2] :=11:U[0] :=110:P[0] :=270:cos(phi[о]) :=0.86:**

> **x[d] :=32:**

Реактивний опір зворотній послідовності генераторів:

> **x[г2] :=44:**

Роторна інерція:

> **M:=5:**

тоді:

> **U[отн] :=1:**

>

> **U[баз] := U[0]\*U[отн]^(-1)\*U[т21]/U[т22];**

Як впливає з формул:

>  $W[\text{баз}] := P[0]$  ;

Знайдемо значення реактивного опору (в відносних одиницях):

>

$x[\text{п1}] := x[\text{d}] / 100 * W[\text{баз}] / W[\text{т1}] * (U[\text{г}] / U[\text{баз}])^2 * (U[\text{т12}] / U[\text{т11}])^2$  ;

$$x_{n1} := 0.1807117714$$

>

$x[\text{п2}] := x[\text{г2}] / 100 * W[\text{баз}] / W[\text{т1}] * (U[\text{г}] / U[\text{баз}])^2 * (U[\text{т12}] / U[\text{т11}])^2$  ;

$$x_{n2} := 0.2484786858$$

Наведемо постійну інерцію до базисної потужності:

>  $M\_ := \text{evalf}(M * W[\text{т1}] / W[\text{баз}])$  ;

$$M\_ := 12.96296296$$

Приймаємо реактивний опір нульової послідовності лінії передач рівним 4-х кратної велечіни від реактивного опору прямої послідовності.

>  $W[\text{ном}] := P[\text{г}] / \cos(\text{phi}[0])$  ;

$$W_{\text{ном}} := 540.6976744$$

>  $x[\text{г}] :=$

$x[\text{d}] / 100 * (W[\text{баз}] / W[\text{ном}]) * (U[\text{г}] / U[\text{баз}])^2 * (U[\text{т12}] / U[\text{т11}])^2$  ;

$$x_2 := 0.2339537342$$

>  $x[\text{тп1}] :=$

$x[\text{т1}] / 100 * W[\text{баз}] / W[\text{т1}] * (U[\text{т12}] / U[\text{баз}])^2$  ;

$$x_{mp1} := 0.06211967142$$

>  $x[\text{тп2}] :=$

$(x[\text{т2}] / 100) * (W[\text{баз}] / W[\text{т2}]) * (U[\text{т21}] / U[\text{баз}])^2$  ;

$$x_{mp2} := \frac{35937}{370000}$$

>  $x[\text{тп2}] := \text{evalf}(\%)$  ;

$$x_{mp2} := 0.09712702703$$

>  $x[\text{л}] := 1/2 * x[1] * 1 * W[\text{баз}] / (U[\text{баз}])^2$  ;

$$x_l := 0.2109375000$$

>  $Xc := x[\text{тп1}] + x[\text{тп2}] + x[\text{л}] + x[\text{г}]$  ;

$$Xc := 0.6041379326$$

>  $\text{phi}[0] := \arccos(0.86)$  ;

$$\phi_0 := 0.5355266543$$

>  $P_0 := 1$  ;

>  $Q[0] := P_0 * \tan(\text{phi}[0])$  ;

$$Q_0 := 0.5933651545$$

>

$E := \text{sqrt}((U[\text{отн}] + Q[0] * Xc / U[\text{отн}])^2 + (P_0 * Xc / U[\text{отн}])^2)$  ;

```

E := 1.486753286
> P [м] := E * U [отн] / Xс ;
Pм := 2.460950067
> x [л0] := 4 * x [л] ;
xл0 := 0.8437500000

```

Нейтралі трансформатора глухо заземлені, отже реактанс 0 і прямої послідовності однакові.

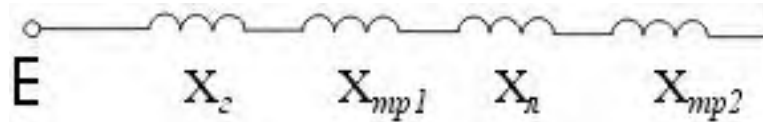


Рис.9.10. Схема заміщення електричної системи

Складемо схему нормального режиму і визначимо ЕРС генераторів за перехідним реактивним опором. Схема нормального режиму в якій генератор заміщений його перехідним опором має наступне сумарний опір:

```

> x [0] := x [п1] + x [тр2] + x [л] + x [тр1] ;
x0 := 0.5508959698

```

Знайдемо умови нормального режиму. Величину і фазу ЕРС за перехідним реактивним опором:

```

>
E := sqrt ( ( U [отн] + Q [0] * x [0] / U [отн] ) ^ 2 + ( P0 * x [0] / U [отн] ) ) ;
E := 1.520366095
> tg [delta0] := P0 * x [0] / ( U [отн] + Q [0] * x [0] ) ;
tgδ0 := 0.4151806821

```

Знайдемо амплітуду характеристики потужності в нормальному режимі:

```

> P [ 'м' ] := E * U [отн] / x [0] ;
Pм := 2.759806167

```

Визначимо результуючий опір системи зворотної послідовності. Для цього складаємо гілки схеми паралельно щодо к.з. .:

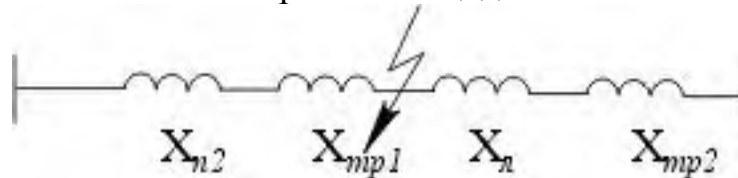


Рис.9.11. Схема заміщення електричної системи

```

>
x [2] := ( x [тр1] + x [п2] ) * ( x [тр2] + x [л] ) / ( x [тр1] + x [п2] + x [тр2] + x [л] ) ;
x2 := 0.1546631266

```

Визначимо опір 0-й послідовності:

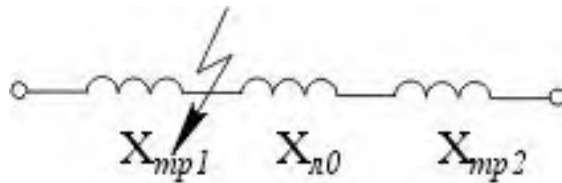


Рис.9.12. Схема заміщення електричної системи

```
>

$$\mathbf{x}[0] := \mathbf{x}[\text{тр}1] * (\mathbf{x}[\text{тр}1] + \mathbf{x}[\text{л}0]) / (\mathbf{x}[\text{тр}1] + \mathbf{x}[\text{тр}1] + \mathbf{x}[\text{л}0]);$$


$$x_0 := 0.05813320855$$

```

Визначимо  $x_k$  в точці к.з. при 2-х полюсному замикання на землю:

```
>  $\mathbf{x}['k'] := \mathbf{x}[2] * \mathbf{x}[0] / (\mathbf{x}[2] + \mathbf{x}[0]);$ 

$$x_k := 0.04225196729$$

