

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

М.П. Болотний, Р.В. Вожаков, О.Л. Бондаренко

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

ПРОТИАВАРІЙНА АВТОМАТИКА І РОЗРАХУНКИ СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ КОМП'ЮТЕРНИЙ ПРАКТИКУМ

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського як навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за освітньою програмою «Електричні станції»

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2023

Противарійна автоматика і розрахунки стійкості енергосистем: комп'ютерний практикум [Електронний ресурс]: навчальний посібник для здобувачів ступеня магістр спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за освітньою програмою "Електричні станції" /уклад.: М.П. Болотний, Р.В. Вожаков, О.Л. Бондаренко / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 7.06 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2023. – 203 с.

Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол №8 від 02.06.2023 р.) за поданням Вченої ради факультету електроенерготехніки та автоматики (протокол № 11 від 29.05.2023 р.)

Електронне мережне навчальне видання

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

ПРОТИАВАРІЙНА АВТОМАТИКА І РОЗРАХУНКИ СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ КОМП'ЮТЕРНИЙ ПРАКТИКУМ

Укладачі *Болотний Микола Петрович*, канд. техн. наук, ст.викладач кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА
Вожаков Роман Вікторович, асистент кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА
Бондаренко Олександр Леонідович, асистент кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА

Відповідальний редактор *Будько В. І.*, докт. техн. наук, доцент, професор, завідувач кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА

Рецензент *Пушкар М.В.*, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри автоматизації електромеханічних систем та електроприводу

В навчальному посібнику викладено методичні положення щодо принципів вибору пристроїв ПА, місць їх встановлення, визначення видів і місць застосування керуючих впливів на режим енергосистеми. Значна увага приділяється припущенням та обмеженням, пов'язаними з фізичними явищами, закладених в основу розрахункових методів дослідження перехідних процесів, що дозволяє глибоко засвоїти фізичні основи функціонування енергосистем в нормальних і післяаварійних режимах, а також принципів побудови систем регулювання і противарійного керування. Матеріали кожного заняття включають теоретичні відомості, приклади розв'язання задач, індивідуальні завдання і порядок їх виконання.

© М.П .Болотний, Р.В. Вожаков, О.Л .Бондаренко
©КПІ ім Ігоря Сікорського, 2023

З М І С Т

Вступ	4
Заняття №1. Формування цифрової моделі для розрахунку режимів ЕЕС	6
Заняття №2. Дослідження статичної стійкості електростанції енергосистеми.....	28
Заняття №3. Дослідження динамічної стійкості електростанції енергосистеми	52
Заняття №4. Визначення запасу стійкості вузла навантаження по напрузі	74
Заняття №5. Моделювання самозапуску двигунів власних потреб електростанції	87
Заняття №6. Дослідження впливу системи автоматичного регулювання збудження на стійкість електростанції	97
Заняття №7. Дослідження роботи системи автоматичного частотного розвантаження в енергосистемі.....	114
Заняття №8. Моделювання пристроїв протиаварійної автоматики	137
Заняття №9. Дослідження впливу джерел розосередженої генерації стійкість ЕЕС	159
Додатки	185
Література	203

Вступ

Дисципліна «Протиаварійна автоматика і розрахунки стійкості енергосистем» призначена для здобувачів ступеня магістр спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за освітньою програмою «Електричні станції». Метою вивчення дисципліни є глибоке засвоєння студентами фізичних основ функціонування енергосистем в нормальних і післяаварійних режимах, а також принципів побудови систем регулювання і протиаварійного управління. Враховуючи нестандартність багатьох задач автоматичного протиаварійного управління в енергосистемах, велику увагу приділяють розвитку у студентів самостійної інженерної думки.

Задачею комп'ютерного практикуму навчити студентів зважено, послідовно і взаємозв'язано виконувати роботи протиаварійного управління в енергосистемах. В процесі виконання практичних завдань студент повинен засвоїти та використовувати один з промислових ліцензованих програмних комплексів розрахунку режимів енергосистем. Ознайомитися з методикою розрахунку усталених режимів ЕЕС, що використовується в проектних організаціях. Засвоїти розрахунки статичної і динамічної стійкості ЕЕС, з'ясувати принципи вибору пристроїв ПА, місць їх встановлення, визначення видів і місць застосування керуючих впливів на режим енергосистеми. В об'ємі графічної частини практичних завдань, студентам пропонується розробити структурну схему розміщення пристроїв ПА, а також структурно-функціональну схему системи протиаварійної автоматики.

В результаті виконання практичних завдань на основі розрахунків електричних режимів повинні бути вибрані пристрої протиаварійної автоматики, дані рекомендації по місцям їх встановлення, розраховані уставки спрацювання і визначені види і інтенсивність керуючих впливів, що реалізуються протиаварійною автоматикою. Розроблені графічні матеріали повинні відповідати вимогам змісту основних розділів проектної документації.

Звіт з комп'ютерного практикуму оформляється у вигляді розрахунково–пояснювальної записки, яка містить графічну частину на аркушах формату А4. Пояснювальна записка складається з декількох розділів, в кожному з яких повинні бути сформульовані задачі, пояснена методика, дано вирішення поставленої задачі і зроблені відповідні висновки. В пояснювальній записці необхідно представити результати розрахунків електричних режимів. Розрахунки ustalених режимів представляються у вигляді розрахункової схеми з нанесенням на неї параметрами режиму. Результати розрахунку статичної і динамічної стійкості представляються у вигляді відповідних графіків. Результати розрахунків повинні бути проаналізовані, і по кожному з них повинні бути приведені висновки. Нумерувати сторінки починають з титульного аркуша. Зразок оформлення титульного аркуша наведено в додатку.

Графічна частина роботи виконується на окремих аркушах формату А4 або А3, оформлених по ЕСКД і включає в себе: принципову схему електричної мережі ЕЕС, розрахункові схеми, структурну схему розміщення пристроїв ПА, структурно–функціональну схему системи протиаварійної автоматики, а також структурно–функціональні схеми окремих пристроїв ПА.

Варіант до виконання завдань комп'ютерного практикуму визначається викладачем. Вихідна інформація для виконання індивідуального завдання представлена в додатках.

ФОРМУВАННЯ ЦИФРОВОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМІВ ЕЕС

Мета роботи – Ознайомлення з особливостями формування цифрової моделі ЕЕС, отримання навичок дослідження ЕЕС по її математичній моделі і освоєння відповідних команд комп'ютерного моделювання в програмному комплексі **DlgSILENT PowerFactory**.

1. Теоретичні відомості

Порядок вирішення науково-технічних задач за допомогою ЕОМ. Розрахунки усталених режимів роботи електроенергетичних систем і мереж належать до числа задач, вирішення яких має важливе значення як при експлуатації систем, так і в ході їх проектування і дослідження. Особливе місце цих задач в загальному комплексі режимних розрахунків визначається тією обставиною, що вони мають не тільки самостійне значення при визначенні потокорозподілу, напруг, струмів і втрат потужності в електричних мережах, але і є вихідними при вирішенні задач оптимізації режимів, при розрахунках перехідних електромеханічних процесів, при визначенні струмів короткого замикання.

Робота електроенергетичних систем характеризується їх режимами, що відображають за допомогою параметрів режимів їх стан в будь-який момент часу або на деякому інтервалі часу. До параметрів режимів відносяться напруги в різних точках ЕЕС, струми в їх елементах, кути розбіжності векторів ЕРС і напруг, активні і реактивні потужності і т.д. При аналізі та складанні математичних моделей ЕЕС розрізняють три основних види їх режимів:

- нормальні усталені режими, стосовно яких проектується ЕЕС і визначаються їх техніко-економічні характеристики;
- післяаварійні усталені режими, наступаючі після аварійного відключення будь-якого елемента або ряду елементів ЕЕС; в цих режимах ЕЕС можуть працювати з кілька погіршеними техніко-економічними характеристиками;
- перехідні режими, під час яких ЕЕС переходять від одного стану до іншого.

У будь-якому випадку режим ЕЕС визначається станом і процесами, які відбуваються в кожному з її елементів. При цьому під усталеними розуміють стан тих із режимів, при яких параметри режиму змінюються незначно протягом тривалого часу і коливаються, як правило, щодо деякої середньої величини. Такі режими іноді називають квазіусталеними режимами або режимами малих коливань. Математично такі режими зазвичай описуються системами лінійних і нелінійних алгебраїчних рівнянь.

При проведенні розрахунків усталених режимів ЕЕС основними завданнями є знаходження розподілу в них потоків потужностей, струмів і напруг, а також умов досягнення ними оптимальних величин. Для вирішення цих завдань застосовується матричний запис систем лінійних і нелінійних алгебраїчних рівнянь з використанням методів теорії графів і елементів топології ланцюгів; усталені режими розраховуються як при детермінованості, так і при імовірнісних умовах; при реалізації розрахунків використовуються методи чисельного рішення систем алгебраїчних рівнянь і чисельні методи пошуку оптимальних рішень.

В сучасних умовах при проектуванні, експлуатації та дослідженні режимів роботи складних ЕЕС розрахунки їх усталених режимів є найбільш поширеними видами розрахунків. Так, при проектуванні ЕЕС ці розрахунки проводяться з метою вибору і уточнення параметрів елементів ЕЕС. В процесі експлуатації результати розрахунків режимів використовуються для оперативного управління і прогнозування роботи ЕЕС на різних рівнях автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ). Їх метою є оцінка допустимості режиму за технічними умовами роботи електроустаткування і знаходження режимів, оптимальних за технічними критеріями. Крім цього, розрахунки усталених режимів виробляються при отриманні вихідних даних для знаходження струмів короткого замикання, дослідження статичної та динамічної стійкості і т.д.

Посеред найважливіших особливостей задач розрахунку усталених режимів ЕЕС необхідно відзначити їх нелінійність, яка виражається в тому, що, по-перше, шукані параметри режиму (напруги і струми) пов'язані між собою через потужності як добуток комплексних величин або як вирази, що містять тригонометричні функції фаз струмів і напруг. По-друге, потужності генераторів і навантажень часто можуть бути представлені як нелінійні залежності від інших параметрів режиму (наприклад, напруги і частоти).

Нелінійність рівнянь, що описують усталені режими ЕЕС, призводить до необхідності використання для вирішення ітераційних методів, які вимагають значних обчислювальних витрат, особливо для ЕЕС великої сукупності елементів.

У зв'язку із зазначеними обставинами більшість задач, що вимагають аналізу усталених режимів ЕЕС в процесі їх проектування, експлуатації або керування, вирішуються за допомогою цифрової обчислювальної техніки (ЕОМ, комп'ютерів). Її основними перевагами в порівнянні з аналоговою є: велика зручність подання введеної і виведеної інформації; великий обсяг вирішуваних задач; висока швидкість отримання рішення. В даний час для вирішення багатьох задач, в тому числі і для розрахунку усталених режимів, розроблені задовільний математичний апарат і програмне забезпечення дозволяють за допомогою ЕОМ отримувати результати розрахунків із заданою точністю і швидкістю рішення.

Процедура створення спеціалізованого математичного та сервісного забезпечення вирішення завдань за допомогою ЕОМ включає в себе ряд етапів:

- постановку задачі (аналіз вихідних даних, математичних закономірностей їх зміни і т.д.) і побудова математичної моделі;

- розробку алгоритму розв'язання задачі (алгоритмізацію);
- запис алгоритму на мові програмування;
- рішення задачі за допомогою ЕОМ;
- аналіз отриманих результатів.

Розглянемо більш докладно перераховані етапи.

Постановка задачі - одна з найбільш кваліфікованих і відповідальних частин рішення задачі на ЕОМ. Вона являє собою визначення незалежних і залежних змінних в досліджуваній задачі, визначення математичних закономірностей, які пов'язують ці змінні, допустимих меж зміни цих змінних і оцінку можливих результатів.

Рішення практичної задачі починається з опису вихідних даних і цілей задачі на мові строго визначених математичних понять. Точне формулювання умов і цілей рішення - це математична постановка задачі.

Виділення найбільш істотних властивостей реального об'єкта, опис їх за допомогою математичних співвідношень - це етап побудови математичної моделі.

Побудова математичної моделі є найбільш складним і відповідальним етапом вирішення задачі. Вона може мати вигляд рівняння або системи рівнянь; може бути виражена у формі інших скільки завгодно складних математичних структур або співвідношень самої різної природи. Вона може бути безперервною або дискретною, в залежності від того, якими величинами вона описана - безперервними або дискретними. Однак, якщо обрана математична модель занадто грубо відображає взаємозв'язок досліджуваного явища, то, які б методи вирішення слідом за цим не застосовувалися, знайдені значення не відповідатимуть умовам реального завдання і виявляться марними.

Таким чином, на цьому етапі проводиться запис математичних виразів, що описують кожне з явищ розв'язуваної задачі, і створюється єдиний математичний комплекс для всієї задачі в цілому у вигляді систем рівнянь, в загальному випадку, алгебраїчних, диференціальних, інтегральних і так далі із залученням методів дискретної математики або методів теорії ймовірностей.

В рамках побудованої математичної моделі, здійснюється пошук методу розв'язання задачі та розробляється алгоритм її вирішення. Цей етап називається алгоритмізацією. Тут використовують будь-які форми подання алгоритму: словесний опис, математичні формули, блок-схеми. В процесі запису алгоритму обов'язково розглядаються способи отримання рішення тієї задачі, яка ставиться; можливість реалізації обраного методу розв'язання у вигляді послідовного переліку операцій, що призводять до вирішення; можливість отримання в ході рішення результатів з прийнятними точністю і швидкістю рішення.

На наступному етапі алгоритм вирішення задачі записують мовою пропрограмування, що дозволяє реалізувати її рішення за допомогою ЕОМ. У простому випадку може виявитися, що на цьому етапі зовсім не складається нова програма для ЕОМ, а справа зводиться, наприклад, до використання структурного математичного забезпечення ЕОМ. При записи нових складних програм важливе

місце займає процес їх налагодження, перевірки правильності реалізації алгоритму за допомогою вибраної мови. При цьому, чим більше вибрана мова адаптована до характеру розв'язуваної задачі і чим вища кваліфікація програміста, тим швидше йдуть процеси реалізації алгоритму і остаточного налагодження програми.

Ефективність вирішення задачі за допомогою ЕОМ оцінюється часом отримання рішення із заданою точністю і можливим обсягом розв'язуваної задачі.

Час вирішення залежить від ступеня відповідності математичної моделі описуваного явища, від ефективності обчислювальних методів, закладених в алгоритм, нарешті, від швидкодії самої обчислювальної техніки. Обсяг розв'язуваної задачі визначається як особливостями застосовуваної математичної моделі і алгоритму рішення, так і оперативними характеристиками ЕОМ (наприклад, обсягом оперативної пам'яті).

Завершальний етап вирішення задачі - аналіз результатів. Тут відбувається осмислення отриманих результатів, зіставлення їх з результатами контрольного прорахунку, а також даними, отриманими експериментальним шляхом, якщо такі є. При цьому одні результати можуть виявитися прийнятними, а інші - суперечать змісту реальної задачі. На цьому етапі важливо правильно оцінити, чи відповідають результати фізичному явищу, яке розглядається, і, якщо відповідають, то яка їхня похибка. Похибка в загальному випадку складається з похибки, що вноситься неточністю задачі вихідних даних, похибки математичної моделі, похибки, закладеної в алгоритмі рішення задачі і похибки округлення числових величин ЕОМ через обмеженої кількості розрядів. При цьому в деяких випадках сумарна похибка може бути настільки велика, що результати розрахунків можуть бути неприйнятними для використання.

Слід мати на увазі, що в деяких випадках більш точні математичні моделі, що враховують більшу кількість факторів і більш тонко відображають фізичні залежності розглянутих явищ, можуть бути більш чутливими до похибок вихідних даних, ніж більш грубі. Тому важливо, щоб обраний метод математичного моделювання і метод чисельного вирішення поставленого завдання були розраховані на введення таких даних, які можна реально отримати з потрібною достовірністю. В іншому випадку, доцільно видозмінити метод отримання кількісних результатів, можливо "загрубити" його і спростити з тим, щоб витрати часу на виконання задачі, пов'язані із застосуванням методів високої точності, не опинилися невиправданими.

2. Побудова цифрової моделі ЕЕС

2.1. Створення топології електричної мережі. Елементи мережі можна розділити на вузли і гілки. В свою чергу гілки можна розділити на елементи з одним приєднанням (генератори, електродвигуни, навантаження і т.д.), елементи з подвійним приєднанням (лінії електропередачі, трансформатори і т.д.) і з потрійним приєднанням (триобмоткові трансформатори, перетворювачі змінного в постійний струм з двома терміналами постійного струму і т.д.).

Зазвичай комірка створюється автоматично, коли елемент приєднується до вузла. В цьому випадку розташування вимикачів нових комірок заздалегідь визначається користувачем і при цьому використовуються прості вимикачі класу ***.StaSwitch**.

DlgSILENT PowerFactory також пропонує можливість створення більш детальних з'єднань комірок (для моделювання складних структур "збірна шина - підстанція") з використанням вимикачів класу ***.ElmCoup**, в якості якого можуть бути використані вимикач, роз'єднувач, розмикач або вимикач навантаження. В цьому випадку гілки приєднуються до терміналів (збірним шинам) за допомогою об'єктів ***.ElmCoup**. Приєднання ***.ElmCoup** до терміналу здійснюється за допомогою комірок, які створюються автоматично без додаткового вимикача (***.StaSwitch**).

[Приклад 1.1.1.](#) Створити електропідстанцію з одинарною системою збірних шин.

В **DlgSILENT PowerFactory** є багато уже встановлених схем системи збірних шин, наприклад, одинарна система шин, одинарна секціонована система шин, подвійна система шин, подвійна секціонована система шин з обхідною шиною, і т. д. Всі ці системи шин складаються з терміналів, вимикачів і роз'єднувачів.

У **DlgSILENT PowerFactory** вузли завжди представлені терміналами. Термінал може бути частиною підстанції, наприклад, в одинарній або подвійній системі шин. Нова підстанція створюється для кожної нової "**Busbar system**" (системи шин) за умовчанням. Якщо ви використовуєте тільки прості термінали, а не системи шин для показу вузлів, не буде створено жодного елемента підстанції.

Натиснувши правою кнопкою (ПК) миші по терміналу і вибравши пункт "**Show detailed Graphic of Substation**" (показати детальне зображення підстанції) відкриється нова однолінійна схема з деталізованою топологією підстанції. Ви можете редагувати цю схему, якщо ви хочете змінити топологію ПС. Ви навіть можете додати нові термінали підстанції.

Для створення підстанції з одинарною системою шин використовується "**Single Busbar System**". Якщо панель інструментів не видно з правого боку, клацніть по значку , щоб розблокувати схему.

Піктограма  ("**Freeze Mode**" («режим замороження»)) виконує перехід між графічним і параметричним редагування. При натисканні на кнопку, панель графічних інструментів зникне, однолінійна схема блокується і більше не може бути змінена. Ви можете ввести дані в графічні елементи в обох режимах, але в режимі блокування (параметричне редагування) неможливо ненавмисно внести зміни в схему. Натискання кнопки "**Freeze Mode**" знову поверне панель графічних інструментів.

Використайте спливаючу підказку, щоб знайти піктограму **"Single Busbar System"** (). Курсор буде показувати піктограму одинарної системи шин, після того, як вона була натиснута.

При натисканні лівої кнопки (ЛК) миші по поверхні моделювання появляється шини чорного кольору з іменами по замовчанню - **"SingleBusbar / BB"**. Таким чином **"SingleBusbar"** це ім'я підстанції, в той час як **«BB»** це назва терміналу (шини).

Якщо появиться щось інше, а не одинарна система шин, натисніть кнопку **"Undo"**(скасувати) (), щоб відмінити останню дію(ї) і спробуйте ще раз.

Примітка: Якщо режим вставки включений і символ, наприклад, для терміналу, прив'язаний до курсору миші, ви можете переключитися в режим редагування, вибравши  в панелі графічних інструментів, за допомогою клавіші **Esc** або просто натисканням правої кнопки миші.

Можна переміщувати і змінювати розміри шин на підстанції. Виберіть термінал ЛК миші. Так ви відмітите термінал товстою сірою лінією і двома квадратами. Якщо щось вибрано в заблокованій схемі, то відмітка зображується штриховкою без квадратів. Якщо випадково двічі клікнути по шині, з'явиться її діалог редагування. Цей діалог закривається за допомогою клавіші **Cancel**.

Для того, щоб перемістити шину, необхідно натиснути ЛК миші сіру лінію і перетягнути шини. Відпустіть клавішу, щоб встановити нове положення.

Зміна розміру здійснюється натисканням ЛК миші по одному з маленьких чорних квадратів і перетяганням їх ліворуч або праворуч (рис.1.1.2).

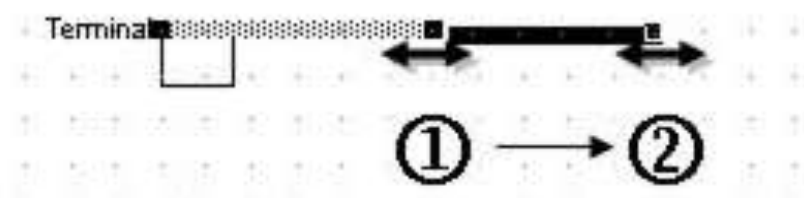


Рис. 1.1.2 – Зміна розміру терміналу (шини)

Примітка. Курсор також можна використати для виведення спливаючої підказки, коли він все ще розташований на назві шини, або на будь-якому іншому тексті однолінійної схеми. Це набагато зручніше, ніж постійно наближати або віддаляти щось для прочитання.

Для відпрацювання задачі прикладу створіть дві інші підстанції таким же чином:

- Знову виберіть піктограму  (**"Single Busbar System"** (одинарна система шин)) в панелі графічних інструментів. Помістіть другу і третю підстанції (тобто термінали ПС).
- Перемістіть і/або змініть розміри другої і третьої шин.

Рисунок може бути занадто малим, щоб точно розташувати термінали. Для того, щоб збільшити зображення трьох шин:

- Клацніть ЛК миші піктограму **"Zoom In"** ().
- Виділіть квадратну площу навколо трьох шин затиснувши ЛК і протягнувши мишу від одного кута до протилежного. Область наблизиться, коли клавішу відпущено.

Наближену область схеми можна перемістити за допомогою інструменту **"Hand Tool"**:

- Натисніть піктограму **"Hand Tool"** (). Курсор миші перетворюється в символ руки.
- Зажміть ЛК миші всередині площини схеми.
- Перемістіть мишу для переміщення наближеної області.
- Відпустіть кнопку миші.
- Знову натисніть піктограму **"Hand Tool"** (), щоб вийти з режиму **"Hand Tool"**.

Примітка. Режим **"Hand Tool"** доступний тільки, якщо ви наближали зображення. Попередню наближену область можна відновити натиснувши на піктограму  (**"Zoom Back"**). Повна область показується тоді, коли натиснуто кнопку **"Zoom All"** .

Вивести результат виконання в рис.1.1.3

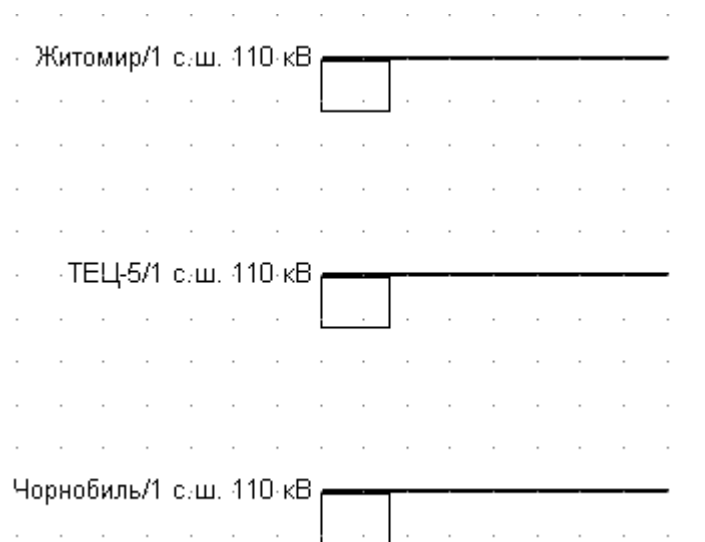


Рис. 1.1.3 – Результати виконання прикладу 1.1.1

Гілки приєднуються до вузлів за допомогою комірок. З'єднання між двома вузлами здійснюється елементами з двома приєднаннями, такими як трансформатори, вимикачі або ЛЕП. Для елементів з трьома приєднаннями необхідне приєднання до трьох різних вузлів.

У загальному випадку, гілки є однокомпонентними елементами, приєднання яких до мережі виконується автоматично при підключенні до терміналів. З точки зору моделі даних, представляє інтерес з'єднання ліній електропередачі (і кабельних ліній), так як вони можуть бути визначені або як сполучний елемент між двома вузлами, або як папки, що містять ділянки ліній, з'єднує два вузли.

Розділення лінії на ділянки виконується в тому випадку, коли використовуються різні типи ліній для різних секцій (наприклад, в наступних випадках: в різних секціях кабельної лінії, що з'єднує два вузли, використовуються різні типи кабельної лінії; для різних типів опор ЛЕП; при моделюванні транспонування проводів).

Приклад 1.1.2. Створити підстанцію із відгалуженнями.

Рішення. Використовуючи результати прикладу 1.1.1 шини підстанцій повинні бути з'єднані з трансформаторами:

- *Клацніть ЛК миші піктограму  (двообмотковий трансформатор) в панелі графічних інструментів.*

- *Щоб створити перший трансформатор, клацніть ЛК миші по верхній шині. Тепер трансформатор там графічно з'єднаний з шиною.*

- *Клацніть ЛК миші середню шину, щоб зробити друге з'єднання.*

- *Докладна графічна схема другої підстанції відкриється самостійно. Підключіть трансформатор до однієї комірки, натиснувши на одну із зазначених клем вимикача, як показано на рис. 1.1.4. Результат повинен виглядати як на рисунку 1.1.5.*

- *Повинна відкритись детальна схема першої підстанції. Знову підключіть трансформатор до однієї комірки, натиснувши на одну із відмічених клем вимикача.*

- *Використовуйте той же метод для підключення другого трансформатора між середнім і нижнім терміналами. Однолінійна схема має виглядати як на рис. 1.1.6.*

Примітка. Існує різниця між простою клемою (без підстанцій) і встановленими більш складними системами шин з підстанціями, які деталізовано представляють підстанції: Якщо ви помістите елемент в систему збірних шин, відкриється детальна схема підстанції (система шин). Ви повинні підключити елемент (в даному випадку трансформатор) до однієї із зазначених клем (великі квадрати, розташовані в кінці встановлених панелей вимикачів).

Якщо з'явився щось відмінне від трансформатора або якщо з'єднання не було зроблено, як задумано, натисніть кнопку "Undo" () , щоб скасувати останній крок. Натискання **Esc** під час створення трансформатора, відмінить процес.

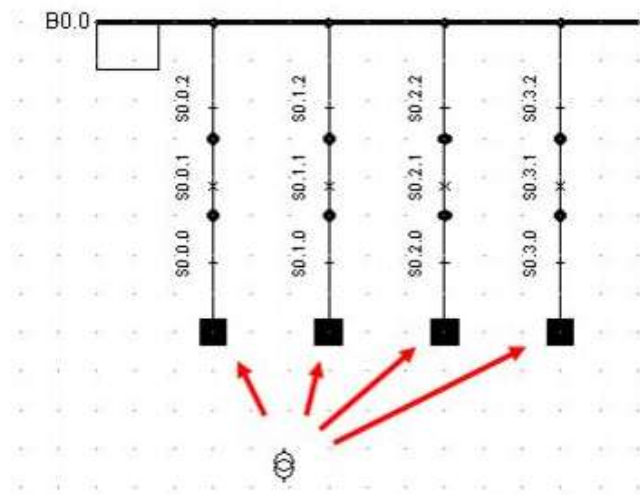


Рис. 1.1.4 – Підключення трансформатора до однієї з систем збірних шин (в докладній схемі підстанції)

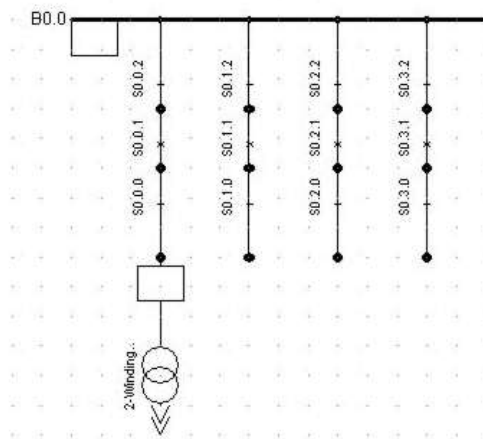


Рис. 1.1.5 – Трансформатор підключений до одинарної системи збірних шин

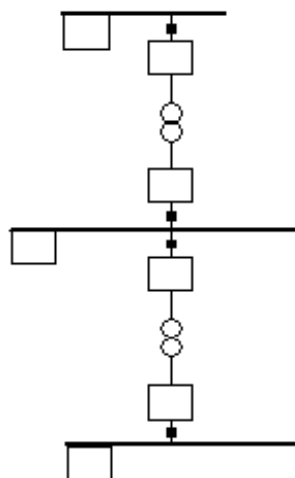


Рис. 1.1.6 –Вузол підстанції з одинарною системою збірних шин і двома трансформаторами

Трансформатор можна перемістити подібно до того, як змінюється розмір шини:

- Клацніть ЛК миші по трансформатору, щоб вибрати його.
- Утримуйте ЛК миші на трансформаторі.
- Перемістіть трансформатор на одне-два ділення сітки ліворуч або праворуч за допомогою перетягування.
- Відпустіть кнопку миші.

Як правило, ви не можете перетягнути трансформатор за межі діапазону двох шин. Якщо ви спробуєте це зробити, то він буде розташований на терміналах, на стільки далеко вправоруч чи ліворуч, на скільки це можливо. Якщо ви спробуєте ще раз з цієї позиції, то зможете витягнути його з діапазону.

- Перемістіть трансформатор у вихідне положення. Якщо з'єднання було пошкоджено під час першого кроку, натисніть кнопку "Undo" (↶), щоб скасувати хід.

Тепер необхідно створити зв'язок з іншою підстанцією за допомогою ЛЕП. Найпростішою моделлю ЛЕП є безпосереднє з'єднання двох вузлів. Зазвичай це виконується на однолінійній схемі вибором іконки (🔌) клацанням ЛК миші на першому терміналі, клацанням на поверхні малювання при необхідності промальовування куточка ЛЕП. Для завершення промальовування клацніть ЛК миші на другому терміналі. При цьому в базі даних буде створений об'єкт ***.ElmLne**.

Для поділу ЛЕП на дві секції:

- Натисніть на кнопку **Траси / Комірки / Секції** в діалоговому вікні ЛЕП. При цьому відкриється браузер даних, в якому будуть відображені існуючі секції ліній (якщо лінія не секціонована, вміст браузера буде порожнім).
- Натисніть на іконку нового об'єкта (📄) виберіть елемент Підсекція ЛЕП (***.ElmLnesec**).
- З'явиться діалогове вікно редагування нової секції ЛЕП. У ньому ви повинні визначити тип і довжину нової секції. Результат показаний на рис. 1.1.7.

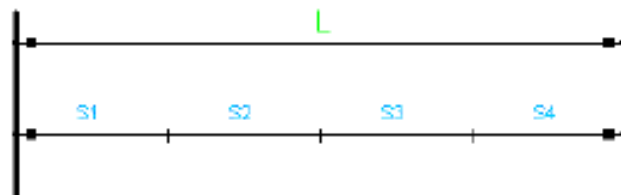


Рис. 1.1.7 – Результат створення відгалуження від ЛЕП

2.2. Введення параметрів елементів ЕЕС. Після створення цифрової моделі електричної мережі перед виконанням розрахунків необхідно задати параметри елементів.

Приклад 1.2.1. Задати параметри повітряної ЛЕП (ПЛ) 220 кВ, яка виконана проводом марки 3хАС-240/32 мм².

Для введення інформації двічі кліпнути по графічному об'єкті, що представляє ЛЕП. В результаті цього з'явиться діалогове вікно «Лінія», представлене на рис.1.2.1. На вкладці Вихідні дані вводимо у відповідні поля інформацію: 1 - назва лінії (наприклад, АС-240/32), 2 - довжина ЛЕП (80 км), 3 - кількість паралельних ланцюгів ЛЕП.

Для того, щоб перейти до редагування параметрів обладнання необхідно натиснути стрілочку 4 «Тип Лінії».

Линия - Distribution Power System\AC-240/32.ElmLine *

Электр-магн. ПП | Гармоники | Оптимизация | Оценка состояния | Надежность | Описание

Исходные данные | УР | КЗ VDE/IEC | Полное КЗ | КЗ ANSI | МЭК 61363 | Электр-механ.ПП

Имя: АС-240/32 (1)

Тип: ... Type Library\Distribution\EIAJB 3x120 15.00 kV (4)

Узел i: Distribution Power System\MV\Cub 12 BB2r

Узел j: Distribution Power System\RW-South MV\Cub 1 RW-South MV

Зона: Узел i

Область: Узел i

☐ Выведен

Кол-во

Паралл. линии: 3 (3)

Параметры

Термич. характ.: ...

Длина линии: 80 km (2)

Козф. снижения: 1

Размещение: Земля

Результ. значения

Ном. ток	0.283 kA
Импеданс прям. посл., Z1	15.07507 Ohm
Импеданс прям. посл., угол	35.71441 deg
Сопр. прям. посл., R1	12.24 Ohm
Реактанс прям. посл., X1	8.8 Ohm
Сопр. нул. посл., R0	80. Ohm
Реактанс нул. посл., X0	80. Ohm
Ток замыкания на землю, Ic	296.8601 A
Козф. заземл., величина	2.173339
Козф. заземл., угол	10.70368 deg

Тип линии: КЛ

Модель линии

☒ Сосредоточ. параметр (Пи)

☐ Распределенный параметр

Трассы/Ячейки/Секции

Рис. 1.2.1 – Вікно введення параметрів ЛЕП

У діалоговому вікні (рис.1.2.2) виконуємо введення необхідної інформації: 1 - назва марки провода (АС-240/32); 2 - номінальна напруга (220 кВ); 3 - номінальний струм (наприклад, 222 А); 4 - частота мережі (50 Гц); 5 - вид лінії (повітряна лінія ПЛ); 6 - тип системи (змінний струм); 7 - кількість фаз в ПЛ (3 фази); 8 - кількість нейтралей (значення обирається згідно напруги ПЛ менше 110 кВ без нейтралі); 9 – питомий (погонний) активний опір (0,118 Ом/км); 10 –

питомий (погонний) реактивний опір (0,435 Ом/км). На вкладці «УР» вводимо значення провідності $B' = 2,604$ мкСм/км (рис.1.2.2).

Рис. 1.2.2 – Вікно введення параметрів ЛЕП

Приклад 1.2.2. Задати параметри електродвигуна типу СДН14-49-6УЗ.

Для введення інформації двічі кліпнути по графічному об'єкті, що представляє двигун. В результаті цього з'явиться діалогове вікно «Асинхронна машина», представлене на рис.1.2.3. На вкладці «Вихідні дані» вводимо у відповідні поля інформацію: 1 - вводимо назву двигуна СДН14-49-6УЗ; 2 - кількість машин (обирається відповідно до завдання, для приклада взято 2 двигуни); 3 - обираємо режим роботи асинхронної машини.

Для того, щоб перейти до редагування параметрів обладнання необхідно натиснути стрілочку 4 «Тип асинхронної машини», де виконуємо введення відповідної довідникової інформації (рис.1.2.4): 1 - тип ротора; 2 - кратність пускового струму до номінального (7,5); 3 - кратність моменту пускового до номінально (1,5); 4 - кратність максимального моменту до номінально (2,2).

Асинхронная машина - Network\СДН14-49-6У3.ElmAsm *

Электр-магн. ПП | Гармоники | Оптимизация | Оценка состояния | Надежность | Описание

Исходные данные | УР | КЗ VDE/IEC | Полное КЗ | КЗ ANSI | МЭК 61363 | Электр-механ.ПП

Имя: СДН14-49-6У3 → 1

Тип: Equipment Type Library → 4

Узел: Network\7\Cub_2 → 7

Зона: ...

Область: ...

☐ Выведен

Кол-во: Параллельных машин: 2 → 2

Генератор/Двигатель:
☐ Генератор
☒ Двигатель → 3

Характеристика нагрузки:
☐ Асинхронная машина двойного питания

OK | Отмена | Рисунок >> | Перейти к ...

Рис. 1.2.3 – Вікно введення параметрів асинхронної машини

Асинхр. машина, тип 2 - Equipment Type Library\СДН14-49-6У3.TypeAsmo *

Электр-магн. ПП | Гармоники | Оптимизация | Оценка состояния | Надежность | Описание

Исходные данные | УР | КЗ VDE/IEC | Полное КЗ | КЗ ANSI | МЭК 61363 | Электр-механ.ПП

Ротор:
☐ Обычн. клетка → 1
☒ Двойн. клетка

Ток заторможенного ротора: 7.5 p.u. → 2

Момент заторм. ротора: 1.5 p.u. → 3

R/X заторм. ротора: 0.3326584

Момент при предельной н: 2.2 p.u. → 4

Скольжение при пред.нагр: 0.23

Момент при предельной н: 0. p.u.

Скольжение при пред.нагр: 0.

Сопротивл. статора R_s : 0.00487757 p.u. Реактанс статора X_s : 0.01 p.u.

Реактанс намагн. X_m : 3.47212 p.u. Реакт. утечки ротора X'_{lm} : 0. p.u.

Рабочие данные клетки/ротора:
☐ Рассмотр. сдвиг тока (ротор - бельичая клетка)

Сопротивл. статора R_{iA} : 0.02861328 p.u. Реактанс статор. X_{iA} : 0.1981586 p.u.

График: Момент vs n/n_{sin}

Рис. 1.2.4 – Вікно введення номінальних параметрів асинхронної машини

Приклад 1.2.3. Задати параметри турбогенератора типу ТВФ-63-2ЕУЗ.

Для введення інформації двічі кліпнути по графічному об'єкті, що представляє синхронну машину. В результаті цього з'явиться діалогове вікно «Синхронна машина», представлене на рис.1.2.5. На вкладці «Вихідні дані»

вводимо у відповідні поля інформацію: 1 - вводимо назву синхронної машини G2; 2 - кількість машин; 3 - обираємо режим роботи синхронної машини.

Для того, щоб перейти до редагування параметрів обладнання необхідно натиснути стрілочку 4 «Тип синхронної машини», де виконуємо введення відповідної довідникової інформації (рис.1.2.6-1.2.9).

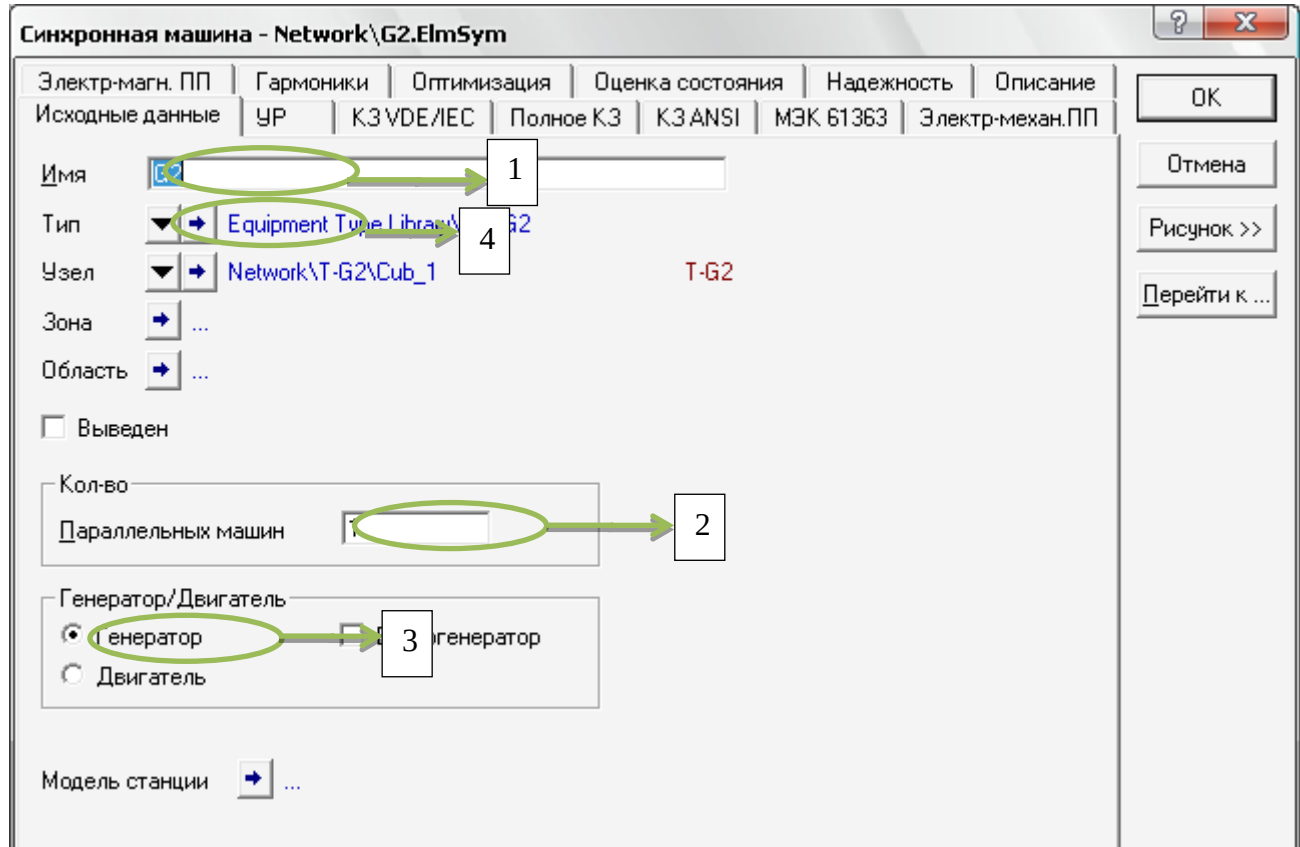


Рис. 1.2.5 – Вікно введення параметрів синхронної машини

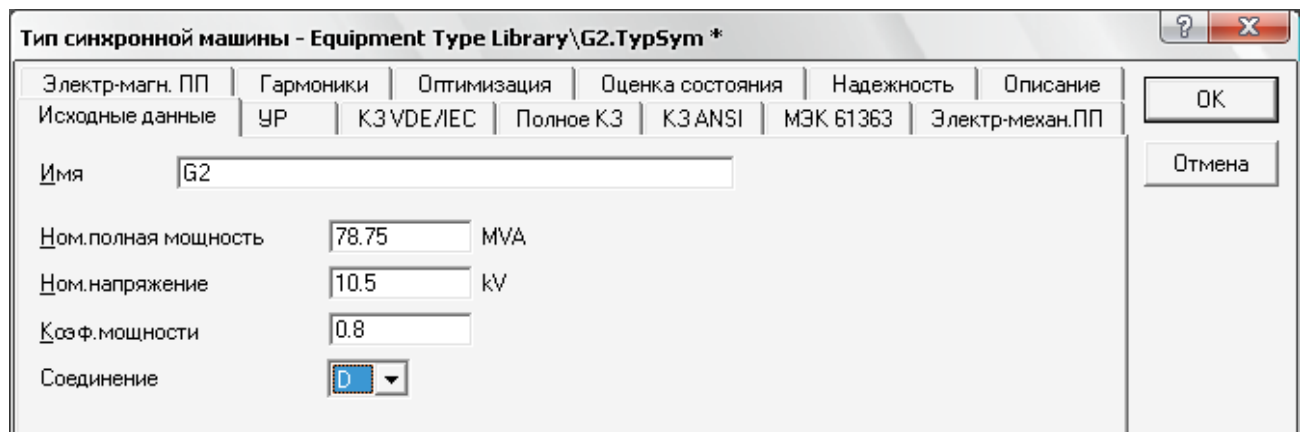


Рис. 1.2.6 – Вікно введення номінальних параметрів синхронної машини

Тип синхронной машины - Equipment Type Library\G2.TypeSym *

Электр-магн. ПП | Гармоники | Оптимизация | Оценка состояния | Надежность | Описание

Исходные данные | УР | K3 VDE/IEC | Полное K3 | K3 ANSI | МЭК 61363 | Электр-механ.ПП

OK

Отмена

Синхронный реактанс

x_d 1.5131 p.u.

x_d 1.5131 p.u.

Пределы реакт. мощности

Мин. значение -1. p.u.

Макс. значение 1. p.u.

Данные нул. посл.

Реактанс x_0 0.0672 p.u.

Сопротивл. r_0 0. p.u.

Данные обр. посл.

Реактанс x_2 0.166 p.u.

Сопротивл. r_2 0.00453515 p.u.

Рис. 1.2.7 – Вікно введення значень синхронної машини для розрахунку усталеного режиму

Тип синхронной машины - Equipment Type Library\G2.TypeSym *

Электр-магн. ПП | Гармоники | Оптимизация | Оценка состояния | Надежность | Описание

Исходные данные | УР | K3 VDE/IEC | Полное K3 | K3 ANSI | МЭК 61363 | Электр-механ.ПП

OK

Отмена

Сверхпереходной реактанс

x_d' насыщение 1.1361 p.u.

Сопротивл. статора

r_{str} 0.00453515 p.u.

Установившийся ток K3

☐ Ik вместо реактансов

Данные нул. посл.

Реактанс x_0 0.0672 p.u.

Сопротивл. r_0 0. p.u.

Данные обр. посл.

Реактанс x_2 0.166 p.u.

Сопротивл. r_2 0.00453515 p.u.

For single fed short-circuit

коэф. K3 2. p.u.

Тип машины IEC909 Turbo Series 1

Рис. 1.2.8 – Вікно введення значень реактивних опорів синхронної машини

Тип синхронной машины - Equipment Type Library\G2.TypSym *

Электр-магн. ПП | Гармоники | Оптимизация | Оценка состояния | Надежность | Описание

Исходные данные | УР | КЗ VDE/IEC | Полное КЗ | КЗ ANSI | МЭК 61363 | Электр-механ.ПП

Инерция

Постоян. времени разгона (онгес. к Pgn) s

Механическое торможение p.u.

Сопротивл. статора/реактанс утечки

rstr p.u.

xl p.u.

xrl p.u.

Тип ротора

☒ Двуполюсный

☐ Круглый ротор

Синхронный реактанс

xd p.u.

xg p.u.

Переходная постоян. времени

Td' s

Переходные реактансы

xd' p.u.

Сверхпереходная постоян. времени

Td'' s

Tg'' s

Сверхпереходные реактансы

xd'' p.u.

xq'' p.u.

Основной поток насыщ

OK

Отмена

← →

Рис. 1.2.9 – Вікно введення сталих часу синхронної машини

Приклад 1.2.4. Задати параметри двообмоткового силового трансформатора типу ТДЦ-80000/110.

Для введення інформації двічі кліпнути по графічному об'єкті, що представляє двообмотковий силовий трансформатор. В результаті цього з'явиться діалогове вікно, представлене на рис.1.2.10. На вкладці «Вихідні дані» вводимо у відповідні поля інформацію.

2-обмоточный трансформатор - Network\T2.ElmTr2

Электр-магн. ПП | Гармоники | Оптимизация | Оценка состояния | Надежность | Описание

Исходные данные | УР | КЗ VDE/IEC | Полное КЗ | КЗ ANSI | МЭК 61363 | Электр-механ.ПП

Имя

Тип

ВН-сторона 3

НН-сторона T-G2

Зона

Область

☐ Выведен

Кол-во

Парал.тр-ров

Перевернуть

OK

Отмена

Рисунок >>

Перейти к ...

Рис. 1.2.10 – Вікно введення даних силового трансформатора

Для того, щоб перейти до редагування параметрів обладнання необхідно натиснути стрілочку «Тип», де виконуємо введення відповідної довідникової інформації (рис.1.2.11): назва типу; номінальна потужність; частота мережі; номінальні напруги обмотки ВН та НН; векторна група (групи з'єднань обмоток відповідно до напруги); напруга КЗ; втрати КЗ.

Тип 2-обмоточного трансф. - Equipment Type Library\Typ T2.Tr2 *

Электр-магн. ПП | Гармоники | Оптимизация | Оценка состояния | Надежность | Описание

Исходные данные | УР | КЗ VDE/IEC | Полное КЗ | КЗ ANSI | МЭК 61363 | Электр-механ.ПП

Имя: Тип T2

Технология: 3-фазный трансформатор

Ном. мощность: 80 MVA

Ном. частота: 50 Hz

Ном. напряж.: 121 kV (ВН), 10.5 kV (НН)

Импеданс прямой посл.: 11%

Напряжение КЗ uk: 360 kV

Потери в меди: 360 kW

Импеданс нул. посл., напряжение КЗ uk0 абсолютное: 1%

Резистивная часть uk0: 0.5%

Векторная группа: YN d

Фазовый сдвиг: 0 *30deg

Название: YNd0

Рис. 1.2.11 – Вікно введення номінальних параметрів силового трансформатора

На вкладці «УР» вводимо значення струму та втрат неробочого ходу, за наявності дані РПН (рис.1.2.12).

Тип 2-обмоточного трансф. - Equipment Type Library\Typ T2.Tr2 *

Электр-магн. ПП | Гармоники | Оптимизация | Оценка состояния | Надежность | Описание

Исходные данные | УР | КЗ VDE/IEC | Полное КЗ | КЗ ANSI | МЭК 61363 | Электр-механ.ПП

Переключатель ответвлений:

на стороне: ВН

Добавочное напр. на 1 отп.: 0%

Фазовый сдвиг напр.: 5 deg

Нейтрал. положение: 0

Мин. положение: 0

Макс. положение: 0

Импеданс намагн.:

Iок XX: 0.6%

Потери XX: 85 kW

Рис. 1.2.12 – Вікно введення параметрів силового трансформатора

Приклад 1.2.5. Задати параметри триобмоткового силового трансформатора типу ТДТН-40000/110.

Для введення інформації двічі кліпнути по графічному об'єкті, що представляє триобмотковий силовий трансформатор. В результаті цього з'явиться діалогове вікно, представлене на рис.1.2.13. На вкладці «Вихідні дані» вводимо у відповідні поля інформацію. Для того, щоб перейти до редагування параметрів обладнання необхідно натиснути стрілочку «Тип», де виконуємо введення відповідної довідникової інформації (рис.1.2.14): тип; номінальна потужність кожної з обмоток; номінальні напруги; схеми з'єднань обмоток; напруги КЗ, втрати КЗ.

Рис. 1.2.13 – Вікно введення параметрів силового трансформатора

Рис. 1.2.14 – Вікно введення номінальних параметрів силового трансформатора

На вкладці «УР» вводимо значення струму, втрат неробочого ходу та за наявності дані РПН (рис.1.2.15).

Рис. 1.2.15 – Вікно введення параметрів силового трансформатора

Примітка. Параметри автотрансформаторів вводяться так само як і параметри триобмоткових трансформаторів.

2.3. Виконання команди розрахунку усталеного режиму (УР) ЕЕС. Розрахунок УР може бути ініційований за допомогою:

- Натискання на іконку  на головній панелі інструментів;
- Вибором опції Розрахунок - УР ... з головного меню.

Приклад діалогового вікна команди УР показаний на рисунку 1.2.16.

DlgSILENT PowerFactory використовує метод Ньютона-Рафсона для вирішення систем нелінійних рівнянь. Вибір методу, використовуваного для складання вузлових рівнянь, визначається користувачем і повинен ґрунтуватися на типі розрахункової схеми електричної мережі.

Для великих систем передачі, особливо для сильно завантажених, класичний алгоритм Ньютон-Рафсона, який використовує рівняння в формі балансу потужностей зазвичай забезпечує кращу збіжність. Для систем розподілу, особливо несиметричних, як правило, забезпечується краща збіжність з використанням рівнянь в формі балансу струмів.

3.2. Виконати розрахунок нормального усталеного режиму ЕЕС. Результати розрахунку нормального усталеного режиму необхідно проаналізувати, оцінивши рівні напруги у вузлах і величину струмів в гілках електричної мережі. При цьому, на розрахунковій схемі нормального усталеного режиму необхідно відобразити рівні напруги та поточкорозподіл. Аналіз результатів внести в табл.3.3-3.4.

Таблиця 3.3

Моніторинг порушень рівнів напруги в контрольних точках мережі

№ п/п	Контрольна точка	Uном, кВ	Uреж, кВ	ΔU , %	Порушення
1	2	3	4	5	6

Таблиця 3.4

Моніторинг струмових навантажень обладнання мережі

№ п/п	Обладнання	Тип	Uном, кВ	Iном, А	Iдоп, А	Iав, А	Iфакт, А	Iав, %	Стан обладнання
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

4. Зміст звіту комп'ютерного практикуму

Оформлений звіт роботи має містити наступне:

- мета роботи;
- вихідні дані, відповідно до варіанта;
- принципову схему енергооб'єднання;
- результати (протоколи) розрахунків усталених режимів ЕЕС ;
- загальні висновки.

5. Контрольні питання

1. Що таке усталений режим роботи ЕЕС?
2. В чому полягає основна задача розрахунку усталеного режиму роботи ЕЕС?
3. Для яких задач застосовують розрахунки усталених режимів ЕЕС?
4. З яких етапів складеться процес побудови цифрових моделей ЕЕС на ЕОМ?

ДОСЛІДЖЕННЯ СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Мета роботи –отримання навичок дослідження статичної стійкості генераторів електростанції ЕЕС по її математичній моделі і освоєння відповідних команд комп'ютерного моделювання в програмному комплексі, зокрема **DlgSILENT PowerFactory**.

1. Теоретичні відомості

Під статичною стійкістю електроенергетичної системи розуміється її здатність самостійно відновлювати вихідний ustalений режим при малих збуреннях або режим близький до вихідного, якщо збурення не знято.

Стійкість ЕЕС розглядається на основі методів загальної теорії стійкості руху, яка вивчає вплив збурюючих факторів на зміну параметрів в часі, зокрема для ЕЕС - будь-яких режимних параметрів: $P(t)$, $U(t)$, $I(t)$, $f(t)$, $s(t)$, $\delta(t)$.

Всі збурення діляться на: незначні та суттєві. При незначних збуреннях математична модель системи, яка описує перехідні процеси в ЕЕС, може бути спрощена заміною нелінійностей лінійними залежностями (лінеаризація). Це дозволяє використовувати загальні методи аналізу стійкості лінійних систем і цей клас задач відноситься до задач статичної стійкості, яка в свою чергу, підрозділяється на статичну аперіодичну і коливальну стійкість. При суттєвих збуреннях математична модель не може бути лінеаризованою, тобто не можна нехтувати нелінійністю. Тому розрахунки перехідних процесів (ПП) доводиться проводити для кожної конкретної аварійної ситуації і цей клас задач відноситься до задач динамічної стійкості і тривалих ПП, коли розглядається велика кількість розрахункових збурень і режимів.

Згідно зі статистичними даними $\sim 70\%$ випадків порушення стійкості ЕЕС відбувається саме як порушення статичної стійкості. Це зумовлене тим, що економічно доцільні шляхи розвитку ЕЕС (введення нових генеруючих потужностей, збільшення одиничної потужності генераторів, зростання номінальної напруги, об'єднання енергосистем на паралельну роботу і т.д.) погіршують динамічні властивості ЕЕС та умови стійкості енергосистем.

Для того, щоб оцінити статичну стійкість складної ЕЕС необхідно, в першу чергу, з'ясувати, чи існують обмеження режимів по статичній стійкості, і якщо так - виявити причини цих обмежень. На основі результатів проведених розрахунків можна сформулювати рекомендації щодо забезпечення статичної стійкості із забезпеченням нормативних запасів.

Синхронний генератор без системи автоматичного регулювання збудження (АРЗ) працює на шини нескінченної потужності (рис.2.1)

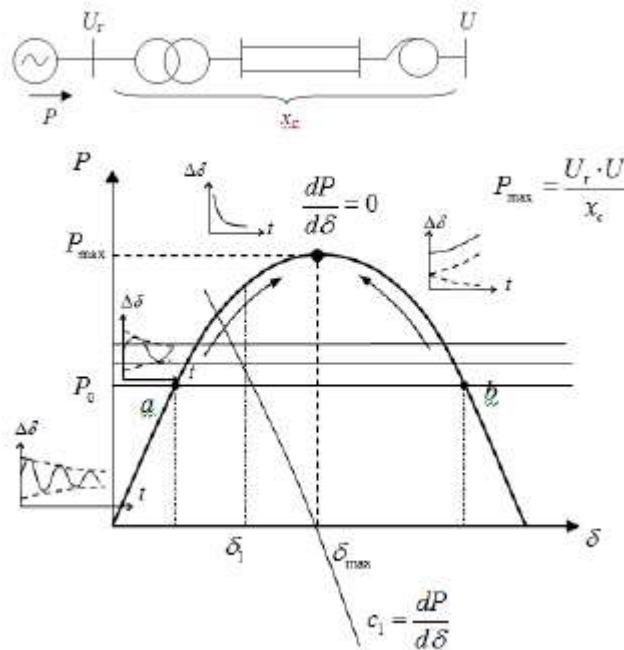


Рис.2.1 – Кутова характеристика активної потужності синхронної машини

Для заданого P_0 існує дві точки стану рівноваги: стійка (т.а) і нестійка (т.б). При збільшенні P_0 ці точки зближуються і зливаються в одну граничну. В цьому найпростішому випадку, коли враховується тільки рівняння руху нерегульованого синхронного генератора, характеристичне рівняння має вигляд:

$$p^2 + \frac{P_d}{T_j} \cdot p + \frac{\omega_H}{T_j} \cdot C_1 = 0$$

А корні цього рівняння

$$p_{1,2} = -\frac{P_d}{2 \cdot T_j} \pm \sqrt{\left(\frac{P_d}{2 \cdot T_j}\right)^2 - \frac{\omega_H}{T_j} \cdot C_1}$$

На зростаючій (стійкій) частині кутової характеристики $C_1 = \frac{dP}{d\delta} > 0$, а ПП при незначних збуреннях має періодичний характер ($\alpha < \beta$, тобто $\alpha \pm j\sqrt{\beta}$) зі зростаючим періодом коливаль T ($\downarrow f = \frac{1}{T}$ частота зменшується зі збільшенням кута δ).

При значенні кута $\delta_1 < \delta < \delta_{\max}$, що рішення нерівності виду

$$\alpha \pm j\sqrt{\beta} \rightarrow \frac{P_d}{2 \cdot T_j} > \sqrt{\left(\frac{P_d}{2 \cdot T_j}\right)^2 - \frac{\omega_H}{T_j} \cdot C_1}$$

визначається коренями $p_{1,2} = -\alpha \pm \beta$, $e^{(-\alpha-\beta)t}$ та $e^{(-\alpha+\beta)t}$, де $\beta < \alpha$, тобто при досягненні кута до значення $\delta_{\max}$ спостерігається затухаючий аперіодичний процес, що характеризується двома дійсними від'ємними коренями.

При досягненні кута $\delta = \delta_{\max}$ граничний режим по активній потужності ($\frac{dP}{d\delta} = 0$) є граничним по стійкості паралельної синхронної роботи СГ, так як при $C_1 = \frac{dP}{d\delta} = 0$ рішення рівняння має $p_{1,2} = -\frac{P_d}{2 \cdot T_j} \pm \frac{P_d}{2 \cdot T_j}$, один корінь $p_1 = 0$, а інший $p_2 = -\alpha$. Ця точка при $\delta_{\max}$ є точкою нестійкої рівноваги або точкою сповзання параметрів.

При $\delta > \delta_{\max}$, $C_1 < 0$ та $p_{1,2} = -\alpha \pm \beta$, де $\beta < \alpha$, тобто коли маємо два дійсних корні характеристичного рівняння $p_1 > 0$ та $p_2 < 0$, система є нестійкою та має аперіодичний характер перехідного процесу.

Запас стійкості по активній потужності в даному випадку збігаються, і K_3^P в загальному випадку визначається нормованою величиною

$$K_3^P = \frac{P_{\max} - P_0}{P_{\max}} \cdot 100\%$$

де $P_{\max}$ - гранична передана потужність в системі по умові статичної стійкості, в даному випадку такою величиною є $P_m = P_{np}$; P_0 - дійсна передана потужність в систему.

$K_3^P \geq 20\%$ - для нормальних усталених режимів, $K_3^P \geq 8\%$ - для післяаварійних усталених режимів.

Слід підкреслити, що межа потужності (тобто межа по існуванню режиму енергосистеми) і межа аперіодичної статичної стійкості не завжди збігається. Уже в схемі "електростанція-електростанція" для нерегульованої системи, межа потужності і стійкості не збігаються, і межа потужності виявляється стійкою (рис.2.2).

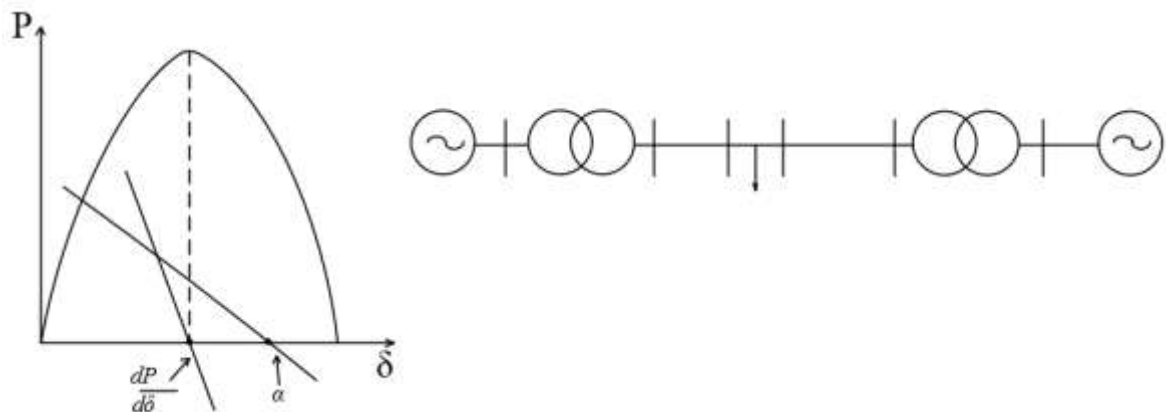


Рис.2.2 – Кутова характеристика активної потужності нерегульованої системи

Якщо для цього нерегульованого генератора окрім рівняння руху ротора ми врахуємо рівняння електромагнітних перехідних процесів в обмотці збудження, то розгляд тих же, тільки необхідних умов стійкості (додатність коефіцієнтів характеристичного рівняння) розкриває ще один вид порушення статичної стійкості – самозбудження, яке з'являється за рахунок ємнісного характеру зовнішнього опору системи. В даному випадку, спосіб боротьби з цим видом порушення статичної стійкості - включення шунтуючого реактора, обмеження ступеня поздовжньої компенсації або збільшення числа генераторів, що працюють на станції в режимах паралельної синхронної роботи.

Якщо для цього ж випадку розглянути ще і достатні умови стійкості, то виявиться ще один вид порушення статичної стійкості - параметричне саморозгойдування, яке проявляється в режимах, близьких до холостого ходу ($\delta < \alpha$), тобто відсутність демпфірування, а в режимах передачі малих потужностей P область його прояви залежить від співвідношення параметрів схеми заміщення. Способи боротьби з цим видом порушення статичної стійкості - поява у сучасних генераторів помітного демпфірування і малих активних опорів r .

Все сказане зайвий раз підтверджує, що існує різноманітність причин порушення статичної стійкості. Ця обставина не дозволяє вирішувати цю задачу будь-яким одним методом. Тому загальну задачу дослідження статичної стійкості ЕЕС поділяють стійкість електромагнітних (самозбудження) і електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС (рис.2.3).

Задача розрахунку та аналізу статичної стійкості полягає в наступному:

а) дослідження аперіодичної стійкості, тобто визначення граничних по сповзанню параметрів електроенергетичних режимів;

б) дослідження коливальної статичної стійкості (саморозгойдування), куди входить і вибір закону регулювання і налаштування параметрів систем автоматичного регулювання (САР), зокрема, АРЗ синхронних машин, а також до коливальної статичної відноситься модальний аналіз динамічних властивостей ЕЕС.



Рис.2.3 – Класифікація задач дослідження статичної стійкості ЕЕС

Електромагнітні ПП виявляються при досить детальному математичному описі електромагнітних ПП, які враховують в генераторах, ПЛ, трансформаторах і т.д. Коли досліджують електромагнітні ПП електромеханічні ПП, обумовлені зміною швидкості обертання роторів машин не враховуються, тому що вважається, що процес електромагнітної нестійкості розвивається настільки швидко, що інерційні механічні координати не встигають помітно змінитися.

Таким чином необхідно розглядати статичну стійкість електромеханічних ПП (тобто взаємопов'язаних електромеханічних і електромагнітних ПП). Ці процеси досить повільні - частоти коливань лежать в діапазоні $0 < f < 5\text{Гц}$. При цих частотах електромагнітні процеси в елементах мережі і статорних ланцюгах можна не враховувати. В результаті, задача дослідження статичної стійкості ділиться на дві великі групи, які розрізняються метою дослідження, математичним описом, методами рішення і аналізу.

Задача дослідження аперіодичної статичної стійкості.

Цілі дослідження, математичний опис.

Отже, при дослідженні аперіодичної статичної стійкості передбачається, що всі САР обрані так, що саморозгойдування в системі виключено, і порушення стійкості може носити тільки аперіодичний характер. Математично це означає, що один дійсний корінь переходить з лівої напівплощини в праву (рис.2.4).



Рис.2.4 – До пояснення задачі дослідження аперіодичної статичної стійкості

Основна причина сповзання - недостатня пропускна здатність ЛЕП ЕЕС.

