

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

# **ПЕРЕХІДНІ ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПРОЦЕСИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ**

## **Рекомендації до виконання курсowego проєкту**

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського  
як навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра  
за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Укладачі: Є. І. Бардик, Р. В. Вожаков, О. Л. Бондаренко

Електронне мережне навчальне видання

Київ  
КПІ ім. ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО  
2024

УДК 621.311.018.782.3 (075.8)

Укладачі: *Бардик Євген Іванович*, канд. техн. наук, доц.,  
*Вожаков Роман Вікторович*  
*Бондаренко Олександр Леонідович*

Рецензент *Чижевський В. В.*, канд. техн. наук, доц.,  
доцент кафедри електричних мереж і систем, ФЕА,  
КПІ ім. Ігоря Сікорського

Відповідальний  
редактор *Головко В. М.*, д.т.н., професор

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського  
(протокол № 4 від 01.02.2024 р.)  
за поданням вченої ради факультету електроенерготехніки та автоматики  
(протокол № 6 від 29.01.2024 р.)*

Перехідні електромеханічні процеси в електроенергетичних системах: Курсовий проєкт [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня магістра освітньо-наукової програми підготовки магістрів: «Електроенергетика та електромеханіка», галузі знань 14 «Електрична інженерія» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: Є. І. Бардик, Р. В. Вожаков, О. Л. Бондаренко. – Електрон. текст. дані (1 файл). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024. – 126 с.

Навчальний посібник призначений для забезпечення виконання курсового проєкту з навчальної дисципліни «Перехідні електромеханічні процеси в електроенергетичних системах». У посібнику наведено теоретичні відомості щодо аналізу статичної і динамічної стійкості найпростішої регульованої і не регульованої системи. Розглянуто застосування сучасних методів і моделей для аналізу режимної надійності електроенергетичних систем при відмовах електрообладнання на основі теорії ризику, приклади рішення задач. Призначений для здобувачів другого (магістерського) рівня освіти спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка всіх форм навчання.

УДК 621.311.018.782.3 (075.8)

Реєстр. № НП 23/24-295. Обсяг 5,7 авт. арк.

Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»  
проспект Берестейський, 37, м. Київ, 03056  
<https://kpi.ua>

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців, виготовлювачів і розповсюджувачів видавничої продукції ДК № 5354 від 25.05.2017 р.

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 МЕТА ТА ЗАВДАННЯ КУРСОВОГО ПРОЄКТУ .....	8
2 ЗАВДАННЯ НА КУРСОВИЙ ПРОЄКТ .....	11
3 СКЛАД, ОБСЯГ ТА СТРУКТУРА КУРСОВОГО ПРОЄКТУ .....	14
3.1 Загальні вимоги до оформлення.....	14
3.2 Правила оформлення .....	15
3.2 Компонування.....	19
4 ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ РОЗДІЛІВ КУРСОВОГО ПРОЄКТУ .....	20
5 ВКАЗІВКИ ПРО ПОРЯДОК ЗАХИСТУ КУРСОВОГО ПРОЄКТУ .....	23
5.1 Організація захисту курсового проєкту.....	23
5.2 Рейтингова система оцінювання .....	23
5.3 Графік виконання курсового проєкту .....	25
6 СТАТИЧНА І ДИНАМІЧНА СТІЙКІСТЬ НАЙПРОСТІШОЇ СИСТЕМИ.....	27
6.1 Ідеальна межа потужності віддаленої системи.....	27
6.1.1 Розрахункова схема і заступна схема досліджуваної системи. Векторна діаграма при $x_d = x_q$ .....	27
6.1.2 Характеристики потужності $P_{\text{ном.}} = f(\delta)$ , $Q_{\text{ном.}} = f(\delta)$ . Межа переданої потужності і коефіцієнт запасу по статичній стійкості системи при $x_d = x_q$ .....	32
6.1.3 Векторна діаграма системи I з явнополюсним генератором.....	34
6.1.4 Характеристика $P_{\text{ном.}} = f(\delta)$ , межа переданої потужності і коефіцієнт запасу по статичній стійкості системи з явнополюсним генератором.....	36
6.2 Внутрішня межа потужності віддаленої регульованої системи при $U_r = \text{const}$ ( $E' = \text{const}$ ).....	38
6.2.1 Векторна діаграма і характеристика потужності віддаленої регульованої системи при $U_r = \text{const}$ ( $E' = \text{const}$ ).....	38
6.2.2 Визначення внутрішньої межі потужності віддаленої регульованої системи при $U_r = \text{const}$ ( $E' = \text{const}$ ) .....	42
6.3 Дійсна межа потужності двомашинної системи при $Z_{\text{ном.}} = \text{const}$ .....	44

6.3.1	Визначення дійсної межі потужності систем I, II і їх коефіцієнтів запасу по статичній стійкості при $Z_{ном.} = const$ .....	44
6.4	Динамічна стійкість системи I в ідеалізованих умовах ( $S_{II} = \infty, E' = const$ ) .....	48
6.4.1	Вихідний режим .....	48
6.4.2	Аварійний режим .....	51
6.4.3	Післяаварійний режим.....	57
6.4.4	Режим роботи системи після дії автоматики повторного включення (АПВ) .....	61
7	РЕЖИМНА НАДІЙНІСТЬ ЕЕС ПРИ ВІДКЛЮЧЕННЯХ ОКРЕМИХ ОДИНИЦЬ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ.....	65
7.1	Статична та динамічна режимна надійність .....	65
7.2	Методи і критерії оцінки режимної надійності .....	66
7.3	Імовірно-статистичне моделювання для визначення показників режимної надійності ЕЕС .....	67
7.4	Оцінка режимної надійності з використанням показників ризику....	68
7.4.1	Визначення поняття ризику .....	68
7.4.2	Етапи аналізу ризику .....	69
7.4.3	Визначення пріоритету виведення з експлуатації електрообладнання з урахуванням ризику .....	72
7.4.4	Математичні моделі визначення ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах електрообладнання .....	74
7.4.5	Алгоритм визначення послідовності виведення з експлуатації електрообладнання з урахуванням ризику .....	76
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....	78
	ДОДАТОК А .....	80
	ДОДАТОК Б .....	81
	ДОДАТОК В .....	83
	ДОДАТОК Г .....	87
	ДОДАТОК Д .....	89

ДОДАТОК Е .....	93
ДОДАТОК Ж .....	95
ДОДАТОК З.....	103

## ВСТУП

Даний навчальний посібник призначений для здобувачів освітнього ступеню «Магістр» спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка за освітньо-науковою програмою підготовки «Електроенергетика та електромеханіка».

Навчальний посібник складений на основі робочої навчальної програми кредитного модулю «Перехідні електромеханічні процеси в електроенергетичних системах. Курсовий проєкт», який є складовою частиною в формуванні фахівців освітнього ступеню «Магістр» за освітньо-науковою програмою підготовки «Електроенергетика та електромеханіка» спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Наразі з розвитком ринкових відносин в електроенергетиці України загострюється проблема забезпечення стійкості та режимної надійності сучасних ЕЕС. Реформування електроенергетики, поява самостійних генеруючих, мережевих і збутових компаній виключило важливу територіальну відповідальність за забезпечення режимної надійності ЕЕС. Це призвело до зниження рівня і ускладнення проблеми забезпечення стійкості, надійності функціонування ЕЕС і електропостачання споживачів внаслідок перш за все зростання інтенсивності аварійних ситуацій, зумовлених відмовами електрообладнання і, особливо, в останній час наявністю терористичних атак на об'єкти енергетики.

Тому на сьогоднішній день для ЕЕС важливими є питання підвищення ефективності експлуатації електрообладнання і енергосистеми в цілому, управління надійністю електропостачання споживачів електроенергії, шляхом дослідження статичної і динамічної стійкості, формування алгоритмів превентивного і адаптивного керування станом ЕЕС та її елементами на основі аналізу режимної надійності.

В навчальний посібник включено рекомендації щодо визначення ідеальної межі потужності, коефіцієнту запасу по статичній стійкості, побудови векторних діаграм і характеристик потужностей віддаленої системи з

неявнополюсними та явнополюсними генераторами найпростішої системи. Роз'яснено поняття внутрішньої межі потужності віддаленої регульованої системи і методика її визначення. Розглядається паралельна робота двомашинної системи і метод визначення дійсної межі потужності цієї системи. Надаються роз'яснення щодо дослідження динамічної стійкості ідеалізованої системи при різних видах КЗ з використанням правила площин та методу послідовних інтервалів.

В посібнику також визначено поняття статичної та динамічної режимної надійності, наведено методи і критерії оцінки показників режимної надійності ЕЕС на основі розрахунку ризику імовірно-статистичним моделюванням. Визначено поняття експлуатаційного ризику та пріоритету виведення з експлуатації електрообладнання з урахуванням ризику. Наведено математичні моделі визначення ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах електрообладнання та алгоритм визначення послідовності виведення з експлуатації електрообладнання з урахуванням ризику.

В результаті виконання курсового проєкту на основі розрахунків імовірно-статистичним моделюванням аварійних режимів ЕЕС з порушенням динамічної стійкості і неприпустимим зниженням напруги у вузлах навантаження можуть бути сформовані пріоритети виведення з експлуатації обладнання, які забезпечують мінімальний експлуатаційний ризик енергосистеми.

# 1 МЕТА ТА ЗАВДАННЯ КУРСОВОГО ПРОЄКТУ

## **Метою курсового проєкту є:**

– практичне закріплення здобувачами теоретичного матеріалу з дисципліни «Перехідні електромеханічні процеси в електроенергетичних системах»

– глибоке засвоєння фізичних основ функціонування енергосистем в нормальних, аварійних і післяаварійних режимах;

– здобуття вмінь та навичок формувати заступних схем силових елементів і енергосистеми в цілому для дослідження перехідних електромеханічних процесів;

– розвитку навичок вибору моделей синхронних генераторів та навантажень в залежності від виду і умов перехідного електромеханічного процесу;

– проводити аналіз статичної і динамічної стійкості паралельної роботи синхронного генератора з енергосистемою.

## **Завдання курсового проєкту:**

– визначення ідеальної межі потужності та коефіцієнта запасу по статичній стійкості систем з неявнополюсним і явнополюсним генераторами;

– визначення внутрішньої межі потужності віддаленої регульованої системи;

– визначення дійсної межі потужності, коефіцієнтів запасу по статичній стійкості і зони стійкої роботи двомашинної системи;

– аналіз динамічної стійкості системи в ідеалізованих умовах при виникненні і ліквідації аварійних режимів;

– визначення пріоритету виведення з експлуатації обладнання на основі розрахунків імовірно-статистичним моделюванням аварійних режимів ЕЕС з порушенням динамічної стійкості і неприпустимим зниженням напруги у вузлах навантаження, які забезпечують мінімальний експлуатаційний ризик енергосистеми.

При виконанні курсового проєкту здобувачі повинні вміти застосувати теоретичні знання та практичні навички, здобуті при вивченні дисципліни: «Перехідні електромеханічні процеси в електроенергетичних системах». Також здобувачі повинні знати: загальні знання з інформатики, теорії перехідних процесів в електроенергетичній системі, розрахунку усталених режимів, теорії електричних машин, основ релейного захисту та автоматики енергосистем

Курсовий проєкт спрямований на виявлення здатності здобувача до: ефективного пошуку, оброблення та аналізу інформації з різних джерел; самостійної роботи; виконання імітаційного моделювання перехідних процесів в електроенергетичних системах при різних видах збурення; вибору й розрахунку керуючих дії в енергосистемах для забезпечення статичної та динамічної стійкості післяаварійних режимів; вибору способів і засобів забезпечення стійкості режимів енергосистем, запобігання та розвитку аварій; розроблення та впровадження заходів з підвищення надійності, ефективності та безпеки при проєктуванні та експлуатації обладнання та об'єктів електроенергетики, електротехніки та електромеханіки; здійснення оцінки показників надійності та ефективності функціонування електроенергетичних, електротехнічних та електромеханічних об'єктів та систем.

Курсовий проєкт сприяє розвитку здібностей здобувачів до самостійного осмислення спеціалізованих задач, творчого та критичного аналізу, вміння відбирати необхідний матеріал, формулювати висновки, пропозиції та рекомендації з питань дослідження.

Дозволяє отримати вміння та навички створювання цифрової моделі електроенергетичної системи та виконання імітаційного моделювання перехідних процесів в електроенергетичних системах при різних видах збурення. Дозволяє отримати вміння та навички аналізу статичної і динамічної стійкості найпростішої системи, вибору з існуючих і виконувати побудову нових моделей відмов електрообладнання з використанням сучасних інформаційних технологій. Розвиває вміння виконувати обґрунтування та вибір необхідного обсягу керуючих впливів на режим роботи електроенергетичної

системи для збереження стійкості її роботи та визначати граничні умови, що можуть призвести до виникнення каскадного розвитку аварійної ситуації. Розвиває навички розрахунку і аналізу ризику виникнення аварійних ситуацій в підсистемах ЕЕС та приймати обґрунтовані превентивні рішення щодо їх мінімізації як на етапі проектування так і в процесі експлуатації в прогностичний період роботи енергосистеми. Розвиває вміння відтворювати процеси в електроенергетичних, електротехнічних та електромеханічних системах при їх комп'ютерному моделюванні. Розвиває навички аналізу процесів в електроенергетичному, електротехнічному та електромеханічному обладнанні і відповідних комплексах і системах. Крім того, розвиває навички комунікації для обговорення результатів досліджень з фахівцями та нефхівцями, аргументування власної позиції з дискусійних питань. Курсовий проєкт також має на меті контроль умінь здобувача правильно організувати свою роботу та оформити результати.

## 2 ЗАВДАННЯ НА КУРСОВИЙ ПРОЄКТ

У курсовому проєкті необхідно:

**Частина № 1:**

**1.1.** Визначити межу потужності системи I, знайти коефіцієнт запасу по статичній стійкості, побудувати векторну діаграму і характеристики  $P_{\text{ном.}} = f(\delta)$ ,  $Q_{\text{ном.}} = f(\delta)$ ,  $Q_E = f(\delta)$  для двох випадків:

**а)**  $x_d = x_q$ ;

**б)**  $x_d \neq x_q$ .

**1.2.** Визначити внутрішню межу потужності віддаленої системи при  $E_{q \text{ гран. збуд.}} = k_{\Pi} \cdot E_{q0}$  і при  $U_{\Gamma} = \text{const}$  ( $E' = \text{const}$ ).

**1.3.** Визначити дійсну межу потужності систем I і II і коефіцієнти запасу по статичній стійкості при  $Z_{\text{ном.}} = \text{const}$  з урахуванням приведених параметрів системи II відповідно до табличних коефіцієнтів: активна і реактивна потужності навантаження системи II:  $P_{\text{II}} = N \cdot P_I$ ;  $Q_{\text{II}} = L \cdot Q_I$  і приведений синхронний еквівалентний реактивний опір системи II:  $x_{d\Sigma\text{II}} = H \cdot x_{d\Sigma\text{I}}$ .

Побудувати характеристики потужності  $P_I = f(\delta_{12})$ ,  $P_{\text{II}} = f(\delta_{12})$ ,  $P_{\Sigma} = f(\delta_{12})$ , показати зону стійкості роботи системи.

**1.4.** Дослідити динамічну стійкість системи I в ідеалізованих умовах ( $S_{\text{II}} = \infty$ ,  $E' = \text{const}$ ) для заданих видів КЗ.

На підставі аналітичних розрахунків зробити висновок про стійкість системи в аварійному режимі. Якщо система нестійка в аварійному режимі, визначити кут і розрахунковий час відключення і зробити висновок про стійкість системи в післяаварійному режимі.

Якщо система нестійка і в після аварійному режимі, визначити кут і розрахунковий час АПВ і зробити висновок про стійкість системи в режимі після АПВ.

Для заданих видів КЗ побудувати характеристики потужності системи I у вихідному, аварійному і післяаварійному режимах, визначити графічно значення кутів відключення й АПВ, порівняти дані аналітичного і графічного розрахунків, показати рівні площі розгонів і гальмування в різних режимах.

**Параметри схем вибираються по варіантах, згідно додатку В.**

**Частина № 2:**

**2.1.** Сформувати цифрову модель енергосистеми для розрахунку усталених режимів.

**2.2.** Провести розрахунок нормального усталеного режиму ЕЕС.

**2.3.** Вибрати і адаптувати функції розподілу імовірності відмов силового і комутаційного обладнання.

**2.4.** Визначити імовірності відмови електрообладнання  $F(\Delta t)$  на інтервалі часу спостереження.

**2.5.** Розрахувати ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС при плановому і аварійному виведенні з експлуатації електрообладнання.

**2.6.** Визначити пріоритет виведення з експлуатації електрообладнання з урахуванням ризику порушення динамічної стійкості ЕЕС.

Для виконання розрахунків електричних режимів ЕЕС, в програмному комплексі, необхідно підготувати цифрову розрахункову модель ЕЕС. Цифрова розрахункова модель ЕЕС формується на підставі вихідних даних, відповідних варіанту завдання і фактично являє собою базу даних, що відображає параметри вузлів і гілок, які входять у схему заміщення розглянутої ЕЕС.

**Варіант завдання на частину № 2 включає в себе:**

- Номер схеми електричної мережі енергосистеми.
- Тип розглядаемого електрообладнання (силові трансформатори, високовольтні вимикачі повітряні лінії).
- Термін напрацювання окремих одиниць обладнання.
- Інтервал спостереження для оптимізації послідовності виведення з роботи електрообладнання.
- Номер схеми і вузла навантаження для визначення індексу ризику функціонування ЕЕС.

Варіанти вихідних даних приведені в додатку Г.

Для виконання частини № 2 курсового проекту в якості вихідних даних задаються:

**1.** Принципова схема електричної мережі ЕЕС, із зазначенням потужності навантажень споживачів і встановленою потужністю турбоагрегатів електростанцій (додаток Д).

**2.** Параметри турбогенераторів і турбін. Характеристики регуляторів швидкості, збудження і збуджувачів (додаток Е).

**3.** Базові функції розподілу імовірності відмови силового і комутаційного обладнання та повітряних ліній (додаток Ж).

## **3 СКЛАД, ОБСЯГ ТА СТРУКТУРА КУРСОВОГО ПРОЄКТУ**

### **3.1 Загальні вимоги до оформлення**

Курсовий проєкт здобувач виконує відповідно до індивідуального завдання, де наведені вихідні дані, обсяг роботи та послідовність виконання основної частини проєкту.

Під час виконання курсового проєкту необхідно дотримуватися наступних правил. Якщо робота виконана з порушенням цих правил, вона може бути повернута здобувачу для перероблення та доопрацювання.

Курсовий проєкт складається з розрахунково-пояснювальної записки та технічних креслень.

Курсовий проєкт виконується державною мовою – українською, з використанням наукового стилю.

Форма представлення курсового проєкту – пояснювальна записка, яка складається з 35...40 сторінок формату А4 та графічної частини – 2 аркуші формату А3. Роботу потрібно друкувати лише на одній стороні аркуша білого паперу.

Оформлення курсового проєкту повинно відповідати чинним стандартам України. Літери, позначення та найменування кожної фізичної величини мають бути подані в одиницях Міжнародної системи одиниць (СІ).

Усі розрахунки мають бути супроводжені поясненнями та відповідними посиланнями на використану літературу.

Пояснювальна записка та технічні креслення повинні складати один документ, відображати комплекс виконаних завдань в обсязі, передбаченому завданням до проєкту.

Принципова схема електричної мережі ЕЕС, розрахункові схеми виконуються на аркушах формату А3 за допомогою умовних графічних позначень відповідно до чинних норм та стандартів в будь-якому графічному редакторі.

Курсовий проєкт повинен містити наступні обов'язкові розділи, які відповідають поставленому завданню: реферат, вступ, теоретичну частину з

необхідними поясненнями та розрахунками, висновки, список використаної літератури, зміст і перелік скорочень та умовних позначень.

При оформленні роботи рекомендується спочатку записати розрахункові вирази, а потім підставляти значення параметрів, щоб забезпечити послідовність розрахунків та зрозумілість.

### **3.2 Правила оформлення**

**Форматування.** При форматуванні тексту та формул необхідно дотримуватися наступних правил:

- шрифт тексту курсового проєкту: Times New Roman, розмір – 14 пт;
- відступ: 1,25 см;
- міжрядковий інтервал: полуторний;
- розміри полів сторінок: верхній – 20 мм, нижній – 20 мм, лівий – 25 мм, правий – 15 мм;
- для символів та формул використовувати редактор формул MathType з наступними розмірами: Full – 14 пт, Subscript/Superscript – 11 пт, Sub-Subscript/Superscript – 9 пт, Symbol – 15 пт;
- всі ілюстрації слід виконувати у графічних редакторах;
- номери сторінок розміщуються у нижньому правому кутку;
- перша сторінка – титульний аркуш, друга сторінка – аркуш завдання, на них номери сторінок не проставляються;
- нумерація сторінок пояснювальної записки та додатків повинна бути наскрізною.

**Оформлення розділів.** Текст пояснювальної записки поділяється на структурні елементи, такі як розділи, підрозділи та пункти. Заголовки структурних елементів друкуються великими літерами симетрично до тексту, наприклад: «ЗМІСТ», «ВСТУП».

Заголовки підрозділів та пунктів слід починати з відступу 1,25 пт зліва, друкувати малими літерами (крім першої великої), без підкреслення та крапки наприкінці, за допомогою напівжирного шрифту. Якщо заголовок складається з двох або більше речень, їх слід розділяти крапкою. Кожен структурний елемент

пояснювальної записки починається з нової сторінки, а підрозділи та пункти – ні.

Розділи повинні мати порядкову нумерацію в межах основної частини пояснювальної записки та позначатися арабськими цифрами без крапки, за винятком розділів: зміст, вступ, висновки, список використаної літератури. Підрозділи повинні мати порядкову нумерацію в межах кожного розділу. Номер пункту включає номер розділу, підрозділу та порядковий номер пункту, розділені крапкою.

Після назв розділів, підрозділів та пунктів має бути інтервал 6 пт. Якщо підрозділ або пункт розташовується між текстом основної частини, то перед і після них також має бути інтервал 6 пт.

**Формули.** Необхідно виділяти формули або рівняння в тексті, розміщуючи їх в окремому рядку та по центру аркуша. Нумерацію формул або рівнянь використовувати тільки у випадках, коли на них є посилання в тексті роботи. Номер формули або рівняння повинен складатися з номера розділу та порядкового номера, розділені крапкою. Формули або рівняння нумеруються послідовно арабськими цифрами в межах кожного розділу. Номер формули розташовується біля правого поля аркуша на рівні відповідної формули в круглих дужках, наприклад: «(4.1)».

Пояснення значення символів і числових коефіцієнтів слід розміщувати під формулою у тій же послідовності, в якій вони зустрічаються у формулі. Перший рядок пояснення значення слід починати зі слова "де" без відступу для кожного елемента, розділяючи їх знаком «;».

**Ілюстрації.** Ілюстрації в роботі позначають словом «Рисунок» і розміщують по центру під самою ілюстрацією, з вказанням її номера. Номер ілюстрації складається з номера розділу та порядкового номера ілюстрації, розділені крапкою. Ілюстрації нумеруються послідовно арабськими цифрами в межах кожного розділу. Між назвою ілюстрації та її номером ставиться дефіс.

Усі ілюстрації, які включаються до роботи, повинні бути ретельно підібраними та якісно виконаними. Вони мають пряме відношення до тексту

роботи. Кількість ілюстрацій у роботі повинна бути достатньою для наочного пояснення тексту. Ілюстрації слід розміщувати якомога ближче до відповідних частин тексту, де на них зроблено посилання. В тексті роботи слід вказувати посилання на ілюстрації, наприклад: «заступна схема (рис. 1.1)», «На рисунку 3.1 показана заступна схема...». Найменування, які згадуються в тексті та на ілюстраціях, повинні бути однаковими.

**Таблиці.** Ліворуч у верхньому куті розміщується слово «Таблиця» з вказанням її номера. Номер таблиці складається з номера розділу та порядкового номера таблиці, розділені крапкою. Таблиці нумеруються послідовно арабськими цифрами в межах кожного розділу. Між назвою таблиці та її номером ставиться дефіс. Назва таблиці повинна точно відображати її зміст, бути короткою і чіткою. За винятком, таблиця може не мати назви. Між таблицею та її назвою слід залишати інтервал 6 пт

У тексті пояснювальної записки слід вказувати посилання на всі таблиці, наприклад: «характеристика і параметри обладнання (табл. 3.1)», «У таблиці 3.1...».

Таблицю слід розміщувати після тексту, в якому вперше наведено посилання на неї, або на наступній сторінці, а у випадку потреби – у додатках.

У разі, якщо рядки або колонки таблиці виходять за розміри сторінки, її можна поділити на частини, поміщаючи одну частину під іншою. При цьому в кожній частині таблиці повторюють її назву та боковик.

При перенесенні таблиці на інший аркуш, назву таблиці повторюють зліва і над нею зазначають: «Продовження таблиці» з вказівкою її номера.

Заголовки колонок слід розміщувати у верхній частині над підзаголовками колонок. Зазвичай заголовки колонок записують паралельно рядкам таблиці, але за потреби можна використовувати перпендикулярне розташування заголовків колонок. Заголовки колонок таблиці починаються з великої літери, а підзаголовки колонок – з малої, якщо вони складають одне речення з заголовком. Підзаголовки, що мають самостійне значення, також пишуть з великої літери. Усі слова у заголовках та боковику таблиці слід

писати повністю, без скорочень. Допускаються лише ті скорочення, які вже використовуються в тексті, як при числах, так і без них. Слід уникати складних структур у таблиці. Усі заголовки повинні бути простими та короткими. В кінці заголовків та підзаголовків таблиць не ставлять крапку. Заголовки та підзаголовки колонок слід використовувати у формі однини.

Якщо у стовпці таблиці знаходяться значення однієї й тієї ж фізичної величини, то позначення одиниці фізичної величини слід вказати у заголовку (підзаголовку) цього стовпця. Числові значення величин, які є однаковими для кількох рядків, можна вказати лише один раз.

**Список використаної літератури.** До бібліографічного списку включаються джерела, які були використані при підготовці пояснювальної записки та на які є посилання у тексті роботи. Список використаної літератури повинен містити не менше 10 джерел. Варто використовувати сучасну літературу, опубліковану протягом останніх 20 років, зокрема 2-3 джерела, видані протягом останніх 5 років. Разом з тим можна використовувати старіші видання, якщо вони все ще є актуальними.

Оформлення списку літератури виконується відповідно до ДСТУ 8302:2015. Джерела можна розмістити у порядку їх вживання у тексті або в алфавітному порядку. Іноземні видання розміщуються після українських.

При посиланні на джерело у тексті роботи слід вказувати порядковий номер джерела у квадратних дужках, а не його назву. Наприклад: «Згідно [4], вираз для...».

**Додатки.** Додатки містять матеріали допоміжного характеру, такі як графіки, великі таблиці, діаграми та іншу табличну або графічну інформацію, що стосується курсової роботи та доповнює її. Додатки оформлюються як продовження основного тексту на окремих аркушах після списку літератури. В тексті роботи потрібно наводити посилання на всі додатки. Додатки слід розміщувати в хронологічному порядку, тобто в порядку згадування їх у тексті пояснювальної записки.

Кожен додаток починається з нового аркуша зі слова «ДОДАТОК» із великої літери, розміщеного у верхній частині аркуша по центру. Додатки позначаються літерами української абетки, за винятком літер Г, Є, З, І, Ї, Й, О, Ч, Ь. Наприклад: «ДОДАТОК А», «ДОДАТОК Б».

Кожен додаток повинен мати заголовок, який друкується з великої літери, окремим рядком, малими напівжирними літерами та розміщується у верхній частині аркуша по центру.

**Креслення.** Креслення виконуються одному аркуші формату А3 за допомогою умовних графічних позначень відповідно до чинних норм та стандартів. Креслення повинні бути виконані відповідно до правил, встановлених стандартами і давати повне уявлення про об'єкти, які на них відображені. Кожне креслення повинно мати кутовий штамп відповідно до стандарту.

### **3.3 Компонування**

Пояснювальну записку до роботи умовно поділяють на частини: 1. Титульний аркуш; 2. Аркуш завдання; 3. Реферат; 4. Зміст; 5. Перелік скорочень та умовних позначень; 6. Вступ; 7. Основна частина; 8. Висновки; 9. Список використаної літератури; 10. Додатки (за необхідності).

#### 4 ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ РОЗДІЛІВ КУРСОВОГО ПРОЄКТУ

**Титульний аркуш.** Титульний аркуш містить: найменування вищого навчального закладу, факультету, кафедри; назву дисципліни; номер варіанту; дані про здобувача (назву групи, прізвище, ім'я і по батькові, номер залікової книжки та підпис) і керівника (посада, ступінь, прізвище, ім'я і по батькові та підпис); дату допуску до захисту та дату захисту курсового проєкту; оцінку за захист (ECTS, традиційна оцінка та кількість балів); місто та рік.

Приклад оформлення титульного аркуша наведено у **додатку А**.

**Аркуш завдання.** Бланк завдання містить: найменування вищого навчального закладу; найменування кафедри; назву спеціальності та освітньої програми; назву дисципліни та тему роботи; термін здачі роботи; початкові дані до роботи; зміст роботи; дату видачі завдання; прізвище, ініціали викладача та здобувача, календарний план курсового проєкту.

Стандартний бланк завдання (**додаток Б**) заповнюється здобувачем самостійно згідно зі своїм варіантом.

**Реферат** У рефераті стисло викладаються розглянуті питання, наводиться кількість сторінок, рисунків, таблиць, аркушів графічної частини, використання джерел. Реферат закінчується переліком ключових слів або словосполучень (не більше 15 слів або словосполучень). Перелік ключових слів повинен включати слова або словосполучення з тексту курсового проєкту, які найбільш характеризують зміст та забезпечують можливість інформаційного пошуку. Ключові слова приводяться в іменному відмінку і друкуються прописними буквами в рядку через коми.

**Зміст.** Зміст курсового проєкту включає послідовно перераховані назви розділів, підрозділів, починаючи з вступу і закінчуючи додатками. Назви повинні бути приведені у хронологічному порядку і містити номери сторінок, на яких вони знаходяться у роботі.

**Перелік скорочень та умовних позначень** Перелік скорочень та умовних позначень повинен включати: умовні позначення, непоширені скорочення, символи, одиниці та специфічні терміни, які використовуються. Якщо умовні

позначення, непоширені скорочення, символи, одиниці та специфічні терміни повторюються в пояснювальній записці менш як три рази, розшифровку приводять безпосередньо в тексті при першому згадуванні.

**Вступ.** У вступі обґрунтовується актуальність теми, розкривається її значення, зазначаються мета і завдання курсового проєкту, об'єкт і предмет дослідження, представляється аналіз використаних джерел які необхідні при проєктуванні та надається перелік використаних методів, технічних і програмних засобів для вирішення поставлених завдань.

**Основна частина.** Основна частина містить рішення всіх завдань з усіма необхідними розрахунками, поясненнями, мотивуючи всі дії за ходом рішення, і роблячи всі необхідні рисунки, які обов'язково супроводжуються посиланнями на рисунки та використовувану літературу.

Основна частина складається з двох компонентів: розрахункової частини та графічної.

*Розрахункова частина:* складається з декількох розділів, в кожному з яких повинні бути сформульовані задачі, пояснена методика, дано вирішення поставленої задачі і зроблені відповідні висновки. В даному компоненті повинні розглянуті наступні питання: визначення ідеальної межі потужності та коефіцієнта запасу по статичній стійкості систем з неявнополюсним і явнополюсним генераторами; визначення внутрішньої межі потужності віддаленої регульованої системи; визначення дійсної межі потужності, коефіцієнтів запасу по статичній стійкості і зони стійкої роботи двомашинної системи; аналіз динамічної стійкості системи в ідеалізованих умовах при виникненні і ліквідації аварійних режимів; визначення пріоритету виведення з експлуатації обладнання на основі розрахунків імовірно-статистичним моделюванням аварійних режимів ЕЕС з порушенням динамічної стійкості і неприпустимим зниженням напруги у вузлах навантаження, які забезпечують мінімальний експлуатаційний ризик енергосистеми. Розрахунки усталених і аварійних режимів представляються у вигляді розрахункової схеми з нанесеним

на неї параметрами режиму. Результати розрахунків повинні бути проаналізовані, і по кожному з них повинні бути приведені висновки.

*Графічна частина:* виконуються креслярські аркуші нормального формату А3 і включає в себе: векторні діаграми систем з неявнополюсним і явнополюсним генераторами; заштриховані рівні площадки розгонів і гальмування в різних режимах; цифрову модель енергосистеми для розрахунку усталених режимів; функції розподілу імовірності відмов силового і комутаційного обладнання та результати розрахунку імовірності відмови електрообладнання  $F(\Delta t)$  на інтервалі часу спостереження; результати розрахунку ризику порушення динамічної стійкості ЕЕС при плановому і аварійному виведенні з експлуатації електрообладнання; результат визначення пріоритету виведення з експлуатації електрообладнання з урахуванням ризику порушення динамічної стійкості ЕЕС.

*Висновки.* У висновках необхідно підбити підсумки досліджень, проведених у курсовому проєкті, акцентувати увагу на пропозиціях щодо заходів запобігання порушення стійкості електроенергетичної системи.

*Список використаної літератури.* У списку літератури вказуються всі джерела, на які є посилання в основній частині курсового проєкту. Рік видання використаних джерел повинен бути не пізніше 2000 року, а також рекомендується включити 2-3 джерела, видані протягом останніх 5 років. Разом з тим не виключається використання старіших видань, якщо вони залишаються актуальними.

*Додатки.* Додатки до курсового проєкту містять допоміжний матеріал, такий як таблиці чи графіки, що пов'язані з основним змістом роботи та розширюють його.

## **5 ВКАЗІВКИ ПРО ПОРЯДОК ЗАХИСТУ КУРСОВОГО ПРОЄКТУ**

### **5.1 Організація захисту курсового проєкту**

Керівник курсового проєкту проводить перевірку роботи поетапно. Всі помилки, недоліки та незрозумілості вказуються здобувачу разом з необхідними поясненнями. Після перевірки завершення здобувачем одного етапу роботи, керівник аналізує його та дозволяє перейти до наступного етапу.

Після завершення курсового проєкту, здобувач підписує його та подає на захист. Термін здачі курсового проєкту визначається завданням. Курсовий проєкт, який відповідає вимогам, допускається до захисту, про що керівник робить відмітку на титульному аркуші.

Захист курсового проєкту може бути проведений індивідуально або публічно з використанням слайдів перед комісією з двох – трьох викладачів кафедри (разом з керівником проєкту). Захист курсового проєкту складається з короткої доповіді про суть виконаної роботи та отримані результати, а також відповіді на питання, пов'язані з курсовим проєктом. Відповіді мають бути обґрунтовані та аргументовані. Після чого здобувач отримує оцінку у відповідності із діючою рейтинговою системою оцінювання успішності під час вивчення дисципліни.

### **5.2 Рейтингова система оцінювання**

**Календарний контроль:** проводиться двічі на семестр як моніторинг поточного стану виконання календарного плану роботи над проєктом.

**Семестровий контроль:** захист курсового проєкту.

**Умови допуску до семестрового контролю:**

– своєчасне надання оформленої пояснювальної записки та графічної частини;

– виконання всіх розділів курсового проєкту;

– стартовий рейтинг не менше 24 балів.

**Рейтинг здобувача складається з балів, які він отримує за:**

**1. Якість пояснювальної записки.**

2. Дотримання графіка виконання роботи.
3. Якість графічної частини пояснювальної записки.
4. Якість захисту здобувачем роботи.

***Система рейтингових балів та критерії оцінювання пояснювальної записки:***

Рейтингова оцінка з курсового проєкту має дві складові. Перша (стартова) характеризує роботу студента з виконання курсового проєкту та її результат – якість пояснювальної записки та графічного матеріалу в ній. Друга складова характеризує якість захисту студентом курсового проєкту.

Розмір шкали стартової складової дорівнює **50 балів**, а складової захисту – **50 балів**.

***Система рейтингових балів та критерії оцінювання пояснювальної записки:***

- своєчасність виконання графіка роботи з курсового проєктування – **4 – 10** бали;
- правильність застосування методів аналізу і розрахунку – **6 – 10** балів;
- якість оформлення, виконання вимог нормативних документів – **9 – 15** балів;
- якість графічного матеріалу і дотримання вимог стандартів – **9 – 15** балів.

***Критерії оцінювання захисту курсового проєкту:***

- якість доповіді – **6 – 10** балів;
- ступінь володіння матеріалом – **10 – 20** балів;
- ступінь обґрунтування прийнятих рішень – **10 – 20** балів.