```

Визначимо параметри схеми заміщення при к.з. .:

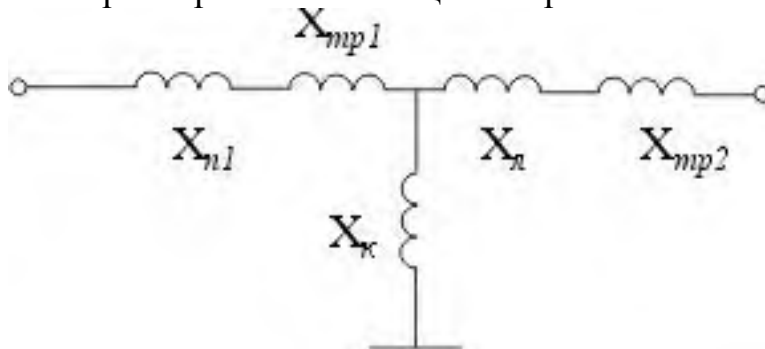


Рис.9.13. Схема заміщення електричної системи

Визначимо еквівалентну опір  $x_c$  при к.з. .:

```
>

$$\mathbf{x}['c'] := (\mathbf{x}[\text{п}1] + \mathbf{x}[\text{тр}1]) + \mathbf{x}[0] + (\mathbf{x}[\text{п}1] + \mathbf{x}[\text{тр}1]) * (\mathbf{x}[\text{л}] + \mathbf{x}[\text{тр}2]) / \mathbf{x}['k'];$$


$$x_c := 2.071479928$$

```

Визначимо амплітуду характеристики потужності при к.з. .:

```
>  $\mathbf{P}['m2'] := \mathbf{E} * \mathbf{U}[\text{отн}] / \mathbf{x}['c'];$ 

$$P_{m2} := 0.7339516422$$

```

Визначимо амплітуду характеристики потужності при відключенні ланцюга. Схема заміщення при відключенні пошкодженої ланцюга має наступний вигляд:

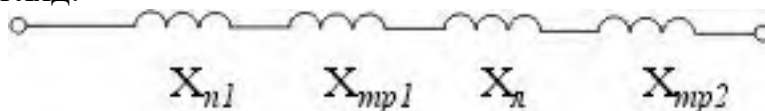


Рис.9.14. Схема заміщення електричної системи

Тобто опір системи при відключенні пошкодженої ланцюгу лінії дорівнюватиме:

```
>  $\mathbf{x}['c\_'] := \mathbf{x}[\text{п}1] + \mathbf{x}[\text{тр}1] + \mathbf{x}[\text{л}0] + \mathbf{x}[\text{тр}2];$ 

$$x_{c\_} := 1.183708470$$

```

При цьому амплітуда характеристики потужності при відключенні ланцюга:

```
>  $\mathbf{P}['min'] := \mathbf{E} * \mathbf{U}[\text{отн}] / \mathbf{x}['c\_'];$ 

$$P_{min} := 1.284409239$$

```

Амплітуда характеристики потужності  $P_{m2}$  при к.з. маленька і система без відключення к.з. виявляється не стійкою. Визначимо критичний кут виходячи з к.з. .:

```
> delta['кр'] := evalf(180 -
arcsin(1/P['min']) * 180/Pi);
 $\delta_{кр} := 128.8703460$ 
```

Визначасмо граничну величину кута відхилення:

```
>
delta['отк'] := evalf(arccos((Po*(delta['кр']*Pi/180 -
arctan(tg[delta0])) + P['m2']*cos(delta['кр']*Pi/180) -
P['m2']*cos(arctan(tg[delta0])))/(P['m'] -
P['m2'])) * 180/Pi);
 $\delta_{отк} := 69.26525024$ 
```

3.16 Побудуємо характеристику потужності:

```
> V:=delta->`if`(delta<arctan(tg[delta0])+0.005
and delta>arctan(tg[delta0])-0.005,1,0):
> V1:=delta->`if`(delta<delta['кр']+0.1 and
delta>delta['кр']-0.1,1,0):
> V2:=delta->`if`(delta<delta['отк']+0.1 and
delta>delta['отк']-0.1,1.2,0):
>
plot([P['m']*sin(delta*Pi/180), P['m2']*sin(delta*Pi/180),
P['min']*sin(delta*Pi/180), P['m'], 1, P['m2'], P['min'],
V(delta*3.14/180), V1(delta), V2(delta)], delta=0..180,
color=black, numpoints=1000);
```

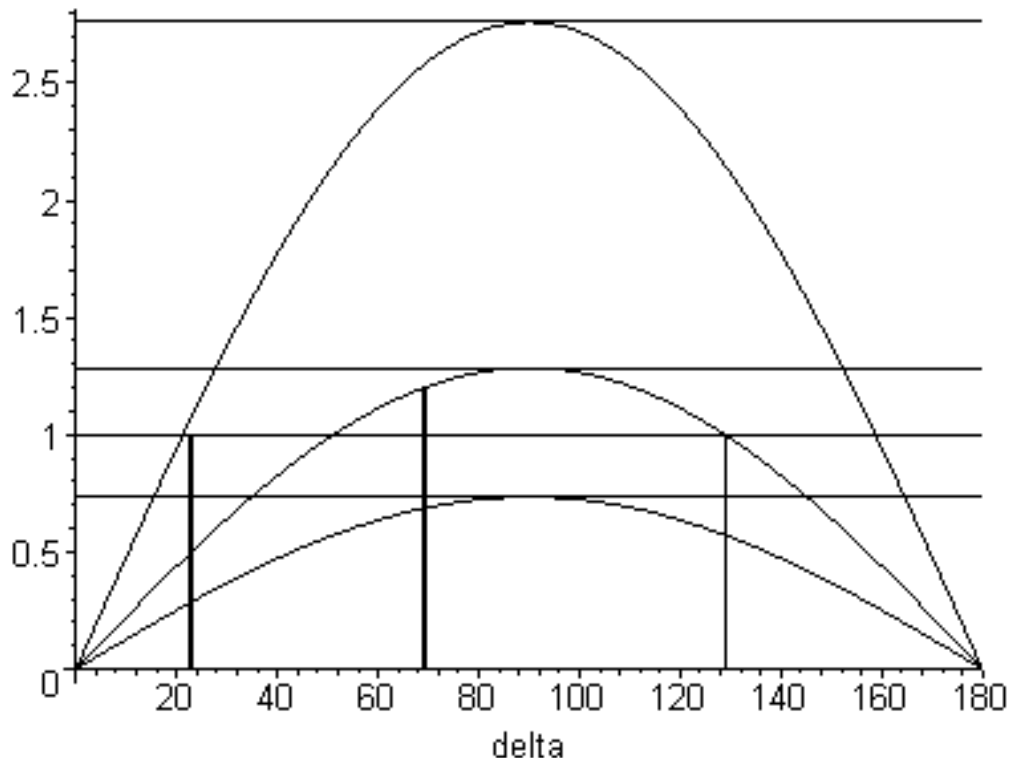


Рис.9.15. Характеристика потужності об'єкта дослідження

#### 9.4. Знаходження граничного часу відключення методом послідовних інтервалів.

Тривалість розрахункових інтервалів:

```
> Delta[t] := 0.05:
```

Постійна:

```
> k := 360*50*(Delta[t])^2/M_ ;  
k := 3.471428572
```

Кут з індексом 0 в момент к.з. зберігається незмінним і потужність падає до величини:

```
> delta['0'] := evalf(arctan(tg[delta0])*180/Pi) ;  
P['0'] := evalf(P['m2']*sin(delta['0']*Pi/180)) ;  
δ0 := 22.54728082  
P0 := 0.2814305960
```