Мета дослідження - визначення області аперіодично стійких режимів для визначення мінімальних значень K_3^p .

Математичний опис ЕЕС визначається тільки статичними характеристиками.

Метод дослідження зводиться до перевірки необхідної умови стійкості - оцінці знаку вільного члена характеристичного рівняння a_n .

Шляхи розширення області аперіодично стійких режимів: а) на рівні експлуатації - ведення оперативних обмежень на перетоки потужності в різних перетинах ЕЕС; б) на рівні проектування - збільшення пропускної спроможності ЛЕП мережі: спорудження додаткових ЛЕП; підвищення ступеня напруги; застосування УПК; установка регульованих ІРМ; застосування керованих ліній змінного струму FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System).

Задача дослідження коливальної статичної стійкості.

Цілі дослідження, математичний опис.

Задача дослідження статичної стійкості ЕЕС з урахуванням самоозгойдування - колювання режимних параметрів зі зростаючою амплітудою (рис.2.5) має наступний математичний опис $p_{1,2} = -\alpha \pm j\omega$, $f = \frac{1}{T}$, $\omega = 2\pi f = \frac{2\pi}{T}$, де T - період, с.

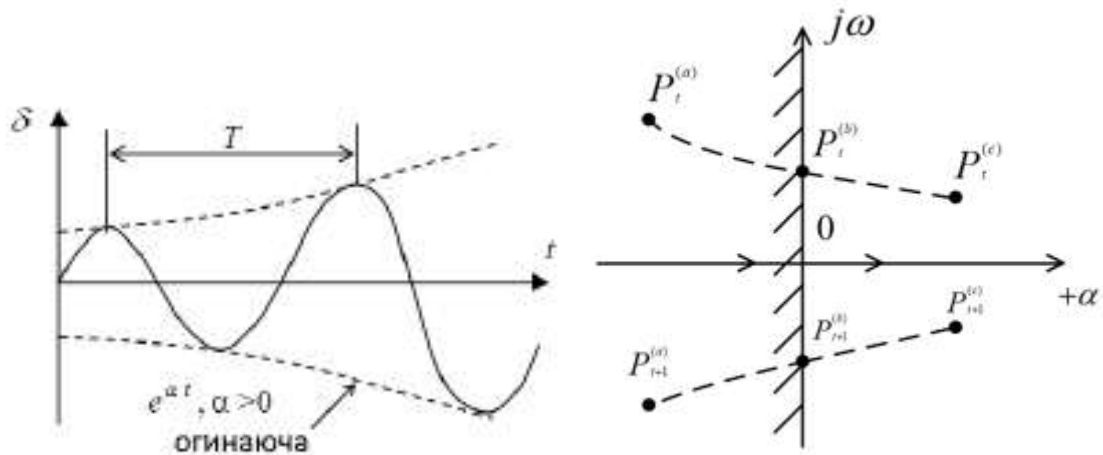


Рис.2.5 – Пояснення задачі дослідження статичної коливальної стійкості

Математично таке порушення стійкості означає перехід пари комплексно сполучених коренів з лівої напівплощини в праву. Перетин уявної осі - система на межі стійкості.

Причина порушення стійкості - неправильний вибір структури або налаштування параметрів каналів (систем) стабілізації САР, в першу чергу АРЗ СД генераторів. Для АРЗ СД обрані налаштування k_{0f}^* та k_{1f}^* (режим "а").

При обважненні режиму область зазвичай зміщується вгору і в бік і для режиму "b" налаштування k_{0f}^* , k_{1f}^* знаходиться поза зоною стійкості режиму "b". При ній в режимі "b" почнеться саморозгойдування, тобто в тому випадку, якщо налаштування лежить поза зоною стійкості, то відбувається саморозгойдування.

Мета дослідження: вибір таких структур і налаштування параметрів систем стабілізації АРЗ, САР, ІРМ, ВПТ, які забезпечують необхідні умови статичної стійкості всередині області аперіодично статичної стійкості.

Математичний опис ЕЕС складається з лінеаризованих диференціальних рівнянь ПП (електромеханічних і електромагнітних в контурах ротора генератора, включаючи систему збудження і АРЗ) та алгебраїчних рівнянь, що зв'язують параметри режиму електричної мережі.

Методи дослідження:

1) частотні методи для визначення областей коливальної стійкості в площині параметрів, що налаштовуються, САР (метод D-розбиття), критерій Михайлова;

2) методи лінійної алгебри для модального аналізу динамічних властивостей системи по власним значенням і власним векторам матриці стану системи.

Шляхи поліпшення коливальної статичної стійкості:

1) вибір оптимальних структур і каналів стабілізації систем автоматичне регулювання (вибір параметрів, що налаштовуються, систем стабілізації (САР і АРЗ СД));

2) вибір оптимального закону керування САР (що характерно для нових систем).

Визначення граничних режимів ЕЕС за умовами аперіодичної статичної стійкості (критерій аперіодичної статичної стійкості, поняття граничного режиму)

Режим при якому $a_n = 0$ називається граничним по аперіодичній статичній стійкості. У той же самий час для цієї схеми $a_n = 0$ це і межа існування режиму.

$$P_{\max} = \frac{U_3 \cdot U}{X_c}$$

Поняття межі існування режиму і межі аперіодичної статичної стійкості близькі, але не ідентичні. У розрахунках складних ЕЕС практика показує, що вони не часто збігаються. Найчастіше, коли ЕЕС при обважненні режиму виходить на кордон існування режиму, при цьому вона може бути далеко від межі аперіодичної стійкості. Це стосується випадків, коли на ті чи інші параметри ЕЕС накладаються технічні обмеження: на напруги U в вузлах навантаження, на реактивну потужність генераторів $Q_{\min}$, $Q_{\max}$. ЕЕС не може працювати в граничному по існуванню режимі, вона повинна володіти запасом по статичній аперіодичній стійкості, тобто виходячи з того, що в нормальному режимі:

$$K_3^P = \frac{P_{np} - P_0}{P_{np}} \geq 20\% \Rightarrow P_0 \leq 0.8P_{np}$$

а в післяаварійному режимі:

$$K_3^P \geq 8\% \Rightarrow P_0 \leq 0.92P_{np}$$

Визначення граничного по статичній стійкості режиму енергосистеми може здійснюватися:

- 1) з використанням методів аналізу характеристичного рівняння, що описує розглянуту систему;
- 2) по практичних критеріях оцінки статичної стійкості;
- 3) по збіжності ітераційного процесу розрахунку режиму роботи енергосистеми.

При цьому часто передбачається, що пристрої автоматичного регулювання забезпечують відсутність саморозгойдування і самозбудження в електроенергетичній системі. Тоді дослідження статичної стійкості зводиться до аналізу аперіодичної стійкості зазначеними вище методами.

Визначення коефіцієнтів характеристичного рівняння складної системи є досить складним і трудомістким процесом. При цьому дослідження статичної стійкості ускладнюють громіздкі математичні вирази, якими доводиться оперувати і які не можуть розкрити фізичну сутність процесів, що відбуваються. По-цьому багато завдань, які переслідують практичні та навчальні цілі, можуть бути вирішені з використанням практичного критерію статичної стійкості:

$$\frac{dP_i}{d\delta_{ij}} > 0$$

де P_i - активна потужність досліджуваної i -й станції (генератора); δ_{ij} - кут зсуву векторів ЕРС i -й та j -й електричної станції (генератора).

Відомо, що потужність i -й електричної станції (генератора) можна записати у вигляді

$$P_i = E_i^2 \cdot y_{ii} \cdot \sin \alpha_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i \cdot E_j \cdot y_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij})$$

де E_i , E_j - ЕРС i -й та n -й електричної станції; y_{ii} - власна провідність i -й електричної станції; y_{ij} - взаємна провідність i -й електричної станції відносно j -й електричної станції; α_{ii} , α_{ij} - кути власної та взаємної провідності i -й електричної станції; n - кількість станцій даної системи.

Для побудови кутової характеристики потужності необхідно провести серію розрахунків усталених режимів. При цьому розрахунки слід починати зі стійкого режиму і лише потім проводити його обважнення.

Питання про те, який повинен бути шлях обважнення режиму складної енергосистеми, вирішується в кожному конкретному випадку, виходячи з вимог діючих галузевих документів, міжнародних стандартів і інженерних міркувань.

Найчастіше це збільшення активної потужності електростанції і одночасно розвантаження балансуючого вузла.

При обважненні режиму електроенергетичної системи граничним вважається такий режим, в якому порушується принаймні одна з таких умов:

1. Критерії статичної стійкості.
2. Умови існування режиму, тобто збіжність ітераційного процесу.
3. Додаткові умови: $U > U_{np}$, $I > I_{дон}$ тощо.

Слід зазначити, що поняття про межу існування режиму і про межі по аперіодичній стійкості близькі, але *не ідентичні*, так як ці межі не обов'язково співпадають. При цьому корисно знати, що сам граничний режим не може бути розрахований (ітераційний процес не сходиться, тому що якобіан розв'язуваної системи дорівнює нулю), але наблизитися до нього з точністю до одиниць мегават можливо.

Надійна і стійка робота електроенергетичної системи в режимах, близьких до границі області стійкості, неможлива. У цих режимах будь-які, навіть малі збурення або незначні обважнення режиму будуть приводити до порушення стійкості.

При визначенні запасів стійкості в більшості випадків допускається відмовитися від врахування впливу системи АРЗ в явному вигляді, виконуючи розрахунок при сталості ЕРС, значення і розрахункові точки їх застосування залежать від типу системи АРЗ.

2. Приклад виконання дослідження статичної стійкості електростанції

Для заданої розрахункової схеми електричної мережі ЕЕС на рис. 2.6 виконати розрахунки усталених режимів для дослідження статичної стійкості генераторів електростанції Ст.

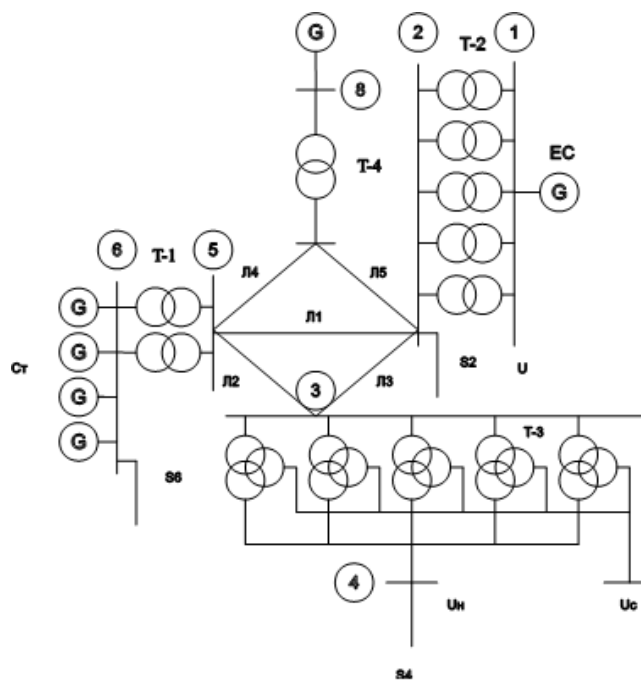


Рис.2.6 – Розрахункова схема ЕЕС

2.1. Виконання розрахунку усталеного режиму нормальної схеми ЕЕС без наявності АРЗ пропорційної дії (ПД) на генераторах електростанції Ст

Вихідні дані та результати розрахунку параметрів усталеного режиму роботи ЕЕС за відсутності на генераторах АРЗ електростанції Ст представлені в табл.2.1-2.2.

Таблиця 2.1

Вихідні дані для розрахунку нормальної схеми генераторів без АРЗ електростанції Ст

Назва	N	Код	Uстарт	Uрозр	dU	Pн0	Qн0	Unорм	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0	115.0				110.0	-400.9	51.1	-10000	10000
2	2	11	347.0	345.76	2.5			347.0				
3	3	11	330.0	342.08	5,7			330,0				
Навант 3	4	11	10.50	10.19	1,7	105,0	85,0	10,50				
5	5	11	347.0	347.15	7,2			347,0				
Навант 1	6	11	15.75	15.77	9,8	90,0	70,0	15,75				
Навант 2	7	11	347.0	343.9	5.6	95.0	75.0	347.0				
8	8	11	20.0	20.0	10,4			20,0				
Генера- тор	9	1010	21.3	21.3	24,2			15,75	300,0	117,9	-10000	10000
Станція	10	1010	32.0	32.0	60,3			15,75	400,0	728,9	-10000	10000

Назва Ni	Назва Nj	Ni	Nj	Nп	Назва	R	X	G	B	Kт
2	Баланс	2	1		T2	0,29	13,24	8,0	37,4	3,017
2	5	2	5		Л1	6,96	47,56	3,9	-494,5	
2	Навант 2	2	7		Л2	3,61	30,69	1,9	-328,7	
3	Навант 3	3	4		T3	2,89	74,87	2,8	20,6	31,429
3	Навант 2	3	7		Л3	6,90	38,07	4,0	-328,7	
3	5	3	5		Л4	2,85	30,40	1,4	-332,5	
Навант 2	8	7	8		T4	0,61	33,11	3,0	13,3	17,350
5	Навант 1	5	6		T1	0,40	17,66	6,2	28,0	22,032
Навант 1	Станція	6	10		Ст		0,98			
8	Генератор	8	9		г		0,34			

Таблиця 2.2

**Результати розрахунку усталеного режиму нормальної схеми генераторів без
АРЗ електростанції Ст**

Назва	N	Код	Устарт	Урозр	dU	Pн0	Qн0	Унорм	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0	115.0				110.0	-400.9	51.1	-10000	10000
2	2	11	347.0	345.76	2.5			347.0				
3	3	11	330.0	342.08	5,7			330,0				
Навант 3	4	11	10.50	10.19	1,7	105,0	85,0	10,50				
5	5	11	347.0	347.15	7,2			347,0				
Навант 1	6	11	15.75	15.77	9,8	90,0	70,0	15,75				
Навант 2	7	11	347.0	343.9	5.6	95.0	75.0	347.0				
8	8	11	20.0	20.0	10,4			20,0				
Генера- тор	9	1010	21.3	21.3	24,2			15,75	300,0	117,9	-10000	10000
Станція	10	1010	32.0	32.0	60,3			15,75	400,0	728,9	-10000	10000

Назва Ni	Назва Nj	Ni	Nj	Nп	Назва	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji
2	Баланс	2	1		T2	345.8	401.9	-28.6	0.67	115.0	-406.6	51.1	2.03
2	5	2	5		Л1	345.8	-199.6	-2.1	0.33	347.1	202.4	-41.0	0.34
2	Навант 2	2	7		Л2	345.8	-202.4	30.8	0.34	343.9	203.9	-58.7	0.36
3	Навант 3	3	4		T3	342.1	105.8	100.7	0.25	10.2	-105.0	-85.0	7.66
3	Навант 2	3	7		Л3	342.1	0.2	-35.6	0.06	343.9	0.3	-3.0	0.01
3	5	3	5		Л4	342.1	-106.0	-65.2	0.21	347.1	106.5	29.1	0.18
Навант 2	8	7	8		T4	343.9	-299.2	-13.3	0.50	20.0	300.0	40.1	8.74
5	Навант 1	5	6		T1	347.1	-308.9	11.9	0.51	15.8	310.0	5.5	11.35
Навант 1	Станція	6	10		Ст	15.8	-400.0	-75.5	14.91	32.2	400.0	728.9	14.91
8	Генератор	8	9		г	20.0	-300.0	-40.1	8.74	21.3	300.0	117.9	8.74

Ітераційний процес розрахунку збігається при заданій номінальній потужності електростанції Ст. Напруга у вузлах ЕЕС знаходиться в гранично допустимих межах.

2.2. Виконання розрахунку усталеного режиму нормальної схеми ЕЕС за наявності АРЗ пропорційної дії на генераторах електростанції Ст

Вихідні дані та результати розрахунку параметрів усталеного режиму роботи ЕЕС за наявності на генераторах АРЗ ПД електростанції Ст представлені в табл.2.3-2.4.

Таблиця 2.3

Вихідні дані для розрахунку нормальної схеми генераторів з АРЗ ПД електростанції Ст

Назва	N	Код	Устарт	Урозр	dU	Pн0	Qн0	Unорм	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0	115.0				110.0	-396.4	-777.1	-10000	10000
2	2	11	347.0	377.26	2.0			347.0				
3	3	11	330.0	428.23	3.0			330,0				
Навант 3	4	11	10.50	13.09	0.5	105,0	85,0	10,50				
5	5	11	347.0	458.35	3.5			347,0				
Навант 1	6	11	15.75	22.77	4.8	90,0	70,0	15,75				
Навант 2	7	11	347.0	394.77	4.0	95.0	75.0	347.0				
8	8	11	20.0	22.26	7.8			20,0				
Генера- тор	9	1010	21.3	21.3	20.2			15,75	300,0	-27.2	-10000	10000
Станція	10	1010	32.0	32.0	9.9			15,75	400,0	1880.9	-10000	10000

Назва Ni	Назва Nj	Ni	Nj	Nп	Назва	R	X	G	B	Kт
2	Баланс	2	1		T2	0,29	13,24	8,0	37,4	3,017
2	5	2	5		Л1	6,96	47,56	3,9	-494,5	
2	Навант 2	2	7		Л2	3,61	30,69	1,9	-328,7	
3	Навант 3	3	4		T3	2,89	74,87	2,8	20,6	31,429
3	Навант 2	3	7		Л3	6,90	38,07	4,0	-328,7	
3	5	3	5		Л4	2,85	30,40	1,4	-332,5	
Навант 2	8	7	8		T4	0,61	33,11	3,0	13,3	17,350
5	Навант 1	5	6		T1	0,40	17,66	6,2	28,0	22,032
Навант 1	Станція	6	10		Ст		0,98			
8	Генератор	8	9		г		0,34			

Таблиця 2.4

**Результати розрахунку усталеного режиму нормальної схеми генераторів з АРЗ
ПД електростанції Ст**

Назва	N	Код	Uрозр	dU	Pн0	Qн0	Uнорм	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0				110.0	-396.4	-777.1	-10000	10000
2	2	11	394.77	2.0			347.0				
3	3	11	428.23	3.0			330,0				
Навант 3	4	11	13.09	0.5	105,0	85,0	10,50				
5	5	11	458.35	3.5			347,0				
Навант 1	6	11	22.77	4.8	90,0	70,0	15,75				
Навант 2	7	11	394.77	4.0	95.0	75.0	347.0				
8	8	11	22.26	7.8			20,0				
Генера-тор	9	1010	21.3	20.2			15,75	300,0	-27.2	-10000	10000
Станція	10	1010	32.0	9.9			15,75	400,0	1880.9	-10000	10000

Назва Ni	Назва Nj	Ni	Nj	Nп	Назва	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji
2	Баланс	2	1		T2	377.3	372.2	864.0	1.44	115.0	396.4	-777.1	4.32
2	5	2	5		Л1	377.3	-184.2	-650.2	1.03	458.3	205.1	700.9	0.92
2	Навант 2	2	7		Л2	377.3	-188.0	-213.7	0.44	394.8	190.1	180.2	0.38
3	Навант 3	3	4		T3	428.2	105.8	96.9	0.19	13.1	-105.0	-85.0	5.96
3	Навант 2	3	7		Л3	428.2	-7.9	348.5	0.47	394.8	14.0	-374.4	0.55
3	5	3	5		Л4	428.2	-97.9	-445.3	0.61	458.3	101.0	410.0	0.53
Навант 2	8	7	8		T4	394.8	-299.1	-119.3	0.47	22.3	300.0	-95.2	8.17
5	Навант 1	5	6		T1	458.3	-306.1	-1110.9	1.45	22.8	31.0	1296.6	32.15
Навант 1	Станція	6	10		Ст	32.2	400.0	1880.9	34.48	22.8	-400.0	-1299.6	32.15
8	Генера-тор	8	9		г	22.3	-300.0	95.2	8.17	21.3	300.0	-27.2	8.17

2.3. Виконання розрахунку післяаварійного усталеного режиму роботи генераторів з АРВ ПД електростанції Ст

Для розрахунку післяаварійного усталеного режиму роботи системи з генераторами, забезпеченими АРВ ПД, виведемо найбільш навантажену лінію №2.

Вихідні дані та результати розрахунку параметрів усталеного режиму роботи ЕЕС за наявності на генераторах АРЗ ПД електростанції Ст в післяаварійному режимі представлені в табл.2.5-2.6.

Таблиця 2.5

Вихідні дані для розрахунку усталеного режима роботи генераторів АРЗ ПД електростанції Ст в післяаварійному режимі

Назва Ni	Назва Nj	Ni	Nj	Nп	Назва	R	X	G	B	Kт
2	Баланс	2	1		T2	0,29	13,24	8,0	37,4	3,017
2	5	2	5		Л1	6,96	47,56	3,9	-494,5	
2	Навант 2	2	7		Л2	3,61	30,69	1,9	-328,7	
3	Навант 3	3	4		T3	2,89	74,87	2,8	20,6	31,429
3	Навант 2	3	7		Л3	6,90	38,07	4,0	-328,7	
3	5	3	5		Л4	2,85	30,40	1,4	-332,5	
Навант 2	8	7	8		T4	0,61	33,11	3,0	13,3	17,350
5	Навант 1	5	6		T1	0,40	17,66	6,2	28,0	22,032
Навант 1	Станція	6	10		Ст		0.16			
8	Генератор	8	9		г		0,34			

Назва Ni	Назва Nj	Ni	Nj	Nп	Назва	R	X	G	B	Kт
2	Баланс	2	1		T2	0,29	13,24	8,0	37,4	3,017
2	5	2	5		Л1	6,96	47,56	3,9	-494,5	
2	Навант 2	2	7		Л2	3,61	30,69	1,9	-328,7	
3	Навант 3	3	4		T3	2,89	74,87	2,8	20,6	31,429
3	Навант 2	3	7		Л3	6,90	38,07	4,0	-328,7	
3	5	3	5		Л4	2,85	30,40	1,4	-332,5	
Навант 2	8	7	8		T4	0,61	33,11	3,0	13,3	17,350
5	Навант 1	5	6		T1	0,40	17,66	6,2	28,0	22,032
Навант 1	Станція	6	10		Ст		0.16			
8	Генератор	8	9		г		0,34			

Таблиця 2.6

Результати розрахунку усталеного режиму роботи генераторів АРЗ ПД електростанції Ст в післяаварійному режимі

Назва	N	Код	Uрозр	dU	Pн0	Qн0	Unорм	Pr	Qr	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0				110.0	-365.8	-631.8	-10000	10000
2	2	11	371.71	2.1			347.0				
3	3	11	443.75	7.4			330,0				
Навант 3	4	11	13.60	5.1	105.0	85,0	10,50				
5	5	11	464.54	6.4			347,0				
Навант 1	6	11	23.00	7.6	90,0	70,0	15,75				
Навант 2	7	11	426.39	10.3	95.0	75.0	347.0				
8	8	11	23.52	13.6			20,0				
Генера-тор	9	1010	23.52	13.6			15,75	300,0	-108.2	-10000	10000
Станція	10	1010	32.20	12.6			15,75	400,0	1835.0	-10000	10000

Назва Ni	Назва Nj	Ni	Nj	Nп	Назва	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji
2	Баланс	2	1		Т2	371.7	368.1	695.7	1.22	115.0	-365.8	-631.8	3.67
2	5	2	5		Л1	371.7	-368.7	-695.7	1.22	464.5	397.6	805.5	1.12
2	Навант 2	2	7		Л2								
3	Навант 3	3	4		Т3	443.7	105.8	96.5	0.19	13.6	-105.0	-85.0	5.73
3	Навант 2	3	7		Л3	443.7	-199.1	247.4	0.41	423.4	204.0	-286.4	0.48
3	5	3	5		Л4	443.7	93.3	-344.0	0.46	464.5	-91.5	291.7	0.38
Навант 2	8	7	8		Т4	423.4	-299.0	211.4	0.50	23.5	300.0	-184.4	8.64
5	Навант 1	5	6		Т1	464.5	-306.1	-1097.1	1.42	23.0	310.0	1210.5	31.37
Навант 1	Станція	6	10		Ст	32.2	400.0	1835.0	33.67	23.0	-400.0	-1280.5	33.67
8	Генератор	8	9		г	23.5	-300.0	184.4	8.64	21.3	300.0	-108.2	8.64

2.4. Побудова 3-х кутових характеристик і визначення межі переданої потужності для нормальної і ремонтно-аварійної схем енергосистеми за умовами статичної стійкості

Кутові характеристики побудуємо після проведення серії розрахунків усталених режимів роботи. Змінюючи потужність генерації синхронних генераторів електростанції Ст поки ітераційний процес не розійдеться, що буде

свідчити про те, що задана потужність генерації вище межі передаваної потужності і режим не існує.

2.4.1. Побудова кутової характеристики активної потужності генераторів без АРЗ електростанції Ст

Вихідні дані та результати розрахунку параметрів усталеного режиму роботи ЕЕС представлені в табл.2.7 та рис.2.7.

Таблиця 2.7

Вихідні дані для розрахунку усталеного режиму роботи генераторів АРЗ ПД електростанції Ст в післяаварійному режимі

Назва	N	Код	Uстарт	Uрозр	dU	Pн0	Qн0	Unорм	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0	115.0				110.0	- 1746.6	942.9	-10000	10000
2	2	11	347.0	319.69	12.2			347.0				
3	3	11	330.0	321.55	34.0			330,0				
Навант 3	4	11	10.50	9.48	29.4	105,0	85,0	10,50				
5	5	11	347.0	337.88	43.1			347,0				
Навант 1	6	11	15.75	16.92	57.6	90,0	70,0	15,75				
Навант 2	7	11	347.0	315.82	23.8	95.0	75.0	347.0				
8	8	11	20.0	18.75	29.3			20,0				
Генера-тор	9	1010	21.3	21.3	44.2			15,75	300,0	199.0	-10000	10000
Станція	10	1010	32.20	32.20	92.2			15,75	1895.7	3607.4	-10000	10000

Назва Ni	Назва Nj	Ni	Nj	Nп	Назва	R	X	G	B	Kт
2	Баланс	2	1		T2	0,29	13,24	8,0	37,4	3,017
2	5	2	5		Л1	6,96	47,56	3,9	-494,5	
2	Навант 2	2	7		Л2	3,61	30,69	1,9	-328,7	
3	Навант 3	3	4		T3	2,89	74,87	2,8	20,6	31,429
3	Навант 2	3	7		Л3	6,90	38,07	4,0	-328,7	
3	5	3	5		Л4	2,85	30,40	1,4	-332,5	
Навант 2	8	7	8		T4	0,61	33,11	3,0	13,3	17,350
5	Навант 1	5	6		T1	0,40	17,66	6,2	28,0	22,032
Навант 1	Станція	6	10		Ст		0.16			
8	Генератор	8	9		г		0,34			

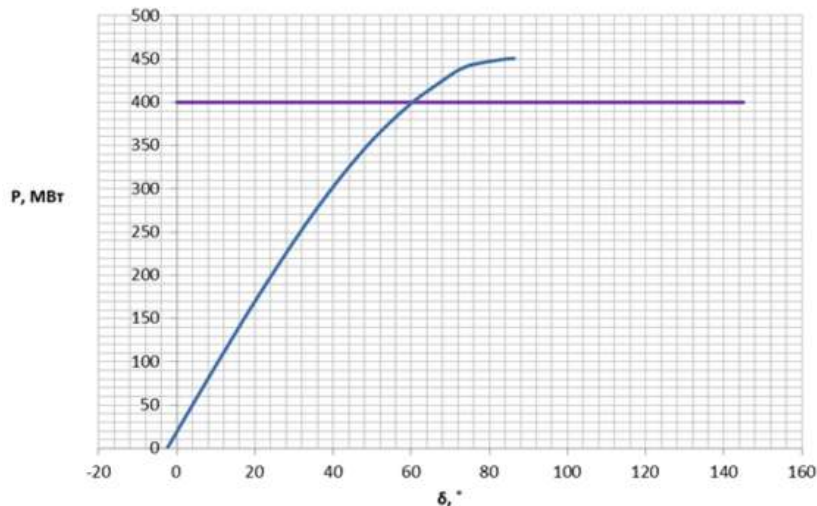


Рис.2.7 - Кутова характеристика активної потужності генераторів без АРЗ електростанції Ст

Прийmemo межу активної потужності, що може передати електростанція Ст в ЕЕС $P_m=450$ МВт з кутом навантаження $\delta_{кр} = 86,3^\circ$. Розраховуємо коефіцієнт запасу стійкості по активній потужності для післяаварійного режиму, нормоване значення якого не повинне бути менше 0,2.

$$K_p = \frac{450 - 400}{450} = 0.111 < 0.2$$

Такий режим роботи ЕЕС є нестійким. Найбільшу активну потужність, що може передати електростанція Ст в ЕЕС становить

$$P_{0\max} = \frac{P_m}{(K_{pm} + 1)} = \frac{450}{(0.2 + 1)} = 375 \text{ МВт}$$

2.4.2. Побудова кутової характеристики активної потужності генераторів з АРЗ ПД електростанції Ст

При розрахунках схеми з генераторами за наявності АРЗ ПД ми отримуємо кут δ' , а не кут δ . Фактично кут рівний

$$\delta = \delta' + \Delta\delta',$$

де δ' - кут зсуву вектора E' відносно вектора напруги системи U_c ; $\Delta\delta'$ - додатковий кут.

$$\Delta\delta' = \arctg \frac{P_g \cdot (X_d - X_d')}{(E')^2 + Q_g \cdot (X_d - X_d')},$$

де P_g , Q_g – активна та реактивна потужності станції; E' - перехідна ЕРС станції.

Вихідні дані та результати розрахунку параметрів усталеного режиму роботи ЕЕС за наявності на генераторах АРЗ ПД електростанції Ст представлені в табл.2.8.

Таблиця 2.8

Результати розрахунку граничного усталеного режиму роботи генераторів з АРЗ ПД електростанції Ст

Назва	N	Код	Uрозр	dU	Pн0	Qн0	Unорм	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0				110.0	-365.8	-631.8	-10000	10000
2	2	11	371.71	2.1			347.0				
3	3	11	443.75	7.4			330,0				
Навант 3	4	11	13.60	5.1	105.0	85,0	10,50				
5	5	11	464.54	6.4			347,0				
Навант 1	6	11	23.00	7.6	90,0	70,0	15,75				
Навант 2	7	11	426.39	10.3	95.0	75.0	347.0				
8	8	11	23.52	13.6			20,0				
Генера-тор	9	1010	23.52	13.6			15,75	300,0	-108.2	-10000	10000
Станція	10	1010	32.20	12.6			15,75	400,0	1835.0	-10000	10000

Назва Ni	Назва Nj	Ni	Nj	Nп	Назва	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji
2	Баланс	2	1		T2	319,7	1756,9	-505,6	3,30	115,0	- 1746,0	942,9	9,97
2	5	2	5		Л1	319,7	- 1114,0	338,6	2,10	337,9	1208,0	247,3	2,11
2	Навант 2	2	7		Л2	319,7	-642,9	167,0	1,20	315,8	658,9	-65,9	1,21
3	Навант 3	3	4		T3	321,6	105,9	102,5	0,26	9,5	-105,0	-85,0	8,23
3	Навант 2	3	7		Л3	321,6	469,9	-12,2	0,84	315,8	-454,8	60,1	0,84
3	5	3	5		Л4	321,6	-575,7	-90,3	1,05	337,9	585,2	153,2	1,03
Навант 2	8	7	8		T4	315,8	-299,1	-69,2	0,56	18,7	300,0	101,9	9,76
5	Навант 1	5	6		T1	337,9	- 1793,2	-404,4	3,14	16,9	1805,7	926,6	69,24
Навант 1	Станція	6	10		Ст	32.2	1895,7	3607,7	73,07	16,9	- 1895,7	-996,6	73,07
8	Генератор	8	9		Г	18,7	-300,0	-101,9	9,76	21,3	300,0	199,0	9,76

Результати серії розрахунків усталених режимів роботи генераторів з АРЗ ПД електростанції Ст для побудови характеристики зведені в табл.2.9.

Таблиця 2.9

Результати серії розрахунків усталених режимів генераторів з АРЗ ПД електростанції Ст для побудови кутової характеристики активної потужності генераторів електростанції

$P_{г}, \text{МВт}$	δ'	$Q_{г}, \text{МВАр}$	$\Delta\delta'$	δ
0	-2,8	136,9	0	-2,8
150	2,9	138,3	16,56	19,46
300	8,7	147	30,32	39,02
400	12,6	166,4	36,92	49,52
500	16,6	205,2	41,2	57,8
600	20,6	256,9	43,93	64,53
700	24,6	320,1	45,58	70,18

Побудуємо кутову характеристику потужності генераторів з АРЗ ПД електростанції Ст (рис.2.8).

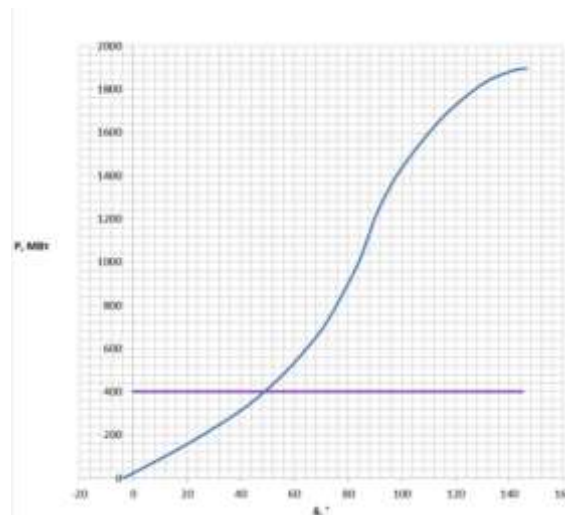


Рис.2.8 - Кутова характеристика активної потужності генераторів з АРЗ ПД електростанції Ст

Прийmemo межу активної потужності, що може передати електростанція СТ в ЕЕС $P_{м}=1815$ МВт з кутом навантаження $\delta_{кр} = 92,2^\circ$. Розраховуємо коефіцієнт запасу стійкості по активній потужності для післяаварійного режиму, нормоване значення якого не повинне бути менше 0,2.

$$K_p = \frac{1895 - 400}{400} = 3.7375 > 0.2$$

Такий режим роботи ЕЕС є стійким. Найбільшу активну потужність, що може передати електростанція СТ в ЕЕС становить

$$P_{\max} = \frac{P_m}{(K_{pn} + 1)} = \frac{1895}{(0.2 + 1)} = 1579.17 \text{ МВт}$$

2.4.3. Побудова кутової характеристики активної потужності генераторів з АРЗ ПД електростанції Ст

Для побудови кутової характеристики потужності генераторів електростанції з АРЗ ПД в післяаварійному режимі необхідно відключити ЛЕП з максимальним струмовим завантаженням – ЛЕП №2. Вихідні дані та результати розрахунку параметрів усталеного режиму роботи ЕЕС представлені в табл.2.10-2.12.

Таблиця 2.10

Вихідні дані для розрахунку граничного усталеного режиму роботи генераторів АРЗ ПД електростанції Ст в післяаварійному режимі

Назва	N	Код	Uстарт	Uрозр	dU	Pн0	Qн0	Unорм	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0	115.0				110.0	- 1471,1	960,4	-10000	10000
2	2	11	347.0	316,76	10,4			347.0				
3	3	11	330.0	337,17	55,0			330,0				
Навант 3	4	11	10.50	10,02	50,9	105,0	85,0	10,50				
5	5	11	347.0	346,09	53,4			347,0				
Навант 1	6	11	15.75	17,68	65,1	90,0	70,0	15,75				
Навант 2	7	11	347.0	337,28	59,0	95.0	75.0	347.0				
8	8	11	20.0	19,70	63,9			20,0				
Генера-тор	9	1010	21.3	21.3	78,0			15,75	300,0	137,0	-10000	10000
Станція	10	1010	32.20	32.20	93,6			15,75	1665,9	3292,2	-10000	10000

Назва Ni	Назва Nj	Ni	Nj	Nп	Назва	R	X	G	B	Kт
2	Баланс	2	1		T2	0,29	13,24	8,0	37,4	3,017
2	5	2	5		Л1	6,96	47,56	3,9	-494,5	
3	Навант 3	3	4		T3	2,89	74,87	2,8	20,6	31,429
3	Навант 2	3	7		Л3	6,90	38,07	4,0	-328,7	
3	5	3	5		Л4	2,85	30,40	1,4	-332,5	
Навант 2	8	7	8		T4	0,61	33,11	3,0	13,3	17,350
5	Навант 1	5	6		T1	0,40	17,66	6,2	28,0	22,032
Навант 1	Станція	6	10		Ст		0.16			
8	Генератор	8	9		г		0,34			

Таблиця 2.11

Вихідні дані для розрахунку граничного усталеного режиму роботи генераторів АРЗ ПД електростанції Ст в післяаварійному режимі

Назва	N	Код	Uрозр	dU	Pн0	Qн0	Unорм	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115,0				110,0	-1471,9	-960,4	-10000	10000
2	2	11	316,76	10,4			347,0				
3	3	11	337,17	55,0			330,0				
Навант 3	4	11	10,02	50,9	105,0	85,0	10,50				
5	5	11	346,09	53,4			347,0				
Навант 1	6	11	17,68	65,1	90,0	70,0	15,75				
Навант 2	7	11	337,28	59,0	95,0	75,0	347,0				
8	8	11	19,70	63,9			20,0				
Генера-тор	9	1010	21,30	78,0			15,75	300,0	137,0	-10000	10000
Станція	10	1010	32,20	93,6			15,75	1665,9	3992,2	-10000	10000

Назва Ni	Назва Nj	Ni	Nj	Nп	Назва	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji
2	Баланс	2	1		T2	316,8	1479,3	-617,0	2,92	115,0	-1471,1	960,4	8,82
2	5	2	5		Л1	316,8	-1479,3	617,0	2,92	346,1	1660,2	561,4	2,92
3	Навант 3	3	4		T3	337,2	105,8	101,1	0,25	10,0	-105,0	-85,0	7,78
3	Навант 2	3	7		Л3	337,2	-201,1	24,2	0,35	337,3	204,2	-47,4	0,36
3	5	3	5		Л4	33,2	95,3	-125,3	0,27	346,1	-94,6	91,9	0,22
Навант 2	8	7	8		T4	337,3	-29932	-27,6	0,51	19,7	300,0	55,5	8,94
5	Навант 1	5	6		T1	346,1	-1565,6	-653,4	2,83	17,7	1575,9	1082,0	62,44
Навант 1	Станція	6	10		Ст	32,2	1665,9	3292,2	66,16	17,7	-1665,9	-1152,0	66,16
8	Генератор	8	9		Г	19,7	-300,0	-55,5	8,94	21,3	300,0	137,0	8,94

Побудуємо кутову характеристику потужності генераторів електростанції за наявності АРЗ ПД в післяаварійному режимі (рис.2.9). Всі результати серії розрахунків усталених режимів з АРЗ ПД в післяаварійному режимі роботи ЕЕС зведені в табл.2.

Таблиця 2.12

Результати серії розрахунків усталених режимів генераторів АРЗ ПД електростанції Ст в післяаварійному режимі для побудови кутової характеристики активної потужності генератора електростанції

$P_g, \text{МВт}$	δ'	$Q_g, \text{МВАр}$	$\Delta\delta'$	δ
0	-2,8	136,9	0	-2,8
150	2,9	138,3	16,56	19,46
300	8,7	147	30,32	39,02
400	12,6	166,4	36,92	49,52
500	16,6	205,2	41,2	57,8
600	20,6	256,9	43,93	64,53
700	24,6	320,1	45,58	70,18
800	28,8	393,7	46,49	75,29
900	33,2	477,8	46,86	80,06
1000	37,7	555,6	47,35	85,05
1100	42,5	613,9	48,32	90,82
1200	47,6	674	49,1	96,7
1300	53,2	718,4	50,18	103,38
1400	59,5	754	51,36	110,86
1500	67	798,2	52,2	119,2

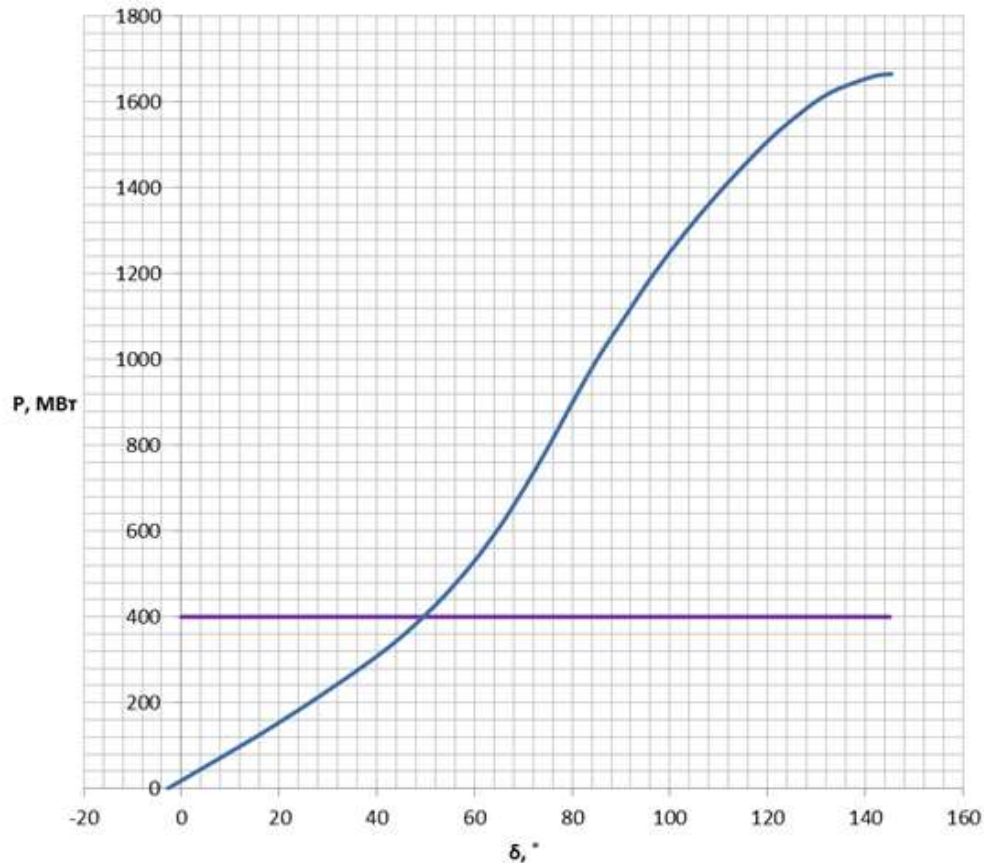


Рис.2.9 - Кутова характеристика активної потужності генераторів АРЗ ПД електростанції Ст в післяаварійному режимі

Прийmemo межу активної потужності, що може передати СТ в ЕЕС $P_m=1665,9$ МВт з кутом навантаження $\delta_{kp} = 93,6^\circ$. Розраховуємо коефіцієнт запасу стійкості по активній потужності для післяаварійного режиму, нормоване значення якого не повинне бути менше 0,08.

$$K_p = \frac{1665 - 400}{400} = 3,1625 > 0.08$$

Такий режим роботи ЕЕС є стійким. Найбільшу активну потужність, що може передати СТ в ЕЕС становить

$$P_{0\max} = \frac{P_m}{(K_{pn} + 1)} = \frac{1665}{(0.2 + 1)} = 1387.5 \text{ МВт}$$

Для наглядності представимо кутові характеристики для всіх виконаних випадків моделювання на рис.2.10.

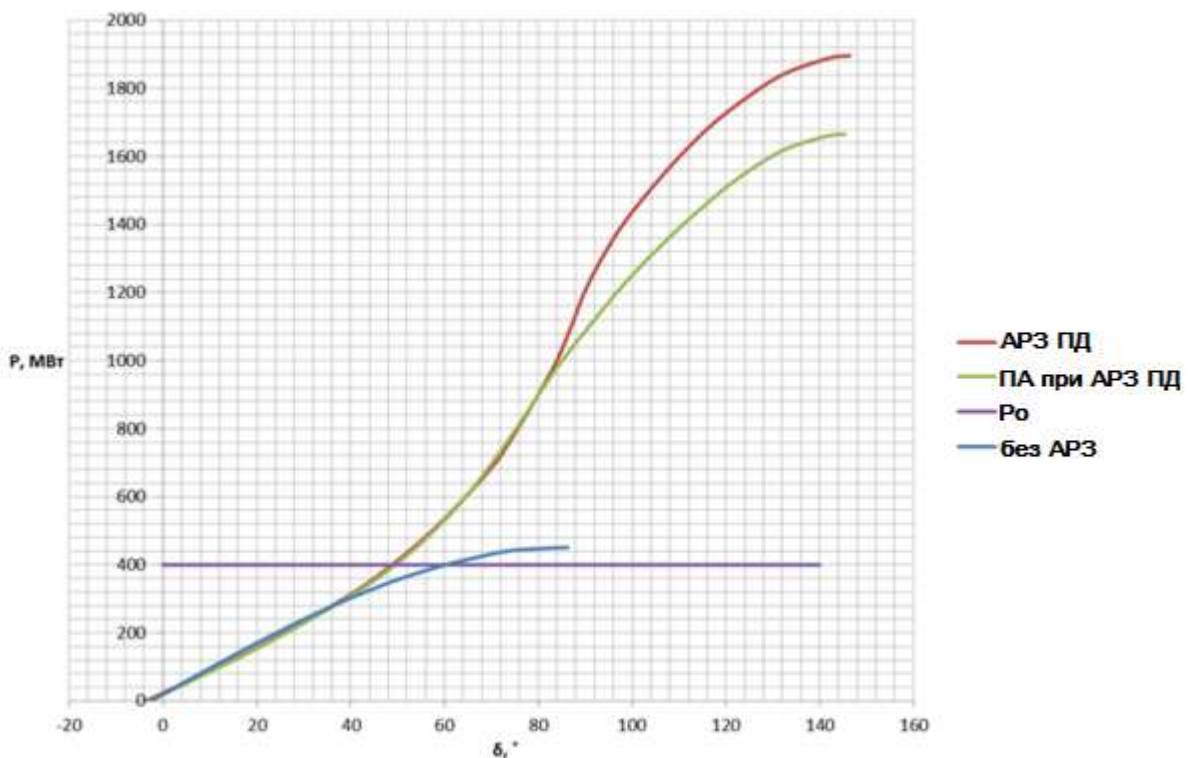


Рис.2.10 – Сумісна кутова характеристика активної потужності генераторів з АРЗ ПД електростанції Ст в післяаварійному режимі

Проведений аналіз результатів дослідження статичної стійкості електростанції Ст вказує на неможливість збереження статичної стійкості генераторів без АРЗ електростанції Ст, а у всіх інших проведених розрахунках режимів роботи - на збереження статичної стійкості. Максимальне значення межі передаваної потужності при забезпеченні нормативного коефіцієнту запасу статичної стійкості є нормальна схема режиму роботи генераторів з АРЗ ПД електростанції Ст.

3. Порядок виконання комп'ютерного практикуму

3.1. Виконати розрахунок нормального усталеного режиму ЕЕС для тестової схеми в Додатку 1. Результати розрахунку нормального режиму необхідно проаналізувати, оцінивши рівні напруги у вузлах і величину струмів в гілках електричної мережі. При цьому, на розрахунковій схемі нормального усталеного режиму необхідно відобразити рівні напруги та потекорозподіл.

3.2. Виконати серію розрахунків нормальних усталених режимів ЕЕС та визначити граничні режими генераторів електростанції ЕЕС за умовами аперіодичної статичної стійкості.

3.3. Визначити коефіцієнти запасу статичної стійкості у контрольованому перетині ЕЕС.

3.4. Побудувати кутові характеристики активної потужності синхронних генераторів електростанції ЕЕС.

4. Зміст звіту комп'ютерного практикуму

У звіті лабораторної роботи необхідно подати:

- мета роботи;
- вихідні дані, відповідно до варіанта;
- принципову схему енергооб'єднання;
- результати (протоколи) розрахунків усталених режимів ЕЕС ;
- загальні висновки.

5. Контрольні питання

1. Що називають найпростішою електричною системою?
2. Як представляється генератор у схемі заміщення залежно від типу АРЗ?
3. Що таке кутова характеристика потужності?
4. Як впливає наявність і тип АРЗ на кутову характеристику потужності генератора?
5. Чим відрізняються статичні і динамічні кутові характеристики потужності?
6. Як впливає явнотолісність на величину і форму кутової характеристики потужності генератора?

ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Мета роботи – Ознайомлення з методикою розрахунку динамічної стійкості ЕЕС, отримання навичок дослідження динамічної стійкості ЕЕС по її математичній моделі і освоєння відповідних команд комп'ютерного моделювання в програмному комплексі **DlgSILENT PowerFactory**.

1. Теоретичні відомості

Під динамічною стійкістю розуміється здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму після значних збурень без переходу в асинхронний режим.

Та обставина, що система зберігає статичну стійкість в усталеному режимі роботи, ще не дає підстави стверджувати, що вона виявиться стійкою і при різких раптових порушеннях режиму її роботи, подібних до короткого замикання (КЗ).

Таким чином, якщо в дослідженні статичної стійкості доводиться мати справу з малими збуреннями робочого режиму системи (переростають у випадання з синхронізму при нестійкій роботі), то предметом дослідження динамічної стійкості є значні збурення, причому істотне значення набувають сам характер і розмір збурення.

Для повного аналізу динамічної стійкості енергосистеми і вибору протиаварійних заходів варто було б виконувати розрахунки перехідних процесів при всіх збуреннях у всіх пунктах енергосистеми, що свідомо неможливо. Однак на підставі результатів розрахунків найбільш характерних випадків і аналізу аварійної ситуації в реальних умовах можна обмежити число розглянутих збурень і точок їх застосування. Це дозволяє виключити з розгляду ті збурення, які свідомо не призводять до порушення стійкості генераторів і двигунів, і не вимагають спеціальних протиаварійних заходів.

Для оцінки динамічної стійкості електроенергетичної системи необхідно розрахувати зміну кутів δ генераторів від часу перехідного процесу. Ознакою порушення динамічної стійкості є збільшення різниці між кутами δ_{ij} (взаємний кут) будь-яких двох синхронних машин на 360° і більше. В простій схемі, що містить тільки один еквівалентний генератор, є тільки один взаємний кут ротора відносно шин нескінченної потужності. У складній електроенергетичній системі, де багато генераторів і відповідно буде багато взаємних кутів. В цьому і полягає основна складність розрахунків динамічної стійкості. Тому якісна і

кількісна оцінка динамічної стійкості сучасних енергосистем виконується спеціальними програмами на ЕОМ.

Задача дослідження динамічної стійкості ЕЕС формулюється в одному з наступних варіантів.

Необхідно визначити:

- Граничний час відключення КЗ за умовами динамічної стійкості;
- Динамічну стійкість системи при заданій тривалості відключення КЗ;
- Динамічну стійкість системи при відключенні якого-небудь елементу.

Залежно від поставленої перед дослідником завдання для розрахунку електромеханічного перехідного процесу елементи енергосистеми можуть представлятися різними математичними моделями.

Основні допущення при розрахунку динамічної стійкості

1) Генератори великих станцій і генератори станцій, розташованих поруч з місцем збурення, слід описувати спрощеними рівняннями Парка - Горєва. Решта генератори допустимо описувати постійною ЕРС $E' = \text{const}$ за опором $X'd$.

Як розрахункові моделі синхронних машин можуть використовуватися:

- Рівняння Парка-Горєва;
- Лебедєва-Жданова;
- Спрощена модель у вигляді постійної перехідною ЕРС, яка додається за перехідним опором.

Слід зазначити, що спрощене моделювання синхронних машин у вигляді незмінної ЕРС E' за опором $X'd$ допустимо в навчальних та наближених розрахунках, а також в тих випадках, коли генератори значно віддалені від місця збурення.

2) Оскільки перехідні процеси короткочасні, то допустимо приймати потужність турбін генераторів постійною. Рівняння генераторів великих станцій доповнюються рівняннями, що описують первинне регулювання турбіни.

Система збудження при розрахунках динамічної стійкості моделюється завжди, крім випадків, коли синхронна машина представляється постійною ЕРС E' . При цьому модель системи збудження, включаючи АРЗ, повинна бути такою, щоб у ній були представлені основні канали регулювання, характерні для різних існуючих систем збудження.

3) Для вузла навантаження допустимо, як правило, використовувати статичні характеристики, причому в тих вузлах, де зниження напруги в перехідному режимі не перевищує 5-10%, допустимо представляти навантаження постійним опором, а навантаження, віддалені від місця КЗ, постійними потужностями або враховувати їх в балансі генеруючих вузлів.

Навантаження при розрахунках динамічної стійкості можна враховувати:

- статичними характеристиками по напрузі і частоті;
- динамічною моделлю у вигляді рівнянь асинхронних і синхронних двигунів.

4) Модель автоматики і релейного захисту, як правило, складається:

- з умов роботи, наприклад, $I > I_{\max}$, $t = t_{\text{виникнення.КЗ}}$ і т.д. ;
- моделі дій, наприклад, відключення лінії електропередачі, генератора і т.п.

5) Перевірка динамічної стійкості проводиться згідно [3]:

Найменування збурення	Групи нормативних збурень в мережах з номінальною напругою, кВ:			
	110-220	330-500	750	1150
<i>КЗ на мережевому елементі, крім системи (секції) шин:</i>				
Відключення мережевого елемента основними ¹ захистами при однофазному КЗ з успішним АПВ (для мереж 330 кВ і вище - ОАПВ, 110-220 кВ - ТАПВ)	I	I	I	I
Те саме, але з неуспішним АПВ ²	I	I	I ³ , II	II
Відключення мережевого елемента основними захистами при трифазному КЗ з успішним і неуспішним АПВ ²	II	-	-	-
Відключення мережевого елемента резервними захистами при однофазному КЗ з успішним і неуспішним АПВ ²	II	-	-	-
Відключення мережевого елемента основними захистами при двофазному КЗ на землю з неуспішним АПВ ²	-	II	III	III
Відключення мережевого елемента дією ПРВВ при однофазному КЗ з відмовою одного вимикача ⁴	II	III	III	III
Те ж, але при двофазному КЗ на землю	-	III	III	-
Те ж, але при трифазному КЗ	III	-	-	-
<i>КЗ на системі (секції) шин:</i>				
Отключение СШ с однофазным КЗ, не связанное с разрывом связей между узлами сети	I	I	II	II
То же, но с разрывом связей	III	III	-	-

Примітки.

1 - Або резервними захистами з не меншим швидкодією.

2 - При забезпеченні автоматичного заборони АПВ в разі непогашення дуги неуспішне АПВ може не розглядатися.

3 - На зв'язку АЕС з енергосистемою.

4 - При цьому враховуються відключення всіх мережевих елементів (включаючи СШ), пов'язаних з відключенням суміжних вимикачів.

6) Правильність розрахунків динамічної стійкості багато в чому залежить не тільки від використовуваних моделей, а й від ефективного методу, яким здійснюється в програмі інтегрування диференціальних рівнянь. Це перш за все методи Ейлера, Рунге-Кутта, Адамса і ін. Однак при будь-якому методі чисельного інтегрування диференціальних рівнянь точність рішення залежить від кроку інтегрування (Δt). Зі зменшенням Δt точність на кроці зростає, але

одночасно збільшується похибка округлення і час розрахунку. Вибір кроку інтегрування залежить від методу інтегрування і від самого рішення рівнянь: чим швидше змінюються в часі інтегровані змінні, тим меншим доводиться вибрати крок інтегрування.

7) Тривалість розрахунку перехідного процесу вибирається виходячи з умов достовірності оцінки стійкості або нестійкості системи.

Розрахункова тривалість КЗ приймається по верхній межі фактичних значень, що відповідають роботі основних захистів. При проектуванні слід вживати заходів, що забезпечують тривалості КЗ не більше наступних:

Номінальна напруга, кВ	110	220	330	500	750	1150
Час відключення КЗ, кВ	0,18	0,16	0,14	0,12	0,1	0,08

Розрахунок перехідного процесу без порушення стійкості буде достовірним лише тоді, коли його результати ясно вказують, що амплітуда коливань кутів синхронних машин зменшується, а їх середні значення не зростають, ковзання асинхронних двигунів з часом зменшується, напруга у всіх вузлах не виходить за допустимі значення. Тривалість перехідного процесу для оцінки динамічної стійкості зазвичай становить 2-4 с. Вона може бути і більше, проте при цьому значно зростає похибка розрахунків в основному через неточності моделювання систем регулювання збудження і швидкості обертання турбіни.

Методичні рекомендації щодо розрахунків динамічної стійкості

1. Виконати розрахунок усталеного режиму розрахункової схеми. При цьому потужності електростанції або генератора приєднуються до шин низької напруги трансформатора (шини генераторної напруги U_g). Таким чином, вузлам генераторного напруги надається статус вузлів з фіксацією напруги, задається значення активної потужності і діапазон реактивної потужності ($Q_{\min}$, $Q_{\max}$). За результатами розрахунку судять про правильність задання вихідних даних.

2. Переходять до розрахунку динамічної стійкості генеруючих вузлів, в тому числі і балансуєчий, представляються генераторами, кожен у вигляді значень перехідного опору $X'd$ і сталої механічної інерції T_j , U_n , P_n , $\cos\phi_n$.

3. Вивчається постановка задачі розрахунку динамічної стійкості і формується завдання для розрахунку за програмою на ЕОМ. Як правило, рекомендується моделювати збурення на шинах високої напруги у вигляді трифазного КЗ з подальшим відключенням однієї з ліній електропередачі.

4. Готується інформація для виведення результатів розрахунку. Перш за все це активна потужність досліджуваного генеруючого вузла, власні і взаємні кути генераторів, необхідні для оцінки стійкості, напруги на шинах станції та у вузлах навантаження і т.д.

5. Виконується розрахунок перехідного електромеханічного процесу. Визначається зміна взаємних кутів ЕРС всіх генераторів δ_{ij} в функції часу, і по

динаміці цього кута судять про динамічну стійкість. Методика визначення граничного часу відключення КЗ полягає в наступному: спочатку задаються якимось одним часом відключення КЗ $t_{відк1}$ і для його тривалості розраховується залежність $\delta_1(t)$. Наступним кроком розрахунку є вибір іншого часу відключення КЗ $t_{відк2}$. Якщо на основі попереднього розрахунку перехідного режиму встановлено, що стійкість зберігається, то час $t_{відк2}$ береться більше $t_{відк1}$. Якщо ж розрахунок показав, що стійкість при $t_{відк1}$ не зберігається (рис.3.1), то приймається $t_{відк2} < t_{відк1}$. Далі знову розраховується залежність $\delta_2(t)$ для прийнятого $t_{відк2}$. Розрахунки перехідних процесів виконуються до тих пір, поки не вдається знайти з достатньою (заданою викладачем) точністю два близьких значення величини відключення КЗ $t_{відк_i}$ та $t_{відк_{i+1}}$, для яких стійкість зберігається і порушується. На підставі цих розрахунків з певною вірогідністю можна прийняти, що $t_{відк_{гран}} = t_{відк_i}$.

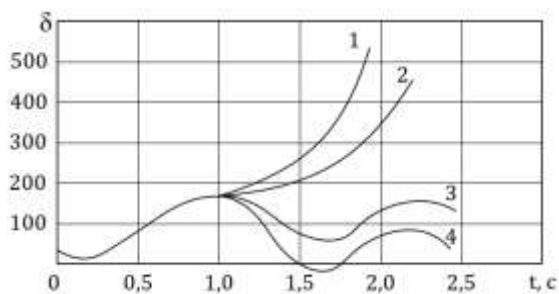


Рис.3.1 – Визначення граничного кута відключення короткого замикання

Для двох досліджуваних режимів з близькими значеннями часу відключення КЗ, для яких стійкість зберігається і порушується, будуються графічні залежності зміни характерних параметрів режиму (рис.3.1): зміни взаємних кутів генераторів, активної потужності досліджуваної електростанції, напруги на її шинах, у вузлах навантаження і т.д. Виконується аналіз побудованої взаємозалежності.

2. Приклад

Визначити граничний час відключення короткого замикання для розрахункової схеми (рис.3.2). Вихідні дані приведені в табл.3.1.

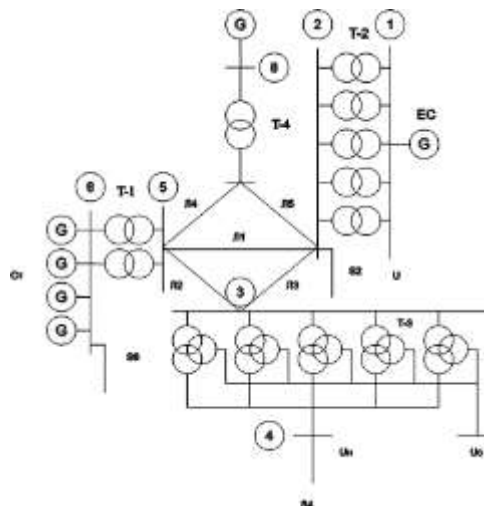


Рис.3.2 – Розрахункова схема ЕЕС

Таблиця 3.1

Вихідні дані доаварійного нормального усталеного режиму роботи ЕЕС

Назва	N	Код	Uстарт	Uрозр	dU	Pн0	Qн0	Unорм	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0	115.0				110.0	-369.4	-777.1	-10000	10000
2	2	11	347.0	377.26	2.0			347.0				
3	3	11	330.0	428.23	3.0			330,0				
Навант 3	4	11	10.50	13.09	0.5	105,0	85,0	10,50				
5	5	11	347.0	458.35	3.5			347,0				
Навант 1	6	11	15.75	22.77	4.8	90,0	70,0	15,75				
Навант 2	7	11	347.0	394.0	4.0	95.0	75.0	347.0				
8	8	11	20.0	22.26	7.8			20,0				
Генера-тор	9	1010	21.3	21.3	20.2			15,75	300,0	-27.2	-10000	10000
Станція	10	1010	32.0	32.0	9.9			15,75	400,0	1880.9	-10000	10000

Назва Ni	Назва Nj	Ni	Nj	Nп	Назва	R	X	G	B	Kт
2	Баланс	2	1		T2	0,29	13,24	8,0	37,4	3,017
2	5	2	5		Л1	6,96	47,56	3,9	-494,5	
2	Навант 2	2	7		Л2	3,61	30,69	1,9	-328,7	
3	Навант 3	3	4		T3	2,89	74,87	2,8	20,6	31,429
3	Навант2	3	7		Л3	6,90	38,07	4,0	-328,7	
3	5	3	5		Л4	2,85	30,40	1,4	-332,5	
Навант 2	8	7	8		T4	0,61	33,11	3,0	13,3	17,350
5	Навант1	5	6		T1	0,40	17,66	6,2	28,0	22,032
Навант1	Станція	6	10		Ст		0			
8	Генератор	8	9		г		0			

1. В якості збурення для дослідження динамічної стійкості приймемо трифазне коротке замикання на ЛЕП №2 в момент часу 0,2 с. Через інтервал часу 0,2 с відбулося спрацювання релейного захисту, яке відключило ЛЕП.

2. В якості контрольованих параметрів приймаємо активну потужність СТ, кут навантаження СГ СТ, напругу у вузлах №4 та №6.

3. В результаті неодноразових розрахунків з послідовним збільшенням часу відключення к.з., отримали значення граничного часу відключення твідк. гран = 0,397 с, при якому динамічна стійкість ще зберігається. При твідк. = 0,398 с динамічна стійкість ЕЕС порушується. Результати моделювання перехідного процесу зображені на рис. 3.3-3.5.

4. Визначаємо точність розрахунку твідк. гран:

$$\frac{T_{\text{відклрозрх}} - T_{\text{відклсх}}}{T_{\text{відклсх}}} \cdot 100\% = \frac{0,398 - 0,397}{0,397} \cdot 100\% = 0,25\%$$

Задана точність зберігається. Таким чином, у випадку виникнення трифазного короткого замикання на ЛЕП №2 поблизу шин електростанції, для збереження динамічної стійкості необхідно провести відключення ЛЕП №2 за час менше $t_{відк.}=0,397$ с, інакше стійкість системи буде порушено.