*На захисті курсового проєкту ступінь володіння матеріалом оцінюється за такими вимогами:* вміти чітко пояснити послідовність виконання курсового проєкту, включно з описом розрахунків, які були проведені у різних розділах курсового проєкту. Також вміти аргументовано пояснити отримані результати розрахунків.

На захисті курсового проекту ступінь обґрунтування прийнятих рішень оцінюється за такими вимогами: обґрунтовано пояснити зміст тієї чи іншої частини розрахунку. Знати особливості рішень, вибраних в курсовому проекті.

Таблиця відповідності рейтингових балів оцінкам за університетською шкалою:

Кількість балів	Оцінка
100 – 95	Відмінно
94 – 85	Дуже добре
84 – 75	Добре
74 – 65	Задовільно
64 – 60	Достатньо
Менше 60	Незадовільно
Не виконані умови допуску	Не допущено

### 5.3 Графік виконання курсового проекту

Тиждень семестру	Назва етапу роботи	Кількість годин		
		Контрольні заходи	Ауд.	СРС
1 – 2	Отримання теми та завдання, узгодження календарного плану роботи над проектом	–	–	–
1 – 2	Підбор та вивчення літератури	–	–	2
1 – 2	Формування розрахункової і заступної схеми досліджуваної системи	–	–	2
3 – 4	Визначення ідеальної межі потужності, коефіцієнта запасу по статичній стійкості і характеристики потужності систем з неявнополюсним і явнополюсним генераторами	–	–	4
3 – 4	Побудова векторних діаграм для систем з неявнополюсним і явнополюсним генераторами	–	–	2
5 – 6	Визначення внутрішньої межі потужності віддаленої регульованої системи	–	–	2
5 – 6	Визначення дійсної межі потужності і зони стійкої роботи двомашинної системи	–	–	2
5 – 6	Складання заступної схеми для аварійного режиму	–	–	2

Тиждень семестру	Назва етапу роботи	Кількість годин		
		Контрольні заходи	Ауд.	СРС
7 – 8	Аналіз динамічної стійкості системи в ідеалізованих умовах при виникненні і ліквідації аварійних режимів	–	–	4
7 – 8	Побудова рівних площадок розгону і гальмування на характеристиках потужності, що спостерігаються при виникненні і ліквідації аварійних режимів.	–	–	2
9 – 10	Формування цифрової моделі енергосистеми для розрахунку усталених режимів	–	–	2
9 – 10	Проведення розрахунку нормального усталеного режиму ЕЕС	–	–	2
12 – 13	Вибір і адаптування функцій розподілу імовірності відмов силового і комутаційного обладнання	–	–	2
12 – 13	Визначення імовірності відмови електрообладнання $F(\Delta t)$ на інтервалі часу спостереження	–	–	2
14 – 15	Розрахунок ризику порушення динамічної стійкості ЕЕС при плановому і аварійному виведенні з експлуатації електрообладнання	–	–	2
14 – 15	Визначення пріоритету виведення з експлуатації електрообладнання з урахуванням ризику порушення динамічної стійкості ЕЕС	–	–	2
15 – 16	Оформлення пояснювальної записки	–	–	4
15 – 16	Підготовка графічної частини курсового проєкту	–	–	3
15 – 16	Подання курсового проєкту на перевірку	–	–	–
17	Підготовка до захисту курсового проєкту	–	–	4
18	Захист курсового проєкту	2	–	–
	<b>Всього</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>45</b>

## 6 СТАТИЧНА І ДИНАМІЧНА СТІЙКІСТЬ НАЙПРОСТІШОЇ СИСТЕМИ

### 6.1 Ідеальна межа потужності віддаленої системи

#### 6.1.1 Розрахункова схема і заступна схема досліджуваної системи.

##### Векторна діаграма при $x_d = x_q$

Аналіз статичної і динамічної стійкості в складній багатомашинній електричній системі досить громіздкий. Найбільш ясне і глибоке уявлення про характер процесів, що проходять в системі при малих і великих збуреннях можна одержати, досліджуючи спрощений еквівалент багатомашинної системи, а саме, двомашинну систему [1 – 5]. Тому в рамках даного курсового проекту при аналізі статичної і динамічної стійкості розглядається система з двома еквівалентними генераторами, розрахункова схема якої приведена нижче.

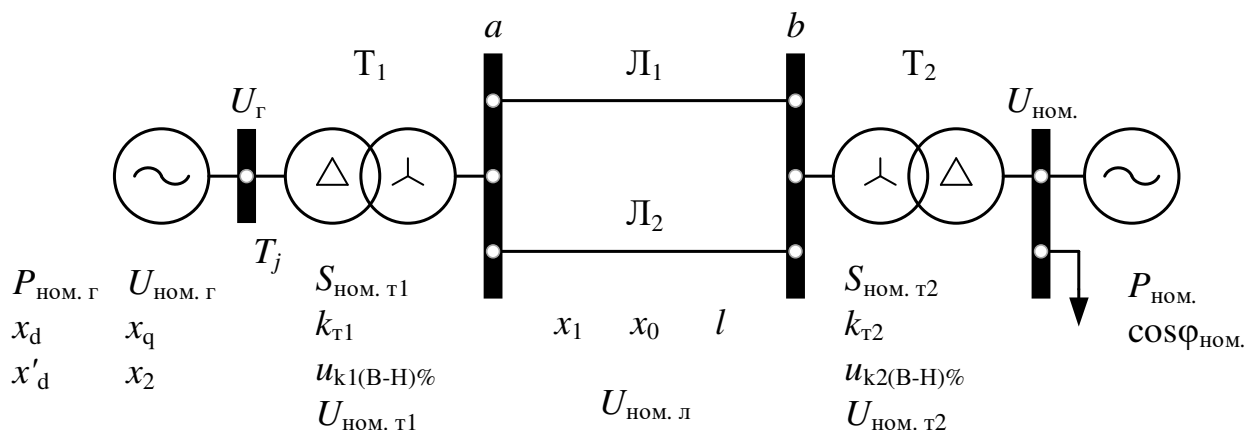


Рисунок 6.1 – Розрахункова схема системи

Тут:  $P_{ном.г}$  – активна потужність генератора системи  $I$ ;  $x_d, x_q$  – синхронні індуктивні опори генератора по поздовжній і поперечній осях;  $x'_d$  – перехідний опір генератора по поздовжній осі;  $x_2$  – опір генератора зворотній послідовності;  $T_j$  – механічна стала інерції;  $U_{ном.г}$  – напруга на шинах генератора;  $S_{ном.т1}, S_{ном.т2}, k_{т1}, k_{т2}$  – номінальні повні потужності трансформаторів і коефіцієнти трансформації;  $u_{k1(В-Н)\%}, u_{k2(В-Н)\%}$  – напруги короткого замикання трансформаторів;  $L_1, L_2$  – лінії електропередач (ЛЕП);  $l$  – довжина ЛЕП;  $x_1, x_0$  – погонні опори прямої і нульової послідовностей ЛЕП.

Для аналізу стійкості найпростішої системи необхідно представити дану розрахункову схему заступною, під якою варто розуміти електричну схему, що відповідає вихідним даним, у якій усі магнітозв'язані ланцюги заміщені електричними і привести параметри всіх елементів системи до базисних умов.

Оскільки досліджувана система є найпростішою (складається з декількох елементів), при приведенні параметрів елементів до базисних умов доцільно використовувати метод точного приведення у відносних одиницях [2, 3]. Причому, за базисні умови доцільно прийняти умови навантаження:

$$U_{\text{баз.}} = U_{\text{ном.}}, \quad S_{\text{баз.}} = S_{\text{ном.}} = \frac{P_{\text{ном.}}}{\cos \varphi_{\text{ном.}}}, \quad Q_{\text{ном.}} = P_{\text{ном.}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном.}}.$$

Тоді формули для визначення відносних приведених параметрів елементів даної схеми будуть мати вигляд:

Генератор:

$$\begin{aligned} \overline{x_{d*}} &= x_{d*} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{S_{\text{ном. Г}}} \cdot \left( \frac{U_{\text{ном. Г}}}{U_{\text{баз.}}} \right)^2 \cdot (k_{\text{T1}} \cdot k_{\text{T2}})^2, \\ \overline{x_{q*}} &= x_{q*} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{S_{\text{ном. Г}}} \cdot \left( \frac{U_{\text{ном. Г}}}{U_{\text{баз.}}} \right)^2 \cdot (k_{\text{T1}} \cdot k_{\text{T2}})^2, \\ \overline{x'_{d*}} &= x'_{d*} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{S_{\text{ном. Г}}} \cdot \left( \frac{U_{\text{ном. Г}}}{U_{\text{баз.}}} \right)^2 \cdot (k_{\text{T1}} \cdot k_{\text{T2}})^2, \\ \overline{x_{2*}} &= x_{2*} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{S_{\text{ном. Г}}} \cdot \left( \frac{U_{\text{ном. Г}}}{U_{\text{баз.}}} \right)^2 \cdot (k_{\text{T1}} \cdot k_{\text{T2}})^2, \\ \overline{T_j} &= T_j \cdot \frac{S_{\text{ном. Г}}}{S_{\text{баз.}}}, \end{aligned} \tag{6.1}$$

Трансформатор  $T_1$ :

$$\overline{x_{\text{T1}*}} = \frac{u_{\text{k1(B-H)\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{S_{\text{ном. T1}}} \cdot \left( \frac{U_{\text{ном. T1}}}{U_{\text{баз.}}} \right)^2 \cdot (k_{\text{T1}} \cdot k_{\text{T2}})^2,$$

Трансформатор  $T_2$ :

$$\frac{\text{---}}{x_{T2}^*} = \frac{u_{k2(B-H)\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{S_{\text{НОМ. Т2}}} \cdot \left( \frac{U_{\text{НОМ. Т2}}}{U_{\text{баз.}}} \right)^2, \quad (6.2)$$

ЛЕП:

$$\frac{\text{---}}{x_{Л2}^*} = x_0 \cdot \frac{l}{n} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{НОМ. Л}}^2} \cdot k_{T2}^2,$$

де  $S_{\text{НОМ. Г}} = P_{\text{НОМ. Г}} / \cos\varphi_{\text{НОМ. Г}}$  – номінальна повна потужність генератора системи;  $S_{\text{НОМ. Т1}}, S_{\text{НОМ. Т2}}$  – номінальна потужність трансформаторів Т<sub>1</sub> і Т<sub>2</sub>;  $U_{\text{НОМ. Т1}}, U_{\text{НОМ. Т2}}$  – номінальні напруги відповідних обмоток трансформаторів;  $k_{T1}, k_{T2}$  – коефіцієнти трансформації, прийняті як відношення напруги ступеню, спрямованого в бік куди перераховуються параметри до напруги ступеню звідки перераховуються параметри;  $S_{\text{НОМ. Л}}$  – номінальна напруга ЛЕП.

Аналітичні вирази для активної і реактивної потужностей ( $P_{\text{НОМ.}}, Q_{\text{НОМ.}}$ ), що посилається еквівалентним генератором системи I до шин системи нескінченної потужності (вузол підключення навантаження), а також генеруючої (внутрішньої) потужності системи I ( $P_E, Q_E$ ) можна одержати з векторної діаграми (рис. 6.4). Така діаграма будується для даної найпростішої еквівалентної однофазної системи, що заміщає задану трифазну в координатних осях ротора (d, q). Заступна схема досліджуваної системи і відповідна їй еквівалентна представлені на рис. 6.2 і рис. 6.3.

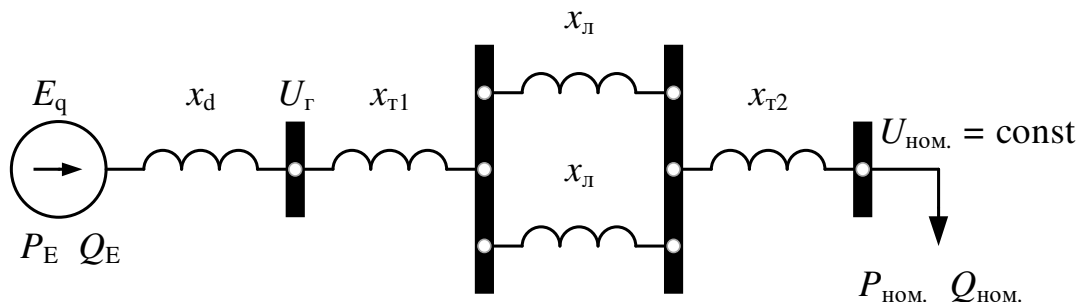


Рисунок 6.2 – Заступна схема найпростішої системи з НЯСМ

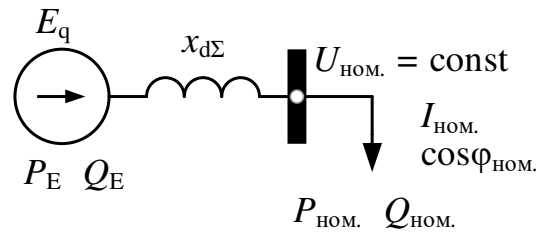


Рисунок 6.3 – Еквівалентна заступна схема найпростішої системи з НЯСМ

Еквівалентний синхронний опір визначається з виразу:

$$x_{d\Sigma} = x_d + x_{зобвн.},$$

$$x_{зобвн.} = x_{Т1} + x_{Т2} + \frac{x_{Л}}{2}. \quad (6.3)$$

З векторної діаграми (рис. 6.4), побудованої при фактичному навантаженні системи  $I$  і для випадку неявнополюсного генератора ( $x_d = x_q$ ), можна визначити синхронну ЕРС генератора [2, 3]:

$$E_q = \sqrt{\left( U_{НОМ.} + \frac{Q_{НОМ.}}{U_{НОМ.}} \cdot x_{d\Sigma} \right)^2 + \left( \frac{P_{НОМ.}}{U_{НОМ.}} \cdot x_{d\Sigma} \right)^2}. \quad (6.4)$$

і кут зсуву між вектором напруги шин приймальної системи і ЕРС  $E_q$ :

$$\delta = \arctg \frac{\frac{P_{НОМ.}}{U_{НОМ.}} \cdot x_{d\Sigma}}{U_{НОМ.} + \frac{Q_{НОМ.}}{U_{НОМ.}} \cdot x_{d\Sigma}}. \quad (6.5)$$

а також напругу на шинах генератора  $U_{Г}$ , перехідну ЕРС  $E'$  і, відповідно, їхні кути зсуву ( $\delta_{Г}$ ,  $\delta'$ ) відносно вектора напруги  $U_{НОМ.}$ :

$$E_{Г} = \sqrt{\left( U_{НОМ.} + \frac{Q_{НОМ.}}{U_{НОМ.}} \cdot x_{зобвн.} \right)^2 + \left( \frac{P_{НОМ.}}{U_{НОМ.}} \cdot x_{зобвн.} \right)^2}, \quad (6.6)$$

$$\delta_{Г} = \arctg \frac{\frac{P_{НОМ.}}{U_{НОМ.}} \cdot x_{зобвн.}}{U_{НОМ.} + \frac{Q_{НОМ.}}{U_{НОМ.}} \cdot x_{зобвн.}}, \quad (6.7)$$

$$E' = \sqrt{\left( U_{\text{НОМ.}} + \frac{Q_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x'_{d\Sigma} \right)^2 + \left( \frac{P_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x'_{d\Sigma} \right)^2}, \quad (6.8)$$

$$\delta' = \arctg \frac{\frac{P_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x'_{d\Sigma}}{U_{\text{НОМ.}} + \frac{Q_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x'_{d\Sigma}}. \quad (6.9)$$

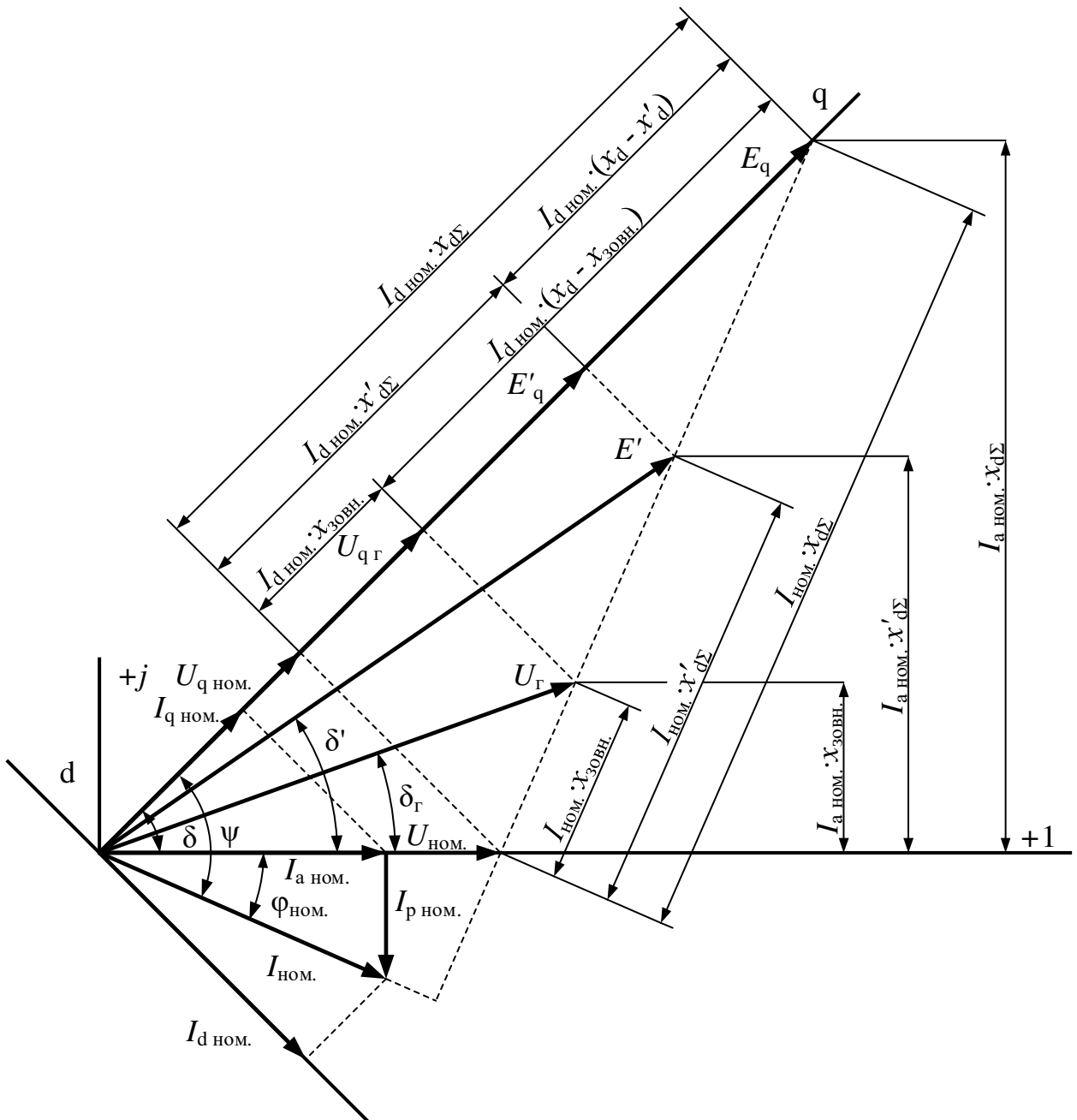


Рисунок 6.4 – Векторна діаграма найпростішої системи з неявнополюсним генератором

**6.1.2 Характеристики потужності  $P_{\text{ном.}} = f(\delta)$ ,  $Q_{\text{ном.}} = f(\delta)$ . Межа переданої потужності і коефіцієнт запасу по статичній стійкості системи при  $x_d = x_q$**

З векторної діаграми можна записати вирази для  $P_{\text{ном.}}$ ,  $Q_{\text{ном.}}$ ,  $P_E$ ,  $Q_E$  через параметри системи і вихідного режиму:

$$\begin{aligned} P_{\text{ном.}} &= I_{a \text{ ном.}} \cdot U_{\text{ном.}}, & I_{a \text{ ном.}} \cdot x_{d\Sigma} &= E_q \cdot \sin \delta, \\ Q_{\text{ном.}} &= I_{p \text{ ном.}} \cdot U_{\text{ном.}}, & I_{p \text{ ном.}} \cdot x_{d\Sigma} &= E_q \cdot \cos \delta - U_{\text{ном.}}. \end{aligned} \quad (6.10)$$

$$\begin{aligned} P_E &= E_q \cdot I_{q \text{ ном.}}, & U_{\text{ном.}} \cdot \sin \delta &= I_{q \text{ ном.}} \cdot x_{d\Sigma}, \\ Q_E &= E_q \cdot I_{d \text{ ном.}}, & I_{d \text{ ном.}} &= \frac{E_q - U_{\text{ном.}} \cdot \cos \delta}{x_{d\Sigma}}. \end{aligned} \quad (6.11)$$

Розв'язавши системи (6.10) і (6.11), одержимо остаточні вирази для  $P_{\text{ном.}}$ ,  $Q_{\text{ном.}}$ ,  $P_E$ ,  $Q_E$ :

$$\begin{aligned} P_{\text{ном.}} &= \frac{E_q \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta, & Q_{\text{ном.}} &= \frac{E_q \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta - \frac{U_{\text{ном.}}^2}{x_{d\Sigma}}, \\ P_E &= \frac{E_q \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta, & Q_E &= \frac{E_q^2}{x_{d\Sigma}} - \frac{E_q \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta. \end{aligned} \quad (6.12)$$

де  $I_{a \text{ ном.}}$ ,  $I_{p \text{ ном.}}$  – активна і реактивна складові струму у вузлі навантаження.

Таким чином, з виразу для активної потужності, що видається генератором системи I, можна визначити межу потужності даної найпростішої системи.

При постійності ЕРС  $E_q$  (розглядається нерегульована система I) і напруги  $U_{\text{ном.}}$ , зміна потужності  $P_{\text{ном.}}$  визначається лише зміною кута  $\delta$  (рис. 6.5).

За даних умов існує визначений максимум (межа) переданої потужності

$$P_{\text{гран.}} = \frac{E_q \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{d\Sigma}}, \text{ що досягається при куті } \delta = 90^\circ. \text{ Причому рівноважний стан}$$

між потужністю турбіни  $P_0$  і генератора  $P$  досягається при  $P < P_{\text{гран.}}$ , а статично стійкий режим роботи можливий лише при кутах  $\delta < 90^\circ$ . Будь-який режим

електричної системи повинен мати визначений запас стійкості. Максимальна величина зміни потужності, при якій система ще зберігає стійкість, визначає величину запасу по статичній стійкості електричної системи і характеризується коефіцієнтом запасу по статичній стійкості [4 – 6].

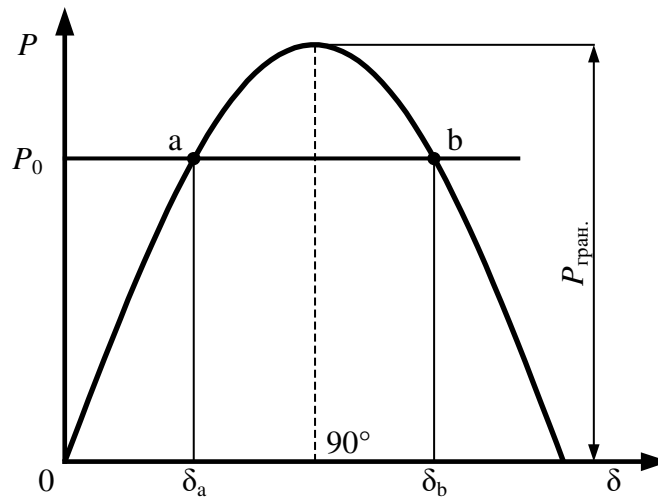


Рисунок 6.5 – Характеристика потужності найпростішої системи

Криві зміни внутрішньої реактивної потужності  $Q_E$  генератора передавальної системи (система I) і реактивної потужності  $Q_{ном.}$ , що споживається навантаженням приймальної системи, побудовані по отриманим раніше співвідношенням (6.12) і наведені на рис. 6.6.

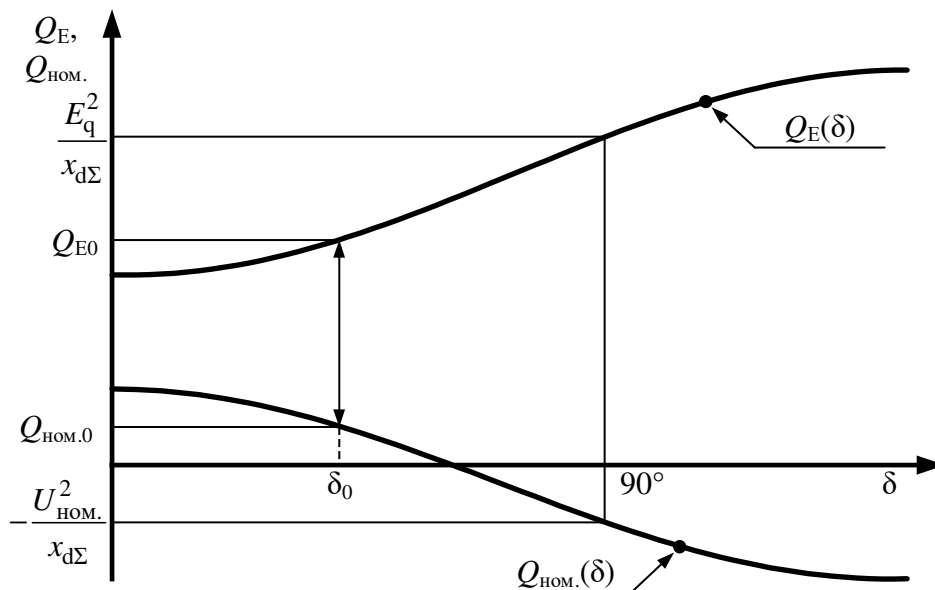


Рисунок 6.6 – Характеристики реактивної потужності найпростішої системи

### 6.1.3 Векторна діаграма системи I з явнополюсним генератором ( $x_d \neq x_q$ )

Як і у випадку системи з неявнополюсним генератором, для побудови векторної діаграми найпростішої електричної системи з явнополюсним генератором, розглянемо заступну схему найпростішої електричної системи (рис. 6.2) і відповідно еквівалентну заступну схему, що зображена нижче:

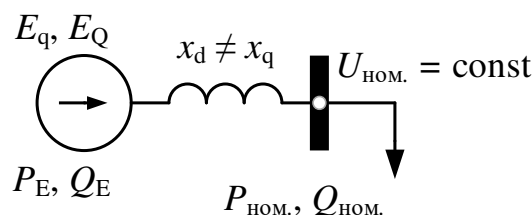


Рисунок 6.7 – Еквівалентна заступна схема найпростішої системи з ЯСМ

Різні значення опорів генератора по поздовжній і по поперечній осям не дозволяють, як у випадку системи з неявнополюсним генератором, одержати порівняно прості вирази для ЕРС  $E_q$  і потужності  $P_E$  тому, що невідомі напрямки осей  $d$  і  $q$ . В даному випадку систему з явнополюсним генератором заміняють системою з фіктивним неявнополюсним генератором для якого  $x_{d\Sigma} = x_{q\Sigma}$  і чисельно рівні  $x_{q\Sigma}$  [2 – 4]. Вважається також, що дійсні і фіктивні генератори несуть однакові активні потужності. Заступна схема при цьому має такий вигляд:

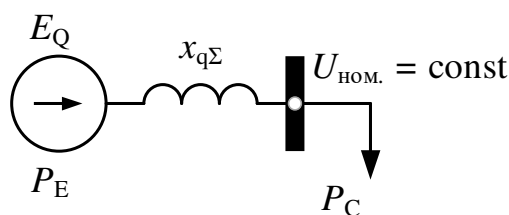


Рисунок 6.8 – Еквівалентна заступна схема найпростішої системи з ЯСМ

Тут  $E_Q$  – фіктивна ЕРС неявнополюсного генератора;  $P_{НОМ.} = \frac{E_Q \cdot U_{НОМ.}}{x_{q\Sigma}} \cdot \sin \delta$  –

активна потужність умовної машини.

Додавши до вектора напруги  $U_{НОМ.}$  вектор  $j \cdot x_{q\Sigma} \cdot I_{НОМ.}$ , одержимо вектор ЕРС  $E_Q$ , напрямком якого збігається з напрямком поперечної осі  $q$ . Побудова  $E_Q$



### 6.1.4 Характеристика $P_{\text{ном.}} = f(\delta)$ , межа переданої потужності і коефіцієнт запасу по статичній стійкості системи з явнополюсним генератором

З векторної діаграми можна визначити синхронну ЕРС  $E_Q$  неявнополюсного генератора і кут зсуву між вектором напруги шин приймальної системи і синхронної ЕРС [2]:

$$E_Q = \sqrt{\left( U_{\text{ном.}} + \frac{Q_{\text{ном.}}}{U_{\text{ном.}}} \cdot x_{q\Sigma} \right)^2 + \left( \frac{P_{\text{ном.}}}{U_{\text{ном.}}} \cdot x_{q\Sigma} \right)^2},$$

$$\delta = \arctg \frac{\frac{P_{\text{ном.}}}{U_{\text{ном.}}} \cdot x_{q\Sigma}}{U_{\text{ном.}} + \frac{Q_{\text{ном.}}}{U_{\text{ном.}}} \cdot x_{q\Sigma}}, \quad E_Q = U_{q \text{ ном.}} + I_{d \text{ ном.}} \cdot x_{q\Sigma}. \quad (6.13)$$

З іншої сторони синхронна ЕРС дійсного явнополюсного генератора:

$$E_q = U_{q \text{ ном.}} + I_{d \text{ ном.}} \cdot x_{d\Sigma}, \quad I_{d \text{ ном.}} = I_{\text{ном.}} \cdot \sin(\delta + \phi_{\text{ном.}}). \quad (6.14)$$

З (6.13) і (6.14) можна записати остаточний вираз для  $E_q$ :

$$E_q = E_Q + I_{d \text{ ном.}} \cdot (x_d - x_q).$$

Активна внутрішня потужність генератора системи I дорівнює:

$$P_E = P_C = \frac{E_Q \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{q\Sigma}} \cdot \sin \delta. \quad (6.15)$$

Розв'язавши систему рівнянь

$$\begin{cases} E_q = E_Q + I_{d \text{ ном.}} \cdot (x_d - x_q), \\ E_Q = U_{\text{ном.}} \cdot \cos \delta + I_{d \text{ ном.}} \cdot x_{q\Sigma}. \end{cases}$$

відносно невідомих  $E_Q$  і  $I_{d \text{ ном.}}$ , отримаємо аналітичний вираз для  $E_Q$ :

$$E_Q = \frac{U_{\text{ном.}} \cdot (x_d - x_q)}{x_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta + E_q \cdot \frac{x_{q\Sigma}}{x_{d\Sigma}}. \quad (6.16)$$

Підставивши з (6.16)  $E_Q$  у (6.15), одержимо формулу для внутрішньої  $P_E$  активної потужності найпростішої системи з явнополюсним генератором:

$$P_E = P_{\text{ном.}} = \frac{E_q \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta + \frac{U_{\text{ном.}}^2 \cdot (x_d - x_q)}{2 \cdot x_{d\Sigma} \cdot x_{q\Sigma}} \cdot \sin 2\delta. \quad (6.17)$$

Характеристика потужності системи з явнополюсним генератором (рис. 6.10), що побудована при  $E_q = \text{const}$  і  $U_{\text{ном.}} = \text{const}$ , складається з двох складових: синхронної синусоїдальної складової  $P_{\text{синх.}}$  і складової у вигляді синусоїди подвійної частоти  $P_{\text{сп}}$  (спотворююча потужність).

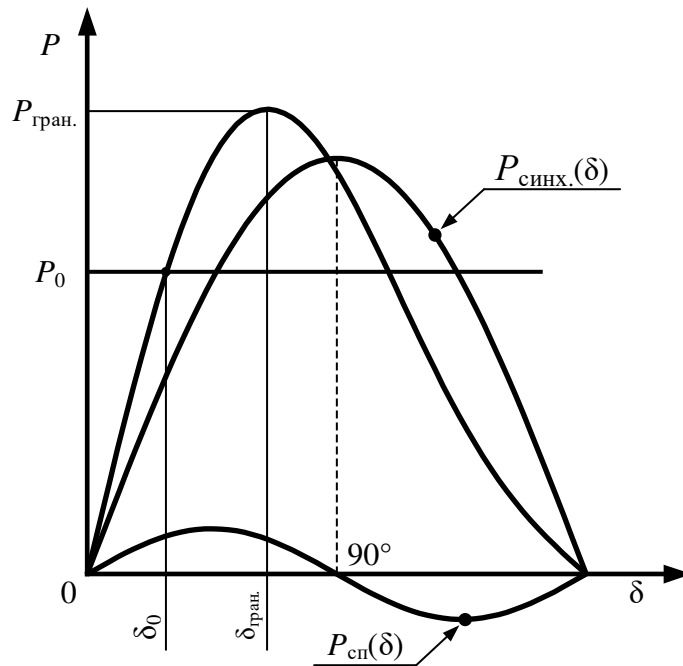


Рисунок 6.10 – Характеристика потужності системи з явнополюсним генератором

Як видно з графіка (рис. 6.10), гармоніка подвійної частоти зміщує максимум характеристики потужності і граничний кут  $\delta_{\text{гран.}}$ , при якому досягається максимум потужності, виходить меншим  $90^\circ$ . Але амплітуда характеристики потужності  $P_{\text{гран.}}$  зростає в порівнянні з характеристикою неявнополюсного генератора при однакових значеннях  $E_q$  і  $x_d$ .

Для визначення межі переданої потужності системи з явнополюсним генератором необхідно знайти  $\delta_{\text{гран.}}$ , продиференціювавши по куту  $\delta$  і прирівнявши до нуля рівняння для похідної від потужності системи з явнополюсним генератором (6.17) по куту  $\delta$ :

$$\frac{dP_E}{d\delta} = \frac{E_q \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta_{\text{гр.}} + \frac{U_{\text{ном.}}^2 \cdot (x_d - x_q)}{x_{d\Sigma} \cdot x_{q\Sigma}} \cdot \cos 2\delta_{\text{гр.}} = 0.$$

Враховуючи те, що  $\cos 2\delta_{\text{гран.}} = \cos^2 \delta_{\text{гран.}} - \sin^2 \delta_{\text{гран.}}$  і ввівши позначення:

$$A = \frac{E_q \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{d\Sigma}}, \quad B = \frac{U_{\text{ном.}}^2 \cdot (x_d - x_q)}{x_{d\Sigma} \cdot x_{q\Sigma}}.$$

одержимо квадратне рівняння для визначення  $\delta_{\text{гран.}}$ :

$$2 \cdot B \cdot \cos^2 \delta_{\text{гран.}} + A \cdot \sin^2 \delta_{\text{гран.}} - B = 0. \quad (6.18)$$

Розв'язавши рівняння (6.18) відносно  $\delta_{\text{гран.}}$ , і відкинувши корінь з негативним значенням  $\cos \delta_{\text{гран.}}$ , одержимо:

$$\delta_{\text{гран.}} = \arccos \left( \frac{-A + \sqrt{A^2 + 8 \cdot B^2}}{4 \cdot B} \right),$$

$$P_{\text{гран.}} = \frac{E_q \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta_{\text{гран.}} + \frac{U_{\text{ном.}}^2 \cdot (x_d - x_q)}{2 \cdot x_{d\Sigma} \cdot x_{q\Sigma}} \cdot \sin 2\delta_{\text{гран.}}.$$

Коефіцієнт запасу по статичній стійкості визначається як і у випадку системи з неявнополюсним генератором по формулі:

$$k_{\text{ст.}} = \frac{P_{\text{гран.}} - P_0}{P_0} \cdot 100 \%.$$

**6.2 Внутрішня межа потужності віддаленої регульованої системи при  $U_r = \text{const}$  ( $E' = \text{const}$ )**

**6.2.1 Векторна діаграма і характеристика потужності віддаленої регульованої системи при  $U_r = \text{const}$  ( $E' = \text{const}$ )**

Розглянемо вихідну найпростішу систему I з неявнополюсним генератором і її заступну схему, яка має вигляд:

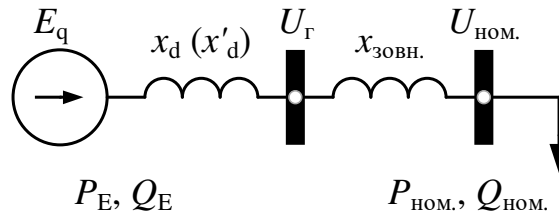


Рисунок 6.11 – Заступна схема найпростішої системи з неявнополіусним генератором

Векторна діаграма системи, що побудована при  $R_e = 0$  і фактичному навантаженні системи  $P_{НОМ.}$ ,  $Q_{НОМ.}$  та  $U_{НОМ.} = \text{const}$ , представлена на рис. 6.12 (суцільна лінія) [2]. В міру збільшення навантаження системи і, відповідно, кута  $\delta$  на величину  $\Delta\delta$  вектор ЕРС займе нове положення, що відповідає куту  $\delta = \delta + \Delta\delta$ . Вектори напруги на шинах генератора  $U_{Г}$  і струму навантаження  $I_{НОМ.}$  також займуть нове положення (штрихові лінії). Як видно з діаграми, вектор напруги  $U_{Г}$ , повертаючись за вектором  $E_q$ , зменшується по модулю, зберігаючи положення свого кінця на лінії падіння напруги від  $E_q$  до  $U_{НОМ.}$ .