Надлишок потужності на початку першого інтервалу:

```
> Delta['P[0]'] := P0 - P['0'] ;  
ΔP0 := 0.7185694040
```

Приріст кута протягом 1-го інтервалу часу:

```
> Delta['delta[1]'] := k*Delta['P[0]']/2 ;  
Δδ1 := 1.247231180
```

Значення кута до кінця першого інтервалу дорівнює:

```
> delta['1'] := delta['0'] + Delta['P[0]'] ;  
δ1 := 23.26585022  
> P['1'] := evalf(P['m2']*sin(delta['1']*Pi/180)) ;  
P1 := 0.2899094412  
> Delta['P[1]'] := P0 - P['1'] ;  
ΔP1 := 0.7100905588
```

>

```
Delta['delta[2]'] := evalf(Delta['delta[1]'] + k*Delta['P[1]'] ;
```

```
Δδ2 := 3.712259835
```

```
> Delta['delta[2]'] := Delta['delta[2]'] + delta['1'] ;  
Δδ2 := 26.97811006
```

```
> delta['0'] := evalf(arctan(tg[delta0])*180/Pi) ;  
δ0 := 22.54728082
```

```
> for i from 0 to 5 do
```

```
Delta['t'] := evalf(i*5/100) ; k := evalf(360*50*(Delta['t']  
)^2/M_ ) ;  
P['0'] := evalf(P['m2']*sin(delta['0']*Pi/180)) ;  
Delta['P[0]'] := evalf(P0 -  
P['0']) ; Delta['delta[1]'] := evalf(k*Delta['P[0]']/2) ; d  
elta['1'] := evalf(delta['0'] + Delta['P[0]']) ; P['1'] := ev  
alf(P['m2']*sin(delta['1']*Pi/180)) ; Delta['P[1]'] := ev
```



```

alf(Po-
P['1']) ;Delta['delta[2]']:=evalf(Delta['delta[1]']+k*
Delta['P[1]']);
delta['0']:=evalf(Delta['delta[2]']+delta['1']);
Fundelta[i]:=evalf(delta['1']);end do:
  > L:=[[evalf(n*5/100),Fundelta[n]]$n=0..5];
L:=[[0., 23.26585022], [0.0500000000, 23.97594078],
  [0.1000000000, 28.30401030], [0.1500000000, 42.44547281],
  [0.2000000000, 66.50037138], [0.2500000000, 94.05207728]]
  >
plot([L,delta['отк']],n=0..0.25,color=black,numpoints
=100);

```

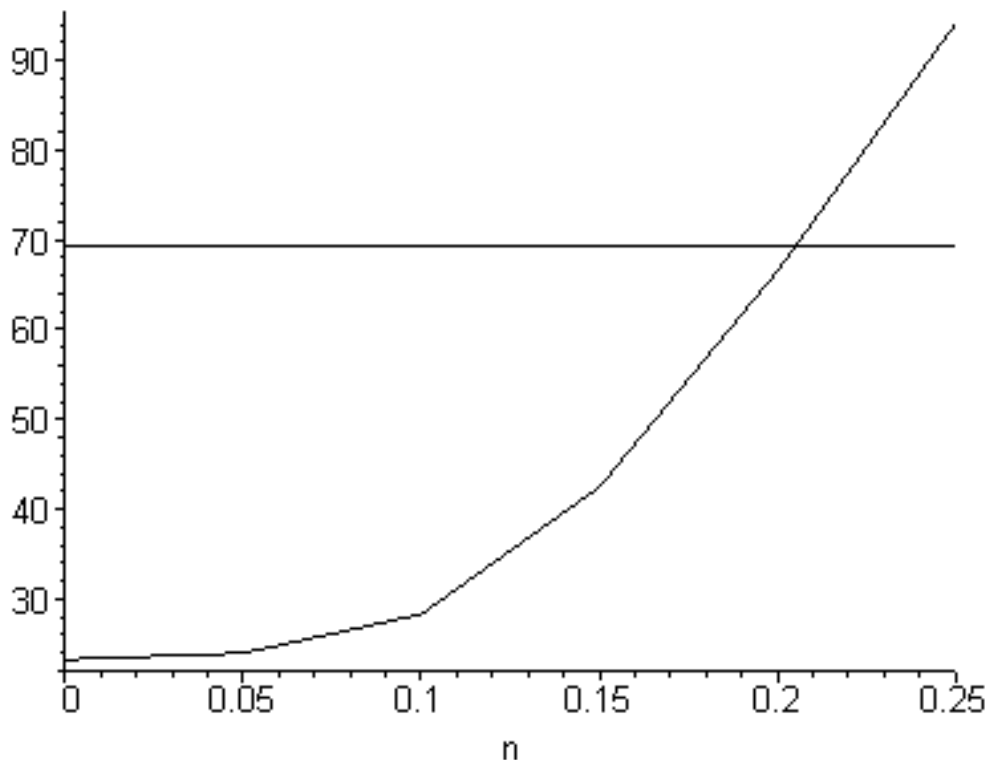


Рис.9.16. Результати пошуку максимального часу відключення аварійного стану в електричній системі за умови збереження динамічної стійкості

Якщо через 0.205 секунди не відбудеться відключення лінії к.з. від ланцюга релейного захисту, то система буде нестійка і двигуни вийдуть із синхронізму.