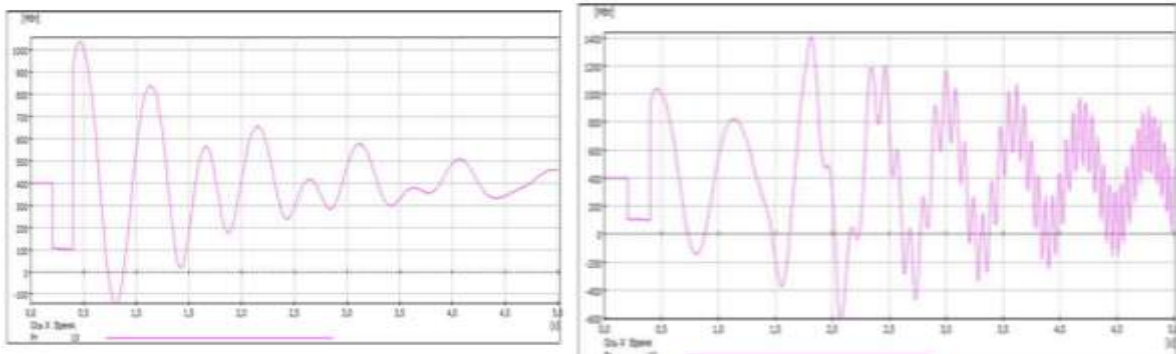


Рис. 3.3 – Графік кривої $P_6(t)$ для $t_{відк.} = 0,397$ с та $t_{відк.} = 0,398$ с

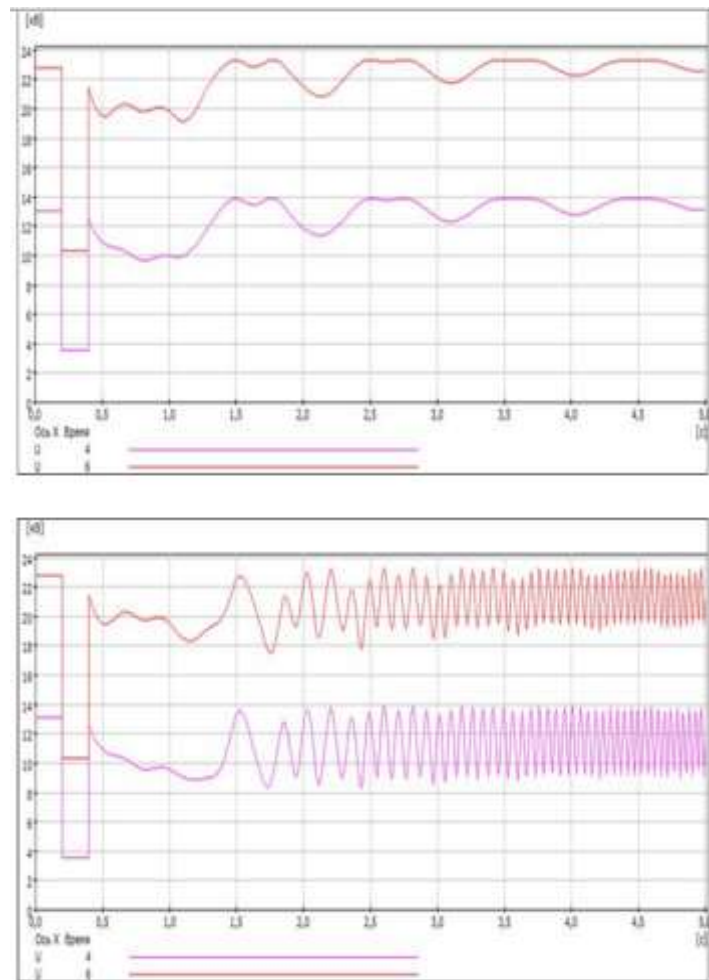


Рис. 3.4 – Графік кривої $U_4(t)$ та $U_6(t)$ для $t_{відк.} = 0,397$ с та $t_{відк.} = 0,398$ с

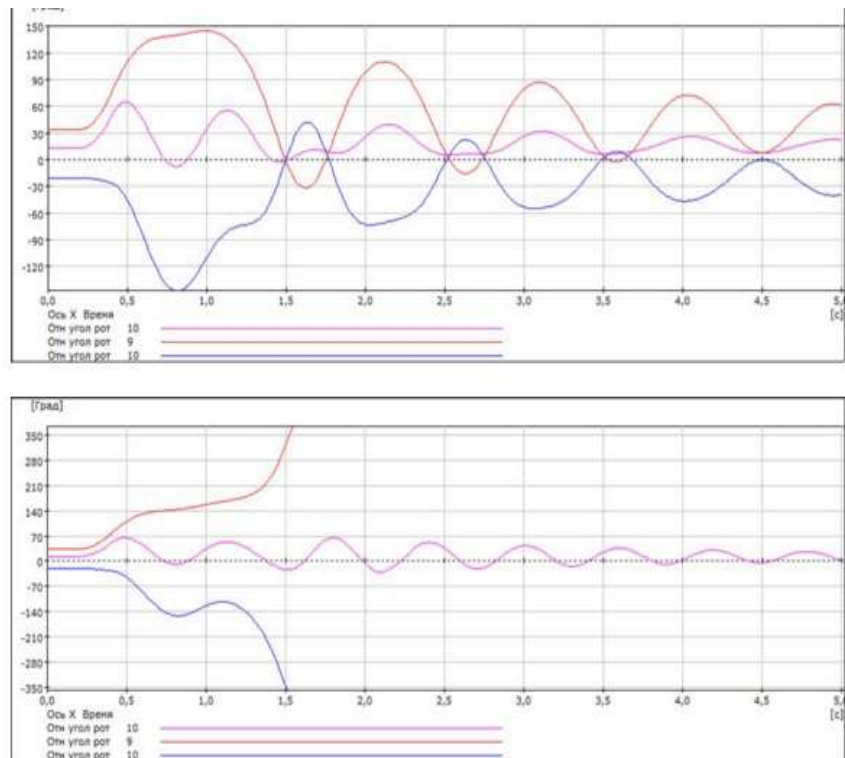


Рис. 3.5 – Графік кривої $\delta(t)$ для $t_{відк.} = 0,397$ с та $t_{відк.} = 0,398$ с

Методика реалізації моделювання перехідного процесу в DlgSILENT PowerFactory

На рис.3.6 зображена розрахункова схема ЕЕС, що складається із генераторів, для яких ще не визначені деякі додаткові моделі, такі як турбіна, системи автоматичного регулювання: первинного регулювання (АПШО) і регулювання по напрузі (АРЗ).

Реалістичний аналіз перехідного процесу, звичайно ж, неможливий без таких регуляторів. У цьому прикладі буде встановлено регулятори на генератори електростанції і проаналізовано поведінку системи при виникненні КЗ і виключенні пошкодженої ЛЕП.

Для того, щоб змоделювати регульовані генератори, необхідно визначити композитні моделі для синхронних машин і їх регуляторів. Composite frame проекту для синхронної машини зображено на рис. 3.7-3.8. Хоча цей фрейм має кілька слотів, ми будемо використовувати тільки слот для синхронної машини ('sym slot'), слот для регулятора напруги ('vco slot') і слот для регулятора турбіни ('gov'). Модель регулятора турбіни ('gov') містить основний контролер ('pco') і ('pmu')

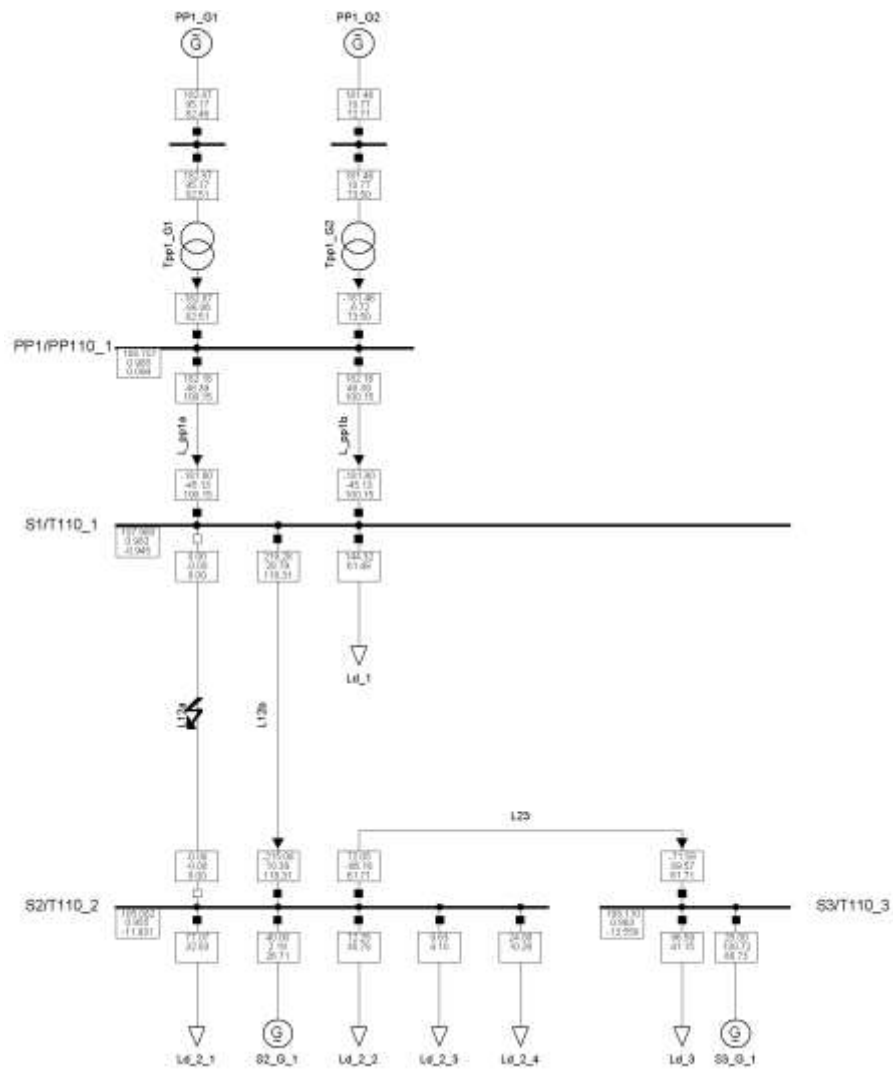


Рис. 3.6 – Розрахункова схема для моделювання перехідних процесів в ЕЕС

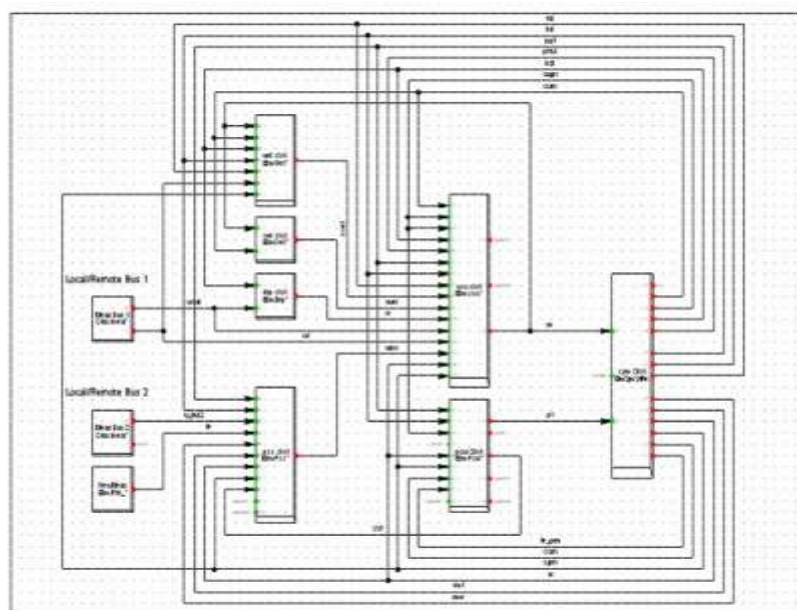


Рис. 3.7 - Composite Frame для синхронної машини

Присвоїти генератору "PP1_G1" регулятор напруги і регулятор турбіни:

- Клацніть ПКМ по генератору і виберіть Define/Визначити --> Automatic Voltage Regulator (avr)/Авт. регулятор напруги.
- Виберіть 'Common Model (Elmdsl)' зі списку елементів. З'явиться вікно браузера з повідомленням 'Block Definition/'. Там ви повинні визначити тип нового регулятора.

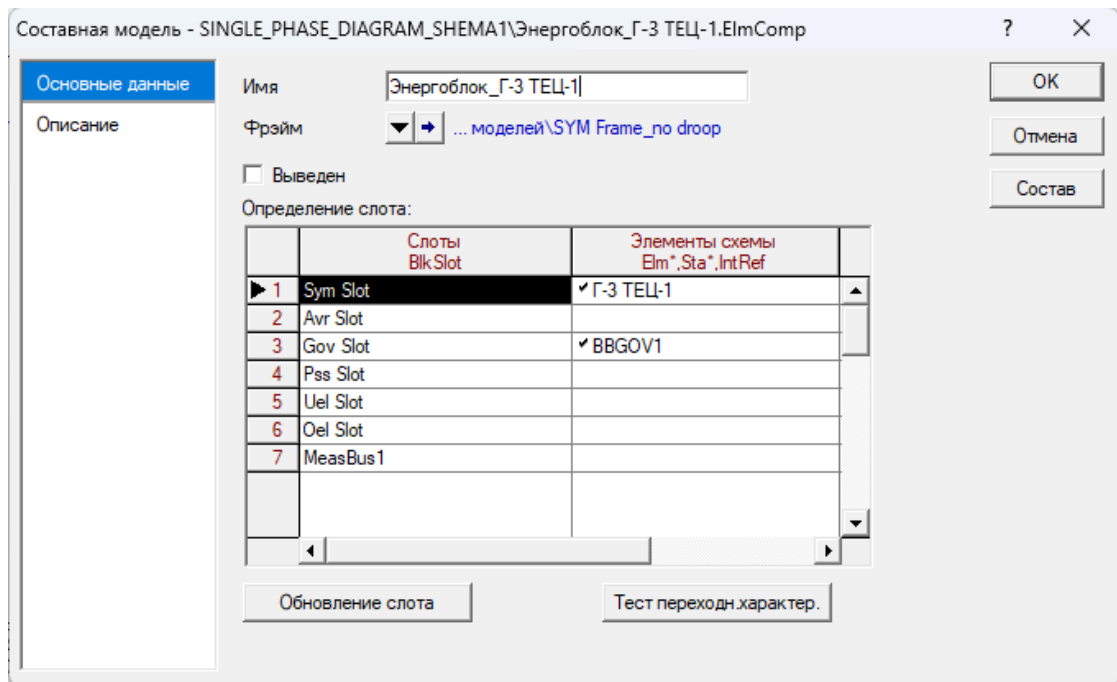


Рис. 3.8 - Налаштування параметрів Composite Frame для синхронної машини

- В браузері даних виберіть "vco_IEEET1" як тип із глобальної бібліотеки. Він може бути знайдений за шляхом:
 - Database \ Library \ Models (old version) \ IEEE \ Models
- Змінити регулятор напруги відповідно до:
 - 'Name' = "VCO_PP1_G1"
 - 'Parameters':

Tr = 0.02	s	E1 = 4	p.u.
Ka = 100	p.u.	Se1 = 1.5	p.u.
Ta = 0.05	s	E2 = 6	p.u.
Ke = 1	p.u.	Se2 = 2.5	p.u.
Te = 0.2	s	Vrmin = -8	p.u.
Kf = 0.0025	p.u.	Vrmax = 8	p.u.
Tf = 1	s		

- Натисніть **ОК**.

З'явиться діалог редагування для нової композитної моделі синхронної машини.

- Відредагуйте сторінку 'Basic Data' відповідно до наступної інформації:
 - Name = "Plant_PP1_G1"
 - Frame= Select -->Database \ Library \ Models (old version) \ IEEE \ Frames \ IEEE-frame no droop
- У таблиці 'Slot Definition' перевірте, чи "PP1_G1" і "VCO_PP1_G1" були відповідно додані до 'sym slot' і 'vco slot'.
- Якщо слот синхронної машини виявляється порожнім після зміни визначення фрейму, будь ласка, виконаєте наступні дії:
 - Двічі клацніть порожній слот 'sym'.
 - У правій частині вікна з'явиться синхронна машина 'PP1_G1' .
Виберіть синхронну машину і натисніть ОК.
- Натисніть ОК.
- Клацніть ПКМ по генератору "PP1_G1" ще раз і виберіть Define --> Governor and Turbine (gov).
- Задайте 'pcu_HYGOV' у якості типу регулятора турбіни (gov). Його можна знайти в глобальній бібліотеці за шляхом Database \ Library \ Models (old version) \ IEEE \ Models. Відредагуйте регулятор відповідно до:
 - 'Name' = "pcu_PP1_G1"
 - 'Parameters':
 $T_w = 0,1 \text{ s}$ (інші параметри залишаються без змін).
- Натисніть **ОК**.
- Переконаєтеся, чи "pcu_PP1_G1" було додано до 'pcu slot' в таблиці 'Slot Definition' в "Plant_PP1_G1" і натисніть ОК.

Виконуючи таку ж процедуру, задайте регулятори для "PP1_G2":

- Клацніть ПКМ по генератору "PP1_G2" і виберіть Define -->Automatic Voltage Regulator (avr).
- Виберіть 'Common Model (Elmdsl) зі списку елементів.
- Використовуйте той же "vco_IEEET1" у якості типу.
- Відредагуйте регулятор напруги відповідно до:
 - 'Name' = "VCO_PP1_G2"
 - 'Parameters':

$T_r = 0.01c$	$E1 = 4p.u$
$K_a = 150p.u$	$S_{e1} = 1.5p.u$
$T_a = 0.025c$	$E2 = 6p.u$
$K_e = 1.5p.u$	$S_e = 2.5p.u$
$T_e = 0.3c$	$V_{r\min} = -7p.u$
$K_f = 0.001p.u$	$V_{r\max} = 7p.u$
$T_f = 0.1c$	

- Натисніть **ОК**.

Появиться діалог редагування для нової композитної моделі синхронної машини.

- Відредагуйте сторінку 'Basic Data' відповідно до наступної інформації:
 - Name = "Plant_PP1_G2"
 - Frame= Select -->Database \ Library \ Models (old version) \ IEEE \ Frames \ Ieee-frame no droop
- Якщо слот синхронної машини виявляється порожнім після зміни визначення фрейму, будь ласка, виконаєте наступні дії:
 - Двічі клацніть порожній слот 'sym'.
 - У браузері виберіть у лівій частині вікна мережу 'Part 2'.
 - У правій частині вікна з'явиться синхронна машина 'PP1_G2' .
Виберіть синхронну машину і натисніть ОК.
- Натисніть ОК.
- Клацніть ПКМ генератор "PP1_G2" ще раз і виберіть Define --> Governor and Turbine (gov).
- Виберіть ту ж модель регулятора і турбіни (gov) 'pсу_HYGOV' і задайте ті ж параметри, що й для генератора G1. Назвіть його: "pсу_PP1_G2"
- Переконаєтесь, що "pсу_PP1_G2" була додано до 'pсу slot' в таблиці 'Slot Definition' в "Plant_PP1_G2", а потім натисніть ОК.

Останній крок завершив визначення моделі електростанції. Тепер можна виконати аналіз перехідних процесів.

Налаштування моделювання перехідного процесу при збуренні в електричній мережі ЕЕС

Потрібно протестувати поведінку регульованих генераторів шляхом імітації однофазного короткого замикання на одній із ЛЕП, які з'єднують електростанцію з системою. Пошкодження однієї ЛЕП веде до вимкнення і повторного включення пошкодженої фази і, оскільки це не усуває пошкодження, повного вимкнення ЛЕП.

Для того щоб задати коротке замикання на ЛЕП "L_pp1a" і наступну послідовність вимикання, необхідно задати події (Events) КЗ і вимикання, які повністю ізолюють ЛЕП.

Події, як і будь-який інший елемент в **Power Factory**, є об'єктами різних класів (залежно від події), які можна переглядати й редагувати через Database Manager. Найпростіший спосіб визначення подій для моделювання є створення початкових умов, а потім створення подій натисканням ПКМ по об'єктам.

Зверніть увагу, що ніякий захисний пристрій для команди відключення не використовуються в цьому прикладі.

Задання початкових умов для моделювання перехідного процесу при збуренні в електричній мережі ЕЕС

До аналізу перехідних процесів необхідно розрахувати внутрішні режимні стани (змінні стану і зовнішні змінні) підключених машин, регуляторів і інших перехідних моделей, які впливають на часову область моделювання.

Команда 'Calculate Initial Conditions' (розрахувати початкові умови) () дозволяє визначити параметри моделювання перехідного процесу і розрахувати початкові умови (ініціалізація моделювання). Потрібно запускати моделювання динамічної стійкості з використанням RMS значень, яке звичайно використовується для аналізу поведінки системи керування. Щоб задати початкові умови:

- Запустіть панель інструментів "Stability", натиснувши на піктограму  на панелі інструментів (як правило, ця панель уже активована).
- Клацніть піктограму , щоб відкрити команду початкових розрахунків.
- Встановіть наступні параметри:
 - Method of simulation = RMS Values (Electromechanical Transients)
 - Unbalanced, 3-phase (ABC)
 - Verify initial conditions = enabled
 - Automatic step size Adaptation = enabled
- Натисніть кнопку **Execute/Виконати**, щоб розрахувати усталений доаварійний режим та початкові умови.
- Після виконання команди, у вікні результатів повинно з'явитися остаточне повідомлення 'Initial Conditions Calculated' (початкові умови розраховано).
- Виправте можливі помилки.

Визначення подій КЗ

Після визначення початкових умов можна почати визначення події:

Подія Короткого замикання:

- Клацніть ПКМ рядок "L_pp1a" і виберіть Define --> Short-Circuit Event . Це створить нову подію (Подія КЗ.Evtshc) і відкриє новий діалог подій.
- Відредагуйте нову подію:
 - Execution Time = 0.0 s часу
 - Fault Type = Single Phase to Ground Fault
 - Phase = a
 - Fault resistance = 0.0 Ohm
 - Fault Reactance = 0.0 Ohm
- Натисніть кнопку Edit в полі Object (). З'явиться діалог лінії.
- На сторінці ' Rms-simulation', включіть опцію Short-Circuit at Line – Available
- Встановіть розрахункову точку КЗ по середині ЛЕП (50%)
- Закрийте діалог лінії, натиснувши кнопку ОК.
- Закрийте діалог подій, натиснувши ОК.

Події зберігаються в активному навчальному прикладі у розділі 'Simulation Events' (); де можна отримати доступ до них і відредагувати.

Опція Short-Circuit at Line в об'єкті лінії потрібно встановити для підготовки розрахунку для лінії з подією КЗ. Це вставляє додатковий внутрішній вузол розрахунків у місці ушкодження ЛЕП. Якщо цей параметр змінено, необхідно перерахувати початкові умови натиснувши піктограму .

Виконання події відключення високовольтних вимикачів ЛЕП

Після чергового натискання на піктограму  і кнопку Execute ви готові створити події відключення:

- Клацніть ПКМ верхній вимикач в лінії "L_pp1a" і виберіть включити або двічі клацніть по ньому. Це створить й покаже нову подію відключення (Evtswitch).
- Встановіть наступні дані на сторінці 'Basic Data':
 - Execution Time = 0.2 s
 - Action = Open
 - All Phases = disabled
 - Phase b and c = disabled
 - Phase a = enabled
- Повторіть ту ж процедуру для нижнього вимикача. Переконайтеся, що обрано правильний вимикач! Якщо було натиснуто ПКМ не по вимикачу, а по ЛЕП, автоматично вплине подія для верхнього вимикача.
- Клацніть ще раз ПКМ на верхній вимикач і виберіть Open.
- Встановіть наступні дані на сторінці 'Basic Data':
 - Execution Time = 0.3 s
 - Action = Close
 - All Phases = disabled

- Phase b and c = disabled
 - Phase a = enabled
- Повторіть для вимикача на іншій стороні.
- Втретє, клацніть ПКМ верхній вимикач, виберіть Open і задайте:
 - Execution Time = 0.4 s
 - Action = Open
 - All Phases = enabled
- Повторіть для іншого вимикача.

Щоб перевірити список заданих подій виконайте наступні дії:

- Натисніть піктограму  щоб відкрити список подій.
- Перевірте події і виправте помилки.

Якщо не можна побачити в браузері докладну інформацію по подіям, натисніть піктограму 'Detailed Mode' (). Пам'ятайте, що тільки елементи однакового класу можна побачити в докладному режимі.

Визначення Results Objects і Variables Sets

Для того, щоб побудувати графіки моделювання перехідного процесу, ми повинні визначити, які змінні повинні бути збережені моделюванням. Програмне забезпечення **DlgSILENT PowerFactory** має безліч можливих змінних, які можуть бути збережені й проаналізовані. Проте, зберігання їх усіх зайняло б занадто багато часу, створило б мегабайти даних і ускладнило б вибір змінних для відображення їх значень на графіку.

Розв'язок задачі полягає в тому, щоб вибрати число змінних до моделювання. Це робиться шляхом створення так званих 'Variable Sets' (наборів змінних) для кожного цікавого для дослідника елемента енергосистеми.

Щоб створити набір змінних "PP1_G2":

- Заблокуйте однолінійну схему.
- Клацніть ПКМ генератор "PP1_G2" і виберіть Define -->Variable Set (Sim). Це приведе вас до папки "Results" , де зберігаються вже створені набори змінних.

Зверніть увагу, що щораз, коли дослідник задає набір змінних для елемента в енергосистемі (як і в попередньому кроці), новий, порожній набір змінних для цього елемента створюється папці 'Results' (рис.3.9).

- Двічі клацніть піктограму набору змінних PP1_G2 в папці "Results" для редагування. Появиться діалог об'єкту "Variable Set".
- Виберіть сторінку Rms-simulation.

- В полі "Filter for" виберіть "Currents, Voltages and Powers" з меню "Variable Set".
- Виберіть "bus1:A" в меню "Bus Name".
- Виберіть змінну:

I:bus1:A ka Phase Current, Magnitude

- Натисніть кнопку , щоб перемістити обрану змінну(i) до правої панелі.
- Виберіть "Bus Name" = "bus1:B"
- Виберіть змінну:

I:bus1:B ka Phase Current, Magnitude

- Натисніть кнопку , щоб перемістити обрану змінну(i) до правої панелі.
- Виберіть "Bus Name" = "bus1:C"
- Виберіть змінну:

I:bus1:C ka Phase Current, Magnitude

- Натисніть кнопку , щоб перемістити обрану змінну до правої панелі.
- Виберіть "Variable Set" = "Signals"
- Одночасно виберіть змінні:

psie - p.u. Excitation-Flux

speed - p.u. Speed

ve - p.u. Excitation Voltage

phi - p.u. Rotor-angle

pt - p.u. Turbine Power

xspeed - p.u. Speed

P1 - MW Active Power

Q1 - MW Reactive Power

- Натисніть кнопку , щоб перемістити обрану змінну до правої панелі.
- Виберіть "Variable Set" = "Calculation Parameter"
- Виберіть і перемістіть змінну до правої панелі

c:dfrotx - deg Maximum Rotor Angle difference

- Закрийте набір змінних натиснувши кнопку **Ok**.

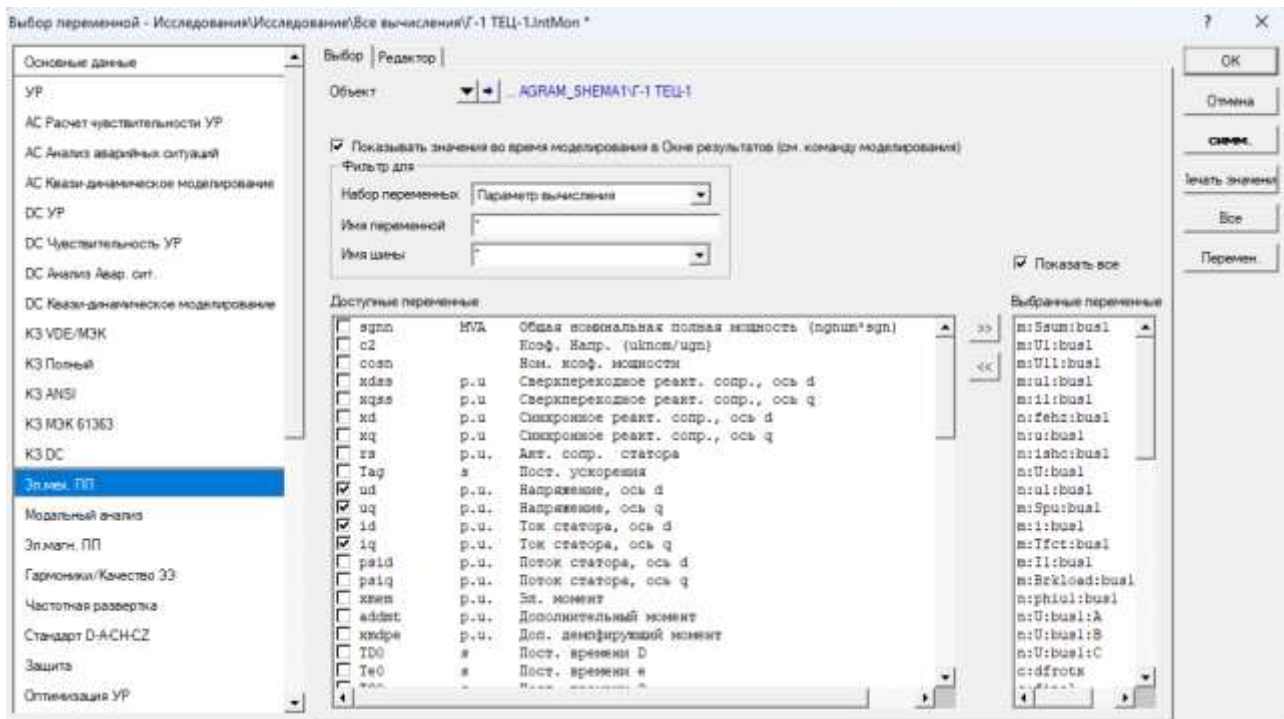


Рис. 3.9 - Визначення набору змінних

Запуск моделювання перехідного процесу і створення графіків

Під час моделювання, усі змінні, задані в наборах змінних, записуються в результуючий файл. Цей результуючий файл використовується для завдання створення графіків і інших видів віртуальних інструментів (BI). Віртуальний інструмент є інструментом для відображення результатів розрахунків. Найпоширеніше використання BI це перегляд результатів моделювання часових областей, таких як моделювання електромагнітних перехідних процесів EMT або електромеханічних перехідних процесів RMS, шляхом визначення одного або декількох побудованих кривих. Ці криві показують зміну параметрів режиму у часі.

Перед початком виконання моделювання перехідного процесу і створення графіків результатів розрахунків, важливо зрозуміти відмінності між віртуальними інструментами, панеллю віртуальних інструментів і графіками:

- **The Virtual Instrument Panel (Панель віртуальних інструментів)** являє собою сторінку в активній графічній зоні, де різні графіки (віртуальні інструменти) зберігаються і відображаються. Крім того, тут зберігаються основні відомості про включені віртуальні інструменти.
- **The Virtual Instruments (Віртуальні інструменти)** відображають результати однієї або декількох змінних або параметрів різними способами (графіки, стовпчикові діаграми, векторні діаграми і т.д.). Кожний ВІ можна налаштувати індивідуально відповідно до необхідних

змінної, які потрібно відобразити. Віртуальні інструменти відображаються на панелі ВІ.

- **Plots (Графіки)** є одними з багатьох різних способів, якими ВІ відображає інформацію про наявні змінні. Графіки показують всі види змінних часових областей змінних залежно від інших змінних. Графіки можна використовувати по-різному (Графіки, графіки з двома осями Y, графіки X-Y і графіки FFT).

Запуск моделювання перехідного процесу

Головна панель інструментів показує дві іконки для запуску () і зупинки () моделювання перехідного процесу.

- Клацніть на піктограму Start () . Введіть час виконання 10 секунд.
- Натисніть кнопку **Execute**.

Почалось моделювання. Вікно результатів покаже повідомлення про події в обробці, коли вона почнеться. Задані графіки (в панелі Віртуальних Інструментів "Generators") почнуть показувати результати.

Усі графіки можуть бути автоматично масштабовані в відповідно по осям X і Y для найкращого перегляду, натиснувши на кнопки  і . Крім того, для кращого аналізу певного періоду часу або наближення графіків, осі X і Y можна легко збільшити за допомогою піктограм 'Zoom x-axis' () і 'Zoom y-axis' () .

Задання нових віртуальних інструментів

- Відкрийте (якщо ще не відкрито) Панель Віртуальних Інструментів "Generators" і натисніть на піктограму "Append new Vi's" ().
- У діалоговому вікні, яке з'явиться, виберіть об'єкт "Subplot (Visplot)".
- Встановіть бажану кількість нових графіків (у цьому випадку 2).
- Натисніть на піктограму  для організації графіків по парам (якщо ви хочете використовувати вертикальне розташування натисніть ).
- Двічі клацніть на першому порожньому (або нижньому лівому) графіку, щоб відкрити його діалог редагування і визначте змінні для відображення.
- В полі "Curves" (нижня частина діалогового вікна редагування) двічі клацніть на порожньому полі Element, щоб вибрати елемент. З'явиться браузер даних, показуючи елементи з певними наборами змінних (рис.3.10). Двічі клацніть на значку PP1_G2 щоб вибрати його.

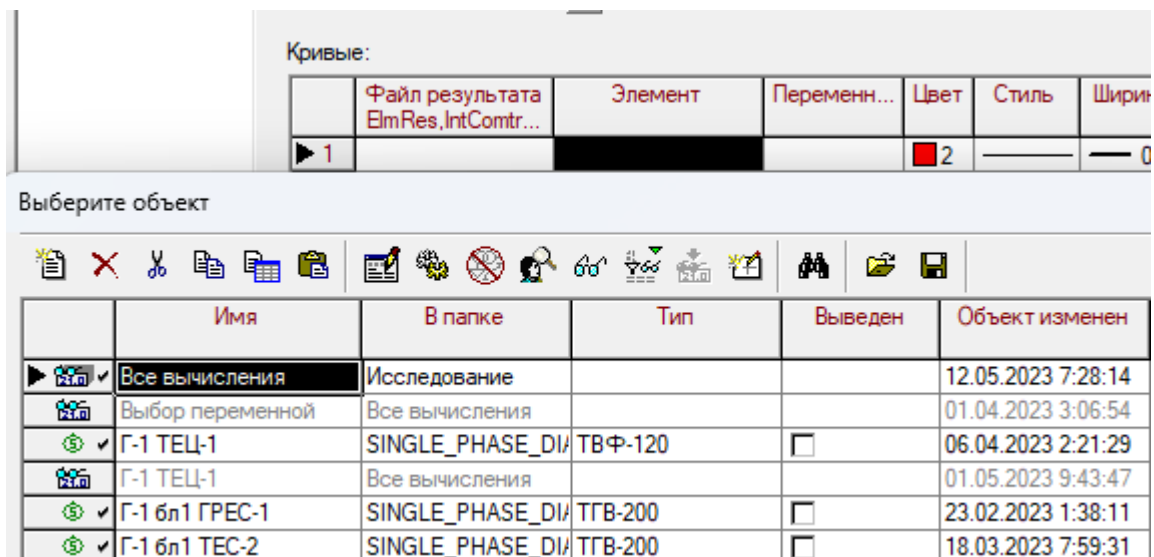


Рис. 3.10 - Вибір елемента для відображення результатів розрахунків у графіку

- В діалозі графіка, двічі клацніть по порожньому полі "Variable" для вибору змінної для відображення. Зі списку відображених змінних виберіть "s:speed" (рис. 3.11).

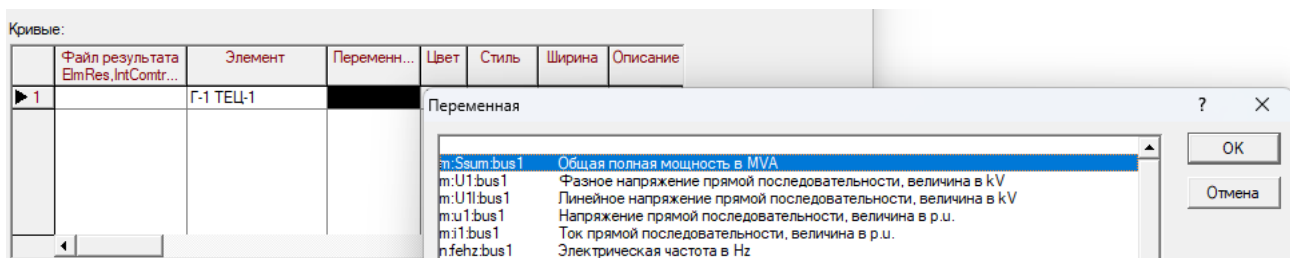


Рис. 3.11 - Вибір змінної для відображення в графіку

- Якщо ви прагнете змінити колір графіка, двічі клацніть по полю "Colour". Ви також можете змінити стиль і ширину ліній.
- Натисніть кнопку ОК у діалоговому вікні редагування для візуалізації щойно заданого графіка. При необхідності використайте піктограму , щоб одержати кращий вигляд.
- Виконуючи ту ж процедуру, відобразіть потужність турбіни ("s:pt") генератора PP1_G2 в останньому порожньому графіку.
- Запустіть моделювання перехідного процесу з часом виконання 70 сек.

Налаштуйте вид графіка за допомогою  та  Стійкість було досягнуто? Збільшіть час моделювання.

Вибір змінних для відображення на графіку

Дослідник може змінювати й додавати нові змінні до графіку. Щоб проілюструвати цю функцію, відобразіть активну й реактивну потужність

генератора PP1_G2, у нижньому правому (або останньому) графіку панелі віртуальних інструментів:

- Двічі клацніть по графіку в панелі віртуальних інструментів, яка відображає потужність турбіни PP1_G2.
- Двічі клацніть по полю "Variable" заданої кривої і виберіть "S: P1" зі списку відображених змінних.
- Клацніть ПКМ номер кривої і виберіть "Append Rows" з контекстного меню (рис. 3.12). Появиться новий рядок у полі "Curves", де ви можете визначити другу змінну для відображення у вашому графіку.

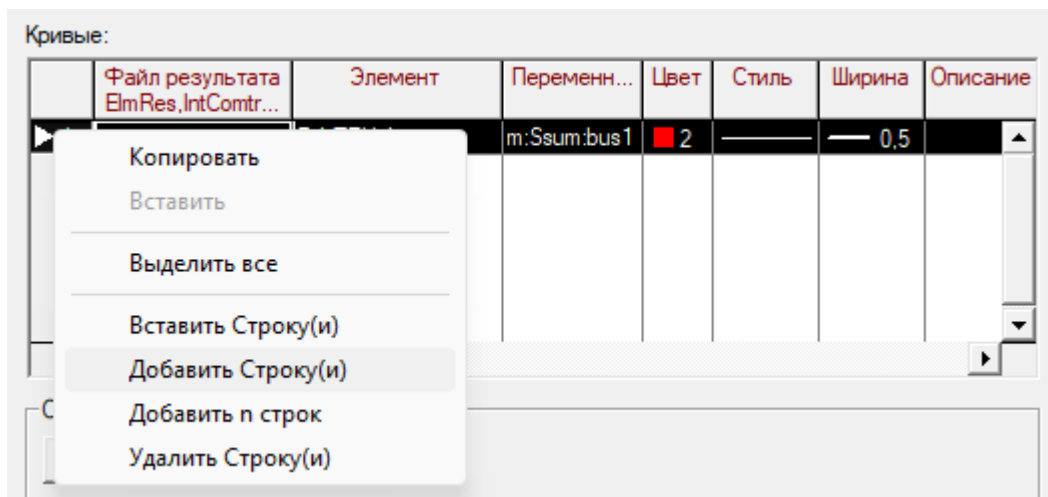


Рис. 3.12 - Додавання нової змінної до графіку

- визначте нову криву для відображення реактивної потужності генератора "PP1_G2" ("s: Q1"). Ваш графік виглядати зараз як показано на рис. 3.13 (протягом перших 10 секунд).

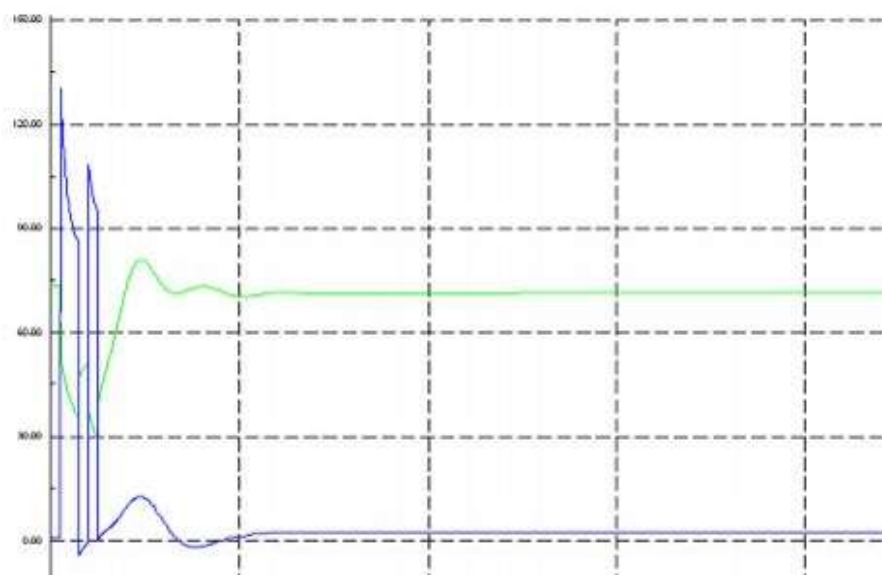


Рис. 3.13 - Графік Віртуального Інструменту показує дві змінні

Змініть існуючий графік, щоб показати наступні змінні, які важливі для аналізу поведінки генераторів електростанції під час короткого замикання.

- Швидкість 'speed' генераторів G1 і G2.
- Активна і реактивна потужності 'P1' і 'Q1' генераторів G1 і G2.
- Кут ротора 'phi' генераторів G1 і G2.
- Потужність турбіни 'pt' генераторів G1 і G2.
- Напруга збудження 've' генераторів G1 і G2.
- Фазні струми генераторів і ліній.

Створення нової порожньої сторінки VI

Щоб створити нову сторінку віртуальних інструментів (панель):

- Натисніть кнопку "Insert New Graphic" () на панелі графічних інструментів і виберіть панель віртуальних інструментів.
- У новій порожній сторінці створіть 4 графіки ()
- У першому графіку відобразіть фазні струми генератора "PP1_G1" ("m:I:bus1:A", "m:I:bus1:B", "m:I:bus1:C").
- У другому графіку відобразіть напруги в кВ на терміналі "Trm_G1" ("m:U:A", "m:U:B", "m:U:C").
- У третьому графіку відобразіть фазні напруги у відносних одиницях на "Trm_G1" ("m:u:A", "m:u:B", "m:u:C").
- В останньому графіку відобразіть струми КЗ у відносних одиницях на лінії "L_pp1a" ("m:i:bussch:A", "m:i:bussch:B", "m:i:bussch:C").

Використайте шкалу й масштабування для налаштування огляду заданих графіків.

3. Порядок виконання комп'ютерного практикуму

3.1. В якості нормативного збурення встановити трифазне коротке замикання на ЛЕП згідно індивідуального варіанту завдання студента (Додаток 1-2).

3.2. Виконати розрахунок перехідного процесу в ЕЕС. Результати розрахунку режиму необхідно проаналізувати, оцінивши характер зміни кута δ синхронних генераторів електричних станцій. Привести графіки $\delta(t)$, $P(\delta)$, $f(t)$, $U(t)$, $s(t)$, $n(t)$, $pt(t)$.

3.3. Визначити критичний час відключення к.з.

3.4. Визначити критичний кут відключення к.з.

3.5. Дослідити динамічну стійкість ЕЕС при різній електричній віддаленості розрахункової точки короткого замикання відносно початку ЛЕП.

4. Зміст звіту комп'ютерного практикуму

Оформлений звіт роботи має містити наступне:

- мета роботи;
- вихідні дані, відповідно до варіанта;
- принципову схему енергооб'єднання;
- результати (протоколи) розрахунків режимів ЕЕС ;
- загальні висновки.

5. Контрольні питання

1. Що таке динамічна стійкість електричної системи?
2. Для вирішення яких практичних задач проводиться дослідження динамічної стійкості?
3. По яким режимним параметрам можливо визначити, чи зберігає система динамічну стійкість?
4. Яким чином у дослідженні враховувався демпферний момент генератора? Як він впливає на характер перехідного процесу?
5. Як впливає постійна інерції генератора на характер перехідного процесу і границю динамічної стійкості?
6. Поясніть вплив навантаження, підключеного до шин генератора, на динамічну стійкість системи.
7. Що таке граничний час відключення короткого замикання?
8. Обґрунтуйте необхідність зменшення часу відключення КЗ з точки зору динамічної стійкості електричних систем.
9. Як впливає збільшення коефіцієнта демпфування на граничний час відключення КЗ?
10. Граничний час відключення двофазного КЗ буде меншим або більшим, ніж трифазного у тій же точці? Пояснити відповідь.

ВИЗНАЧЕННЯ ЗАПАСУ СТІЙКОСТІ ВУЗЛА НАВАНТАЖЕННЯ ПО НАПРУЗІ

Мета роботи – Отримання навичок дослідження статичної стійкості вузла навантаження ЕЕС по її математичній моделі і освоєння відповідних команд комп'ютерного моделювання в програмному комплексі **DlgSILENT PowerFactory**.

1. Теоретичні відомості

Розрахунки і аналіз стійкості, перехідних процесів у вузлах навантаження дуже важливі як для забезпечення безперебійної роботи підприємств, так і для оцінки впливу перехідних процесів в навантаженні на режими роботи енергосистеми. У системах електропостачання споживачів виникають як великі збурення, що викликають суттєві і різкі зміни режиму роботи, так і малі. До великих збурень відносяться відключення окремих елементів електричної мережі, виникнення коротких замикань, різка зміна механічного моменту на валу двигуна. Дослідження перехідних процесів в цих випадках зводиться до оцінки динамічної стійкості двигунів.

При малих збуреннях виникає необхідність перевірки статичної стійкості як окремих, так і групи синхронних і асинхронних двигунів або вузла навантаження в цілому. Нестійкість вузла навантаження проявляється у вигляді специфічного явища, що називається лавиною напруги, коли значення напруги стає нижче допустимих критичних значень.

Для оцінки статичної стійкості вузлів, найбільш часто використовуються практичні критерії стійкості навантаження:

$$\frac{dE}{dU} > 0; \frac{d\Delta Q}{dU} < 0$$

де ΔQ - небаланс реактивної потужності у вузлі навантаження.

Для його застосування необхідно користуватися статичними характеристиками активної і реактивної потужностей по напрузі, а також схемою заміщення системи електропостачання та її параметрами.

При відсутності реальних статичних характеристик вузла можна скористатися типовими. Для активної потужності

$$P_n^* = P_n(0.83 - 0.3U_\phi + 0.47U_\phi^2)$$

Для реактивної потужності: вузлів 110-220 кВ $Q_n^* = Q_n(3.7 - 7U_\phi + 4.3U_\phi^2)$,

вузлів 6-10 кВ $Q_n^* = Q_n(4.9 - 10.1U_\phi + 6.2U_\phi^2)$,

де P_n , Q_n - активне і реактивне навантаження у вихідному режимі при $U = U_n$;

$$U_\phi = \frac{U}{U_n}$$

Для перевірки стійкості комплексної навантаження за критерієм систему електропостачання необхідно представити схемою заміщення, зображеної на рис. 4.1, а. При цьому генератори без АРЗ заміщуються ЕРС E_q , а генератори з АРЗ - в залежності від типу регулятора. Для даної схеми еквівалентна ЕРС визначається з рівняння

$$E = \sqrt{\left(U + \frac{P_n^* \cdot P_\varepsilon + Q_n X_\varepsilon}{U}\right)^2 + \left(\frac{P_n^* \cdot X_\varepsilon + Q_n R_\varepsilon}{U}\right)^2} \quad (4.1)$$

де P_ε , X_ε - еквівалентні опори джерела живлення.

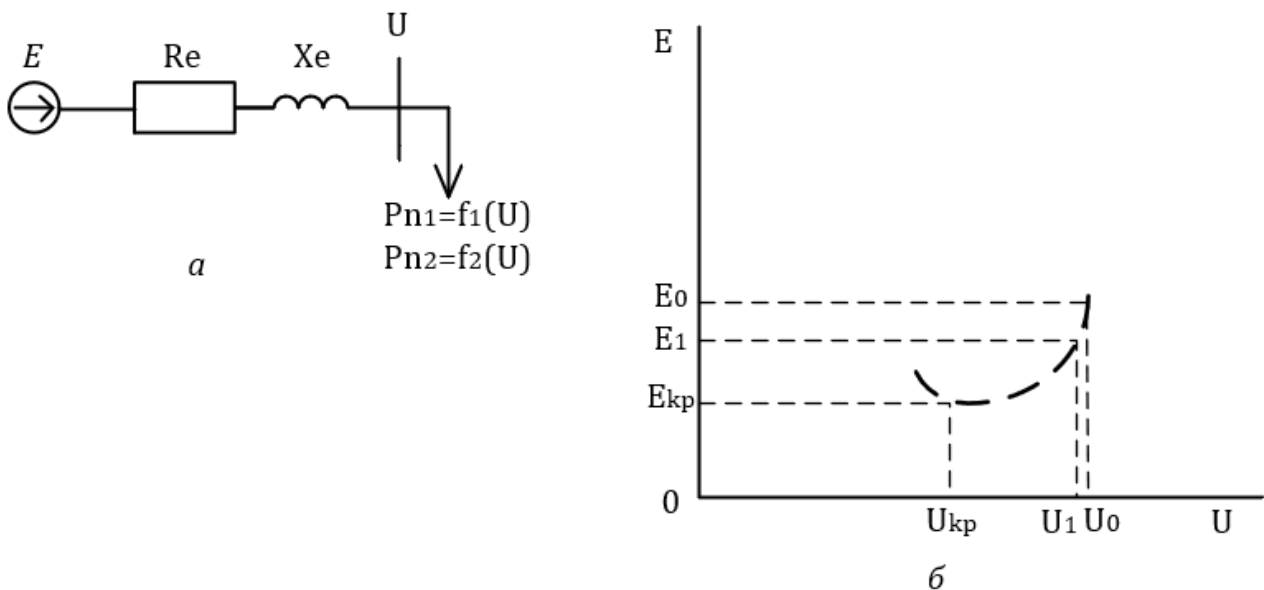


Рис. 4.1. - Оцінка стійкості навантаження за критерієм $dE / dU > 0$: а - схема заміщення; б - залежність ЕРС системи від напруги на навантаженні

Для оцінки стійкості навантаження за критерієм ($dE/dU > 0$) необхідно побудувати залежність $E_e = f(U)$, яка приведена на рис. 4.1, б. Граничний режим визначається критичними значеннями ЕРС $E_{кр}$ і напруги $U_{кр}$ в точці C , де $dE/dU = 0$.

При розрахунках стійкості навантаження, що одержує електропостачання від декількох електростанцій, зручно користуватися практичним критерієм $d\Delta Q/dU < 0$. У даному випадку $\Delta Q = Q_z - Q_n$ - небаланс потужностей, а Q_z - сумарна реактивна потужність, що генерується у вузлі.

Для оцінки стійкості за даним критерієм необхідно побудувати залежність $\Delta Q = f(U)$, яка приведена на рис. 4.2. Граничний режим визначається критичною напругою $U_{кр}$ в точці С, де $d\Delta Q / dU = 0$.

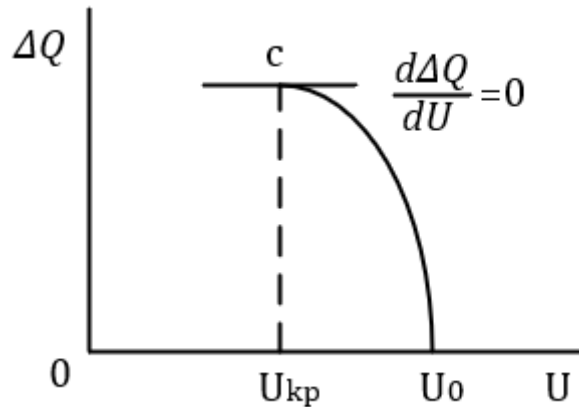


Рис. 4.2. - Оцінка стійкості навантаження за критерієм $d\Delta Q / dU < 0$

Рівень статичної стійкості вузлів навантаження оцінюють шляхом розрахунку коефіцієнта запасу по напрузі:

$$K_U = \frac{U_0 - U_{кр}}{U_0} \quad (4.2)$$

Для забезпечення стійкості навантаження коефіцієнт запасу по напрузі повинен бути не менше 0,15 в нормальних і 0,1 в аварійних режимах електроенергетичних систем.

Методичні рекомендації до визначення критичної напруги і запасу стійкості вузла навантаження по напрузі

1. Для побудови залежності $E = f(U)$ необхідно задатися рядом значень напруги U , наприклад, спочатку беручи $U = U_0$. Потім, виходячи з цієї величини напруги, по залежностям $P = f(U)$ і $Q = f(U)$ визначають значення навантаження, наприклад P_0, Q_0 . Отримані значення U, P, Q підставляються в формулу (4.1), за якою розраховуються E (в даному випадку першу величину E_0 (див. рис. 4.1, б). Потім задаються новим значенням U , наприклад, $U_1 < U_0$, по статичним характеристикам знову визначають значення P_1, Q_1 при цьому значенні напруги і розраховують E_1 і т.д. Залежність $E = f(U)$ будується до тих пір, поки при зниженні напруги U починає знижуватися E . Граничний режим з точки зору стійкості досягається тим, що похідна dE / dU дорівнює нулю, що

відповідає критичним значенням ЕРС і напруги ($E_{кр}$ і $U_{кр}$). Масштаб побудови залежності $E = f(U)$ необхідно вибирати таким, щоб був явно видно її екстремум, а значення $U_{кр}$ визначалося з точністю не менше 1%.

2. Для побудови залежності $\Delta Q = f(U)$ можуть бути використані будь-які програми розрахунку усталеного режиму, в яких навантаження може бути представлена статичними характеристиками навантаження (СХН).

Спочатку необхідно підготувати розрахункову схему досліджуваної системи (нормальну або ремонтну) з представленням генераторів електростанцій відповідно до типу АРЗ. Все навантаження представляються СХН. Виконується розрахунок вихідного усталеного режиму з введенням його в допустиму область.

Для даної схеми вибирається вузол навантаження, для якого необхідно провести дослідження. Далі слід вибрати один з двох способів побудови $\Delta Q = f(U)$.

2.1) У обраному вузлі навантаження обважнення режиму, тобто зниження напруги, здійснюється покроково шляхом збільшення споживання реактивної потужності фіктивним генеруючим джерелом (умовно, - $Q_{ген}$ в вузлі). Таким чином, на кожному i -му кроці обважнення отримаємо значення напруги в досліджуваному вузлі U_i відповідне - $Q_{iген}$. За своїм фізичним змістом $Q_{iген}$ у вузлі i є шукана різниця реактивних потужностей $\Delta Q_i = Q_{iген}$, яка викликала посадку напруги від початкового значення до рівня U_i . За отриманими значеннями ΔQ_i і U_i будується залежність $\Delta Q = f(U)$. Збільшення споживання реактивної потужності генеруючим джерелом $Q_{ген}$ здійснюється до тих пір, поки ітераційний процес сходиться або крива $\Delta Q = f(U)$ буде мати явний екстремум. Граничний режим з точки зору стійкості досягається там, де похідна $d\Delta Q / dU$ дорівнює нулю, що відповідає критичному напрузі $U_{кр}$.

2.2) В обраному вузлі навантаження покроково фіксується напруга U_i із завданням діапазону генеруючої реактивної потужності ($Q_{iген\ min} - 0$). З даними фіксованими напругою U_i розраховуються усталені режими, в результаті яких отримуємо ряд значень $Q_{iген}$ в досліджуваному вузлі, за якими будується залежність $\Delta Q = f(U)$.

Напруга з його фіксацією задається до тих пір, поки наявне існування такого режиму роботи енергосистеми або крива $\Delta Q = f(U)$ буде мати явний екстремум. Граничний режим по стійкості визначається аналогічно п.2.1.

3. За формулою (4.2) розраховуються коефіцієнти запасу по напрузі. Отримані значення порівнюються з нормативними, потім робляться висновки про ступінь стійкості досліджуваного вузла навантаження.

2. Приклад

Для розрахункової схеми, представленої на рис.4.3. необхідно визначити значення критичної напруги і запасу стійкості вузла навантаження по напрузі в аварійному режимі енергосистеми з АРЗ і без АРЗ на генераторах.

Збурення в електроенергетичній системі проявляються у вузлі навантаження у вигляді зниження загального робочого рівня напруги.

Для дослідження статичної стійкості вузла навантаження використаємо типові статичні характеристики навантаження (СХН), представлених в табл.4.1.

Таблиця 4.1

Коефіцієнти поліномів статичних характеристик навантаження

N	A0	A1	A2	A3	B0	B1	B2	B3
1	0.8300	-0.300	0.4700		4.900	-10.00	6.200	
2					3.700	-7.00	4.300	

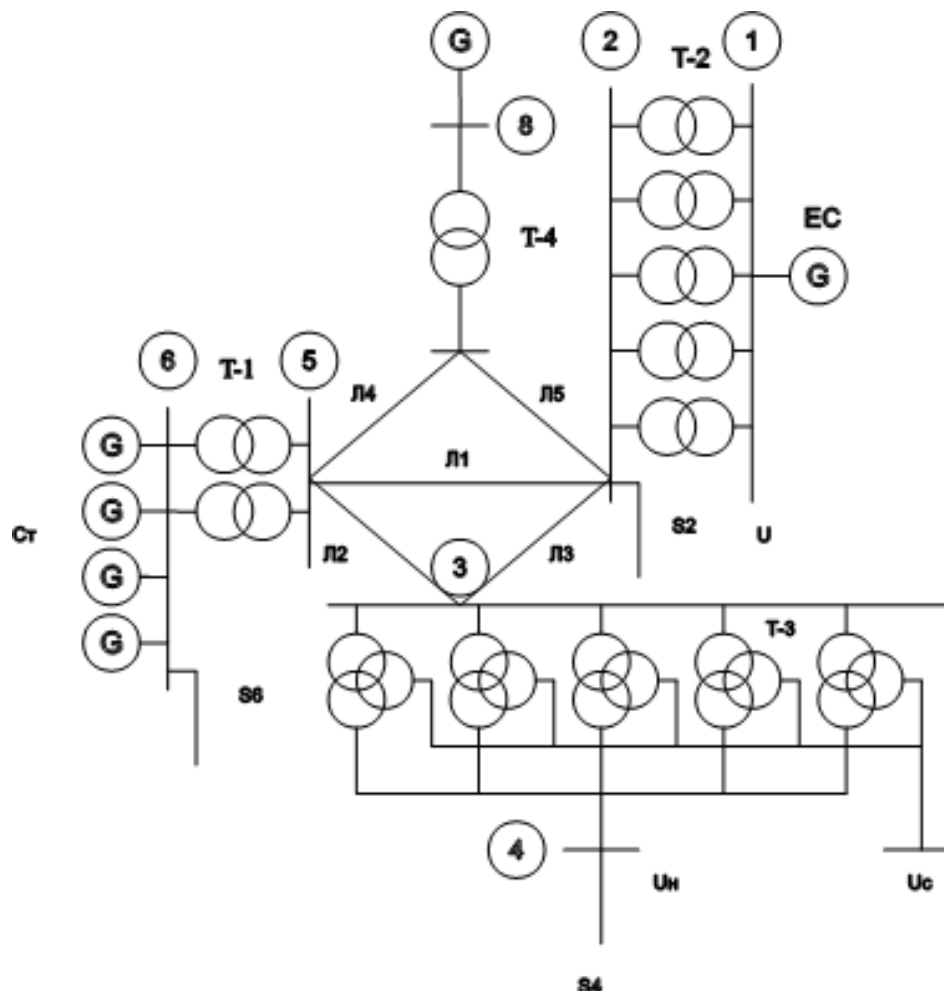


Рис. 4.3 - Розрахункова тестової схеми ЕЕС

Вихідні дані для трьох усталених режимів роботи схеми представлені в табл. 4.4-4.6

Таблиця 4.4

Вихідні дані режиму роботи енергосистеми з генераторами без АРЗ

Назва	N	Код	Устарт	Урозр	dU	Pn0	Qn0	Unорм	Nсин	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0	115.0				110.0		-402.5	45.4	-10000	10000
2	2	11	347.0	345.99	2.6			347.0					
3	3	11	330.0	342.94	5,7			330,0					
Навант 3	4	11	10.50	10.25	1,8	105,0	85,0	10,50	101				
5	5	11	347.0	347,77	7,2			347,0					
Навант 1	6	11	15.75	15,79	9,8	90,0	70,0	15,75	101				
Навант 2	7	11	347.0	344,40	5.6	95.0	75.0	347.0	102				
8	8	11	20.0	20,02	10,4			20,0					
Генера-тор	9	1010	21.3	21.3	24,2			15,75		300,0	116,5	-10000	10000
Станція	10	1010	32.20	32,20	60,2			15,75		400,0	727,4	-10000	10000

Таблиця 4.5

Вихідні дані режиму роботи енергосистеми з генераторами із АРЗ пропорційної дії

Назва	N	Код	Устарт	Урозр	dU	Pn0	Qn0	Unорм	Nсин	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0	115.0				110.0		-343,5	-568,4	-10000	10000
2	2	11	347.0	369,24	2,0			347.0					
3	3	11	330.0	396,59	3,2			330,0					
Навант 3	4	11	10.50	10,50	0,1	105,0	85,0	10,50	101		-200,8	-10000	
5	5	11	347.0	435,90	3,6			347,0					
Навант 1	6	11	15.75	21,76	4,9	90,0	70,0	15,75	101				
Навант 2	7	11	347.0	377,42	4,1	95.0	75.0	347.0	102				
8	8	11	20.0	21,49	8,1			20,0					
Генера-тор	9	1010	21.3	21.3	21,0			15,75		300,0	22,1	-10000	10000
Станція	10	1010	32.20	32,20	10,2			15,75		400,0	2081,2	-10000	10000

Таблиця 4.6

Вихідні дані ремонтної схеми режиму роботи енергосистеми з генераторами із АРЗ пропорційної дії

Назва	N	Код	Устарт	Урозр	dU	Рн0	Qн0	Unорм	Nсин	Рг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0	115.0				110.0		-338,1	-470,3	-10000	10000
2	2	11	347.0	365,49	2,0			347.0					
3	3	11	330.0	398,79	7,9			330,0					
Навант 3	4	11	10.50	10,50	4,9	105,0	85,0	10,50	101		-210,5	-10000	
5	5	11	347.0	435,75	6,6			347,0					
Навант 1	6	11	15.75	21,75	7,8	90,0	70,0	15,75	101				
Навант 2	7	11	347.0	385,80	11,1	95.0	75.0	347.0	102				
8	8	11	20.0	21,86	15,0			20,0					
Генера-тор	9	1010	21.3	21.3	27,7			15,75		300,0	-1,8	-10000	10000
Станція	10	1010	32.20	32,20	13,2			15,75		400,0	2082,3	-10000	10000

В результаті розрахунків з послідовним зменшенням напруги у вузлі навантаження 4 отримаємо значення граничної напруги $U_{np} = 7,05$ кВ (режим без АРЗ), при якому стійкість ще зберігається. Результати зведені в табл.4.7.

Таблиця 4.7

Результати серії розрахунків усталених режимів роботи генераторів без АРЗ

Qг, МВАр	152	151,6	151	149,7	147,7	142,9	136,1	127,6	105,7	92,3	73,9	53,2	30,2	0
U, кВ	7,21	7,25	7,3	7,4	7,5	7,75	8	8,25	8,75	9	9,3	9,6	9,9	10,26

На основі отриманих даних будується залежність $Q_g = f(U)$, зображена на рис.4.4.

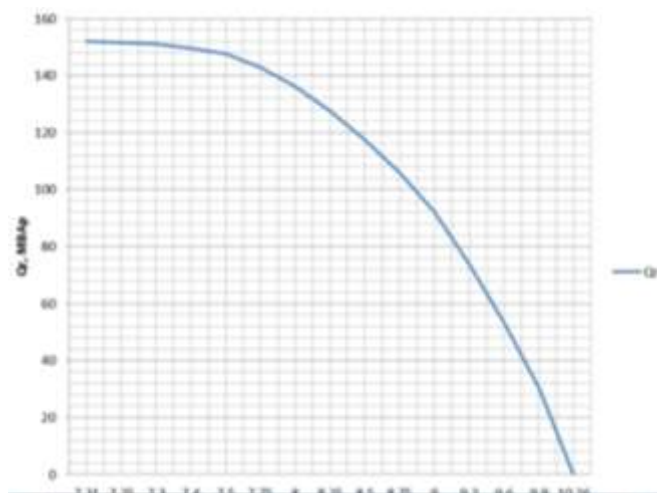


Рис. 4.4 – Залежність реактивної напруги у вузлі навантаження від напруги $Q_g = f(U)$

Значення критичної напруги визначаємо по графіку ($U_{кр} = 7,21$ кВ).
Коефіцієнт запасу стійкості вузла навантаження по напрузі

$$K_u = \frac{U_0 - U_{кр}}{U_0} = \frac{10.26 - 7.21}{10.26} = 0.297$$

Стійкість вузла навантаження по напрузі зберігається, так як коефіцієнт запасу більше нормативного ($0,297 > 0,15$).

Режим роботи генераторів з АРВ ПД в нормальній схемі експлуатації

Результати розрахунків зведені в табл.4.8.

Таблиця 4.8

Результати серії розрахунків ustalених режимів роботи генераторів з АРВ ПД

Q_г, МВА_р	328,2	327,9	327,3	326	324	320,5	313	295,2	270,6	239,1	200,8	155,6	103,6	44,8	0
U, кВ	7,5	7,6	7,7	7,85	8	8,2	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12	12,35

На основі отриманих даних будується залежність $Q_g = f(U)$, зображена на рис.4.5.