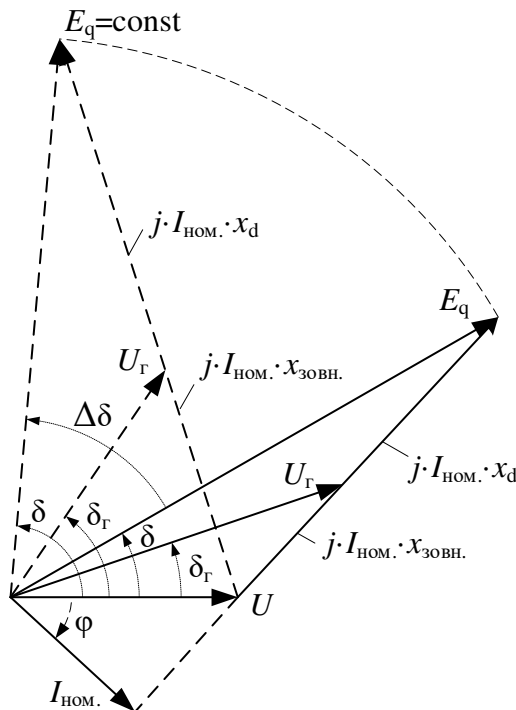


Рисунок 6.12 – Векторна діаграма системи при  $E_q = \text{const}$

Таким чином, при завантаженні системи з нерегульованими генераторами, напруга на шинах генератора  $U_{Г}$  знижується.

Однак наявність у синхронних генераторів автоматичних регуляторів збудження (АРЗ), які при зміні напруги на шинах генератора  $U_T$  будуть змінювати струм збудження із, призводить до того, що при зниженні напруги  $U_T$ , збільшенні кута  $\delta$ , ЕРС  $E_q$  буде збільшуватися доти, поки не відновиться попередня величина напруги. Векторна діаграма для даного випадку представлена на рис. 6.13.

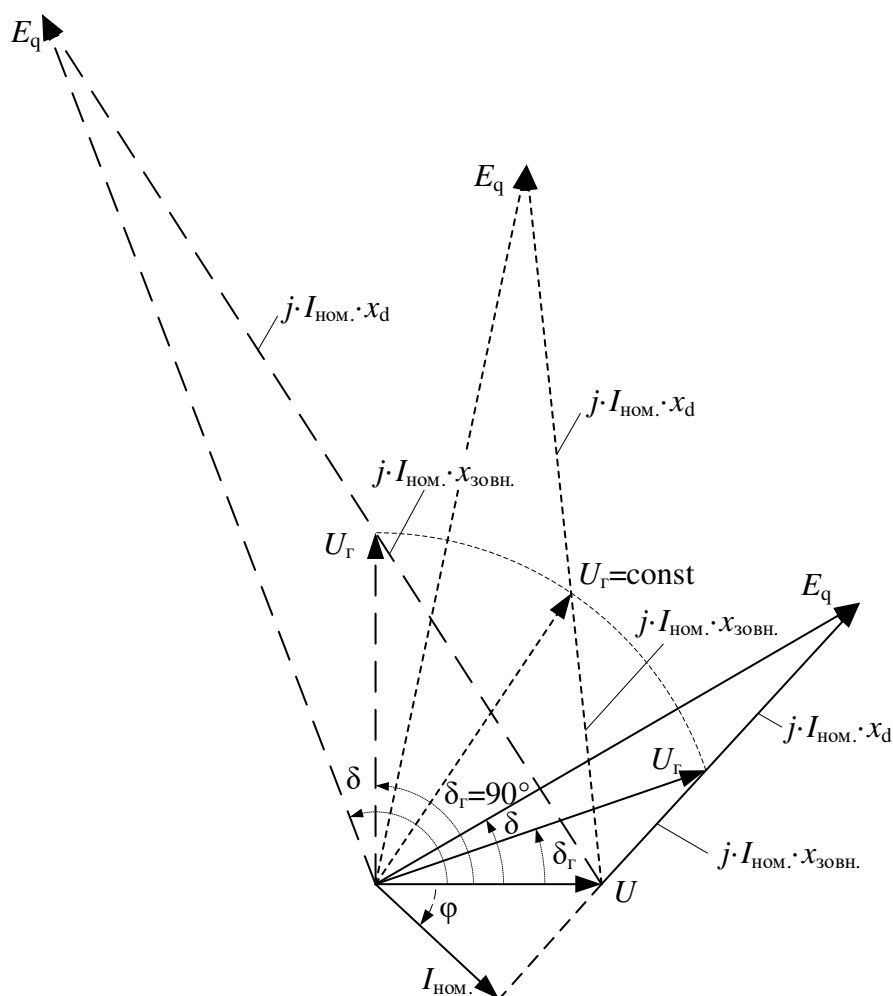


Рисунок 6.13 – Векторна діаграма системи при  $U_T = \text{const}$

Характеристика потужності генераторів  $P(\delta)$  при наявності регуляторів напруги буде мати складний вигляд, тому що з ростом навантаження і кута  $\delta$  буде неперервно зростати й ЕРС  $E_q$ . Якщо для кожного нового збільшеного значення навантаження, кута  $\delta$  і ЕРС  $E_q$  побудувати сімейство синусоїд, амплітуди яких пропорційні значенням  $E_q$  (криві 1...6) і з'єднати робочі точки

(а, в, с) для безлічі поступово зростаючих кутів, то можна одержати зовнішню характеристику регульованої системи (рис. 6.14) [2, 4, 5].

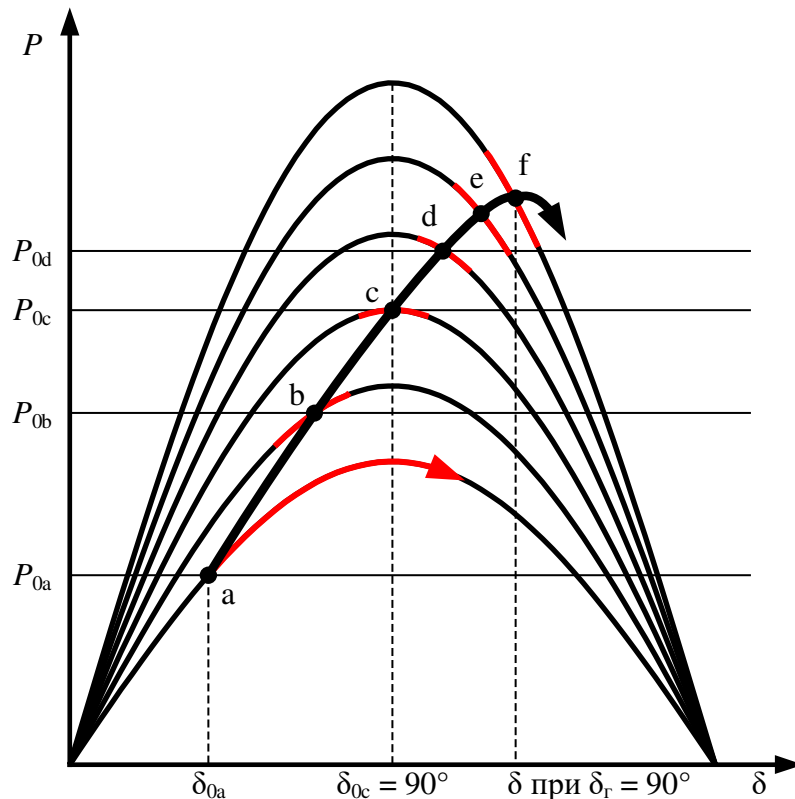


Рисунок 6.14 – Характеристики потужності регульованої системи

Зовнішня характеристика внаслідок переваги збільшення ЕРС  $E_q$  над зменшенням  $\sin\delta$  в області кутів  $\delta > 90^\circ$  має зростаючий характер. Максимум зовнішньої характеристики досягається при кутах  $\delta_r$  між векторами напруги  $U_r$  і  $U_{ном.}$  рівних  $90^\circ$ . Кут  $\delta$  при цьому буде більше  $90^\circ$ , однак наявність зони нечутливості в регуляторах, а також при використанні АРЗ пропорційного типу, що реагують тільки на відхилення  $U_r$  і підтримують близькою до постійної перехідну ЕРС ( $E'$ ), граничним з точки зору стійкості варто вважати режим не при  $\delta_r = 90^\circ$  (точка f), а при  $\delta = 90^\circ$  (точка c). У зоні кутів  $\delta > 90^\circ$  система стає внутрішньо нестійкою, режим переходить на падаючі ділянки характеристик  $P = f(\delta, E_q)$  [2, 4 – 6].

Стійкість системи при наявності АРЗ із зоною нечутливості необхідно перевіряти в кожній точці зовнішньої характеристики по знаку синхронізуючої потужності  $\frac{dP}{d\delta}$ , яка визначається тангенсом кута нахилу дотичної до

відповідної внутрішньої характеристики потужності (криві 1, 2, ..., 6). Внутрішня межа потужності системи  $P_{\text{гран. збуд.}}$ , що є граничним значенням потужності при перерахованих вище умовах, буде досягатися при  $\delta = 90^\circ$  (точка с на рис. 6.14). Використання ж регуляторів сильної дії, що зводять до мінімуму запізнювання зміни струму збудження при відхиленні напруги на шинах генератора, дозволяє розширити зону стійкої роботи системи аж до значення потужності, яка дорівнює амплітуді зовнішньої характеристики (точка f).

### 6.2.2 Визначення внутрішньої межі потужності віддаленої регульованої системи при $U_T = \text{const}$ ( $E' = \text{const}$ )

Розрахунок внутрішньої межі потужності регульованої системи, що полягає у визначенні найбільшої переданої потужності, коли кут між ЕРС і напругою у вузлі навантаження досягає значення  $90^\circ$ , проводиться таким чином [2].

У режимі внутрішньої межі потужності  $P_{\text{гран. збуд.}}$  можна визначити, використовуючи ЕРС  $E_{\text{q гран.}}^{\text{роз.}}$  при  $\delta = 90^\circ$ :

$$P_{\text{гран. збуд.}} = \frac{E_{\text{q гран.}}^{\text{роз.}} \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{\text{д}\Sigma}} \cdot \sin 90^\circ. \quad (6.19)$$

де  $E_{\text{q гран.}}^{\text{роз.}}$  – розрахункова ЕРС холостого ходу машини в режимі внутрішньої межі потужності.

З іншої сторони  $P_{\text{гран. збуд.}}$  при  $E' = \text{const}$ ,  $\delta = 90^\circ$  і куті між напругою у вузлі навантаження і ЕРС  $E'$  рівному  $\delta'_{\text{гран.}}$  у даному режимі можна визначити так:

$$P_{\text{гран. збуд.}} = \frac{E' \cdot U_{\text{ном.}}}{x'_{\text{д}\Sigma}} \cdot \sin \delta'_{\text{гран.}}. \quad (6.20)$$

У формулах (6.19) і (6.20) невідомі  $E_{\text{q гран.}}^{\text{роз.}}$  і  $\delta'_{\text{гран.}}$  можна визначити, якщо записати вираз для реактивної потужності у вузлі навантаження через  $E_{\text{q гран.}}^{\text{роз.}}$ ,  $E'$ ,  $\delta'_{\text{гран.}}$  і  $\delta$ :

$$Q_{\text{гран. збуд.}} = \frac{E_{\text{q гран.}}^{\text{роз.}} \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{\text{d}\Sigma}} \cdot \cos 90^\circ - \frac{U_{\text{ном.}}^2}{x_{\text{d}\Sigma}}, \quad (6.21)$$

$$Q_{\text{гран. збуд.}} = \frac{E' \cdot U_{\text{ном.}}}{x'_{\text{d}\Sigma}} \cdot \cos \delta'_{\text{гран.}} - \frac{U_{\text{ном.}}^2}{x'_{\text{d}\Sigma}}, \quad (6.22)$$

З рівнянь (6.21) і (6.22) можна визначити  $\delta'_{\text{гран.}}$ , коли кут  $\delta = 90^\circ$ :

$$\delta'_{\text{гран.}} = \arccos \left( \frac{U_{\text{ном.}} \cdot (x_{\text{d}\Sigma} - x'_{\text{d}\Sigma})}{E' \cdot x_{\text{d}\Sigma}} \right).$$

У випадку, якщо за допомогою АРЗ реалізується закон регулювання напруги  $U_{\Gamma} = \text{const}$ , у рівняннях (6.19) і (6.20) замість  $E'$  необхідно використовувати  $U_{\Gamma}$ , а замість  $\delta'_{\text{гран.}}$  розглядати кут між напругою у вузлі навантаження і напругою на шинах генератора в граничному режимі  $\delta_{\Gamma \text{ гран.}}$ . Вираз (6.20) для  $P_{\text{гран. збуд.}}$  буде мати вигляд:

$$P_{\text{гран. збуд.}} = \frac{U_{\Gamma} \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{\text{зовн.}}} \cdot \sin \delta_{\Gamma \text{ гран.}}. \quad (6.23)$$

Рішення рівнянь (6.21) і (6.22) як і в попередньому випадку дозволяє записати вираз для  $\delta_{\Gamma \text{ гран.}}$  у виді:

$$\delta_{\Gamma \text{ гран.}} = \arccos \left( \frac{U_{\text{ном.}} \cdot x_{\text{d}}}{U_{\Gamma} \cdot x_{\text{d}\Sigma}} \right). \quad (6.24)$$

По формулі (6.20) або (6.23), використовуючи  $\delta'_{\text{гран.}}$  або  $\delta_{\Gamma \text{ гран.}}$ , можна одержати  $P_{\text{гран. збуд.}}$ , а по (6.19) – значення  $E_{\text{q гран.}}^{\text{роз.}}$  в режимі внутрішньої межі потужності:

$$E_{\text{q гран.}}^{\text{роз.}} = \frac{P_{\text{гран. збуд.}} \cdot x_{\text{d}\Sigma}}{U_{\text{ном.}}}. \quad (6.25)$$

Для граничної величини ЕРС  $E_{\text{q}}$  можна записати

$$E_{\text{q гран. збуд.}} = k_{\text{п}} \cdot E_{\text{q0}},$$

де  $k_{\text{п}}$  – кратність граничного збудження. Якщо  $E_{\text{q гран.}}^{\text{роз.}} < E_{\text{q гран. збуд.}}$ , то параметри системи збудження генераторів не забезпечують досягнення в

процесі завантаження системи внутрішньої межі потужності. Фактична внутрішня межа в даному випадку визначається:

$$P_{\text{гран. збуд.}} = \frac{E_{\text{q гран. збуд.}} \cdot U_{\text{ном.}}}{x_{\text{d}\Sigma}}. \quad (6.26)$$

У випадку, якщо  $E_{\text{q гран.}}^{\text{роз.}} < E_{\text{q гран. збуд.}}$ , значення внутрішньої межі потужності визначається по формулі (6.19). Коефіцієнт запасу статичної стійкості в режимі внутрішньої межі:

$$k_{\text{ст.}} = \frac{P_{\text{гран. збуд.}} - P_0}{P_0} \cdot 100 \%.$$

### 6.3 Дійсна межа потужності двомашинної системи при $Z_{\text{ном.}} = \text{const}$

#### 6.3.1 Визначення дійсної межі потужності систем I, II і їх коефіцієнтів запасу по статичній стійкості при $Z_{\text{ном.}} = \text{const}$

Розрахункова схема двомашинної системи, що складається з еквівалентних генераторів систем I і II представлена на рис. 6.15. На відміну від випадків дослідження стійкості в розділах I і II, даний випадок характеризується тим, що дві системи порівнянної потужності працюють на загальне навантаження.

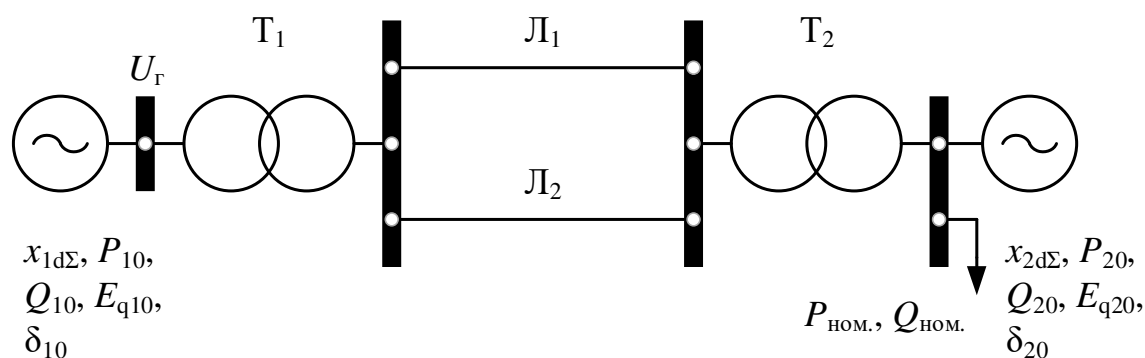


Рисунок 6.15 – Розрахункова схема двомашинної системи

При порівнянній потужності систем напруга  $U_{\text{ном.}}$  не є постійною величиною. Перерозподіл потужностей призводить до змінювання значення  $U_{\text{ном.}}$  і це треба враховувати при визначенні дійсної межі потужності. У

розглянутій схемі потужність, що споживається навантаженням, визначається так:

$$S_{\text{НОМ.}} = P_{\text{НОМ.}} + j \cdot Q_{\text{НОМ.}} = (P_{10} + P_{20}) + j \cdot (Q_{10} + Q_{20}).$$

Припущення про незмінність опору навантаження ( $Z_{\text{НОМ.}} = \text{const}$ ) дозволяє визначити  $Z_{\text{НОМ.}}$  виходячи з параметрів вихідного режиму роботи систем:

$$S_{\text{НОМ.}} = \frac{|U_{\text{НОМ.}}|^2}{Z_{\text{НОМ.}}} \cdot (\cos \phi_{\text{НОМ.}} + j \cdot \sin \phi_{\text{НОМ.}}), \quad (6.27)$$

звідки:

$$Z_{\text{НОМ.}} = \frac{|U_{\text{НОМ.}}|^2}{S_{\text{НОМ.}}^*},$$

де  $S_{\text{НОМ.}}^*$  – сполучений комплекс потужності у вузлі навантаження.

Представлення навантаження в заступній схемі постійним опором дозволяє використати Т-образну заступну схему (рис. 6.16) і записати вираз для потужностей систем, використовуючи власні і взаємні опори гілок систем I і II [2 – 5]:

$$P_I = \frac{E_{q1}^2}{Z_{11}} \cdot \sin \alpha_{11} + \frac{E_{q1} \cdot E_{q2}}{Z_{12}} \cdot \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}),$$

$$P_{II} = \frac{E_{q2}^2}{Z_{22}} \cdot \sin \alpha_{22} - \frac{E_{q1} \cdot E_{q2}}{Z_{12}} \cdot \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}), \quad (6.28)$$

де  $E_{q1}$ ,  $E_{q2}$  – синхронні ЕРС еквівалентних генераторів систем I і II;  $Z_{11}$ ,  $Z_{22}$  – власні опори гілок систем;  $Z_{12}$  – взаємні опори гілок систем;  $\alpha_{11}$ ,  $\alpha_{22}$ ,  $\alpha_{12}$  – кути, що доповнюють до  $90^\circ$  кути комплексних власних  $\psi_{11}$ ,  $\psi_{22}$  і взаємного опору  $\psi_{12}$  гілок;  $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$  – відносний кут зсуву ЕРС  $E_{q1}$  і  $E_{q2}$  (рис. 6.17).

Величини ЕРС  $E_{q10}$  і  $\delta_{10}$  для вихідного режиму були отримані для системи з неявнополюсними генераторами в розділі I. Для системи II відповідні значення  $E_{q20}$  і  $\delta_{20}$  у вихідному режимі можна одержати, використовуючи формули:

$$E_{q20} = \sqrt{\left( U_{\text{НОМ.}} + \frac{Q_{20}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x_{2d\Sigma} \right)^2 + \left( \frac{P_{20}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x_{2d\Sigma} \right)^2},$$

$$\delta_{20} = \arctg \frac{\frac{P_{20}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x_{2d\Sigma}}{U_{\text{НОМ.}} + \frac{Q_{20}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x_{2d\Sigma}}.$$

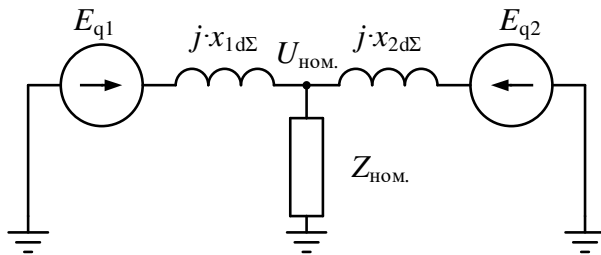


Рисунок 6.16 – Заступна схема системи з двома еквівалентними генераторами

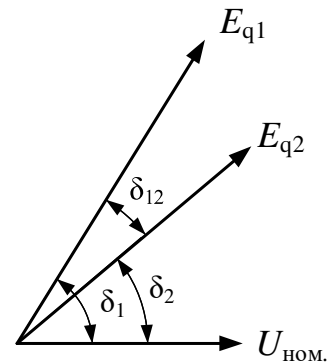


Рисунок 6.17 – Положення векторів ЕРС генераторів системи

Формули (6.28) дозволяють визначити дійсні межі потужності систем  $P_{I \text{ гран.}}$  і  $P_{II \text{ гран.}}$  що працюють на загальне навантаження, задане у виді постійного опору.

Невідомі в (6.28) величини  $Z_{11}$ ,  $Z_{22}$ ,  $Z_{12}$ ,  $\alpha_{11}$ ,  $\alpha_{22}$ ,  $\alpha_{12}$  визначаються конфігурацією схеми і значенням опорів окремих гілок. Нагадаємо, що власні опори  $Z_{11} < \psi_{11}$ ,  $Z_{22} < \psi_{22}$  визначають величину і фазу струму від дії ЕРС у даній гілці при ЕРС у всіх інших гілках рівних нулеві, тоді як взаємні опори  $Z_{12}$  визначають абсолютну величину і фазу струму в даній гілці, обумовленого ЕРС, прикладеної в іншій гілці [2, 4].

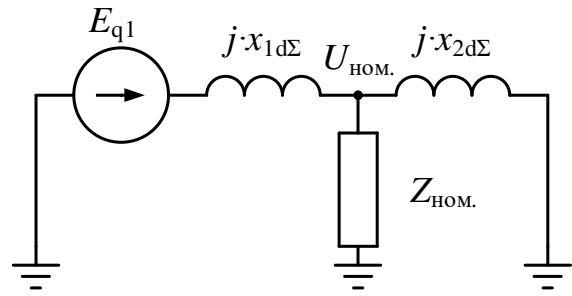
Фазові кути  $\psi_{11}$ ,  $\psi_{22}$ ,  $\psi_{12}$  комплексних власних і взаємних опорів і доповнюючи їх до  $90^\circ$  кути  $\alpha_{11}$ ,  $\alpha_{22}$ ,  $\alpha_{12}$  визначаються зі співвідношень:

$$\psi_{11} = \arctg \frac{x_{11}}{R_{11}}, \quad \psi_{22} = \arctg \frac{x_{22}}{R_{22}}, \quad \psi_{12} = \arctg \frac{x_{12}}{R_{12}},$$

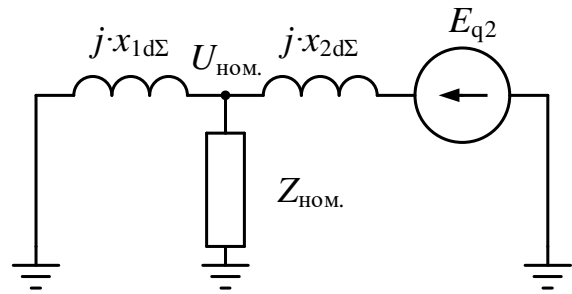
$$\alpha_{11} = 90^\circ - \psi_{11}, \quad \alpha_{22} = 90^\circ - \psi_{22}, \quad \alpha_{12} = 90^\circ - \psi_{12}.$$

Стосовно розглянутій Т-образній заступній схемі системи власні і взаємні опори гілок рівні:

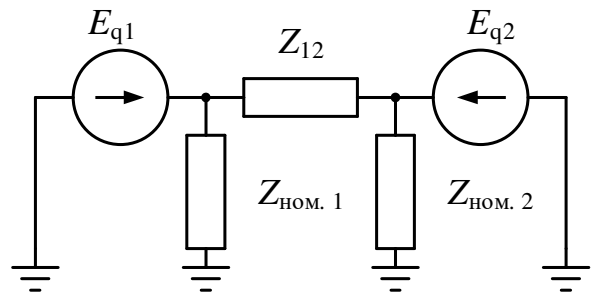
$$Z_{11} = j \cdot x_{1d\Sigma} + \frac{j \cdot x_{2d\Sigma} \cdot Z_{\text{НОМ.}}}{j \cdot x_{2d\Sigma} + Z_{\text{НОМ.}}}$$



$$Z_{22} = j \cdot x_{2d\Sigma} + \frac{j \cdot x_{1d\Sigma} \cdot Z_{\text{НОМ.}}}{j \cdot x_{1d\Sigma} + Z_{\text{НОМ.}}}$$



$$Z_{12} = j \cdot x_{1d\Sigma} + j \cdot x_{2d\Sigma} + \frac{j \cdot x_{1d\Sigma} \cdot j \cdot x_{2d\Sigma}}{Z_{\text{НОМ.}}}$$



При знаходженні взаємного опору використовувалися формули перетворення з зірки в трикутник.  $Z_{12}$ ,  $Z_{\text{НОМ. 1}}$ ,  $Z_{\text{НОМ. 2}}$  – відповідні опори віток трикутника. Знаючи узагальнені параметри заступної схеми можна записати вираз для активних потужностей систем I і II у вигляді:

$$P_I = P_{11} + P_{12} \cdot \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}),$$

$$P_{II} = P_{22} - P_{12} \cdot \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}), \quad (6.29)$$

де  $P_{11} = \frac{E_{q1}^2}{Z_{11}} \cdot \sin \alpha_{11}$ ,  $P_{22} = \frac{E_{q2}^2}{Z_{22}} \cdot \sin \alpha_{22}$ ,  $P_{12} = \frac{E_{q1} \cdot E_{q2}}{Z_{12}}$ .

На рис. 6.18 представлені криві змінювання потужностей  $P_I$ ,  $P_{II}$  і сумарної потужності систем I і II  $P_{\Sigma} = P_I + P_{II}$  в залежності від взаємного кута  $\delta_{12}$ . Із співвідношення (6.29) можна визначити максимуми характеристик

потужностей  $P_{I \text{ гран.}}$  і  $P_{II \text{ гран.}}$ , що представляють собою дійсні межі потужностей систем. Ці максимуми досягаються відповідно для I і II систем, коли:

$$\sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) = 1, \quad \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}) = -1.$$

або  $P_I = P_{I \text{ гран.}}$  якщо  $\delta_{12} = 90^\circ + \alpha_{12}$  – для I-ої системи;

$P_{II} = P_{II \text{ гран.}}$  якщо  $\delta_{12} = -90^\circ - \alpha_{12}$  – для II-ої системи.

Коефіцієнти запасу по статичній стійкості при цьому визначаються:

$$k_{\text{ст. I}} = \frac{P_{I \text{ гран.}} - P_{I0}}{P_{I0}} \cdot 100 \%, \quad k_{\text{ст. II}} = \frac{P_{II \text{ гран.}} - P_{II0}}{P_{II0}} \cdot 100 \%$$

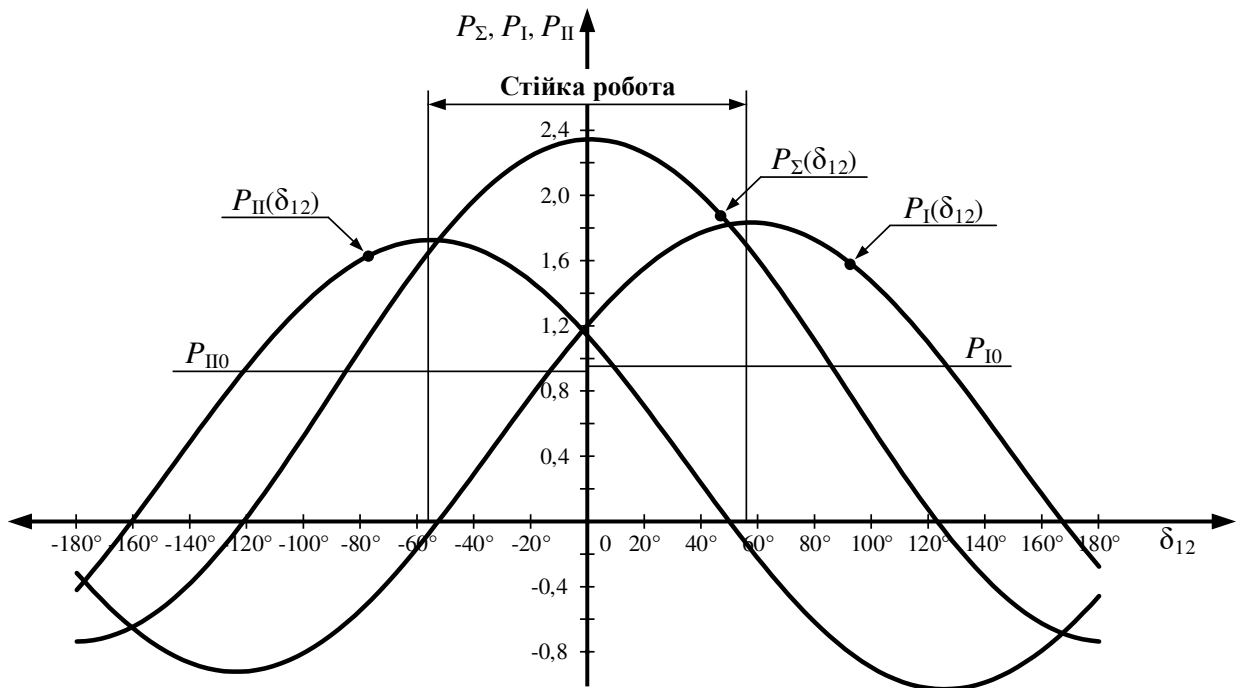


Рисунок 6.18 – Криві змінювання потужностей  $P_I$ ,  $P_{II}$ ,  $P_\Sigma$  у залежності від взаємного кута

**6.4 Динамічна стійкість системи I в ідеалізованих умовах ( $S_{II} = \infty$ ,  $E' = \text{const}$ )**

#### 6.4.1 Вихідний режим

Метою дослідження динамічної стійкості будь-якої системи є визначення тих аварійних режимів, що можуть при великих збуреннях (раптові стрибки навантаження, відключення генераторів, відключення ліній і трансформаторів, короткого замикання) викликати порушення стійкості [1 – 6]. Істотним при

аналізі динамічної стійкості є також питання визначення максимальної потужності у вихідному режимі, на який можна загрузити систему, щоб при аварії вона виявилася на межі стійкості.

Для аналізу динамічної стійкості розглянемо найпростішу систему, що працює через трансформатори і дволанцюгову лінію електропередачі на шини нескінченної потужності. Розрахункова схема такої системи представлена на рис. 6.19, а заступна схема системи у вихідному режимі зображена на рис. 6.20.

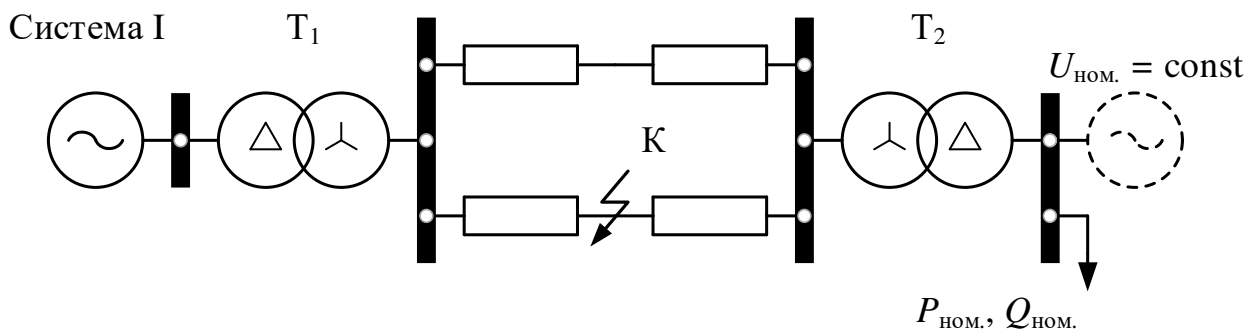


Рисунок 6.19 – Розрахункова схема системи для аналізу динамічної стійкості

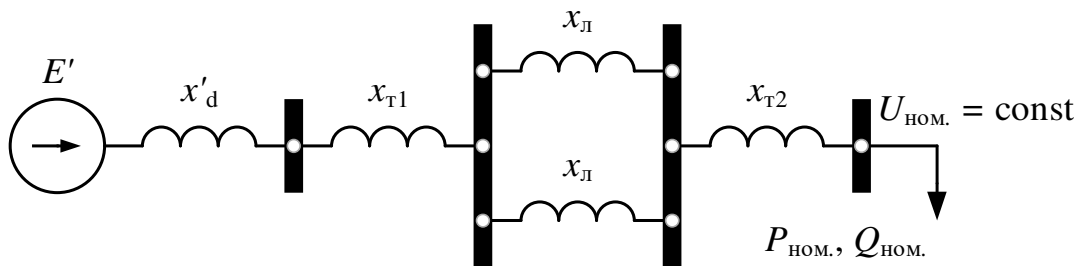


Рисунок 6.20 – Заступна схема системи у вихідному режимі

До виникнення збурення досліджувана система є симетричною і працює стійко, при цьому дотримується баланс потужності: активної  $P_T = P_G = P_{НОМ.}$  і реактивної  $Q_G = Q_{НОМ.} + \Delta Q_{втрат.}$ . Тут  $P_T$ ,  $P_G$ ,  $Q_G$ ,  $\Delta Q_{втрат.}$  – відповідно активна потужність турбіни і генераторів, реактивна потужність генераторів і втрати реактивної потужності в індуктивних опорах системи.

Електромагнітна потужність найпростішої системи (рис. 6.2) у вихідному режимі дорівнює:

$$P_{вих.} = \frac{E_q \cdot U_{НОМ.}}{x_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta. \quad (6.30)$$

Однак використання формули (6.30) для аналізу динамічної стійкості складно, тому що синхронна ЕРС  $E_q$ , у момент збурення змінюється стрибком.

Результуюче ж потокозчеплення обмотки збудження генератора й обумовлена ним перехідна ЕРС  $E'$  у момент збурення не міняються і тому її можна використовувати для характеристики стану системи у вихідному режимі й у початковий момент раптового порушення режиму [1 – 3].

Перехідну ЕРС  $E'$  і кут  $\delta'_0$  у вихідному режимі можна одержати використовуючи відомі формули (6.8), ввівши генератор у заступну схему вихідного режиму опором  $x'_{d\Sigma}$ :

$$E' = \sqrt{\left( U_{\text{НОМ.}} + \frac{Q_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x'_{d\Sigma} \right)^2 + \left( \frac{P_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x'_{d\Sigma} \right)^2},$$

$$\delta' = \arctg \frac{\frac{P_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x'_{d\Sigma}}{U_{\text{НОМ.}} + \frac{Q_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x'_{d\Sigma}}, \quad (6.31)$$

де  $x'_{d\Sigma} = x'_d + x_{\text{зОВН.}}$ ,  $x_{\text{зОВН.}} = x_{T1} + x_{T2} + \frac{x_{\text{Л}}}{2}$ .

Тут кут  $\delta'_0$  між напругою у вузлі навантаження  $U_{\text{НОМ.}}$  і ЕРС  $E'$  надалі будемо позначати  $\delta$ . Еквівалентна заступна схема системи у вихідному режимі представлена на рис. 6.21.