### 9.5. Розрахунок динамічної стійкості двох генераторних станцій

Система зображена на рисунку:

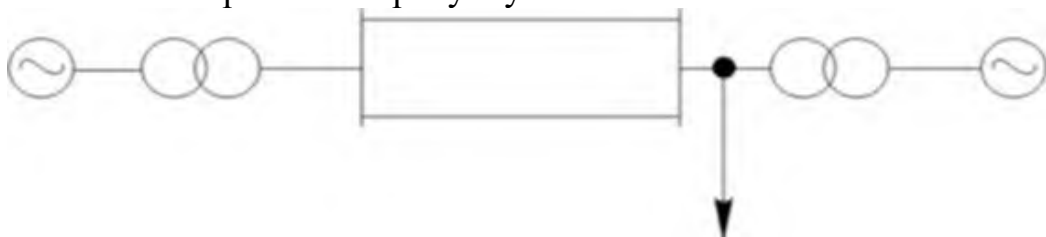


Рис.9.17. Розрахункова схема електричної системи

Потрібно провести розрахунок стійкості при однополюсного к.з. на

початку лінії і знайти гранично допустимий час к.з.

Схема заміщення:

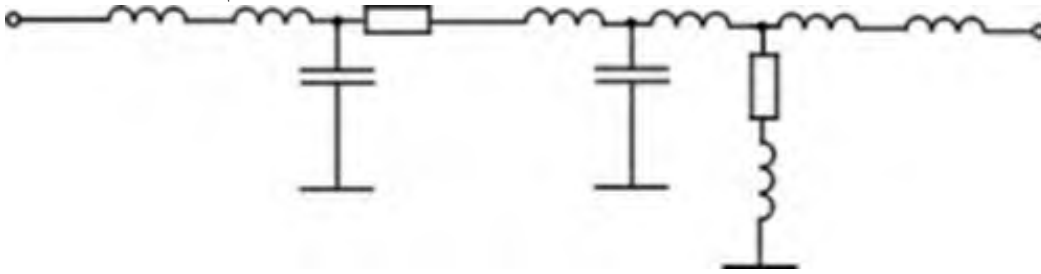


Рис.9.18. Схема заміщення електричної системи

Вхідні дані:

>

```
E['1']:=1.4:delta['1']:=38:E['2']:=1.3:delta['2']:=50
:P['10']:=1.9:P['20']:=2.1:x['r1']:=0.11:x['т1']:=0.0
98:x['c']:=5.8:z['н']:=0.12*cos(37*Pi/180)+I*0.12*sin(37*Pi/180)
:x['т2']:=0.10:x['т3']:=0.037:x['r2']:=0.070:z['л']:=
1/2*(0.390*cos(78*Pi/180)+I*0.390*sin(78*Pi/180)):M['
1']:=55:M['2']:=20:
```

>

```
z['пр']:=evalf(x['т2']*I+(x['r2']*I+x['т3']*I)*z['н']
)/(x['r2']*I+x['т3']*I+z['н']));

$$z_{np} = 0.02656497483 + 0.1573223899 I$$

```

>

```
z['пр1']:=evalf(x['c']*I*z['пр']/(x['c']*I+z['пр'])+z
['л']);

$$z_{np1} = 0.06860908812 + 0.3523153144 I$$

```

>

```
z['s']:=evalf(x['т1']*I+x['r1']*I+x['c']*I*z['пр1']/(
x['c']*I+z['пр1']));

$$z_s = 0.07775795493 + 0.5821211247 I$$

```

>

Знаходимо опір нульової послідовності:

Роблячи перетворення які показані на рисунках, отримуємо:

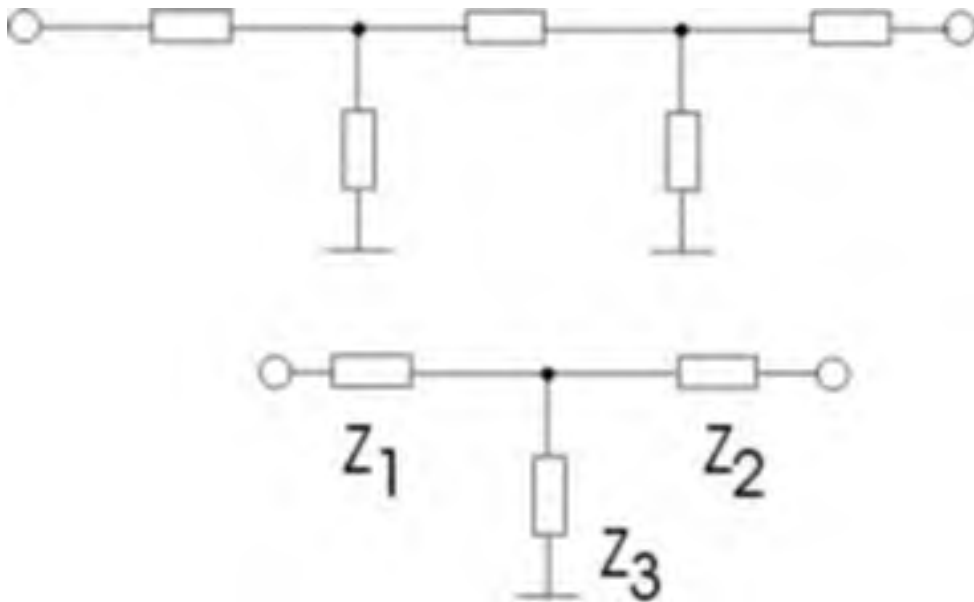


Рис. 9.19. Еквівалентна схема

```

> z['11'] := x['т1'] * I;
                                     z11 := 0.098 I
> z['21'] := x['с'] * I;
                                     z21 := -5.8 I
>
z['31'] := evalf(x['с'] * I * x['т2'] * I / (x['с'] * I + x['т2'] * I
+z['н'])) + z['л']);
                                     z31 := 0.04229729578 + 0.2937690406 I
>
z['41'] := evalf(x['с'] * I * z['н'] / (x['с'] * I + x['т2'] * I + z
['н']));
                                     z41 := 0.1000074205 + 0.07272472614 I
>
z['51'] := evalf(x['т2'] * I * z['н'] / (x['с'] * I + x['т2'] * I + z
['н'] + x['т3'] * I));
                                     z51 := -0.001724265871 + 0.03574612541 I
>
z['1'] := z['11'] + z['21'] * z['31'] / (z['21'] + z['31'] + z['4
1']);
                                     z1 := 0.05332653224 + 0.4101873327 I
>
z['3'] := z['21'] * z['41'] / (z['21'] + z['31'] + z['41']);
                                     z3 := 0.1087115704 + 0.07478287960 I
>
z['2'] := z['31'] * z['41'] / (z['21'] + z['31'] + z['41']) + z['
51'];
                                     z2 := -0.007775853340 + 0.03275117897 I