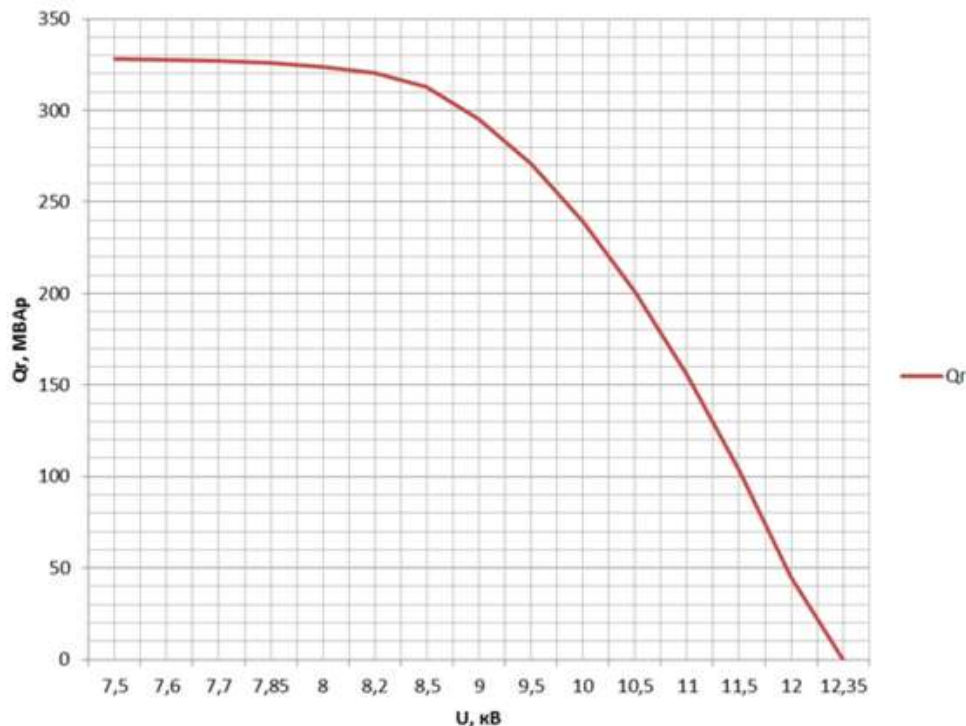


Рис.4.5 – Залежність реактивної напруги у вузлі навантаження від напруги $Q_g = f(U)$

Значення критичної напруги визначаємо по графіку ($U_{кр} = 7,5$ кВ).
Коефіцієнт запасу стійкості вузла навантаження по напрузі

$$K_u = \frac{U_0 - U_{kp}}{U_0} = \frac{12.35 - 7.5}{12.35} = 0.39$$

Стійкість вузла навантаження по напрузі зберігається, так як коефіцієнт запасу більше нормативного ($0,39 > 0,15$).

Режим роботи генераторів з АРВ ПД в післяаварійному режимі

Результати розрахунків зведені в табл.4.9.

Таблиця 4.9

Результати серії розрахунків ustalених режимів роботи генераторів з АРВ ПД по ремонтній схемі

Q_г, МВАр	315,9	315,8	315,1	313,2	308,5	301,4	292,1	271,3	244,1	210,5	170,4	123,9	70,9	0
U, кВ	7,7	7,75	7,9	8,1	8,4	8,7	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12	12,59

На основі отриманих даних будується залежність $Q_{\mathcal{E}} = f(U)$, зображена на рис.4.6.

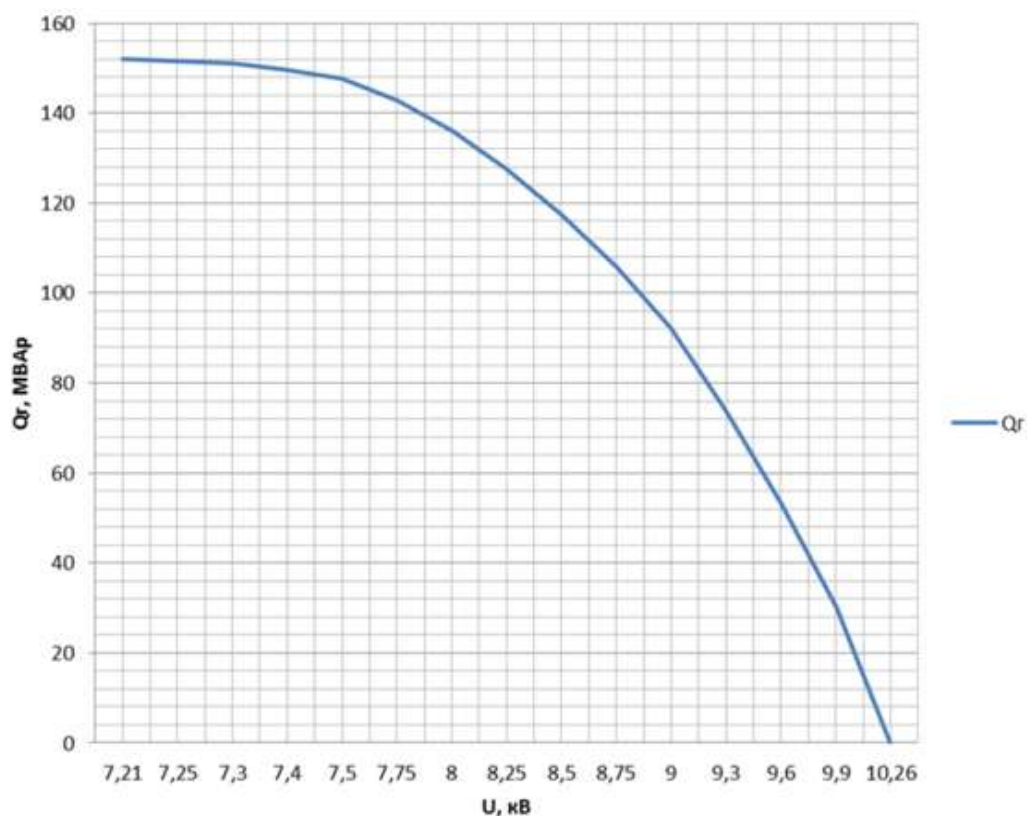


Рис.4.6 – Залежність реактивної напруги у вузлі навантаження від напруги $Q_{\mathcal{E}} = f(U)$

Значення критичної напруги визначаємо по графіку ($U_{кр} = 7,7$ кВ). Коефіцієнт запасу стійкості вузла навантаження по напрузі

$$K_u = \frac{U_0 - U_{кр}}{U_0} = \frac{12.59 - 7.7}{12.59} = 0.388$$

Стійкість вузла навантаження по напрузі зберігається, так як коефіцієнт запасу більше нормативного ($0,388 > 0,15$).

Проведемо розрахунок статичної стійкості у вузлі навантаження при $U_{ном}=10$ кВ. Вихідні дані для трьох усталених режимів роботи схеми представленні в табл.4.10-4.12. Результати серії розрахунків для трьох усталених режимів роботи схеми в табл.4.13-4.15.

Таблиця 4.10

Вихідні дані режима роботи генераторів без АРЗ

Назва	N	Код	Устарт	Урозр	dU	Рн0	Qн0	Unорм	Nсин	Рг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0	115.0				110.0		-400,1	53,9	-10000	10000
2	2	11	347.0	345,66	2,5			347.0					
3	3	11	330.0	341,60	5,7			330,0					
Навант 3	4	11	10.50	10,15	1,6	105,0	85,0	10,50	101			-10000	
5	5	11	347.0	346,79	7,2			347,0					
Навант 1	6	11	15.75	15,75	9,8	90,0	70,0	15,75	101				
Навант 2	7	11	347.0	343,71	5,6	95.0	75.0	347.0	102				
8	8	11	20.0	19,99	10,4			20,0					
Генера-тор	9	1010	21.3	21.3	24,3			15,75		300,0	118,5	-10000	10000
Станція	10	1010	32.20	32,20	60,4			15,75		400,0	729,8	-10000	10000

Таблиця 4.11

Вихідні дані режима роботи генераторів з АРЗ пропорційної дії

Назва	N	Код	Устарт	Урозр	dU	Рн0	Qн0	Unорм	Nсин	Рг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0	115.0				110.0		-340,0	-568,9	-10000	10000
2	2	11	347.0	369,25	1,9			347.0					
3	3	11	330.0	396,56	3,2			330,0					
Навант 3	4	11	10.50	10,50	-0,0	105,0	85,0	10,0	101		-189,2	-10000	
5	5	11	347.0	435,89	3,6			347,0					
Навант 1	6	11	15.75	21,76	4,8	90,0	70,0	15,75	101				
Навант 2	7	11	347.0	369,25	1,9	95.0	75.0	347.0	102				
8	8	11	20.0	21,49	8,1			20,0					
Генера-тор	9	1010	21.3	21.3	21,0			15,75		300,0	22,1	-10000	10000
Станція	10	1010	32.20	32,20	10,2			15,75		400,0	2081,2	-10000	10000

Таблиця 4.12

Вихідні дані ремонтної схеми режиму роботи генераторів з АРЗ пропорційної дії

Назва	N	Код	Устарт	Урозр	dU	Рн0	Qн0	Унорм	Нсин	Рг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0	115.0				110.0		-224,7	-471,2	-10000	10000
2	2	11	347.0	365,52	1,9			347.0					
3	3	11	330.0	398,78	7,8			330,0					
Навант 3	4	11	10.50	10,50	4,6	105,0	85,0	10,0	101		-199,1	-10000	
5	5	11	347.0	435,76	6,5			347,0					
Навант 1	6	11	15.75	21,75	7,7	90,0	70,0	15,75	101				
Навант 2	7	11	347.0	385,79	11,0	95.0	75.0	347.0	102				
8	8	11	20.0	21,86	14,9			20,0					
Генера-тор	9	1010	21.3	21.3	27,6			15,75		300,0	-1,8	-10000	10000
Станція	10	1010	32.20	32,20	13,1			15,75		400,0	2082,2	-10000	10000

Таблиця 4.13

Результати серії розрахунків режиму роботи генераторів без АРЗ

Назва	N	Код	Урозр	dU	Рн	Qн	Унорм	Рг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс	1	1100	115.0				110.0	-400,1	53,9	-10000	10000
2	2	11	345,66	2,5			347.0				
3	3	11	341,60	5,7			330,0				
Навант 3	4	44	10,15	1,6	105,99	87,97	10,0			-10000	
5	5	11	346,79	7,2			347,0				
Навант 1	6	11	15,75	9,8	89,99	69,98	15,75				
Навант 2	7	11	343,71	5,6	94,43	73,89	347.0				
8	8	11	19,99	10,4			20,0				
Генера-тор	9	1010	21.3	24,3			15,75	300,0	118,5	-10000	10000
Станція	10	1010	32,20	60,4			15,75	400,0	729,8	-10000	10000

Таблиця 4.14

Результати серії розрахунків режиму роботи генераторів з АРЗ пропорційної дії

Назва	N	Код	Урозр	dU	Рн	Qн	Унорм	Рг	Qг	Qmin	Qmax
Баланс.	1	1100	115.0				110.0	-340,0	-568,9	-10000	10000
2	2	11	369,25	1,9			347.0				
3	3	11	396,56	3,2			330,0				
Навант 3	4	1010	10,50	-0,0	108,48	96,09	10,0		-189,2	-10000	
5	5	11	435,89	3,6			347,0				
Навант 1	6	11	21,76	4,8	118,13	194,6	15,75				
Навант 2	7	11	377,42	4,0	100,67	88,0	347.0				
8	8	11	21,49	8,1			20,0				
Генера-тор	9	1010	21.3	21,0			15,75	300,0	22,1	-10000	10000
Станція	10	1010	32,20	10,2			15,75	400,0	2081,2	-10000	10000

Таблиця 4.15

**Результати серії розрахунків ремонтної схеми режиму роботи генераторів з АРЗ
пропорційної дії**

Назва	N	Код	U _{розр}	dU	P _н	Q _н	U _{норм}	P _г	Q _г	Q _{min}	Q _{max}
Баланс.	1	1100	115,0				110,0	-334,7	-471,2	-10000	10000
2	2	11	365,52	1,9			347,0				
3	3	11	398,78	7,8			330,0				
Навант 3	4	1010	10,50	4,6	108,48	96,09	10,0		-199,1	-10000	
5	5	11	435,76	6,5			347,0				
Навант 1	6	11	21,75	7,7	118,10	194,4	15,75				
Навант 2	7	11	385,79	11,0	102,36	92,45	347,0				
8	8	11	21,86	14,9			20,0				
Генера-тор	9	1010	21,3	27,6			15,75	300,0	-1,8	-10000	10000
Станція	10	1010	32,20	13,1			15,75	400,0	2082,2	-10000	10000

З результатів видно, що значення P_4 , Q_4 не залишаються незмінними при зміні значення $U_{ном}=10,5$ кВ до $U_{ном}=10$ кВ, а спостерігається їх збільшення.

Висновки. В результаті дослідження стійкості вузлів навантаження було виявлено, що вузол навантаження 4 при відсутності АРЗ на генераторах електростанції з АРЗ ПД має більший запас стійкості: без АРЗ $K_U = 29,7\%$; з АРЗ ПД $K_U = 39\%$; з АРЗ ПД в післяаварійному режимі $K_U = 38,8\%$.

3. Порядок виконання комп'ютерного практикуму

3.1. Виконати розрахунок серію розрахунків нормальних установлених режимів ЕЕС та визначити граничні режими вузла навантаження ЕЕС за умовами статичної стійкості по напрузі для тестової схеми в Додатку 1.

3.2. Визначити коефіцієнти запасу статичної стійкості по напрузі.

3.3. Побудувати криві $Q_c = f(U)$ для кожного з трьох розглянутих режимів.

4. Зміст звіту комп'ютерного практикуму

Оформлений звіт роботи має містити наступне:

- мета роботи;
- вихідні дані, відповідно до варіанта;
- принципову схему енергооб'єднання;
- результати (протоколи) розрахунків установлених режимів ЕЕС ;
- загальні висновки.

5. Контрольні питання

1. Що називають практичними критеріями статичної стійкості?
2. Які практичні критерії застосовуються для визначення стійкості комплексного навантаження та при яких умовах?
3. Які практичні критерії можуть використовуватися для асинхронного навантаження?
4. Як впливає на статичну стійкість вузла навантаження підключення батарей конденсаторів (БСК)? Поясніть відповідь.
5. Що таке „перекидання” асинхронного двигуна і при яких умовах може відбуватися?
6. Які процеси відбуваються в системі, коли напруга стає менша за критичну?

МОДЕЛЮВАННЯ САМОЗАПУСКУ ДВИГУНІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Мета роботи – Отримання навичок дослідження процесів вибігу і самозапуску асинхронних двигунів по їх математичній моделі і освоєння відповідних команд комп'ютерного моделювання в програмному комплексі **DlgSILENT PowerFactory**.

1. Теоретичні відомості

Загальні відомості про пошкодження в системі власних потреб електростанцій. В процесі експлуатації можливі короточасні зниження або навіть повне зникнення напруги на шинах власних потреб (ВП), що не повинно приводити до розладу технологічного процесу електростанції. Для цього необхідно, щоб електродвигуни відповідальних робочих машин, що загальмувалися при порушенні нормального електропостачання, знову розігналися до нормальної частоти обертання, тобто, щоб відбувся самозапуск електродвигунів власних потреб електростанції.

Проміжок часу з моменту відключення до повної зупинки електродвигуна називається *часом вибігу електродвигуна*. Проміжок часу з моменту включення електродвигуна до моменту, коли його ковзання стане рівним номінальному значенню, називається *часом пуску*.

На прикладі одного енергоблоку (рис. 5.1) розглянемо основні причини, що викликають короточасне порушення нормального електропостачання системи власних потреб, можливу тривалість цих перерв і процеси подальшого самозапуска електродвигунів.

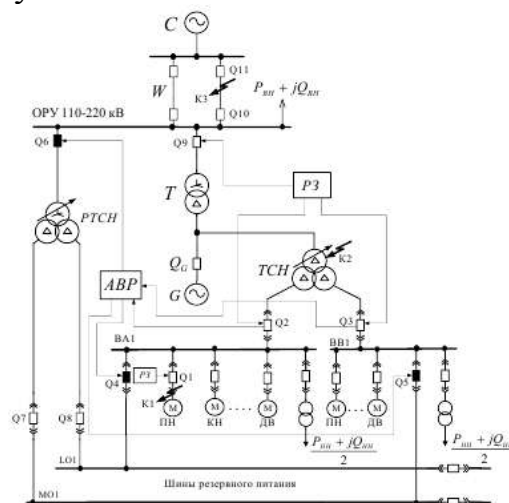


Рис. 5.1 - Схема електропостачання секцій 6,3 кВ власних потреб енергоблоку:
ТСН - трансформатор власних потреб, РТСН - резервний трансформатор
власних потреб

1. Трифазне КЗ на затискачах одного з електродвигунів (рис.5.1, точка К1). Напруга на шинах ВП падає практично до нуля. Працює релейний захист (РЗ) - струмова відсічка і відключає Q1. Час перерви електропостачання $t_{пп}$ складається з часу дії захисту t_{pz} і часу відключення високовольтного вимикача $t_{ов}$.

$$t_{nn} = t_{ов} + t_{pz} = 0,12 + 0,1 = 0,22с$$

Успішний самозапуск дозволяє утримати енергоблок під навантаженням.

2. Коротке замикання в схемі робочого електропостачання, наприклад, КЗ в робочому трансформаторі ТСН (точка К2). РЗ відключає вимикачі Q2, Q3 і Q9. Пристрій АВР з часом дії $t_{авр}$ переводить живлення ВП на резервний трансформатор - включаються вимикачі Q4, Q5, Q6. Час перерви живлення при роботі основних (диференціального або газового) захистів складе

$$t_{nn} = t_{pz} + t_{ов} + t_{авр} = 0,1 + 0,12 + (0,4 - 0,6) = 0,62...0,8с$$

При відмові основного захисту і дії резервного захисту (МСЗ) час перерви живлення відповідно зростає

$$t_{nn} = t_{РЗрез} + t_{ов} + t_{авр} = (1 - 1,5) + 0,12 + (0,4 - 0,6) = 1,52...2,22с$$

Енергоблок повинен бути аварійно зупинений. Для безпечної зупинки необхідно забезпечити самозапуск електродвигунів димососів, циркуляційних і конденсатних насосів.

3. Коротке замикання в зовнішній електричній мережі (точка К3). На шинах ВП ВА1, ВВ1 має місце глибе зниження напруги (нижче $0,7 \cdot U_{ном}$). Після відключення високовольтних вимикачів Q10, Q11 напруга відновлюється. Успішний самозапуск електродвигунів зберігає енергоблок під навантаженням. Час порушення нормального електропостачання ВП визначається часом відключення КЗ, яке в разі дії основного захисту не перевищує 0,1-0,3 с, а при її відмові і дії резервного захисту - 1 с.

4. Відмови в технологічній частині, що не вимагають тривалих відновлювальних робіт. Працюють технологічні захисти. При закритті стопорних клапанів турбіни формуються імпульси на відключення високовольтних вимикачів Q2, Q3, Q9. Працює пристрій АВР. Перерва живлення ВП складе

$$t_{nn} = t_{ов} + t_{авр} = 0,12 + (0,4 - 0,6) = 0,52...0,72с$$

Успішний самозапуск електродвигунів ВП дозволяє перевести котел в розпалювальний режим, що прискорює відновлення нормальної роботи енергоблоку після усунення пошкодження.

5. Помилкове або самовільне відключення робочого електропостачання ВП електростанції. При помилковому або самовільному відключенні високовольтних вимикачів Q2 або Q3 працює пристрій АВР і переводить

живлення ВП на резервний трансформатор. Перерва живлення буде дорівнює часу дії АВР

$$t_{nn} = t_{аво} = 0,4 \dots 0,6 \text{ с}$$

Самозапуск електродвигунів секції ВП відбувається при зниженій напрузі і може бути успішним і неуспішним. Успішним є лише такий самозапуск, при якому відповідальні електродвигуни досягають нормальної частоти обертання за час, допустимий по умовам збереження стійкості технологічного режиму електростанції і нагріву конструктивних елементів електродвигунів.

Допустимий час самозапуску електродвигунів ВП становить:

- для ТЕС середнього тиску - 35 с (визначається нагріванням електродвигунів);
- для ТЕС високого тиску з поперечними зв'язками по пару - 25 с (визначається стійкістю режиму котлів високого тиску, що володіють малою акумулюючої здатністю);
- для блочних ТЕС з агрегатами потужністю понад 150 МВт - 20 с (визначається умовою збереження технологічного режиму енергоблоку).

Тривалість процесу самозапуску визначається трьома основними факторами:

- часом перерви нормального електропостачання;
- параметрами елементів схеми електропостачання;
- складом і характеристиками групи електродвигунів, що самозапускаються.

Час перерви електропостачання електродвигунів власних потреб електростанції не повинно перевищувати:

- 0,7 с - при відключенні ланцюга робочого живлення дією основного захисту;
- 1,5 с - при відключенні ланцюга робочого живлення дією резервного захисту;
- 2 с - при відключенні робочого трансформатора власних потреб (з розчепленими обмотками) дією резервного захисту на стороні ВН.

Електромеханічний перехідний процес, викликаний короткочасним зниженням або зникненням напруги на шинах живлення електродвигунів, має дві характерні стадії: групового вибігу та групового розвороту (самозапуску) електродвигунів. Розрахунок цього перехідного процесу в **DlgSILENT Power Factory** ведеться шляхом спільного рішення диференціальних рівнянь електромеханічних і електромагнітних перехідних процесів у всіх елементах схеми.

Для полегшення самозапуску відповідальних електродвигунів при глибоких тривалих зниженнях напруги в системі ВП невідповідальні електродвигуни (наприклад, на ТЕС електродвигуни кульових млинів, перекачувальних насосів, багерних насосів гідрозоловидалення, подачі палива і т.д.) автоматично відключаються.

Для цієї мети передбачається захист від мінімальної напруги з напругою спрацьовування першого ступеня $0,65-0,7 U_{ном}$ і витримкою часу $0,5-1$ с. Якщо через 9 секунд з моменту порушення режиму нормального електропостачання ВП напруга залишається нижче $0,5 U_{ном}$, то діє другий ступінь захисту і здійснюється аварійна зупинка енергоблоку.

2. Приклад

Виконаємо аналіз здатності запуску асинхронним двигуном (рис.5.2). Для виконання моделювання запуску електродвигуна:

- Клацніть ПКМ по асинхронному двигуні "M1" і виберіть Calculate --> Motor Startup;
- Встановіть час моделювання 5 секунд.

Моделювання пуску двигуна є визначеною послідовністю команд і подій для моделювання динамічних характеристик двигуна під час запуску. При цьому наступні завдання виконуються автоматично:

- Відключення асинхронного двигуна;
- Розрахунок нового усталеного режиму;
- Розрахунок початкових умов для всіх елементів, що беруть участь при розрахунку електромеханічних перехідних процесів;
- Створення нового графічного вікна з декількома визначеними графіками кривими результатів розрахунку;
- Починається моделювання перехідного процесу і виконання 'Switch Event' для пуску електродвигуна під час симуляції;
- Запуск моделювання на 5 секунд. Під час моделювання, графіки результатів постійно оновлюються.

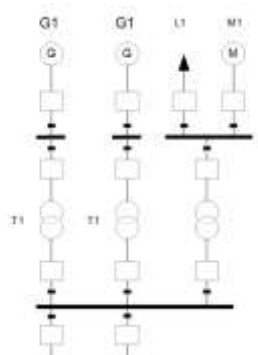


Рис. 5.2 – Фрагмент розрахункової схеми ЕЕС із системою власних потреб електростанції

Робота серії запусків двигуна створює чотири графіки для самого електродвигуна (з показами активної потужності, струму і т.д.) і один графік з напругою шини/терміналу електродвигуна. Один з отриманих графіків показано на рис. 5.2-5.3. Він показує споживання реактивної потужності в асинхронній машині під час запуску.

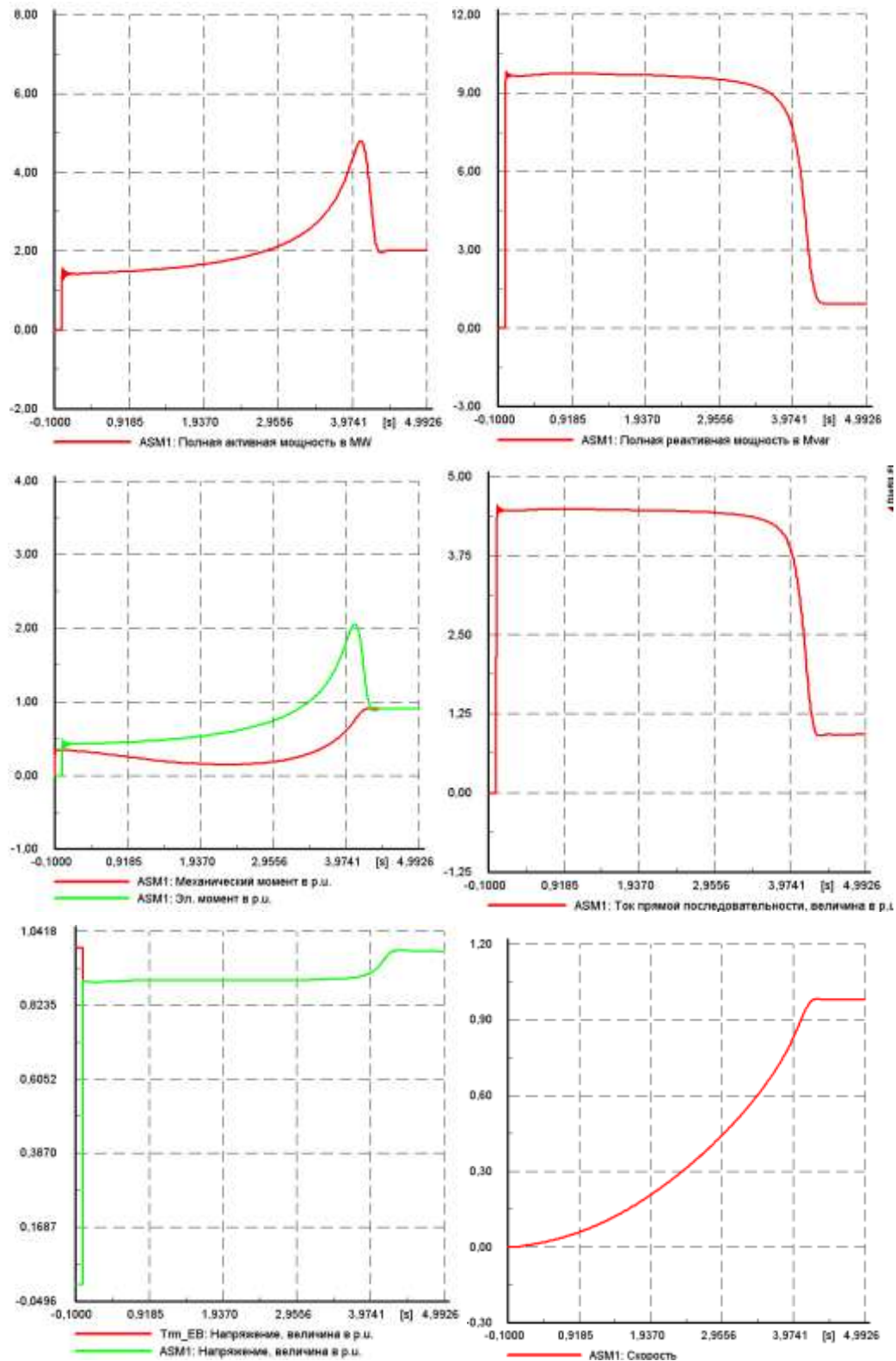


Рис. 5.3 - Фрагмент схеми електростанції та графік зміни параметрів електродвигуна М1 під час запуску

Із графіків видно, що приблизно через 3,2 секунди, електродвигун досягає своєї номінальної швидкості. В усталеному режимі споживання активної потужності становить близько 2,16 МВт і реактивної потужності приблизно 0,99 МВАр. Результат є дещо несподіваним, оскільки ми не визначили механічне навантаження електродвигуна. 2,16 МВт не можна врахувати як втрати, принаймні, не для дуже тривалого часу. Отже, звідки взялась потужність?

Відповідь можна знайти у вікні налаштування моделі електродвигуна.

- Двічі клацніть на асинхронний двигун, щоб відкрити вікно налаштування.

На сторінці 'RMS simulation', показано параметри для механічного навантаження за замовчуванням:

Proportional factor =1.0 p.u. (=mdmlp); Exponent =2.0 (=mdmex)

Ці два параметри належать до моделі електричної машини, приведеної в рух електродвигуном. Ця вбудована модель досить проста й визначається по наступній формулі, яка дає зв'язок між обертальним моментом (x_{mdm}) і швидкістю.

$$\underline{x_{mdm} = mdml \cdot speed^{mdmex}}$$

З показником ступені 2, електроенергії є кубічною залежністю від швидкості.

Виконаємо зміну машини, керованої електродвигуном (Motor Driven Machine - MDM)

У цьому розділі ми збираємося змінити фактичну модель машини, котру приводить в рух електродвигун. У зв'язку із цим ми вводимо ще один важливий об'єкт **DlgSILENT Power Factory**, що називається Composite Models (Складені моделі).

- Клацніть ПКМ по асинхронній машині і виберіть опцію Define --> New Motor Driven Machine (mdm).

Зверніть увагу, моделі машин, проведених в рух електродвигуном (**Motor driven machine models** (mdm)) є об'єктами класу елемента **DlgSILENT Power Factory** (Elmmdm.), що містять інформацію про механічне навантаження електродвигуна. Взаємодія між mdm і електродвигуном здійснюється за допомогою іншого елементного об'єкта **DlgSILENT Power Factory**, що називається Composite Model (Elmcomp).

З'явиться вікно 'Element selection' (рис.5.4-5.6), який використовується для створення нових об'єктів. На даний момент, він показує тільки три попередньо визначені моделі машин, керованих електродвигуном і одну загальну динамічну модель ('Common Model').

- Виберіть модель **Mdm__3 (Elmmdm__3)**.

- Натисніть **ОК**

Це створить новий об'єкт Elmmdm__3. Вікно mdm з'явиться автоматично.

- Переконаєтеся, що назвою mdm на сторінці 'Basic Data' є:

- Mdm__3.

- Змініть значення на сторінці 'Rms-simulation':

- $\text{alf1} = 0.95 \text{ p.u.}$
 - $\text{slipm} = 0.7 \text{ p.u.}$
 - $\text{exp1} = 2.0$
 - $\text{alf2} = 0.35 \text{ p.u.}$
 - $\text{exp2} = 3.0$
 - $\text{xkmm} = 0.15 \text{ p.u.}$

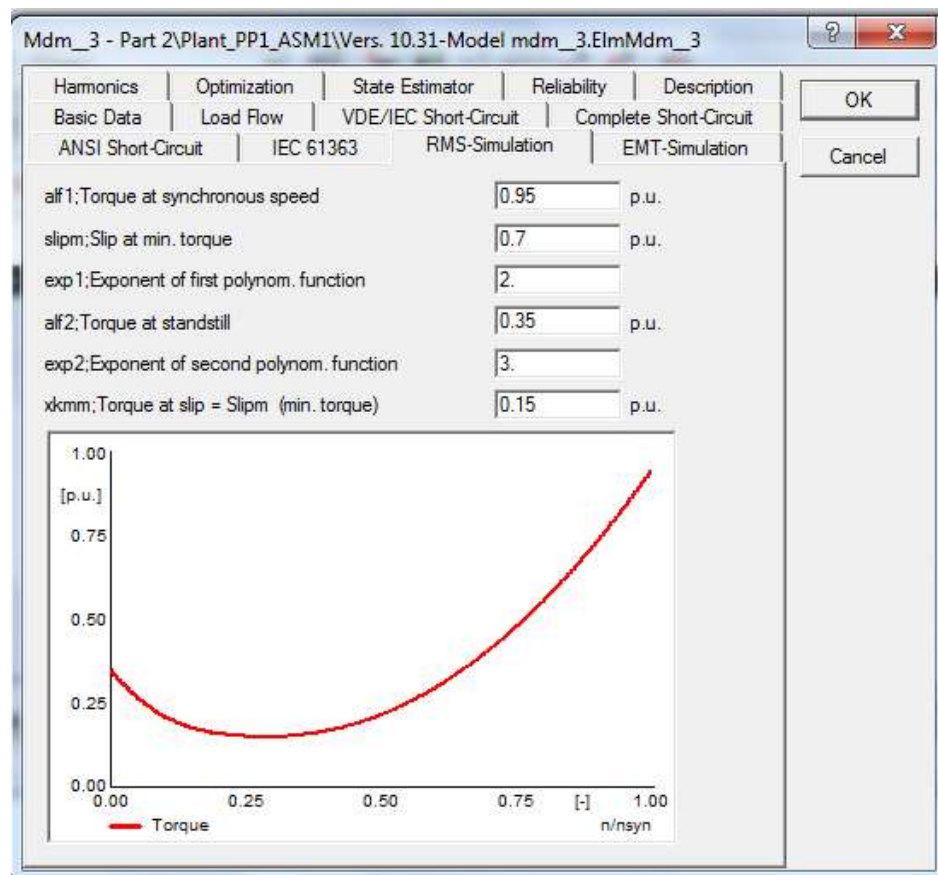


Рис. 5.4 – Параметри налаштування Composite Frame для асинхронної машини

Система навантаження моделюється за допомогою так званої складеної моделі (Composite Model). Складена модель використовує Composite Frame, що є блок-схемою PowerFactory, котра зв'язує регулятори та інші моделі. Composite Frame за замовчуванням для асинхронної машини зображено на рис. 5.6. Хоча

цей рисунок має чотири слоти (блоки), тільки слоти для асинхронних машин ('ASM slot') і для MDM ('MDM slot') використовуються в цьому прикладі.

Зверніть увагу, **Composite Model** є корисним об'єктом **DlgSILENT Power Factory**, що використовується для об'єднання моделей елементів у рамках динамічної системи. Composite models використовують системне представлення блок-схем, називане Composite Frame. При редагуванні Composite Frame, користувач повинен визначити назву моделі, вибрати composite frame і заповнити слоти (блоки) обраного кадру згідно елементам.

Після натискання кнопки ОК у діалоговому вікні mdm, з'явиться діалог composite model.

- Змініть сторінку 'Basic Data' складеної моделі:
 - Name = "ASM1"
 - Frame = Select --> ...\\Tutorial\\Library\\Library\\Composite Frames\\Composite Frame ASM
 - У таблиці 'Slot Definition' відповідне поле слоту 'asm slot' повинне відображати назву асинхронної машини і поле слоту 'mdm Slot' повинне відображатися назву машини, приведеної в рух двигуном. Два інших поля повинні залишатися порожніми. Якщо слот асинхронної машини виявляється порожнім після зміни Frame definition, будь ласка, виконаєте наступні дії:

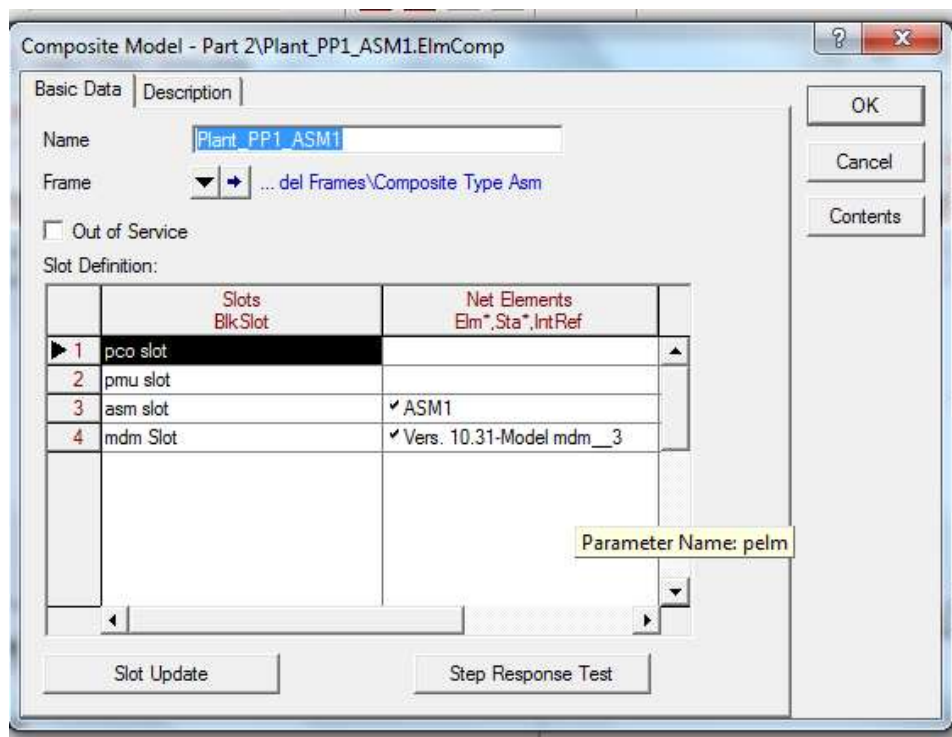


Рис. 5.5 – Параметри налаштування Composite Model для асинхронної машини

Двічі клацніть по порожньому слоту 'asm'. Виберіть асинхронну машину і натисніть ОК.

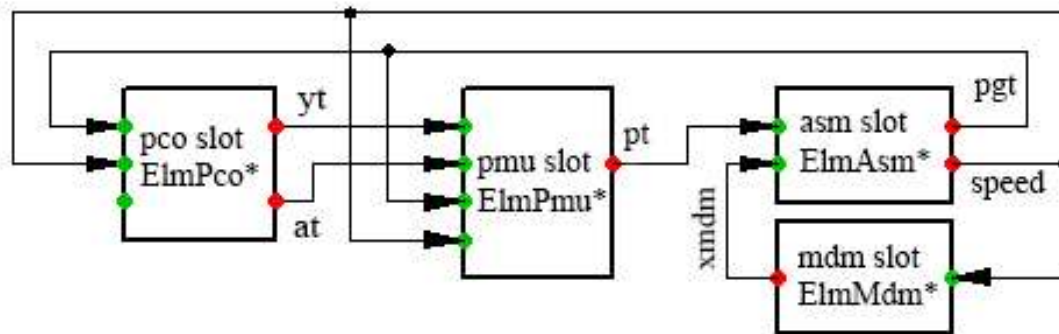


Рис. 5.6 - Структура Composite Frame для асинхронної машини

На даний момент, вам не потрібно турбуватися про складені моделі, тому що додавання *mdm* до асинхронного двигуна являє собою спрощену загальну процедуру. Щоб побачити участь нового *mdm*, повторіть моделювання запуску електродвигуна. Тепер електродвигун досягає своєї номінальної швидкості майже на 1.4 секунди довше.

3. Порядок виконання комп'ютерного практикуму

3.1. За індивідуальними даними Додатка 3 сформувати цифрову розрахункову модель схеми власних потреб електростанції для тестової ЕЕС Додатку 1. Виконати розрахунок усталеного режиму.

3.2. Змінюючи коефіцієнти трансформації ТСН і РТСН, встановіть напруга на робочих шинах ВП $6 \pm 0,3$ кВ і напруга на шинах резервного живлення $6,6 \pm 0,3$ кВ.

3.3. Виконати розрахунок усталеного режиму при живленні механізмів ВП через резервний трансформатор власних потреб (робочий ТСН відключений).

3.4. Виконати розрахунок усталеного режиму при живленні механізмів ВП при відключенні одного із трансформаторів (автотрансформаторів) зв'язку. Механізми ВП живляться через робочий трансформатор ВП.

3.5. Виконати імітаційне моделювання дії РЗ при трифазному КЗ на затискачах одного з найбільш потужних електродвигунів (рис. 5.1, точка К1) і процес самозапуску для непошкоджених електродвигунів.

3.6. Отримайте залежності $S_{P\ AT}(t)$, $I(t)$, $M_{el}(t)$, $M_{top}(t)$ для всіх типів електродвигунів, а також залежність $U(t)$ - залежність модуля напруги на робочих шинах ВП. У разі неуспішного самозапуску в цьому або в інших дослідях, описаних нижче, визначте яку частину електродвигунів потрібно відключити для забезпечення успішного самозапуску. Після їх відключення знову виконайте моделювання самозапуску електродвигунів. Після успішного самозапуску найбільш відповідальних механізмів ВП по черзі підключіть електродвигуни, що залишилися.

3.7. Повторіть дослід п. 3.5 при КЗ на виводах одного з електродвигунів малої потужності.

3.8. Виконайте імітаційне моделювання дії основного РЗ і перехід на резервне живлення при трифазному КЗ в робочому ТСН (рис. 5.1, точка К2). Отримайте залежності $S_{PAT}(t)$, $I(t)$, $M_{el}(t)$, $M_{top}(t)$ для всіх типів електродвигунів.

3.9. Виконайте імітаційне моделювання дії РЗ при трифазному КЗ у зовнішній електричній мережі (рис. 5.1, точка К3). Отримайте залежності $S_{PAT}(t)$, $I(t)$, $M_{el}(t)$, $M_{top}(t)$ для всіх типів електродвигунів.

3.10. Проаналізуйте отримані залежності з точки зору вимог до самозапуску.

4. Зміст звіту комп'ютерного практикуму

Оформлений звіт роботи має містити наступне:

- мета роботи;
- вихідні дані, відповідно до варіанта;
- схему електропостачання власних потреб електростанції;
- результати імітаційного моделювання;
- загальні висновки.

5. Контрольні питання

1. Що розуміють під власними потребами електростанції? Чому всі механізми власних потреб умовно поділяють на відповідальні і невідповідальні, які механізми відносять до тих і інших? Як впливає напруга на роботу асинхронних двигунів, що називають критичною напругою?

2. Що розуміють під самозапуском двигунів, назвіть відмінності самозапуску від звичайного пуску?

3. Від яких факторів залежить величина витрат електроенергії на власні потреби?

4. Викладіть основні принципи складання схем власних потреб на ТЕЦ і КЕС.

5. Як здійснюється резервне живлення власних потреб на напрузі 6 кВ?

6. Назвіть основні причини короткочасного порушення нормального електропостачання системи ВП.

7. Допустимий час самозапуску двигунів ВП для ТЕС середнього тиску.

8. В якому випадку самозапуск електродвигунів є успішним?

9. Якими основними факторами визначається тривалість процесу самозапуску?

10. Допустимий час перерви електропостачання при відключенні робочого ТСН дією резервного захисту на стороні ВН.

11. Для двигунів яких механізмів ВП необхідно забезпечити успішний самозапуск, щоб забезпечити безпечний зупинки енергоблока?

12. Які електродвигуни можна відключити для полегшення самозапуску відповідальних електродвигунів при глибоких тривалих зниженнях напруги в мережі ВП?

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЗБУДЖЕННЯ НА СТІЙКІСТЬ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Мета роботи – Отримання навичок проектування системи автоматичного регулювання збудження, корегування її параметрів і освоєння відповідних команд комп'ютерного моделювання в програмному комплексі **DlgSILENT PowerFactory**.

1. Теоретичні відомості

Перевірка параметрів настроювання АРЗ сильної дії (АРЗ СД) синхронних генераторів на цифровій моделі енергосистеми повинна включати наступні етапи:

- підготовка цифрової моделі енергосистеми;
- вибір розрахункових умов;
- виконання перевірочних розрахунків;
- оцінка параметрів налаштування АРЗ СД синхронних генераторів.

1. Підготовка цифрової моделі енергосистеми

Для перевірки параметрів налаштування АРЗ СД повинна використовуватися цифрова модель енергосистеми, створена в програмах розрахунку перехідних режимів і динамічної стійкості на базі динамічної моделі об'єднаної енергосистеми, що включає електростанцію, для синхронного генератора якої виконується перевірка параметрів налаштування АРЗ сильної дії синхронних генераторів.

Цифрова модель енергосистеми повинна бути актуалізована на момент проведення перевірки.

Цифрова модель системи збудження синхронного генератора, для якого виконується перевірка параметрів налаштування АРЗ сильної дії, в складі цифрової моделі енергосистеми повинна бути верифікована.

Параметри налаштування АРЗ сильної дії синхронного генератора повинні бути задані в його цифровій моделі відповідно до даних, наданими власником або іншим законним власником електростанції, в обсязі, визначеному структурою цифрової моделі.

При застосуванні на синхронному генераторі АРЗ сильної дії вітчизняного виробництва повинні бути задані наступні параметри:

- значення коефіцієнта посилення пропорційного каналу регулятора напруги (по відхиленню напруги): K_U - в одиницях збудження номінальних, віднесених до одиниці статорної напруги (е.в.н. / е.н.с.);

- значення коефіцієнта посилення диференціального каналу регулятора напруги (по похідній напруги): K_{1U} - в одиницях збудження номінальних, віднесених до одиниці статорної напруги за секунду (е.в.н. / е.н.с. / с);

- значення сталої часу інтегрального каналу регулятора напруги $T_{и}$, с;

- значення коефіцієнта посилення каналу внутрішньої стабілізації по похідній струму ротора: K_{1F} - в одиницях збудження номінальних, віднесених до одиниці струму ротора за секунду (е.в.н. / е.т.р. / с);

- значення коефіцієнта посилення каналу системної стабілізації по частоті напруги: K_F - в одиницях збудження номінальних, віднесених до частоти (в Герцах): е.в.н. / Гц;

- значення коефіцієнта посилення каналу системної стабілізації по похідній частоти напруги: K_{1F} - в одиницях збудження номінальних, віднесених до частоти (в Герцах за секунду): е.в.н. / Гц / с.

При застосуванні на синхронному генераторі АРЗ сильної дії закордонного виробництва, виконаного відповідно до стандарту IEEE 421 «Керівництво по ідентифікації, випробувань, і оцінки динамічних характеристик систем регулювання збудження», у верифіковану модель регулятора вносяться всі параметри (коефіцієнти і постійні часу), що входять до складу цієї моделі.

2. Вибір розрахункових умов

Для кожного з режимів зимового і літнього максимуму, і мінімуму споживання енергосистеми в програмах розрахунку усталених режимів повинні бути підготовлені такі характерні режими:

- режим номінального завантаження синхронного генератора по активній і реактивній потужності при номінальній напрузі статора в нормальній схемі електростанції;

- режим номінального завантаження синхронного генератора по активній потужності і споживання реактивної потужності відповідно до діаграми потужності синхронного генератора («P-Q діаграма») з урахуванням параметрів настройки обмежувача мінімального збудження (поблизу кордону ОМВ). Для формування режиму допускається моделювання підключення до шин електростанції конденсаторної батареї необхідної потужності;

- режими номінального завантаження синхронного генератора по активній потужності в одиничних ремонтних схемах (при виведенні в ремонт по черзі усіх ЛЕП, що відходять від ВРП 110-750 кВ електростанції або автотрансформаторів зв'язку);

- режими номінального завантаження синхронного генератора по активній потужності в подвійних ремонтних схемах (при відключенні по черзі всіх ЛЕП, що відходять від ВРП 110-750 кВ електростанції або автотрансформаторів зв'язку в кожній з ремонтних схем).

Склад характерних режимів може бути розширено шляхом включення додаткових режимів, що відображають найбільш важкі схемно-режимні умови.

3. Виконання перевірочних розрахунків

3.1. Перевірочні розрахунки повинні виконуватися в програмах розрахунку перехідних режимів і динамічної стійкості.

3.2. Перевірочні розрахунки електромеханічних перехідних процесів повинні проводитися в кожному характерному режимі для трифазних коротких замикань тривалістю 0,02 с на шинах ВРП 110-750 кВ, до яких через трансформатор підключений синхронний генератор з АРЗ сильної дії, що перевіряється.

3.3. Для АРЗ сильної дії синхронних генераторів в кожному з характерних режимів необхідно виконати два розрахунки електромеханічного перехідного процесу при зазначених в п. 3.2 збурення. Перший розрахунок необхідно виконати з наявними параметрами налаштування каналів стабілізації або при включеному системному стабілізаторі, другий - при виведених каналах стабілізації або при відключеному системному стабілізаторі.

3.4. У процесі розрахунку повинні реєструватися графіки зміни наступних параметрів електромеханічного перехідного процесу:

- активна потужність синхронного генератора;
- перетоки активної потужності по ЛЕП, які відходять від ВРП електростанції.

4. Оцінка параметрів налаштування АРЗ сильної дії синхронних генераторів

4.1. Оцінка параметрів налаштування АРЗ сильної дії синхронних генераторів повинна виконуватися шляхом аналізу графіків зміни параметрів електромеханічного перехідного процесу, зареєстрованих відповідно до п. 3.4.

4.2. Критеріями ефективності параметрів налаштування АРЗ сильного дії синхронних генераторів є:

- зменшення часу загасання електромеханічних перехідних процесів при введених каналах стабілізації (включеному системному стабілізаторі) у всіх характерних режимах в порівнянні з часом загасання при виведених каналах стабілізації (відключеному системному стабілізаторі);
- демпфірування електромеханічних перехідних процесів у всіх характерних режимах на частоті коливань ротора синхронного генератора за час, що не перевершує 15 с.

4.3. Якщо критерії ефективності параметрів налаштування АРЗ сильного дії синхронних генераторів не виконуються хоча б в одному з характерних режимів, параметри налаштування АРЗ сильної дії синхронних генераторів повинні бути скориговані.

4.4. Оцінка параметрів настройки АРЗ сильної дії синхронних генераторів після їх корекції повинна бути виконана після проведення повторних розрахунків в обсязі п. 3.

5. Схема тестової моделі енергосистеми.

Тестова модель енергосистеми повинна бути оснащена: - АРЗ синхронних генераторів і автоматичними регуляторами швидкості обертання турбін; - пристроями, що реалізують короткі замикання різного виду; - пристроями моделювання дії РЗА; - системою контролю і реєстрації параметрів електроенергетичного режиму.

Дослідження електромеханічних перехідних процесів в DlgSILENT Power Factory

В якості прикладу розглянуто тестову схему IEEE 14 bus modified схема якої представлена на рис. 6.1. IEEE 14 bus modified складається з 2 синхронних генераторів та 3 синхронних компенсаторів, 19 вузлів енергосистеми, 17 ЛЕП, 8 силових трансформаторів та 11 вузлів навантаження. Сумарне навантаження енергосистеми становить 259 МВт і 73,5 МВАр.

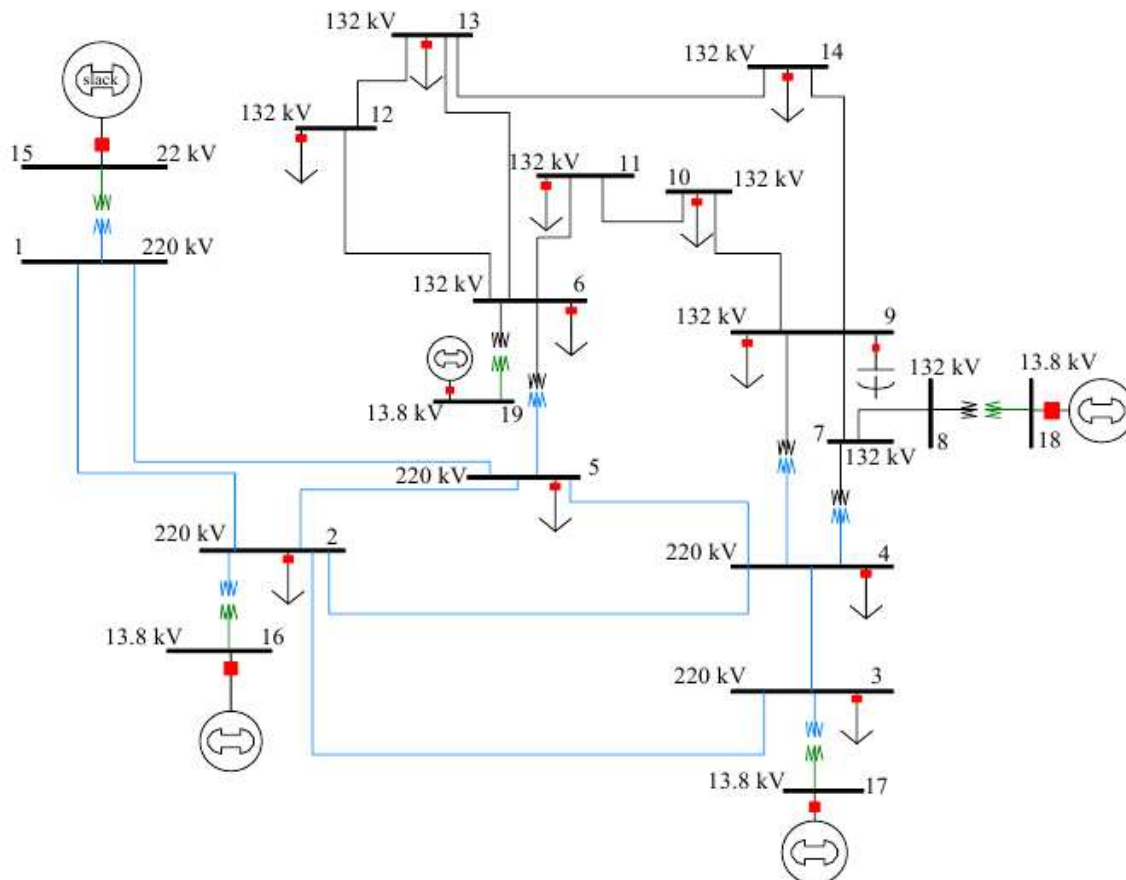


Рис. 6.1 – Розрахункова схема IEEE 14 bus modified

Параметри синхронних машин тестової схеми наведено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1

Параметри синхронних машин тестової схеми IEEE 14 bus modified

Найменування параметра	Синхронний генератор	Синхронний генератор	Синхронний компенсатор	Синхронний компенсатор
Позначення електрообладнання	1(15)	2(16)	3(17)	6(19), 8(18)
Номінальна потужність, МВА	448	100	40	25
Номінальна напруга, кВ	22	13,8	13,8	13,8
Стала інерції H , с	2,656	4,985	1,520	1,200
Коефіцієнт демпфування коливань D	2	2	0	0
Активний опір статора r_a , (р.у.)	0,0043	0,0035	0	0,0025
Синхронний реактивний опір по повздожній осі d X_d , (р.у.)	1,670	1,180	2,373	1,769
Синхронний реактивний опір по повздожній осі q X_q , (р.у.)	1,600	1,050	1,172	0,855
Перехідний реактивний опір по повздожній осі d X'_d , (р.у.)	0,265	0,220	0,343	0,304
Перехідний реактивний опір по повздожній осі q X'_q , (р.у.)	0,460	0,380	1,172	0,5795
Надперехідний реактивний опір по повздожній осі d X''_d , (р.у.)	0,205	0,145	0,231	0,2035
Надперехідний реактивний опір по повздожній осі q X''_q , (р.у.)	0,205	0,145	0,231	0,2035
Індуктивний опір X_l або X_r (р.у.)	0,150	0,075	0,132	0,1045
Перехідна стала часу розімкнутого кола по осі d T'_d0 , (с)	0,5871	1,100	11,600	8,000
Перехідна стала часу розімкнутого кола по осі q T'_q0 , (с)	0,1351	0,1086	0,159	0,018
Надперехідна стала часу розімкнутого кола по осі d T''_d0 , (с)	0,248	0,0277	0,058	0,0525
Надперехідна стала часу розімкнутого кола по осі q T''_q0 , (с)	0,0267	0,0351	0,201	0,0151
Насичення системи при $U=1$ в.о. $S(1.0)$	0,091	0,0933	0,295	0,304
Насичення системи при $U=1,2$ в.о. $S(1.2)$	0,400	0,4044	0,776	0,665

Блок-схема моделі системи збудження, якими оснащені синхронні генератори зображена на рис. 6.2-6.3. Важливо зазначити, що модель системи збудження IEEE Type1 відповідає модель системи збудження типу DC1A стандарту IEEE 421.5-2005 і застосовується для дослідження стійкості ЕЕС.

Параметри моделі системи збудження синхронних машин тестової схеми наведено в табл. 6.2.

Таблиця 6.2

Параметри моделі системи збудження синхронних машин тестової схеми
IEEE 14 bus modified

Найменування параметра	IEEE T1	IEEE T1	IEEE T1	IEEE T1
Номінальна потужність	1(15)	2(16)	3(17)	6(19),8(18)
Номінальна потужність ,МВА	448	100	40	25
Номінальна напруга, кВ	22	13,8	13,8	13,8
Стала часу фільтра регулювання входу T_F , в.о.	0	0.060	0	0
Коефіцієнт каналу підсилення K_a , в.о.	50	25	400	400
Стала часу каналу регулювання T_a , сек	0.060	0.200	0.050	0.050
Максимум регулювання виходу V_{Rmax} , В.О.	1.0	1.0	6.630	4.407
Мінімум регулювання виходу V_{Rmin} , В.О.	-1.0	1.0	-6.630	-4.407
Коефіцієнт посилення пропорційного каналу регулятора напруги K_e , в.о.	-0.0465	-0.0582	-0.170	-0.170
Стала часу збуджувача T_e , сек	0.520	0.6544	0.950	0.950
Коефіцієнт посилення каналу системної стабілізації по частоті напруги K_f , в.о.	0.0832	0.105	0.040	0.040
Стала часу каналу системної стабілізації по частоті напруги T_f , сек	1000	0.350	1000	1000
Напруга поля E_1 , в.о.	3240	2.5785	6.375	4.2375
Фактор насичення $SE(E_1)$	0.072	0.0889	0.2174	0.2174
Напруга поля E_2 , в.о.	4.320	3.438	8.500	5.650
Фактор насичення $SE(E_2)$	0.2821	0.3468	0.9388	0.9386

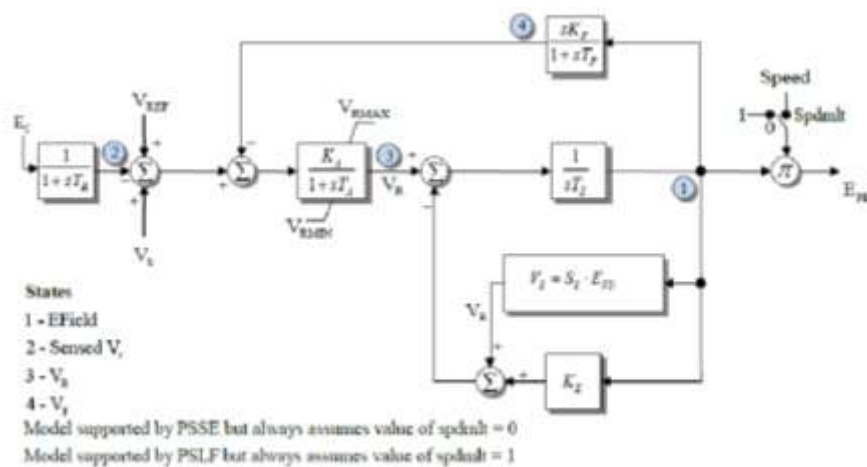


Рис. 6. 2 - Блок-схема моделі системи збудження IEEE Type1

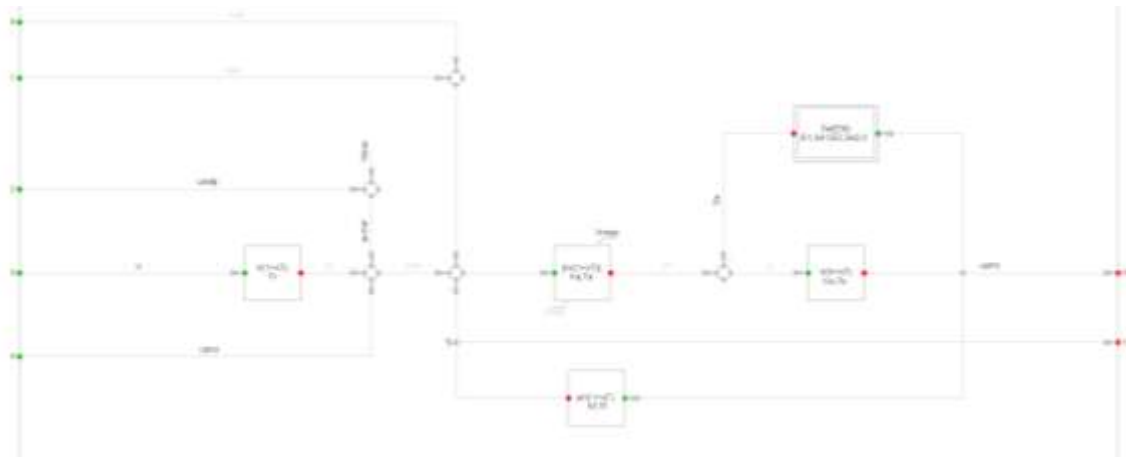


Рис. 6. 3 - Блок-схема моделі системи збудження IEEE Type1 (IEEE T1) в DlgSILENT Power Factory

Для оцінки стійкості тестової схеми IEEE 14 bus modified при аналізі перехідного періоду у момент $t=1$ с значення навантажень у вузлах навантаження 3, 4 та 9 збільшено на 20% (загальна зміна 34,3 МВт). IEEE 14-bus модифікована відповідь тестової системи в ця подія наведена на рис. 6.4-6.9.

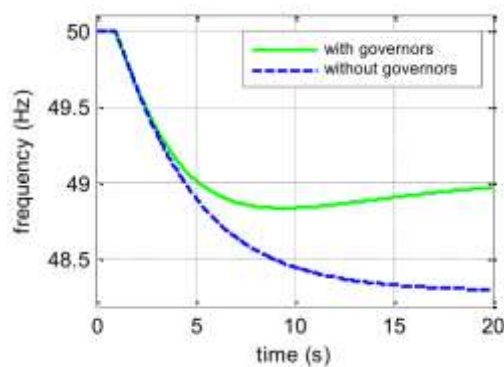


Рис. 6.4 – Графік зміни частоти в енергосистемі при накиді навантаження на 20 % при наявності/відсутності автоматичних регуляторів швидкості обертання турбіни СГ

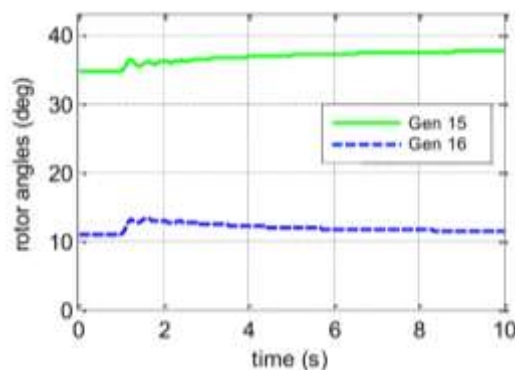


Рис. 6.5 – Графік зміни кута ротора δ синхронних генераторів при накиді навантаження на 20 %

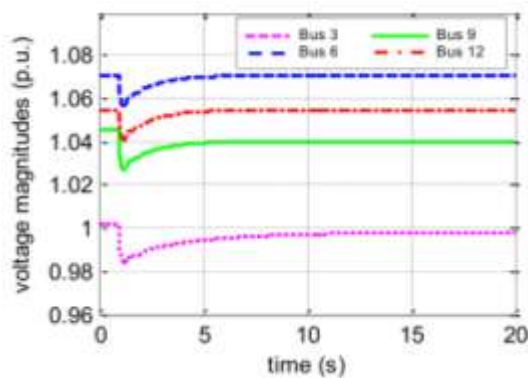


Рис. 6.6 – Графік зміни величини напруги на системах шин при накиді навантаження на 20 % при наявності системи АРЗ на СГ

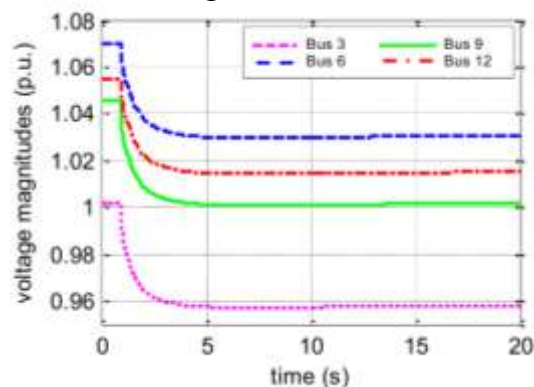


Рис. 6.7 – Графік зміни величини напруги на системах шин при накиді навантаження на 20 % при відсутності системи АРЗ на СГ

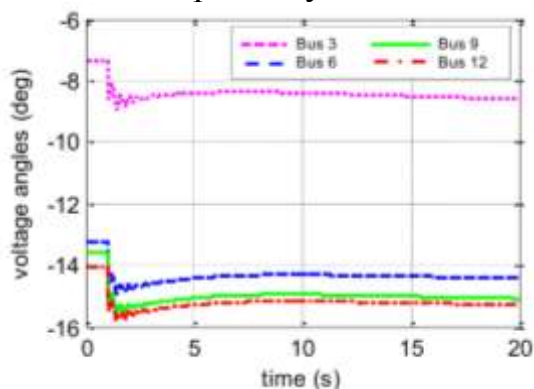


Рис. 6.8 – Графік зміни величини кута напруги на системах шин при накиді навантаження на 20 % при наявності системи АРЗ на СГ

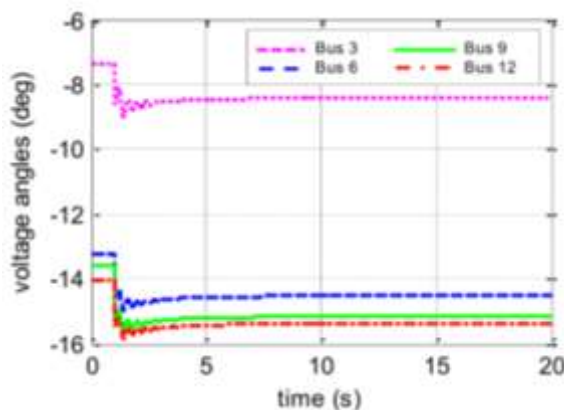


Рис. 6.9 – Графік зміни величини кута напруги на системах шин при накиді навантаження на 20 % при відсутності системи АРЗ на СГ

Для IEEE 39-Bus Modified Test System (рис. 6.10), що складається з 10 СГ, 49 вузлів енергосистеми, 32 ЛЕП, 24 силових трансформаторів та 19 вузла навантаження сумарною потужністю 6097,1 МВт та 1408,9 МВАр було виконано дослідження.