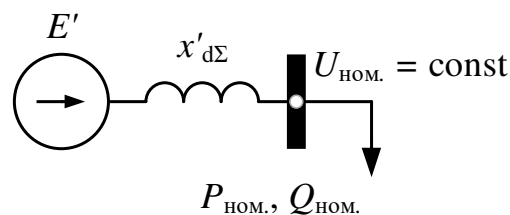


Рисунок 6.21 – Еквівалентна заступна схема системи у вихідному режимі

З урахуванням прийнятих допущень вираз для електромагнітної потужності у вихідному режимі має вид:

$$P_{\text{вих.}} = \frac{E' \cdot U_{\text{НОМ.}}}{x'_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta. \quad (6.32)$$

На рис. 6.22 зображений графік змінювання  $P_{\text{вих.}}$  в залежності від кута  $\delta$ . Межа переданої потужності у вихідному режимі досягається при  $\delta = 90^\circ$  і дорівнює:

$$P_{\text{гран. вих.}} = \frac{E' \cdot U_{\text{НОМ.}}}{x'_{d\Sigma}}$$

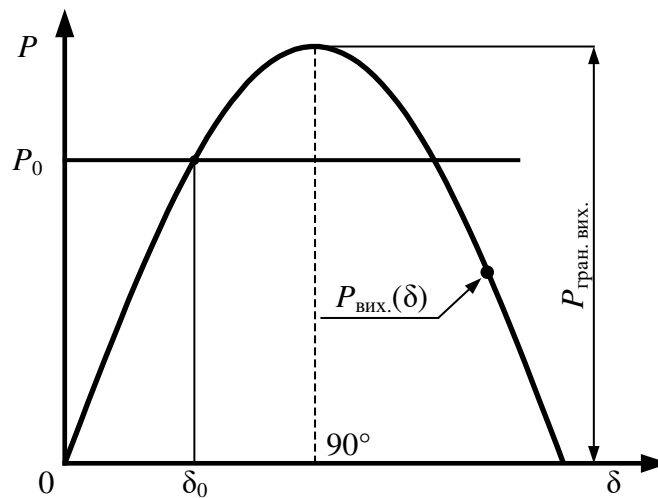


Рисунок 6.22 – Графік зміни  $P_{\text{вих.}}$  в залежності від кута  $\delta$

#### 6.4.2 Аварійний режим

З усіх видів аварій найбільш небезпечними є коротке замикання, причому найбільш небезпечним у відношенні стійкості є трифазне КЗ. При дослідженні стійкості системи важливо знати змінювання електромагнітної потужності, тому що при допущенні  $P_T = \text{const}$  вона визначає надлишковий момент на валу генератора і, відповідно, характер зміни кута  $\delta$ . При аналізі динамічної стійкості системи при КЗ (у загальному випадку несиметричному), як правило, використовується метод симетричних складових, при якому несиметрична система розглядається у виді сукупності симетричних складових (прямої, зворотної і нульової послідовностей) [1–4]. При розгляді перехідних електромеханічних процесів в умовах несиметричних КЗ у мережі можна вважати, що електромагнітна потужність генераторів визначається практично струмами прямої послідовності, тому що струми нульової послідовності в ланцюзі генератора не циркулюють (при з'єднанні трансформаторів за схемою  $\Delta/Y_0$ ), а струми зворотної послідовності створюють потік, що обертається

відносно ротора з подвійною частотою і виникаючий при цьому обертаючий момент подвійної частоти змінюється так, що його середнє значення близьке до нуля, і ротор не встигає реагувати на коливання моменту з подвійною частотою) [1 – 3].

Таким чином, для аналізу динамічної стійкості при несиметричному КЗ потрібно скласти заступну схему аварійного режиму системи, з якої можна визначати струми прямої послідовності й електромагнітну потужність генератора.

Заступна схема системи в аварійному режимі (рис. 6.23) для визначення електромагнітної потужності генераторів  $P_{\text{авар.}}$  при несиметричному КЗ відрізняється від заступної схеми системи у вихідному режимі тим, що в місці КЗ (у точці а) включений еквівалентний шунтуючий опір КЗ  $x_{\Delta}$ . Значення цього опору залежить від виду короткого замикання і рівне:

$$x_{\Delta}^{(1)} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} \text{ – для однофазного КЗ;}$$

$$x_{\Delta}^{(2)} = x_{2\Sigma} \text{ – для двофазного КЗ;}$$

$$x_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \text{ – для двофазного КЗ на землю;}$$

$$x_{\Delta}^{(3)} = 0 \text{ – для трифазного КЗ.}$$

Тут  $x_{0\Sigma}$  і  $x_{2\Sigma}$  опори заступної системи відповідно струмами нульової і зворотної послідовностей відносно місця КЗ.

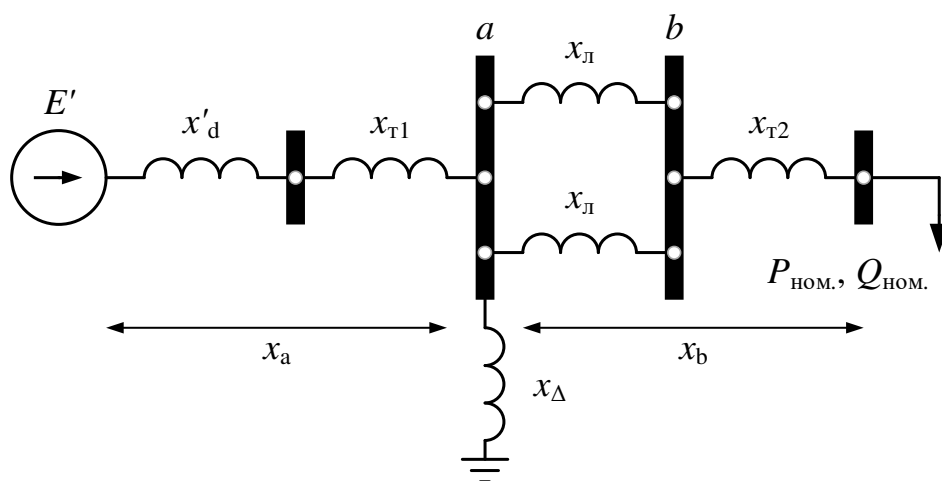


Рисунок 6.23 – Заступна схема системи в аварійному режимі

При прийнятих у вихідній розрахунковій схемі системи схемах з'єднання обмоток трансформаторів можна скласти заступну схему зворотної (рис. 6.24) і нульової (рис. 6.25) послідовностей системи. Еквівалентні опори відносно місця КЗ визначаються по формулах:

$$x_{2\Sigma} = \frac{(x_{2Г} + x_{2Т1}) \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot x_{2Л} + x_{2Т2} \right)}{x_{2Г} + x_{2Т1} + \frac{1}{2} \cdot x_{2Л} + x_{2Т2}},$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_{0Т1} \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot x_{0Л} + x_{0Т2} \right)}{x_{0Т1} + \frac{1}{2} \cdot x_{0Л} + x_{0Т2}}. \quad (6.33)$$

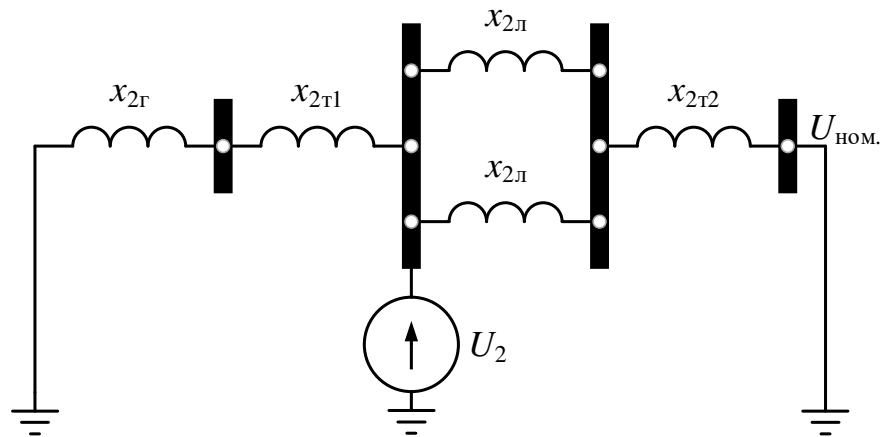


Рисунок 6.24 – Заступна схема зворотної послідовності

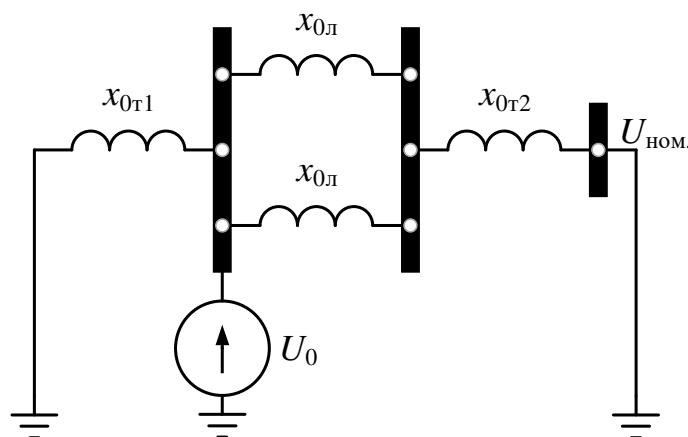


Рисунок 6.25 – Заступна схема нульової послідовності

У заступній схемі системи в аварійному режимі генератор представляється ЕРС  $E'$  за опором  $x'_d$ . Це зв'язано з тим, що в порівнянні з

часом протікання перехідного процесу стала часу загасання  $E'$  має значно більше значення [1 – 3].

Приведемо схему (рис. 6.34) до трипроменевої зірки з опорами  $x_a$ ,  $x_b$ ,  $x_\Delta$  (рис. 6.26).

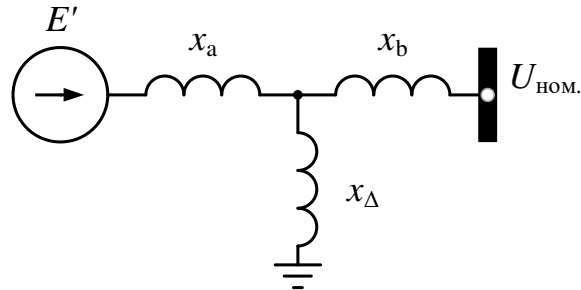


Рисунок 6.26 – Трипроменева заступна схема

Перетворивши зірку в трикутник, одержимо П-образну схему зв'язку генераторів системи I із шинами незмінної напруги (рис. 6.27).

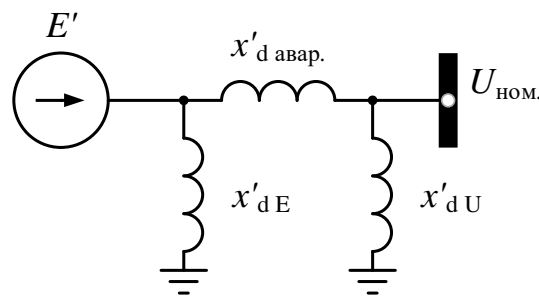


Рисунок 6.27 – П-образна заступна схема системи при КЗ

$$\begin{aligned}
 x'_{d \text{ авар.}} &= x_a + x_b + \frac{x_a \cdot x_b}{x_\Delta}, \\
 x'_{d U} &= x_b + x_\Delta + \frac{x_b \cdot x_\Delta}{x_a}, \\
 x'_{d E} &= x_a + x_\Delta + \frac{x_a \cdot x_\Delta}{x_b}.
 \end{aligned}
 \tag{6.34}$$

Отже, вся активна потужність генераторів системи I направляється до шин нескінченної потужності через опір  $x'_{d \text{ авар.}}$ , що є еквівалентним опором системи в аварійному режимі. Вираз для характеристики електромагнітної потужності в аварійному режимі буде мати вигляд:

$$P_{\text{авар.}} = \frac{E' \cdot U_{\text{ном.}}}{x'_{d \text{ авар.}}} \cdot \sin \delta = P_{\text{гран. авар.}} \cdot \sin \delta,
 \tag{6.35}$$

де межа переданої потужності в аварійному режимі дорівнює

$$P_{\text{гран. авар.}} = \frac{E' \cdot U_{\text{ном.}}}{x'_{\text{д авар.}}}$$

Оскільки  $x'_{\text{д}\Sigma} < x'_{\text{д авар.}}$ , то  $P_{\text{гран. авар.}} < P_{\text{гран. вих.}}$  тобто максимум характеристики  $P_{\text{авар.}}(\delta)$  (рис. 6.28) лежить нижче максимуму характеристики  $P_{\text{вих.}}(\delta)$ . Це призводить до того, що коли у вихідному стані режим системи визначається точкою «а» на характеристиці  $P_{\text{вих.}}(\delta)$  (рис. 6.28), то при КЗ відбувається перехід на аварійну характеристику  $P_{\text{авар.}}(\delta)$  (точка в) внаслідок того, що кут  $\delta$  миттєво змінитися не може (існує механічна інерція ротора) і потужність, яка віддається генератором зменшується до  $P'_0$ . Потужність турбіни залишається незмінною на всьому часовому проміжку перехідного процесу через значну інерційність регуляторів турбін.

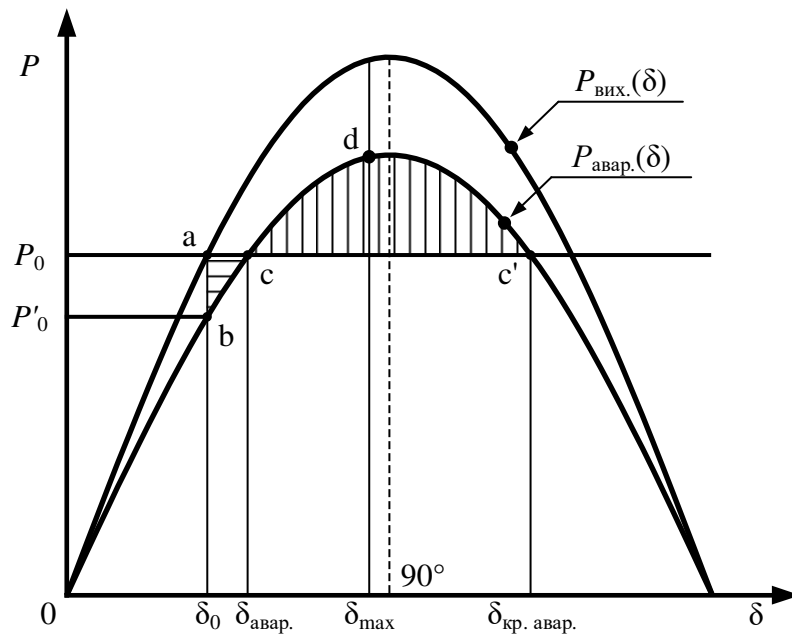


Рисунок 6.28 – Характеристика потужності при КЗ

Нерівність потужностей призводить до появи на валу генератора надлишкового моменту, під дією якого ротор починає прискорюватися, що в свою чергу призводить до зростання відносної швидкості векторів  $E'$ . Потужність генератора починає зростати і на характеристиці  $P_{\text{авар.}}(\delta)$  робоча точка прямує в напрямку точки с. При досягненні точки с надлишковий момент

$\Delta M = \frac{P_0 - P_{\text{авар.}}}{\omega}$  дорівнює нулю, відносна швидкість ротора тут максимальна і

ротор по інерції проходить точку  $c$ . Надалі при рості кута  $\delta$  потужність, що віддається генератором, стає більше потужності турбіни і надлишковий момент змінює знак, що призводить до зменшення відносної швидкості векторів  $U_{\text{ном.}}$  і  $E'$ . Припустимо, що на характеристиці  $P_{\text{авар.}}(\delta)$  існує така точка  $d$ , в якій швидкість обертання векторів ЕРС  $E'$  і напруги  $U_{\text{ном.}}$  рівна (відносна швидкість дорівнює 0). Отже ріст кута припиняється, досягши свого максимального значення  $\delta_{\text{max}}$ . Однак унаслідок нерівності потужностей турбіни і генератора на валу існує надлишковий гальмівний момент під дією якого кут  $\delta$  починає зменшуватися і робоча точка на характеристиці  $P_{\text{авар.}}(\delta)$  переміщається до точки  $c$  у зворотному напрямку. Пройшовши по інерції точку  $c$ , ротор у своєму відносному русі зупиняється, а потім знову прискорюється. Після ряду коливань з поступово загасаючою амплітудою відносний рух ротора припиниться й установиться новий сталий режим з попереднім значенням потужності генератора  $P_0$  і новим значенням кута  $\delta$ . Система при такому результаті є стійкою в аварійному режимі. Якби в процесі гальмування після проходження точки  $c$  аж до досягнення ротором критичного кута  $\delta_{\text{крит. авар.}} = \pi - \delta_{\text{авар.}}$  (точка  $c'$ ) відносна швидкість знизилася до нуля, то після проходження точки  $c'$  надлишковий момент на валу стане прискорюючим і генератор випаде із синхронізму. Така якісна картина динамічного режиму системи при КЗ. Необхідно визначити кількісні характеристики, що дозволяють визначити стійкість системи. При динамічному режимі генератора відбуваються безупинні хитання генератора зі зміною кутової швидкості  $\omega$ . Так як при цьому  $\omega$  змінюється незначно, то з рівняння надлишкового моменту  $\Delta M = \frac{\Delta P}{\omega} = \frac{\Delta P_0}{\omega_0}$  випливає, що у відносних одиницях, за умови  $\omega_0 = 1$ , надлишковий момент у відносних одиницях дорівнює надлишку потужності. Для одержання критерію стійкості системи в аварійному режимі розглянемо роботу генератора у відносному русі. Елементарна робота дорівнює  $dA = \Delta P d\delta$  і витрачається на

зміну кінетичної енергії ротора. Робота, що виконується в період прискорення, витрачається на збільшення кінетичної енергії ротора і дорівнює [1 – 2]:

$$A_{\text{приск.}} = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{авар.}}} \Delta P d\delta = S_{\text{abc}}.$$

Максимально можлива робота, що виконується в період гальмування при переміщенні ротора визначається:

$$A_{\text{гальм.}} = \int_{\delta_{\text{авар.}}}^{\pi - \delta_{\text{авар.}}} \Delta P d\delta = S_{\text{cdc'}}. \quad (6.36)$$

де  $S_{\text{abc}}$  і  $S_{\text{cdc'}}$  – відповідно площі площадок розгону і можливого гальмування чисельно рівні роботі, що виконується надлишковим моментом.

Система буде стійкою в аварійному режимі, якщо  $S_{\text{abc}} \leq S_{\text{cdc'}}$  (рис. 6.28).

Або

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{\text{авар.}}} \Delta P d\delta - \int_{\delta_{\text{авар.}}}^{\pi - \delta_{\text{авар.}}} \Delta P d\delta \leq 0, \quad \Delta P = P_0 - P_{\text{гран. авар.}} \cdot \sin \delta. \quad (6.37)$$

Інтегруючи рівняння (6.37), можна одержати критерій перевірки стійкості системи в аварійному режимі у виді:

$$\sin \delta_{\text{авар.}} \cdot \left( \frac{180^\circ - \delta_{\text{авар.}} - \delta_0}{53,7^\circ} \right) - \cos \delta_{\text{авар.}} - \cos \delta_0 \leq 0, \quad (6.38)$$

де  $\delta_{\text{авар.}} = \arcsin \frac{P_0}{P_{\text{гран. авар.}}}$  – кут площадки гальмування в аварійному режимі.

Слід зазначити, якщо в аварійному режимі  $P_{\text{гран. авар.}} < P_0$ , то система – явно нестійка і перевірка за умови (6.38) не потрібна.

### 6.4.3 Післяаварійний режим

Якщо умова (6.38) не дотримується, тобто площадка розгону виявиться більше можливої площадки гальмування і система буде нестійка в аварійному режимі. Дуже часто стійкої роботи системи можна домогтися шляхом швидкого відключення ушкодженого ланцюга ЛЕП [1, 2, 4]. Система при цьому

переходить у післяаварійний режим роботи. Заступна схема системи після відключення КЗ має вигляд:

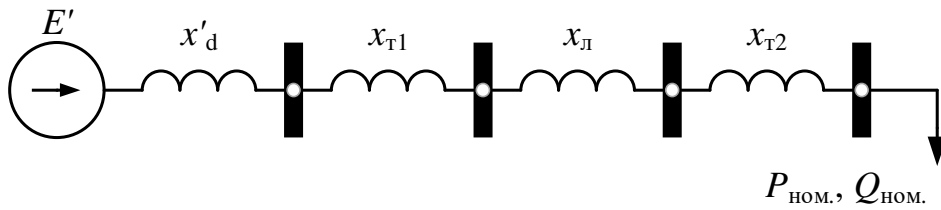


Рисунок 6.29 – Заступна схема системи в післяаварійному режимі  
Еквівалентний опір у післяаварійному режимі роботи системи:

$$x'_{d \text{ п/авар.}} = x'_d + x_{T1} + x_L + x_{T2}. \quad (6.39)$$

Рівняння для потужності системи при відключенні ланцюга має вид:

$$P_{\text{п/авар.}} = \frac{E' \cdot U_{\text{НОМ.}}}{x'_{d \text{ п/авар.}}} \cdot \sin \delta. \quad (6.40)$$

Оскільки  $x'_{d \text{ п/авар.}} > x'_{d \text{ авар.}}$ , тоді  $P_{\text{гран. п/авар.}} = \frac{E' \cdot U_{\text{НОМ.}}}{x'_{d \text{ п/авар.}}} > P_{\text{гран. авар.}}$ , тобто

максимум характеристики потужності  $P_{\text{гран. п/авар.}}$  у післяаварійному режимі більше максимуму характеристики  $P_{\text{гран. авар.}}$  в аварійному режимі.

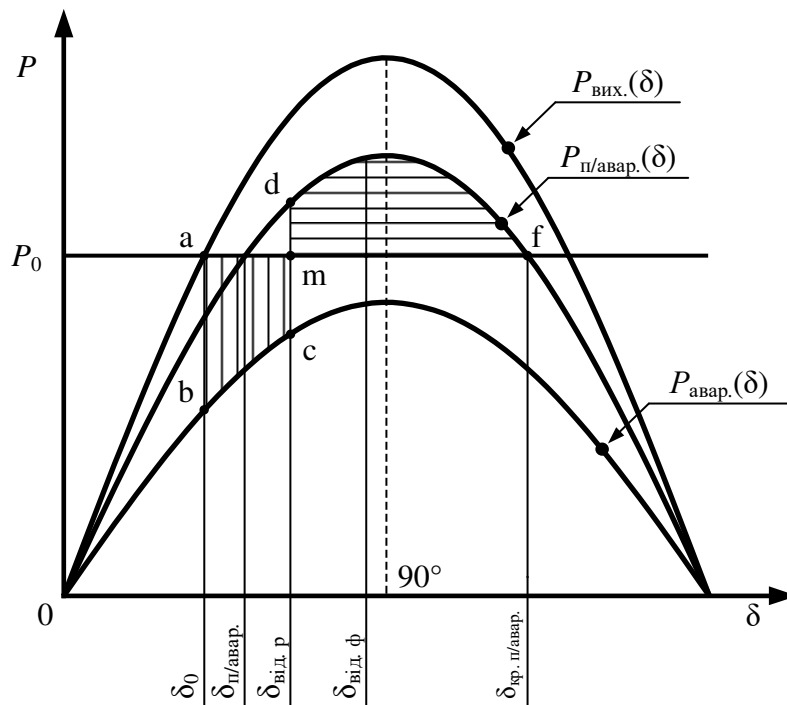


Рисунок 6.30 – Характеристика потужності при відключенні лінії

Використовуючи правило площин, можна знайти граничний розрахунковий кут відключення  $\delta_{\text{від. р}}$ , при якому необхідно зробити відключення ушкодженого ланцюга, щоб зберіглася стійкість системи. Цей кут визначається виходячи з умови рівності площадки розгону  $S_{\text{abcм}}$  і можливої площадки гальмування  $S_{\text{mdf}}$

$$S_{\text{mdf}} + S_{\text{abcм}} = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{від. р}}} (P_0 - P_{\text{гран. авар.}} \cdot \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{\text{від. р}}}^{\pi - \delta_{\text{п/авар.}}} (P_0 - P_{\text{гран. п/авар.}} \cdot \sin \delta) d\delta = 0. \quad (6.41)$$

Розв'язавши рівняння відносно  $\delta_{\text{від. р}}$ , одержимо:

$$\delta_{\text{від. р}} = \arccos \left( \frac{1}{P_{\text{гран. п/авар.}} - P_{\text{гран. авар.}}} \cdot \left( P_0 \cdot \left( \frac{180^\circ - \delta_{\text{п/авар.}} - \delta_0}{53,7^\circ} \right) - P_{\text{гран. авар.}} \cdot \cos \delta_0 - P_{\text{гран. п/авар.}} \cdot \cos \delta_{\text{п/авар.}} \right) \right), \quad (6.42)$$

де  $\delta_{\text{п/авар.}}$  – кут початку площадки гальмування в після аварійному режимі, що визначається з виразу:

$$\delta_{\text{п/авар.}} = \arcsin \frac{P_0}{P_{\text{гран. п/авар.}}}. \quad (6.43)$$

Знання кута  $\delta_{\text{від. р}}$  ще не дозволяє судити про стійкість системи. У реальних системах КЗ відключається через фактичний час відключення  $t_{\text{від. ф}}$ , що складається з часу дії релейного захисту  $t_{\text{рз}}$  і повного часу відключення вимикача  $t_{\text{відкл.}}$ :

$$t_{\text{від. ф}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{відкл.}} \quad (6.44)$$

Якщо за час  $t_{\text{від. ф}}$  фактичний кут відключення  $\delta_{\text{від. ф}}$  не перевищив розрахунковий кут відключення  $\delta_{\text{від. р}}$ , то система буде стійка в післяаварійному режимі, у противному випадку – нестійка.

Для визначення  $\delta_{\text{від. ф}}$  необхідно знайти залежність  $\delta(t)$  проінтегрувавши рівняння руху генератора:

$$\frac{T_j}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_0 - P_{\text{гран.}} \cdot \sin \delta. \quad (6.45)$$

Рівняння (6.45) нелінійне і його не можна розв'язати аналітично. Дане рівняння можна розв'язати методами чисельного інтегрування, зокрема за допомогою методу послідовних інтервалів [2]. Застосування даного методу для розв'язати рівняння (6.45) достатньо докладно розглядається в лекційному курсі. Сутність методу полягає в наступному. Весь проміжок часу  $t_{\text{від. ф}}$  розбивається на декілька інтервалів часу  $\Delta t$ , кожний з яких характеризується початковими, кінцевими і середніми значеннями швидкості, прискорення і кута. Початкові значення величин у наступних інтервалах будуть рівні кінцевим у попередніх. Якщо  $\Delta t$  достатньо мале, то в межах кожного інтервалу надлишок потужності  $\Delta P$  і прискорення  $a = \frac{360 \cdot f_0 \cdot \Delta P}{T_j}$  можна вважати незмінним (тут  $f_0$  – частота, Гц;  $T_j$  – механічна стала часу ротора генератора, сек;  $a$  – прискорення ротора генератора, град/с<sup>2</sup>;  $\Delta P$  – надлишкова потужність).

Розрахунок  $\delta(t)$  по методу послідовних інтервалів зручно вести в табличній формі. Алгоритм розрахунку представлений у табл. 6.1. У ній  $n$ -число інтервалів на які розбивається проміжок часу  $t_{\text{від. ф}}$ . Значення величини коефіцієнта  $k = \frac{360 \cdot f_0 \cdot \Delta t^2}{T_j}$  для першого інтервалу варто брати в два рази меншим. Інтервал  $\Delta t$  вибирається як правило рівним 0,01 – 0,025 (сек.).

Таблиця 6.1 – Алгоритм розрахунку

№ з/п	Розрахункові формули	Аварійний режим					
		$1 \cdot \Delta t$	$2 \cdot \Delta t$	$3 \cdot \Delta t$	...	...	$n \cdot \Delta t$
1	$\delta_{(n-1)}$	$\delta'$					
2	$\sin \delta_{(n-1)}$						
3	$P_{\text{гран. авар.}}$						
4	$P_{\text{гран. авар.}} \cdot \sin \delta_{(n-1)}$						
5	$P_0$						
6	$\Delta P_{(n)} = (5) - (4)$						

Продовження таблиці 6.1

7	$k = \frac{360 \cdot f_0 \cdot \Delta t^2}{T_j}$	$k / 2$	$k$	$k$	$k$	$k$	$k$
8	$k \cdot \Delta P_{(n)}$						
9	$\Delta \delta_{(n-1)}$	0					
10	$\Delta \delta_{(n)} = (8) + (9)$						
11	$\delta_{(n)} = (10) + (1)$						

#### 6.4.4 Режим роботи системи після дії автоматики повторного включення (АПВ)

Якщо після розрахунку фактичного кута відключення  $\delta_{\text{від. ф}}$  методом послідовних інтервалів виявиться, що  $\delta_{\text{від. ф}} > \delta_{\text{від. р}}$ , то система буде нестійкою в післяаварійному режимі, і необхідні додаткові заходи для забезпечення її стійкості. Значна частина КЗ на ЛЕП обумовлена грозовими розрядами і носить непостійний характер, якщо після відключення лінії через визначений проміжок часу рівний часу деіонізації дугового проміжку  $t_{\text{деіон.}}$  на ЛЕП знову подати напругу, то нормальні умови системи можуть бути відновлені і стійкість збережена. Даний режим ЛЕП реалізується за допомогою автоматики повторного включення (АПВ) [1 – 4, 6].

Розглянемо характеристики потужності системи у вихідному  $P_{\text{вих.}}(\delta)$  аварійному  $P_{\text{авар.}}(\delta)$  і післяаварійному режимах  $P_{\text{п/авар.}}(\delta)$ . При фактичному куті відключення  $\delta_{\text{від. ф}}$ , визначеному методом послідовних інтервалів для часу  $t_{\text{від. ф}}$ , як видно з рис. 6.31, площадка розгону  $S_{\text{abcн}}$  виявилася більше можливої площадки гальмування в післяаварійному режимі  $S_{\text{mdef}}$  а система нестійкою. Якщо в якийсь момент часу після проходження ротором точки d на ділянці гальмування за допомогою АПВ відновити схему, то після переходу на вихідну характеристику  $P_{\text{вих.}}(\delta)$  значно збільшується потужність, що віддається генератором, і можлива площадка гальмування, що обмежена кривою «m d e h k f g».

Використовуючи правило площин можна, знайти розрахунковий кут АПВ  $\delta_{\text{АПВр}}$ , при якому необхідно зробити повторне включення, щоб система зберегла

стійкість. Запишемо рівняння рівності площадки розгону  $\delta_{abcm}$  і можливих площадок гальмування  $\delta_{mdeg}$  і  $\delta_{ghk}$ :

$$S_{abcm} + S_{mdeg} + S_{ghk} = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{від. ф}}} (P_0 - P_{\text{гран. авар.}} \cdot \sin \delta) d\delta +$$

$$+ \int_{\delta_{\text{від. ф}}}^{\delta_{\text{АПВР}}} (P_0 - P_{\text{гран. п/авар.}} \cdot \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{\text{АПВР}}}^{\pi - \delta_0} (P_0 - P_{\text{гран. вих.}} \cdot \sin \delta) d\delta = 0. \quad (6.46)$$

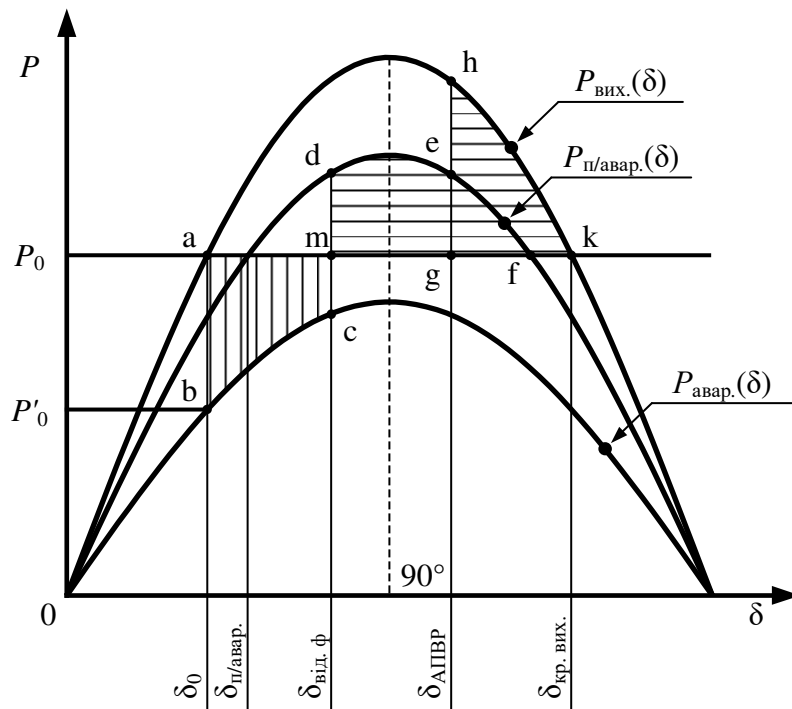


Рисунок 6.31 – Характеристика потужності при АПВ

Розв'язавши дане рівняння відносно кута  $\delta_{\text{АПВР}}$ , одержимо:

$$\delta_{\text{АПВР}} = \arccos \left( \frac{1}{P_{\text{гран. вих.}} - P_{\text{гран. п/авар.}}} \cdot \left( P_0 \cdot \left( \frac{180^\circ - 2 \cdot \delta_0}{53,7^\circ} \right) - \cos \delta_{\text{від. ф}} \cdot \right. \right.$$

$$\left. \left. \cdot (P_{\text{гран. п/авар.}} - P_{\text{гран. авар.}}) - \cos \delta_0 \cdot (P_{\text{гран. вих.}} + P_{\text{гран. авар.}}) \right) \right). \quad (6.47)$$

Як і у випадку перевірки стійкості системи в післяаварійному режимі, для оцінки її стійкості в режимі після АПВ необхідно враховувати фактичний час повторного включення ушкодженого ланцюга  $t_{\text{АПВФ}}$ , що визначає величину фактичного кута, при якому відбувається повторне включення  $\delta_{\text{АПВФ}}$  – фактичний час повторного включення можна визначити:

$$t_{\text{АПВФ}} = t_{\text{від. ф}} + t_{\text{деіон.}} \quad (6.48)$$

де  $t_{\text{деіон.}}$  – час деіонізації дугового проміжку.

Якщо за час  $\delta_{\text{АПВФ}}$  фактичний кут, при якому відбувається повторне включення не перевищить відповідний розрахунковий кут  $\delta_{\text{АПВР}}$ , то система буде стійка в режимі після АПВ, у противному випадку нестійка. Розрахунок кута  $\delta_{\text{АПВ}}$  ведеться методом послідовних інтервалів у табличній формі (табл. 6.2). Відомою величиною є  $\delta_{\text{від. ф}}$ , що був розрахований раніше при оцінці стійкості системи в післяаварійному режимі.

При розрахунках  $\delta_{\text{АПВФ}}$  доводиться визначати приріст кута на граничному інтервалі (інтервал на початку якого відбувається відключення ушкодженого ланцюга). У нашому випадку (табл. 6.2) це  $(n+1)$ -й інтервал, де надлишок потужності на початку цього інтервалу (рис. 6.32) миттєво змінюється від деякої величини  $\Delta P'_{(n+1)}$  до  $\Delta P''_{(n+1)}$ .

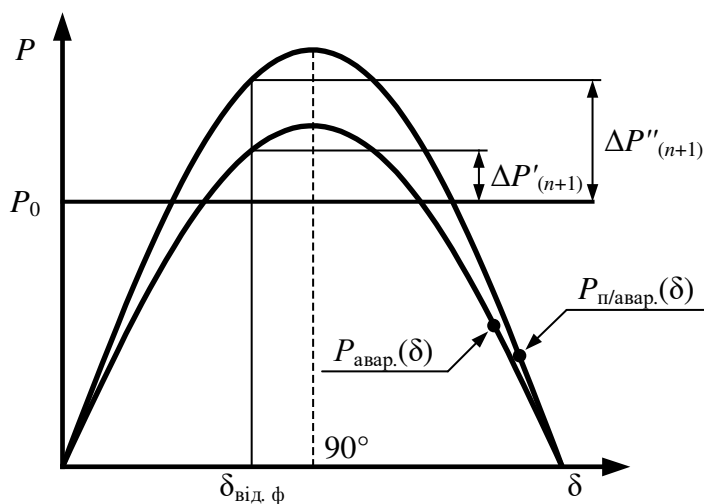


Рисунок 6.32 – Залежність надлишку потужності при КЗ і його відключенні

Значення надлишку потужності при обчисленні приросту кута на  $(n + 1)$  інтервалі визначається як середнє з  $\Delta P'_{(n+1)}$  і  $\Delta P''_{(n+1)}$ :

$$\Delta P_{(n+1)} = \frac{\Delta P'_{(n+1)} + \Delta P''_{(n+1)}}{2}.$$

Далі після граничного, й аж до  $m$ -го інтервалу розрахунок проводиться як і при аварійному режимі.