```

В результаті отримуємо спрощену Т - образну схему заміщення для якої обчислюємо власні і взаємні опори:

```
> z['11']:=z['1']+z['2']*z['3']/(z['2']+z['3']);
      z11:=0.05276558682+0.4402981024I
```

```
>
```

```
delta['11']:=evalf(arctan(Im(z['11'])/Re(z['11']))*180/Pi);
```

```
      δ11:=83.16623027
```

```
> z['22']:=z['2']+z['1']*z['3']/(z['1']+z['3']);
      z22:=0.06691732558+0.1090051816I
```

```
>
```

```
delta['22']:=evalf(arctan(Im(z['22'])/Re(z['22']))*180/Pi);
```

```
      δ22:=58.45460083
```

```
> z['12']:=z['1']+z['2']+z['1']*z['2']/z['3'];
      z12:= -0.04711872836+0.4934118456I
```

```
>
```

```
delta['12']:=evalf(arctan(Im(z['12'])/Re(z['12']))*180/Pi);
```

```
      δ12:= -84.54503916
```

Додаткові кути власних і взаємних опорів:

```
> alpha['11']:=90-delta['11'];
      α11:=6.83376973
```

```
> alpha['22']:=90-delta['22'];
      α22:=31.54539917
```

```
> alpha['12']:=90-delta['12'];
      α12:=174.5450392
```

Знаходимо характеристики потужності обох станцій при к.з.:

```
>
```

```
P['1']:=evalf((E['1']^2/sqrt(Re(z['11'])^2+Im(z['11'])^2)*sin(alpha['11']*Pi/180))+E['1']*E['2']/sqrt(Re(z['12'])^2+Im(z['12'])^2)*sin((delta['12']-alpha['12'])*Pi/180));
```

```
      P1:=0.5259207988+3.671897343 sin(1/180(δ12-174.5450392)π)
```

```
>
```

```
P['2']:=evalf((E['2']^2/sqrt(Re(z['22'])^2+Im(z['22'])^2)*sin(alpha['22']*Pi/180))+E['1']*E['2']/sqrt(Re(z['12'])^2+Im(z['12'])^2)*sin((delta['12']+alpha['12'])*Pi/180));
```

```
      P2:=6.912584279+3.671897343 sin(1/180(δ12+174.5450392)π)
```

Надлишки потужності при к.з.:

```
> Delta['P[1]']:=P['10']-P['1'];
```

```
      ΔP1:=1.374079201-3.671897343 sin(1/180(δ12-174.5450392)π)
```

```
> Delta['P[2]'] := P['20'] - P['2'];
 $\Delta_{P_2} := -4.812584279 - 3.671897343 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} + 174.5450392)\pi\right)$ 
```

Знаходимо абсолютне прискорення обох станцій:

```
> f := 50;
> alpha['1'] := 360*f*Delta['P[1]']/M['1'];
 $\alpha_1 := 449.6986476 - 1201.711858 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} - 174.5450392)\pi\right)$ 
```

```
> alpha['2'] := 360*f*Delta['P[2]']/M['2'];
 $\alpha_2 := -4331.325852 - 3304.707609 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} + 174.5450392)\pi\right)$ 
```

Тут M1 і M2 - приведені до базисної потужності постійні інерції.

Різниця абсолютних прискорень дає відносне обох станцій:

```
> alpha['12'] := alpha['1'] - alpha['2'];
 $\alpha_{12} := 4781.024500 - 1201.711858 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} - 174.5450392)\pi\right)$ 
 $+ 3304.707609 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} + 174.5450392)\pi\right)$ 
> s := delta -> 4781.024500 -
1201.711858*sin(1/180*(delta-
174.5450392)*Pi)+3304.707609*sin(1/180*(delta+174.545
0392)*Pi);
 $s := \delta \rightarrow 4781.024500 - 1201.711858 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta - 174.5450392)\pi\right)$ 
 $+ 3304.707609 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta + 174.5450392)\pi\right)$ 
```

Побудуємо криву відносного прискорення:

```
> plot(s(delta), delta=0..180, color=black);
```

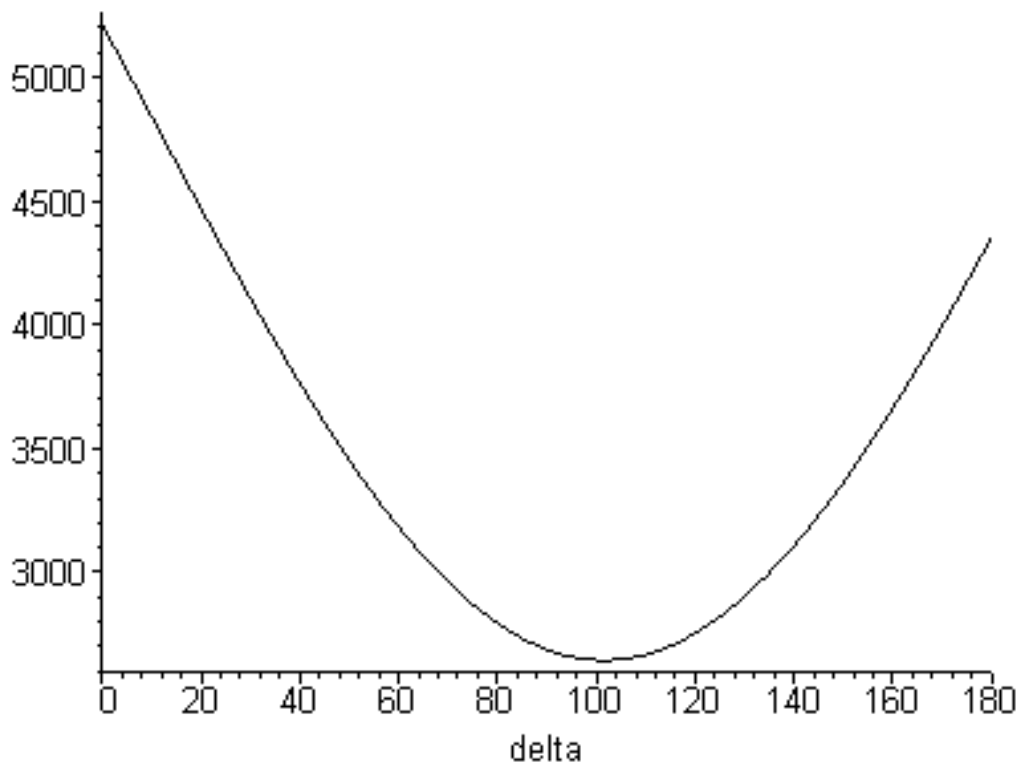


Рис. 9.20. Крива відносного прискорення  
Відключення пошкодженого ланцюга:

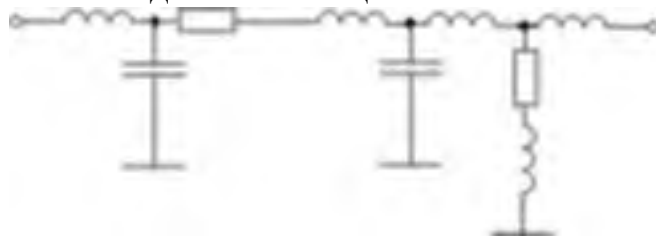


Рис. 9.21. Еквівалентна схема

Обчислюємо характеристики потужності в залежності від кута і знаходимо опір:

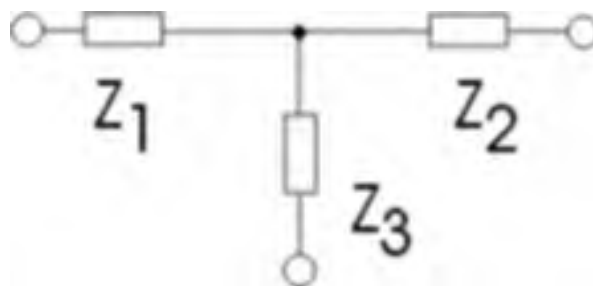


Рис. 9.22. Еквівалентна схема

$$> z['11'] := x['r1'] * I + x['т1'] * I;$$

$$z_{11} := 0.208 I$$

$$> z['21'] := x['c'] * I;$$

$$z_{21} := -5.8 I$$

>

$$z['31'] := \text{evalf}(x['c'] * I * x['т2'] * I / (x['c'] * I + x['т2'] * I + z['н'])) + z['л'];$$

$$z_{31} := 0.04229729578 + 0.2937690406 I$$

>

```
z['41']:=evalf(x['c']*I*z['h']/(x['c']*I+x['т2']*I+z['h']));
```

$$z_{41} := 0.1000074205 + 0.07272472614 I$$

>

```
z['51']:=evalf(x['т2']*I*z['h']/(x['c']*I+x['т2']*I+z['h'])+x['т3']*I+x['г2']*I);
```

$$z_{51} := -0.001724265871 + 0.1057461254 I$$

>

```
z['1']:=z['11']+z['21']*z['31']/(z['21']+z['31']+z['41']);
```

$$z_1 := 0.05332653224 + 0.5201873327 I$$

>

```
z['3']:=z['21']*z['41']/(z['21']+z['31']+z['41']);
```

$$z_3 := 0.1087115704 + 0.07478287960 I$$

>

```
z['2']:=z['31']*z['41']/(z['21']+z['31']+z['41']+z['51']);
```

$$z_2 := -0.007775853340 + 0.1027511790 I$$

Знаходимо власні і взаємні імпеданс:

```
> z['11']:=z['1']+z['2']*z['3']/(z['2']+z['3']);
```

$$z_{11} := 0.07775795494 + 0.5821211246 I$$

>

```
delta['11']:=evalf(arctan(Im(z['11'])/Re(z['11']))*180/Pi);
```

$$\delta_{11} := 82.39164359$$

```
> z['22']:=z['2']+z['1']*z['3']/(z['1']+z['3']);
```

$$z_{22} := 0.07284142320 + 0.1803466034 I$$

>

```
delta['22']:=evalf(arctan(Im(z['22'])/Re(z['22']))*180/Pi);
```

$$\delta_{22} := 68.00637326$$

```
> z['12']:=z['1']+z['2']+z['1']*z['2']/z['3'];
```

$$z_{12} := -0.2846157375 + 0.8632557007 I$$

>

```
delta['12']:=evalf(arctan(Im(z['12'])/Re(z['12']))*180/Pi);
```

$$\delta_{12} := -71.75259220$$

Додаткові кути власних і взаємних опорів:

```
> alpha['11']:=90-delta['11'];
```

$$\alpha_{11} := 7.60835641$$

```
> alpha['22']:=90-delta['22'];
```

$$\alpha_{22} := 21.99362674$$

```
> alpha['12']:=90-delta['12'];
```

$$\alpha_{12} := 161.7525922$$

Обчислюємо характеристики потужності в залежності від кута:

```
>
P['1']:=evalf((E['1']^2/sqrt(Re(z['11'])^2+Im(z['11'])
)^2)*sin(alpha['11']*Pi/180))+E['1']*E['2']/sqrt(Re(
z['12'])^2+Im(z['12'])^2)*sin((delta['12']-
alpha['12'])*Pi/180);
```

$$P_1 := 0.4418689388 + 2.002278343 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} - 161.7525922)\pi\right)$$

```
>
P['2']:=evalf((E['2']^2/sqrt(Re(z['22'])^2+Im(z['22'])
)^2)*sin(alpha['22']*Pi/180))+E['1']*E['2']/sqrt(Re(
z['12'])^2+Im(z['12'])^2)*sin((delta['12']+alpha['12']
)*Pi/180);
```

$$P_2 := 3.254017938 + 2.002278343 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} + 161.7525922)\pi\right)$$

```
> Delta['P[1]']:=P['10']-P['1'];
```

$$\Delta_{P_1} := 1.458131061 - 2.002278343 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} - 161.7525922)\pi\right)$$

```
> Delta['P[2]']:=P['20']-P['2'];
```

$$\Delta_{P_2} := -1.154017938 - 2.002278343 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} + 161.7525922)\pi\right)$$

Знаходимо абсолютне прискорення обох станцій:

```
> alpha['1']:=360*f*Delta['P[1]']/M['1'];
```

$$\alpha_1 := 477.2065291 - 655.2910940 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} - 161.7525922)\pi\right)$$

```
> alpha['2']:=360*f*Delta['P[2]']/M['2'];
```

$$\alpha_2 := -1038.616144 - 1802.050509 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} + 161.7525922)\pi\right)$$

Різниця абсолютних прискорень дає відносне обох станцій:

```
> alpha['12']:=alpha['1']-alpha['2'];
```

$$\alpha_{12} := 1515.822673 - 655.2910940 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} - 161.7525922)\pi\right)$$

$$+ 1802.050509 \sin\left(\frac{1}{180}(\delta_{l_2} + 161.7525922)\pi\right)$$

```
> s1 := delta-> 1515.822673-
655.2910940*sin(1/180*(delta-
161.7525922)*Pi)+1802.050509*sin(1/180*(delta+161.752
5922)*Pi):
```

```
>
plot([s(delta),s1(delta)],delta=10..190,color=black);
```