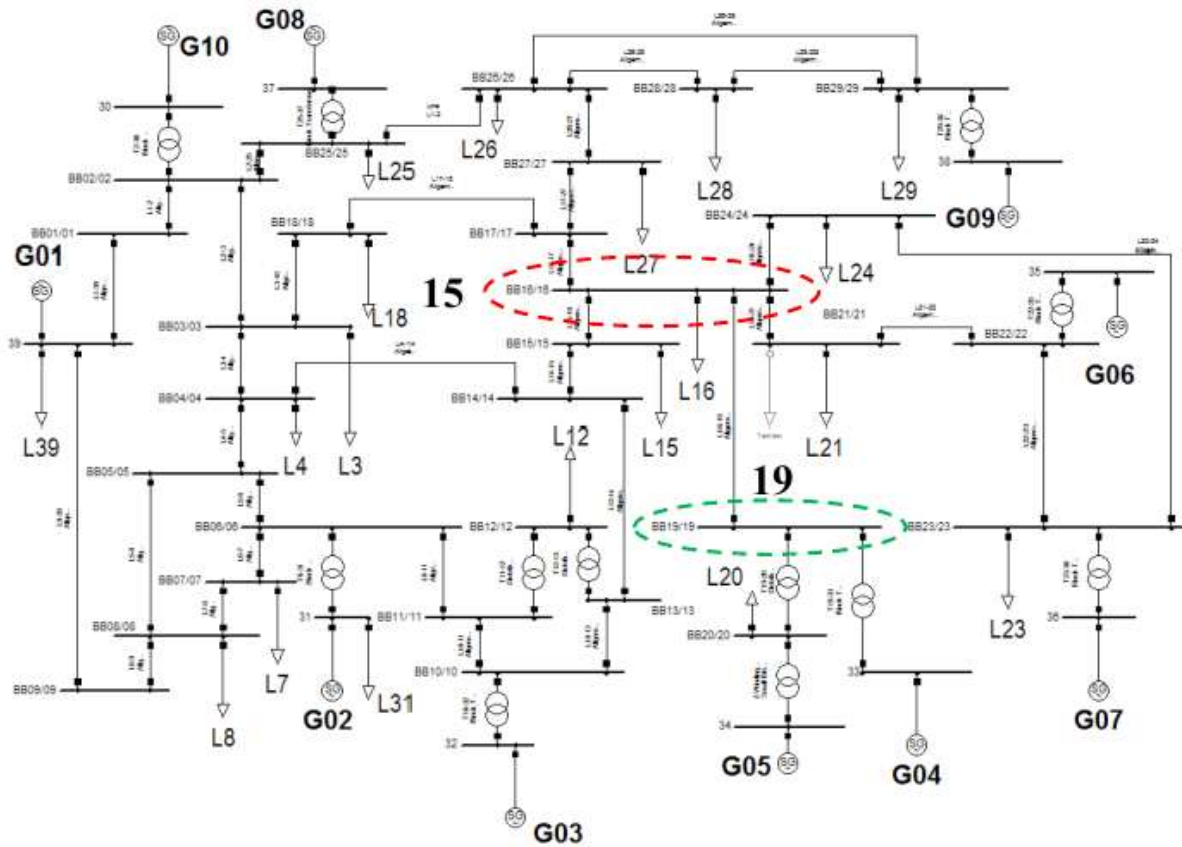


Рис. 6.10 – Розрахункова схема IEEE 39-Bus Modified Test System

Параметри моделі системи збудження синхронних машин тестової схеми IEEE 39-Bus Modified Test System наведено в табл. 6.3-6.5.

Таблиця 6.3

Параметри налаштування моделі системи AP3 DC1A

Параметр	Величина
Коефіцієнт підсилення K_A	200
Стала часу підсилення T_A , с	0,005
Похідна константи часу T_C , с	3,1
Затримка часу каналу регулювання напруги T_B , с	40
Коефіцієнт посилення пропорційного каналу регулятора напруги K_E	0,5
Стала часу збуджувача T_E , с	0,05
Коефіцієнт каналу стабілізації по частоті K_F	0,01
Стала часу каналу стабілізації по частоті T_F , с	0,3
Мінімальний вихід V_{Rmin}	-5
Максимальний вихід V_{Rmax}	9

Таблиця 6.4

Параметри налаштування моделі системи AP3 ST1A

Параметр	Величина
Коефіцієнт підсилення K_A	100
Стала часу підсилення T_A , с	0.05
Стала часу затримки фільтра 1 T_B , с	30
Похідна сталої часу фільтра 1 T_C , с	0.1
Стала часу затримки фільтра 2 T_{B1} , с	0.5
Похідна сталої часу фільтра 2 T_{C2} , с	1
Коефіцієнт обмеження струму K_F	0.01
Коефіцієнт каналу стабілізації по частоті K_S	0.01
Стала часу каналу стабілізації по частоті T_F , с	1.2
Коефіцієнт вхідного струму K_{IR} , в.о.	1
Мінімальний вихід V_{Rmin}	-5
Максимальний вихід V_{Rmax}	5

Таблиця 6.5

Параметри налаштування моделі системи AP3 AC5A

Параметр	Величина
Коефіцієнт підсилення K_A	200
Стала часу підсилення T_A , с	0,03
Коефіцієнт посилення пропорційного каналу регулятора напруги K_E	0,5
Стала часу збуджувача T_E , с	1
Коефіцієнт каналу стабілізації по частоті K_F	0,2
Стала часу каналу стабілізації по частоті T_{f1} , с	3
Стала часу каналу стабілізації по частоті T_{f2} , с	1
Стала часу каналу стабілізації по частоті T_{f3} , с	0
Фактор насичення 1 $E1$, в.о.	3,13
Фактор насичення 2 $S1$, в.о.	0,1
Мінімальний вихід V_{Rmin}	-20
Максимальний вихід V_{Rmax}	20

Для дослідження реакції системи збудження на збурення будемо змінювати параметри K_A і T_A . В якості збурень будемо моделювати 3ф КЗ тривалістю 150 мс у вузлі енергосистеми 19 і раптове відключення генератора G08. На рис. 6.11 – 6.16 показана здатність схеми IEEE 30-Bus Modified Test System протистояти збуренню, що виникло та підтримувати синхронізм.

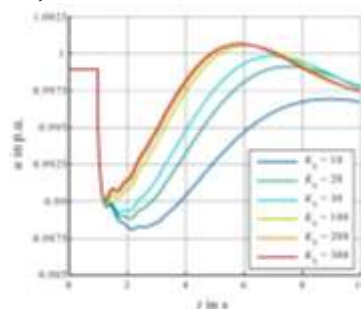


Рис. 6.11 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра K_A та втраті генератора G08 (всі генератори оснащені AP3 типу AC5A AVR)

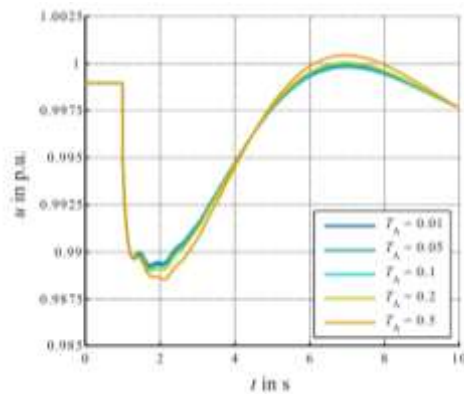


Рис. 6.12 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра T_A та втраті генератора G08 (всі генератори оснащені AP3 типу AC5A AVR)

Як видно на рис. 6.11, для системи збудження AC5A AVR значення параметра $K_A > 100$ дають кращі результати регулювання напруги, інакше падіння напруги буде значно глибше і триваліше. На рис. 6.12 видно, що стала часу $T_A < 0,2$ с дає кращі результати регулювання напруги. Проте ефективність посилення сигналу шляхом зниження сталої часу T_A до мінімуму дуже низька.

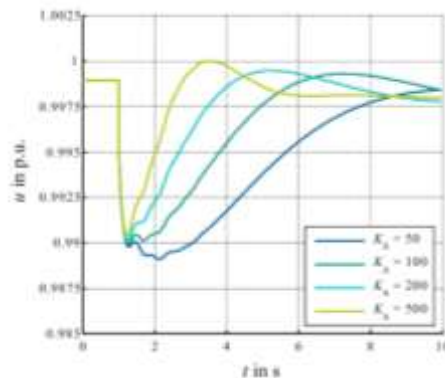


Рис. 6.13 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра K_A та втраті генератора G08 (всі генератори оснащені AP3 типу DC1A AVR)

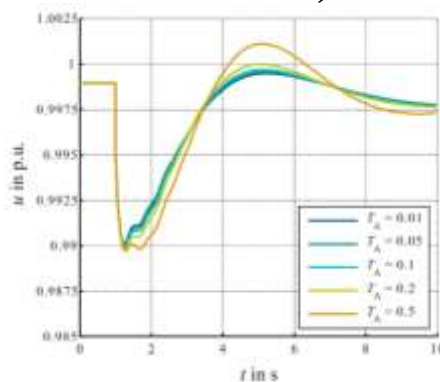


Рис. 6.14 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра T_A та втраті генератора G08 (всі генератори оснащені AP3 типу DC1A AVR)

Результати моделювання системи збудження DC1A на рис. 6.13 показують, що посилення сигналу $K_A > 200$ призводить до більш швидкої реакції AVR і меншої провалу напруги, ніж для низьких значень K_A . Однак, наближаючись до 500 і вище супроводжується перевищенням номінальних параметрів і цього слід уникати. На рис. 6.14 як і для AC5A AVR видно, що стала часу $T_A \leq 0,2$ с дає кращі результати регулювання напруги.

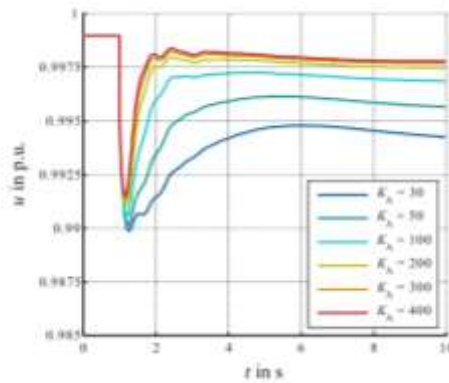


Рис. 6.15 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра K_A та втраті генератора G08 (всі генератори оснащені AP3 типу ST1A AVR)

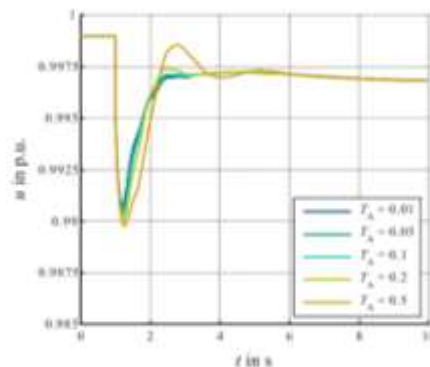


Рис. 6.16 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра T_A та втраті генератора G08 (всі генератори оснащені AP3 типу ST1A AVR)

Як видно на рис. 6.15, система збудження ST1A при відключенні генератора значно нижче стаціонарних напруг при низьких значеннях $K_A < 200$. Тому значення параметра $K_A > 200$ рекомендується. Високі значення (наприклад, $K_A = 400$) не покращують або не погіршують поведінку збудника. На рис. 6.16 як і для AC5A AVR та DC1A AVR видно, що стала часу $T_A \leq 0,2$ с дає кращі результати регулювання напруги.

На рис. 6.17-6.18 показано, що стала часу T_A практично не впливає на поведінку системи AP3 при 3ф КЗ. Як у дослідженні відключення генератора можна сказати, що для системи збудження AC5A значення K_A в діапазоні від 200 до 300 і $T_A < 0,2$ с дають кращі результати регулювання напруги.

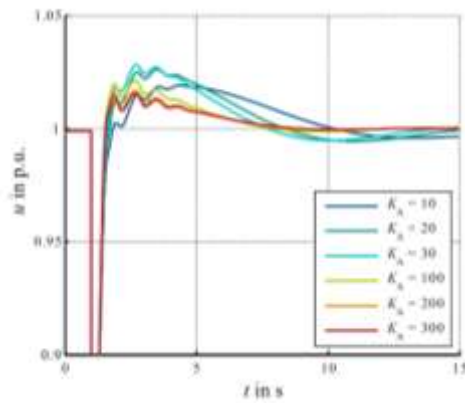


Рис. 6.17 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра K_A та 3ф КЗ у вузлі 19 (всі генератори оснащені АРЗ типу АС5А AVR)

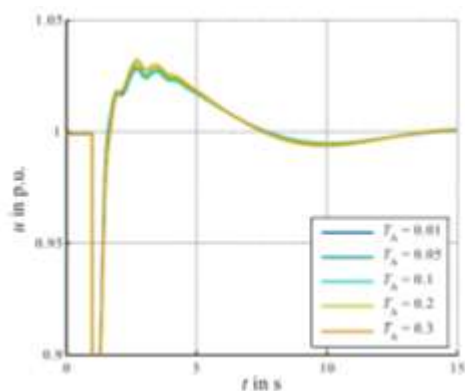


Рис. 6.18 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра T_A та 3ф КЗ у вузлі 19 (всі генератори оснащені АРЗ типу АС5А AVR)

На рис. 6.19-6.20 видно, що високі значення K_A призводять до дуже швидкого перевищення напруг для систем збудження DC1A після відключення 3ф КЗ. Кращі значення K_A знаходяться в діапазоні від 100 до 200, що є прийнятними і для відключення генератора G08. Значення $T_A < 0,2$ с дають кращі результати регулювання напруги.

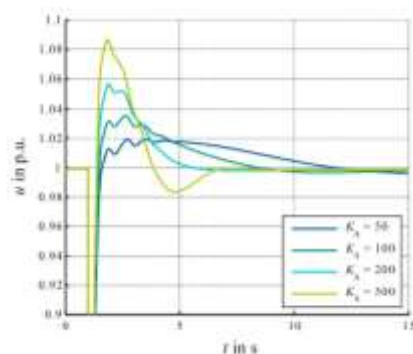


Рис. 6.19 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра K_A та 3ф КЗ у вузлі 19 (всі генератори оснащені АРЗ типу DC1A AVR)

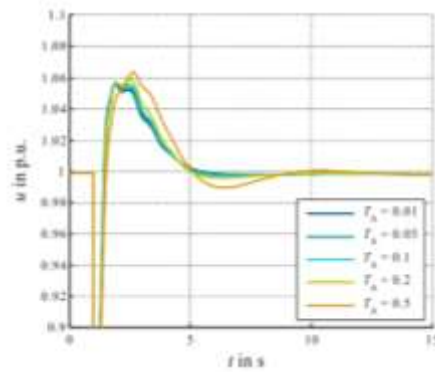


Рис. 6.20 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра T_A та 3ф КЗ у вузлі 19 (всі генератори оснащені АРЗ типу DC1A AVR)

Поведінка систем АРЗ типу ST1A AVR протягом 3ф КЗ супроводжується швидким та високим перевищенням напруги при різних значеннях K_A (див. рис. 6.21-6.22). Кращі значення K_A знаходяться в діапазоні від 100 до 200, що є прийнятними і для відключення генератора G08. Значення $T_A < 0,2$ с дають кращі результати регулювання напруги.

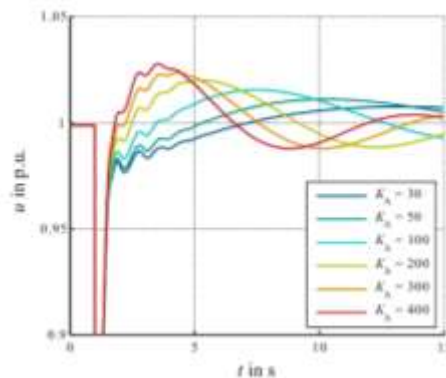


Рис. 6.21 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра K_A та 3ф КЗ у вузлі 19 (всі генератори оснащені АРЗ типу ST1A AVR)

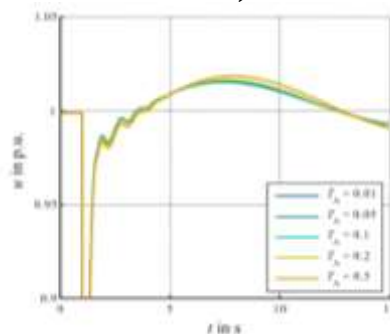


Рис. 6.22 – Графік зміни величини напруги вузла 15 при різних значеннях параметра T_A та 3ф КЗ у вузлі 19 (всі генератори оснащені АРЗ типу ST1A AVR)

Виконаємо дослідження впливу АРЗ на регулювання напруги при різних типах АРЗ, оскільки в реальних ЕЕС існує безліч встановлених різних систем збудження.

Сценарій 1: Дослідження зміни величини напруги вузла 15 при втраті генератора G08. Всі генератори оснащені АРЗ типу AC5A, DC1A або ST1A.

Як видно на рис. 6.23, різні типи системи збудження показують зовсім іншу поведінку в порівнянні, коли вони є діють самостійно. Напруга на шинах 15 для ST1A показує найвищий ефект негативного перебільшення стаціонарної напруги.

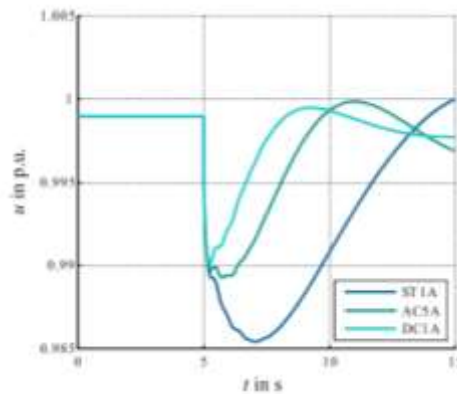


Рис. 6.23 – Графік зміни величини напруги вузла 15 по Сценарію 1

Сценарій 2: Дослідження зміни величини напруги вузла 15 при втраті генератора G08 (рис.6.24). Для цього сценарію генератори G01 - G07 оснащені системою збудження типу ST1A (близько 70%), G08 - G10 типами AC5A або DC1A, що відповідно складають 30% всіх системи збудження.

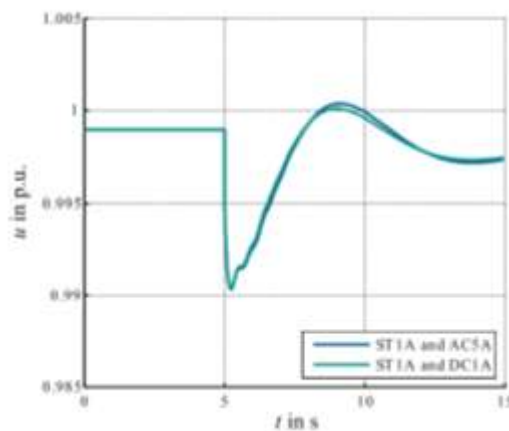


Рис. 6.24 – Графік зміни величини напруги вузла 15 по Сценарію 2

Сценарій 3: Дослідження зміни величини напруги вузла 15 при втраті генератора G08. Для цього сценарію генератори G01 - G05 оснащені системою збудження типу AC5A, G06 - G10 типами ST1A або DC1A, що відповідно складають 50% всіх системи збудження.

Як і для сценарію 2 при співвідношенні систем збудження 50:50 процес регулювання напруги на шині 15 дуже схожий для AC5A і DC1A або AC5A і ST1A, навіть якщо різні системи АРЗ самостійно показують зовсім іншу поведінку (див.рис.6.25).

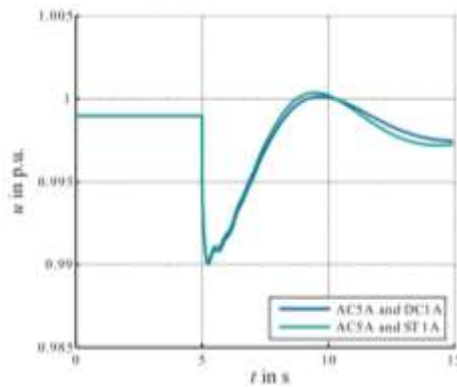


Рис. 6.25 – Графік зміни величини напруги вузла 15 по Сценарію 3

3. Порядок виконання комп'ютерного практикуму

1. Побудувати тестову схему енергосистеми за даними Додатку 1.
2. Виконати моделювання збурення в енергосистемі згідно отриманого варіанту.
3. Виконати реєстрації електричних параметрів електроенергетичного режиму:
 - переток активної потужності по ЛЕП $P(t)$;
 - активна і реактивна потужності генераторів $P_{г}(t)$, $Q_{г}(t)$;
 - напруги статора генераторів $U_{г}(t)$;
 - напруги збудження генераторів $U_{fг}(t)$;
 - струми збудження генераторів $i_{fг}(t)$;
 - напруги фаз $U_{ф}(t)$ на шинах вузла енергосистеми;
 - частота електричного струму, виміряного в вузлі енергосистеми $df(t)$;
 - відносний кут між ЕРС генератора і напругою балансуєчого (опорного) вузла енергосистеми $\delta 1(t)$;
 - відносний кут між ЕРС генераторами енергосистеми $\delta 12(t)$.

4. Зміст звіту комп'ютерного практикуму

Оформлений звіт роботи має містити наступне:

- мета роботи;
- вихідні дані, відповідно до варіанта;
- тестова схема енергосистеми;
- результати імітаційного моделювання;
- загальні висновки.

5. Контрольні питання

1. Які способи гасіння поля Ви знаєте? Проведіть їх зіставлення.
2. Як можна прискорити процес гасіння поля?
3. Які явища відбуваються при розмиканні ланцюга обмотки ротора?
4. З яких міркувань вибирають величину опору гасіння?
5. Як впливає насичення сталі синхронної машини на процес гасіння поля?
6. Що таке явище самозбудження?
7. Чим пояснити, що наростання амплітуди струмів статора при самозбудженні має межу?
8. Які умови виникнення самозбудження?
9. Які умови виникнення самозбудження в реальних електричних мережах?
10. Як впливає стан обмотки збудження (замкнута, розімкнута) на процес самозбудження?
11. Який характер носить струм статора в процесі самозбудження?
12. Якими заходами можна усунути самозбудження?
13. Пояснити фізично явище параметричного резонансу.
14. За якими формулами розраховуються зони самозбудження?

ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО ЧАСТОТНОГО РОЗВАНТАЖЕННЯ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

Мета роботи – Отримання навичок розрахунку уставок системи автоматичного частотного розвантаження, що використовує абсолютне значення частоти та швидкість зниження частоти в ЕЕС по її математичній моделі і освоєння відповідних команд комп'ютерного моделювання в програмному комплексі **DlgSILENT PowerFactory**.

1. Теоретичні відомості

У відповідності з чинним стандартом частота змінного струму в електричних мережах ОЕС України, за рахунок підтримання балансу потужності, повинна постійно бути на рівні нормально допустимого значення $50 \pm 0,2$ Гц, що є оптимальним для режиму роботи електроустаткування електростанцій і споживачів електричної енергії, приєднаних до мережі.

Відхилення частоти від нормально допустимого рівня є порушенням якості електроенергії, яке негативно впливає на роботу всього електроенергетичного обладнання, приєданого до мережі, оскільки воно розраховано на оптимальну роботу з номінальними параметрами частоти і напруги в мережі.

Відхилення частоти нижче гранично-допустимого значення 49,6 Гц, вважається аварією з частоти, за якої застосовуються комплекс заходів з оперативного примусового її підвищення, а за частоти 49,2 Гц і нижче застосовуються пристрої автоматичного обмеження зниження частоти за рахунок обмеження потужності споживання (пристрої АЧР).

При паралельній роботі енергосистеми України в складі міждержавного об'єднання енергосистем, у разі аварійної втрати великої потужності, вірогідність глибокого зниження частоти (нижче 49,6 Гц) дуже мала, між тим як, в режимі ізолювано від міждержавного об'єднання (автономної) роботи енергосистем ОЕС України або її окремих частин, така вірогідність стає реальною.

У відповідності з чинним стандартом (рис.7.1), налаштування пристроїв АОЗЧ в ОЕС України повинно, незалежно від схеми роботи ОЕС України - паралельно або ізолювано від енергооб'єднань інших держав, бути сумісним з організацію та налаштуванням пристроїв АЧР у суміжних з Україною енергосистемах, що працюють в одній синхронній зоні та забезпечувати значення і тривалість процесу аварійного зниження частоти у межах частотно-часової зони в якій не порушуються технологічний режим роботи електростанцій та вимоги з експлуатації обладнання АЕС.

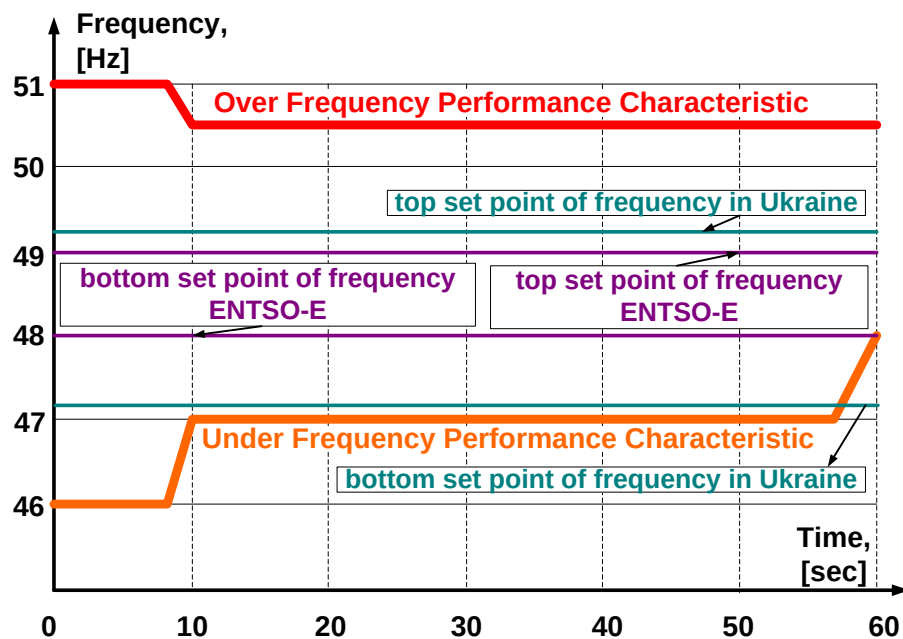


Рис. 7.1 – Частотно-часова зона, що забезпечує сталий технологічний режим роботи обладнання електростанцій

Загальні вимоги до автоматичного частотного розвантаження енергосистем ОЕС України в частині: призначення, структури, розміщення та вибору уставок спрацювання пристроїв АЧР, а також вимоги до обсягу та складу навантаження, яке повинно вимикатися пристроями АЧР, наведені у правилах застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження частоти в енергосистемах.

Основним принципом частотного розвантаження споживачів є мінімізація обсягів частотного розвантаження та забезпечення ліквідації аварійного небалансу потужності, що виник в кожному конкретному випадку.

Чим більше число черг, і відповідно чим менше навантаження, що відключається кожною чергою, тим більш гнучкою стає система розвантаження. Цей принцип має найбільшу ефективність для режиму паралельної роботи енергосистем України у складі одного із міждержавних об'єднань, за рахунок зазвичай низької швидкості зниження (сповзання) частоти в цьому режимі з причини великої постійної інерції і коефіцієнту демпфування в об'єднанні.

Автоматичне частотного розвантаження, окрім збільшення черг, досягається також збільшенням категорій пристроїв АЧР, а саме:

АЧР-1 швидкодійне розвантаження за частотою, що має різні уставки з частоти;

АЧР-2 (АЧР-2с та АЧР-2н) повільнодійне автоматичне розвантаження з близькими уставками з частоти і різними уставками за часом дії;

АЧР-1Ш, або додаткове автоматичне розвантаження, що має діяти у разі відносно великої швидкості зниження частоти, при значних дефіцитах потужності (більше 30% потужності споживання енергосистеми), що можливо в режимах автономної роботи ОЕС України або її окремої частини.

При порушенні балансу між генерацією та споживанням енергосистеми із за виникненням аварійного дефіциту потужності ($\Delta P = P_T - P_H$), в енергосистемі відбувається зниження частоти (Δf) в часі, яке визначається

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{K_n} \left(1 - e^{-t/T_j}\right)$$

де T_j – стала часу енергосистеми з урахуванням регулюючого ефекту навантаження K_n ; K_n – коефіцієнт регулюючого ефекту навантаження, який залежно від складу споживачів має значення 1,0 - 3,0; T_j – еквівалентна стала часу енергосистеми, яка має значення $\sim 5 - 10$ с.

В перший момент часу дефіцит потужності ΔP , що виник в енергосистемі, при незмінній частоті, повністю витрачається на уповільнення обертання мас електрогенераторів електростанцій і електроприводів споживачів.

$$T_j (df / dt)|_{t=0} = \Delta P$$

Таким чином, маючи «прискорення» $(df/dt)|_{t=0}$ та значення T_j можна оцінити величину дефіциту потужності, що виник і компенсувати його відповідним відключенням споживачів. Таке протиаварійне розвантаження, по похідній зниження частоти (df/dt) , має найбільшу ефективність при значних (відносно сумарної потужності енергосистеми) аварійних дефіцитах потужності, наприклад, при автономній (відокремленої від міждержавних об'єднань) роботі ОЕС України або її окремих частин.

Нажаль існують значні труднощі виконання автоматики частотного розвантаження, що реагує на похідну зниження частоти, основна з яких це визначення уставок спрацювання для її пристроїв, що розосередженні по всій ОЕС враховуючи, що в енергосистемі має місце взаємне гойдання роторів генераторів один відносно іншого, тому частота та її похідна в різних точках виміру безперервно змінюється. Гойдання роторів генераторів обумовленні безлічу причин і, у першу чергу, зоною нечутливості регуляторів частоти їх обертання турбін.

Враховуючи вищевикладене, а також вимоги, для гостродефіцитних районів, де існує можливість виникнення аварійного дефіциту потужності (понад 30% від наявного навантаження), пристрої АЧР-1 і, у першу чергу, спеціальна черга АЧР (САЧР) і захисна черга АЧР (ЗАЧР) необхідно доповнювати пуском за швидкістю зниження частоти АЧР-1Ш, які повинні спрацьовувати при частоті 49,5 Гц і нижче за швидкості її зниження більше ніж 1,7 Гц/с. Тоді при відносно малих дефіцитах потужності і відповідно невеликої швидкості зниження частоти додаткове розвантаження (АЧР-1Ш) не буде спрацьовувати, а при значних дефіцитах (понад 30% від споживання) і відповідно значної швидкості зниження частоти (більше 1,7 Гц/с), за частоти 49,5 Гц і нижче пристрої АЧР-1Ш відключать частину навантаження, що для

основної АЧР-1 «полегшить» умови ліквідації порушення режиму (аварії) з частоти.

Враховуючи що пристрої АЧР-1Ш у разі виникнення аварій з великою швидкістю зниження частоти (наприклад - більш ніж 1,7 Гц/с), повинні виконувати функції додаткового пуску на розвантаження споживачів заведених під дію пристроїв АЧР-1, вибір уставок їх спрацювання повинен виконуватися після визначення величини потужності споживачів, що відключаються від кожної черги пристроїв АЧР-1, САЧР та ЗАЧР, за наступним алгоритмом:

- ❖ Визначаються можливі сценарії розвитку аварій з частоти (в тому числі з неактивованими пристроями АЧР) для можливих схем роботи ОЕС та її окремих частин;
- ❖ Уточнюються граничні частотні часові характеристики роботи для можливих схем роботи ОЕС та/або її окремих частин;
- ❖ Виконуються розрахунки перехідних режимів за сценаріями при різних аварійних дефіцитах потужності, включаючи максимально розрахунковий дефіцит для кожної схеми;
- ❖ Для кожного з режимів виконаних визначається:

- можливість забезпечення вибраної граничної частотно-часової характеристики за рахунок прийнятих уставок спрацювання і величин потужності споживачів, що відключаються пристроями АЧР-1;

- необхідність доповнення АЧР-1 новим ступенями з пуском за швидкості зниження частоти та визначення уставок спрацювання кожної ступені пристроїв АЧР-1Ш і потужності споживачів, що необхідно відключати для забезпечення граничних частотно-часових характеристик, для кожної з можливих схем і сценаріїв розвитку аварій з частоти.

Виконання серії розрахунків для уточнення прийнятих за результатами уставок спрацювання і величини потужності відключення споживання пристроями АЧР-1Ш, з урахуванням селективності їх дії як при локальних, так і при загальносистемних порушеннях режиму частоти. Мінімальне значення уставок спрацювання АЧР-1Ш повинно відповідати вимогам чинних галузевих документів.

2. Приклад

За основу тестової моделі прийнята розрахункова комплексна цифрова модель енергосистеми, яка враховує:

- ❖ параметри енергогенеруючого обладнання електростанцій;
- ❖ системи автоматичного регулювання на електростанціях (автоматичні регулятори швидкості обертання турбін, та автоматичні регулятори збудження генераторів);
- ❖ статичні та динамічні характеристики споживачів в вузлах навантаження та параметри електричної мережі тестової розрахункової схеми;
- ❖ комп'ютерні моделі пристроїв АЧР-1Ш.

Розрахункову схему тестової моделі енергосистеми представлено на рис.

7.2. Розрахункова схема тестової моделі енергосистеми включає моделі:

- ❖ автономної енергетичної системи (АЕС-ЕС);
- ❖ атомних електростанцій (АЕС-3, АЕС-7);
- ❖ гідроелектростанцій (ГЕС-2 та ГЕС-8);
- ❖ теплових електростанцій (ТЕС-4 та ТЕС-5);
- ❖ еквіваленту сусідніх енергосистем, який підключено до СШ-6 (ЕС);
- ❖ еквівалентної мережі розрахункової енергосистеми, включаючи параметри блочних трансформаторів електростанцій та характеристики і потужність споживачів, що підключені до вузлів еквівалентної мережі;
- ❖ пристроїв АЧР-1, АЧР-1Ш, уставки спрацювання пристроїв АЧР-1 і АЧР-1Ш та об'єм споживачів, що відключаються цими пристроями.

Параметри всіх елементів тестової моделі енергосистеми, що використовуються для розрахунків у вигляді діалогових вікон DIgSILENT PowerFactory наведені на рис. 7.3 - 7.9.

На рис. 7.10 представлено графіки частоти та швидкість її зміни на СШ-5 тестової моделі в перехідному режимі при відсутності жодних збурень (вихідний перехідний режим) для параметрів усталеного вихідного режиму тестової моделі енергосистеми, представленими на рис. 7.2. Обидва вихідні режими розраховані в PowerFactory та враховують параметри, які прийняті для розрахунків тестової моделі енергосистеми.

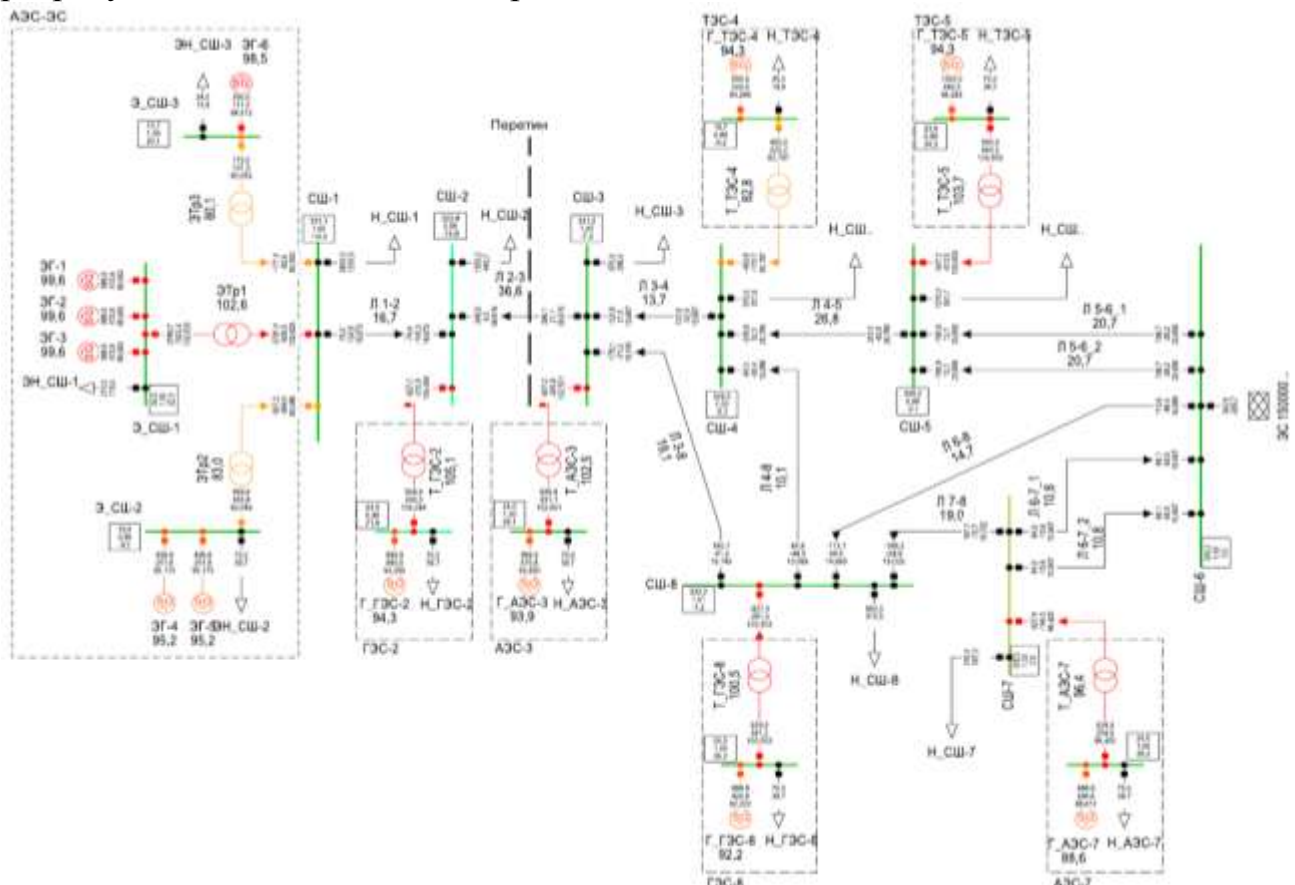


Рис. 7.2 – Результати розрахунку усталеного режиму тестової ЕЕС

Name	In Folder	Unit	Name	App Power	Pwr Fact	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅	V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	V ₁₀	V ₁₁	V ₁₂
AGC-1	Equipment Type Library		AGC-1	1175.4	0.05	1.17	1.17	0.16	0.064	0.064	7	8.2	0.5	12			
AGC-7	Equipment Type Library		AGC-7	1175.4	0.05	1.17	1.17	0.16	0.064	0.064	7	8.2	0.5	12			
TSC-2	Equipment Type Library		TSC-2	1175.4	0.05	0.44	0.25	0.14	0.087	0.087	7	8.2	0.5	12			
TSC-8	Equipment Type Library		TSC-8	1175.4	0.05	0.44	0.25	0.14	0.087	0.087	7	8.2	0.5	12			
TSC-180-4	Equipment Type Library		TSC-180-4	1175.4	0.05	2.44	2	0.457	0.224	0.224	7	8.2	0.5	12			
TSC-180-3	Equipment Type Library		TSC-180-3	1175.4	0.05	2.158	2	0.388	0.208	0.208	7	8.2	0.5	12			
TSC-120	Equipment Type Library		TSC-120	1175.4	0.05	1.84	0.222	0.258	0.20	0.20	7	8.2	0.5	12			
TSC-280	Equipment Type Library		TSC-280	1175.4	0.05	1.84	0.222	0.258	0.20	0.20	7	8.2	0.5	12			
TSC-4	Equipment Type Library		TSC-4	1175.4	0.05	1	1	0.14	0.08	0.08	7	8.2	0.5	12			
TSC-5	Equipment Type Library		TSC-5	1175.4	0.05	1.17	1.17	0.16	0.064	0.064	7	8.2	0.5	12			

Рис. 7.3 – Параметри синхронних генераторів тестової ЕЕС

Name	In Folder	Unit	Name	P _{max}	P _{min}	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅	V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	V ₁₀	V ₁₁	V ₁₂
AGC-1	Equipment Type Library		AGC-1	1175.4	0.05	1.17	1.17	0.16	0.064	0.064	7	8.2	0.5	12			
AGC-7	Equipment Type Library		AGC-7	1175.4	0.05	1.17	1.17	0.16	0.064	0.064	7	8.2	0.5	12			
TSC-2	Equipment Type Library		TSC-2	1175.4	0.05	0.44	0.25	0.14	0.087	0.087	7	8.2	0.5	12			
TSC-8	Equipment Type Library		TSC-8	1175.4	0.05	0.44	0.25	0.14	0.087	0.087	7	8.2	0.5	12			
TSC-180-4	Equipment Type Library		TSC-180-4	1175.4	0.05	2.44	2	0.457	0.224	0.224	7	8.2	0.5	12			
TSC-180-3	Equipment Type Library		TSC-180-3	1175.4	0.05	2.158	2	0.388	0.208	0.208	7	8.2	0.5	12			
TSC-120	Equipment Type Library		TSC-120	1175.4	0.05	1.84	0.222	0.258	0.20	0.20	7	8.2	0.5	12			
TSC-280	Equipment Type Library		TSC-280	1175.4	0.05	1.84	0.222	0.258	0.20	0.20	7	8.2	0.5	12			
TSC-4	Equipment Type Library		TSC-4	1175.4	0.05	1	1	0.14	0.08	0.08	7	8.2	0.5	12			
TSC-5	Equipment Type Library		TSC-5	1175.4	0.05	1.17	1.17	0.16	0.064	0.064	7	8.2	0.5	12			

Рис. 7.4 – Параметри регуляторів збудження синхронних генераторів тестової ЕЕС

Name	In Folder	Unit	Name	P _{max}	P _{min}	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅	V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	V ₁₀	V ₁₁	V ₁₂
AGC-1	Equipment Type Library		AGC-1	1175.4	0.05	1.17	1.17	0.16	0.064	0.064	7	8.2	0.5	12			
AGC-7	Equipment Type Library		AGC-7	1175.4	0.05	1.17	1.17	0.16	0.064	0.064	7	8.2	0.5	12			
TSC-2	Equipment Type Library		TSC-2	1175.4	0.05	0.44	0.25	0.14	0.087	0.087	7	8.2	0.5	12			
TSC-8	Equipment Type Library		TSC-8	1175.4	0.05	0.44	0.25	0.14	0.087	0.087	7	8.2	0.5	12			
TSC-180-4	Equipment Type Library		TSC-180-4	1175.4	0.05	2.44	2	0.457	0.224	0.224	7	8.2	0.5	12			
TSC-180-3	Equipment Type Library		TSC-180-3	1175.4	0.05	2.158	2	0.388	0.208	0.208	7	8.2	0.5	12			
TSC-120	Equipment Type Library		TSC-120	1175.4	0.05	1.84	0.222	0.258	0.20	0.20	7	8.2	0.5	12			
TSC-280	Equipment Type Library		TSC-280	1175.4	0.05	1.84	0.222	0.258	0.20	0.20	7	8.2	0.5	12			
TSC-4	Equipment Type Library		TSC-4	1175.4	0.05	1	1	0.14	0.08	0.08	7	8.2	0.5	12			
TSC-5	Equipment Type Library		TSC-5	1175.4	0.05	1.17	1.17	0.16	0.064	0.064	7	8.2	0.5	12			

Рис. 7.5 – Параметри регуляторів швидкості обертання синхронних генераторів тестової ЕЕС

Name	In Folder	Unit	Name	P _{max}	P _{min}	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅	V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	V ₁₀	V ₁₁	V ₁₂
T_AGC-1	Equipment Type Library		T_AGC-1	1175.4	0.05	1.17	1.17	0.16	0.064	0.064	7	8.2	0.5	12			
T_AGC-7	Equipment Type Library		T_AGC-7	1175.4	0.05	1.17	1.17	0.16	0.064	0.064	7	8.2	0.5	12			
T_TSC-2	Equipment Type Library		T_TSC-2	1175.4	0.05	0.44	0.25	0.14	0.087	0.087	7	8.2	0.5	12			
T_TSC-8	Equipment Type Library		T_TSC-8	1175.4	0.05	0.44	0.25	0.14	0.087	0.087	7	8.2	0.5	12			
T_TSC-180-4	Equipment Type Library		T_TSC-180-4	1175.4	0.05	2.44	2	0.457	0.224	0.224	7	8.2	0.5	12			
T_TSC-180-3	Equipment Type Library		T_TSC-180-3	1175.4	0.05	2.158	2	0.388	0.208	0.208	7	8.2	0.5	12			
T_TSC-120	Equipment Type Library		T_TSC-120	1175.4	0.05	1.84	0.222	0.258	0.20	0.20	7	8.2	0.5	12			
T_TSC-280	Equipment Type Library		T_TSC-280	1175.4	0.05	1.84	0.222	0.258	0.20	0.20	7	8.2	0.5	12			
T_TSC-4	Equipment Type Library		T_TSC-4	1175.4	0.05	1	1	0.14	0.08	0.08	7	8.2	0.5	12			
T_TSC-5	Equipment Type Library		T_TSC-5	1175.4	0.05	1.17	1.17	0.16	0.064	0.064	7	8.2	0.5	12			

Рис. 7.6 – Параметри силових трансформаторів тестової ЕЕС

логічної одиниці на виході блоку FreqabsRelFrq з'являється якщо фактичне значення частоти за час рівний заданій витримці часу задовольняє умові уставки спрацювання. При подачі сигналу логічної одиниці на вхід RelLslogic спрацьовує на безпосереднє відключення заданого обсягу споживачів з витримкою часу.

Базова структурна схема моделі АЧР-1Ш для моделювання в DIgSILENT PowerFactory наведена на рис. 7.10.

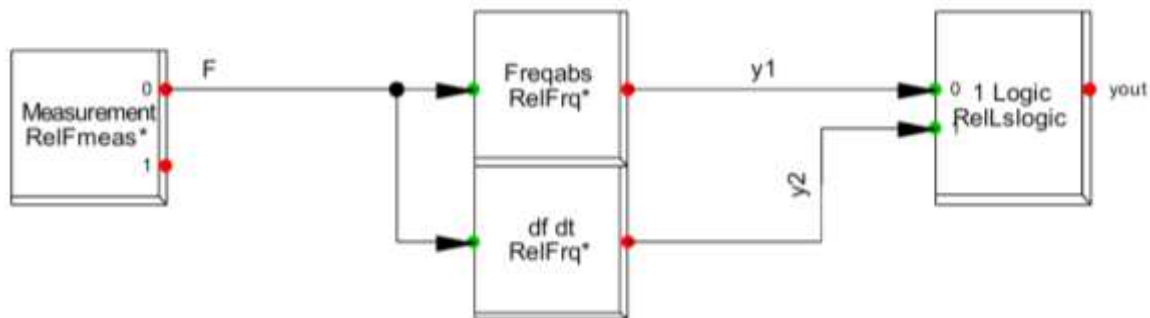


Рис. 7.10 – Базова структурна схема моделі АЧР-1Ш

Вхідним сигналом для пристрою є фактичне значення частоти. Фактичне значення порівнюється паралельно із уставкою спрацювання в блоці FreqabsRelFrq та із заданим значенням швидкості зміни частоти в блоці dfdtRelFrq. Сигнал логічної одиниці на виході блоків з'являється якщо фактичне значення частоти за час рівний заданій витримці часу задовольняє умовам уставок спрацювання. Блок RelLslogic спрацьовує на безпосереднє відключення заданого обсягу споживачів з витримкою часу, якщо сигнали логічної одиниці з'являються на виході FreqabsRelFrq і dfdtRelFrq. Тобто блок RelLslogic має у своєму складі логіку «І».

Так як розглянуті схеми не взаємопов'язані (представляють два окремі пристрої, які відключають різне навантаження) виникла потреба в розробці єдиної моделі АЧР1+АЧР-1Ш, яка діє на один обсяг навантаження та спрацьовує як пристрій АЧР-1 або АЧР -Ш. Структурна схема моделі АЧР1+АЧР-1Ш що використана в DIgSILENT PowerFactory наведена на рис. 7.11.



Рис. 7.11 – Структурна схема моделі АЧР1+АЧР-1Ш

Вхідним сигналом для пристрою є фактичне значення частоти. Фактичне значення частоти паралельно порівнюється із уставкою спрацювання в блоці «Уставка запуску АЧР-1 RelFrq», уставкою спрацювання в блоці «Уставка

запуска АЧР-1Ш RelFrq» та із заданим значенням швидкості зміни частоти в блоці «Уставка швидкості АЧР-1Ш RelFrq».

Сигнал логічної одиниці на виході блоку RelFrq з'являється якщо фактичне значення частоти за час рівний заданій витримці часу задовольняє умові уставки спрацювання.

«Блок відключення навантаження» відключає заданий обсягу споживачів з витримкою часу, у одному з випадків: $y_1=1$ або $y_3=y_4=1$ (залежно від того, що настане раніше). Діалогове вікно типу блоку «вимірювання RelFMeas» представлено на рис. 7.12.



Рис. 7.12 – Діалогове вікно типу блоку «вимірювання RelFMeas»

Діалогове вікно типу блоку «Уставка запуску АЧР-1 RelFrq» представлено на рис. 7.13.

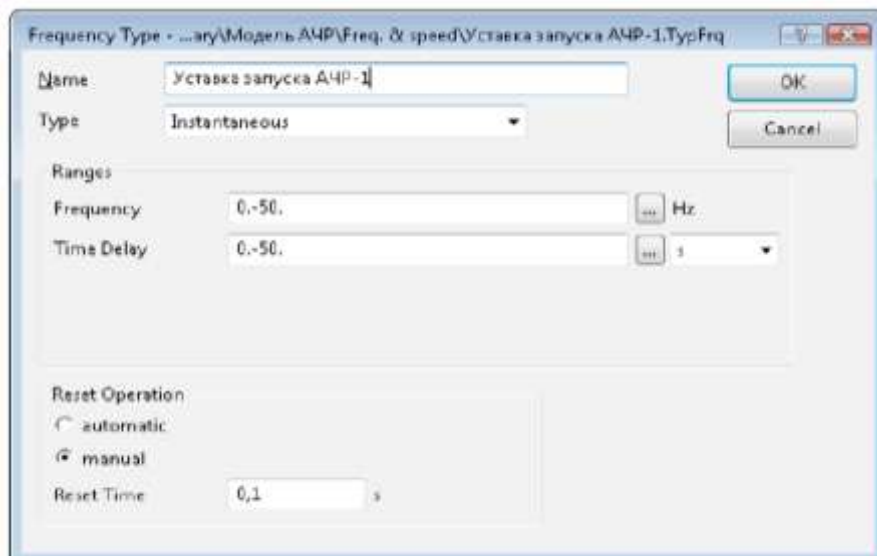


Рис. 7.13 – Діалогове вікно типу блоку «Уставка запуску АЧР-1 RelFrq»

Діалогове вікно типу блоку «Уставка запуску АЧР-1Ш RelFrq» представлено на рис. 7.14, «Уставка швидкості АЧР-1Ш RelFrq» на рис. 7.15.



Рис. 7.14 – Діалогове вікно типу «Уставка запуска АЧР-1Ш RelFrq»

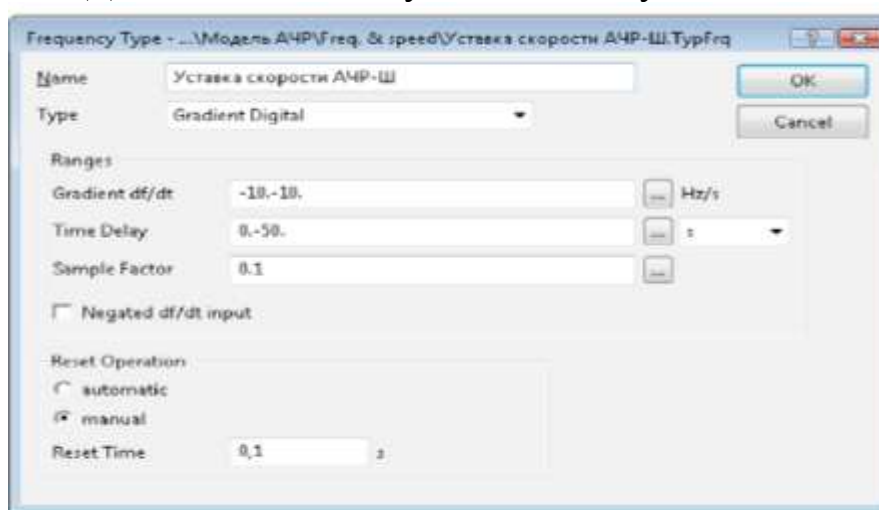


Рис. 7.15 – Діалогове вікно типу блоку «Уставка швидкості АЧР-1Ш RelFrq»

Діалогове вікно типу реле АЧР1+АЧР-1Ш представлено на рис. 7.16.

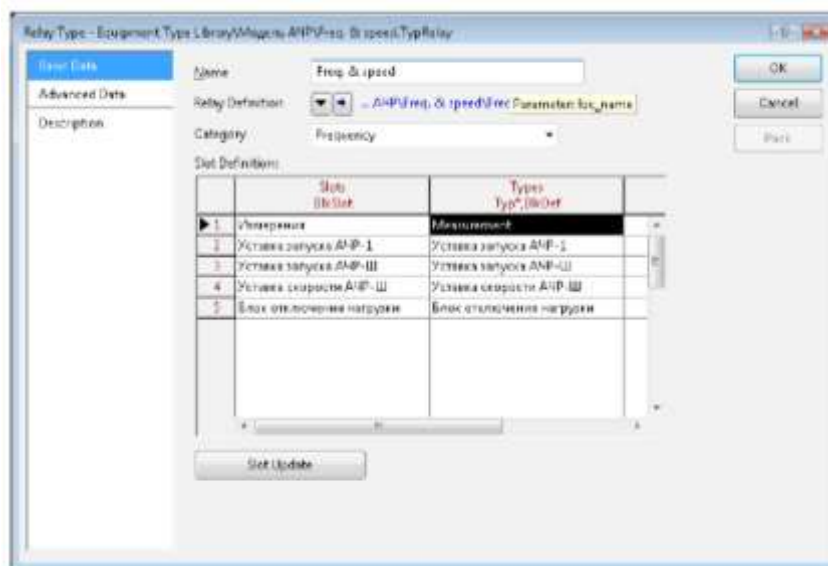


Рис. 7.16 – Діалогове вікно типу реле АЧР1+АЧР-1Ш

Index	Name	Sub-Name	Unit	Type	Type (Path)	Out of Source	Frequency	Amplitude (dB)	Time Delay	Time Delay (s)	Sample Period
1	1-1	A00-1-0101-processor 1	Testbed	processor	Testbed	1-1-1	40.3	0	0	0	0
2	Processor outputs A00-1-0101-processor 1	A00-1-0101-0101-processor 1	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 1	40.3	0	0	0	0
3	Processor outputs A00-1-0101-processor 2	A00-1-0101-0101-processor 2	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 2	40.3	0	0	0	0
4	Processor outputs A00-1-0101-processor 3	A00-1-0101-0101-processor 3	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 3	40.3	0	0	0	0
5	Processor outputs A00-1-0101-processor 4	A00-1-0101-0101-processor 4	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 4	40.3	0	0	0	0
6	Processor outputs A00-1-0101-processor 5	A00-1-0101-0101-processor 5	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 5	40.3	0	0	0	0
7	Processor outputs A00-1-0101-processor 6	A00-1-0101-0101-processor 6	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 6	40.3	0	0	0	0
8	Processor outputs A00-1-0101-processor 7	A00-1-0101-0101-processor 7	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 7	40.3	0	0	0	0
9	Processor outputs A00-1-0101-processor 8	A00-1-0101-0101-processor 8	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 8	40.3	0	0	0	0
10	Processor outputs A00-1-0101-processor 9	A00-1-0101-0101-processor 9	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 9	40.3	0	0	0	0
11	Processor outputs A00-1-0101-processor 10	A00-1-0101-0101-processor 10	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 10	40.3	0	0	0	0
12	Processor outputs A00-1-0101-processor 11	A00-1-0101-0101-processor 11	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 11	40.3	0	0	0	0
13	Processor outputs A00-1-0101-processor 12	A00-1-0101-0101-processor 12	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 12	40.3	0	0	0	0
14	Processor outputs A00-1-0101-processor 13	A00-1-0101-0101-processor 13	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 13	40.3	0	0	0	0
15	Processor outputs A00-1-0101-processor 14	A00-1-0101-0101-processor 14	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 14	40.3	0	0	0	0
16	Processor outputs A00-1-0101-processor 15	A00-1-0101-0101-processor 15	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 15	40.3	0	0	0	0
17	Processor outputs A00-1-0101-processor 16	A00-1-0101-0101-processor 16	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 16	40.3	0	0	0	0
18	Processor outputs A00-1-0101-processor 17	A00-1-0101-0101-processor 17	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 17	40.3	0	0	0	0
19	Processor outputs A00-1-0101-processor 18	A00-1-0101-0101-processor 18	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 18	40.3	0	0	0	0
20	Processor outputs A00-1-0101-processor 19	A00-1-0101-0101-processor 19	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 19	40.3	0	0	0	0
21	Processor outputs A00-1-0101-processor 20	A00-1-0101-0101-processor 20	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 20	40.3	0	0	0	0
22	Processor outputs A00-1-0101-processor 21	A00-1-0101-0101-processor 21	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 21	40.3	0	0	0	0
23	Processor outputs A00-1-0101-processor 22	A00-1-0101-0101-processor 22	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 22	40.3	0	0	0	0
24	Processor outputs A00-1-0101-processor 23	A00-1-0101-0101-processor 23	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 23	40.3	0	0	0	0
25	Processor outputs A00-1-0101-processor 24	A00-1-0101-0101-processor 24	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 24	40.3	0	0	0	0
26	Processor outputs A00-1-0101-processor 25	A00-1-0101-0101-processor 25	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 25	40.3	0	0	0	0
27	Processor outputs A00-1-0101-processor 26	A00-1-0101-0101-processor 26	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 26	40.3	0	0	0	0
28	Processor outputs A00-1-0101-processor 27	A00-1-0101-0101-processor 27	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 27	40.3	0	0	0	0
29	Processor outputs A00-1-0101-processor 28	A00-1-0101-0101-processor 28	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 28	40.3	0	0	0	0
30	Processor outputs A00-1-0101-processor 29	A00-1-0101-0101-processor 29	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 29	40.3	0	0	0	0
31	Processor outputs A00-1-0101-processor 30	A00-1-0101-0101-processor 30	Testbed	processor	Testbed	1-1-1-0101-processor 30	40.3	0	0</		

The screenshot displays the 'Network Model Manager - Topology' window. At the top, there are icons for various network components and a filter set to 'None'. Below the icons is a table listing network objects. The table has columns for Name, In Table, List, Type (Topology), Out of Service, Stage, Last TopCube's Service, Load (Percent %), Resistor Time, and Out of Service. The objects listed are various ANF-1 and ANF-2 units, each with a corresponding 'Test' and 'Load' status. The table is sorted by 'Name'.

Name	In Table	List	Type Topology	Out of Service	Stage	Last TopCube's Service	Load (Percent %)	Resistor Time	Out of Service
1 Loge	ANF-2 CUB1 установка 1	Тестовая энергосистема	1 Loge	☒	1	-	5.5	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка 1	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	1	-	5.2	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка 2	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	2	-	5.4	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка 3	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	3	-	6.07	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка 4	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	4	-	6.03	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка 5	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	5	-	2.04	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка 6	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	6	-	2.11	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка 7	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	7	-	1.06	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка 8	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	8	-	2.25	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка 9	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	9	-	2.03	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка10	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	10	-	2.36	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка11	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	11	-	2.41	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка12	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	12	-	2.14	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка13	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	13	-	2.24	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка14	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	14	-	2.44	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка15	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	15	-	2.45	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка16	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	16	-	2.10	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка17	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	17	-	2.26	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка18	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	18	-	2.30	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка19	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	19	-	1.06	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка20	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	20	-	2.04	0.1	0
Блок ступенчатого нагрузки роль ANF-1	ANF-1 CUB1 установка21	Тестовая энергосистема	Блок ступенчатого нагрузки	☒	21	-	1.06	0.1	0

At the bottom of the window, there is a status bar showing '1x140 254 object(s) of 140 2 object(s) selected' and a 'Drop & Drop' button.

Рис. 7.18 – Об'єм споживачів, що відключаються пристроями АЧР-1, АЧР-2 і АЧР-1Ш

Уставки спрацювання пристроїв АЧР-1, АЧР-2 згідно існуючих даних за замірну годину по ЕЕС які використовувалися під час моделювання пристроїв АЧР приведені в табл. 7.1–7.2.

Таблиця 7.1

Параметри налаштування уставок АЧР-1

№ Установки	Уставка запуску АЧР-1, Гц	Витримка часу, с	Обсяг навантаження, %
1	49,2	0,3	5,2
2	49,1	0,3	5,4
3	49,0	0,3	0,07
4	48,9	0,3	0,03
5	48,8	0,3	2,04
6	47,7	0,3	2,11
7	48,6	0,3	1,98
8	48,5	0,3	2,25
9	48,4	0,3	2,03
10	48,3	0,3	2,36
11	48,2	0,3	2,14
12	48,1	0,3	2,14
13	48,0	0,3	2,24
14	47,9	0,3	2,44
15	47,8	0,3	2,45
16	47,7	0,3	2,33
17	47,6	0,3	2,26
18	47,5	0,3	2,32
19	47,4	0,3	1,88
20	47,3	0,3	2,04
21	47,2	0,3	1,88

Таблиця 7.2

Параметри налаштування уставок АЧР-2

№ Установки	Уставка запуску АЧР-2, Гц	Витримка часу, с	Обсяг навантаження, %
1	49,1	0,5	5,5

Сценарії можливого розвитку аварій при зниженні частоти змінного струму в ЕЕС

З метою визначення уставок спрацювання пристроїв АЧР-1Ш для тестової моделі енергосистеми визначено наступні сценарії можливого розвитку аварій із зниження частоти:

І. Зниження частоти в окремій частині енергосистеми (для тестової схеми - ліва частина), коли вона відокремлюється від основної частини енергосистеми з аварійним дефіцитом потужності (в тестовій схемі - відключення генерації на СШ-1 та зв'язку Л2 – 3), якщо: НЕ активовані пристрої АЧР; Активовані тільки пристрої АЧР-1 та АЧР-2; Активовані всі пристрої АЧР-1, АЧР-2 та АЧР-1Ш.

ІІ. Зниження частоти в енергосистемі у випадку її автономної роботи (роздільної роботи з сусідніми енергосистемами) з виникненням аварійного дефіциту потужності, якщо: НЕ активовані пристрої АЧР; Активовані тільки пристрої АЧР-1 та АЧР-2; Активовані всі пристрої АЧР-1, АЧР-2 та АЧР-1Ш.

III. Розрахунки перехідних режимів для режиму паралельної роботи з сусідніми енергосистемами при виникненні в енергосистемі аварійного дефіциту потужності, якщо: НЕ активовані пристрої АЧР; Активовані тільки пристрої АЧР-1 та АЧР-2; Активовані всі пристрої АЧР-1, АЧР-2 та АЧР-1Ш.

Розрахунки за кожним сценарієм виконуються при різних розрахункових аварійних дефіцитах потужності.

Виконання розрахунків перехідних режимів за прийнятими сценаріями

За наміченими сценаріями виконанні розрахунки перехідних режимів при різних аварійних дефіцитах, включаючи максимальний розрахунковий дефіцит потужності, для кожного сценарію. Результати розрахунків зведені в табл. 7.3–7.5.