Таблиця 6.2 – Алгоритм розрахунку

№ з/п	Розрахункові формули	Аварійний режим					
		$1 \cdot \Delta t$	$2 \cdot \Delta t$	$3 \cdot \Delta t$	...	...	$n \cdot \Delta t$
1	$\delta_{(n-1)}$						
2	$\sin \delta_{(n-1)}$						
3	$P_{\text{гран. авар.}}$						
4	$P_{\text{гран. авар.}} \cdot \sin \delta_{(n-1)}$						
5	$P_0$						
6	$\Delta P_{(n)} = (5) - (4)$						
7	$k = \frac{360 \cdot f_0 \cdot \Delta t^2}{T_j}$	$k / 2$	$k$	$k$	$k$	$k$	$k$
8	$k \cdot \Delta P_{(n)}$						
9	$\Delta \delta_{(n-1)}$						
10	$\Delta \delta_{(n)} = (8) + (9)$						
11	$\delta_{(n)} = (10) + (1)$						

Продовження таблиці 6.2

№ з/п	Розрахункові формули	Граничний інтервал	Післяаварійний режим		
		$(n+1) \cdot \Delta t$	$(n+2) \cdot \Delta t$	...	$m \cdot \Delta t$
1	$\delta_{(n-1)}$				
2	$\sin \delta_{(n-1)}$				
3	$P_{\text{гран. авар.}}$				
4	$P_{\text{гран. авар.}} \cdot \sin \delta_{(n-1)}$				
5	$P_0$				
6	$\Delta P_{(n)} = (5) - (4)$	$\Delta P_{(n+1)}$			
7	$k = \frac{360 \cdot f_0 \cdot \Delta t^2}{T_j}$	$k$	$k$	$k$	$k$
8	$k \cdot \Delta P_{(n)}$				
9	$\Delta \delta_{(n-1)}$				
10	$\Delta \delta_{(n)} = (8) + (9)$				
11	$\delta_{(n)} = (10) + (1)$				

## **7 РЕЖИМНА НАДІЙНІСТЬ ЕЕС ПРИ ВІДКЛЮЧЕННЯХ ОКРЕМИХ ОДИНИЦЬ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ**

Аналіз практики експлуатації ЕЕС країн промислово розвинених країн показує, що всі найбільші системні аварії останнього часу, які відбулися в США (1997 р.), Канаді (2003 р.), Італії (2003 р.), Росії (2005 – 2015 р.), викликані неповною відповідністю діючої системи підтримки надійності функціонування енергооб'єктів та енергооб'єднань новим ринковим умовам [7, 8].

Наразі існує велика кількість зовнішніх та внутрішніх факторів, які можуть призводити до зниження надійності функціонування ЕЕС, а також до перерв у електропостачанні. Деякі зовнішні фактори не можуть бути усунені (небезпечні природні явища, аварії в магістральних електричних мережах і ін.). Проте необхідно передбачити схемно-режимні заходи, що знижують масштаб негативних наслідків, організацію роботи щодо компенсації за недовідпущення електроенергії.

Для подолання цих проблем потрібно введення системи моніторингу кількісних оцінок і управління надійністю та ризиком, страхування відповідальності, санкцій та ін. стосовно конкретних класів та категорій надійності електропостачання споживачів.

Вирішення поставлених задач потребує розробки відповідних підходів, методів і моделей та програмного забезпечення оцінки режимної надійності при збуреннях в ЕЕС з урахуванням вищезазначених факторів [7, 8]

### **7.1 Статична та динамічна режимна надійність**

У відповідності з [8, 12] режимна надійність електроенергетичної системи трактується як здатність електричної мережі зберігати задані режими функціонування при зміні умов, відмовах елементів та раптових збуреннях, не допускаючи каскадного розвитку аварії з масовим порушенням електропостачання споживачів. Розрізняють статичну і динамічну режимну надійність ЕЕС. Оцінка статичної режимної надійності не передбачає

врахування динамічних перехідних процесів в ЕЕС. Математична модель ЕЕС обмежується рівняннями для розрахунку усталених режимів. Динамічна режимна надійність пов'язана із урахуванням динаміки поведінки ЕЕС [8, 11]. При цьому зазвичай використовують нелінійну математичну модель для розрахунку перехідних процесів в ЕЕС.

В загальному випадку при моделюванні первинних збурень в ЕЕС враховується можливість розвитку аварій внаслідок перевантажень елементів, неприпустимого зниження напруг і роботи релейного захисту та автоматики. Дані фактори враховують при дослідженні як статичної так і динамічної режимної надійності ЕЕС [8, 11].

## **7.2 Методи і критерії оцінки режимної надійності**

У світовій і вітчизняній практиці для забезпечення режимної надійності основної електричної мережі, її традиційно проєктують так, щоб при аварійних ситуаціях, пов'язаних з втратою (аварійним відключенням) елемента мережі, в нормальному режимі при проходженні максимуму навантаження ЕЕС, не призводило до порушення якісного електропостачання споживачів, а також нормальної роботи електростанцій.

Під якісним постачанням електроенергією споживачів, а також нормальної роботи електростанцій слід розуміти відсутність [3, 5, 7]: обмеження енергоспоживання; перевантажень обладнання електростанцій, підстанцій і ліній електропередачі; відхилень напруги і частоти небезпечних для генеруючого обладнання і споживачів електроенергії, обладнання електромереж; порушення стійкості ЕЕС.

Цей підхід ґрунтується на принципі надлишковості і називається критерієм  $N - 1$ . Хоча, також можлива побудова енергосистеми за критерієм  $N - i$  ( $i$  – число одночасно відключених елементів), але реально на практиці цей принцип реалізується рідко внаслідок значної затратності такого резервування. Це потребує розвитку методів оцінки режимної надійності ЕЕС та заходів по її підвищенню.

Даний критерій є одним з основних критеріїв при аналізі режимної надійності, який в [8 – 12] пропонується трактувати наступним чином:

- у формулі  $N - 1$  одиниця, є збуренням, а не елементом енергосистеми;
- після збурення – збереження стійкої роботи енергосистеми і відновлення її нормального режиму при нормативних збуреннях. З іншого боку, критерій  $N - 1$  вважається недотриманим [8 – 10], якщо в енергосистемі сталася аварійна ситуація (порушення стійкості, відхилення режимних параметрів більше аварійно допустимих і ін.) в результаті: збурення, важче нормативного збурення; нормативне збурення протягом нормативного часу післяаварійного режиму, відповідного фази вторинного регулювання режиму; ненормативної серії послідовних нормативних збурень.

Таким чином, визначення надійності енергосистем, в межах традиційних уявлень, полягає в тому, щоб перевірити виконання критерію  $N - 1$  при заданому режимі ЕЕС.

Такий підхід до оцінки надійності підсистем ЕЕС є детерміністичним, оскільки він враховує тільки регламентований набір ситуацій і не враховує імовірність їх появи для підсистем ЕЕС, що розглядається. Він характеризує імовірність опосередковано, за ознаками відповідності нормативним вимогам і не дає кількісної характеристики надійності енергосистеми. Ці обставини призводять до необхідності розвитку методів оцінки режимної надійності ЕЕС та заходів по її підвищенню надійності [7, 9 13], оскільки детермінований критерій  $N - 1$  не є досконалим.

### **7.3 Імовірісно-статистичне моделювання для визначення показників режимної надійності ЕЕС**

Найбільш перспективним підходом до оцінки надійності функціонування ЕЕС є імовірнісний підхід, згідно з яким аналізуються аварійні відключення елементів ЕЕС з визначенням імовірнісних характеристик таких подій і їх наслідків. З розвитком ринкових відносин в електроенергетиці України, за яких надійність розглядається як послуга, яку необхідно кількісно визначити, оцінка надійності імовірнісними методами є більш об'єктивною і повною.

Імовірнісний підхід до оцінки надійності ЕЕС включає множину імовірнісно-статистичних методів, в яких статистичні оцінки використовують для визначення показників надійності елементів ЕЕС, а математична модель функціонування ЕЕС будується на теорії випадкових процесів.

Математичні моделі функціонування ЕЕС в рамках імовірнісного підходу для оцінки надійності ЕЕС, ґрунтується на використанні двох основних методів: аналітичного та статистичного моделювання [7, 11 – 16].

Найбільш поширеним методом оцінки імовірнісної складової ризику для систем енергетики, характерною особливістю яких є багатоеlementність, складність структури та значний рівень зношеності електрообладнання є використання методів статистичного моделювання.

Оцінка режимної надійності підсистем ЕЕС статистичним моделюванням по заданій моделі функціонування здійснюється шляхом імітації випадкового процесу змінення стану електричної мережі, який визначається на розрахунковому інтервалі часу (зазвичай рік). Числова характеристика, яка визначається – показник надійності підсистеми ЕЕС оцінюється статистично за її математичному очікуванню після низки випробувань, що відповідає методам Монте-Карло [13, 15, 16].

При цьому для кожного стану підсистеми ЕЕС, пов'язаного з відмовою її елемента, перевіряють можливість нормального функціонування підсистем ЕЕС. Для цього потрібно розрахувати відповідний післяаварійний режим, а у випадку дефіцитних післяаварійних режимів здійснити оптимальне обмеження навантаження.

## **7.4 Оцінка режимної надійності з використанням показників ризику**

### **7.4.1 Визначення поняття ризику**

В якості показника для оцінки режимної надійності ЕЕС часто використовують показник ризику і тому в останні десятиріччя для прийняття ефективних рішень щодо стратегії управління режимами ЕЕС в промислово розвинених країнах використовують стратегію ризик-менеджменту [7 – 10].

Застосування даної стратегії дозволяє провести комплексний аналіз причинно-наслідкових зв'язків між технічним станом електрообладнання та аварійними режимами ЕЕС, а також отримати інтегральний показник функціонування ЕЕС на всій множині аварійних ситуацій внаслідок відмов електрообладнання [7 – 10].

Оперативний персонал, який керує роботою підсистеми ЕЕС, що складається із великої кількості електрообладнання і споживачів електроенергії, які працюють у різних режимах і навантаженнями, які розподілені на значній території з різними метеоумовами, змушений приймати рішення в умовах ризику, який обумовлений складно передбачуваними відмовами електрообладнання [7, 8]. Ризик це подія або група аналогічних випадкових подій, які завдають збиток об'єкту, що володіє даним ризиком [7, 8].

Наразі існує багато підходів щодо визначення ризику. зокрема загальний ризик пошкодження у системі, яка містить  $k$  елементів визначається як сума індивідуальних ризиків конкретного елемента

$$R = \sum_{i=1}^k p_i \cdot S_i,$$

де  $p_i$  – імовірність відмови  $i$ -го елемента;  $S_i$  – сумарні збитки внаслідок відмови елемента.

У вітчизняній практиці для оцінки ризику [7, 8] використовують такі підходи: імовірність виникнення певної події; добуток або певна комбінація імовірності настання події та її наслідків.

#### **7.4.2 Етапи аналізу ризику**

Аналіз ризику – це початковий етап, який складається із виявлення ризику та його оцінки. При виявленні ризику (якісна складова) визначаються всі ризики, які притаманні досліджуваній системі. Оцінка ризику це кількісний опис ризиків, що виявлені, в процесі якого визначаються такі характеристики, як імовірність та розмір можливого збитку. В цей час формується набір різних

сценаріїв розвитку несприятливих ситуацій і для різних ризиків можуть бути побудовані функції розподілу імовірності виникнення збитку в залежності від його розміру. Загальна схема оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в підсистемі ЕЕС наведена на рис. 6.33.

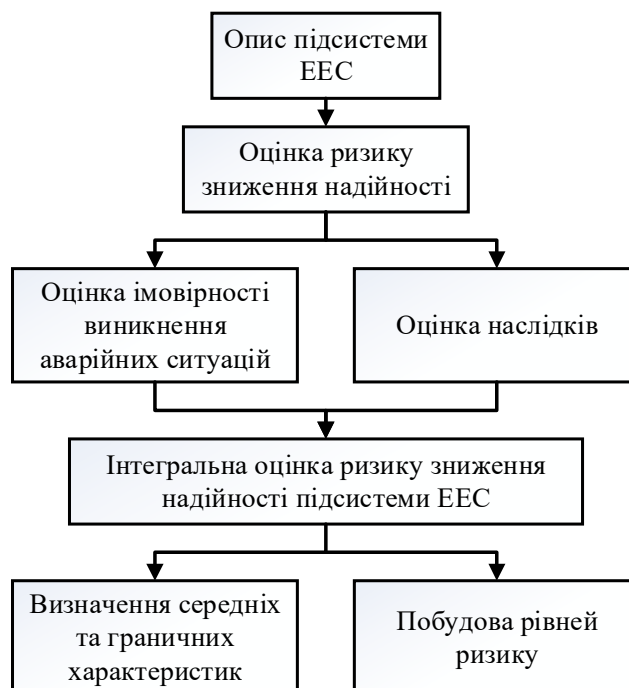


Рисунок 6.33 – Загальна схема оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в підсистемі ЕЕС

**Опис підсистеми ЕЕС.** На першому етапі аналізу ризику підсистеми ЕЕС виконується опис підсистеми, в результаті якого визначаються наступні характеристики та параметри.

1. На основі електричної схеми підсистеми формується заступна схема, в якій повинні бути всі елементи, які суттєво впливають на ризик ризику виникнення аварійних ситуацій із врахуванням експертних оцінок.

2. Визначаються всі необхідні параметри та характеристики елементів підсистеми:

- термін експлуатації електрообладнання;
- кількість та обсяг ремонтів;
- режими експлуатації (термін та рівень перенавантаження, відключення КЗ, кількість оперативних відключень та інше);
- параметри, що входять в математичну модель елемента.

3. Проводиться опитування експертів для уточнення функцій приналежності, які використовуються в нечітких моделях електрообладнання.

4. Аналізуються статистичні дані, які отримані в результаті спостереження за діагностичними параметрами електрообладнання; будуються функції розподілу імовірності відмови.

5. Визначаються метеорологічні умови для інтервалу часу, за який буде аналізуватися ризик зниження надійності підсистеми.

6. Визначається графік навантаження для інтервалу часу, що розглядається.

7. Проводиться аналіз двигунного навантаження: потужність всього двигунного навантаження та його частка у сумарному навантаженні підсистеми.

8. Визначаються системи автоматики та релейного захисту, які встановлені в підсистемі.

9. На основі статистичних даних про відмови аналогічного електрообладнання будуються функції розподілу імовірності відмови.

**Ідентифікація інцидентів.** На другому етапі аналізу ризику проводиться ідентифікація вихідних інцидентів. В якості вихідних інцидентів приймемо відмови синхронних генераторів, трансформаторів, вимикачів, ліній електропередач, кабелів, які входять до складу підсистеми, і які виникають внаслідок незадовільного технічного стану, який зумовлений процесами зносу, старіння, складними метеороумовами, поганими умовами експлуатації.

**Прогнозні аварійні ситуації.** З аналізу експлуатації підсистем ЕЕС можливо виділити множину характерних аварійних ситуацій, які виникають в підсистемі внаслідок відмов електрообладнання.

В якості прогнозних аварійних ситуацій розглядаються наступні:

– перевантаження елементів підсистеми внаслідок відмов електрообладнання;

– порушення динамічної стійкості;

– порушення стійкості відповідальних двигунів;

- порушення статичної стійкості вузла навантаження;
- знеструмлення системи власних потреб атомних (АЕС) та теплових (ТЕС) електростанцій.

Вказані аварійні ситуації можливо виявити, використовуючи квазі-детерміновану модель підсистеми, під якою розуміється модель підсистеми, стан якої описується сумою детермінованих функцій з випадковими параметрами та випадковою функцією зовнішніх збурень.

### **7.4.3 Визначення пріоритету виведення з експлуатації електрообладнання з урахуванням ризику**

В кожній енергосистемі зазвичай є кілька варіантів топології електричних мереж. Задачею оперативного персоналу є вибір такого варіанту відключення будь-якого елемента, яке призводило б до найменшого розладу роботи енергосистеми, тобто забезпечувало найменший ризик порушення нормального режиму. Таким чином, виникає задача вибору послідовності виведення окремих одиниць електрообладнання, зокрема СТ, з урахуванням впливу відключення електрообладнання на рівень режимної надійності і ефективності експлуатації ЕЕС.

Визначення послідовності заміни або планового чи позапланового виведення з експлуатації для проведення ремонту електрообладнання ЕЕС відноситься до класу задач багатокритеріального вибору альтернатив в умовах невизначеності інформації.

Для задач багатокритеріальної оцінки альтернатив загальноприйнятими підходами є побудова множини допустимих рішень для яких неможливо одночасно покращити всі часткові показники ефективності (область Парето), а також використання різних зведених показників [7, 17, 18]. Даний підхід щодо прийняття рішень припускає побудову множини невідоміючих альтернатив на основі нечіткого відношення переваги.

Метод визначення пріоритету виведення з експлуатації електрообладнання полягає в наступному [17, 18]. Нехай задана множина

варіантів прийняття рішень (альтернатив)  $A = (a_1, a_2, \dots, a_m)$ . Кожна альтернатива характеризується і порівнюється з іншою за декількома критеріями  $C = (c_1, c_2, \dots, c_m)$ . В результаті попарного порівняння альтернатив за кожною ознакою формується  $n$  відношень переваг  $c_j$ ,  $j = \overline{1, n}$  на множині альтернатив  $a_i$ ,  $i = \overline{1, m}$ . Необхідно на основі даної інформації вибрати альтернативу  $a^*$  з множини  $(A, c_1, c_2, \dots, c_m)$ .

Визначення підмножини Парето ефективних рішень здійснюється на основі розглядання двох видів згорток: мінімізаційної  $Q_1 = C_1 \cap C_2 \dots \cap C_m$  – визначає множину недомінуючих альтернатив в множині  $(A, Q_1)$ ; лінійної  $Q_2 = \sum_{j=1}^n c_j \cdot \omega_j$  – використовує альтернативи за ступенем недомінованості, де  $\omega_j$  – вагові коефіцієнти. Оптимальним вважається той варіант рішення (альтернатива), ступінь недомінантності якого за обома згортками є максимальною.

Процедура рішення задачі вибору складається з наступних кроків:

**1.** Формування відношення переваги  $R_j$ , ( $j = \overline{1, m}$ ) на множині альтернатив  $A$  та визначають їх функції належності

$$\mu_{R_j}(a_k, a_l) = \begin{cases} \mu_{R_j}(a_k, a_l) - \mu_{R_j}(a_l, a_k), & \text{якщо } \mu_{R_j}(a_k, a_l) > \mu_{R_j}(a_l, a_k), \\ 0, & \text{якщо } \mu_{R_j}(a_k, a_l) < \mu_{R_j}(a_l, a_k). \end{cases}$$

**2.** Побудова згортки відношень  $R_j$  у вигляді перетину  $Q_1 = \bigcap_{j=1}^m R_j$  з функцією належності  $\mu_{Q_1}(a_k, a_l) = \min_{j=1, m}(\mu_{R_j}(a_k, a_l) - \mu_{R_j}(a_l, a_k))$ ,  $k, l = \overline{1, m}$ , де  $m$  – число альтернатив.

**3.** Визначення нечіткої підмножини недомінуючих альтернатив в множині  $(A, \mu_{Q_1})$   $\mu_{Q_1}^{нл}(a_i) = 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_1}(a_i, a_j) - \mu_{Q_1}(a_j, a_i))$ .

4. Побудова нечіткого відношення  $Q_2$  (друга згортка вихідних відношень

$$\{R_j\}): \mu_{Q_2}(a_i, a_j) = \sum_{j=1}^m \omega_j \cdot \mu_j(a_i, a_j), \sum_{i=1}^n \omega_i = 1, \omega_i > 0, j = \overline{1, n}, \text{ де } m - \text{ число}$$

критеріїв;  $\omega_i$  – коефіцієнти відносної важливості критеріїв.

5. Визначення нечіткої множини недомінуючих альтернатив в множині  $(A, \mu_{Q_2})$  упорядкування альтернатив за ступенем їх недомінуємості

$$\mu_{Q_2}^{nd}(a_i) = 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_2}(a_i, a_j) - \mu_{Q_2}(a_j, a_i)).$$

6. Знаходження загальної множини недомінуючих альтернатив (перетин  $Q_1^{nd} \cap Q_2^{nd}$  множин з функцією належності)  $\mu^{nd}(a_i) = \min\{\mu_{Q_1}^{nd}(a_i), \mu_{Q_2}^{nd}(a_i)\}$ .

7. Визначення найкращої альтернативи  $a^*$  з умови  $\mu^{nd}(a^*) = \sup_{a \in A} \mu^{nd}(a)$ .

#### 7.4.4 Математичні моделі визначення ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах електрообладнання

Режимну надійність  $N$  функціонування підсистеми ЕЕС будемо оцінювати показником, в якості котрого приймаємо ризик  $R$  зниження надійності електропостачання споживачів, які входять до складу підсистеми ЕЕС, в результаті порушення нормального режиму:  $N = f(R_1 \dots R_i)$ , де  $R_i$  – ризик зниження надійності при виникненні  $i$ -ої аварійної ситуації,  $N \in [0; 1]$ ,  $R_i \in [0; 1]$ .

Ризик порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при всіх можливих відмовах обладнання і можливих аварійних сценаріях визначається із співвідношення [7, 11 – 13]:

$$R = \sum_{j=1}^L \sum_{i=1}^K P(S_i) P(H_j | S_i),$$

де  $L$  – число можливих аварійних сценаріїв;  $K$  – число одиниць обладнання в підсистемі ЕЕС;  $M_j$  – наслідки при виникненні аварійної ситуації;  $P(H_j | S_i)$  –

імовірність виникнення конкретної  $j$ -ої аварійної ситуації в результаті відмови  $i$ -го елемента (збурення);  $P(S_i)$  – імовірність відмови  $i$ -го елемента на заданому інтервалі часу  $\Delta t$ .

Якщо на початок інтервалу в момент спостереження  $t_1$  об'єкт мав конкретне значення спрацьованого ресурсу, то імовірність відмови об'єкта  $P(t_1, t_1 + \Delta t)$  на інтервалі часу  $\Delta t$  внаслідок незадовільного стану  $S$  та дії зовнішнього збурення  $C_i$  конкретної інтенсивності визначається

$$P(t_1, t_1 + \Delta t) = 1 - (1 - P(B)) \cdot (1 - P(C_1)) \cdot (1 - P(C_2)) \cdot \dots \cdot (1 - P(C_k)),$$

$$P(C_i) = P(\beta_i) \cdot P(C_i/\beta_i),$$

де  $B, C_i$  – події, які полягають у відмові об'єкта на інтервалі часу внаслідок незадовільного технічного стану та відмові об'єкта з технічним станом  $S$  на інтервалі часу  $\Delta t$  внаслідок дії  $i$ -го зовнішнього збурення конкретної інтенсивності відповідно. Події  $B_i$  і  $C_i$  є сумісними, оскільки відмова об'єкта може виникнути при одночасній появі подій  $B$  та  $C_1, C_2, \dots, C_K$  ( $K$  - число різних зовнішніх збурень, які можуть одночасно виникнути на інтервалі часу  $\Delta t$ );  $P(C_i), P(B), P(\beta_i), P(C_i/\beta_i)$  – імовірності відмови об'єкта на інтервалі часу  $\Delta t$  внаслідок дії  $i$ -го зовнішнього збурення конкретної інтенсивності, незадовільного ТС, появи зовнішнього збурення  $\beta_i$  та відмови об'єкта за умовами появи зовнішнього збурення відповідно.

Відмова електрообладнання є випадковою подією, яка розглядається в якості збурення в підсистемі ЕЕС, і виникає у випадковий момент часу  $\tau$ ,  $0 < \tau \leq \Delta t$ . Для визначення, яке електрообладнання  $E_i$  відмовить і в який момент часу, проводиться статистичне моделювання події відмови  $i$ -ої одиниці обладнання та часу його виникнення  $\tau_i$  серед множини електрообладнання  $M$ .

Якщо функціонування електрообладнання на інтервалі часу  $\Delta t$  характеризується модифікованою функцією розподілу імовірності безвідмовної роботи  $F(t)$ , то час безвідмовної роботи кожного об'єкта визначається

наступним чином [7, 11 – 13, 15]: через генератор випадкових чисел (ГВЧ) вибирається випадкове число  $\alpha$  від 0 до 1; отримане число  $\alpha$  піддається процедурі зворотного перетворення  $F^{-1}(\alpha)$  та визначається час відмови об'єкта  $\tau$ ; якщо  $t_1 \leq \tau \leq t_2$ , приймається, що об'єкт відмовив на інтервалі часу  $\Delta t$ ; якщо  $\tau < t_1$  або  $\tau > t_2$ , приймається що об'єкт не відмовив на інтервалі часу  $\Delta t$ .

Якщо в даній реалізації статистичного моделювання відбулася відмова  $n$  елементів, то вибирається елемент, який має найменший час настання відмови  $\tau = \min\{\tau, i = 1, n\}$ .

#### **7.4.5 Алгоритм визначення послідовності виведення з експлуатації електрообладнання з урахуванням ризику**

Важливою задачею є оцінка впливу, пов'язаного з плановим або аварійним виводом з експлуатації обладнання на ризики порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС зокрема визначення технічного ризику порушення динамічної стійкості. А саме необхідно визначити оптимальну послідовність виведення в ремонт або заміни обладнання, зокрема, силових трансформаторів. На інтервалі певного часу у оперативного персоналу існують такі альтернативи для прийняття рішень [7, 11 – 13]:  $a_1, a_2, \dots, a_n$  – вивести з роботи для ремонтного обслуговування або замінити новим  $CT_1, CT_2, \dots, CT_n$ .

Оцінку альтернативних рішень необхідно здійснити за наступними критеріями:  $C_1$  – імовірність відмови СТ на інтервалі часу спостереження;  $C_2$  – ризик порушення динамічної стійкості системи при виведенні в ремонт або заміни СТ;  $C_3$  – збитки споживачів внаслідок порушення електропостачання споживачів, витрати на ремонт або повну заміну СТ;  $C_4$  – термін ліквідації наслідків аварійної ситуації і відновлення схеми нормального режиму підсистем ЕЕС. Кількісна оцінка альтернатив за окремими критеріями потребує моделювання СТ для оцінки його технічного стану та імовірності їх відмови, а також аналізу режиму ЕЕС і визначення ризику порушення нормального

режиму при відмовах електрообладнання в умовах планового або аварійного виведення з роботи СТ.

На рис. 6.34 представлений алгоритм визначення послідовності виведення з експлуатації силових трансформаторів на основі оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС [11 – 13].

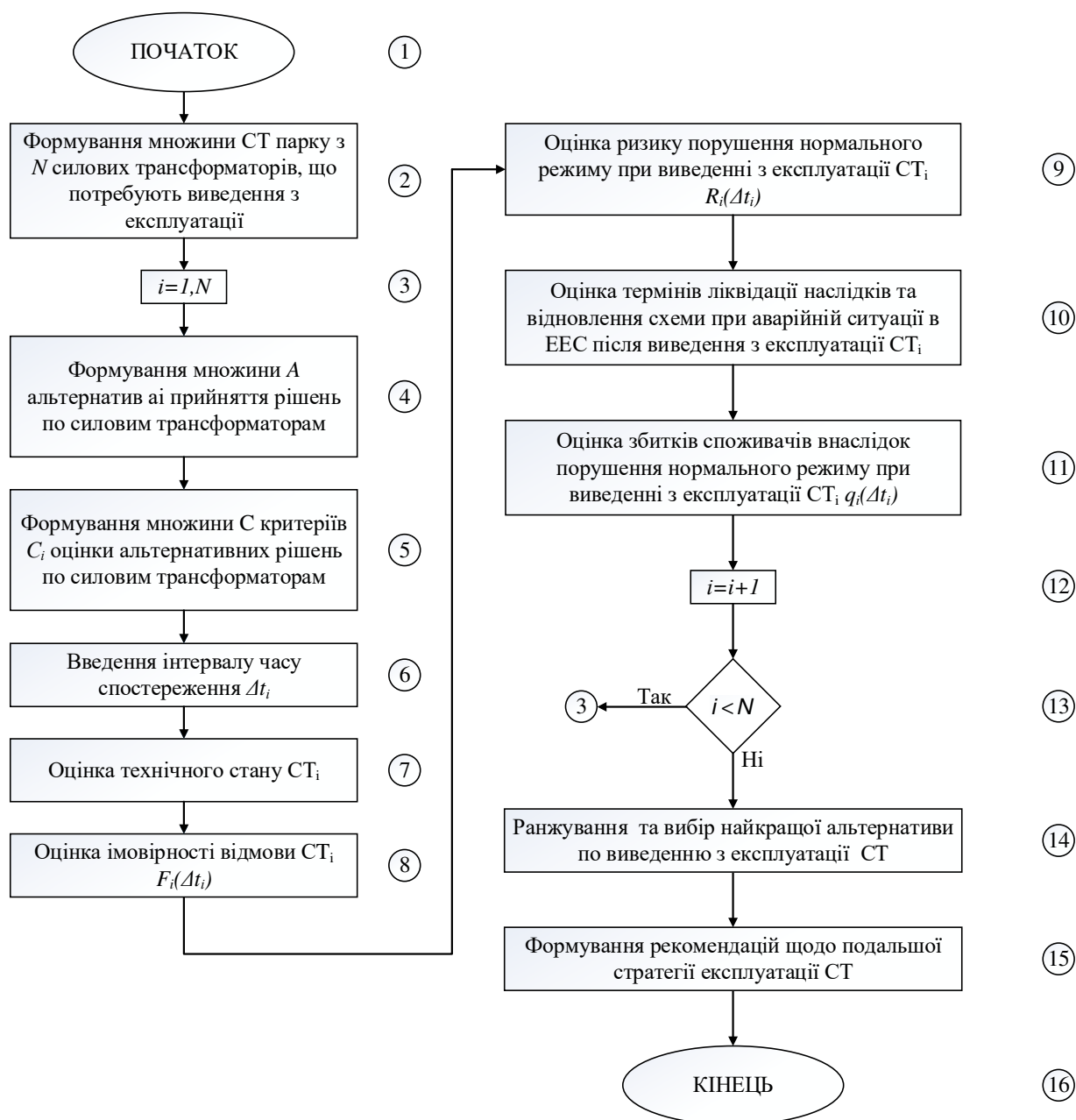


Рисунок 6.34 – Алгоритм визначення послідовності виведення з експлуатації СТ на основі оцінки ризику порушення нормального режиму в ЕЕС

Отримана інформація відносно можливого стану підсистеми ЕЕС є основою для розробки алгоритму прийняття ефективних рішень щодо стратегії експлуатації силового трансформатора і превентивного управління режимом підсистеми ЕЕС.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. 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.
2. Методичні вказівки до виконання курсової роботи з дисципліни “Перехідні електромеханічні процеси в електричних системах” / Є.І. Бардик , В.П. Яновський, Бондаренко В.І. – К.:НТУУ КПІ, 2003. – 41с.
3. Черемісін М.М. Перехідні процеси в системах електропостачання: Навч. Посібник. – Х.: Факт, 2005. – 176с.
4. Перехідні процеси в енергетиці : [Навчальний посібник] / В.В. Козирський, О.В. Гай. – К. : ЦП «Компринт», 2016. – 489 с.
5. Математичне моделювання в електроенергетиці: підручник для ВНЗ / О.В. Кириленко, Н.С. Сегеда, О.Ф. Буткевич, Т.А. Мазур, за ред. О.В. Кириленка; Львів. Видавництво Нац. Університету «Львівська політехніка», 2012.- 357с.
6. СОУ-Н МЕВ 40.1–00100227 -68:2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. Настанова. – К. : Міністерство палива та енергетики України, 2012. – 29 с.
7. Костерев М.В., Бардик Є.І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об’єктів електричних систем / К.: НТУУ «КПІ», 2010. – 131 с.
8. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., Заклюка І. В. Аналіз методів і алгоритмів дослідження режимної надійності енергосистем в умовах каскадного розвитку відмов. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 3 (74). С. 6–17. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3\(74\).6-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3(74).6-17)
9. Operational Risk Assessment and control: A probabilistic approach / E. Ciapessoni et al. 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Gothenburg, Sweden, 11–13 October 2010. 2010. URL: <https://doi.org/10.1109/isgteurope.2010.5638975>.

10. Risk-Based Dynamic Security Assessment for Power System Operation and Operational Planning / E. Ciapessoni et al. *Energies*. 2017. Vol. 10, no. 4. P. 475. URL: <https://doi.org/10.3390/en10040475>.

11. Бардик Є. І., Болотний М. П., і Бондаренко О. Л. Визначення ризику порушення нормального режиму енергосистеми при плановому і аварійному виведенні з експлуатації електрообладнання. *Вісник ВПІ*. 2021. № 2. С. 54–62. URL: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-155-2-54-62>.

12. Бардик Є. І. Бондаренко О. Л. Нечітке моделювання комутаційного обладнання для задач оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемі при відмовах електрообладнання. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2023. № 4. С. 75–86. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273409>.

13. Костерев М. В., Бардик Є. І., Литвинов В. В. Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи. *Наукові праці ДНТУ. «Електротехніка і енергетика»*. 2011. №1 (186). С. 199–204.

14. Kirschen D. S., Jayaweera D. Comparison of risk-based and deterministic security assessments. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2007. Vol. 1, no. 4. P. 527. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd:20060368>.

15. A Probabilistic Risk Assessment and Control methodology for HVAC electrical grids connected to multiterminal HVDC networks / E. Ciapessoni et al. *IFAC Proceedings Volumes*. 2011. Vol. 44, no. 1. P. 1727–1732. URL: <https://doi.org/10.3182/20110828-6-it-1002.02739>.

16. Software Implementation of Online Risk-Based Security Assessment / M. Ni et al. *IEEE Power Engineering Review*. 2002. Vol. 22, no. 11. P. 59. URL: <https://doi.org/10.1109/mper.2002.4311833>.

17. Гнатієнко Г. М., Снитюк В. Є. Експертні технології прийняття рішень : монографія. Харків : Щедра садиба плюс, 2017. 296 с.

18. Зайченко Ю.П. Основи проектування інтелектуальних систем. Київ : Видавничий дім «Слово», 2004. 353 с.

**ДОДАТОК А**

**ЗРАЗОК ТИТУЛЬНОГО АРКУША**

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ

«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

КАФЕДРА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

**ПЕРЕХІДНІ ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПРОЦЕСИ В  
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ**

**КУРСОВИЙ ПРОЄКТ**

Варіант № \_\_\_\_\_

Керівник \_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_) Виконав \_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_)  
(підпис) (ініціали, прізвище) (підпис) (ініціали, прізвище)

Групи ЕТ – \_\_\_\_\_

Залікова книжка № \_\_\_\_\_

Допущений до захисту  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

Захищена з оцінкою

\_\_\_\_\_ (оцінка ECTS) \_\_\_\_\_ (традиційна оцінка) \_\_\_\_\_ (к-сть балів)

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**Київ 20\_\_ рік**

## ДОДАТОК Б

### ЗРАЗОК АРКУША ЗАВДАННЯ

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Кафедра відновлюваних джерел енергії

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Електричні станції»

### ЗАВДАННЯ

на курсовий проєкт

з курсу «Перехідні електромеханічні процеси в електроенергетичних системах»

здобувачу \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи « \_\_\_\_\_ »

2. Термін здачі студентом КП « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р.

3. Початкові дані до КП: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

4. Зміст пояснювальної записки: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

5. Дата видачі завдання « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р.

Керівник \_\_\_\_\_ ( \_\_\_\_\_ )  
(підпис) (прізвище, ініціали)

Завдання до виконання  
прийняв здобувач \_\_\_\_\_ ( \_\_\_\_\_ )  
(підпис) (прізвище, ініціали)

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів курсового проекту	Термін виконання етапів роботи	Підписи керівника, студента
1.			
2.			
3.			
4.			
5.			
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			

Керівник \_\_\_\_\_ ( \_\_\_\_\_ )  
(підпис) (прізвище, ініціали)

Завдання до виконання  
прийняв здобувач \_\_\_\_\_ ( \_\_\_\_\_ )  
(підпис) (прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р.