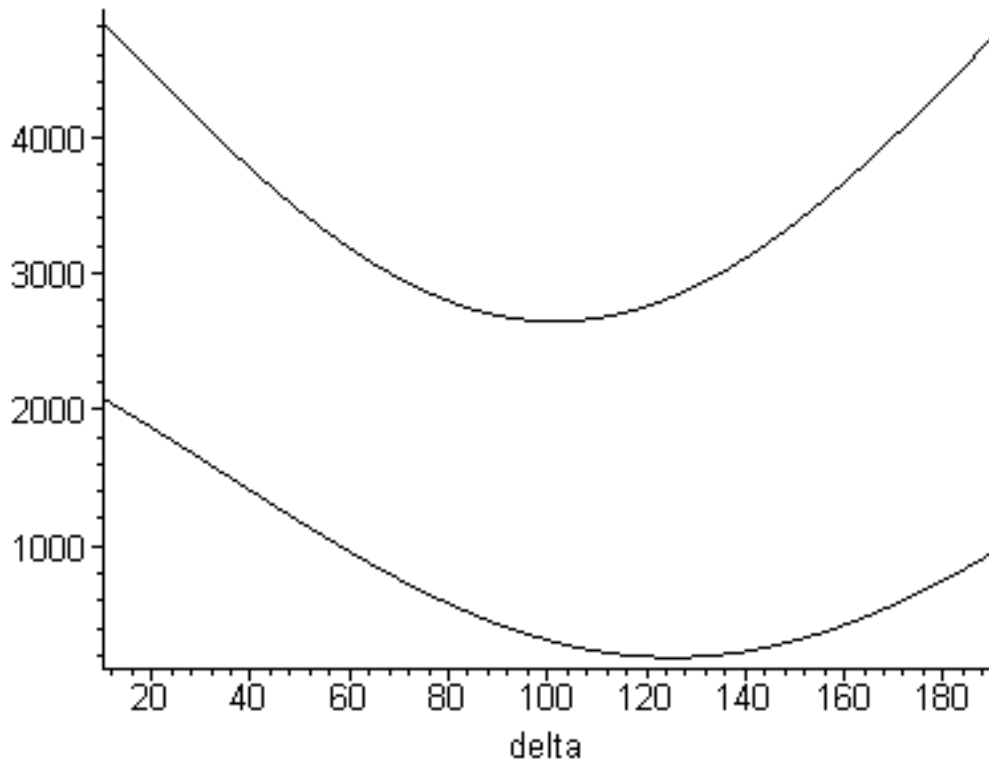


Рис.9.23. Характеристика потужності об'єкта дослідження  
Як видно з рисунку система нестійка.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Agamalov O.M., Butkevych O.F. The questions of an integrated excitation control system of synchronous machines construction in the interconnected power system // *Tekhnichna Elektrodynamika*. – 2015. – No 4. – Pp. 57-61.

Andersson G. *Modelling and Analysis of Electric Power Systems*, ETH Zurich, 2009.

Arango O.J., Sanchez H.M., Wilson D.H. Low frequency oscillations in the Colombian Power System – identification and remedial actions / CIGRE-2010, Paper C2-105.

Bergen A.R., Vittal V. *Power System Analysis, Second Edition*, Prentice Hall, 2000.

Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.* 1904-1915, Nov./Dec. 1973.

Edmund O. Schweitzer, III, David Whitehead, Armando Guzmán, Yanfeng Gong, and Marcos Donolo *Advanced Real-Time Synchrophasor Applications // Journal of Reliable Power. Synchrophasors*. – 2011. – Vol. 2. – No 2. – Pp. 16–28.

*Electric Power Engineering Handbook, 2nd edition. The Power System Stability and Control*. – Boca Raton, London, New York: Taylor & Francis Group, LLC, 2006. – 352 p.

*Electromagnetic compatibility in electric power systems: textbook for institutions of higher education from Ukrainian by S.I. Kostritska and I.O. Tokar / I.V. Zhezhelenko, A.K. Shidlovskiy, G.G. Pivnyak, Yu. L. Saenko, editorship of the English version and terminology by Professor O.B. Ivanov*. – 2 nd edition. – D.: National Mining University. – 2013. – 239 p.

Gomez-Exposito A., Conejo A. J., Canizares C. *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, CRC Press, 2009.

Heffron W.G., Phillips P.A. Effect of modern aplidyne voltage regulator on under-excited operation of large turbine generators, *Trans. Am. Inst. Electr. Eng., Part 3*, 71, 692 – 697, 1952. As cited in: Yao-Nan Yu, *Electric Power System Dynamics*, Academic Press, 1983.

IEEE Std3.421.5-2005. *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, 2005. – 85 p.

Kundur P. *Power System Stability and Control*. - New York: McGraw-Hill, 1994. – 1176 p.

Lauria D., Pisani C. On Hilbert transform methods for low frequency oscillations detection // *IET Generation, Transmission & Distribution*. – 2014. – Vol. 8. – Iss. 6. – Pp. 1061–1074.

Lin T.-H., Soo V.-W. Pruning Fuzzy ARTMAP Using the Minimum Description Length Principle in Learning from Clinical Databases // *Ninth IEEE International Conference on Tools with Artificial Intelligence. Proceedings*. – 1997, November 3-8, Newport Beach, California. – Pp. 396–403.

Messina A.R., Vittal V. *Nonlinear, non-stationary analysis of interarea*

oscillations via Hilbert Spectral Analysis // IEEE Transactions on Power Systems. – 2006. – Vol. 21. – No 3. – Pp. 1234–1241.

Patil V.S., Jambhulkar P.P., Kamble V.P. Real-time Identification of Electromechanical Modes using Controlled Window-size Multi-Prony Analysis // International Journal of Engineering Research & Technology. – 2014. – Vol. 3. – Iss. 4. – Pp. 1627–1634.

Porter B., Grossley T.R. Modal Control, Theory and Applications. – London: Taylor and Francis, 1972. – 233 p.

Power Systems Dynamics Tutorial. Final Report (1016042), July 2009 / Electric Power Research Institute. USA. – 2009. – 1010 p.

Shofiqul I., Shahnaz C., Hoque Z. Spectral Analysis of Synthetic Power Signals of Different Regions Using Parametric Methods and Spectrogram Representations // IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering. – 2014. – Vol. 9. – Iss. 5, Ver. II. – Pp. 28–39.

Transients in Electric Power Supply Systems. Textbook for institutions of higher education / G.Pivnyak, V.Vinoslavskiy, A.Rybalka, L.Nesen, V.Prokopenko; under the general editorship of G.Pivnyak, Academician of the National Academy of Sciences of Ukraine. Editorship of the English version and terminology by Professors O.Ivanov and S.Kostritskaya – 5-th edition: Translation from Ukrainian. – Dnipropetrovsk: National Mining University. – 2009. – 406 p.

Transients in Electric Power Supply Systems. Textbook for institutions of higher education: under the editorship of G.G.Pivnyak / G.G.Pivnyak, I.V.Zhezhelenko, Y.A.Papaika; Ministry of Education and Science of Ukrainian, National Mining University – 5-th edition, revised and expanded: Translation from Ukrainian. – Trans Tech Publications Ltd, Switzerland, 2016. – 382 p.

Vanfretti L. Estimation of Electromechanical Modes in Power Systems using Synchronized Phasor Measurements and Applications for Control of Inter-Area Oscillations / CIGRE WG B5-14 “Wide Area Protection and Control Technologies”, 4 August, 2013. – 32 p.

Wang H., Su X. Generation Unit Correlativity-Based Prony Analysis on Multi-Signal Classification of Low-Frequency Oscillation // Power System Technology. – 2011. – Vol. 35. – No 6 – Pp. 128–133.