Таблиця 7.3

Результати розрахунків за сценарієм I

Автономна робота ОЕС сумарне споживання якої ~5000 МВт.				
№ з/п	Аварійний дефіцит потужності, МВт %	Результат розрахунків		
		Без АЧР (А)	з АЧР 1,2 (Б)	з АЧР 1,2+АЧР-1Ш (В)
1	500 МВт, або 10% від сумарного споживання	Зниження f до 49,0 Гц, з максимальною швидкістю 0.5 Гц/с на початку перехідного процесу		
2	800 МВт, або 16% від сумарного споживання	Зниження f до 48,4 Гц, з максимальною швидкістю 1 Гц/с На початку перехідного процесу		
3	1300 МВт, або 26% від сумарного споживання	Зниження f до 47,2 Гц, з максимальною швидкістю 2 Гц/с на початку перехідного процесу		
4	1800 МВт, або 26% від сумарного споживання	Зниження f до 45,8 Гц, з максимальною швидкістю 3 Гц/с на початку перехідного процесу	Зниження f до 47,8 Гц від АЧР відключено 1727 МВт (в тому числі АЧР-1-1444 МВт, АЧР-2-283 МВт Гц	Зниження f до 48 Гц від АЧР відключено 1701 МВт (в тому числі АЧР-1(+Ш)-1417 МВт, АЧР-2-283 МВт Гц
5	2300 МВт, або 46% від сумарного споживання	Зниження f до 45 Гц, з максимальною швидкістю 4 Гц/с на початку перехідного процесу	Зниження f до 47,6 від АЧР відключено 2200 МВт (в тому числі АЧР-1-1917 МВт, АЧР-2-283 МВт Гц	Зниження f до 48 Гц від АЧР відключено 2437 МВт (в тому числі АЧР-1(+Ш)-2153 МВт, АЧР-2-283 МВт Гц
6	2800 МВт, або 56% від сумарного споживання	Знеструмлення (Blackout)	Знеструмлення (Blackout)	Зниження f до 47 Гц від АЧР відключено 2680 МВт (в тому числі АЧР-1(+Ш)-2400 МВт, АЧР-2-280 МВт Гц

Таблиця 7.4

Результати розрахунків за сценарієм II

Автономна робота ОЕС сумарне споживання якої ~10 000 МВт.				
№ з/п	Аварійний дефіцит потужності, МВт %	Результат розрахунків		
		Без АЧР (А)	з АЧР 1,2 (Б)	з АЧР 1,2+АЧР-1Ш (В)
1	1500 МВт ,або 15% від сумарного споживання	Зниження f до 47,0 Гц, з максимальною швидкістю 1 Гц/с на початку перехідного процесу	Зниження f до 48,6 від АЧР 1,2 відключено 1540 МВт(в тому числі АЧР-1-1256 МВт, АЧР-2-283 МВт	Зниження f до 48,6 від АЧР 1,2 відключено 1540 МВт(в тому числі АЧР-1-1256 МВт, АЧР-2-283 МВт
2	3000 МВт,або 30% від сумарного споживання	Зниження f до 44,0 Гц, з максимальною швидкістю 2 Гц/с на початку перехідного процесу	Зниження f до 47,8Гц, з подальшим підвищенням f до 50,8Гц, від АЧР відключено 3635 МВт(в тому числі АЧР-1-3124 МВт, АЧР-2-511 МВт	Зниження f до 48,0Гц, з подальшим підвищенням f до 50,0Гц, від АЧР відключено 3390 МВт(в тому числі АЧР-1-2878 МВт, АЧР-2-511,5 МВт
3	5000 МВт,або 50% від сумарного споживання	Знеструмлення (Blackout)	Знеструмлення (Blackout)	Зниження f до 47,0Гц, з подальшим підвищенням f до 49,0Гц, від АЧР відключено 4962 МВт(в тому числі АЧР-1(+Ш)-4450 МВт, АЧР-2-511 МВт

Таблиця 7.5

Результати розрахунків за сценарієм III

Автономна робота ОЕС сумарне споживання якої ~10 000 МВт.				
№ з/п	Аварійний дефіцит потужності, МВт %	Результат розрахунків		
		Без АЧР (А)	з АЧР 1,2 (Б)	з АЧР 1,2+АЧР-1Ш (В)
1	3000 МВт ,або 2% від сумарного споживання	Зниження f до 49,25 Гц, з швидкістю менше 1 Гц/с	Зниження f до 49,25Гц, з швидкістю менше 1.0 Гц/с, АЧР не спрацює	Зниження f до 49,25Гц, з швидкістю менше 1.0 Гц/с, АЧР не спрацює
2	5000 МВт,або 3% від сумарного споживання	Зниження f до 49,50 Гц, з швидкістю менше 1 Гц/с На СШ-5 Зниження f до 46,6 Гц, на СШ-2(асинхронний хід на Л 2-3	Зниження f до 49,2Гц, на СШ-5, спрацювання АЧР-1 на СШ-5 Зниження f до 47,0Гц, на СШ-2. від АЧР відключено 1568 МВт(в тому числі АЧР-1-1285 МВт, АЧР-2-283 МВт (асинхронний хід на Л 2-3)	Зниження f до 49,2Гц, на СШ-5, спрацювання АЧР-1 на СШ-5 . АЧР-1Ш не спрацює Зниження f до 48,2Гц, на СШ-2. від АЧР відключено 1752 МВт(в тому числі АЧР-1(+Ш)-1468 МВт, АЧР-2-284 МВт (асинхронний хід на Л2-3)

Пристрої АЧР-1Ш повинні відключати споживачів, заведених на відключення від швидкодіючих пристроїв АЧР-1, тільки при одночасному спрацюванні уставок по каналу частоти та каналу швидкості її зміни.

Уставка по каналу частоти повинна визначати аварійний рівень частоти в енергосистемі та бути загальною для всіх пристроїв АЧР-1Ш, а уставка з швидкості зміни частоти повинна визначати аварійний дефіцит потужності, що виник в % від сумарного споживання енергосистеми. Таким чином, уставка спрацювання з частоти для всіх пристроїв АЧР-1Ш приймається на рівні аварійного значення частоти ($f \leq 49,50$ Гц).

На рис. 7.19 приведена залежність швидкості зміни частоти (df/dt) від величини аварійного дефіциту потужності ΔP для визначення уставки швидкості зміни частоти за результатами розрахунків по сценаріях I А та II А з неактивованими пристроями АЧР.

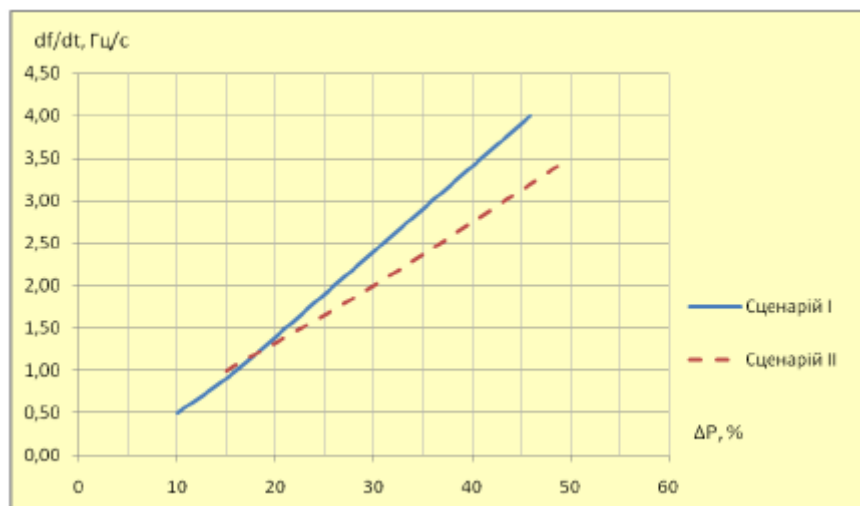


Рис. 7.19 – Графік швидкості зміни частоти df/dt від аварійного дефіциту потужності ΔP

Уставки швидкості зміни частоти визначається за допомогою графіку (рис. 7.20) для прийнятого аварійного дефіциту потужності енергосистеми як: Уставка $\Rightarrow K_n \times df/dt$, де K_n – коефіцієнт надійності = 0,7...0,8; df/dt – швидкість зміни частоти для відповідного дефіциту потужності енергосистеми ΔP , %.

З рис. 7.19 визначається уставка першої ступені пристроїв АЧР-1Ш для аварійного дефіциту потужності на рівні 30% (для сценарію II у якому менша швидкість зниження частоти): I ст. = $0,7 \times 2,0 = 1,40 \Rightarrow$ приймаємо 1,8 Гц/с. Аналогічно визначається друга та третя ступені, відповідно для 40 % та 50% дефіциту потужності у енергосистемі.

II ст. = $0,7 \times 2,75 = 1,93 \Rightarrow$ приймаємо 2,0 Гц/с,

III ст. = $0,7 \times 3,50 = 2,45 \Rightarrow$ приймаємо 2,5 Гц/с

Витримку часу на спрацювання АЧР-1Ш рекомендується приймати мінімально доступну для самих приладів.

Сумарна потужність споживачів, що заведена на відключення від пристроїв АЧР-1Ш повинна відповідати розрахунковому аварійному дефіциту потужності.

Для тестової моделі енергосистеми відповідає:

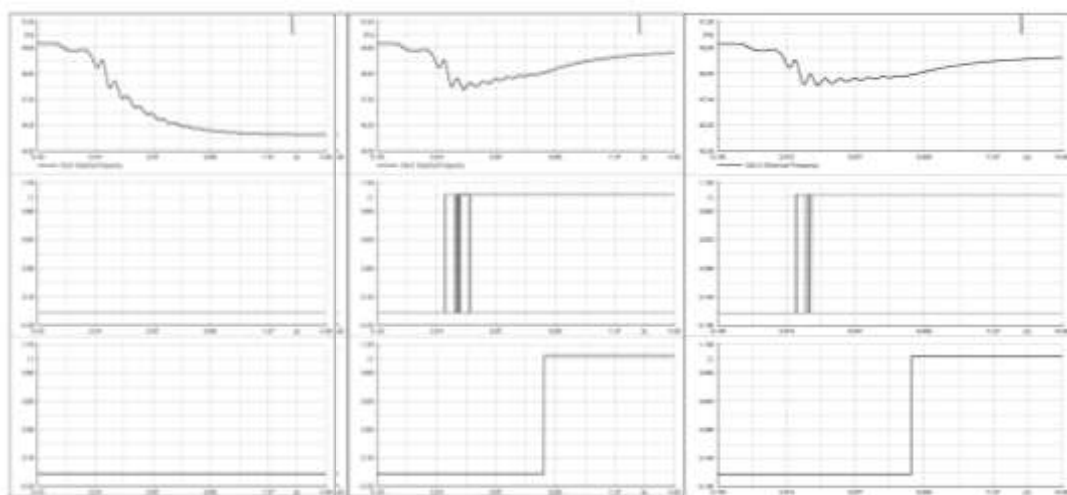
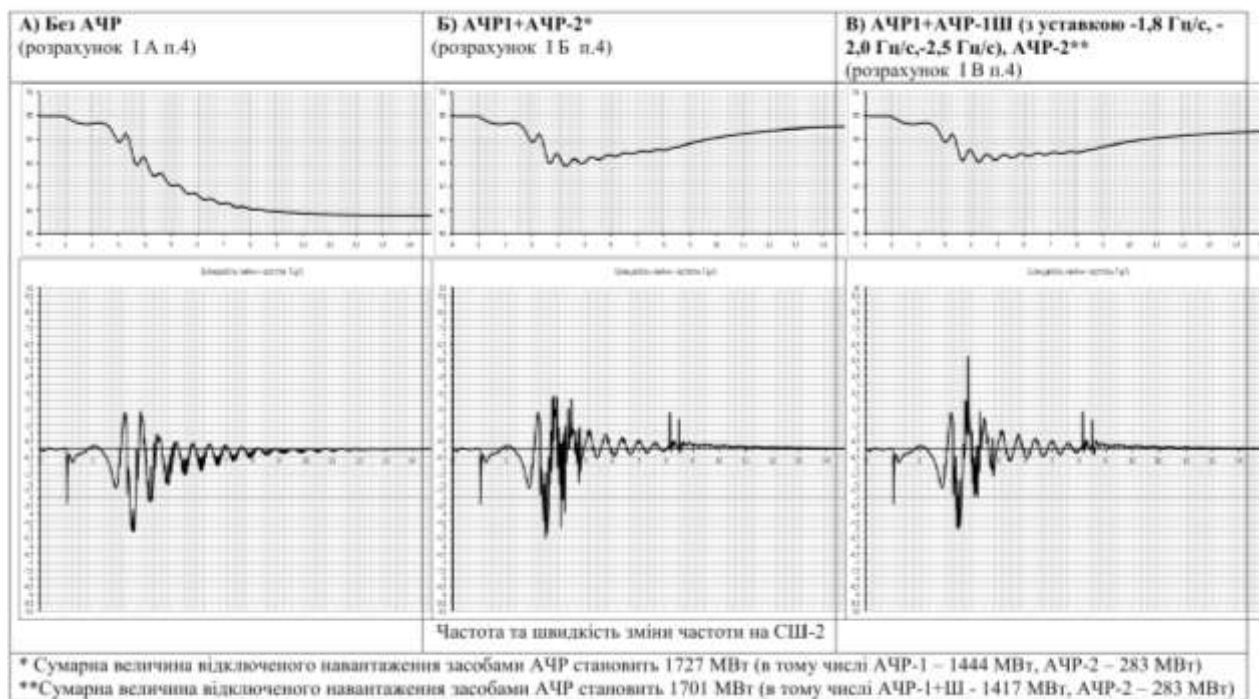
- ❖ 30% споживання енергосистеми $\Rightarrow$ I ст. АЧР-1Ш;
- ❖ 40% споживання енергосистеми $\Rightarrow$ I ст. + II ст. АЧР-1Ш;

❖ 50% споживання енергосистеми => Іст. + Пст. + ІІст. АЧР-ІШ.

Пристрої АЧР-ІШ з меншою швидкістю зниження частоти діють на відключення споживачів, що заведенні під дію АЧР-І із більш високими уставками по частоті.

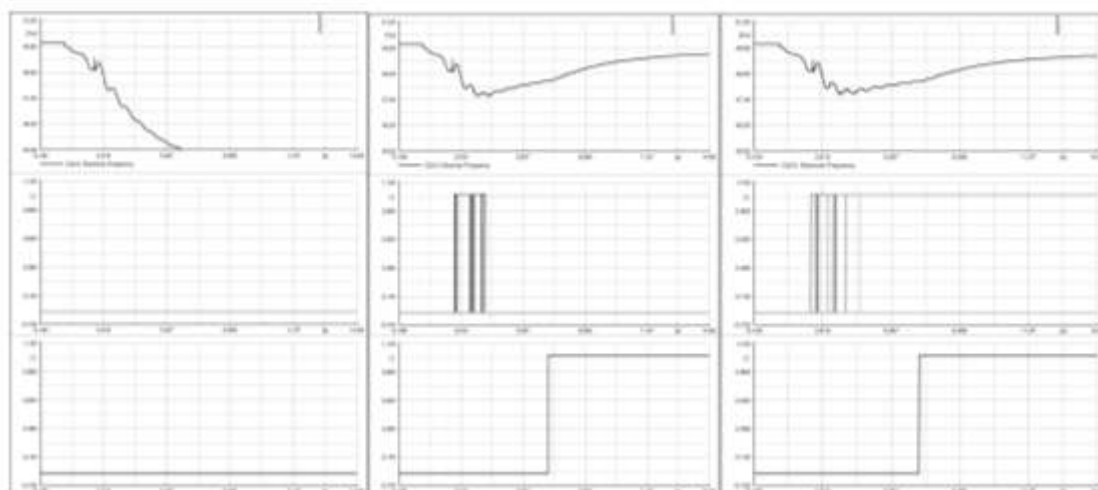
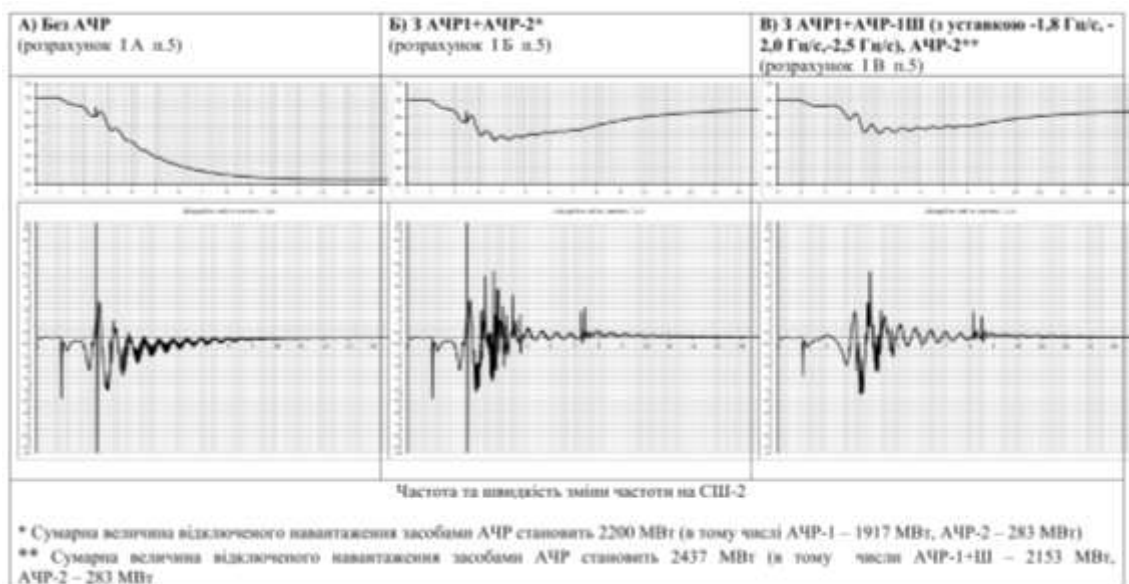
Результати розрахунків перехідних режимів, у вигляді графіків зміни частоти, її похідної та часу спрацювання пристроїв АЧР, що розраховані з прийнятими уставками пристроїв АЧР, наведені на рис. 7.20–7.27.

За отриманими результатами розрахунків графіки зміни частоти не мають порушувати граничної частотно-часової зони.



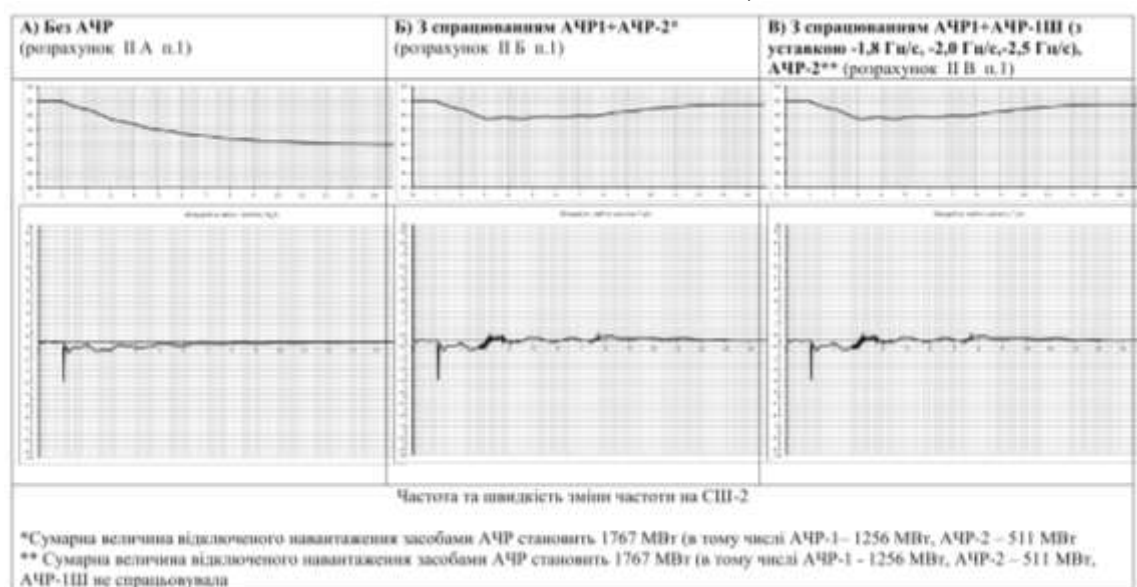
Частота напруги f на СШ-2, спрацювання АЧР-1 на СШ-2, спрацювання АЧР-2 на СШ-2

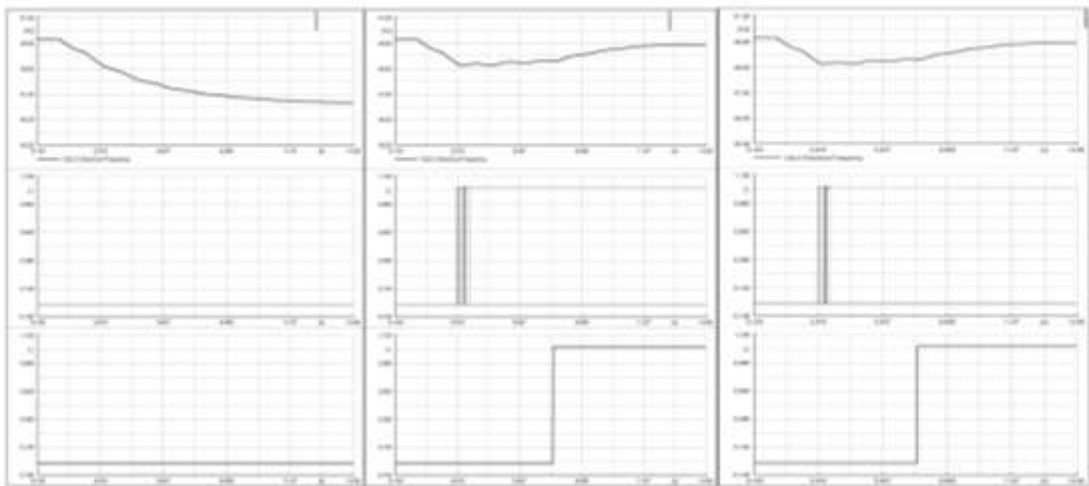
Рис. 7.20 – Відокремлена робота частини ЕЕС з аварійним дефіцитом потужності 1800 МВт (аварійне відключення ЕГ-2 та ЕГ-4 сумарно на 1500 МВт та ЛЕП 2-3 від АЛАР)



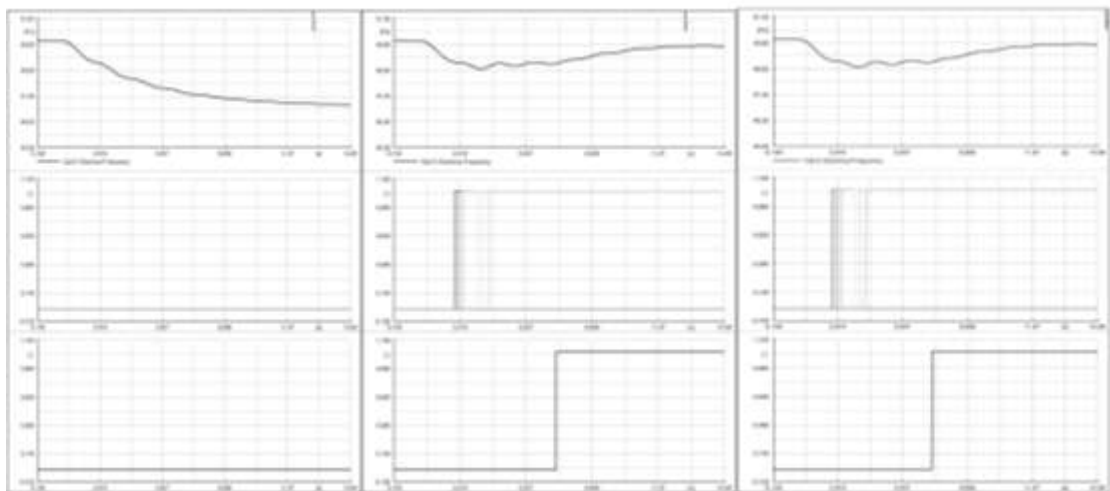
Частота напруги f на СШ-2, спрацювання АЧР-1 на СШ-2, спрацювання АЧР-2 на СШ-2

Рис. 7.21 – Відокремлена робота частини ЕЕС з аварійним дефіцитом потужності 2300 МВт (аварійне відключення ЕГ-2 та ЕГ-3 сумарно на 2000 МВт та ЛЕП 2-3 від АЛАР)



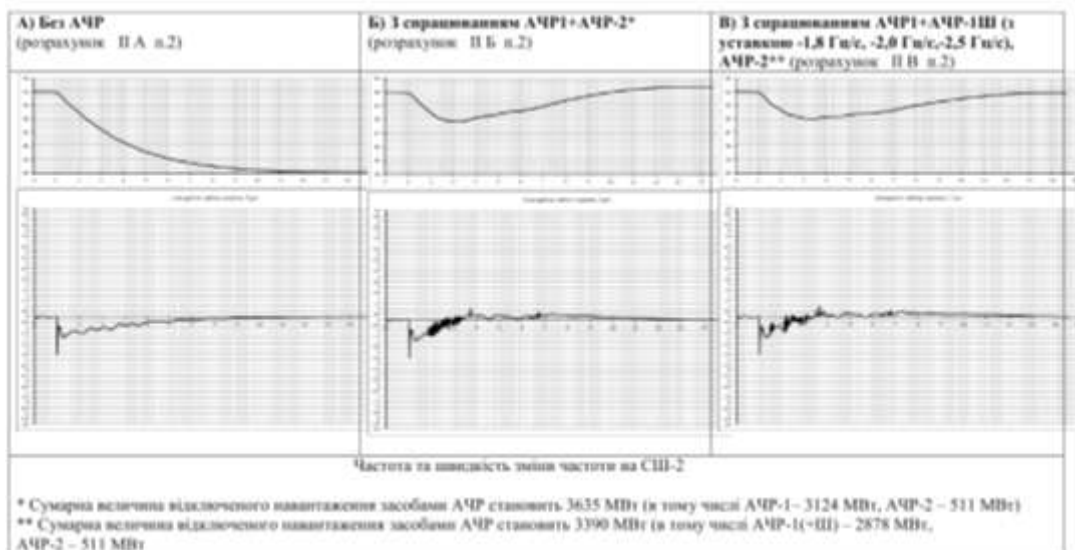


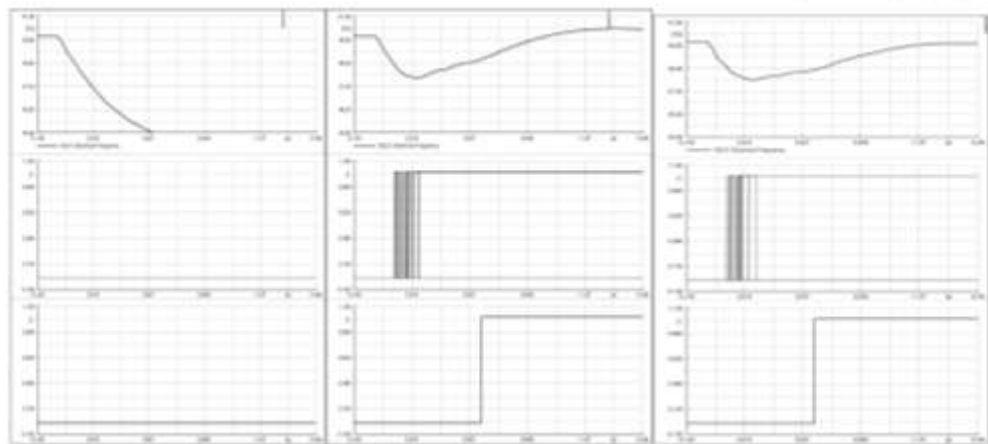
Частота напруги f на СШ-2, спрацювання АЧР-1 на СШ-2, спрацювання АЧР-2 на СШ-2



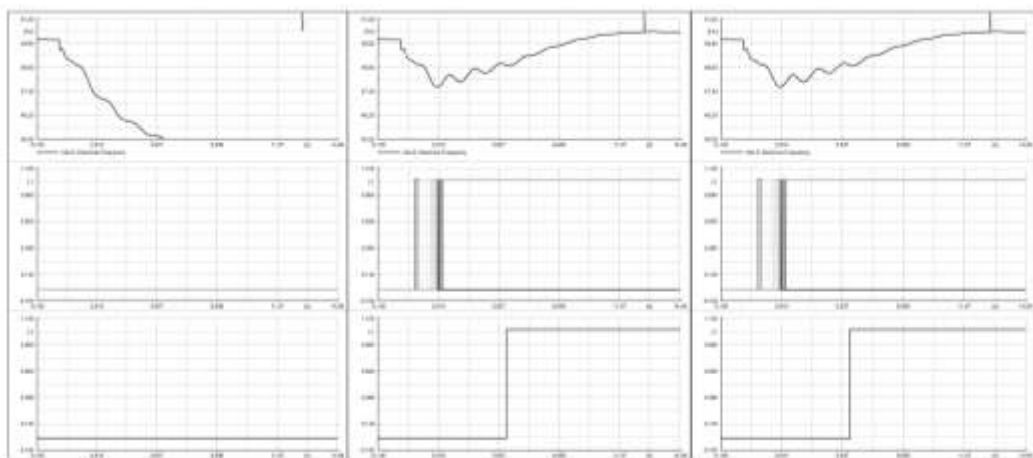
Частота напруги f , Гц на СШ-5, спрацювання АЧР-1 на СШ-5, спрацювання АЧР-2 на СШ-5

Рис. 7.22 – Автономний режим роботи ОЕС (10 000 МВт) з аварійним дефіцитом 1500 МВт (аварійне відключення ЕГ-2 та ЕГ-4)



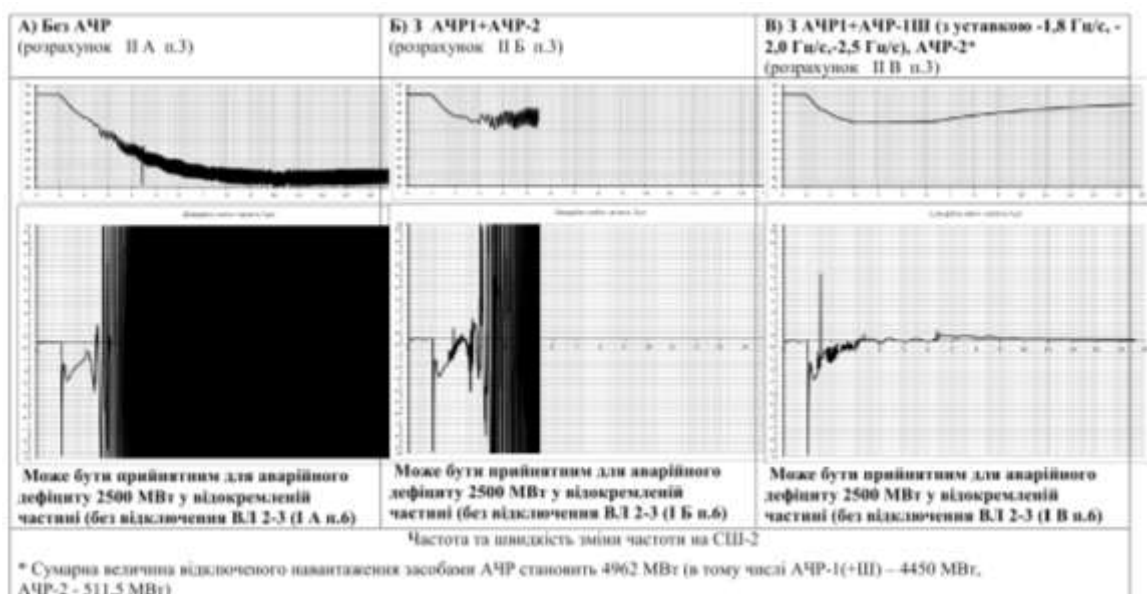


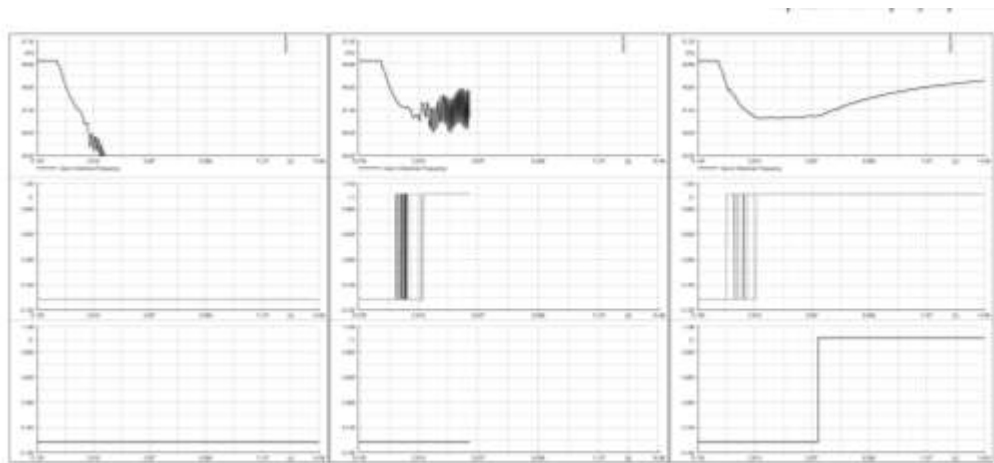
Частота напруги f на СШ-2, спрацювання АЧР-1 на СШ-2, спрацювання АЧР-2 на СШ-2



Частота напруги f , Гц на СШ-5, спрацювання АЧР-1 на СШ-5, спрацювання АЧР-2 на СШ-5

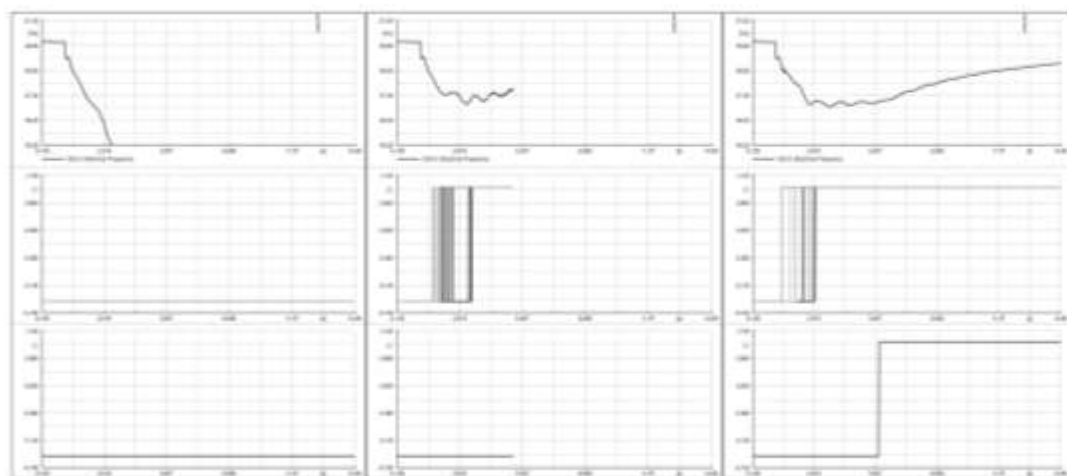
Рис. 7.23 – Автономний режим роботи ОЕС (10 000 МВт) з аварійним дефіцитом 3000 МВт (аварійне відключення ЕГ-2, ТЕС-5 та Г_АЕС-7)





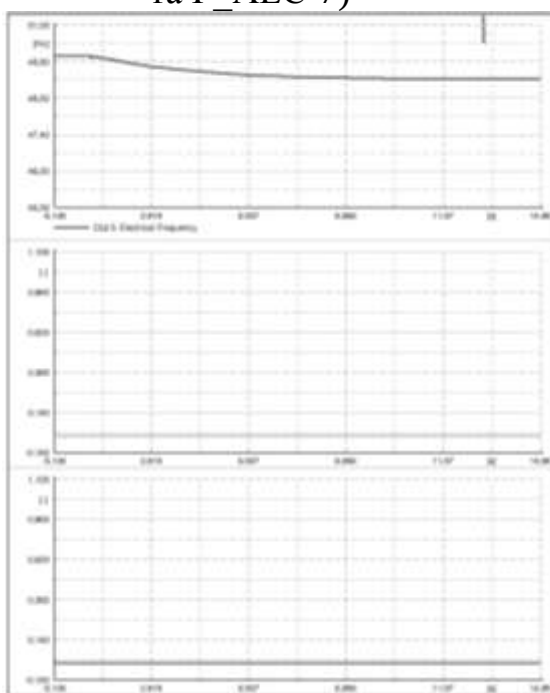
Частота напруги f на СШ-2, спрацювання АЧР-1 на СШ-2, спрацювання АЧР-2 на СШ-

2



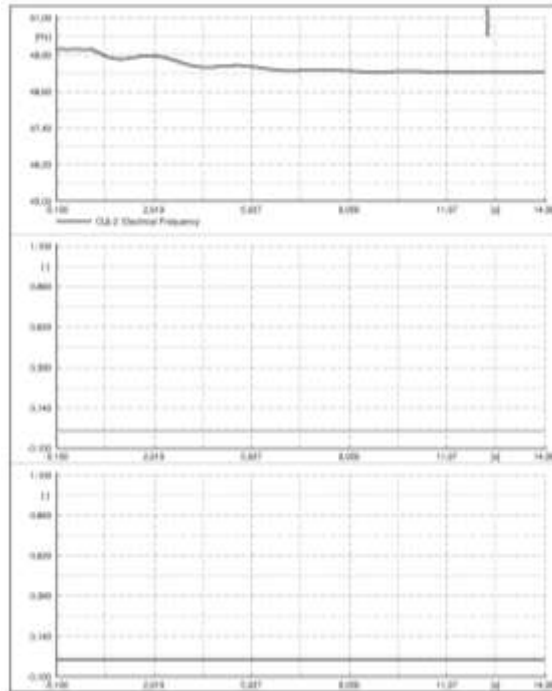
Частота напруги f , Гц на СШ-5, спрацювання АЧР-1 на СШ-5, спрацювання АЧР-2 на СШ-5

Рис. 7.24 – Автономний режим роботи ОЕС (10 000 МВт) з аварійним дефіцитом 5000 МВт (аварійне відключення ЕГ-2, ЕГ-3, ЕГ-4, ТЕС-4, Г_ТЕС-5 та Г_АЕС-7)



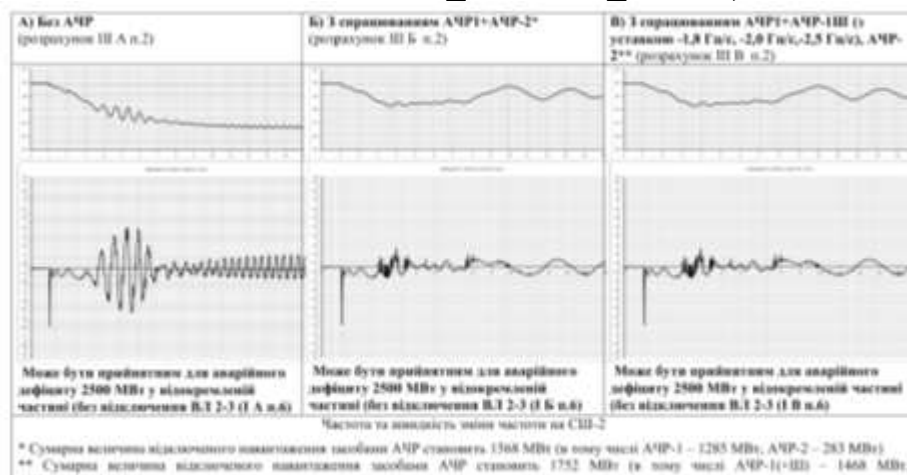
Частота напруги f на СШ-5, спрацювання АЧР-1 на СШ-5, спрацювання АЧР-2 на СШ-5 (АЧР-1(Ш), АЧР-2 на СШ-5 не спрацьовували)

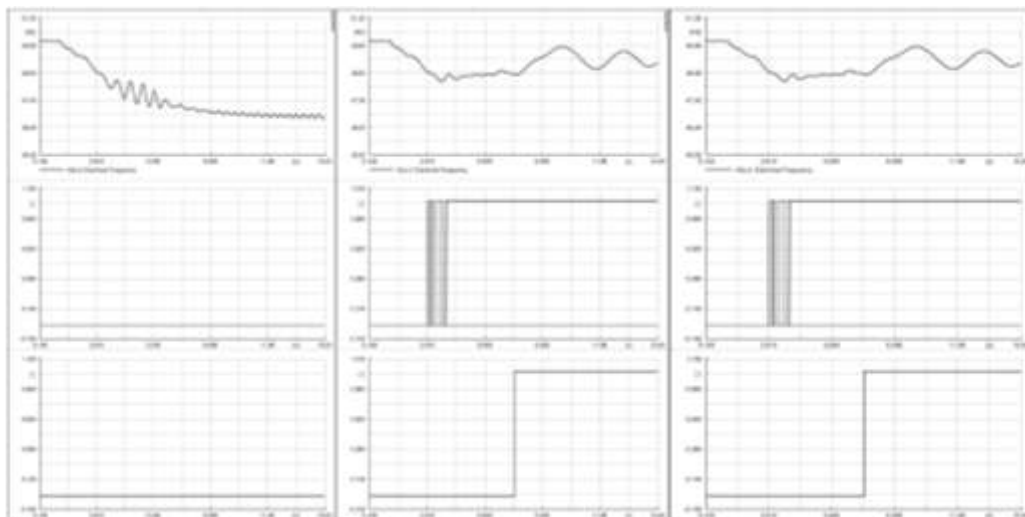
Рис. 7.25 – Сценарій III А п.1. Режим роботи паралельно ОЕС (сумарна потужність $\sim 160\,000$ МВт) з аварійним дефіцитом 3000 МВт (аварійне відключення ЕГ-2, Г_ТЕС-5, Г_АЕС-7)



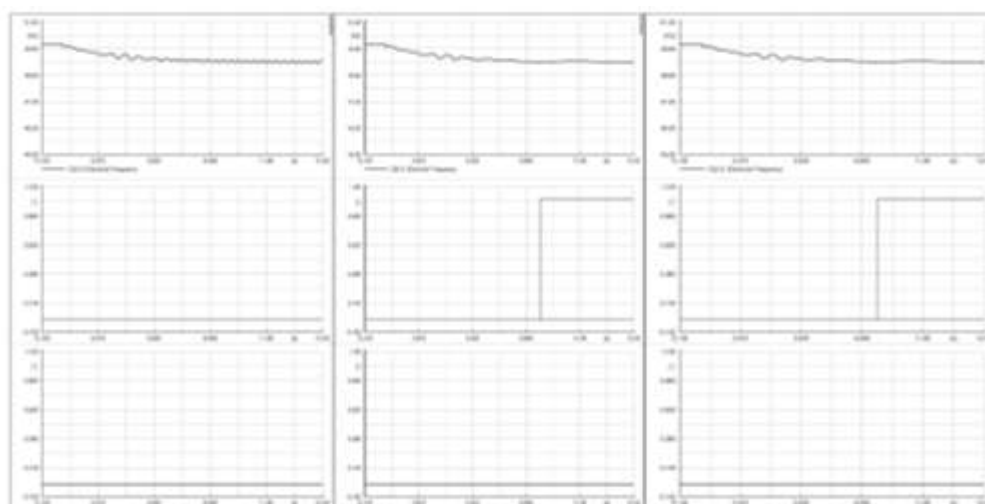
Частота напруги f , Гц на СШ-2, спрацювання АЧР-1 на СШ-2, спрацювання АЧР-2 на СШ-2 (АЧР-1(Ш), АЧР-2 на СШ-2 не спрацьовували)

Рис. 7.26 – Сценарій III Б п.1. Режим роботи паралельно ОЕС (сумарна потужність $\sim 160\,000$ МВт) з аварійним дефіцитом 3000 МВт (аварійне відключення ЕГ-2, Г_ТЕС-5, Г_АЕС-7)





Частота напруги f на СШ-2, спрацювання АЧР-1 на СШ-2, спрацювання АЧР-2 на СШ-2



Частота напруги f на СШ-5, спрацювання АЧР-1 на СШ-5, спрацювання АЧР-2 на СШ-5

Рис. 7.27 – Сценарій III п.2. Режим роботи паралельно ОЕС (сумарна потужність $\sim 160\,000$ МВт) з аварійним дефіцитом 5000 МВт (аварійне відключення ЕГ-2, Г_АЕС-3, Г_АЕС-7, Г_ТЕС-5, Г_ГЕС-8)

3. Порядок виконання комп'ютерного практикуму

3.1. Визначити місце встановлення реле частоти та побудувати систему АЧР для тестової схеми ЕЕС (Додаток 1).

3.2. Провести серію аварійних режимів для визначення дефіциту активної потужності, при яких виникає лавина частоти. Привести характеристики динаміки зміни частоти в ЕЕС.

3.3. Визначити обсяг АЧР, для якого при виділенні на ізольовану роботу енерготораону не виникала лавина частоти.

4. Зміст звіту комп'ютерного практикуму

Оформлений звіт роботи має містити наступне:

- мета роботи;
- вихідні дані, відповідно до варіанта;
- принципову схему енергооб'єднання;
- результати (протоколи) розрахунків ЕЕС ;
- загальні висновки.

5. Контрольні питання

1. Статичні характеристики навантаження енергосистем по частоті.
2. Допустимі відхилення частоти за умовами роботи турбін ТЕС і АЕС.
3. Робота споживачів власних потреб електростанцій при зниженні частоти.
4. Статичні характеристики турбоагрегата по частоті.
5. Керування агрегатів електростанцій при відхиленнях частот. Мобілізація резервів потужності.
6. Статичні характеристики енергосистем по частоті.
7. Динамічні характеристики енергосистем за частотою прийому небалансу активної потужності і відсутності обертового резерва.
8. Динамічні характеристики енергосистем по частоті при введенні небалансу активної потужності, наявності зворотного зв'язку і дії АРЧО.
9. Лавина частоти.

МОДЕЛЮВАННЯ ПРИСТРОЇВ ПРОТИАВАРІЙНОЇ АВТОМАТИКИ

Мета роботи – Отримання навичок дослідження роботи пристроїв протиаварійної автоматики по їх математичній моделі і освоєння відповідних команд комп'ютерного моделювання в програмному комплексі **DlgSILENT PowerFactory**.

1. Теоретичні відомості

1.1. Створення захисного пристрою

Захисні пристрої зазвичай зберігаються в об'єкті бібліотеки проєкта DlgSILENT PowerFactory, на який вони впливають. Наприклад прийнято наступне:

- захисні пристрої, що впливають на один високовольтний вимикач, знаходяться в зоні, в якій знаходиться цей високовольтний вимикач;
- захисні пристрої, які впливають на два і більше вимикача, приєднаних до однієї системи шин, знаходяться на цій шині;
- захисні пристрої, які впливають на два і більше високовольтних вимикача, приєднаних до однієї системи шин, знаходяться всередині електростанції, що містить цю систему шин;
- захисні пристрої, які впливають на високовольтні вимикачі, приєднані до різних систем шин, знаходяться всередині електростанції, що містить ці системи шин, або в папці електричної мережі в тому випадку, якщо в цій мережі більше однієї електростанції.

Як правило, розміщувати реле найкраще в тій же папці, що і вимірювальні трансформатори напруги і / або струму, які воно використовує.

Редагування або створення захисних пристроїв можна виконувати декількома способами:

- натисканням ПКМ на символ високовольтного вимикача на однолінійній схемі. Це викличе контекстно-залежне меню з пунктами «Редагувати пристрій» і «Нові пристрої»
- редагуванням об'єкта, приєданого до об'єкту (лінія, трансформатор, навантаження та ін.) і натисканням на кнопку  в полі комірки.

В якості прикладу розглянемо рис. 8.1. Опція «Редагувати пристрій» відобразить список всіх захисних пристроїв, що знаходяться в зоні захисту. Нові пристрої можна створити, натиснувши на іконку .

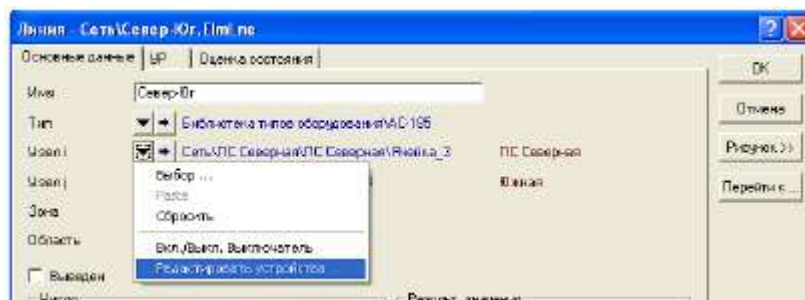


Рис. 8.1. – Налаштування пристроїв релейного захисту ЛЕП

У всіх випадках, при виборі опції створення нового захисного пристрою буде відображений список наступних опцій:

- Модель реле (ElmRelay);
- Запобіжник (RelFuse);
- Трансформатор струму (StaCt);
- Трансформатор напруги (StaCt).

При виборі будь-якої з цих опцій відкриється діалогове вікно для визначення нового пристрою або вибору одного з існуючих пристроїв для редагування.

Захисні пристрої утворюють групу дуже складних і неоднорідних пристроїв ЕЕС. Це ставить будь-яку програму їх моделювання перед дуже складною дилемою. З одного боку, моделі реле повинні бути настільки гнучкими і універсальними, наскільки це можливо, для того, щоб бути впевненим, що всі типи захисних пристроїв зможуть бути змодельовані з урахуванням всіх їх можливостей. З іншого боку, моделі реле повинні залишатися настільки простими, наскільки це можливо, з метою зменшення трудовитрат і необхідних знань для моделювання захисних пристроїв енергосистеми.

Як використовувати типи реле, а саме: як створити елемент реле, як додати його в енергосистему, як відрегулювати уставки реле, як провести розрахунки і т.д., показано на прикладі простого реле максимального струму. Це реле вимірює струми в трьох фазах, але розраховує лише один максимальний струм I_{max} . Реле розмикає вимикач, коли I_{max} перевищує значення або уставки максимального струмового захисту, або струмової відсічки.

2. Приклад

На рис. 8.2. представлено фрейм, що відображає тип реле максимального струму та визначає функціональні частини реле з його зв'язками.

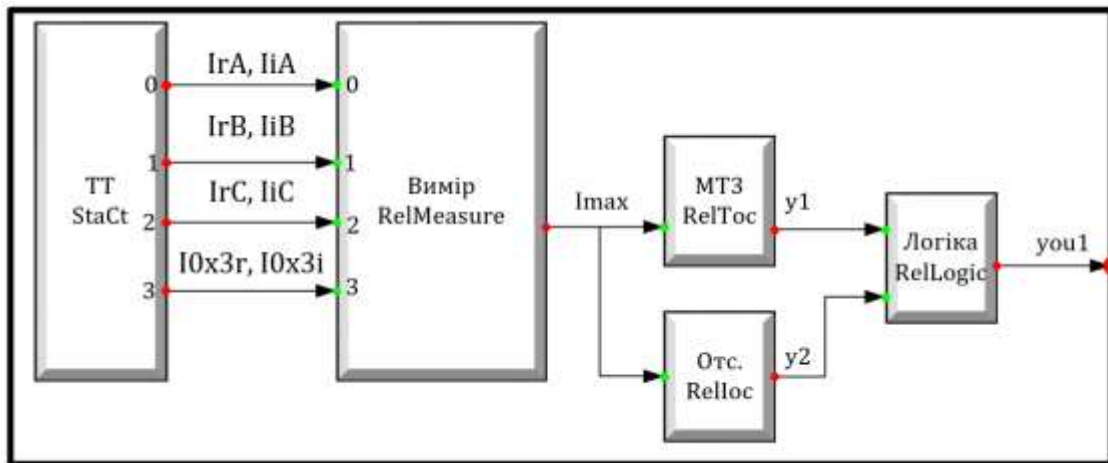


Рис.8.2. – Збірний фрейм реле максимального струму

У фреймі реле можна виділити наступні слоти:

- слот трансформатора струму (StaCt), який видає дійсну і уявну складові струмів трьох фаз (IrA, IiA, IrB і т.д.), а також дійсну і уявну складові струму нульової послідовності (I0x3r, I0x3i);
- слот блоку вимірювання (RelMeasure), який видає Imax, який є максимальним значенням струмів трьох фаз;
- слот для блоку реле максимального струмового захисту (RelToc) і ще один для блоку реле струмової відсічки (Relloc), які на виході видають сигнал на відключення;
- слот блоку логіки (RelLogic), який об'єднує сигнали на відключення і обробляє їх логічно, на виході формуючи єдиний сигнал на відключення.

2.1. Створення моделі реле

Для створення моделі реле в цифровій моделі ЕЕС необхідно натиснути праву кнопку миші на високовольтний вимикач і вибором «Нові пристрої - Модель реле», з'явиться пуста модель реле (ElmRelay).

На рис. 8.3-8.4 представлено діалогове вікно налаштування структури та параметрів моделі реле максимального струму.

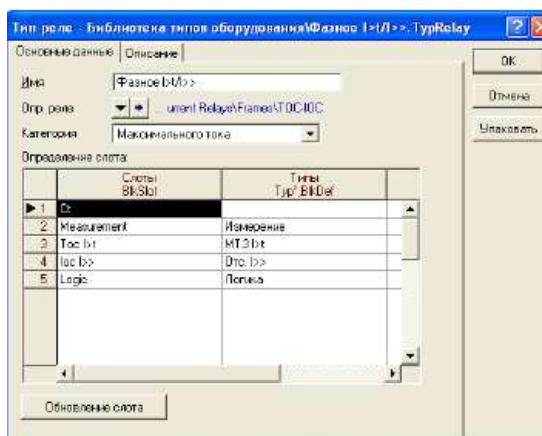


Рис.8.3. – Налаштування структури реле максимального струму

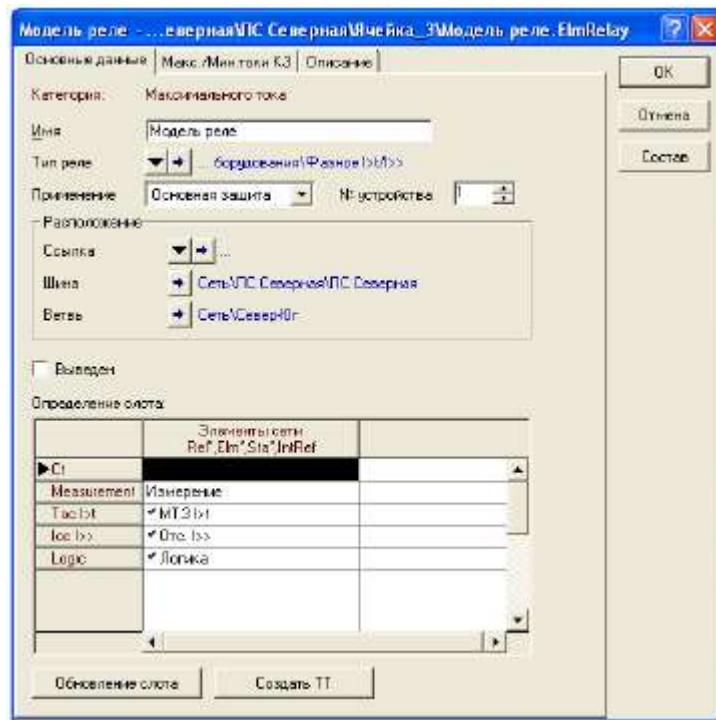


Рис.8.4. – Налаштування моделі реле максимального струму

Поле "Визначення реле" вказує на фрейм реле. У списку визначення слота автоматично відобразяться всі слоти, задані фреймом реле. На прикладі показані п'ять слотів, описаних в попередньому розділі. Поле "Категорія" використовується тільки для допомоги у виборі типу реле. Зазвичай в кожному слоті вже обраний тип об'єкта, крім слотів трансформаторів струму і трансформаторів напруги. Реле, засноване на типі реле, не може використовувати ніякі інші елементи, крім тих, які засновані на заданих типах об'єктів. Той факт, що, наприклад, не заданий тип для трансформатора струму, означає, що можуть бути використані будь-які трансформатори струму.

2.2. Редагування елементів реле

Після задання елемента реле і створення елементів у всіх його слотах, можна приступати до редагування уставок реле за допомогою редагування елементів в слотах. У цьому прикладі значення уставок повинні бути введені для:

- ТС "Трансформатор струму";
- Вимірювального блоку "Measurement";
- Реле максимального струмового захисту "Toc";
- Реле струмової відсічки "Ioc";
- логічного пристрою "Logic".

Для трансформатора струму потрібно задати номінальні струми обмоток, схему їх з'єднання, кількість і послідовність чергування фаз. Діапазон номінальних струмів обмоток обмежений типом (рис.8.5)

Для вимірювального блоку потрібно вказати тільки «Номінальний струм» і «Номінальна напруга». Їх діапазон обмежений типом вимірювального пристрою. Номінальні значення необхідні тільки в разі, коли в реле використовуються значення в відносних одиницях.

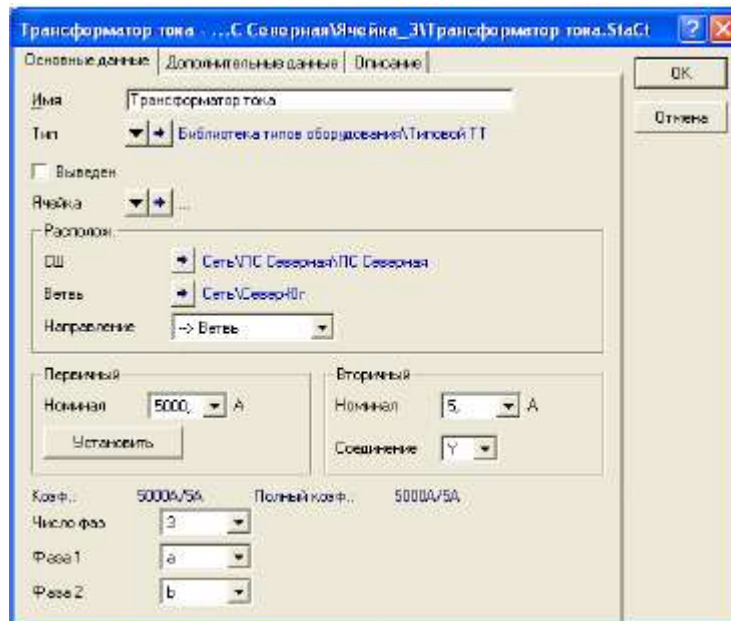


Рис.8.5. – Налаштування моделі трансформатора струму

Реле захисту максимального струму дозволяє задати:

- часо-струмову характеристику;
- струм спрацювання;
- витяг часу спрацювання.

Діапазони всіх трьох уставок обмежені типом реле: можуть бути обрані лише ті характеристики, які передбачені даним типом реле, а задати всі можливі значення струму спрацювання або витримки часу (рис.8.6-8.9).

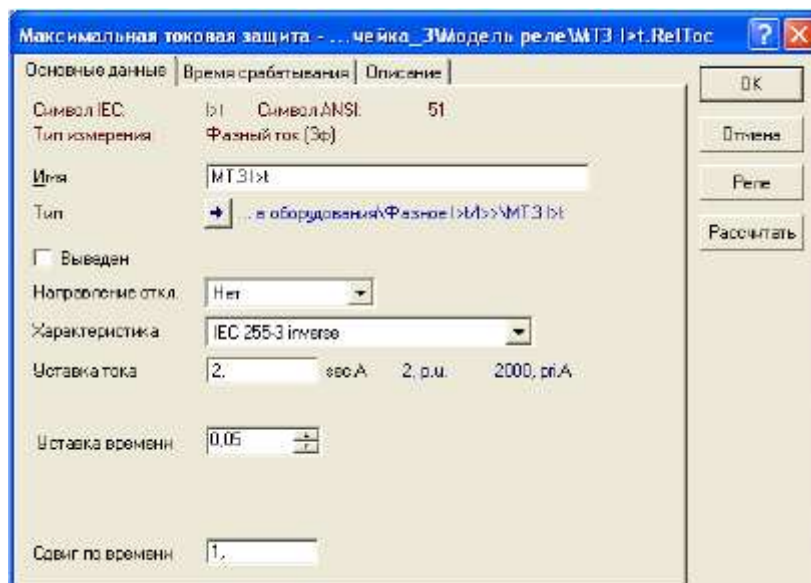


Рис.8.6. – Налаштування уставки максимального струмового захисту

Уставки витримки часу виконують масштабування часо-струмової кривої на графіку залежності часу від I / I_p , відповідно до визначення кривої (рис.8.7).

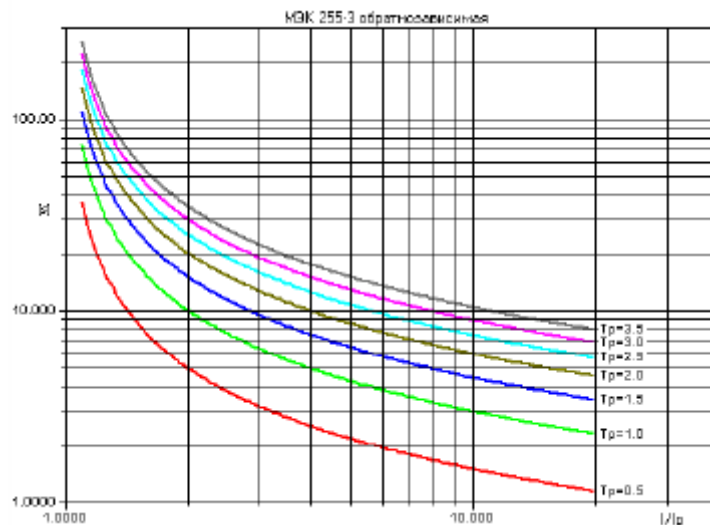


Рис.8.7. – Часо-струмові криві з різними уставками витримки часу

Струм спрацювання визначає номінальне значення I_p , що використовується для розрахунку часу спрацювання. Часо-струмова крива характеризується мінімальним і максимальним відносним струмом. Струми нижче мінімального не приведуть до спрацювання реле (нескінченний час спрацювання), струми вище максимального не зменшать час спрацювання (рис.8.8).

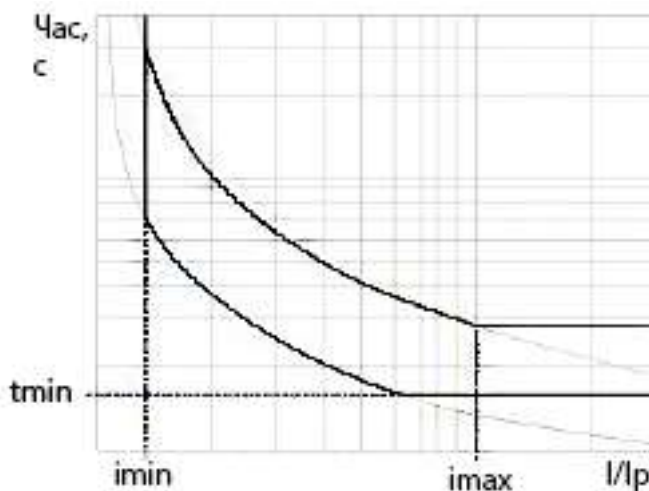
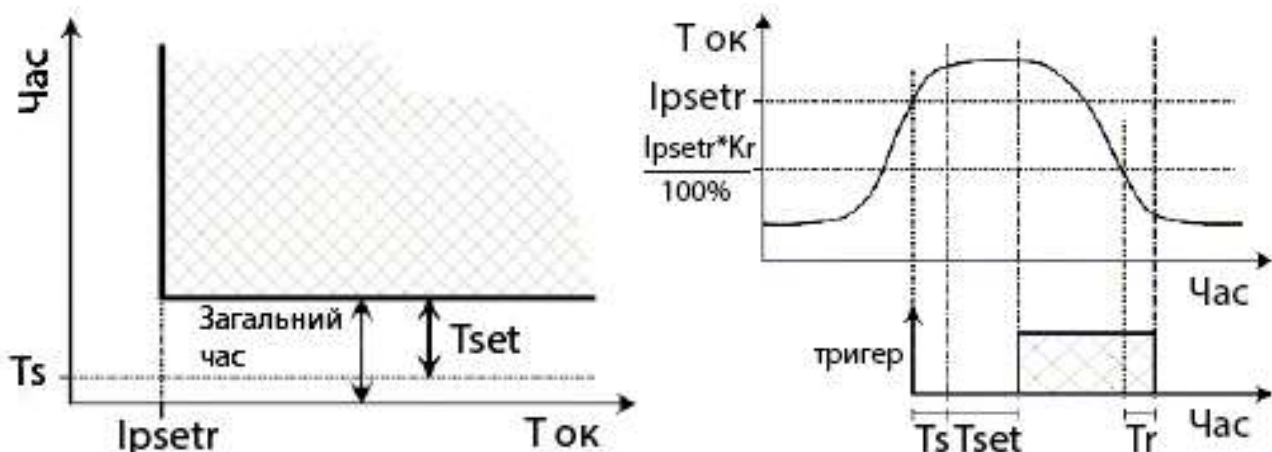


Рис.8.8. – Межі часо-струмової кривої спрацювання реле

Струм спрацювання може бути заданий в типі реле у відносних одиницях або як струм реле. Номінальний струм, який заданий в блоці вимірювання використовується для розрахунку I_p при використанні відносних одиниць. Значення струму реле вже I_p . Таким чином, зміна струму спрацювання не призводить до зміни часо-струмової характеристики, а виміряний струм буде перетворений у відносні одиниці. Наведений нижче приклад може це продемонструвати:

-
- Токовая отсечка - ... Северная Медвежья Модель реле Отс. I>> Relloc *
- Основные данные | Время срабатывания | Описание
- Символ IEC: I> Символ ANSI: 50
- Тип измерения: Фазный ток (3ф)
- Имя: Отс. I>
- Тип: ... в оборудовании (Фазное I> / Отс. I>)
- ☐ Выведен
- Направл. откл.: Нер
- Уставка тока: 12,9 сес.А 12,9 р.а. 12900 р.А
- Уставка врем.: 0,01 с
- Общее время: 0,03 с
- ОК Отмена Резе

Струмова відсічка - це поєднання направленого реле максимального струмового захисту і опціональної витримки часу. Час спрацювання T_s - це мінімальний час необхідний для спрацювання реле. Крім того, можна задати час витримки T_{set} . Реле не спрацює до тих пір, поки струм не перевищить уставку спрацювання I_{psetr} як мінімум за час $T_s + T_{set}$ (рис.8.10).



Повернення реле не буде виконано до тих пір, поки струм не впаде нижче рівня повернення, який визначається типом реле в процентах від струму спрацювання: $I_{\text{reset}} = I_{\text{pset}} K_r / 100\%$.

Діалогове вікно блоку логіки відображає список всіх вимикачів, які будуть розімкнуті, як тільки блок логіки подасть сигнал відключення. Логічний елемент обробляє сигнали на відключення захистів, з яких складається елемент реле (в даному випадку це максимальний струмовий захист і струмова відсічка), за допомогою операцій І / АБО (I_{oc} АБО I_{oc} в даному випадку). Усі вимикачі в цьому списку будуть відключені. Якщо список вимикачів порожній, а реле, якому належить блок логіки, знаходиться в одній комірці з вимикачем, то саме цей вимикач буде відключатися за умовчанням (рис.8.11).

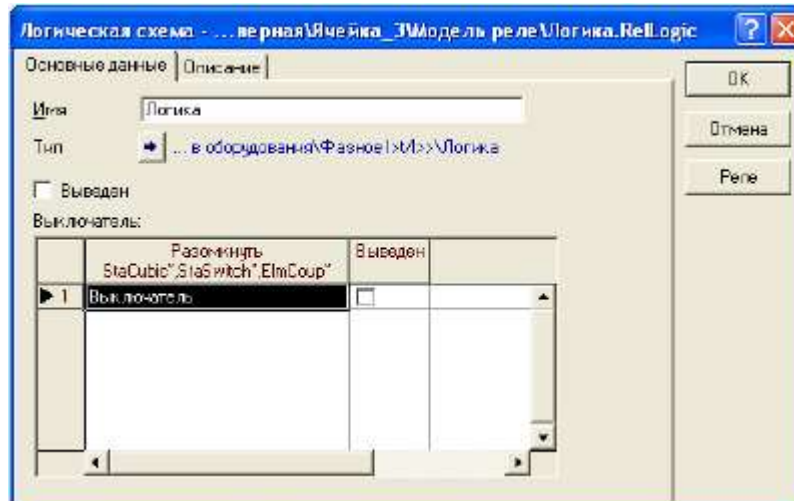


Рис.8.11. – Налаштування блоку логіки реле

2.3. Створення моделі трансформатора струму

Новий трансформатор струму (ТС) можна створити натисканням правої клавіші миші на вимикачі в однолінійній схемі і вибором "Нові пристрої - Трансформатор струму" (рис.8.12).