## ДОДАТОК В

### ВАРІАНТИ ІНДИВІДУАЛЬНИХ ВИХІДНИХ ДАНИХ ДЛЯ ВИКОНАННЯ

#### ЧАСТИНИ № 1 КУРСОВОГО ПРОЄКТУ

№	Система 1								Трансформатор 1		
	$P_{\text{НОМ.}}$ , (МВт)	$U_{\text{НОМ.}}$ , (кВ)	$\cos\varphi_{\text{НОМ.}}$ , (в.о.)	$x_d$ , (в.о.)	$x_q$ , (в.о.)	$x'_d$ , (в.о.)	$x_2$ , (в.о.)	$T_j$ , (сек.)	$S_{\text{НОМ.}}$ , (МВ·А)	$u_{k(B-H)\%}$	$k_{\text{ТР}}$
1	220	6,3	0,87	1,5	1,2	0,32	0,3	7,1	230	10,5	6,3/121
2	260	6,3	0,88	1,5	1,3	0,36	0,32	7,2	270	10,6	6,3/121
3	280	6,3	0,85	1,5	1,3	0,33	0,30	7,3	300	10,7	6,3/130
4	300	6,3	0,84	1,4	1,2	0,28	0,30	7,4	320	10,8	6,3/126
5	360	10,5	0,88	1,8	1,6	0,36	0,34	7,5	400	10,8	10,5/242
6	400	10,5	0,85	1,4	1,2	0,37	0,33	7,5	440	10,9	10,5/242
7	460	10,5	0,89	1,6	1,4	0,32	0,28	7,4	550	10,9	10,5/242
8	500	10,5	0,81	1,5	1,3	0,33	0,26	7,3	560	11,0	10,5/242
9	560	10,5	0,81	1,6	1,4	0,43	0,30	7,2	630	11,0	10,5/363
10	600	10,5	0,82	1,5	1,3	0,35	0,31	7,1	630	11,1	10,5/363
11	660	10,5	0,83	1,7	1,5	0,35	0,32	7,8	700	11,1	10,5/363
12	700	10,5	0,86	1,8	1,6	0,36	0,29	7,7	750	11,2	10,5/363
13	750	10,5	0,88	1,9	1,7	0,33	0,34	7,6	800	11,3	10,5/363
14	800	13,8	0,90	1,4	1,2	0,36	0,35	7,8	850	11,4	13,8/363
15	900	13,8	0,92	1,0	0,8	0,40	0,35	7,9	950	11,5	13,8/363
16	950	13,8	0,90	1,5	1,3	0,45	0,28	8,0	1000	11,5	13,8/363
17	1000	13,8	0,88	1,7	1,5	0,32	0,37	7,9	1100	11,6	13,8/363
18	1050	13,8	0,91	1,8	1,6	0,35	0,31	7,8	1150	11,7	13,8/363

№	Система 1								Трансформатор 1		
	$P_{\text{НОМ.}}$ (МВт)	$U_{\text{НОМ.}}$ (кВ)	$\cos\varphi_{\text{НОМ.}}$ (в.о.)	$x_d$ (в.о.)	$x_q$ (в.о.)	$x'_d$ (в.о.)	$x_2$ (в.о.)	$T_j$ (сек.)	$S_{\text{НОМ.}}$ (МВ·А)	$u_{k(B-H)\%}$	$k_{\text{ТР}}$
19	1100	15,8	0,92	2,0	1,8	0,46	0,29	7,7	1200	11,7	15,8/550
20	1150	15,8	0,9	1,9	1,7	0,48	0,32	7,6	1250	11,8	15,8/550
21	1200	15,8	0,85	1,6	1,4	0,42	0,28	7,5	1350	11,8	15,8/550
22	1250	20,0	0,92	2,0	1,8	0,45	0,27	8,0	1400	11,9	20,0/550
23	1300	20,0	0,90	2,0	1,8	0,48	0,36	8,1	1500	11,9	20,0/550
24	1350	20,0	0,87	1,95	1,75	0,50	0,34	8,2	1550	12,0	20,0/550
25	1400	20,0	0,88	2,1	1,9	0,52	0,30	8,3	1600	12,0	20,0/550
26	1250	15,8	0,85	1,6	1,4	0,42	0,28	7,5	1350	11,8	15,8/550
27	1270	20,0	0,92	2,0	1,8	0,45	0,27	8,0	1400	11,9	20,0/550
28	1290	20,0	0,90	2,0	1,8	0,48	0,36	8,1	1500	11,9	20,0/550
29	1380	20,0	0,87	1,95	1,75	0,50	0,34	8,2	1550	12,0	20,0/550
30	1450	20,0	0,88	2,1	1,9	0,52	0,30	8,3	1600	12,0	20,0/550

№	Трансформатор 2				ЛЭП		Навантаження			Система II		
	$S_{\text{НОМ.}}$ (МВ·А)	$u_{\text{к(В-Н)}}$ %	$k_{\text{тр}}$	Схема	$l$ , (км)	$x_0$ , (Ом/км)	$U_{\text{НОМ.}}$ , (кВ)	$P_{\text{НОМ.}}$ , (МВт)	$\cos\varphi_{\text{НОМ.}}$ , (в.о.)	$N$	$L$	$H$
1	230	10,5	110/10,5	ZZ/T	150	0,40	10,5	200	0,95	0,95	0,91	0,95
2	270	10,6	110/10,5	ZZ/T	150	0,40	10,5	220	0,94	0,94	0,95	0,92
3	300	10,7	110/10,5	ZZ/T	166	0,40	10,5	260	0,93	0,95	0,94	0,95
4	320	10,8	110/10,5	ZZ/T	170	0,40	10,5	280	0,94	0,93	0,95	0,94
5	400	10,8	220/35	ZZ/T	190	0,40	35,0	300	0,95	0,94	0,93	0,95
6	440	10,9	220/35	ZZ/T	190	0,40	35,0	360	0,96	0,95	0,94	0,93
7	550	10,9	220/35	ZZ/T	195	0,40	35,0	400	0,95	0,93	0,95	0,94
8	560	11,0	220/35	ZZ/T	180	0,40	35,0	460	0,94	0,94	0,93	0,95
9	630	11,0	330/35	ZZ/T	220	0,40	35,0	500	0,93	0,95	0,94	0,93
10	630	11,1	330/35	ZZ/T	300	0,35	35,0	560	0,94	0,93	0,95	0,94
11	700	11,1	330/35	ZZ/T	310	0,35	35,0	600	0,95	0,94	0,93	0,95
12	750	11,2	330/35	ZZ/T	375	0,35	35,0	660	0,96	0,95	0,94	0,93
13	800	11,3	330/35	ZZ/Z	395	0,35	35,0	700	0,95	0,91	0,95	0,94
14	850	11,4	330/35	ZZ/T	360	0,35	35,0	750	0,94	0,92	0,91	0,95
15	950	11,5	330/35	ZZ/Z	350	0,35	35,0	800	0,95	0,93	0,92	0,91
16	1000	11,5	330/35	ZZ/Z	360	0,35	35,0	900	0,96	0,94	0,93	0,92
17	1100	11,6	330/35	ZZ/Z	350	0,35	35,0	950	0,95	0,95	0,94	0,93
18	1150	11,7	330/35	ZZ/T	350	0,35	35,0	1000	0,94	0,93	0,95	0,94
19	1200	11,7	500/110	ZZ/ZZ	450	0,32	110	1050	0,95	0,95	0,93	0,95
20	1250	11,8	500/110	ZZ/ZZ	380	0,32	110	1100	0,96	0,95	0,95	0,93
21	1350	11,8	500/110	ZZ/ZZ	490	0,32	110	1150	0,93	0,90	0,95	0,95
22	1400	11,9	500/110	ZZ/ZZ	450	0,32	110	1200	0,94	0,91	0,99	0,95

№	Трансформатор 2				ЛЕП		Навантаження			Система II		
	$S_{\text{ном.}}$ (МВ·А)	$u_{\text{к(В-Н)\%}}$	$k_{\text{тр}}$	Схема	$l$ , (км)	$x_0$ , (Ом/км)	$U_{\text{ном.}}$ , (кВ)	$P_{\text{ном.}}$ , (МВт)	$\cos\varphi_{\text{ном.}}$ , (в.о.)	$N$	$L$	$H$
23	1500	11,9	500/110	ZZ/ZZ	370	0,32	110	1250	0,95	0,93	0,91	0,90
24	1550	12,0	500/110	ZZ/ZZ	460	0,32	110	1300	0,94	0,92	0,93	0,91
25	1600	12,0	500/110	ZZ/ZZ	450	0,32	110	1350	0,93	0,95	0,92	0,93
26	1350	11,8	500/110	ZZ/ZZ	490	0,32	110	1150	0,93	0,90	0,95	0,95
27	1400	11,9	500/110	ZZ/ZZ	450	0,32	110	1200	0,94	0,91	0,90	0,95
28	1500	11,9	500/110	ZZ/ZZ	370	0,32	110	1250	0,95	0,93	0,91	0,92
29	1550	12,0	500/110	ZZ/ZZ	460	0,32	110	1300	0,94	0,92	0,93	0,91
30	1600	12,0	500/110	ZZ/ZZ	450	0,32	110	1350	0,93	0,95	0,92	0,93

**Примітка.** ZZ – зірка с заземленою нейтраллю; Т – трикутник; Z – зірка с ізольованою нейтраллю.

## ДОДАТОК Г

### ВАРІАНТИ ІНДИВІДУАЛЬНИХ ВИХІДНИХ ДАНИХ ДЛЯ ВИКОНАННЯ ЧАСТИНИ № 2 КУРСОВОГО ПРОЄКТУ

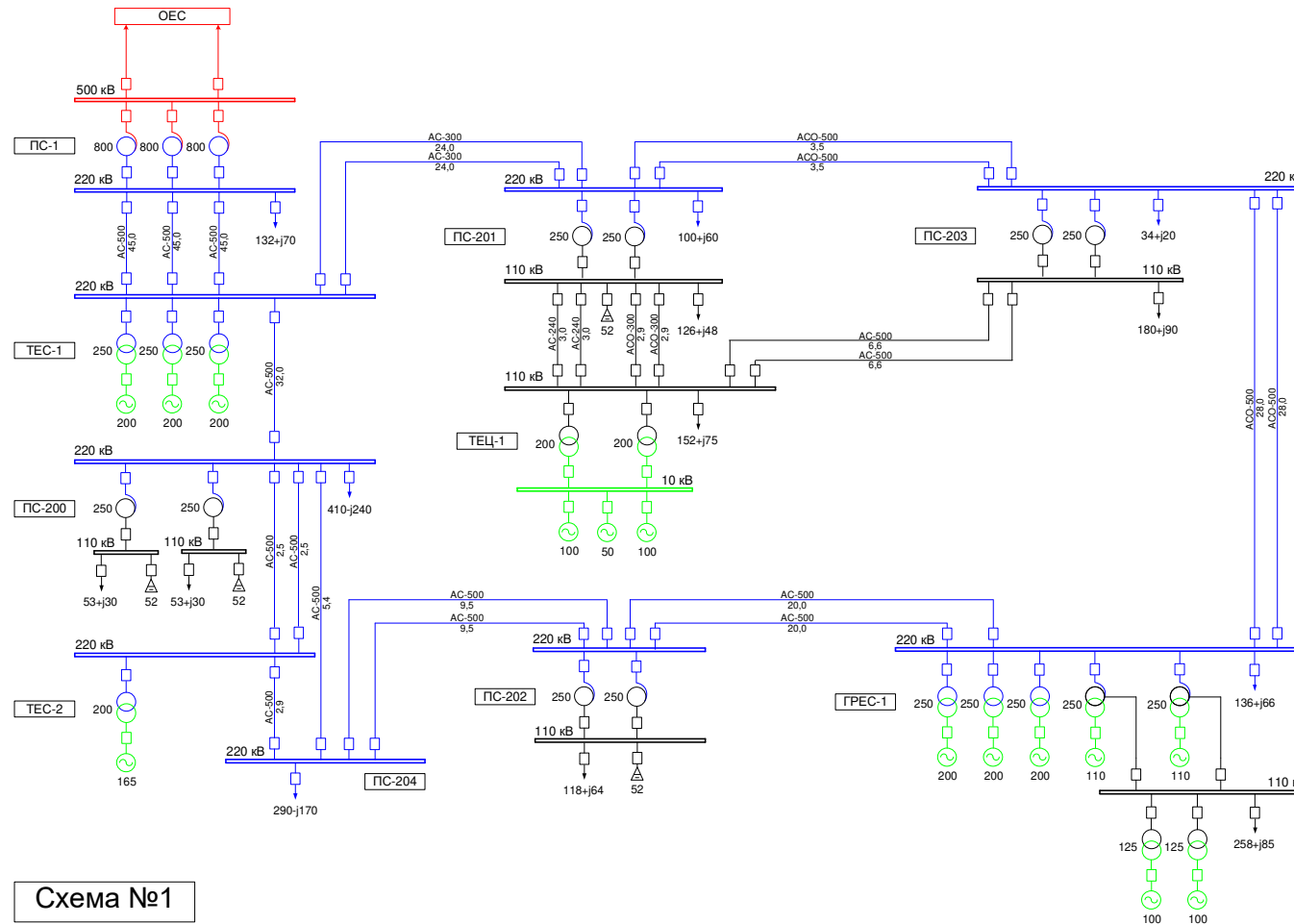
№ варіанта	Високовольтні вимикачі				Силові трансформатори				Повітряні лінії			
	Термін напруцювання	Позначення на схемі	Тип		Термін напруцювання	Позначення на схемі	Тип		Термін напруцювання	Позначення на схемі	Тип	
			Повітряний	Елегазовий			Мережевий	Блоковий			Металева опора	Залізобетонна опора
1					42	АТ-1 ПС-201	✓					
					39	АТ-2 ПС-202	✓					
					26	АТ-1 ПС-203	✓					
					34	Т1 ТЕС-2		✓				
					40	Т1 ГРЕС-1		✓				
2									39	ПС-1-2 – ТЕС-1	✓	
									25	ТЕЦ-1-1 – ПС-201-2	✓	
									45	ГРЕС-1-1 – ПС-202-1	✓	
									47	ПС-203-1 – ПС-201-2		✓
									29	ПС-204-1 – ПС-202-1		✓
3					24	АТ-2 ПС-201	✓					
					49	АТ-1 ПС-202	✓					
					41	АТ-2 ПС-203	✓					

				45	Т3 ТЕС-2		✓				
				37	Т3 ГРЕС-1		✓				
4	35	В-1-220 ПС-1	✓								
	37	В-2-220 ПС-203	✓								
	17	В-1-220 ПС-201		✓							
	12	В-2-220 ПС-202		✓							
	16	В-3-220 ПС-200		✓							
5				25	АТ-1 ПС-202	✓					
				39	АТ-2 ПС-203	✓					
				31	Т3 ТЕС-1		✓				
				37	Т1 ТЕС-2		✓				
				43	Т2 ГРЕС-1		✓				
6								37	ГРЕС-1-1 – ПС-203-1	✓	
								48	ПС-200-1 – ТЕС-2-1	✓	
								44	ПС-201-1 – ТЕС-1-1		✓
								24	ПС-203-2 – ТЕЦ-1-1		✓
								31	ТЕЦ-1-1 – ПС-201-2		✓

№ варіанта	№ схеми	Номер вузлів навантаження з відповідальними споживачами	Інтервал спостереження
1	2	ПС-201 110 кВ «Металургійний завод»	3 міс.
2	1	ПС-204 220 кВ «Трубопрокатний завод»	6 міс.
3	3	ПС-203 110 кВ «Завод важкого машинобудування»	3 міс.
4	4	ПС-200 110 кВ «Трубопрокатний завод»	6 міс.
5	1	ПС-204 220 кВ «Металургійний завод»	3 міс.
6	2	ПС-202 110 кВ «Завод залізобетонних виробів»	6 міс.

## ДОДАТОК Д

### ВАРІАНТИ ПРИНЦИПОВИХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ЕЕС



**Примітка.** 1. Схеми підстанцій на сторони 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВ·А, генераторів – в МВт, компенсуючі пристрої – в МВ·Ар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.

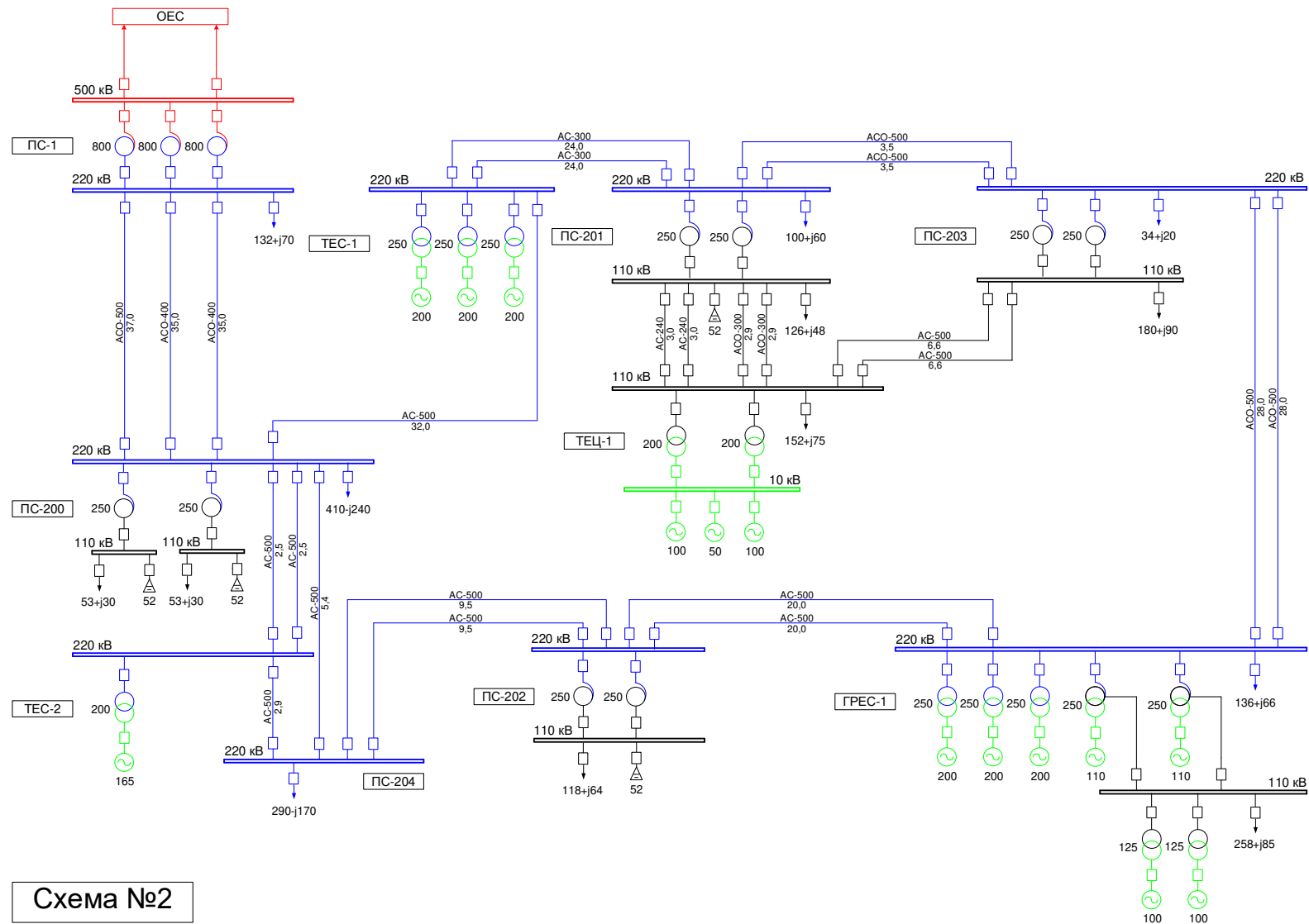


Схема №2

**Примітка.** 1. Схеми підстанцій на сторони 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВ·А, генераторів – в МВт, компенсуючі пристроїв – в МВ·Ар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.

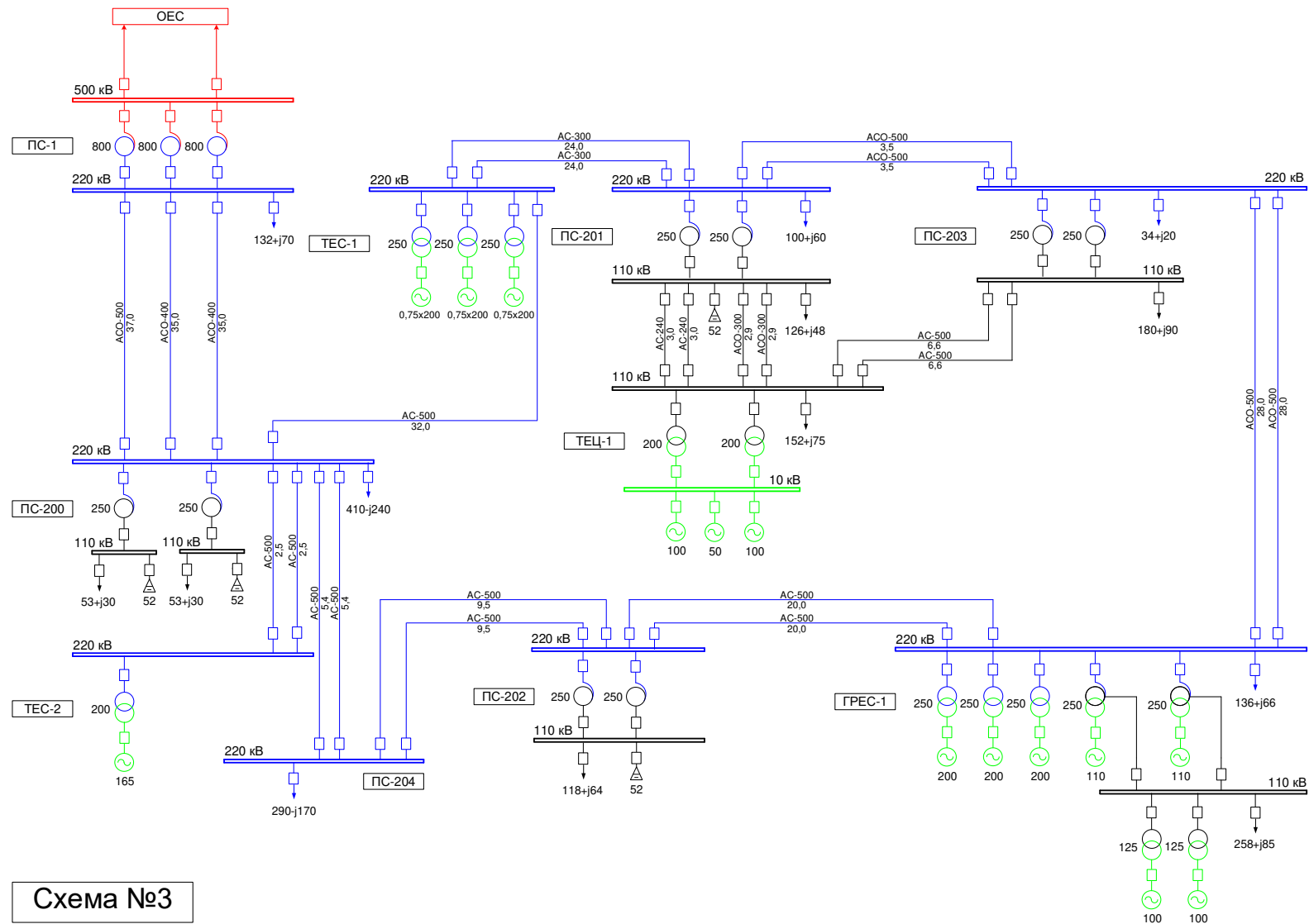


Схема №3

**Примітка.** 1. Схеми підстанцій на стороні 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВ·А, генераторів – в МВт, компенсуючі пристроїв – в МВ·Ар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.

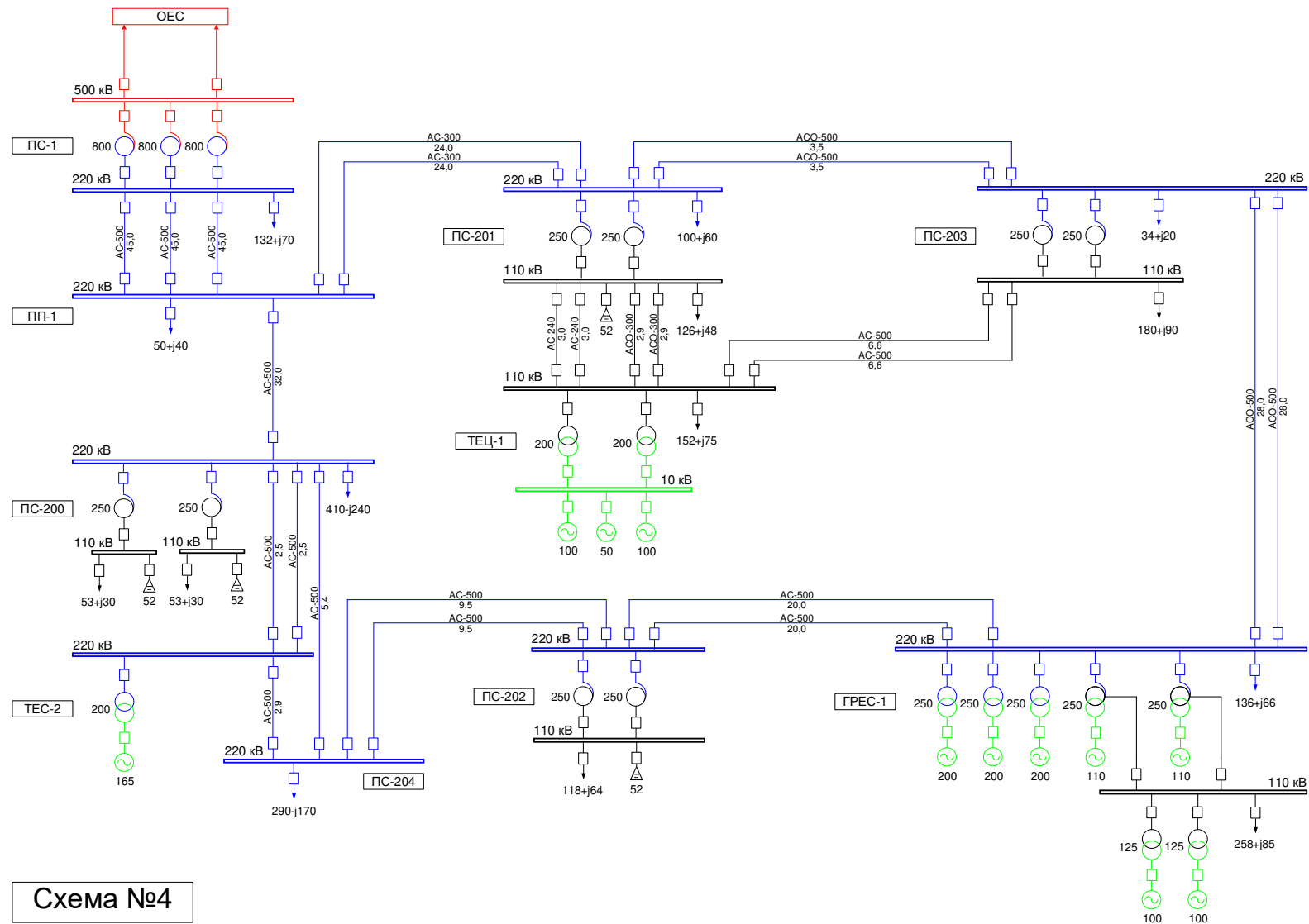


Схема №4

**Примітка.** 1. Схеми підстанцій на сторони 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВ·А, генераторів – в МВт, компенсуючі пристроїв – в МВ·Ар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.

**ДОДАТОК Е**  
**ПАРАМЕТРИ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ І ТУРБІН.**  
**ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕГУЛЯТОРІВ ШВИДКОСТІ, ЗБУДЖЕННЯ І**  
**ЗБУДЖУВАЧІВ**

Таблиця Е.1 – Параметри генераторів турбогенераторів електростанцій  
ЕЕС

Тип генератора	$S_{\text{НОМ.}}$ , (МВ·А)	$P_{\text{НОМ.}}$ , (МВт)	$U_{\text{НОМ.}}$ , (кВ)	$n$ , (об/хв)	$\cos\varphi_{\text{НОМ.}}$ , (в.о.)	$T_j$ , (сек.)	$x''_d$ , (в.о.)	$x''_q$ , (в.о.)	$x'_d$ , (в.о.)	$x'_q$ , (в.о.)	$x_d$ , (в.о.)	$x_q$ , (в.о.)	$T_{d0}$ , (сек.)	$T'_{d0}$ , (сек.)	$T'_{q0}$ , (сек.)	$T''_d$ , (сек.)	$T''_q$ , (сек.)
Т-50	55,5	50	10,5	3000	0,9	8,7	0,134	0,134	0,235	0,235	1,43	1,43	7,45	0,9	0,9	0,1	0,1
ТВФ-100-2	117,5	100	10,5	3000	0,85	13	0,183	0,183	0,263	0,263	1,788	1,788	6,46	0,95	0,95	0,119	0,119
ТВФ-110	137,5	110	10,5	3000	0,8	11	0,189	0,189	0,271	0,271	2,037	2,037	6,7	0,95	0,95	0,119	0,119
ТВВ-165-2	176,5	150	18	3000	0,85	10,9	0,213	0,213	0,304	0,304	1,713	1,713	5,42	0,96	0,96	0,12	0,12
ТТВ-200	235,3	200	15,8	3000	0,85	7	0,19	0,19	0,295	0,295	1,84	1,84	6,85	1,1	1,1	0,138	0,138

**Примітка.** Блочные трансформатори і трансформатори зв'язку на електростанціях вибираються по потужності вказаною на схемах і напруженою генераторів приведених в табл. Е.1.

Таблиця Е.2 – Параметри регуляторів швидкості турбоагрегатів

Тип генератора	Статизм	Зона	$T_{\text{відкр.}}$ , (сек.)	$T_{\text{закр.}}$ , (сек.)	$P_{T \text{ min}}$	$P_{T \text{ max}}$	$D_{\text{по}}$	$T_{\text{по}}$
Т-50	5	0,25	1,5	0,3	–	110	—	1,5
ТВФ-100-2	5	0,25	1,5	0,3	–	110		1,5
ТВФ-110	5	0,25	1,5	0,3	–	110	–	1,5
ТВВ-165-2	5	0,25	1,5	0,3	–	110	–	1,5
ТГВ-200	5	0,25	1,5	0,3	–	110	–	1,5

Таблиця Е.3 – Параметри регуляторів збудження турбогенераторів

Тип генератора	$T_{\text{рв}}$	$U_{\text{рв+}}$	$U_{\text{рв-}}$	$K_u$	$K'_u$	$K'_{if}$	$K_f$	$K'_f$	$T_f$	Альфа
Т-50	2	2	–	10	–	–	–	–	–	–
ТВФ-100-2	0,1	2	–	7	–	–	–	–	–	–
ТВФ-110	0,04	6	-6	50	5	5	2	5	0,9	–
ТВВ-165-2	0,04	6	-6	50	5	5	2	5	0,9	–
ТГВ-200	0,1	2	–	15	–	1	–	–	–	–

Таблиця Е.4 – Параметри збуджувачів системи збудження турбоагрегат

Тип генератора	$T_{\text{в}}$	$E_{qe+}$	$E_{qe-}$	$E_{q+}$	$E_{q-}$	$K_l$
Т-50	0,15	2	–	1,6	0,3	0,7
ТВФ-100-2	6,5	2	–	1,6	0,3	0,7
ТВФ-110	0,04	2	-1,6	2	0,6	–
ТВВ-165-2	0,04	2	-1,6	2	0,6	–
ТГВ-200	0,36	2	–	1,6	0,3	0,7

Таблиця Е.5 – Параметри турбін турбоагрегатів електростанцій ЕЕС

Тип турбіни	$P_{\text{ном.}}$ , (МВт)	$n$ , (об/хв)	$J$ , (г·м <sup>2</sup> )	Тип генератора відповідний вказаному типу турбіни турбоагрегата електростанції
Т-50-130	50	3000	12	Т-50
К-100-90-5	100	3000	18,7	ТВФ-100-2
К-150-130	150	3000	28,3	ТВВ-165-2
К-200-130	200	3000	35	ТГВ-200

## ДОДАТОК Ж

### БАЗОВІ ФУНКЦІЇ РОЗПОДІЛУ ІМОВІРНОСТІ ВІДМОВИ СИЛОВОГО І КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

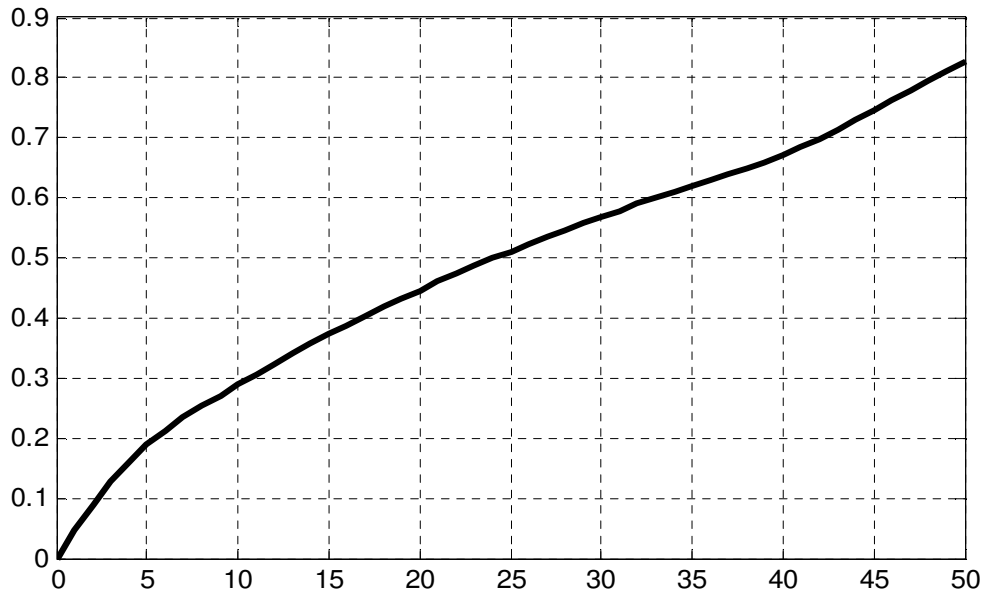


Рисунок Ж.1 – Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$   
блочного трансформатора

#### Перша ділянка: (0 – 7 років)

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для першої ділянки  
напрацювання:

$$F_I = 1 - e^{-\left[0,051 \cdot \Delta t - 0,0037 \cdot \frac{\Delta t^2}{2}\right]}; \Delta t = 0 - T_1,$$

#### Друга ділянка: (7 – 37 років)

$$A = 0,051 \cdot T_1 - 0,00371 \cdot \frac{T_1^2}{2},$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для другої ділянки  
напрацювання:

$$F_{II} = 1 - e^{-\frac{[A + 0,025 \cdot \Delta t]}{100}}; \Delta t = 0 - (T_2 - T_1),$$

#### Третя ділянка: (37 – 42 років)

$$B = A + 0,025 \cdot (T_2 - T_1),$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{III} = 1 - e^{-\left[ B + 0,025 \cdot \Delta t + 0,0048 \cdot \frac{\Delta t^2}{2} \right]}; \Delta t = 0 - (T_3 - T_2).$$

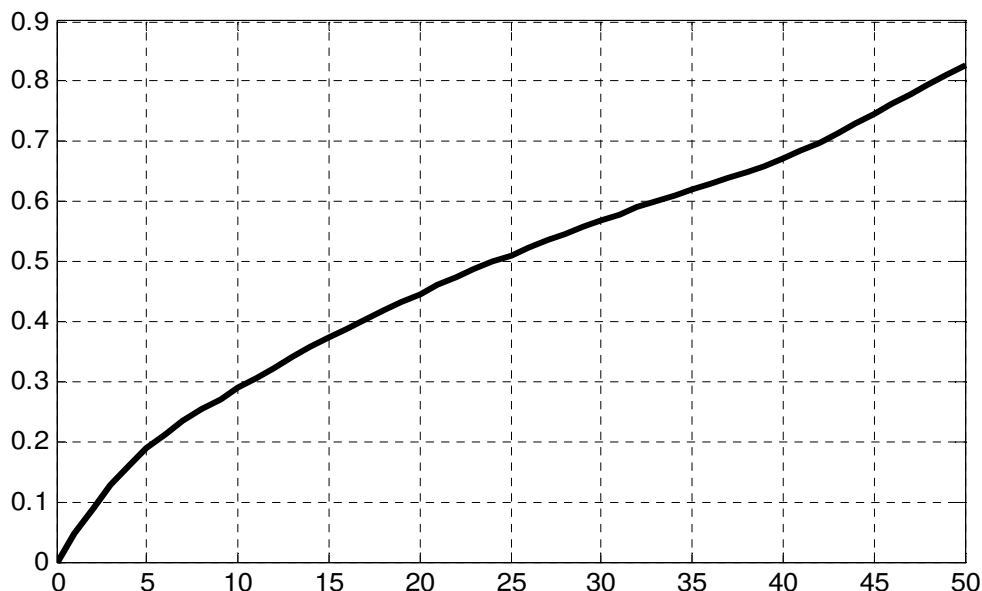


Рисунок Ж.2 – Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  мережевого трансформатора