Азарьев Д.И. Математическое моделирование электрических систем. – Л.: Госэнергоиздат, 1962. – 206 с.

Андерсон П., Фуад А. Управление энергосистемами и устойчивость – М.: Энергия. 1980. – 568 с.

Базуткин В.В., Дмоховская Л.Ф. Расчёты переходных процессов и перенапряжений. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 328 с.

Белецкий З.М., Бунин А.Г., Горбунцов А.Ф., Конторович Л.И. Расчет импульсных воздействий в обмотках трансформаторов с применением ЭВМ. Обзорная информация. Серия ТС-3. Трансформаторы. Информэлектро, 1978. – 79 с.

Бернас С., Цяк З. Математические модели элементов

электроэнергетических систем. – М : Энергоиздат, 1982. – 313 с.

Буткевич О.Ф., Чижевський В.В. Деякі питання побудови інтегрованої системи запобігання коливному порушенню стійкості об'єднаної енергосистеми // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2015. – № 3 (41). – С. 28-36.

Буткевич О.Ф., Чижевський В.В. Оцінювання та зменшення в режимі реального часу небезпеки коливного порушення стійкості об'єднаної енергосистеми // Техн. електродинаміка. – 2015. – № 6. – С. 46-52.

Важнов А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока – Л.: Энергия. 1980. – 256 с.

Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высш. шк., 1985. – 516 с.

Веников В.А., Идельчик В.И., Лысеев М. С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 316 с.

Воропай Н.И. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебн. пособие. – Благовещенск: изд-во АМГУ, 2014.- 100 с.

Гамазин С.И., Садыкбеев В.А. Переходные процессы в системах электроснабжения с электродвигательной нагрузкой. – Алма-Ата: "Гылым" 1991 – 301с.

Гамазин С.И., Ставцев В.А. Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения, обусловленные электродвигательной нагрузкой. – М.: Издательство МЭИ. 1997. – 424 с.

Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 392 с.

Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Хачатарян Э.А. Устойчивость нагрузки электрических систем. – М.: Энергоиздат. 1981. – 208 с.

ДСТУ 2815-94 Електричні й магнітні кола та пристрої. Терміни та визначення (ІЕС 60050 (131):1978, NEQ; ІЕС 60050(151): 1978, NEQ).

ДСТУ 3440-96 СИСТЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНІ. Терміни та визначення. - Київ: Держстандарт України, 1997. — 45 с.

ДСТУ ІЕС 60909-4:2008 Струм короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, IDT).

Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем – М.: Энергия. 1979. – 156 с.

Кириленко О.В., Сегеда М.С., Буткевич О.Ф., Мазур Т.А. Математичне моделювання в електроенергетиці: Підручник / – Львів: Вид-во нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2010. – 608 с.

Кириленко О.В., Сегеда М.С., Буткевич О.Ф., Мазур Т.А. Математичне моделювання в електроенергетиці: Підручник / – Львів:

- 2-е видання. Вид-во нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2013. – 608 с.
- Крючков И.П., Кувшинский Н.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергия, 1978. – 455 с.
- Методические указания по определению устойчивости энергосистем. – М.: СПОС-Союзтехэнерго, 1979. – Ч. 2. – 152 с.
- Перехідні процеси в системах електропостачання. Підручник для вузів. Вид. 2-е, доправл та доп. / Г.Г. Півняк, В.М. Винославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Несен/ За ред. Академіка НАН України Г.Г. Півняка. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2002. – 597с.
- Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с.
- Переходные процессы в системах электроснабжения: Учебник/ В.Н. Винославский, Г.Г. Пивняк, Л.И. Несен, А.Я. Рыбалко, В.В. Прокопенко. Под ред. В.Н. Винославского. – К.: Выща школа, 1989. – 422 с.
- Переходные процессы: Конспект лекций. /Махмудов Т.Ф., Хабибулина А.Т. – Ташкент: ТашГТУ, 2014 – 89с.
- Перхач В.С. Математичні задачі електроенергетики – 3-е вид., перероб. і доп. – Львів: Вища шк., 1989. – 464 с.
- Півняк Г.Г., Кириченко В.І. Електромеханічні системи енергонапружених барабанних млинів. – Дніпропетровськ: НГА України, 2000. – 166 с.
- Рабинер Л., Гоулд Б. Теория и применение цифровой обработки сигналов. – М.: Мир, 1978. – 848 с.
- Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник 3-е видання, доп. та перероблене / – Львів: Вид.-во Нац. ун-ту “Львівська політехніка”, 2015. – 540 с.
- Сегеда М.С. Математичне моделювання в електроенергетиці: Навч. посібник / Мін. освіти і науки України; Національний університет “Львівська політехніка” – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2002. – 300 с.
- Сегеда М.С. Математичне моделювання хвильових та електромагнітних процесів в електроенергетичних системах: Монографія. – Львів: Вид.-во Нац. ун-ту “Львівська політехніка”, 2002. – 152 с.
- Сегеда М.С., Черемних Є.В., Мазур Т.А., Курилишин О.М. Математичне моделювання електромагнітних процесів у трансформаторах з урахуванням розподіленості параметрів: Монографія. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2016. – 148 с.
- Сергиенко А.Б. Цифровая обработка сигналов. – СПб.: Питер. – 2011. – 758 с.
- СОУ-Н\_МЕВ\_40.1\_00100227\_68\_2012 Стійкість енергосистем.

Керівні вказівки. – Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2012. – 32с.

Хрущев Ю.В., Заповодников К.И., Юшков А.Ю. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / Ю.В. Хрущев, К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 168 с.

Черемісін М.М. Перехідні процеси в системах електропостачання: Навч. Посібник. – Х.: Факт, 2005. – 176с.

Шабад В. К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах : учеб. пособие для студ. учреждений высш. проф. образования / В. К. Шабад. — М. : Издательский центр «Академия», 2013. — 192 с. — (Сер. Бакалавриат).

Шидловский А.К., Пивняк Г.Г., Выпанасенко С.И., Слесарев В.В. Эффективные режимы работы электротехнологических комплексов. – Днепропетровск: НГА Украины, 2000. – 184 с.

Электрические системы и сети / Н.В. Буслова, В.Н. Винославский. Г.И. Денисенко. В.С. Перхач – К.: Вища шк., 1986. – 584 с.

Электромеханические переходные процессы. Учебное пособие по самостоятельной работе студента / Говорун В.Ф.- Павлодар: ЭКО, 2009. – 118 с.

Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях/ Под ред. В. А. Веникова. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 456 с.

Эффективные режимы работы электротехнологических установок / Жежеленко И.В. и др. – К.: Техника, 1987. – 183 с.

**Науково-навчальне видання**

**ГАЙ** Олександр Валентинович  
**БОДУНОВ** Вадим Миколайович

**ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В  
ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ**

**Навчальний посібник**