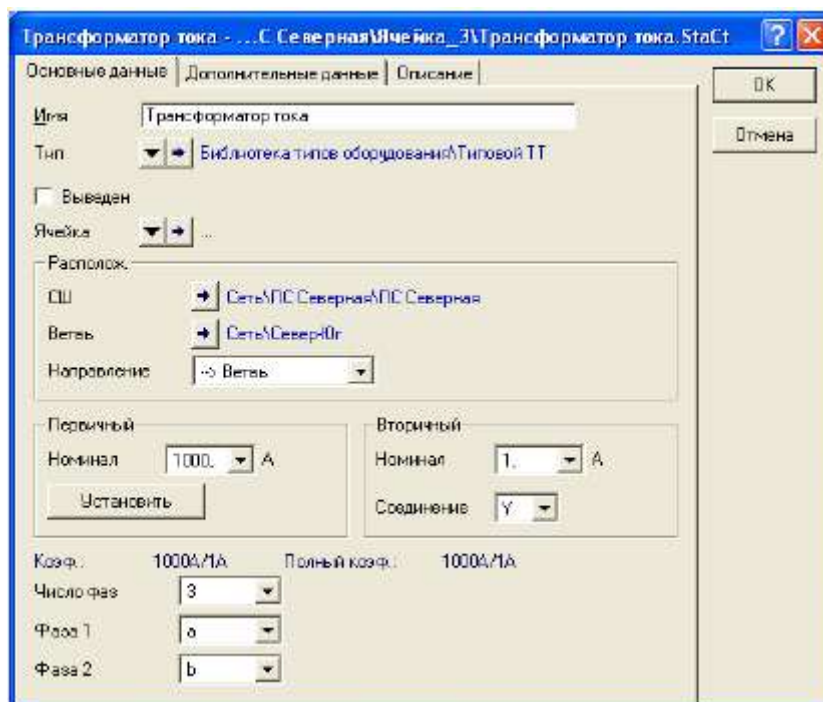


Рис.8.12 – Налаштування моделі трансформатора струму

Створений таким чином ТС буде перебувати в зоні, на якій було зроблено натискання правою клавішею миші. В цьому випадку поля "СШ" і "Гілка" групи "Розташування" будуть встановлені автоматично. Для трансформатора струму завжди потрібно вказувати його тип. Верхнє поле "Розташування" використовується щоб:

- вибрати комірку, якщо ТС створений за її межами,
- вибрати вищестоящий ТС, якщо ТС допоміжний.

Після вибору типу і налаштування параметрів трансформатора струму, його коефіцієнт трансформації відобразиться у вікні (Коеф.). В особливих випадках ТС можуть бути з'єднані послідовно, тобто коли вторинна обмотка одного ТС підключається до первинної обмотці другого ТС. У цьому випадку другий ТС буде відображати поля *Коеф.* (Номінальний коефіцієнт трансформації) і *Повний коеф.* (відношення між струмом первинної обмотки першого і вторинної обмотки другого ТС, яке є загальним коефіцієнтом трансформації всіх послідовно з'єднаних ТС). У наведеному прикладі ТС приєднаний безпосередньо до основного вузла (що є стандартом), тому як *Коеф.*, так і *Повний коеф.* відображають однакові значення 1000А до 1А. Схема з'єднання первинної обмотки доступна тільки в тому випадку, якщо ТС є допоміжним. Кількість фаз може бути 3, 2 або 1. Для трьох- або двофазних ТС вторинна обмотка може бути з'єднана в зірку (Y) або трикутник (D). Для однофазних ТС обмотка може бути встановлена на:

- фазний струм А, В або С;
- струм в нейтралі $N = 3 * I_0$;
- струм нульової послідовності $I_0 = I_0$.

Номінальні струми для первинної та вторинної обмоток обмежені значеннями, заданими в типі трансформатора струму.

На рис.8.13 задаються параметри для однієї фази ТС. Інформація про схему з'єднання обмоток (зірка або трикутник) задається в діалоговому вікні трансформатора струму, який використовує тип ТС.

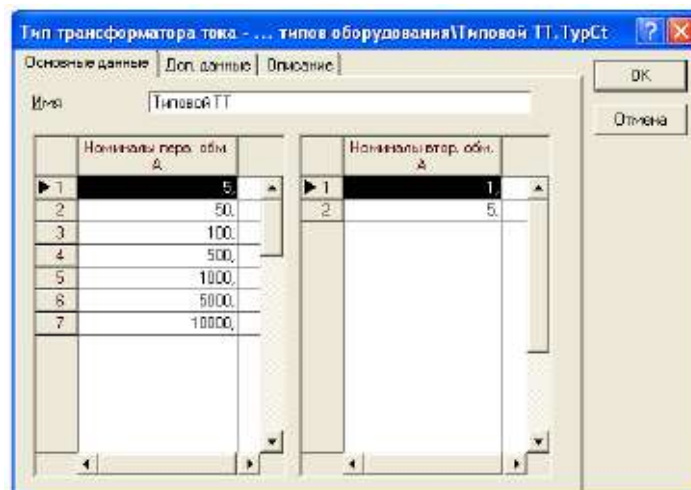


Рис.8.13 – Налаштування типу трансформатора струму

Тип трансформатора струму визначає номінали первинної і вторинної обмоток. Вкладка "Додаткові дані" використовується тільки в тому випадку, коли враховується магнітне насичення сердечника, щоб задати параметри точності вимірювань:

- клас точності;
- номінальна гранична кратність вторинної обмотки;
- або
- MEK - повна потужність;
- ANSI (C) - навантаження вторинного ланцюга;
- ANSI (C) - напруга (для граничного струму вторинної обмотки).

2.4. Створення трансформатора напруги

Новий трансформатор напруги (ТН) можна створити натисканням правою клавішею миші на осередку в однолінійній схемою і вибору "Нові пристрої – Трансформатор напруги" (рис.8.14)

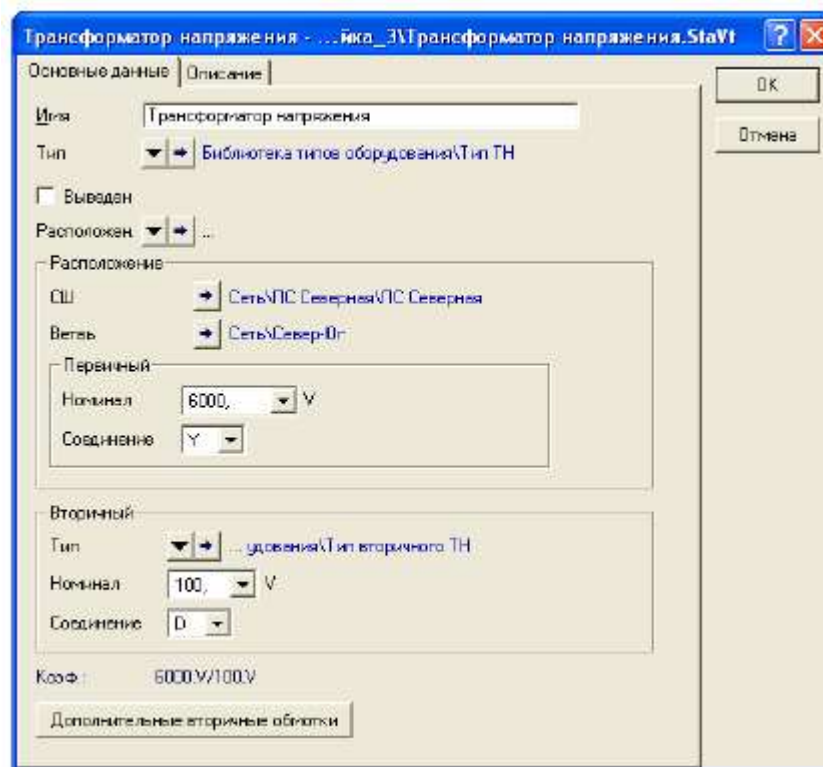


Рис.8.14 – Налаштування моделі трансформатора напруги

Створений таким чином трансформатор напруги буде перебувати в зоні, на якій було вироблено натискання правою клавішею миші. Для трансформатора напруги завжди потрібно вказувати його тип. Поле "Розташування" використовується щоб:

- вибрати комірку, якщо ТН створений за її межами;

- вибрати вищестоящий ТН, якщо ТН допоміжний.

Після вибору типу і параметрів трансформатора напруги, його коефіцієнт трансформації відобразиться у вікні (Коеф.). У наведеному прикладі на відображений ТН має коефіцієнт трансформації 5000 в до 100 В. Первинна обмотка задається вибором номінальної напруги і схеми з'єднання обмоток. Допустимий діапазон номінальних напруг задається в типі трансформатора напруги. Вторинна обмотка задається типом вторинної обмотки, вибором номінального напруги і схеми з'єднання обмоток. Допустимий діапазон номінальних напруг задається в типі вторинної обмотки. Трансформатор напруги вимагає наявності однієї вторинної обмотки. Більше обмоток можна задати натисканням на кнопку «Додаткові вторинні обмотки». З'явиться список раніше доданих вторинних обмоток. Нові обмотки можна створити натисканням на іконку .

Схема з'єднання "О" для вторинних обмоток – це "Розімкнутий трикутник", як це показано на рис.8.15.

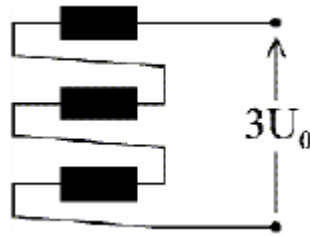


Рис.8.15 – Схема з'єднання обмоток розімкнутий трикутник (О)

Схема з'єднання "V" для первинних і вторинних обмоток показана на рис. 8.16. При виборі схеми з'єднання "V" для первинної обмотки, така ж схема "V" автоматично встановиться для вторинної обмотки.

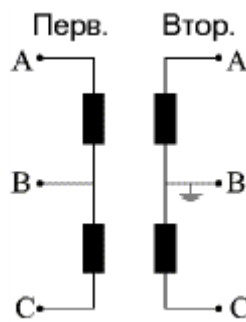


Рис.8.16 – Схема з'єднання обмоток "V"

Елемент вторинної обмотки необхідний, якщо для трансформатора напруги потрібно моделювати дві і більше вторинних обмоток. Діалогове вікно редагування трансформатора напруги надає параметри, з допомогою яких задається перша вторинна обмотка (рис.8.17).

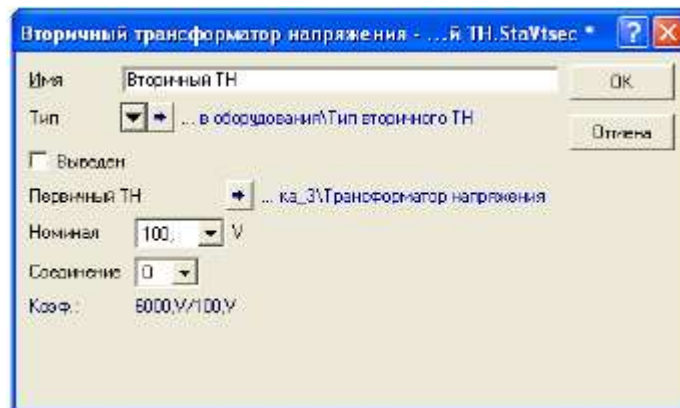


Рис.8.17 – Налаштування параметрів вторинної обмотки ТН

Для елемента вторинної обмотки необхідно задати тип і посилання на трансформатор напруги. Діапазон номінальних напруг визначається типом обмотки.

У типі вторинної обмотки, як показано на рис. 8.18, задається навантаження і діапазон номінальних напруг для однієї фази трансформатора напруги. Схема з'єднання обмоток (Y, D і т.д.) задається в елементі вторинної обмотки.

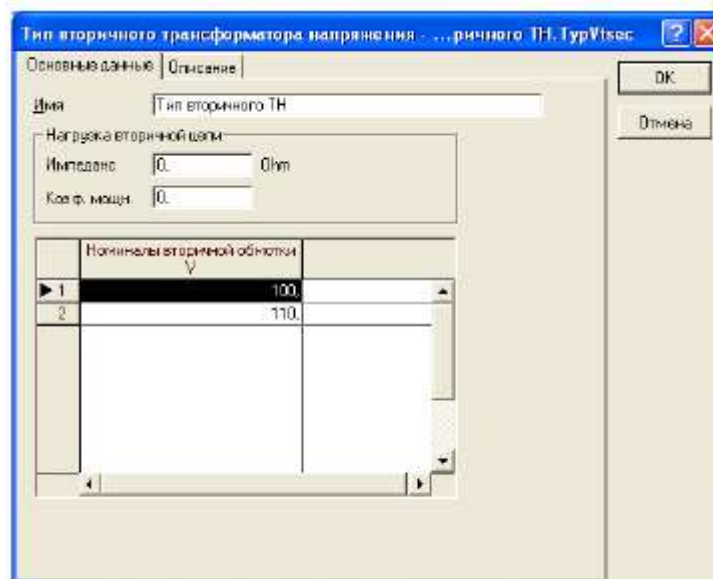


Рис.8.18 – Налаштування параметрів типу вторинної обмотки ТН

Тип трансформатора напруги, як показано на рис. 8.19, визначає первинну обмотку трансформатора напруги. Вторинні обмотки задаються в елементі трансформатора напруги.

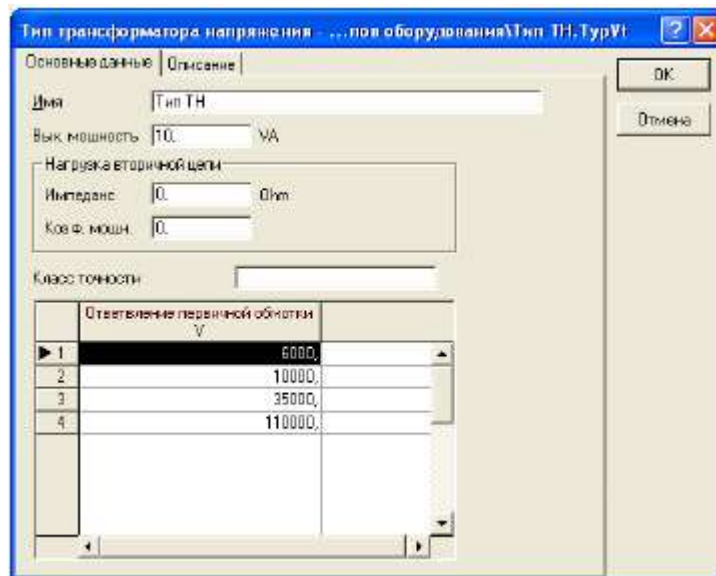


Рис.8.19 – Налаштування типу трансформатора напруги

2.5. Створення реле направленої дії

Реле направленої дії захисту розраховує кут між напругою або струмом «Поляризації» і «робочим» струмом. Струм або напруга поляризації спочатку повернені на величину очікуваного кута. Реле спрацьовує якщо напруга / струми, як поляризації, так і робочі досить великі, а кут між ними становить менше 90° . Цей принцип дії показаний на рис. 8.20.

Величина поляризації A_{pol} повернута на кут МТ, який є уставкой "Макс. кут навантаження" в діалоговому вікні реле. Повернена величина поляризації A'_{pol} визначає полуплоскость, яка утворює першу умову спрацьовування. Наступні умови є проекцією робочої величини на A'_{pol} , яка повинна бути більше уставки робочого струму, і величини поляризації, яка повинна бути більше уставки поляризації.

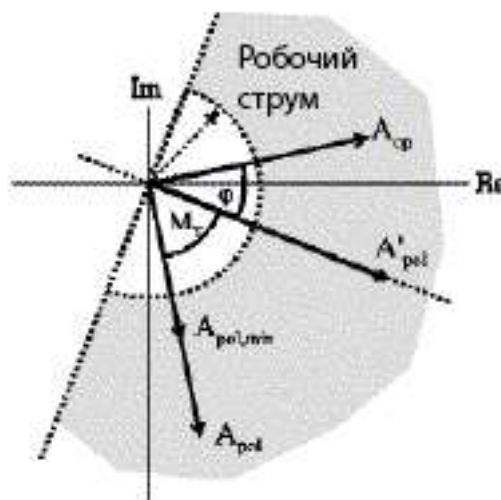


Рис.8.20– Діаграма принципу дії реле направленої захисту

Вибір типу робочої величини і величини поляризації виконується в об'єкті «Тип направленного захисту». У самому ж об'єкті направленного захисту можна задати напрямок спрацювання, метод поляризації, якщо доступні обидва методи (Напруги і струму), і критерії поляризації, що представлено на рис.8.21.

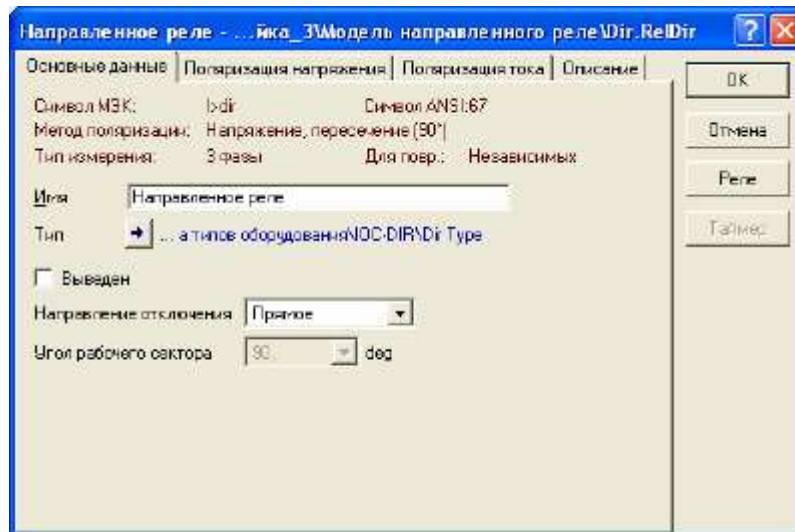


Рис.8.21 – Налаштування параметрів реле направленої дії

При виборі «Зворотній напрям відключення» використовуваний робочий струм буде повернутий на 180°. Поляризація напруги або струму дозволяє задати "Робочий струм", "Напруга / Струм поляризації" і "Макс. кут навантаження".

2.6. Створення реле частоти

На рис.8.22 представлено блок вимірювання частоти використовується для розрахунку електричної частоти для заданого "Вимірювання напруги". Номінальна напруга необхідно для розрахунків у відносних одиницях. Час вимірювання частоти визначає час, що використовується для розрахунку швидкості зміни частоти.

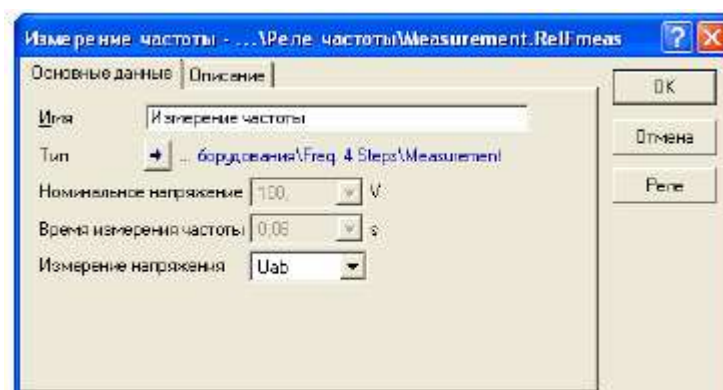


Рис.8.22 – Налаштування параметрів блоку вимірювання частоти

Реле частоти спрацьовує або за абсолютним зниження частоти (в Гц), або по швидкості зміни частоти (в Гц/с). Яка умова буде використовуватися залежить від вибору типу реле. Тип реле також визначає час повернення, протягом якого режим по частоті знову повинен відповідати умовам повернення реле.

Витримка часу, встановлена в елементі реле, визначає час протягом якого режим частоти повинен бути порушений для виконання умови спрацювання реле (рис.8.23).

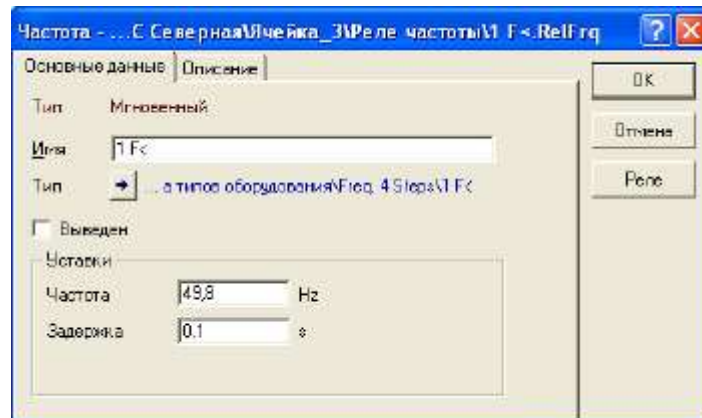


Рис.8.23 – Налаштування параметрів реле частоти

2.7. Створення реле мінімальної / максимальної напруги

Тип реле мінімального / максимального напруження можна налаштувати на спрацювання від будь-якого з наступних параметрів:

- лінійна напруга будь-якої однієї з трьох фаз;
- одна окрема лінійна напруга;
- напруга нульової послідовності U_0 ;
- напруга прямої послідовності U_1 ;
- напруга зворотної послідовності U_2 .

Елемент реле дозволяє задати тільки напругу спрацювання і витримку часу (рис.8.24).

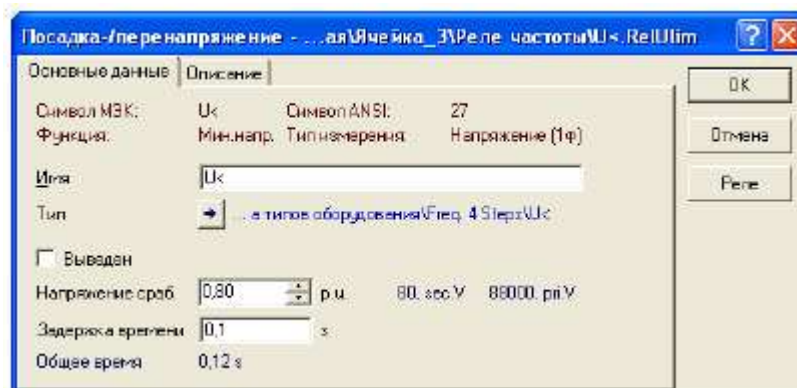


Рис.8.24 – Налаштування параметрів реле напруги

2.8. Побудова часо-струмової характеристики

Діаграма VisOсplot відображає різні характеристики реле і запобіжників на одній часо-струмовій діаграмі. Також на ній можна відобразити криві пошкодження і струмові характеристики обладнання мережі. Це дає можливість налаштувати уставки витримки часу і струму спрацювання реле, а також вибрати запобіжники для надійного та якісного захисту обладнання. Існує кілька способів створення часо-струмових діаграм (VisOсplot):

- найпростіший спосіб створення і відображення VisOсplot - це вибрати один комутаційний апарат, в якому встановлені реле максимального струму або запобіжники. Клацніть правою кнопкою миші на комутаційний апарат, щоб відкрити контекстно-залежне меню. У ньому будуть відображені опції Створити часо-струмову діаграму і додати на часо-струмову діаграму. PowerFactory створить нову діаграму, що відображає часо-струмові характеристики для всіх обраних реле.

- інший спосіб - це натиснути правою кнопкою миші на елементі, що належить ділянці мережі, і вибрати з контекстно-залежного меню часо-струмова діаграма ->-Ділянка мережі ...

- також елемент реле ElmRelay можна вибрати зі списку розрахункових об'єктів або в менеджері даних. Клацніть правою кнопкою миші в правій частині >- менеджера даних або в списку реле. Потім виберіть Показати >- часо-струмова діаграма, щоб створити нову діаграму або Показати >-Додати на часо-струмову діаграму, щоб додати характеристику на існуючу діаграму.

- також можна додатково виділити і натиснути правою кнопкою миші на інші елементи, такі як один і більше силових трансформаторів, кабельних ліній або двигунів. В контекстно-залежному меню будуть відображені опції часо-струмової діаграми, щоб створити нову діаграму і Показати >-Додати на часо-струмову діаграму, щоб додати >- Показати характеристику на існуючу діаграму.

Часо-струмова діаграма відображає:

- часо-струмові характеристики реле;
- криві пошкодження трансформаторів і ліній електропередачі;
- пускові характеристики двигунів;
- струми, розраховані за допомогою аналізу розрахунку короткого замикання або усталеного режиму, і результуючий час відключення реле.

Приклад побудови часо-струмової характеристики зображено на рис.8.25.

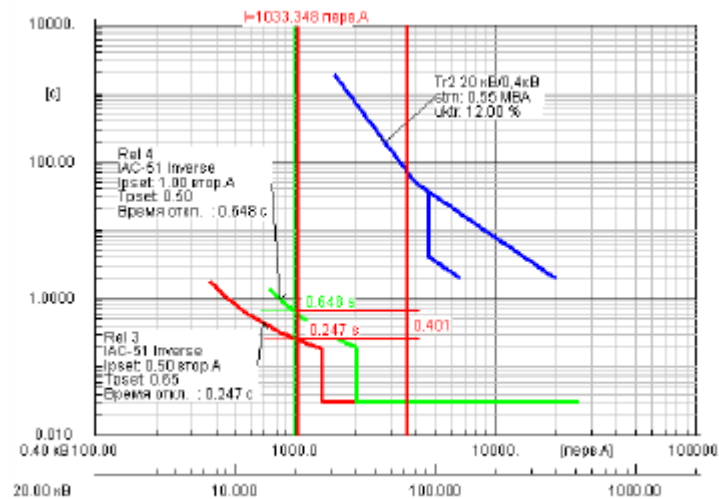


Рис.8.25 – Часо-струмова діаграма з результатами розрахунку коротких замикань

Часо-струмова діаграма відображає результати розрахунку короткого замикання або усталеного режиму на графіку у вигляді вертикальних ліній «Значення x». Оскільки струми для різних реле відрізняються, для кожного реле будується окрема лінія струму. Перетин розрахункового струму з часо-струмовою характеристикою позначено часом відключення реле. Лінію «ступінь селективності», яка відображає різницю між часом спрацювання окремих реле, можна додати за допомогою натискання на поле діаграми правою клавішею миші і вибору опції "Показати ступені селективності за часом". Також можливо створити зумовлене користувачем «значення x» за допомогою натискання на поле діаграми правої кнопки миші і виберіть пункт Установити >— постійне значення x. На перетинах вертикальної лінії і всіх відображаються характеристик будуть показані значення. Щоб перемістити лінію вліво, перетягніть її мишею.

2.9. Крива пошкодження провідника / кабелю

Криві пошкодження провідника і кабелю використовуються для оцінки різних варіантів координації захистів, а також для настройки часо-струмових характеристик (рис.8.26).

Щоб додати криву пошкодження на часо-струмову діаграму, натисніть правою Крива>— клавішею миші на область діаграми і виберіть Додати ... пошкодження провідника / кабелю. Тут можна ввести «номінальний короткочасний струм» і «час стійкості кабелю». Типові параметри кабелю для провідника, коефіцієнта ізоляції, K також наведені на рис. 8.27-8.28. Ці таблиці відображають діапазони допустимих температур для кабелів:

- T_1 = максимальна тривало допустима температура нагріву в ° C;
- T_2 = максимальна допустима короткочасна температура нагріву в ° C і коефіцієнт K для перетину в мм², CM, MCM і дюйм².

Кривая повреждения проводника/кабеля - ...а/кабеля.SetCondmg * ? X

К.З Перегрузка

Уравнение: $I = F_{ac}(K^2 A/I)^2$

Имя: Кривая повреждения проводника/кабеля

Номинальные величины:

Напряжение: 1. kV

Ток: 150. A

Кривая задана вручную

Иск. данные: Параметры кабеля

Параметры кабеля:

Расчитать К: Задать вручную

Сечение, А: 100000. кв.мм

Параметр пров./узел, К: 0.0671

Коэф. поверхн. эффекта: 1.

Макс. пусковой ток:

Коэффициент I/Iп: 10. р.и

Макс. время: 0.05 с

OK Отмена

Рис.8.26 – Крива пошкодження провідника / кабелю

	T1	T2	mm ²	CM	M.C.M	inek ²
Rubber isolated	50	200	341	0.0714	71.4	90900
PVC. flexible cable						
	70	150	309	0.0552	55.2	70323
PVC. mounted						
	70	160	215	0.0583	58.3	75194
	70	140	303	0.0522	52.2	66452
PVC. high I	90	160	300	0.0507	50.7	64516
EPR	90	250	343	0.0735	72.5	92358
EVA	320	250	326	0.0034	63.8	81290
ETF E	325	250	327	0.0093	50.3	75484
SiR	380	350	332	0.0669	66	85161
VPE-cable	90	250	345	0.0735	72.5	90358
PE-cable	70	250	309	0.0552	55.2	70323
Paperisolated shielded cable						
0.6/2 or 3.6/6 kV	80	180	119	0.0603	60.3	75774
6/10 kV	65	165	121	0.0613	61.3	70005
Three phase shielded cable/radial field cable						
0.6/1 or 3.6/6 kV	80	180	119	0.0603	60.3	76774
6/10 kV	70	170	120	0.0608	60.8	77430
22/20 kV	65	155	116	0.0628	58.8	71339
36/30 kV	60	140	121	0.562	56.2	71613
Ocable	85	170	110	0.0557	56.7	70963
Pressured Gas cable	85	170	110	0.0557	56.7	70963

Рис.8.27 – Типові характеристики пошкодження для кабелів з мідними жилами

	T1	T2	mm ²	CM	M.C.M	inek ²
--	----	----	-----------------	----	-------	-------------------

VPE-Cable	90	250	94	0.0476	47.6	50545
PE-Cable	70	150	72	0.0065	35.5	46452
PVC						
	70	160	76	0.0385	38.5	40032
	70	140	65	0.0345	34.5	43871
Paperisolated shielded cable						
0.6/1 or 3.6/6 kV	80	180	78	0.0395	30.5	50321
6/10 kV	65	165	85	0.0405	40.5	54611
Three phase shielded cable/radial field cable						
0.6/1 or 3.6/6 kV	80	180	78	0.0395	39.5	50323
6/10 kV	70	170	80	0.0405	40.5	51613
22/20 kV	65	155	77	0.0350	39.0	49578
36/30 kV	60	140	73	0.0370	37.0	47097
Ocable	85	170	73	0.0370	37.0	47097
Pressured Gas cable	85	170	73	0.0370	37.0	47097

Рис.8.28 – Типові характеристики пошкодження для кабелів з алюмінієвими жилами

2.10. Крива пошкодження трансформатора

Криві пошкодження трансформаторів використовуються для оцінки різних варіантів координації захистів і, відповідно, для вибору времятокових характеристик (рис.8.29). Щоб додати криву пошкодження ANSI / IEEE C57.109 на часо-струмову діаграму, натисніть правою клавішею миші на область діаграми і виберіть Додати ... >— Крива пошкодження трансформатора. приклад часо-струмової діаграми з двома характеристиками реле і кривої пошкодження трансформатора, що показана на рис.8.30.

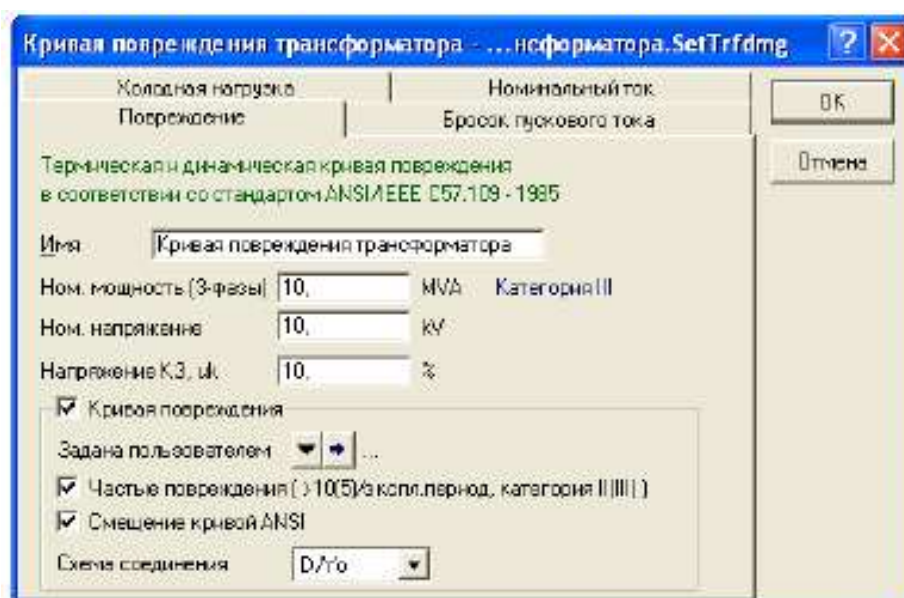


Рис.8.29 – Крива пошкодження трансформатора

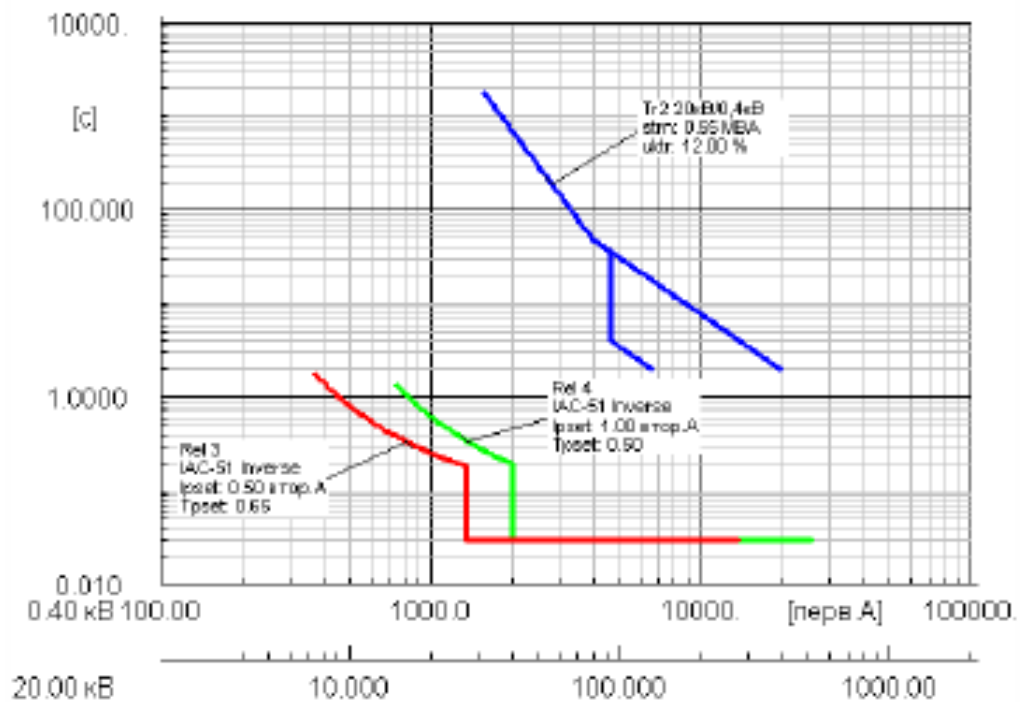


Рис.8.30 – Крива пошкодження трансформатора

Щоб додати криві пошкодження окремих трансформаторів в енергосистемі, натисніть правою клавішею миші на трансформатор в однолінійній схемі або в менеджері бази даних і виберіть опцію – Показати. Додавіть > на часо-струмову діаграму. При цьому з'явиться список заданих часо-струмових діаграм, з якого необхідно вибрати одну. Після цього, в відповідно до стандарту ANSI / IEEE C57.109, крива пошкодження буде розрахована на базі електричних характеристик трансформатора і додана на обрану часо-струмову діаграму. Також можна вручну додати на графік об'єкт двохобмотувальні або триобмотковий трансформатор. Це здійснюється за допомогою редагування графіка, шляхом додавання об'єкта трансформатор до списку відображуваних реле.

2.11. Крива пуску двигуна

Криві пуску двигунів використовуються для оцінки різних варіантів координації захистів і, відповідно, для визначення часо-струмових характеристик (рис.8.31).

Рис.8.31 – Діалогове вікно кривої пуску двигуна

Струмові характеристики і їх тривалості, задані в діалоговому вікні редагування, відображаються у вигляді ступінчастої характеристики пуску двигуна, як показано на рис.8.32.



Рис.8.32 – Крива пуску двигуна

3. Порядок виконання комп'ютерного практикуму

3.1. Сформувані цифрову розрахункову модель схеми електричної мережі для моделювання пристроїв релейного захисту. Виконати розрахунок електромагнітного перехідного процесу в заданому районі ЕЕС.

3.2. Створити на заданій ділянці електричної мережі ЕЕС реле частоти, реле максимального струмового захисту та струмової відсічки, реле мінімальної напруги, АПВ.

3.3. Побудувати часо-струмові характеристики заданих захистів.

3.4. Проаналізувати результати імітаційного моделювання.

4. Зміст звіту комп'ютерного практикуму

Оформлений звіт роботи має містити наступне:

- мета роботи;
- вихідні дані, відповідно до варіанта;
- структурні схеми пристроїв релейного захисту;
- результати імітаційного моделювання;
- загальні висновки.

5. Контрольні питання

1. Функції протиаварійної автоматики ЕЕС.
2. Основні вимоги до організації протиаварійного управління ЕЕС.
3. Організація і принцип роботи максимального струмового захисту.
4. Організація і принцип роботи струмової відсічки.
5. Організація і принцип роботи АПВ.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ СТІЙКІСТЬ ЕЕС

Мета роботи – Отримання навичок дослідження впливу на режим роботи та стійкість ЕЕС джерел розосередженої генерації по їх математичній моделі і освоєння відповідних команд комп'ютерного моделювання в програмному комплексі **DlgSILENT PowerFactory**.

1. Теоретичні відомості

В залежності від сумарної потужності та розміщення вітрових (ВЕС) і сонячних (СЕС) електростанцій в ЕЕС, вони спроможні впливати та статичну аперіодичну стійкість, стійкість за напругою, синхронну динамічну стійкість, коливальну стійкість та стійкість за частотою, внаслідок чого зростають вимоги щодо їх участі в аварійних режимах для підтримання частоти та напруги ЕЕС.

Основні види впливу СЕС на режими ЕЕС

В зв'язку з тим, що на існуючих і запланованих для будівництва СЕС, виробництво електричної енергії передбачено за рахунок прямого перетворення сонячної радіації (енергії) з використанням фотоелектричних модулів (панелей) та інверторів без будь якого застосування рухомих механізмів, вплив СЕС на режими роботи енергосистем має свої особливості, які повинні враховуватися у розрахунках режимів і алгоритмах протиаварійної автоматики (ПА).

Основні можливі види впливу СЕС на режим роботи енергосистеми, причини виникнення та необхідність у режимних і протиаварійних заходах щодо послаблення їх негативного впливу приведені у табл. 9.1.

Особливості впливу ВЕС на режим роботи ЕЕС

Сучасні вітрові енергетичні турбіни (ВЕТ), на яких використовують силову електроніку (інвертори) для приєднання до електричної мережі та автоматичного регулювання режиму роботи ВЕТ, спроможні надавати допоміжні послуги ЕЕС в частині регулювання частоти, напруги, та балансу потужності.

Необхідність аналізу режимів роботи енергосистем при наданні сучасними ВЕС допоміжних послуг, вимагає, від проектних організацій та операторів магістральних і розподільних мереж, адекватного моделювання ВЕТ в розрахунках електричних режимів при визначенні рівня статичної стійкості ЕЕС.

Таблиця 9.1

Види впливу СЕС на режим роботи енергосистеми

№ п/п	Проявлення впливу СЕС режим роботи ЕЕС	Причини виникнення	Заходи
1.	Погіршення динамічної стійкості синхронної роботи традиційних електростанцій з ростом сумарної потужності на СЕС	Зниження загальної постійної інерції енергосистеми з причини витіснення СЕС частини традиційних електростанцій з балансу ЕЕС за відсутності на СЕС синхронних мас, що обертаються.	Додаткова перевірка динамічної стійкості традиційних електростанцій і, за необхідності, вдосконалення існуючих пристроїв ПА
2.	Негативний вплив на якість електроенергії, що особливо виявляється в слабкій мережі при електричному віддаленні ТП СЕС від генерації традиційних електростанцій	Інвертори СЕС є джерелом гармонічних спотворень форми напруги у широкому спектрі частот	Використання більш досконаліших інверторів і додаткових фільтрів. Посилення мережі в ТП СЕС
3.	Проблеми видачі потужності СЕС (відключення СЕС) при зниженні робочої напруги в точці приєднання СЕС більше ніж на 10% в аварійних режимах	1. Надлишкова чутливість інверторів СЕС до рівня напруги. 2. Низька чутливість пристроїв РЗ з причини практичної відсутності підживлення КЗ від СЕС $I_{к.з} \approx I_{роб}$.	Підтримання рівня напруги в точці приєднання $U \geq 0.9 \cdot U_{роб}$. Посилення мережі в ТП СЕС. Використання додаткових джерел реактивної потужності
4.	Нерівномірний графік видачі потужності	Зміна сонячної радіації (день-ніч, зміна кута падіння сонячного променю, хмарність, екологічні зміни в атмосфері). Зміна температури сонячних елементів (при нагріві зниження, а при охолодженні підвищення потужності)	Підтримання при необхідності додаткового резерву потужності на традиційних електростанціях

Згідно стандарту МЕК 61400-27-1 для аналізу режимів роботи ЕЕС пропонуються 4 стандартні моделі ВЕТ які є широко вживаними і незалежними від будь якого виробника їх обладнання:

- Тип 1. Вітрова турбіна з фіксованою частотою обертання й асинхронним генератором, безпосередньо приєднаним до мережі – тобто без перетворювача напруги (рис. 9.1).

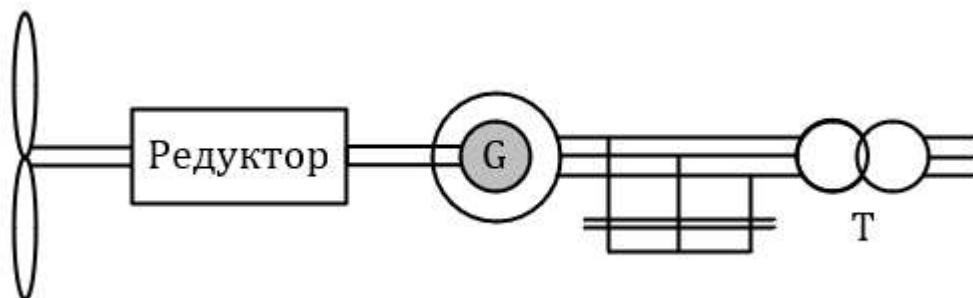


Рис.9.1 - ВЕТ з фіксованою швидкістю обертання

Вітряна турбіна Типу 1 поділяється на: Тип 1А – яка втрачає синхронізм і не здатна працювати при КЗ, або різких змінах швидкості вітру та Тип 1В – яка має регулювання кута нахилу лопатей, що забезпечує можливість її короткочасної роботи під час КЗ, або при різких змінах швидкості вітру.

- Тип 2. Вітрова турбіна з частково змінною частотою обертання, що з'єднана з асинхронним генератором з фазним ротором, має регулювання кута нахилу лопатей та змінний опір ротора (рис. 9.2).

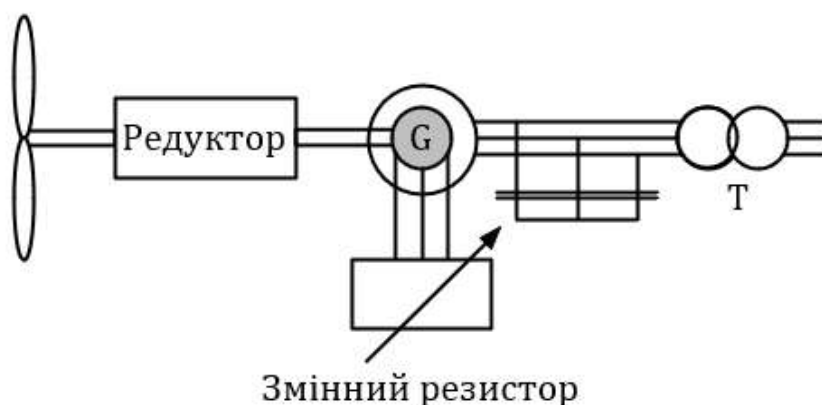


Рис.9.2 - ВЕТ зі змінною швидкістю обертання та змінним опором ротора

Вітрова турбіна 2 типу мають систему динамічного контролю ковзання частоти обертання ротору генератора, яка при різких змінах швидкості вітру, або при КЗ, короткочасно, на час потрібний для розвороту лопатей турбіни з метою збільшення або зменшення підйимальної сили, змінює ковзання генератора за рахунок підключення або відключення додаткових резисторів до обмотки ротору, що підтримує його струм і відповідно потужність генерації в мережу близькими до їх номінальних значень. Завдяки динамічному контролю

ковзання, частота обертання асинхронного генератора 2 типу може змінюватись у більш широкому діапазоні, ніж у вітрової турбіни В типу.

Істотними недоліками вітрових турбін 1 і 2 типу є:

- неможливість генерувати реактивну потужність;
- наявність складного фазного ротору (2 тип);
- обмежений робочий діапазон ковзання генератору (для 1 типу $s=0\div 0.08$, а для 2 типу, завдяки динамічному контролю, $s = 0.02\div 0.2$);
- потреба в охолодженні додаткових резисторів (для 2 типу);
- значне споживання реактивної потужності;
- значні динамічні навантаження на обладнання ВЕТ і вірогідність виникнення коливань напруги («флікера») при змінних поривах вітру у разі їх приєднання до відносно слабкої мережі, що пов'язано з відсутністю у них достатнього буферу здатного компенсувати коливання вітрового потоку.

З вищезгаданих причин ВЕТ з асинхронними генераторами, що безпосередньо з'єднанні з електричною мережею (1 і 2 типу) не в змозі ефективно брати участь в протиаварійному регулюванні у ЕЕС.

- Тип 3. Вітрова турбіна зі змінною швидкістю обертання з асинхронним генератором, у якого статор приєднується до мережі напругу, а фазний ротор через випрямний перетворювач потужності (рис. 9.3). Цей тип зазвичай називають вітровою турбіною з асинхронним генератором подвійного живлення.

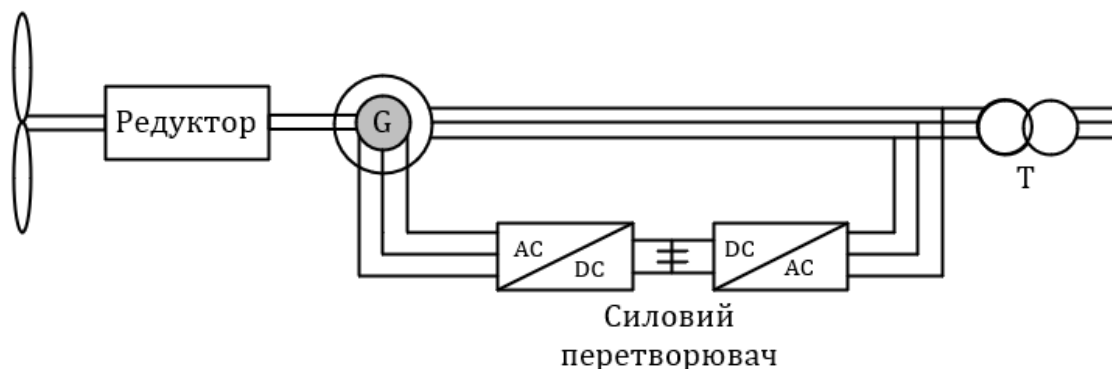


Рис.9.3 - ВЕТ зі змінною швидкістю обертання на базі генератора з подвійним живленням

- Тип 4. Вітрова турбіна зі змінною швидкістю обертання з синхронним або асинхронним генератором, який підключено до мережі через повномасштабний перетворювач потужності (рис. 9.4).

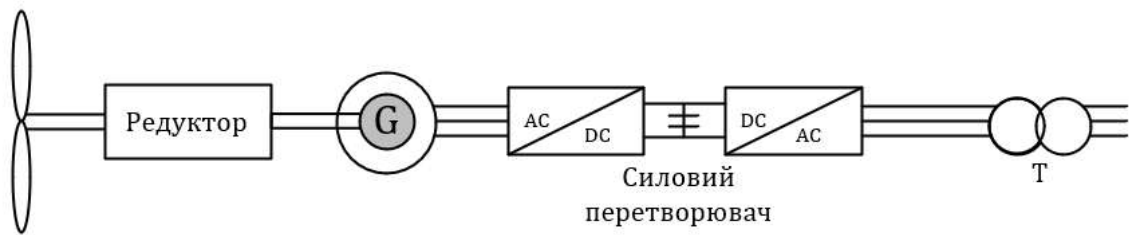


Рис.9.4 - ВЕТ з повним перетворювачем

Основна відмінність ВЕТ 3 і 4 типу від 1 і 2 це наявність у ВЕТ 3 і 4 типу частотно-регульованого перетворювача (інвертора), що стало можливим в результаті досягнення сучасного розвитку силової електроніки.

Необхідність розробки ВЕТ 3 і 4 типу із частотою обертання ротору генератора відділеною від частоти мережі, була пов'язана з перспективою значного росту частки сумарної потужності ВЕС з ВЕТ 3 і 4 типу та СЕС у балансах ЕЕС та вимогами щодо їх участі в регулюванні напруги та частоти в аварійних режимах ЕЕС.

Вимоги до проектування систем захисту ВЕС і СЕС

При приєднанні до електричної мережі потужних СЕС та ВЕС, існує ряд вимог, які регламентують рівні напруги на шинах електростанції і в ТП до електромережі, та умови вибору алгоритму і уставок спрацювання станційного та системного захисту обладнання, такі як:

а) рівні напруги на шинах ВЕС/СЕС повинні підтримуватися на рівні $\pm 10\%$ $U_{ном}$, в нормальній та ремонтних схемах зовнішньої мережі в ТП;

б) ВЕС/СЕС не повинна відключатися від мережі дією власних захистів та автоматик, у разі відхилення напруги в ТП на $\pm 10\%$ $U_{ном}$;

в) системи захисту і автоматики обладнання електричної мережі в ТП, а також системи захисту обладнання ВЕС і СЕС, та вхідні данні для розрахунків, що визначають алгоритми і умови роботи таких автоматичних систем повинні відповідати вимогам: чинних експлуатаційних норм і правил із захисту обладнання магістральних та розподільних мереж; інструкцій виробників обладнання електростанцій для станційного обладнання ВЕС і СЕС; взаємного узгодження обох систем захисту (системної і станційної), з метою виключення ризику порушення нормального режиму роботи магістральної або розподільної мережі у разі виникнення аварійного режиму на ВЕС та/або СЕС (надійна робота магістральних і розподільних мереж має пріоритетний характер). При відсутності даних від виробників обладнання на ВЕС і СЕС повинні застосовуватися наступні станційні системи захисту і автоматики (табл. 9.2-9.4).

Таблиця 9.2

Уставки для систем захисту ВЕС і СЕС потужністю менше 25 МВт

Функція релейного захисту	Позначення змінної	Уставка спрацювання	Час спрацювання
Перенапруга (крок 3)	$U_{>>>}$	$1,20 \cdot U_{\text{ном}}, \text{В}$	5...100 мс
Перенапруга (крок 2)	$U_{>>}$	$1,10 \cdot U_{\text{ном}}, \text{В}$	200 мс
Перенапруга (крок 1)	$U_{>}$	$1,06 \cdot U_{\text{ном}}, \text{В}$	60 мс
Зменшення напруги (крок1)	$U_{<}$	$0,9 \cdot U_{\text{ном}}, \text{В}$	10...60 мс
Підвищення частоти	$f_{>}$	52 Гц	200 мс
Зменшення частоти	$f_{<}$	47 Гц	200 мс

Таблиця 9.3

Уставки для систем захисту ВЕС і СЕС потужністю понад 25 МВт

Функція релейного захисту	Позначення змінної	Уставка спрацювання	Час спрацювання
Перенапруга (крок 3)	$U_{>>>}$	$1,20 \cdot U_{\text{ном}}, \text{В}$	5...100 мс
Перенапруга (крок 2)	$U_{>>}$	$1,1 \cdot U_{\text{ном}}, \text{В}$	200 мс
Перенапруга (крок 1)	$U_{>}$	$1,1 \cdot U_{\text{ном}}, \text{В}$	60 мс
Зменшення напруги (крок1)	$U_{<}$	$0,9 \cdot U_{\text{ном}}, \text{В}$	10...60 мс
Підвищення частоти	$f_{>}$	52 Гц	200 мс
Зменшення частоти	$f_{<}$	47 Гц	200 мс

Таблиця 9.4

Номінальне, мінімальне і максимальне експлуатаційне значення напруги в точці приєднання ВЕС і СЕС до мережі

Класифікація		Мінімальна напруга, U_{min} (кВ)	Максимальна Напруга, U_{max} (кВ)
Номінальна напруга, U_n (кВ)			
Висока напруга (ВН)	220	198	252
	150	138,6	169,4
	110	99	126
	35	31,5	38,5
Середня напруга (СН)	20	18	22,2
	10	9	11
	6	5,4	6,6
Низька напруга (НН)	0,38	0,34	0,42

Вимоги до режимів роботи і участі ВЕС і СЕС для протиаварійного керування з метою недопущення та ліквідації аварійних режимів в ЕЕС

Визначення вимог до режимів роботи та участі ВЕС і СЕС у протиаварійному управлінні з метою недопущення та ліквідації аварійної ситуації в ЕЕС, потрібно виконувати на підставі аналізу існуючих і перспективних балансів потужності та розрахунків ustalених режимів і стійкості ЕЕС, враховуючи наступне:

а) ВЕС і СЕС повинні долучатися до протиаварійного керування у разі повного використання інших можливостей щодо забезпечення достатнього рівня надійності роботи енергосистем, (наприклад: залучати ВЕС та СЕС до протиаварійного розвантаження перетинів та/або окремих транзитних ЛЕП, якими здійснюється видача потужності з надлишкових за активною потужністю районів, можливо лише після використання резервів на розвантаження традиційних електростанцій (без відключення їх генеруючого обладнання));

б) на кожному етапі будівництва і експлуатації ВЕС і СЕС не повинні порушуватися критерії N-I аналізу режимної надійності ЕЕС до якої вони приєднуються незалежно від того відповідають або не відповідають цьому критерію схеми видачі потужності самих електростанцій до точки приєднання (ТП);

в) ВЕС, оснащені ВЕТ з асинхронними генераторами (1 і 2 типу), що безпосередньо з'єднанні з електричною мережею, у разі порушення нормального режиму роботи ЕЕС відключаються від електричної мережі станційними пристроями захисту, при зниженні напруги до рівня, встановленого виробником устаткування ВЕТ, а у разі відсутності таких вимог при зниженні напруги в точці приєднання $U < 0.80 U_{ном}$;

г) всі СЕС, а також ВЕС потужністю більше 2 МВт, з ВЕТ у яких частота обертання роторів генераторів, відокремлена інверторами від частоти мережі (3 та 4 тип), та всі будь які компенсуючі пристрої цих електростанцій, повинні: залишатися підключеними до мережі загального призначення, витримуючи падіння напруги в точці приєднання до рівня 20% $U_{н}$, як мінімум протягом 0,5с; мати на станційному рівні відповідну функцію управління генерацією реактивної потужності, яка підтримує напругу в ТП, без зниження рівня активної генерації, у разі падіння напруги, що найменше, на 10% $U_{н}$, а при більш глибокому зниженні напруги її підтримка може виконуватися шляхом пріоритетної генерації реактивної потужності за рахунок зниження активної при цьому реактивна потужність повинна знаходитися у діапазоні значень $\cos \phi$, передбаченого кодексом електричних мереж для ВЕС і СЕС різного рівня потужності; автоматично вимикатися станційними захистами при відхиленні напруги на шинах ВЕУ чи сонячних інверторів нижче або вище певних уставок за напругою через деяку витримку часу (табл. 9.5).

Таблиця 9.5

Умови відключення інвертора ВЕУ та інвертора СЕС

№ п/п	Налаштування захистів генератора та інвертора	ВЕУ з інверторами виробництва Vestas		СЕС з інверторами виробництва AEG	
		Напруга відключення, кВ	Час відключення, сек	Напруга відключення, кВ	Час відключення, сек
1.	$>1,10 \cdot U_{\text{НОМ}}$	0,715	3600	0,379	0,2
2.	$>1,21 \cdot U_{\text{НОМ}}$	0,787	2	---	---
3.	$<0,9 \cdot U_{\text{НОМ}}$	0,587	60	0,310	0,2
4.	$<0,8 \cdot U_{\text{НОМ}}$	0,520	10		

**Вимоги до рівнів напруги в точці приєднання ВЕС та СЕС.
Визначення коефіцієнту запасу зі статичної стійкості ЕЕС за напругою**

У відповідності з чинним нормативним документом граничні режими ЕЕС за критерієм статичної аперіодичної стійкості та стійкості за напругою, здійснюються шляхом моделювання серії обтяжених усталених режимів за певними траєкторіями, які визначаються зміною параметрів генераторів електростанцій та вузлів навантаження. При цьому, межею статичної аперіодичної стійкості (за певних припущень) прийнято вважати досягнення «не збіжності» ітераційного процесу на деякому кроці обтяження режиму.

При дослідженні стійкості «слабких перетинів», які зв'язують потужні ЕЕС з достатніми резервами за реактивною потужністю, коли порушення збіжності ітераційного процесу пов'язано із значним збільшенням відносних кутів векторів напруги або векторів електрорушійної сили синхронних машин, що розташовані по різні боки перетину, маємо порушення аперіодичної стійкості на яку практично не впливають ВЕС і СЕС, враховуючи їх (інверторну технологію) виробництва електроенергії.

Але, якщо досліджується контрольований перетин, який зв'язує надлишкову та дефіцитну енергосистеми з вкрай малими резервами за реактивною потужністю, то втрата збіжності ітераційного процесу при обтяженні усталеного режиму (в напрямку збільшення перетоку в дефіцитну ЕЕС) в більшості випадків пов'язана з виникненням небалансу за реактивною потужністю (вичерпанням резервів за реактивною потужністю та стрімким зростанням її втрат в ЛЕП) в дефіцитній енергосистемі, що призводить до лавини напруги, яка може виникати при напрузі лише на 10-15% нижчою від номінальної. В таких випадках має місце порушення статичної стійкості за напругою.

Завдяки здатності ВЕС і СЕС, у діапазоні відхилення напруги на інверторних шинах $\pm 10\%$ від номінальної (до їх відключення), регулювати напругу в електромережі, шляхом контрольованого генерування або споживання реактивної потужності, вони позитивно впливають на межу статичної стійкості за напругою. В той же час необхідно враховувати, що якщо потужність ВЕС та СЕС складає вагомий відсоток у балансі досліджуваних енергосистем ($\sim 10\%$), їх відключення від електромережі автоматичними системами захисту (табл. 9.6), при аварійному ($U_{ав} \leq 0,90 \cdot U_{ном}$) зниженні напруги на інверторних шинах електростанцій, у багатьох випадках буде призводити до порушення статичної стійкості у досліджуваних перетинах внаслідок лавиноподібного зменшення напруги у вузлах мережі дефіцитного району, через зростання перетоку потужності через перетин, викликаного вимкненням ВЕС/СЕС.

Згідно алгоритму спрацювання систем автоматичного захисту ВЕС/СЕС, в розрахунках усталених режимів, на підставі яких налаштовуються протиаварійні пристрої АЗПС необхідно, з метою одержання більш надійних результатів, враховувати модель електричної схеми ВЕС/СЕС для контролю напруги на шинах інверторів.

При дослідженні статичної стійкості, з метою візуального аналізу рівнів напруги в мережі ВЕС/СЕС, доцільно застосовувати діаграми напруги, які автоматично створюються за допомогою програмних засобів. Завдяки діаграмам виконується візуальний аналіз рівнів напруги на інверторних шинах всіх ВЕС і СЕС для всіх наявних рівнів напруги в системах розподілу електроенергії. Зазвичай по осі X такої діаграми відкладають «сумарну відстань» вузла до точки приєднання, а по осі Y рівень напруги у в.о.

Приклад таких діаграм напруги для випадку генерації повної активної потужності ВЕС без регулювання напруги ВЕУ за результатами розрахунків, що наведені в табл. 9.6, представлено на рис.9.5-9.6.

Таблиця 9.6

Рівні напруги в мережі ВЕС без регулювання напруги ВЕУ для трьох режимів роботи ВЕС (розрахункові)

Рівень генерації ВЕС	Рівень напруги на шинах видачі потужності // рівень напруги на інверторних шинах, в.о.		
	Рівень напруги в точці приєднання		
	$0,90 \cdot U_{ном}$	$1,00 \cdot U_{ном}$	$1,10 \cdot U_{ном}$
P_{max}	0,90 // 0,91	1,00 // 1,01	1,10 // 1,11
$0.2 \cdot P_{max}$	0,90 // 0,90	1,00 // 1,00	1,10 // 1,10
P_0	0,90 // 0,90	1,00 // 1,00	1,10 // 1,10

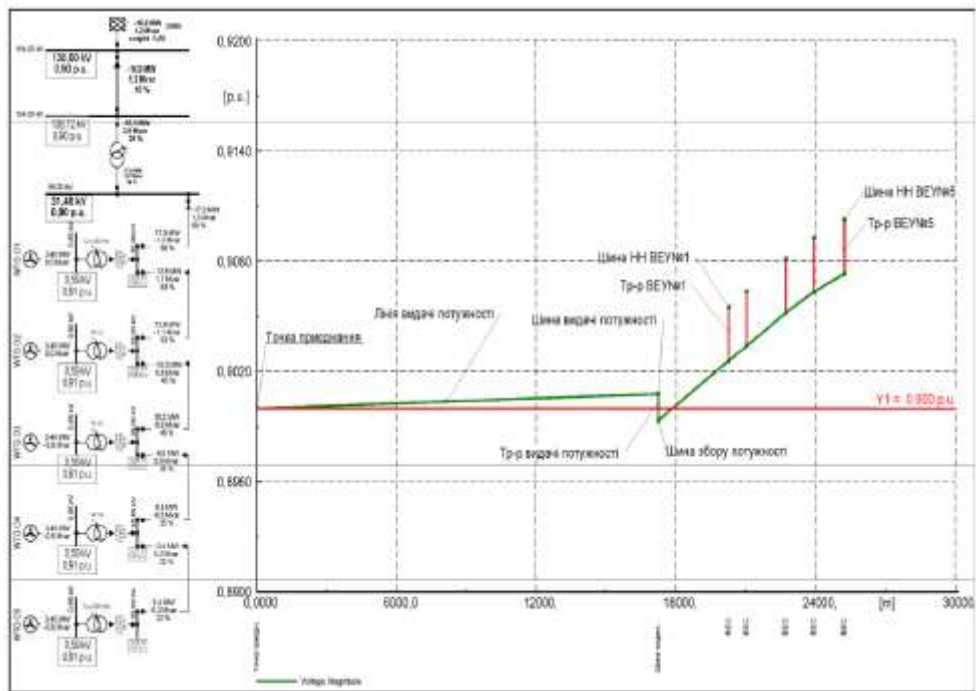


Рис.9.5 - Діаграма напруги для типової ВЕС при напрузі в точці приєднання $0,90 \cdot U_{\text{ном}}$. Повна потужність генерації ВЕС. Без регулювання напруги ВЕУ

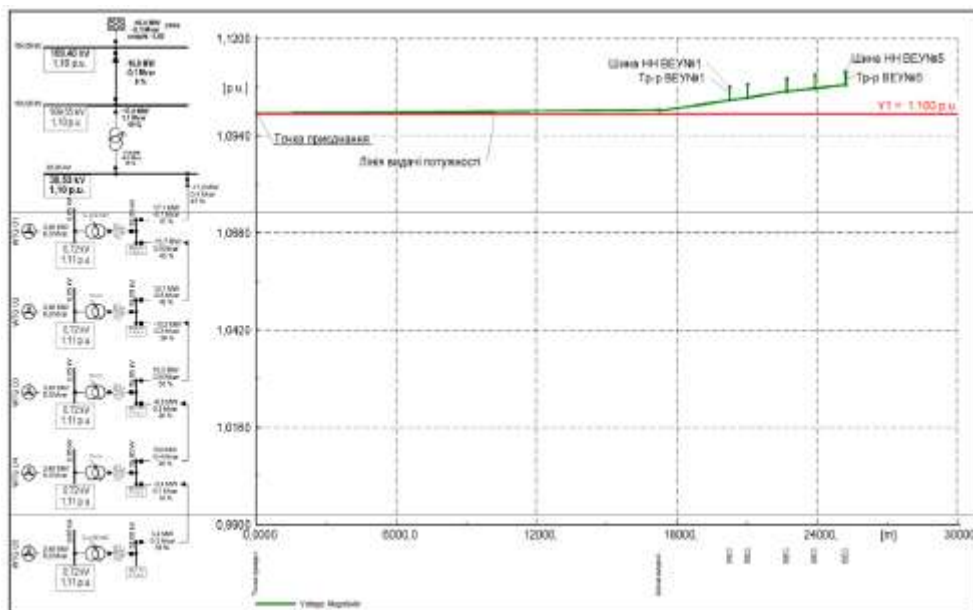


Рис.9.6 - Діаграма напруги для типової ВЕС при напрузі в точці приєднання $1,10 \cdot U_{\text{ном}}$. Повна потужність генерації ВЕС. Без регулювання напруги ВЕУ

Як видно з табл. 9.7 та діаграм (рис. 9.7 та 9.8) при відсутності регулювання напруги ВЕУ, напруги (в.о) на шинах інверторів ВЕС для даної схеми видачі потужності дорівнює або близька до напруги (в.о) в точці приєднання. Таким чином, при відхиленні напруги в точці приєднання до рівня $0,90 \cdot U_{\text{ном}}$, ВЕС/СЕС без автоматичного регулювання напруги на інверторних

шинах можуть вимикатися дією власної автоматики інверторів, тому що напруга на інверторних шинах також зменшиться до $0,90 \cdot U_{\text{ном}}$.