**Перша ділянка: (0 – 15 років)**

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для першої ділянки напрацювання:

$$F_I = 1 - e^{-\left[ 0,0495 \cdot \Delta t - 0,0019 \cdot \frac{\Delta t^2}{2} \right]}; \Delta t = 0 - T_1,$$

**Друга ділянка: (15 – 35 років)**

$$A = 0,0495 \cdot T_1 - 0,0019 \cdot \frac{T_1^2}{2},$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для другої ділянки напрацювання:

$$F_{II} = 1 - e^{-\left[ A + 0,021 \cdot \Delta t + 0,00015 \cdot \frac{\Delta t^2}{2} \right]}; \Delta t = 0 - (T_2 - T_1),$$

**Третя ділянка: (35 – 45 років)**

$$B = A + 0,021 \cdot (T_2 - T_1) + 0,00015 \cdot \frac{(T_2 - T_1)^2}{2},$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{III} = 1 - e^{-\left[ B + 0,024 \cdot \Delta t + 8 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} + 2,8 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{\Delta t^3}{3} \right]}; \Delta t = 0 - (T_3 - T_2).$$

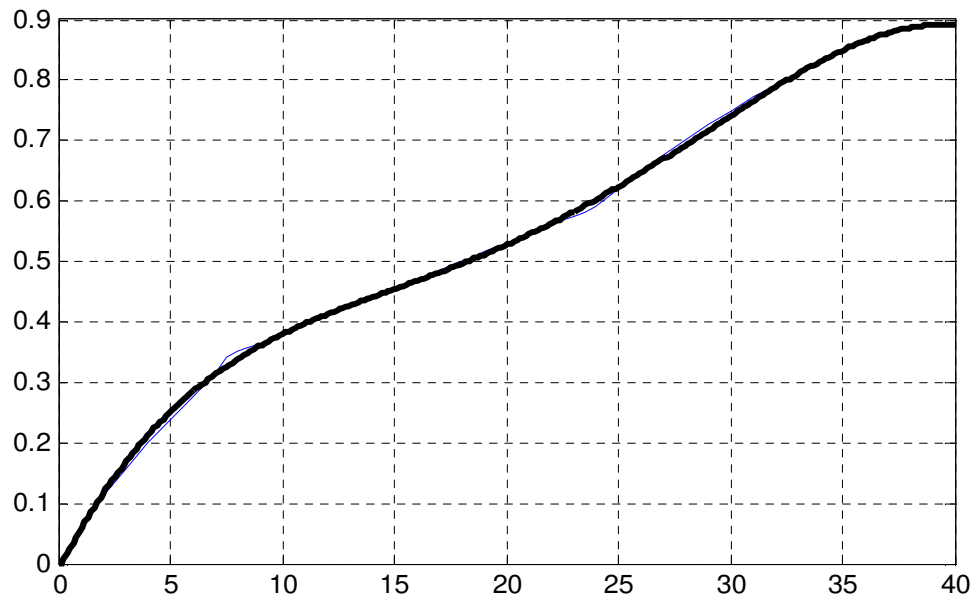


Рисунок Ж.3 – Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$   
вимикача

### Перша ділянка: (0 – 7,5 років)

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для першої ділянки напрацювання:

$$F_I = 1 - e^{-\left(\frac{t}{20,307}\right)^{0,9242}},$$

### Друга ділянка: (7,5 – 25 років)

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для другої ділянки напрацювання:

$$F_{II} = 0,015 \cdot t + 0,23,$$

### Третя ділянка: (25 – 38 років)

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{III} = 1 - e^{-\left(\frac{t}{25,444}\right)^{1,964}} .$$

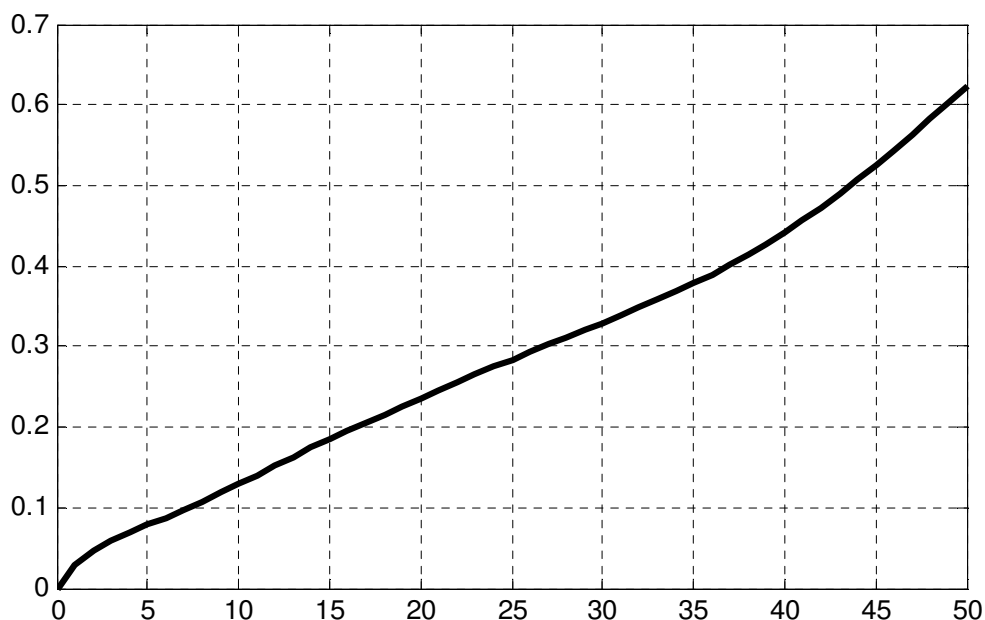


Рисунок Ж.4 – Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  повітряної лінії 110 кВ

**Перша ділянка: (0 – 4 років)**

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для першої ділянки напрацювання:

$$F_I = 1 - e^{-\left[0,0345 \cdot \Delta t - 1,212 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} + 1,45 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right]}; \Delta t = 0 - T_1,$$

**Друга ділянка: (4 – 11 років)**

$$A = 0,0345 \cdot T_1 - 1,212 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{T_1^2}{2} + 1,45 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{T_1^3}{3},$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для другої ділянки напрацювання:

$$F_{II} = 1 - e^{-\left[A + 0,009 \cdot \Delta t + 9,5 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} - 5,5 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right]}; \Delta t = 0 - (T_2 - T_1),$$

**Третя ділянка: (11 - 26 років)**

$$B = A + 0,009 \cdot (T_2 - T_1) + 9,5 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{(T_2 - T_1)^2}{2} - 5,5 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(T_2 - T_1)^3}{3},$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{III} = 1 - e^{-[B + 0,013 \cdot \Delta t]}, \quad \Delta t = 0 - (T_3 - T_2),$$

**Четверта ділянка: (26 – 50 років)**

$$C = B + 0,013 \cdot (T_3 - T_2),$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{IV} = 1 - e^{-\left[ C + 0,01361 \cdot \Delta t - 4,62 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} + 8,6 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{\Delta t^3}{3} \right]}, \quad \Delta t = 0 - (T_4 - T_3).$$

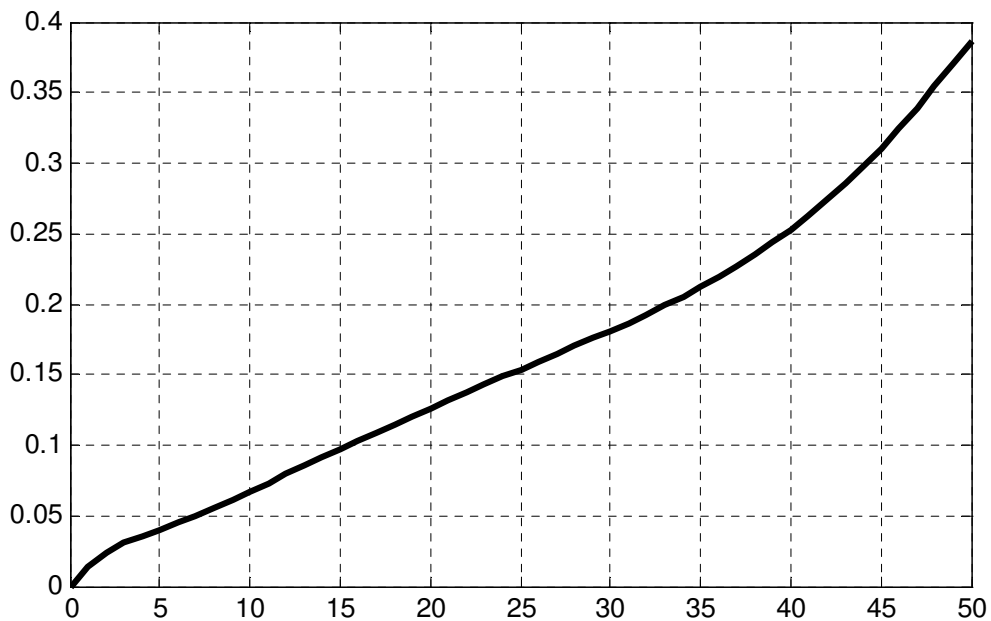


Рисунок Ж.5 – Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  повітряної лінії 220 кВ

**Перша ділянка: (0 – 4 років)**

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для першої ділянки напрацювання:

$$F_I = 1 - e^{-\left[0,01725 \cdot \Delta t - 0,606 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} + 0,725 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right]}; \Delta t = 0 - T_1,$$

**Друга ділянка: (4 – 11 років)**

$$A = 0,01725 \cdot T_1 - 0,606 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{T_1^2}{2} + 0,725 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{T_1^3}{3},$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для другої ділянки напрацювання:

$$F_{II} = 1 - e^{-\left[A + 0,0045 \cdot \Delta t + 4,75 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} - 2,75 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right]}; \Delta t = 0 - (T_2 - T_1),$$

**Третя ділянка: (11 – 26 років)**

$$B = A + 0,0045 \cdot (T_2 - T_1) + 4,75 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{(T_2 - T_1)^2}{2} - 2,75 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(T_2 - T_1)^3}{3},$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{III} = 1 - e^{-[B + 0,0065 \cdot \Delta t]}; \Delta t = 0 - (T_3 - T_2),$$

**Четверта ділянка: (26 – 50 років)**

$$C = B + 0,0065 \cdot (T_3 - T_2),$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{IV} = 1 - e^{-\left[C + 0,0068 \cdot \Delta t - 2,3 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} + 4,3 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right]}; \Delta t = 0 - (T_4 - T_3).$$

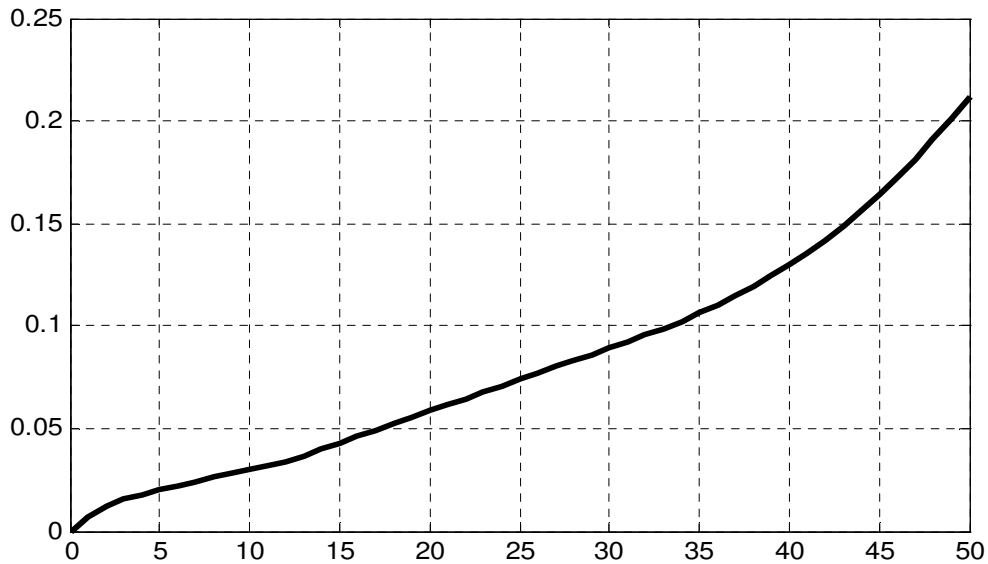


Рисунок Ж.6 – Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$   
повітряної лінії 500 кВ

**Перша ділянка: (0 – 4 років)**

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для першої ділянки  
напрацювання:

$$F_I = 1 - e^{-\left[0,0086 \cdot \Delta t - 0,303 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} + 0,363 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right]}; \Delta t = 0 - T_1,$$

**Друга ділянка: (4 – 11 років)**

$$A = 0,0086 \cdot T_1 - 0,303 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{T_1^2}{2} + 0,363 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{T_1^3}{3},$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для другої ділянки  
напрацювання:

$$F_{II} = 1 - e^{-\left[A + 0,0022 \cdot \Delta t + 2,375 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} - 1,375 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right]}; \Delta t = 0 - (T_2 - T_1),$$

**Третя ділянка: (11 – 26 років)**

$$B = A + 0,0022 \cdot (T_2 - T_1) + 2,375 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{(T_2 - T_1)^2}{2} - 1,375 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(T_2 - T_1)^3}{3},$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для третьої ділянки  
напрацювання:

$$F_{III} = 1 - e^{-[B+0,0033 \cdot \Delta t]}; \Delta t = 0 - (T_3 - T_2),$$

**Четверта ділянка: (26 – 50 років)**

$$C = B + 0,0033 \cdot (T_3 - T_2),$$

Функція розподілу ймовірності відмов  $F(t)$  для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{IV} = 1 - e^{-\left[ C + 0,0034 \cdot \Delta t - 1,15 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} + 2,5 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{\Delta t^3}{3} \right]}; \Delta t = 0 - (T_4 - T_3).$$

## ДОДАТОК 3

### ПРИКЛАДИ ДО КУРСОВОГО ПРОЄКТУ

**Приклад 3.1 побудови векторної діаграми системи I з явнополюсним генератором ( $x_d \neq x_q$ ).** Нехай маємо найпростішу систему I з явнополюсним генератором (рис. 6.8), параметри якої приведені до базисних умов:

$$\cos\phi_{\text{ном.}} = 0,95 \text{ (в.о.); } \quad x_q = 1,50 \text{ (в.о.); } \quad x_d = 1,80 \text{ (в.о.); } \quad x'_d = 0,35 \text{ (в.о.);}$$
$$x_{\text{зовн.}} = 0,70 \text{ (в.о.); } \quad x_{q\Sigma} = 2,20 \text{ (в.о.); } \quad x'_{d\Sigma} = 1,05 \text{ (в.о.)}$$

Після вибору прийняттого масштабного коефіцієнта, побудову векторної діаграми починаємо з відомого вектора  $\dot{U}_{\text{ном.}}$ , довжиною 1,0 (в.о.), напрямом, співпадаючим з дійсною віссю (рис. 3.1, а).

Так як, в якості базисних величин, як правило, обирають потужність і напругу навантаження, то струм в системі, приведений до базисних умов  $I_{\text{ном.}} = 1$  (в.о.). Будуємо вектор струму під кутом  $\phi_{\text{ном.}} = 18^\circ$  до вже побудованого вектора  $\dot{U}_{\text{ном.}}$  (рис. 3.1, б).

Так як маємо явнополюсний генератор, то необхідно спочатку знайти фіктивну ЕРС  $\dot{E}_Q$ , яка електрично віддалена від  $\dot{U}_{\text{ном.}}$  на величину втрати напруги на опорі  $x_{q\Sigma}$  генератора:

$$I_{\text{ном.}} \cdot x_{q\Sigma} = 1 \cdot 2,2 = 2,2 \text{ (в.о.)}$$

Побудуємо вектор  $\dot{E}_Q$ , напрям якого співпадає з поперечною віссю q синхронного генератора  $\dot{E}_Q = \dot{U}_\Gamma + j \cdot I_{\text{ном.}} \cdot x_q$  (рис. 3.1, в). І знаходимо кут між вектором  $\dot{U}_{\text{ном.}}$  і віссю q  $\delta = 51^\circ$  та величину  $E_Q = 2,69$  (в.о.).

На тій же осі знаходиться і ЕРС  $\dot{E}_q$ , яку можна знайти за формулою:

$$E_q = E_Q + I_{d \text{ ном.}} \cdot (x_d - x_q)$$

Знайдемо проекцію вектора струму  $I_{\text{ном.}}$  на продольну вісь d:

$$I_{d \text{ ном.}} = I_{\text{ном.}} \cdot \sin(\delta + \phi_{\text{ном.}}) = 1 \cdot \sin(51^\circ + 18^\circ) = 0,934 \text{ (в.о.)}$$

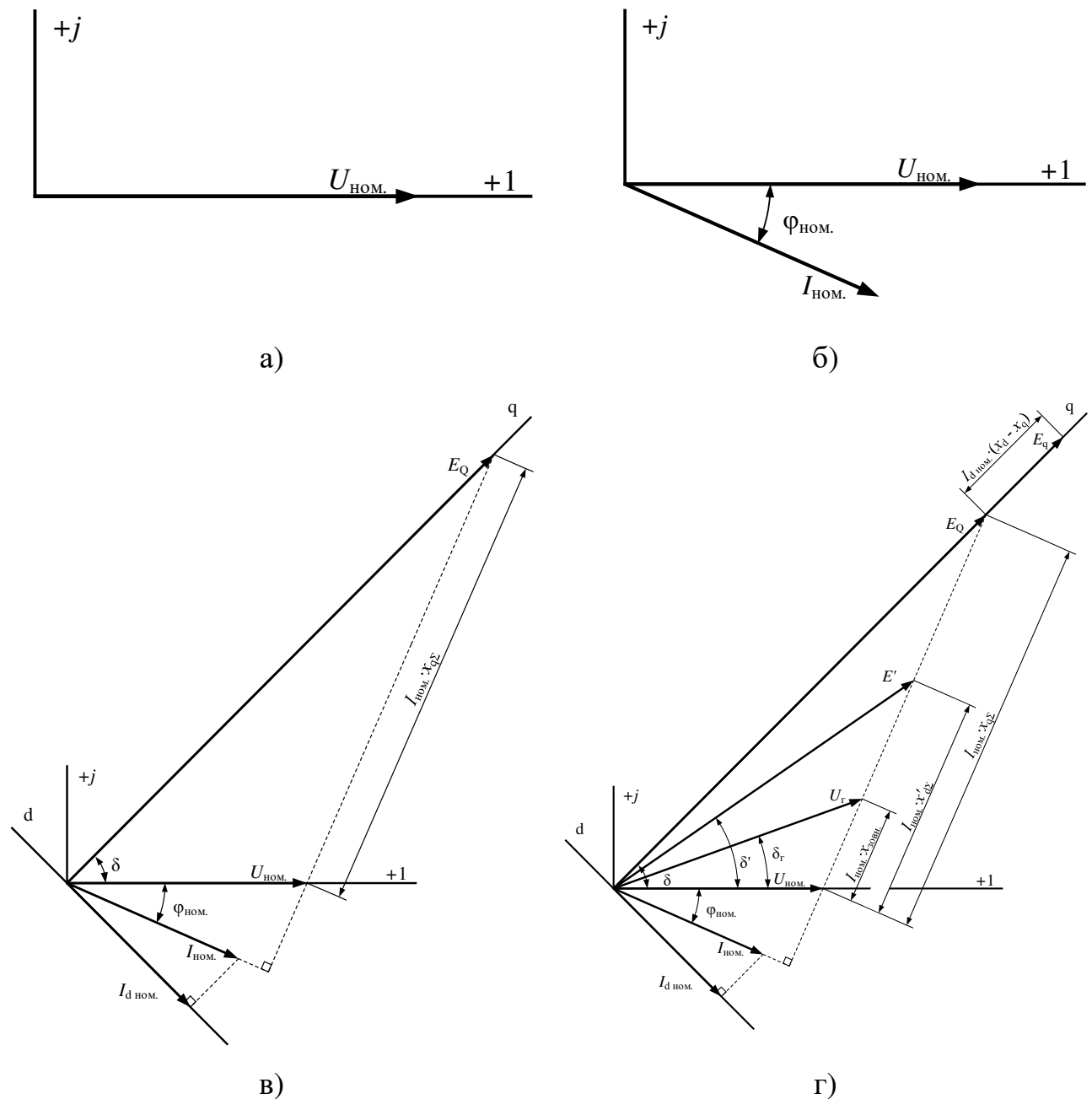


Рисунок 3.1 – Побудова векторної діаграми системи з явнополіосним генератором

Тоді

$$E_q = E_Q + I_{d \text{ ном.}} \cdot (x_d - x_q) = 2,69 + 0,93 \cdot (1,8 - 1,5) = 2,97 \text{ (в.о.)}.$$

За законом Ома знаходимо  $\dot{U}_\Gamma$  і  $\dot{E}'$ , додавши до  $\dot{U}_{\text{НОМ.}}$  падіння напруги на  $x_{\text{зовн.}}$  і  $x'_{d\Sigma}$ , відповідно (рис. 3.1, г).

$$\dot{U}_\Gamma = \dot{U}_{\text{НОМ.}} + j \cdot I_{\text{НОМ.}} \cdot x_{\text{зовн.}},$$

$$\dot{E}' = \dot{U}_{\text{НОМ.}} + j \cdot I_{\text{НОМ.}} \cdot x'_{d\Sigma}.$$

Падіння напруги на зовнішньому опорі:

$$I_{\text{НОМ.}} \cdot x_{\text{ЗОВН.}} = 1 \cdot 0,7 = 0,7 \text{ (в.о.)}.$$

Падіння напруги на сумарному перехідному опорі:

$$I_{\text{НОМ.}} \cdot x'_{\text{d}\Sigma} = 1 \cdot 1,05 = 1,05 \text{ (в.о.)}.$$

**Приклад 3.2 розрахунку внутрішньої межі потужності віддаленої регульованої системи при  $U_{\Gamma} = \text{const}$ .** Нехай маємо найпростішу систему I з неявнополюсним генератором параметри якої:

$$P_0 = 0,95 \text{ (в.о.); } \quad x_d = 1,40 \text{ (в.о.); } \quad x_{\text{ЗОВН.}} = 0,75 \text{ (в.о.); } \quad x_{\text{d}\Sigma} = 2,15 \text{ (в.о.);}$$
$$U_{\Gamma} = 1,40 \text{ (в.о.); } \quad E_{\text{q}0} = 2,60 \text{ (в.о.); } \quad k_{\text{п}} = 2,50.$$

Визначимо спочатку граничну ЕРС, яку фізично може індукувати в обмотці статора обмотка збудження генератора, прийнявши, що ЕРС з попередніх розрахунків відповідає номінальному для досліджуваного генератора і помноживши її на коефіцієнт пікового збудження:

$$E_{\text{q грaн. збуд.}} = k_{\text{п}} \cdot E_{\text{q}0} = 2,5 \cdot 2,6 = 6,5 \text{ (в.о.)}.$$

Визначимо граничний кут між напругою навантаження і напругою на шинах генератора, при якому ще буде спостерігатись стійка паралельна робота досліджуваного генератора і системи нескінченної потужності ( $\delta = 90^\circ$ ):

$$\delta_{\Gamma \text{ грaн.}} = \arccos \left( \frac{U_{\text{НОМ.}} \cdot x_d}{U_{\Gamma} \cdot x_{\text{d}\Sigma}} \right) = \arccos \left( \frac{1,0 \cdot 1,4}{1,4 \cdot 2,15} \right) = 62,28^\circ.$$

При цьому куті генератор буде видавати в систему потужність, яка дорівнює:

$$P_{\text{грaн. в}}^{\text{роз.}} = \frac{U_{\Gamma} \cdot U_{\text{НОМ.}}}{x_{\text{ЗОВН.}}} \cdot \sin \delta_{\Gamma \text{ грaн.}} = \frac{1,4 \cdot 1,0}{0,75} \cdot \sin (62,28^\circ) = 1,65 \text{ (в.о.)}.$$

Знайдемо розрахункову величину ЕРС, яку в цьому режимі буде індукувати в обмотці статора обмотка збудження:

$$E_{\text{q грaн.}}^{\text{роз.}} = \frac{P_{\text{грaн. в}} \cdot x_{\text{d}\Sigma}}{U_{\text{НОМ.}}} = \frac{1,65 \cdot 2,15}{1,0} = 3,55 \text{ (в.о.)}.$$



Порівняємо дві ЕРС.  $E_{q \text{ гран.}}^{\text{роз.}} < E_{q \text{ гран. збуд.}}$ . Це означає, що досліджуваний генератор досягне свою внутрішню межу потужності тоді, коли система АРЗ збільшить ЕРС до величини  $E_{q \text{ гран.}}^{\text{роз.}} = 3,55$  (в.о.) і тоді:

$$P_{\text{гран. в}} = P_{\text{гран. в}}^{\text{роз.}} = 1,65 \text{ (в.о.)}.$$

Коефіцієнт запасу статичної стійкості в режимі внутрішньої межі:

$$k_{\text{ст.}} = \frac{P_{\text{гран. в}} - P_0}{P_0} \cdot 100 \% = \frac{1,65 - 0,95}{0,95} \cdot 100 \% = 73,68 \%$$

**Приклад 3.3** розрахунку дійсної межі потужності систем I, II і їх коефіцієнтів запасу по статичній стійкості при  $Z_{\text{ном.}} = \text{const}$ . Нехай маємо двомашинну систему з параметрами:

$$P_{10} = 0,950 \text{ (в.о.)}, \quad Q_{10} = 0,312 \text{ (в.о.)}, \quad x_{1d\Sigma} = 2,184 \text{ (в.о.)}, \quad P_{20} = 0,920 \text{ (в.о.)}, \\ Q_{20} = 0,300 \text{ (в.о.)}, \quad x_{2d\Sigma} = 1,954 \text{ (в.о.)}.$$

Визначимо загальне навантаження обох генераторів:

$$S_{\text{ном.}} = P_{\text{ном.}} + j \cdot Q_{\text{ном.}} = (P_{10} + P_{20}) + j \cdot (Q_{10} + Q_{20}) = \\ = (0,95 + 0,92) + j \cdot (0,312 + 0,3) = 1,87 + j \cdot 0,612 \text{ (в.о.)}.$$

Представимо загальне навантаження в вигляді незмінного опору:

$$Z_{\text{ном.}} = \frac{|U_{\text{ном.}}|^2}{S_{\text{ном.}}^*} = \frac{1^2}{1,87 - j \cdot 0,612} = 0,483 + j \cdot 0,158 \text{ (в.о.)}.$$

Визначимо початкові ЕРС обох синхронних машин:

$$E_{q10} = \sqrt{\left( U_{\text{ном.}} + \frac{Q_{10}}{U_{\text{ном.}}} \cdot x_{1d\Sigma} \right)^2 + \left( \frac{P_{10}}{U_{\text{ном.}}} \cdot x_{1d\Sigma} \right)^2} = \\ = \sqrt{\left( 1 + \frac{0,312}{1} \cdot 2,184 \right)^2 + \left( \frac{0,95}{1} \cdot 2,184 \right)^2} = 2,671 \text{ (в.о.)},$$

$$\delta_{10} = \arctg \frac{\frac{P_{10}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x_{1d\Sigma}}{U_{\text{НОМ.}} + \frac{Q_{10}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x_{1d\Sigma}} = \arctg \frac{\frac{0,95}{1} \cdot 2,184}{1 + \frac{0,312}{1} \cdot 2,184} = 51^\circ,$$

$$E_{q20} = \sqrt{\left( U_{\text{НОМ.}} + \frac{Q_{20}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x_{2d\Sigma} \right)^2 + \left( \frac{P_{20}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x_{2d\Sigma} \right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left( 1 + \frac{0,3}{1} \cdot 1,954 \right)^2 + \left( \frac{0,92}{1} \cdot 1,954 \right)^2} = 2,397 \text{ (в.о.)},$$

$$\delta_{20} = \arctg \frac{\frac{P_{20}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x_{2d\Sigma}}{U_{\text{НОМ.}} + \frac{Q_{20}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot x_{2d\Sigma}} = \arctg \frac{\frac{0,92}{1} \cdot 1,954}{1 + \frac{0,3}{1} \cdot 1,954} = 49^\circ.$$

Визначимо параметри власних і взаємних опорів:

$$\underline{Z}_{11} = j \cdot x_{1d\Sigma} + \frac{j \cdot x_{2d\Sigma} \cdot Z_{\text{НОМ.}}}{j \cdot x_{2d\Sigma} + Z_{\text{НОМ.}}} =$$

$$= j \cdot 2,184 + \frac{j \cdot 1,954 \cdot (0,483 + j \cdot 0,158)}{j \cdot 1,954 + (0,483 + j \cdot 0,158)} = 0,393 + j \cdot 2,42 \text{ (в.о.)},$$

$$\underline{Z}_{22} = j \cdot x_{2d\Sigma} + \frac{j \cdot x_{1d\Sigma} \cdot Z_{\text{НОМ.}}}{j \cdot x_{1d\Sigma} + Z_{\text{НОМ.}}} =$$

$$= j \cdot 1,954 + \frac{j \cdot 2,184 \cdot (0,483 + j \cdot 0,158)}{j \cdot 2,184 + (0,483 + j \cdot 0,158)} = 0,403 + j \cdot 2,185 \text{ (в.о.)},$$

$$\underline{Z}_{12} = j \cdot x_{1d\Sigma} + j \cdot x_{2d\Sigma} + \frac{j \cdot x_{1d\Sigma} \cdot j \cdot x_{2d\Sigma}}{Z_{\text{НОМ.}}} =$$

$$= j \cdot 2,184 + j \cdot 1,954 + \frac{j \cdot 2,184 \cdot j \cdot 1,954}{0,483 + j \cdot 0,158} = -7,98 + j \cdot 6,75 \text{ (в.о.)}.$$

$$Z_{11} = 2,452 \text{ (в.о.)}, \quad \psi_{11} = \arctg \frac{2,42}{0,393} = 81^\circ, \quad \alpha_{11} = 90^\circ - 81^\circ = 9^\circ.$$

$$Z_{22} = 2,221 \text{ (в.о.)}, \quad \psi_{22} = \arctg \frac{2,185}{0,403} = 80^\circ, \quad \alpha_{22} = 90^\circ - 80^\circ = 10^\circ.$$

$$Z_{12} = 10,452 \text{ (в.о.)}, \quad \psi_{12} = \arctg \frac{6,75}{-7,98} = 140^\circ, \quad \alpha_{12} = 90^\circ - 140^\circ = -50^\circ.$$

Визначимо граничні потужності для кожного генератора:

$$P_{I \text{ гран.}} = \frac{E_{q1}^2}{Z_{11}} \cdot \sin \alpha_{11} + \frac{E_{q1} \cdot E_{q2}}{Z_{12}} = \frac{2,671^2}{2,452} \cdot \sin(9^\circ) + \frac{2,671 \cdot 2,397}{10,452} = 1,079 \text{ (в.о.)},$$

$$P_{II \text{ гран.}} = \frac{E_{q2}^2}{Z_{22}} \cdot \sin \alpha_{22} + \frac{E_{q1} \cdot E_{q2}}{Z_{12}} = \frac{2,397^2}{2,221} \cdot \sin(10^\circ) + \frac{2,671 \cdot 2,397}{10,452} = 1,082 \text{ (в.о.)}.$$

Тоді коефіцієнти запасу по статичній стійкості:

$$k_{\text{ст. I}} = \frac{P_{I \text{ гран.}} - P_{I0}}{P_{I0}} \cdot 100 \% = \frac{1,079 - 0,95}{0,95} \cdot 100 \% = 13,6 \%,$$

$$k_{\text{ст. II}} = \frac{P_{II \text{ гран.}} - P_{II0}}{P_{II0}} \cdot 100 \% = \frac{1,082 - 0,92}{0,92} \cdot 100 \% = 17,6 \%.$$

Побудуємо на рис. 3.2 графіки  $P_I = f(\delta_{12})$ ,  $P_{II} = f(\delta_{12})$  і результуючу  $P_\Sigma = f(\delta_{12})$ . Позначимо на них зону стійкої роботи, яка обмежена кутами граничних потужностей генераторів:

$$P_I = P_{I \text{ гран.}} \quad \text{якщо } \delta_{12 I \text{ гран.}} = 90^\circ + \alpha_{12} = 40^\circ - \text{для I-ої системи};$$

$$P_{II} = P_{II \text{ гран.}} \quad \text{якщо } \delta_{12 II \text{ гран.}} = -90^\circ - \alpha_{12} = -40^\circ - \text{для II-ої системи}.$$

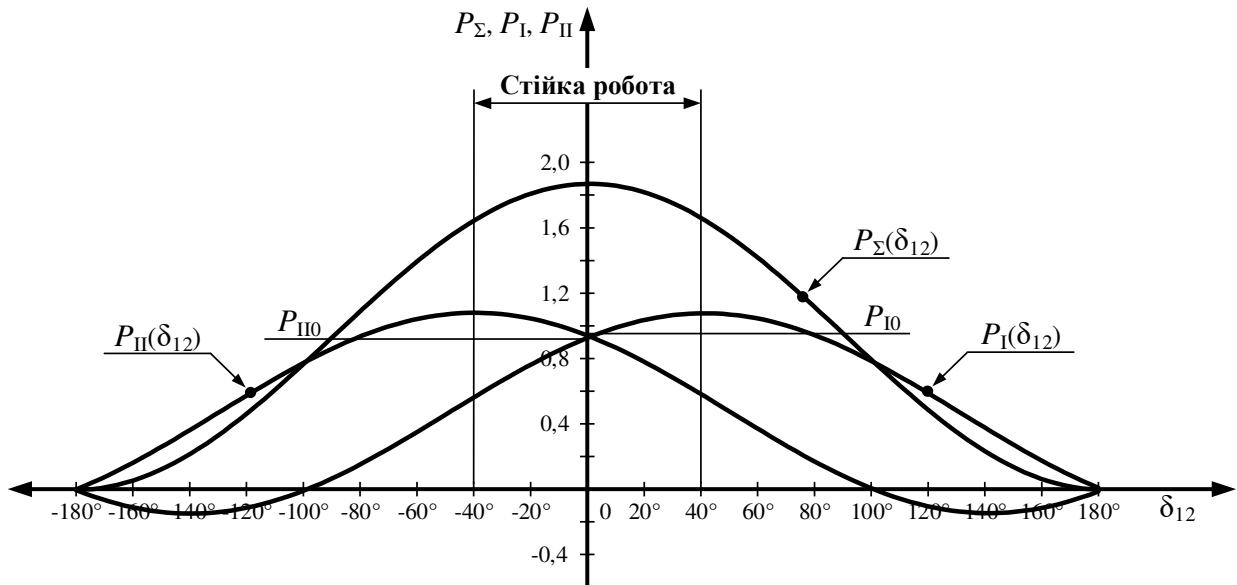


Рисунок 3.2 – Побудова залежностей  $P_I = f(\delta_{12})$ ,  $P_{II} = f(\delta_{12})$ ,  $P_\Sigma = f(\delta_{12})$  і зони стійкої роботи двомашинної системи

**Приклад 3.3** дослідження динамічної стійкості системи I в ідеалізованих умовах. Параметри досліджуваної системи, приведені до базисних умов:

$$x'_d = 0,35 \text{ (в.о.); } \quad x_{2\Gamma} = 0,40 \text{ (в.о.); } \quad T_j = 8,7 \text{ (сек.); } \quad x_{\Gamma 1} = 0,12 \text{ (в.о.);}$$

$$x_{\Gamma 2} = 0,10 \text{ (в.о.); } \quad x_{\text{л}} = 0,96 \text{ (в.о.); } \quad P_0 = 0,95 \text{ (в.о.); } \quad x'_{d\Sigma} = 1,05 \text{ (в.о.).}$$

З попереднього розрахунку  $E' = 1,66$  (в.о.),  $\delta'_0 = 37^\circ$ . Звертаємо увагу, що в подальших розрахунках кут  $\delta'$  між напругою у вузлі навантаження  $U_{\text{НОМ.}}$  і ЕРС  $E'$  надалі будемо позначати  $\delta$ .

Знайдемо межу передаваної потужності у вихідному режимі:

$$P_{\text{Гран. вих.}} = \frac{E' \cdot U_{\text{НОМ.}}}{x'_{d\Sigma}} = \frac{1,66 \cdot 1,0}{1,05} = 1,581 \text{ (в.о.).}$$

В якості аварійного режиму розглянемо двофазне КЗ на землю на одній з ЛЕП.

Знаходимо еквівалентні опори зворотної і нульової послідовностей, приймаючи  $x_{2\Gamma 1} = x_{0\Gamma 1} = 0,12$  (в.о.),  $x_{2\Gamma 2} = x_{0\Gamma 2} = 0,10$  (в.о.),  $x_{0\text{л}} = 3 \cdot x_{\text{л}} = 3 \cdot 0,96 = 2,88$  (в.о.):

$$x_{2\Sigma} = \frac{(x_{2\Gamma} + x_{2\Gamma 1}) \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot x_{\text{л}} + x_{2\Gamma 2} \right)}{x_{2\Gamma} + x_{2\Gamma 1} + \frac{1}{2} \cdot x_{\text{л}} + x_{2\Gamma 2}} = \frac{(0,4 + 0,12) \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot 0,96 + 0,1 \right)}{0,4 + 0,12 + \frac{1}{2} \cdot 0,96 + 0,1} = 0,274 \text{ (в.о.),}$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_{0\Gamma 1} \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot x_{0\text{л}} + x_{0\Gamma 2} \right)}{x_{0\Gamma 1} + \frac{1}{2} \cdot x_{0\text{л}} + x_{0\Gamma 2}} = \frac{0,12 \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot 2,88 + 0,1 \right)}{0,12 + \frac{1}{2} \cdot 2,88 + 0,1} = 0,111 \text{ (в.о.).}$$

Звідки опір шунта:

$$x_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = \frac{0,274 \cdot 0,111}{0,274 + 0,111} = 0,079 \text{ (в.о.).}$$

Інші опори Т-образної схеми заміщення аварійного режиму (рис. 6.26):

$$x_a = x'_d + x_{\Gamma 1} = 0,35 + 0,12 = 0,47 \text{ (в.о.).}$$

$$x_b = \frac{1}{2} \cdot x_{Л} + x_{Т2} = \frac{1}{2} \cdot 0,96 + 0,1 = 0,58 \text{ (в.о.)}.$$

Перейдемо до П-образної схеми (рис. 6.27)

$$x'_{д \text{ авар.}} = x_a + x_b + \frac{x_a \cdot x_b}{x_{\Delta}} = 0,47 + 0,58 + \frac{0,47 \cdot 0,58}{0,079} = 3,86 \text{ (в.о.)}.$$

Тоді межа переданої потужності в аварійному режимі дорівнює

$$P_{\text{гран. авар.}} = \frac{E' \cdot U_{\text{ном.}}}{x'_{д \text{ авар.}}} = \frac{1,66 \cdot 1,0}{3,86} = 0,43 \text{ (в.о.)}.$$

Як бачимо  $P_{\text{гран. авар.}} 0,43 \text{ (в.о.)} < P_0 = 0,95 \text{ (в.о.)}$ , отже система в аварійному режимі нестійка.

Проаналізуємо стійкість системи в післяаварійному режимі при відключенні однієї ЛЕП.

Сумарний опір системи стане рівним:

$$x'_{д \text{ п/авар.}} = x'_d + x_{Т1} + x_{Л} + x_{Т2} = 0,35 + 0,12 + 0,96 + 0,1 = 1,53 \text{ (в.о.)}.$$

А межа переданої потужності в післяаварійному режимі

$$P_{\text{гран. п/авар.}} = \frac{E' \cdot U_{\text{ном.}}}{x'_{д \text{ п/авар.}}} = \frac{1,66 \cdot 1,0}{1,53} = 1,085 \text{ (в.о.)}.$$

Визначимо кут початку площадки гальмування в післяаварійному режимі

$$\delta_{\text{п/авар.}} = \arcsin \frac{P_0}{P_{\text{гран. п/авар.}}} = \arcsin \frac{0,95}{1,085} = 61^\circ.$$

Розрахунковий кут відключення, при якому забезпечується рівність площадок розгону і гальмування:

$$\begin{aligned} \delta_{\text{від. р}} &= \arccos \left( \frac{1}{P_{\text{гран. п/авар.}} - P_{\text{гран. авар.}}} \cdot \left( P_0 \cdot \left( \frac{180^\circ - \delta_{\text{п/авар.}} - \delta_0}{53,7^\circ} \right) - \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - P_{\text{гран. авар.}} \cdot \cos \delta_0 - P_{\text{гран. п/авар.}} \cdot \cos \delta_{\text{п/авар.}} \right) \right) = \\ &= \arccos \left( \frac{1}{1,085 - 0,43} \cdot \left( 0,95 \cdot \left( \frac{180^\circ - 61^\circ - 37^\circ}{53,7^\circ} \right) - \right. \right. \end{aligned}$$

$$-0,43 \cdot \cos(37^\circ) - 1,085 \cdot \cos(61^\circ)) = 42^\circ.$$

Прийнявши час дії релейного захисту  $t_{pz} = 0,01$  (сек.) і повний час вимкнення вимикача  $t_{відкл.} = 0,1$  (сек.), визначимо фактичний час відключення

$$t_{від. ф} = t_{pz} + t_{відкл.} = 0,01 + 0,1 = 0,11 \text{ (сек.)}.$$

Знайдемо фактичний кут відключення по методу послідовних інтервалів. Для цього задаємося інтервалом  $\Delta t = 0,01$  (сек.).

Визначаємо коефіцієнт

$$k = \frac{360 \cdot f_0 \cdot \Delta t^2}{T_j} = \frac{360 \cdot 50 \cdot 0,01^2}{8,7} = 0,207.$$

Розрахунок ведемо в табличній формі, причому для першого інтервалу значення коефіцієнту  $k$  приймаємо вдвічі меншим.

Таблиця 6.1 – Алгоритм розрахунку

	$t$ , (сек.)	0,01	0,02	0,03	...	0,09	0,1	0,11
1	$\delta_{(n-1)}$	37,000	37,072	37,286		41,549	42,748	44,083
2	$\sin \delta_{(n-1)}$	0,602	0,603	0,606		0,663	0,679	0,696
3	$P_{\text{гран. авар.}}$	0,43	0,43	0,43		0,43	0,43	0,43
4	$P_{\text{гран. авар.}} \cdot \sin \delta_{(n-1)}$	0,259	0,259	0,260		0,285	0,292	0,299
5	$P_0$	0,95	0,95	0,95		0,95	0,95	0,95
6	$\Delta P_{(n)} = (5) - (4)$	0,691	0,691	0,690		0,665	0,658	0,651
7	$k = \frac{360 \cdot f_0 \cdot \Delta t^2}{T_j}$	0,1035	0,207	0,207		0,207	0,207	0,207
8	$k \cdot \Delta P_{(n)}$	0,072	0,143	0,143		0,138	0,136	0,135
9	$\Delta \delta_{(n-1)}$	0,000	0,072	0,215		1,061	1,199	1,335
10	$\Delta \delta_{(n)} = (8) + (9)$	0,072	0,215	0,357		1,199	1,335	1,470
11	$\delta_{(n)} = (10) + (1)$	37,072	37,286	37,643		42,748	44,083	45,552

Отже, так як  $\delta_{від. ф} = 45,552^\circ > \delta_{від. р} = 42,0^\circ$ , система буде нестійка в післяаварійному режимі і для забезпечення стійкості необхідні додаткові заходи.

Заштрихуємо рівні площадки розгону і гальмування, які обмежені траєкторією руху робочої точки від точки  $a_{вих.}$  (точки стійкої рівноваги

вихідного режиму) до точки  $b_{п/авар.}$  (точки нестійкої рівноваги післяаварійного режиму) і потужністю турбіни  $P_0 = 0,95$  (в.о.) (рис. 3.3). Якщо робоча точка нижче характеристики турбіни, то генератор буде розганятися під дією надлишкового моменту. Якщо вище, – то гальмуватися. Для розглянутого прикладу траєкторія руху робочої точки буде наступною:

1) робоча точка переходить з вихідної характеристики на аварійну, зберігаючи початковий кут  $\delta_0 = 37,0^\circ$ ;

2) під дією надлишкового прискорюючого моменту кут  $\delta$  зростатиме і робоча точка рухатиметься по аварійній характеристиці праворуч;

3) для забезпечення рівних площадок розгону і гальмування при досягненні  $\delta_{від.р} = 42,0^\circ$  робоча точка має перейти на післяаварійну характеристику;

4) після переходу на післяаварійну характеристику робоча точка буде нижче характеристики турбіни, тому продовжуватиме діяти надлишковий прискорюючий момент, і кут  $\delta$  також буде зростати;

5) коли ж робоча точка стане вище, ніж  $P_0$  (пройде точку стійкої рівноваги післяаварійного режиму  $a_{п/авар.}$ ), на ротор буде діяти гальмівний момент, проте по інерції робоча точка продовжуватиме рухатися по післяаварійній характеристиці в напрямку зростання кута  $\delta$ , оскільки ротор під час розгону накопичив певну кількість енергії обертання;

6) кут  $\delta$  припинить своє зростання коли надлишковий гальмівний момент компенсує всю накопичену при розгоні енергію, в нашому випадку це станеться в точці  $b_{п/авар.}$  (оскільки  $\delta_{від.р}$  граничний кут при якому забезпечується стійкість системи).

Дослідимо систему на стійкість після спрацювання АПВ і повернення на вихідну характеристику потужності.

Розрахунковий кут спрацювання АПВ, який забезпечує рівність площадок розгону і гальмування і відповідає граничному режиму:

$$\delta_{АПВР} = \arccos \left( \frac{1}{P_{\text{гран. вих.}} - P_{\text{гран. п/авар.}}} \cdot \left( P_0 \cdot \left( \frac{180^\circ - 2 \cdot \delta_0}{53,7^\circ} \right) - \cos \delta_{\text{від. ф}} \cdot \right. \right. \\ \left. \left. \cdot (P_{\text{гран. п/авар.}} - P_{\text{гран. авар.}}) - \cos \delta_0 \cdot (P_{\text{гран. вих.}} + P_{\text{гран. авар.}}) \right) \right) = \\ = \arccos \left( \frac{1}{1,581 - 1,085} \cdot \left( 0,95 \cdot \left( \frac{180^\circ - 2 \cdot 37^\circ}{53,7^\circ} \right) - \cos(45,552^\circ) \cdot \right. \right. \\ \left. \left. \cdot (1,085 - 0,43) - \cos(37^\circ) \cdot (1,581 + 0,43) \right) \right) = 128,3^\circ.$$

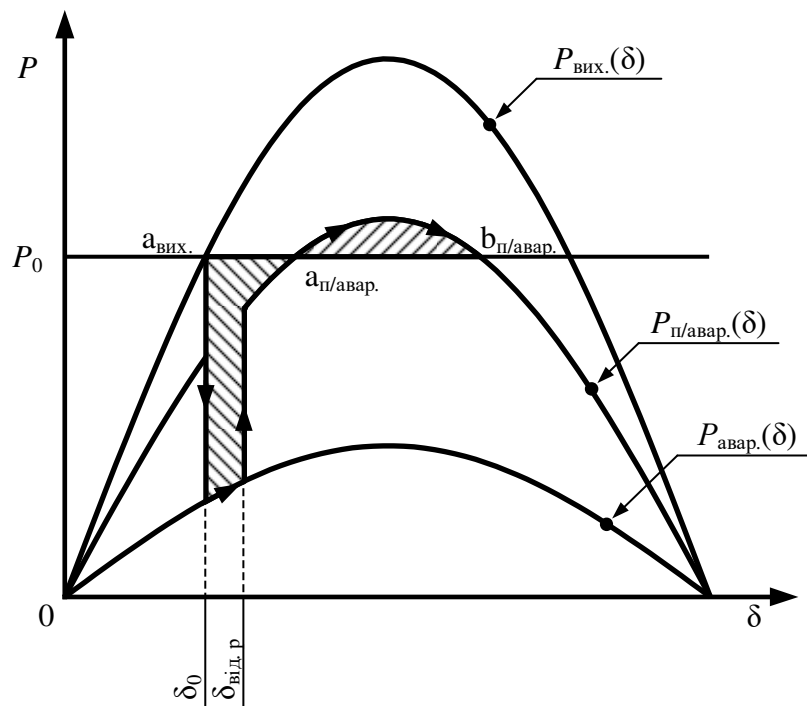


Рисунок 3.3 – Рівні площадки розгону і гальмування при відключенні КЗ

Задаємося фактичним часом повторного включення, приймаючи час деіонізації середовища  $t_{\text{деіон.}} = 0,24$  (сек.)

$$t_{\text{АПВФ}} = t_{\text{від. ф}} + t_{\text{деіон.}} = 0,11 + 0,24 = 0,35 \text{ (сек.)}.$$

Розрахунок ведемо в табличній формі, пам'ятаючи, що для граничного інтервалу:

$$\Delta P = \frac{(P_0 - P_{\text{гран. авар.}} \cdot \sin \delta_{\text{гран.}}) + (P_0 - P_{\text{гран. п/авар.}} \cdot \sin \delta_{\text{гран.}})}{2} = \\ = \frac{(0,95 - 0,43 \cdot \sin(45,552^\circ)) + (0,95 - 1,085 \cdot \sin(45,552^\circ))}{2} = 0,409.$$

	$t, (\text{сек.})$	0,12	0,13	0,14	...	0,33	0,34	0,35
1	$\delta_{(n-1)}$	45,552	47,106	48,693		80,072	81,593	83,089
2	$\sin\delta_{(n-1)}$	0,714	0,733	0,751		0,985	0,989	0,993
3	$P_{\text{гран. авар.}}$	1,085	1,085	1,085		1,085	1,085	1,085
4	$P_{\text{гран. авар.}} \cdot \sin\delta_{(n-1)}$	0,775	0,795	0,815		1,069	1,073	1,077
5	$P_0$	0,95	0,95	0,95		0,95	0,95	0,95
6	$\Delta P_{(n)} = (5) - (4)$	0,409	0,155	0,135		-0,119	-0,123	-0,127
7	$k = \frac{360 \cdot f_0 \cdot \Delta t^2}{T_j}$	0,207	0,207	0,207		0,207	0,207	0,207
8	$k \cdot \Delta P_{(n)}$	0,085	0,032	0,028		-0,025	-0,026	-0,026
9	$\Delta\delta_{(n-1)}$	1,470	1,554	1,586		1,546	1,521	1,496
10	$\Delta\delta_{(n)} = (8) + (9)$	1,554	1,586	1,614		1,521	1,496	1,469
11	$\delta_{(n)} = (10) + (1)$	47,106	48,693	50,307		81,593	83,089	84,559

Оскільки  $\delta_{\text{АПВФ}} = 84,559^\circ < \delta_{\text{АПВР}} = 128,3^\circ$ , то система буде стійка після спрацювання АПВ.

Заштрихуємо рівні площадки розгону і гальмування, які обмежені траєкторією руху робочої точки від точки  $a_{\text{вих.}}$  (точки стійкої рівноваги вихідного режиму) до точки  $b_{\text{вих.}}$  (точки нестійкої рівноваги вихідного режиму) і потужністю турбіни  $P_0 = 0,95$  (в.о.) (рис. 3.4). Якщо робоча точка нижче характеристики турбіни, то генератор буде розганятися під дією надлишкового моменту. Якщо вище, – то гальмуватися. Для розглянутого прикладу траєкторія руху робочої точки буде наступною:

1) робоча точка переходить з вихідної характеристики на аварійну, зберігаючи початковий кут  $\delta_0 = 37,0^\circ$ ;

2) під дією надлишкового прискорюючого кут  $\delta$  зростатиме і робоча точка рухатиметься по аварійній характеристиці праворуч;

3) при досягненні  $\delta_{\text{від. ф}} = 45,552^\circ$  (через 0,11 (сек.)) КЗ відключається і робоча точка перейде на післяаварійну характеристику;

4) після переходу на післяаварійну характеристику робоча точка буде нижче характеристики турбіни, тому продовжуватиме діяти надлишковий прискорюючий момент, і кут  $\delta$  також буде зростати;

5) коли ж робоча точка стане вище, ніж  $P_0$  (пройде точку стійкої рівноваги післяаварійного режиму  $a_{п/авар.}$ ), на ротор буде діяти гальмівний момент, проте по інерції робоча точка продовжуватиме рухатися по післяаварійній характеристиці в напрямку зростання кута  $\delta$ , оскільки ротор під час розгону накопичив певну кількість енергії обертання;

6) оскільки перехід на післяаварійну характеристику при куті  $\delta_{від. \phi} = 45,552^\circ$  не забезпечує компенсації всієї накопиченої при розгоні енергії під час гальмування, то пройшовши точку нестійкої рівноваги післяаварійного режиму  $b_{п/авар.}$  ротор знову почне прискорюватись, накопичуючи енергію;

7) для забезпечення рівних площадок розгону і гальмування при досягненні  $\delta_{АПВР} = 128,3^\circ$  робоча точка має перейти на вихідну характеристику;

8) по вихідній характеристиці робоча точка буде продовжувати свій рух в напрямку зростання кута  $\delta$ , поки в точці  $b_{вих.}$  не компенсується вся накопичена при розгоні енергія (оскільки  $\delta_{АПВР}$  граничний кут при якому забезпечується стійкість системи).

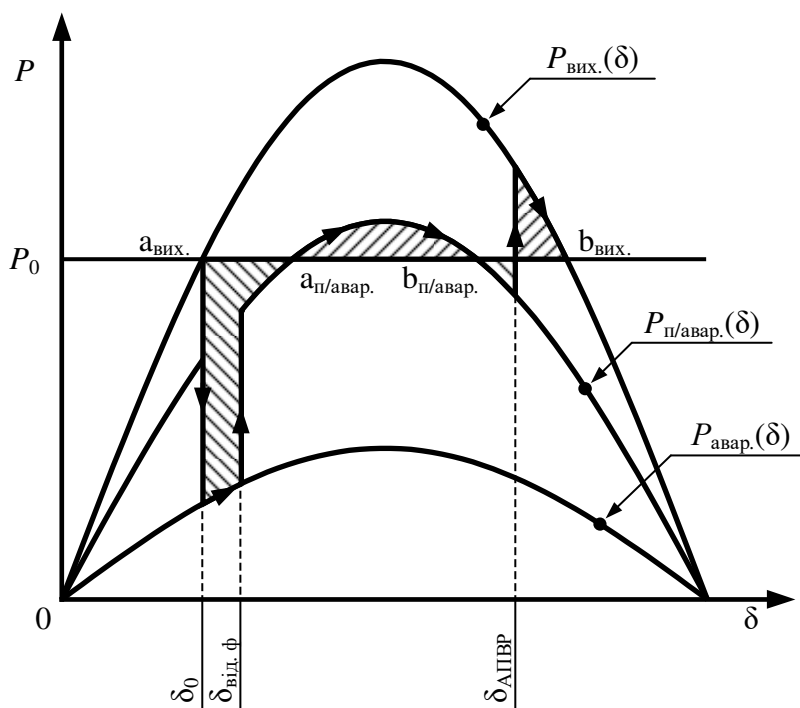


Рисунок 3.4 – Рівні площадки розгону і гальмування після дії АПВ

**Приклад 3.4** розрахунку кількісних показників оцінки режимної надійності підсистеми ЕЕС. На рис. 3.5 представлена синтезована тестова 6-ти машинна схема підсистеми ЕЕС, яка містить 5 потужних силових масляних трансформаторів  $СТ_1 - СТ_5$  з різними термінами експлуатації. Необхідно оцінити рівень режимної надійності підсистеми методами теорії ризику при виведенні з експлуатації окремих силових трансформаторів.

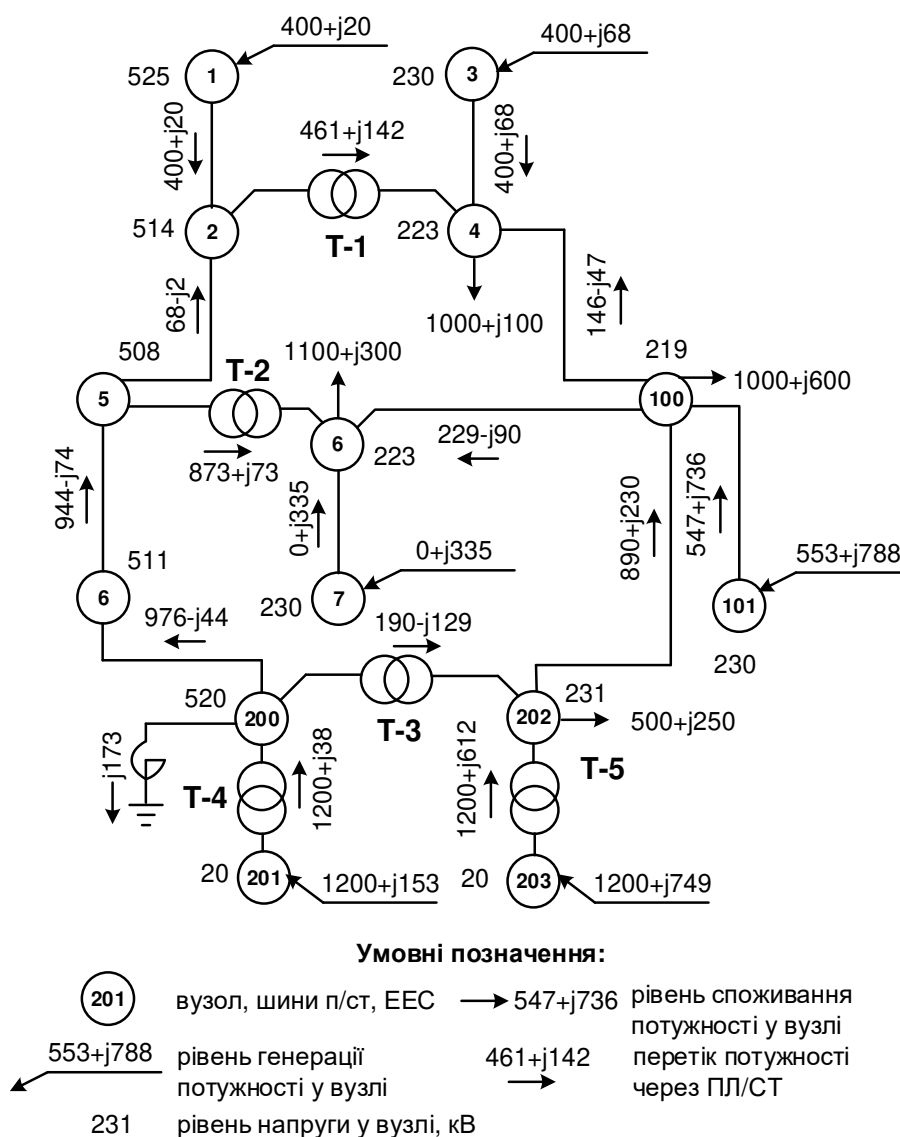


Рисунок 3.5 – Розрахункова схема тестової моделі ЕЕС

Режимні параметри тестової схеми змінюються в таких діапазонах: напруга у вузлі № 101 змінюється в діапазоні  $[0,95; 1,05] \cdot U_{ном.}$ ; потужності у вузлах навантаження змінюються в наступних діапазонах:

№ 4  $P = [860, \dots, 1060]$  МВт,  $Q = [450, \dots, 550]$  МВ·Ар;

№ 6:  $P = [540 \dots 660]$  МВт,  $Q = [180, \dots, 220]$  МВ·Ар;

№ 100:  $P = [585, \dots, 715]$  МВт,  $Q = [380, \dots, 470]$  МВ·Ар;

№ 202:  $P = [900, \dots, 1100]$  МВт,  $Q = [580, \dots, 720]$  МВ·Ар.

Активні потужності у вузлах генерації приймаються незмінними і дорівнюють: № 1:  $P = 400$  МВт; № 3:  $P = 400$  МВт; № 7:  $P = 0$  МВт (синхронний компенсатор); № 201:  $P = 1200$  МВт; № 203:  $P = 1200$  МВт.

За результатами діагностування силових трансформаторів з використанням запропонованих математичних моделей СТ в [ ] не було ідентифіковано дефектів з суттєвим розвитком. Разом з цим, великий рівень загального спрацьованого ресурсу СТ зі значним терміном експлуатації СТ збільшує ризик відмови СТ. Імовірності відмови СТ на інтервалі часу спостереження, визначені з використанням базових функцій розподілу імовірності відмов, адаптованих до реальних умов експлуатації експертним оцінюванням інтенсивності відмов  $\lambda(\Delta t)$ . За результатами ранжування СТ на інтервалі часу спостереження  $\Delta t = 3$  місяці СТ<sub>3</sub> має найбільшу імовірність відмови  $F(\Delta t) = 0,9981289$ .

Результати статистичного моделювання режиму роботи тестової схеми ЕЕС у вихідному стані для оцінки ризику порушення динамічної стійкості при відмовах електрообладнання для різних сезонних навантажень на I–IV інтервалах часу спостереження наведено в табл. 3.1. На рис. 3.6 показана гістограма розподілу впливу відмови елементів тестової схеми на загальний ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС на IV інтервалі часу спостереження.

Аналіз гістограми рис. 3.6 показує, що в нормальному вихідному режимі загальний ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС на IV інтервалі часу спостереження складає відповідно  $R(\Delta t) = 0,0078$  (в.о.). Найбільший внесок в ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС на IV інтервалі часу спостереження вносять відмови повітряних ліній електропередач L1-2, L5-6, L8-200 та силовий трансформатор СТ<sub>2</sub>.

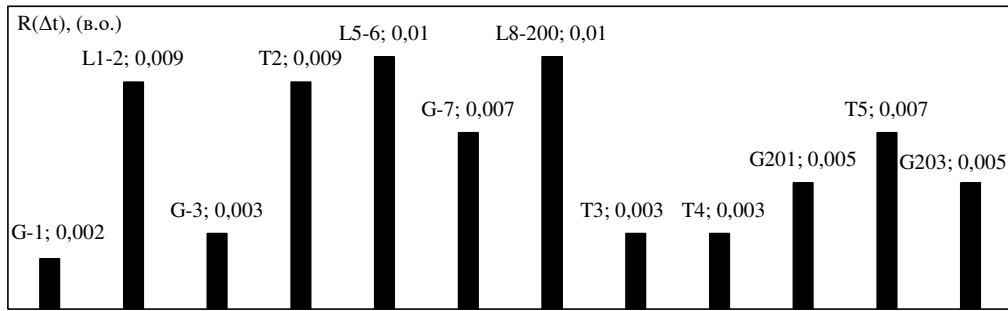


Рисунок 3.6 – Гістограма розподілу впливу відмови елемента тестової схеми на ризик по-рушення динамічної стійкості ЕЕС на IV інтервалі часу спостереження

Результати розрахунків кількісних характеристик ризику порушення динамічної стійкості ЕЕС після виведення з експлуатації по черзі силових трансформаторів  $CT_1 - CT_5$  в режимі проходження графіка навантаження підсистеми ЕЕС наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Аналіз характеристик розподілу ризику порушення нормального режиму при виведенні з експлуатації СТ

Найменування параметрів	Вибірка силових трансформаторів підсистеми ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації				
	$CT_1$	$CT_2$	$CT_3$	$CT_4$	$CT_5$
<b>1. Ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС <math>R_{DU}</math> на інтервалі спостереження <math>\Delta t = 3</math> (міс.):</b>					
I	0,635	0,281	0,117	0,134	0,162
II	0,105	0,145	0,088	0,143	0,127
III	0,080	0,133	0,085	0,143	0,116
IV	0,271	0,151	0,104	0,134	0,151
<b>2. Ризик порушення електропостачання споживача <math>R_{ПЕ}</math> на інтервалі спостереження <math>\Delta t = 3</math> (міс.):</b>					
I	0,025	0,02	0,018	0,005	0,004
II	0,011	0,008	0,001	0,001	0,001
III	0,010	0,07	0,003	0,001	0,001
IV	0,019	0,012	0,014	0,006	0,005

Аналіз отриманих результатів (табл. 3.1), наприклад для силового трансформатора  $CT_1$ , показує, що виведення з експлуатації на I інтервалі часу характеризується високим рівнем загального ризику порушення динамічної стійкості енергосистеми  $R(\Delta t) = 0,635$ . Для обґрунтування прийняття

оптимальних рішень щодо послідовності виведення з експлуатації СТ розглянемо результати моделювання режиму ЕЕС на IV інтервалі часу спостереження.

З використанням методу Сааті та результатів експертного оцінювання важливості критеріїв визначимо вагові коефіцієнти важливості критеріїв на базі наступної системи переваг для IV інтервала часу спостереження експлуатації:

$C_2$  домінує над  $C_1$  з інтенсивністю  $b_{21} = 5$ ;

$C_2$  домінує над  $C_4$  з інтенсивністю  $b_{24} = 7$ ;

$C_3$  домінує  $C_2$  з інтенсивністю  $b_{32} = 4$ ;

$C_3$  домінує  $C_1$  з інтенсивністю  $b_{31} = 9$ ;

$C_4$  домінує  $C_3$  з інтенсивністю  $b_{43} = 3$ ;

$C_1$  домінує  $C_4$  з інтенсивністю  $b_{14} = 2$ .

За сформованими співвідношеннями отримано матрицю парних порівнянь та визначено власні числа матриці:

$$A = \begin{bmatrix} b_{11} & 1/b_{12} & b_{13} \\ b_{21} & b_{22} & 1/b_{23} \\ 1/b_{31} & b_{32} & b_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1/2 & 7 \\ 2 & 1 & 1/3 \\ 1/7 & 3 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\lambda_1 = 5,087; \lambda_{2,3} = -1,044 \pm j \cdot 3,087.$$

Система рівнянь для визначення вагових коефіцієнтів важливості оптимізаційних критеріїв:

$$\begin{cases} (1 - 5,087) \cdot \omega_1 + 0,5 \cdot \omega_2 + 7 \cdot \omega_3 = 0, \\ 2 \cdot \omega_1 + (1 - 5,087) \cdot \omega_2 + 1/3 \cdot \omega_3 = 0, \\ \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 = 1. \end{cases}$$

Отриманий вектор вагових коефіцієнтів оптимізаційних критеріїв має вигляд  $\Omega = [\omega_1, \omega_2, \omega_3] = [0,483; 0,253; 0,264]$ .

На основі отриманих переваг будуються згортки  $\mu_{R_s}(a_k^{CT}, a_l^{CT})$ ,  $k, l = \overline{1, 5}$ , причому елементи  $r_{ij}^k$  будемо визначати у відповідності з правилами:

$$r_{ij}^k = \begin{cases} 1, & \text{якщо } i\text{-а альтернатива краще } j\text{-ї за } k\text{-м критерієм;} \\ 0, & \text{якщо альтернативи однакові за перевагою або} \\ & i\text{-а альтернатива гірша } j\text{-ї за } k\text{-м критерієм.} \end{cases}$$

Для визначення оптимального рішення в межах розглядаємого терміну експлуатації СТ і ЕЕС виконаємо ранжування альтернатив А за критеріями С з використанням показників  $\succ$  – «краще»;  $\prec$  – «гірше»;  $\sim$  – «рівноцінно».

$$\mu_{R_1}(a_k^{\text{СТ}}, a_l^{\text{СТ}}) = \begin{pmatrix} & a_1^{\text{СТ}} & a_2^{\text{СТ}} & a_3^{\text{СТ}} & a_4^{\text{СТ}} & a_5^{\text{СТ}} \\ a_1^{\text{СТ}} & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^{\text{СТ}} & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_3^{\text{СТ}} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_4^{\text{СТ}} & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ a_5^{\text{СТ}} & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix},$$

$$\mu_{R_2}(a_k^{\text{СТ}}, a_l^{\text{СТ}}) = \begin{pmatrix} & a_1^{\text{СТ}} & a_2^{\text{СТ}} & a_3^{\text{СТ}} & a_4^{\text{СТ}} & a_5^{\text{СТ}} \\ a_1^{\text{СТ}} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_2^{\text{СТ}} & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_3^{\text{СТ}} & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ a_4^{\text{СТ}} & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ a_5^{\text{СТ}} & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix},$$

$$\mu_{R_3}(a_k^{\text{СТ}}, a_l^{\text{СТ}}) = \begin{pmatrix} & a_1^{\text{СТ}} & a_2^{\text{СТ}} & a_3^{\text{СТ}} & a_4^{\text{СТ}} & a_5^{\text{СТ}} \\ a_1^{\text{СТ}} & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^{\text{СТ}} & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_3^{\text{СТ}} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_4^{\text{СТ}} & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ a_5^{\text{СТ}} & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix},$$

$$\mu_{R_4}(a_k^{CT}, a_l^{CT}) = \begin{pmatrix} & a_1^{CT} & a_2^{CT} & a_3^{CT} & a_4^{CT} & a_5^{CT} \\ a_1^{CT} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_2^{CT} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_3^{CT} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_4^{CT} & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ a_5^{CT} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}.$$

Визначення першої згортки  $\mu_{Q_1}(a_k^{CT}, a_l^{CT}) = \min_{j=1, m} (a_k^{CT}, a_l^{CT})$ ,  $k, l = \overline{1, m}$ :

$$\mu_{Q_1}(a_k^{CT}, a_l^{CT}) = \begin{pmatrix} & a_1^{CT} & a_2^{CT} & a_3^{CT} & a_4^{CT} & a_5^{CT} \\ a_1^{CT} & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^{CT} & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_3^{CT} & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ a_4^{CT} & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ a_5^{CT} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}.$$

Визначення множини невідоміючих альтернатив за  $Q_1$  та другої згортки

$$\mu_{Q_2}(a_i^{CT}, a_j^{CT}) = \sum_{j=1}^m \omega_j \cdot \mu_j(a_i^{CT}, a_j^{CT}), \quad \sum_{i=1}^n \omega_i = 1, \quad \omega_i > 0,$$

$$\mu_{Q_1}^{нд}(a_i^{CT}) = 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_1}(a_i^{CT}, a_j^{CT}) - \mu_{Q_1}(a_j^{CT}, a_i^{CT})) = (1 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 1).$$

$$\mu_{Q_2}(a_i^{CT}, a_j^{CT}) = \begin{pmatrix} & a_1^{CT} & a_2^{CT} & a_3^{CT} & a_4^{CT} & a_5^{CT} \\ a_1^{CT} & 1 & 0,6273 & 0,5393 & 0,5393 & 0,5393 \\ a_2^{CT} & 0,5578 & 1 & 0,5393 & 0,5393 & 0,5393 \\ a_3^{CT} & 0,6658 & 0,6658 & 1 & 0,6658 & 0,6658 \\ a_4^{CT} & 0,4606 & 0,4606 & 0,3341 & 1 & 0,6658 \\ a_5^{CT} & 0,4606 & 0,4606 & 0,3341 & 0,3341 & 1 \end{pmatrix}.$$

Визначення множини невідоміючих альтернатив за  $Q_2$ :

$$\mu_{Q_2}^{\text{нд}}(a_i^{\text{СТ}}) = 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_2}(a_i^{\text{СТ}}, a_j^{\text{СТ}}) - \mu_{Q_2}(a_j^{\text{СТ}}, a_i^{\text{СТ}})) =$$

$$= (0,8734 \quad 0,8735 \quad 1 \quad 0,6682 \quad 0,6673).$$

Визначення найкращого рішення по згортках  $Q_1^{\text{нд}} \cap Q_2^{\text{нд}}$ :

$$\mu^{\text{нд}}(a_i^{\text{СТ}}) = \sup_{a \in A} \mu^{\text{нд}}(a_i^{\text{СТ}}) = (0 \quad 0 \quad 1 \quad 0 \quad 0).$$

Результати моделювання визначення оптимального варіанту рішення виводу СТ з експлуатації за критеріями  $C_1 - C_4$  оцінки альтернативних рішень для I – IV інтервалів часу спостереження представлені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати визначення найкращої альтернативи виведення з експлуатації СТ на заданому інтервалі спостереження  $\Delta t = 3$  (міс.)

Найменування параметрів	Вибірка силових трансформаторів підсистеми ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації				
	T-1	T-2	T-3	T-4	T-5
I інтервал	0	0	1,0	0,57534	0
II інтервал	0	0	1,0	0,50534	0,50531
III інтервал	1,0	0	0,54937	0	0
IV інтервал	0	0	1,0	0	0

Найефективнішим превентивним рішенням по зниженню ризику порушення динамічної стійкості буде альтернатива  $a_3^{\text{СТ}}$  зі ступеню  $\mu_Q(a_3^{\text{СТ}}) = 1,0$ , що рекомендує вивести СТ з експлуатації. Найефективнішим превентивним рішенням на III інтервалі часу спостереження по зниженню ризику порушення динамічної стійкості буде альтернатива  $a_4^{\text{СТ}}$  зі ступеню  $\mu_Q(a_4^{\text{СТ}}) = 1,0$ , що рекомендує вивести СТ<sub>4</sub> з експлуатації, а на інших домінує виведення СТ<sub>3</sub> з експлуатації.