Для порівняння приклад подібних діаграм для аналізу напруги з регулюванням напруги ВЕУ для трьох режимів роботи ВЕС за результатами розрахунків, що наведені в табл. 9.8, наведено на рис. 9.10-9.11.

Таблиця 9.8

Рівні напруги в мережі ВЕС з регулюванням напруги ВЕУ для трьох режимів роботи ВЕС (розрахункові)

Рівень генерації ВЕС	Рівень напруги на шинах видачі потужності // рівень напруги на інверторних шинах, в.о.		
	Рівень напруги в точці приєднання		
	$0,90 \cdot U_{\text{ном}}$	$1,00 \cdot U_{\text{ном}}$	$1,10 \cdot U_{\text{ном}}$
P_{max}	0,90 // 0,97	1,00 // 1,01	1,10 // 1,07
$0.2 \cdot P_{\text{max}}$	0,90 // 0,98	1,00 // 1,00	1,10 // 1,03
P_0	0,90 // 0,98	1,00 // 1,00	1,10 // 1,03

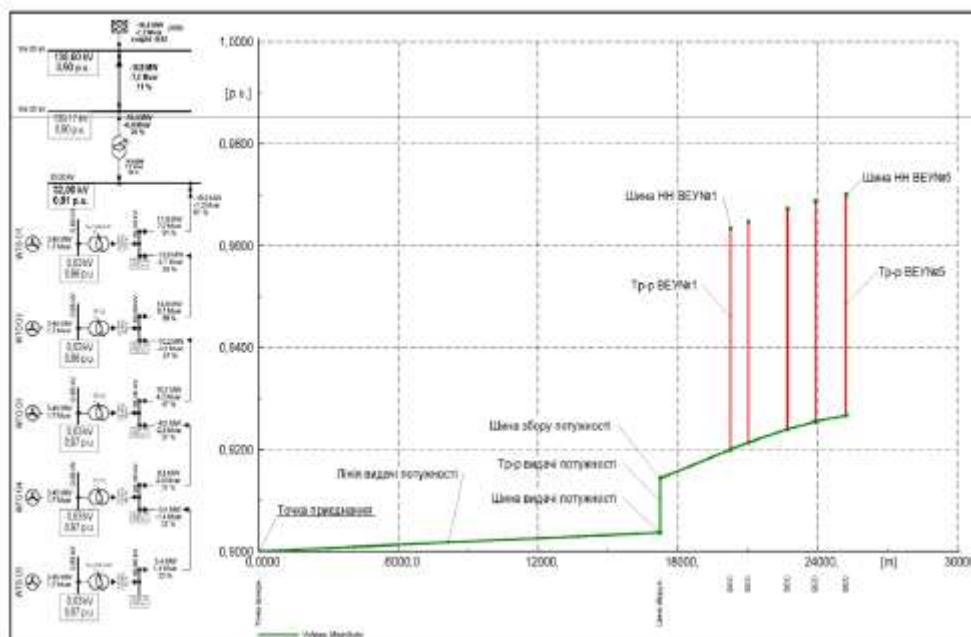


Рис.9.7 - Діаграма напруги для типової ВЕС при напрузі в точці приєднання $0,90 \cdot U_{\text{ном}}$. Повна потужність генерації ВЕС. З регулюванням напруги ВЕУ

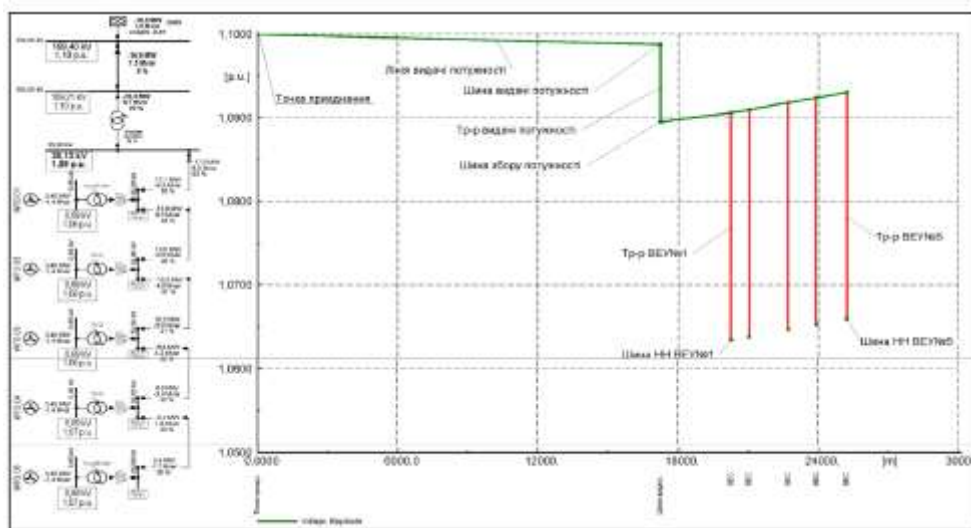


Рис.9.8 - Діаграма напруги для типової ВЕС при напрузі в точці приєднання $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$. Повна потужність генерації ВЕС. З регулюванням напруги ВЕУ

Як видно з табл. 9.8 та діаграм рис. 9.7-9.8 при відхиленні напруги в точці приєднання до рівня $0,90/1,10 \cdot U_{\text{ном}}$, напруги на шинах інвертора ВЕУ наближаються до встановленої уставки за напругою ($1,0 \cdot U_{\text{ном}}$) в наслідок дії регулятора напруги ВЕУ.

Таким чином, при виборі налаштувань АЗПС перетинів та при обважненні режимів слід враховувати, що якщо напруга в точці приєднання ВЕС/СЕС (наприклад на збірних шинах 110 кВ або 150 кВ) зменшиться до $0,90 \cdot U_{\text{ном}}$, то напруга на інверторі, завдяки регулюванню, зменшиться лише на 2-3%, та ВЕС/СЕС буде продовжувати генерування. Тому, важливо при моделюванні обважнених режимів адекватно враховувати властивості ВЕС/СЕС щодо регулювання напруги. Це може бути реалізовано або шляхом включення моделі електричної схеми ВЕС/СЕС до моделі електричних мереж енергорайону, або шляхом визначення залежності напруги на шинах інвертору ВЕС/СЕС від напруги мережі в точці приєднання ВЕС/СЕС.

Врахування режимів роботи ВЕС та СЕС в розрахунках стійкості ЕЕС

Вплив ВЕС та СЕС на режими роботи енергосистем має свої особливості, які повинні враховуватися у розрахунках електричних режимів і алгоритмах роботи протиаварійної автоматики, а саме:

1. ВЕС 3 і 4 типу, а також СЕС завдяки своїй здатності, шляхом контрольованого генерування або споживання реактивної потужності, регулювати напругу на інверторних шинах електростанцій в межах $\pm 10\% U_{\text{ном}}$, позитивно впливають на межу статичної стійкості енергосистем за напругою.

2. У випадках, коли сумарна потужність ВЕС та СЕС складає вагомий відсоток у балансі досліджуваних енергосистем ($\sim 10\%$), їх відключення від мережі системами захисту при аварійному зниженні напруги на інверторних шинах електростанцій ($U_{ав} \leq 0,90 \cdot U_{ном}$), може призводити до порушення стійкості у досліджуваних контрольованих перетинах внаслідок лавиноподібного зменшення напруги у вузлах мережі дефіцитного району через зростання перетоку потужності через контрольований перетин.

3. Виходячи з стохастичної природи генерації ВЕС та СЕС, з метою отримання надійних результатів при обваженні режимів, потужні ВЕС і СЕС недоцільно використовувати для обваження режимів в розрахунках стійкості ЕЕС, проте ВЕС та СЕС рекомендується враховувати незмінною потужністю для отримання найбільш «важкого» режиму обваження.

4. ВЕС та СЕС слід враховувати незмінною потужністю для отримання найбільш «важкого» режиму обваження за наступним алгоритмом:

- у надлишковій частині енергосистеми – враховувати повну номінальну потужність ВЕС та СЕС (за виключенням режимів нічного часу доби для СЕС коли їх інвертори вимкнені від мережі);
- у дефіцитній частині енергосистеми - враховувати нульову потужність ВЕС та СЕС.

5. Виходячи з алгоритму спрацювання систем автоматичного захисту ВЕС і СЕС в розрахунках усталених режимів, на підставі яких налаштовуються протиаварійні пристрої АЗПС, з метою одержання більш надійних результатів необхідно враховувати модель електричної схеми ВЕС/СЕС для контролю напруги на шинах інверторів.

6. В розрахунках електричних режимів можливе використання еквівалентної моделі ВЕС/СЕС, яка представляється одним вузлом з налагоджуваннями, що визначаються режимом роботи системи управління її інверторів. Залежно від режиму роботи інверторів та системи їх управління рекомендується використовувати три варіанти налагодження еквівалентної моделі ВЕС/СЕС:

- «PQ» вузол – коли задані величини генерації активної потужності та коефіцієнта потужності ($\cos\phi$) ВЕС/СЕС;
- «PV» вузол – коли задана величина генерації активної потужності ВЕС/СЕС та уставка за напругою;
- «DV» вузол – задані уставка за напругою та $\cos\phi$ з використанням вагового коефіцієнта «статизму».

7. Для аналізу впливу режимів роботи СЕС і ВЕС на статичну стійкість перетинів доцільно використовувати еквівалентні моделі «PQ» або «PV» (залежно від режиму роботи інверторів СЕС/ВЕС, які реалізовані в програмних засобах моделювання режимів роботи енергосистем).

Імітаційне моделювання ВЕС та СЕС в розрахунках електричних режимів та стійкості ЕЕС

Розрахунки динамічної стійкості виконують з використанням цифрової моделі енергосистеми шляхом комп'ютерного моделювання нормативних аварійних збурень. Відповідно до рекомендацій для розрахунку динамічної стійкості слід використовувати розрахункові моделі, що базуються на спрощених рівняннях Парка-Горєва. Моделі також мають включати автоматичні регулятори збудження і автоматичні регулятори швидкості обертання турбіни. Комп'ютерне моделювання аварійних збурень включає розрахунок початкових умов та чисельне інтегрування диференціальних рівнянь, що описують електромеханічні перехідні процеси в ЕЕС внаслідок виникнення збурення.

Розрахунки динамічної стійкості використовують режими літнього та зимового мінімумів навантаження. Режим мінімуму навантаження відповідає мінімальному складу генерації, що значно зменшує загальну обертову масу (інерцію) ЕЕС.

Проте значне впровадження джерел розосередженої генерації робить питання дослідження їх стійкості особливо актуальним. Для стійкості ВЕС/СЕС, де не використовуються приєднані до мережі синхронні генератори, під поняттям «повертатися до усталеного режиму» слід розуміти спроможність роботи без вимкнення від електромережі при значних короткострокових спадах напруги та генерації реактивної потужності.

Таким чином, для ВЕС/СЕС загальноприйняте визначення динамічної стійкості зберігається, але замість підтримання синхронізму ВЕС/СЕС має відповідати вимогам проходження режимів короткострокових спадів напруги LVRT (Low Voltage Ride Through), які зазвичай викликані КЗ у мережі FRT(Fault Ride Through).

Згідно нормативно-технічної документації визначено, що для приєднання ВЕС/СЕС потужністю більше 2 МВт дана електростанція «повинна витримувати падіння напруги в точці приєднання до рівня 20 % від номінальної напруги (лінійна напруга основної гармоніки) як мінімум протягом 0,5 с без вимкнення...» (крива 1 на рис. 9.10). Крім того, в області Б характеристики LVRT електростанція має залишатися не тільки ввімкненою до електромережі, але і «забезпечувати максимальне підтримання рівня напруги шляхом контрольованої генерації реактивної потужності з метою сприяння стабілізації напруги...».

До переліку нормативних збурень, при яких ВЕС/СЕС має залишатися в роботі, також відносяться симетричні та несиметричні КЗ тривалістю 150 мс та нормативні збурення всіх груп відповідно до чинних галузевих документів.

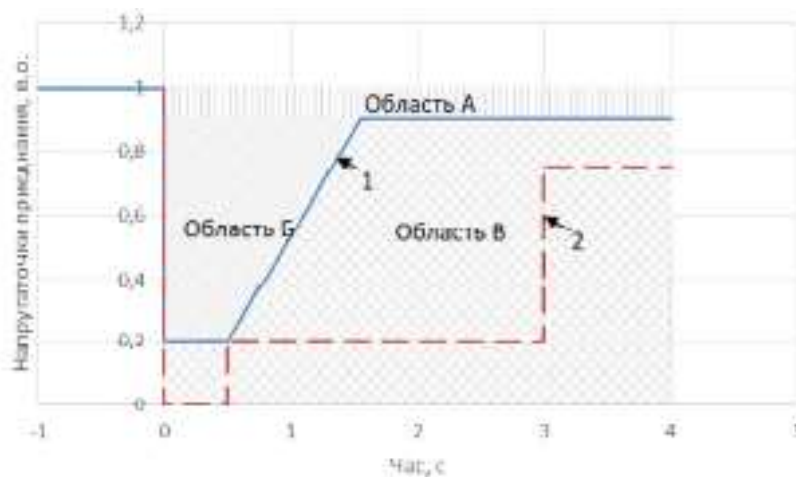


Рис. 9.10 – Графічна інтерпретація критерію LVRT (1) та захисна характеристика вітротурбіни (2)

Також слід зазначити, що більшість сучасних генеруючих установок ВЕС (вітротурбін) вже адаптовані та задовольняють зазначеним вимогам LVRT. На рис. 9.10 пунктиром позначено захисну характеристику одного з типів вітротурбін. Характеристика LVRT задається як вимога системного оператора до ВЕС у разі приєднання ВЕС до електричних мереж (зазвичай для потужних ВЕС приєднання здійснюється на рівень напруги 110 – 330 кВ), тоді як захисна характеристика, що відповідає самій вітротурбіні (інвертору тощо), задається в місці її приєднання (напруга 0,65 кВ). Це і обумовлює необхідність розрахункової перевірки чи будуть всі вітротурбіни ВЕС залишатися приєднаними до мережі у разі різних збурень у мережі навколо ВЕС. Однак у будь-якому випадку слід зазначити, що якщо час існування КЗ у мережі перевищує 0,45 с, то існує серйозна загроза втрати ВЕС. Тим часом більшість нормативних збурень навіть у випадку відмови високовольтного вимикача ліквідуються в ОЕС України дією пристрою резервування відмови вимикача (ПРВВ) із загальним часом вимкнення КЗ менше ніж 0,45 с.

Додатково за результатами моделювання перехідних процесів слід перевіряти вимоги щодо генерації ВЕС реактивної потужності в аварійних умовах. Однак така перевірка потребує наявності верифікованої виробником моделі вітрогенератора ВЕС.

Для розрахунку динамічної стійкості ВЕС/СЕС рекомендується використовувати сертифіковані виробником моделі генеруючих установок з відповідними засобами їх управління.

На рис.9.11 приведена типова схема електростанції ВЕС або СЕС та складається з кількох елементів: 1) точка приєднання (ТП) електростанції – зазвичай шини підстанції до якої підключається ВЕС або СЕС; 2) мережа видачі потужності електростанції – система збірних шин та ЛЕП за допомогою яких видається потужність до точки приєднання; 3) шини збору потужності – шини центральної підвищувальної підстанції ВЕС; 4) мережа збору потужності – кабельні ЛЕП за допомогою яких потужність передається на шини збору потужності; 5) шини до яких приєднуються: на ВЕС - окремі вітрові

енергетичні установки (БЕУ) (напрямую або через перетворювач), на СЕС - через перетворювач окремі панелі фотоелектричних модулів.

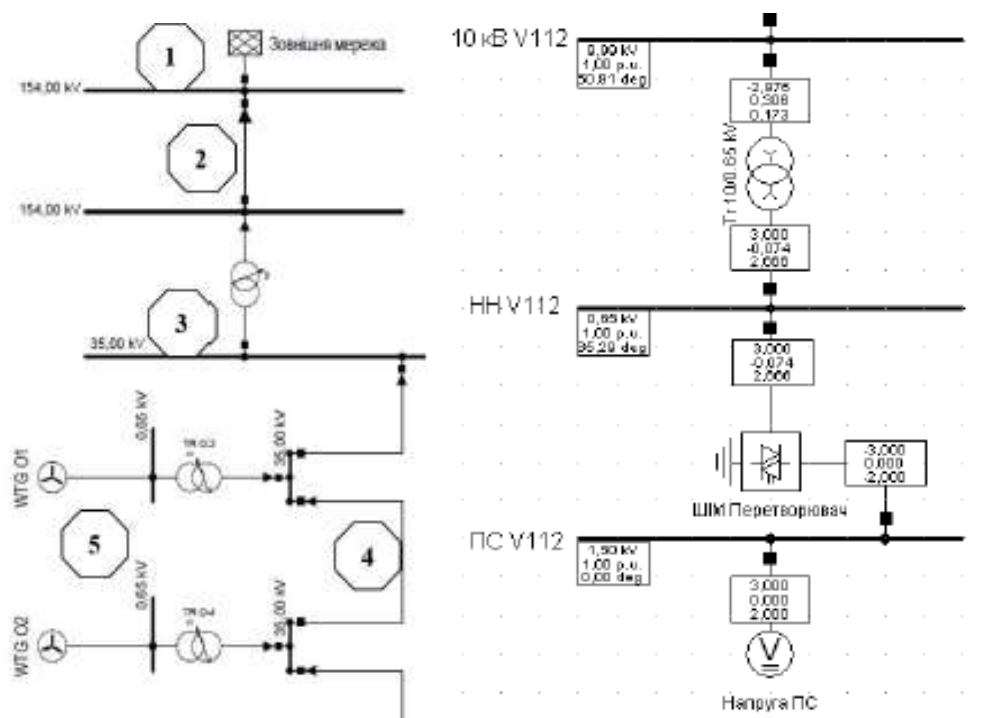


Рис. 9.11 - Типова схема приєднання БЕУ або СЕС

В якості БЕУ використана вітроустановкою з повним перетворювачем Vestas V112, математичну модель якої реалізовано в DIgSILENT Power Factory та можна використовувати для моделювання усталених режимів і перехідних процесів.. У ній встановлено трифазний синхронний генератор з постійним магнітом. Модель складається з таких елементів: джерела постійної напруги; ШІМ-перетворювача; підвищуючого трансформатора. Перетворювач розділяє генератор та мережу за електричною частотою, внаслідок цього генератор може працювати зі змінною швидкістю. ШІМ-перетворювач – це двополісний елемент, один термінал якого ввімкнено до джерел постійної напруги (елемент “Напруга ПС”), а інший – до електричної мережі змінного струму. Для розрахунку усталених режимів він може бути налагоджений як PQ, або PV вузол. Під час динамічного моделювання ШІМ-перетворювач функціонує як кероване джерело струму. Діалогові вікна для налагодження параметрів ШІМ-перетворювача показано на рис. 9.12-9.13.

Елемент “PQ мережі” типу ElmStaPqmea забезпечує зворотний зв'язок за виміром активної та реактивної потужностей, які виробляє БЕУ. Вимірювальний елемент потужності знаходиться в комірці, до якої приєднаний елемент “ШІМ-перетворювач”. Вихідні сигнали Pgrid та Qgrid подаються на елемент “Модель БЕУ”.

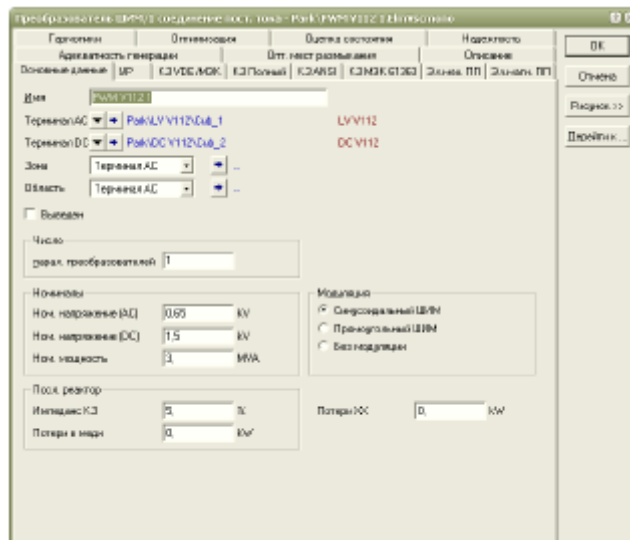


Рис. 9.12 - Визначення параметрів ШІМ-перетворювача

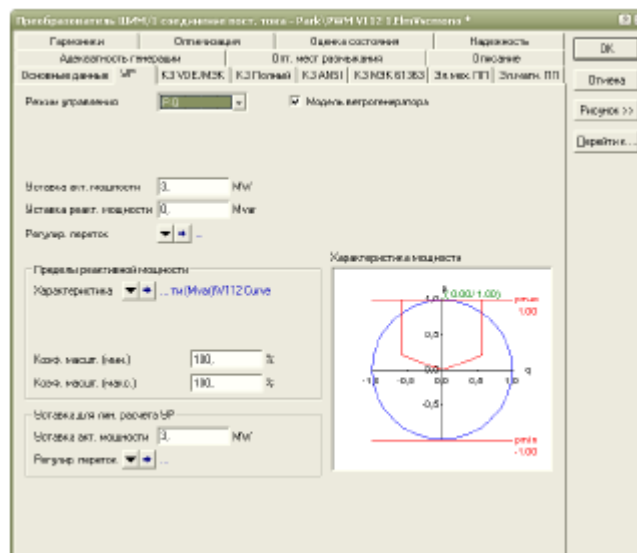


Рис. 9.13 - Налаштування активної та реактивної потужностей ШІМ-перетворювача для розрахунку УР

На рис.9.14 представлена структурна схема математичної моделі ВЕУ Vestas V112. Вихідними сигналами елемента “Вимірювання частоти” є f (частота мережі) та кут напруги мережі (сигнали $\cos ref$ та $\sin ref$). Сигнал f подається на елемент “Модель ВЕУ”. Сигнали $\cos ref$ та $\sin ref$ подаються на елемент “Елемент ВЕУ” для забезпечення синхронізації роботи ШІМ-перетворювача з мережею. Вимірювання напруги в точці приєднання вітроустановки виконує елемент “Напруга мережі”. Сигнали u_r , u_i , u_s (дійсна, уявна складові напруги та діюча напруга) подаються на елемент “Модель ВЕУ”.

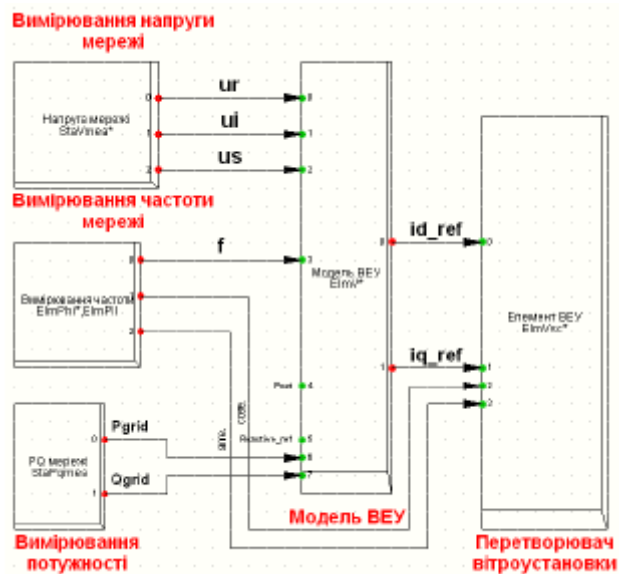


Рис. 9.14 - Структурна схема математичної моделі BEU Vestas V112 в DlgSILENT Power Factory

Елемент “Модель BEU” є головною частиною всієї моделі BEU. В ньому у вигляді диференціальних рівнянь реалізовано моделі генератора, валу та захистів, що дає змогу відобразити поведінку BEU при моделюванні перехідних процесів. Вихідними сигналами цього елемента є уставки за Id та Iq складовими струму (id_ref, iq_ref), що генерує BEU. Налаштування параметрів режиму роботи моделі можливо здійснити за допомогою керуючих параметрів моделі (рис. 9.15), головними з яких є: Nunits – кількість паралельних BEU в групі; AGO_enable (1/0) – ввімкнення (1) та вимкнення (0) спроможності LVRT; Prot_enable (1/0) – дає змогу вимкнення (1) моделі при спрацюванні захистів; ModeSel (1/0) – режим роботи з постійним коефіцієнтом потужності (1) або з постійною реактивною потужністю (0).

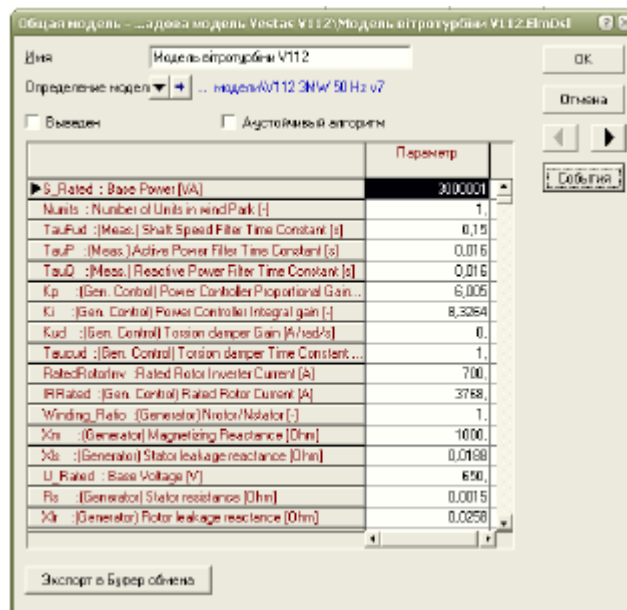


Рис. 9.15 - Налаштування параметрів елементів математичної моделі BEU Vestas V112 в DlgSILENT Power Factory

В якості прикладу імітаційного моделювання нормативного збурення у вигляді однофазного КЗ у точці приєднання ВЕС за відмови вимикача і дії пристрою резервування відмови вимикача представлено на рис. 9.16–9.21.

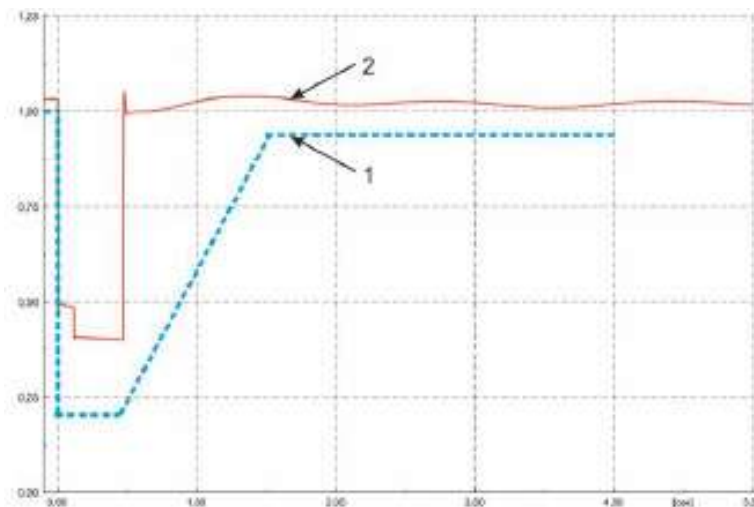


Рис. 9.16 - Падіння напруги (в.о.) у точці приєднання ВЕС за результатами моделювання (лінія 2) у разі нормативного збурення та згідно з вимогами [4] (лінія 1)

З рис. 9.16 видно, що протягом часу КЗ спостерігається значне падіння напруги в точці приєднання ВЕС. Це в свою чергу призводить до зниження напруги у точці приєднання вітроустановок (рис. 9.17).

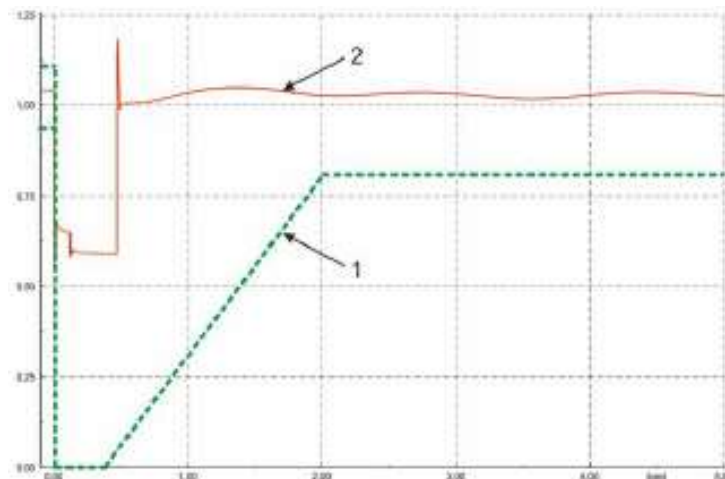


Рис. 9.17 - Захисна характеристика віротурбіни (лінія 1) та результати розрахунку зміни напруги в місці приєднання віротурбіни (лінія 2) у разі нормативного збурення

Варто зауважити, що зниження напруги на шинах ВЕУ є значно меншим, ніж у точці КЗ. Це пояснюється деякою електричною віддаленістю ВЕУ від місця КЗ, а також генерацією ними реактивної потужності під час проходження збурення.

На рис. 9.18 показано часові залежності активної та реактивної потужностей, що генерує ВЕС у точці приєднання.

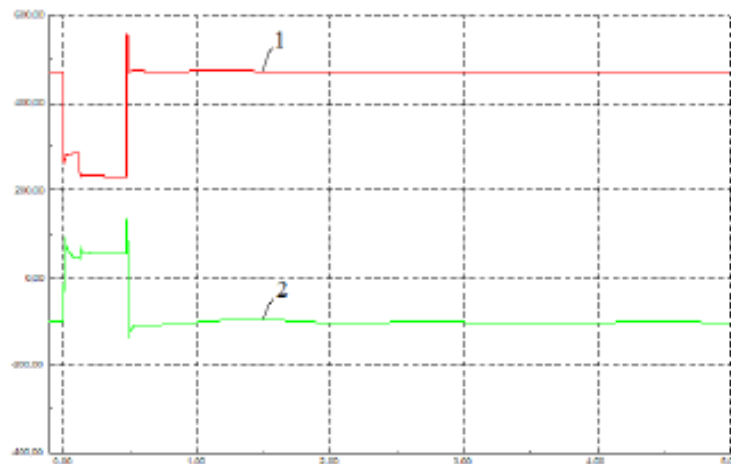


Рис. 9.18 - Активна (МВт) (крива 1) та реактивна (Мвар) (крива 2) потужності ВЕС у точці приєднання

Під час КЗ генерація активної потужності ВЕС знижується. Щодо реактивної потужності, то бачимо, що в доаварійному режимі ВЕС перебувала у режимі її споживання для нормалізації рівня напруги. Проте під час КЗ генерація реактивної потужності ВЕС збільшилася. Внаслідок зниження напруги генерація активної потужності окремої вітроустановки знижується (рис. 9.19).

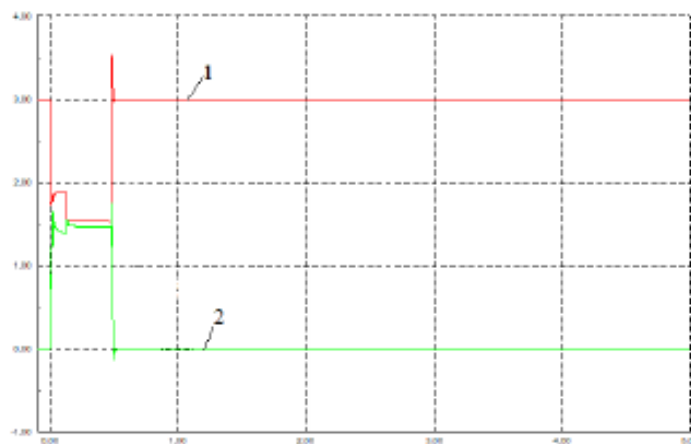


Рис. 9.19 - Активна (МВт) (крива 1) та реактивна (Мвар) (крива 2) потужності однієї ВЕУ в точці приєднання

Під час збурення ВЕУ підвищують величину генерованого реактивного струму (рис. 9.20), що призводить до різкого збільшення генерації реактивної потужності ВЕУ (рис. 9.21).

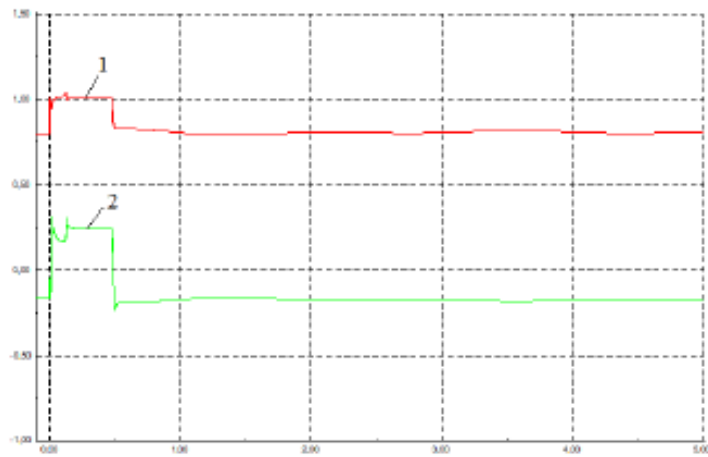


Рис. 9.20 - Струми ВЕС у точці приєднання: активний (крива 1) та реактивний (крива 2), кА

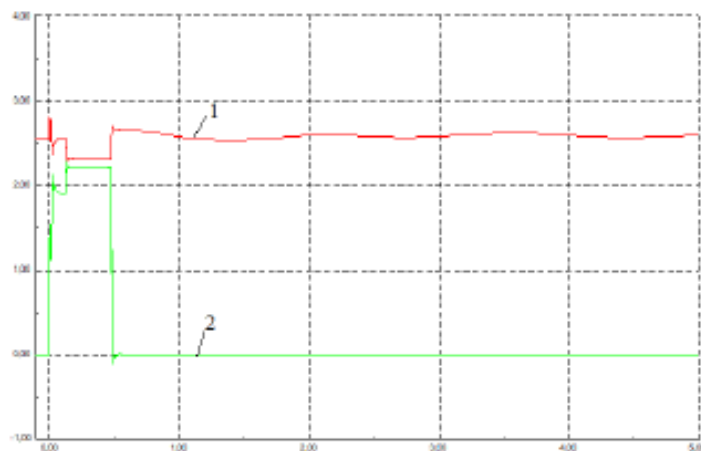


Рис. 9.21 - Струми однієї БЕУ в точці приєднання: активний (крива 1) та реактивний (крива 2), кА

З рис. 9.16-9.21 видно, що ВЕС зберігає стійкість при нормативному збуренні у вигляді однофазного КЗ у точці приєднання ВЕС за відмови вимикача і дії ПРВВ.

Перевірка відповідності ВЕС вимогам щодо приєднання для зовнішніх електричних мереж. Для перевірки відповідності ВЕС вимогам щодо проходження аварійних режимів з провалами напруги було проведено моделювання перехідних процесів для низки симетричних КЗ різної тривалості та величини залишкової напруги, які відповідають граничним умовам вимог. Згідно з цими вимогами при виникненні збурень у мережі, якщо напруга в точці приєднання ВЕС не перетинає встановлену криву (рис. 9.22), ВЕС має продемонструвати спроможність продовжувати працювати паралельно з енергосистемою. Параметри граничних збурень наведено в табл. 9.9, а результати моделювання граничних збурень показано на рис. 9.22–9.24.

Параметри граничних збурень

№ збурення	Залишкова напруга КЗ у точці приєднання ВЕС	Тривалість КЗ, с
1	0,2	0,5
2	0,4	1,07
3	0,6	1,356

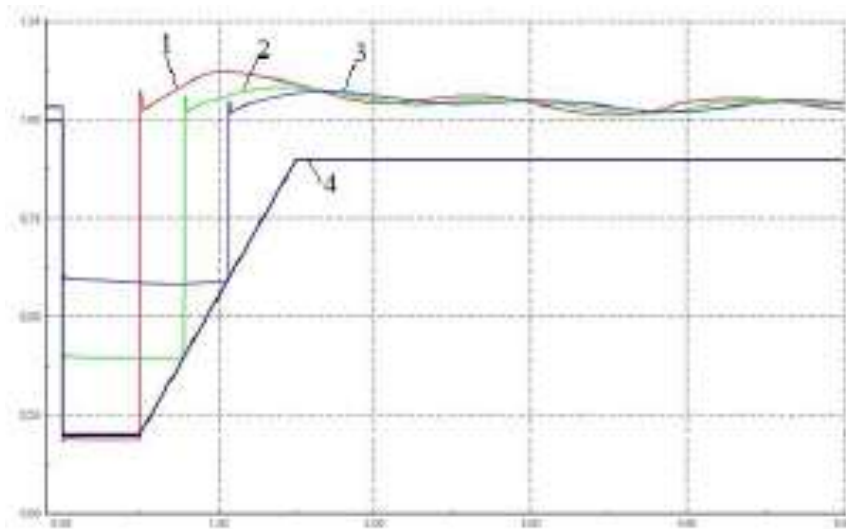


Рис. 9.22 - Напруга в точці приєднання (криві 1, 2, 3 відповідають збуренням відповідно 1, 2, 3; 4 – характеристика вимог мережевого кодексу)

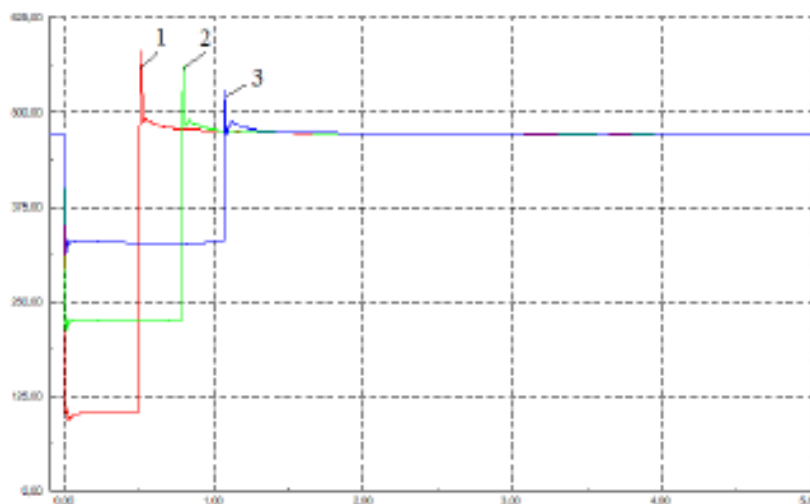


Рис. 9.23 - Активна потужність ВЕС у точці приєднання (криві 1, 2, 3 відповідають збуренням відповідно 1, 2, 3)

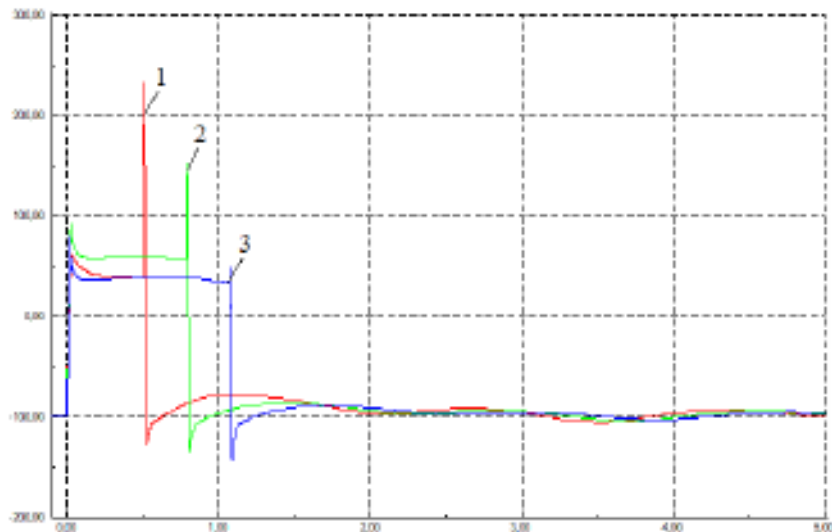


Рис. 9.24 - Реактивна потужність ВЕС у точці приєднання (криві 1, 2, 3 відповідають збуренням відповідно 1, 2, 3)

Як бачимо, моделювання граничних збурень показало, що ВЕС задовольняє вимогам у частині проходження режимів падіння напруги в точці приєднання.

2. Приклад

Короткий опис детальної моделі ВЕС в тестовій моделі енергосистеми. На рис.9.25 представлена модель ВЕУ потужністю 3,45 МВт складається з моделі трансформатора 4 МВА, шин низької напруги 0,65 кВ та генератора (преставлення вітрогенератора та інвертора ВЕУ). Загальна потужність ВЕС складає 131 МВт.

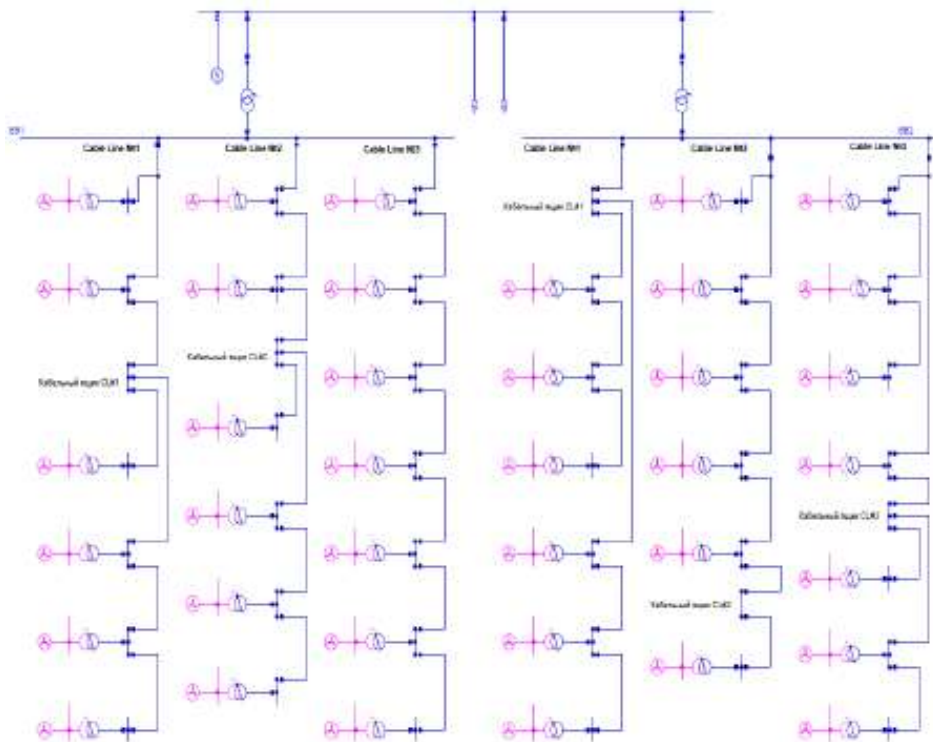


Рис. 9.25 - Модель електричної схеми ВЕС

Короткий опис детальної моделі СЕС в тестовій моделі енергосистеми.
На рис.9.26 представлена модель однієї комірки СЕС потужністю 0,5 МВА складається з моделі трансформатора 630 кВА з розщепленою обмоткою 10/0,345/0,345 кВ, інверторів типу PV Protect 500 кВА, шин постійної напруги 1000 В та джерел струму (представлення збірки PV панелей).

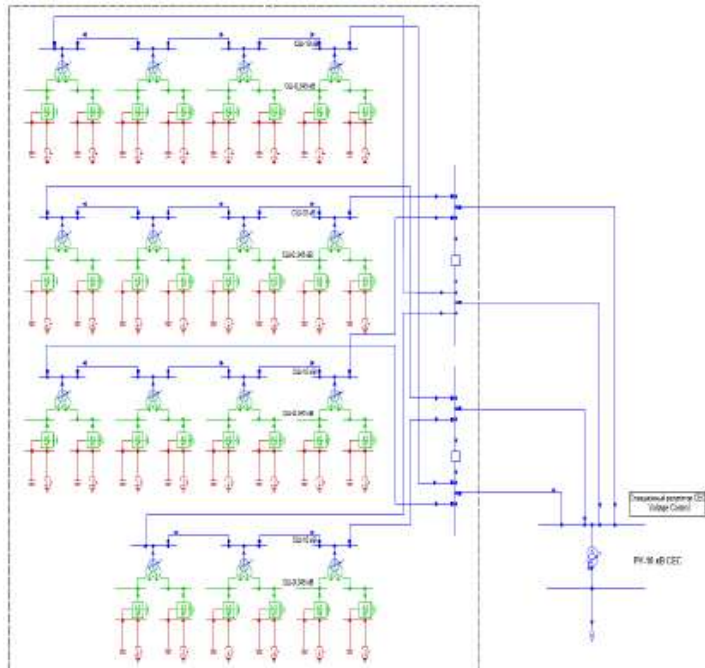


Рис. 9.26 - Модель електричної схеми СЕС

Процедура побудови діаграм напруги DlgSILENT PowerFactory. На сьогодні при приєднанні потужних сонячних та вітроелектростанцій, висувуються ряд вимог, які регламентують рівні напруги як на шинах збору потужності станції, так і на шинах інвертора (генератора). Для візуального аналізу рівнів напруги в мережі ВЕС та СЕС дуже широко поширене застосування діаграм напруги (або профілів напруги), які автоматично створюються за допомогою програмних засобів. Завдяки даній діаграмі можливо проаналізувати рівні напруги на всіх ВЕУ мережі для всіх наявних рівнів напруги. Зазвичай на осі X такої діаграми відображено сумарну електричну «відстань» («довжину») від вузла електростанції до точки її приєднання, а по осі Y рівень напруги у в.о.

1. На рис.9.27 представлено як створити елемент Фідер (Feeder). Для цього необхідно в місці приєднання лінії видачі потужності до шини 110 кВ за допомогою правої клавіші миші перейти до контекстного меню та по чергово вибрати пункти Define (Визначити) та Feeder (Фідер). Після виконання цієї дії зовнішньо в моделі нічого не зміниться, проте в модель буде додано елемент «Фідер».

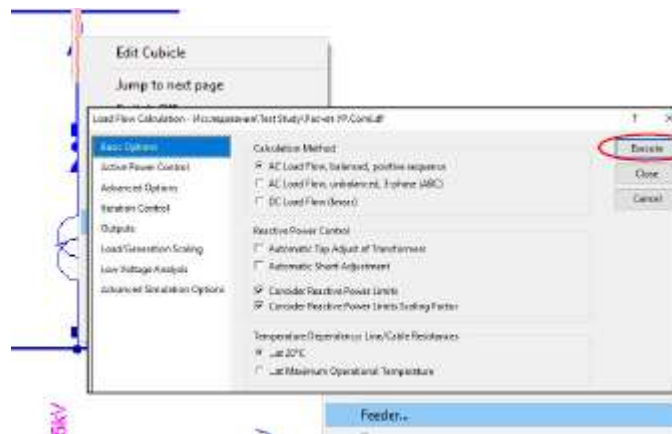


Рис. 9.27 - Визначення елементу «Фідер»

2. Розрахувати усталений режим роботи ЕЕС.

3. На рис.9.28-9.29 зображено як після розрахунку УР за допомогою правої клавіші миші на лінії, в якій було створено фідер, вибрати по чергово з контекстного меню «Show» (Показати) «Voltage Profiles» (Діаграма напруги).

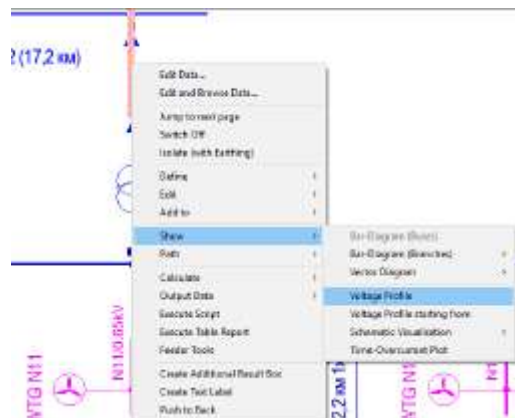


Рис. 9.28 - Контекстне меню побудови діаграми напруги

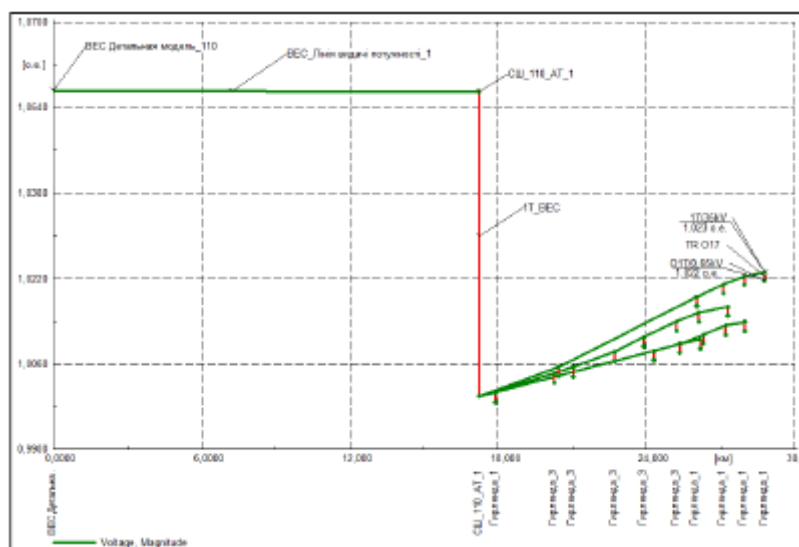


Рис. 9.29 - Контекстне меню побудови діаграми напруги

3. Порядок виконання комп'ютерного практикуму

3.1. Побудувати цифрову модель ЕЕС із джерелами розосередженої генерації згідно індивідуального варіанту завдання здобувача (Додаток 1). В якості нормативного збурення встановити трифазне коротке замикання на ЛЕП згідно індивідуального варіанту завдання здобувача (Додаток 2).

3.2. Виконати розрахунок перехідного процесу в ЕЕС. Результати розрахунку режиму необхідно проаналізувати, оцінивши характер зміни кута δ синхронних генераторів електричних станцій. Привести графіки $\delta(t)$, $P(\delta)$, $f(t)$, $U(t)$, $s(t)$, $n(t)$, $p_t(t)$.

3.3. Визначити критичний час відключення к.з.

3.4. Визначити критичний кут відключення к.з.

3.5. Дослідити динамічну стійкість ЕЕС із джерелами розосередженої генерації при різній електричній віддаленості розрахункової точки короткого замикання відносно початку ЛЕП.

4. Зміст звіту комп'ютерного практикуму

Оформлений звіт роботи має містити наступне:

- мета роботи;
- вихідні дані, відповідно до варіанта;
- схему електропостачання власних потреб;
- результати імітаційного моделювання;
- загальні висновки.

5. Контрольні питання

1. Вимоги до моделювання ВЕС та СЕС при розрахунках статичної стійкості ЕЕС.

2. Визначення можливих обсягів відключення ВЕС та СЕС в надлишковій частині ЕЕС для розвантаження контрольованих перетинів.

3. Напрямки та обсяг дії пристроїв протиаварійної автоматики (обсяги відключення навантаження, можливість використання резервів потужності на ВЕС тощо).

4. Можливості та алгоритму обмеження режиму у небезпечних перетинах з урахуванням діапазонів обмеження ВЕС та СЕС по активній та реактивній потужності.

Додаток 1

Таблиця Д.1.1

Параметри генераторів турбогенераторів електростанцій ЕЕС

Тип генератора	S ном, МВА	P ном, МВт	U _Г ном, кВ	n, об/хв	cos φ	T _j , с	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} , с	T' _{d0} , с	T'' _{d0} , с	T' _d , с	T'' _d , с
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
ТГВ-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. Блочні трансформатори і трансформатори зв'язку на електростанціях вибираються по потужності вказаною на схемах і напругою генераторів приведених в табл.Д.1.1.

Таблиця Д.1.2

Параметри регуляторів швидкості турбоагрегатів

Тип генератора	Статизм	Зона	T _{откр} , сек	T _{закр} , сек	R _{г min}	R _{г max}	D _{по}	T _{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 Д.1.3

Параметри регуляторів збудження турбогенераторів

Тип генератора	Т _{рв}	U _{рв+}	U _{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 Д.1.4

Параметри збуджувачів системи збудження турбоагрегат

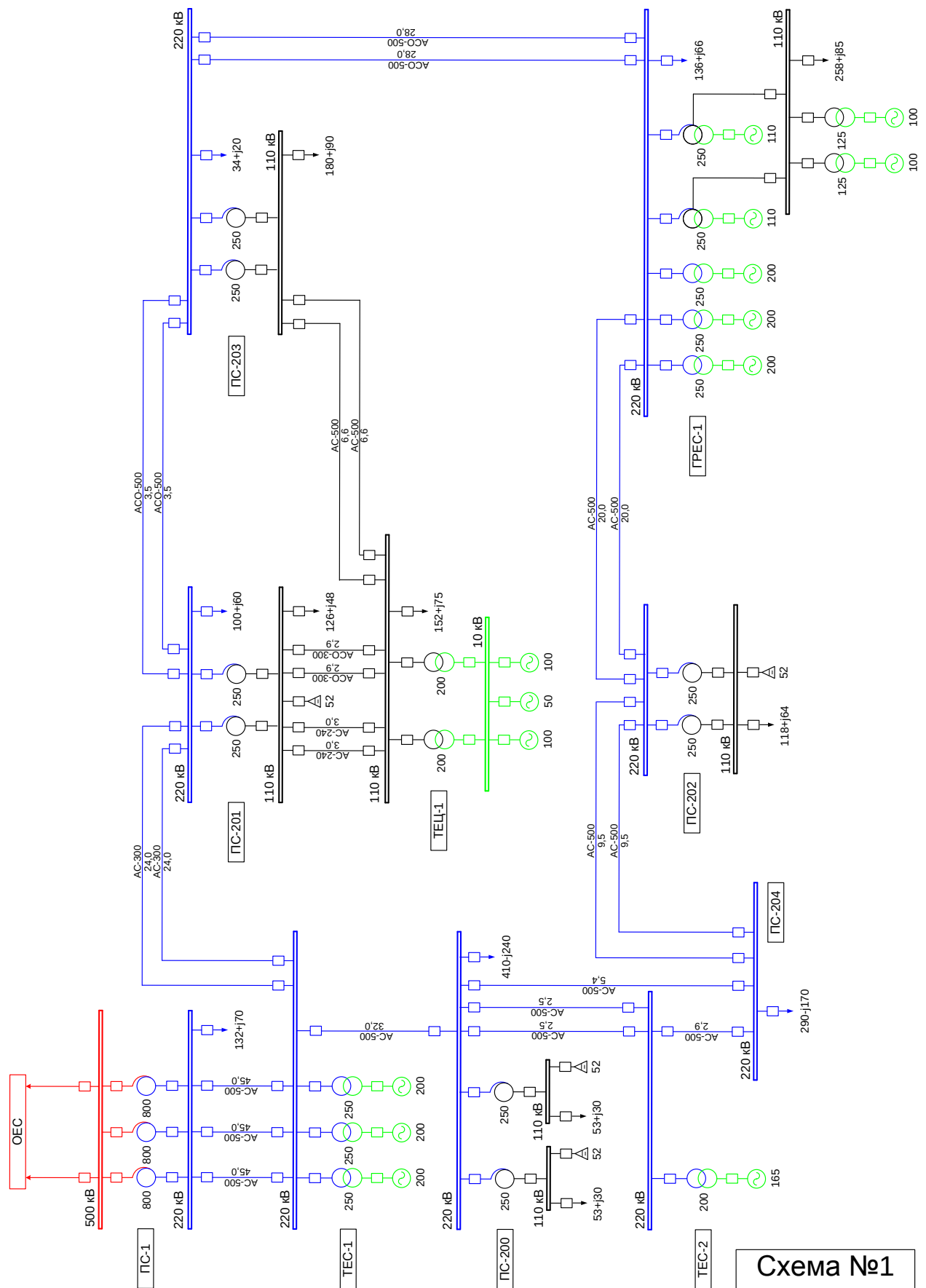
Тип генератора	Т _в	E _{qe+}	E _{qe-}	E _{q+}	E _{q-}	K _I
Т-50	0,15	2		1,6	0,3	0,7
ТВФ-100-2	6,5	2		1,6	0,3	0,7
ТВФ-110	0,04	2	-1,6	2	0,6	
ТВВ-165-2	0,04	2	-1,6	2	0,6	
ТГВ-200	0,36	2		1,6	0,3	0,7

Таблиця Д.1.5

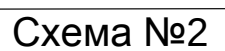
Параметри турбін турбоагрегатів електростанцій ЕЕС

Тип турбіни	Р ном, МВт	п, об/мин	J, т*м ²	Тип генератора відповідний вказаному типу турбіни турбоагрегата електростанції
Т-50-	50	3000	12	Т-50
К-100-	100	3000	18,7	ТВФ-100-2
К-150-	150	3000	28,3	ТВВ-165-2
К-200-	200	3000	35	ТГВ-200

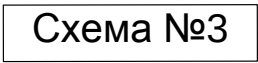
Варіанти принципових схем електричної мережі ЕЕС



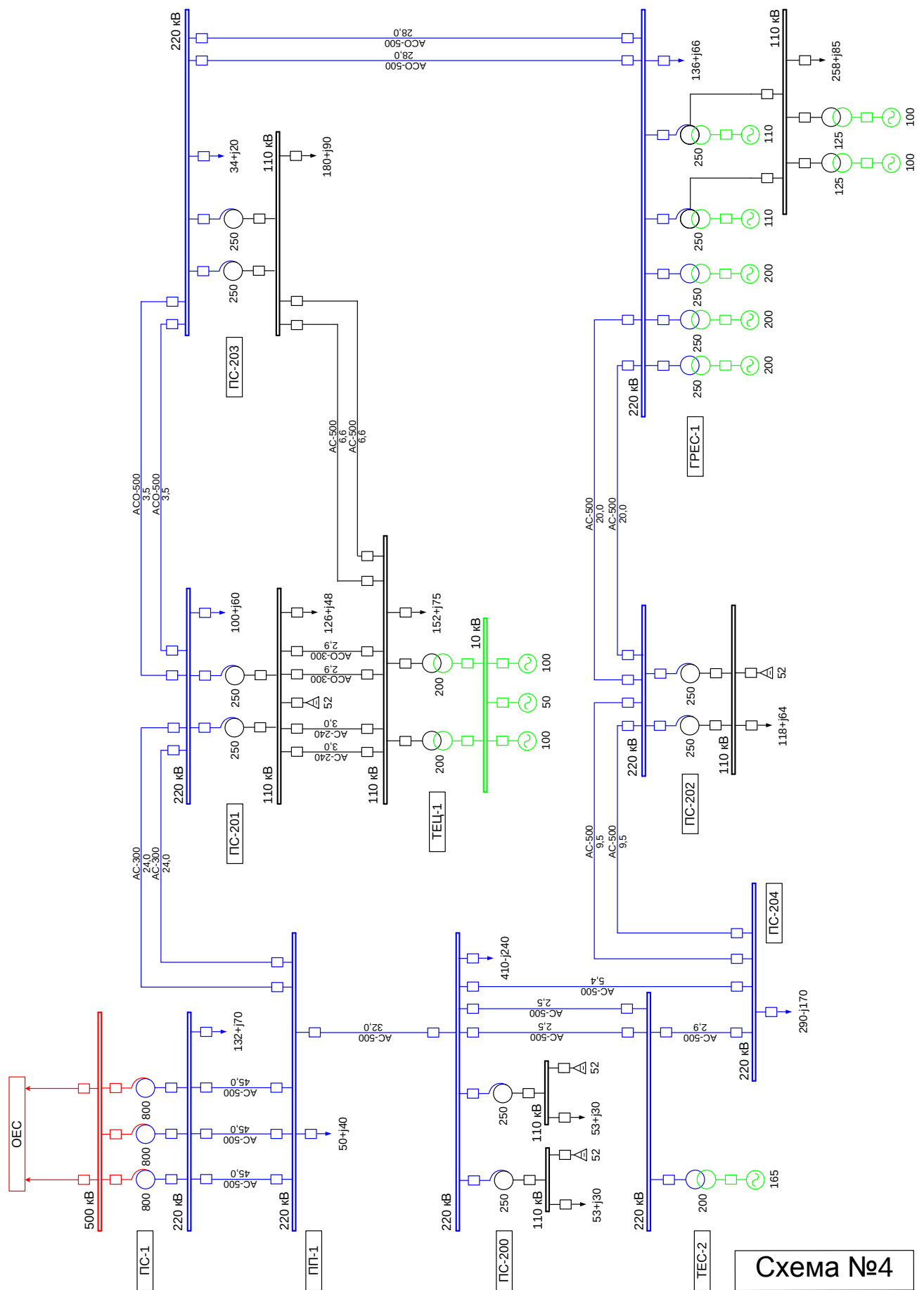
Примітка. 1. Схеми підстанцій на стороні 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВА, генераторів – в МВт, компенсуючі пристроїв – в Мвар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.



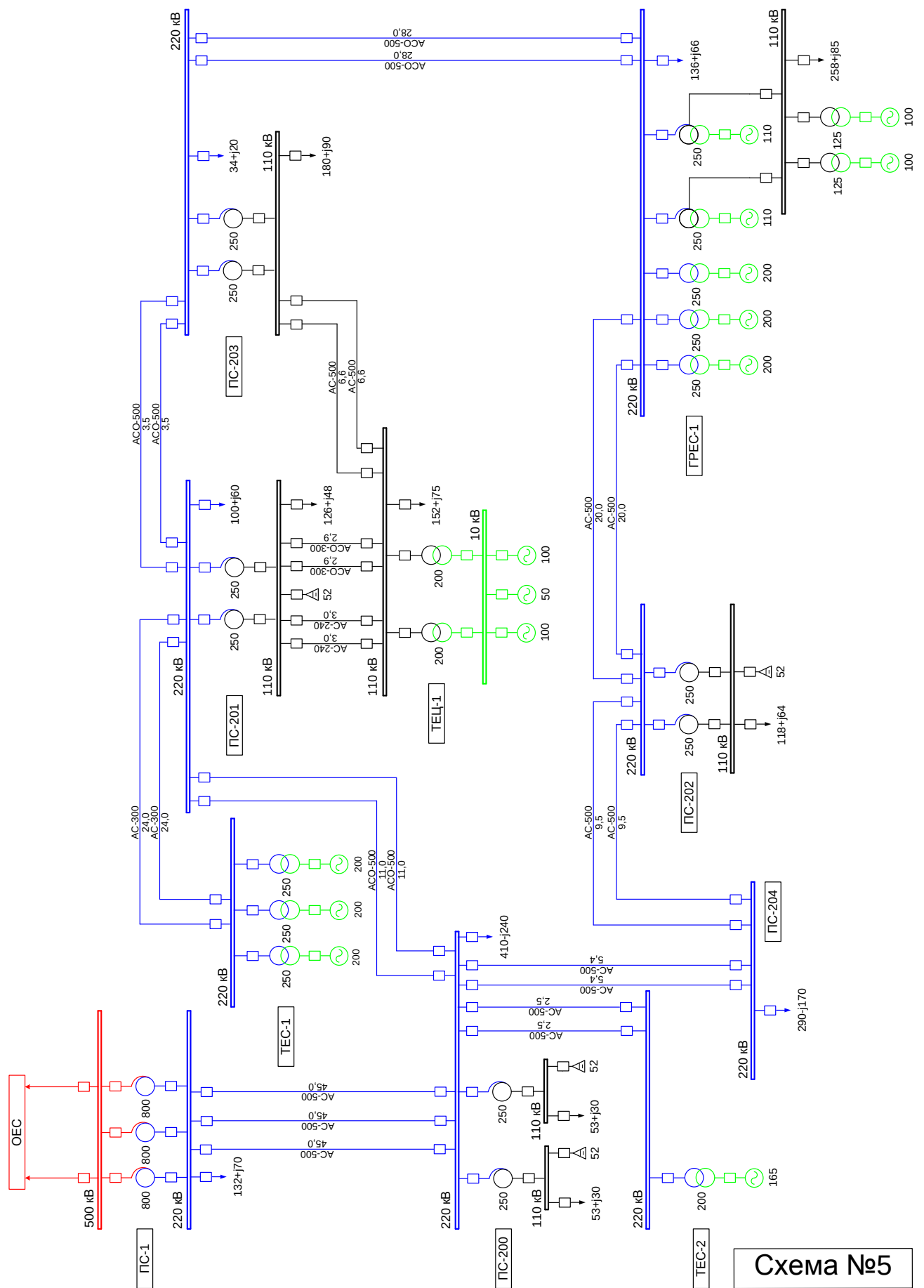
Примітка. 1. Схеми підстанцій на стороні 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВА, генераторів – в МВт, компенсуючі пристроїв – в Мвар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.



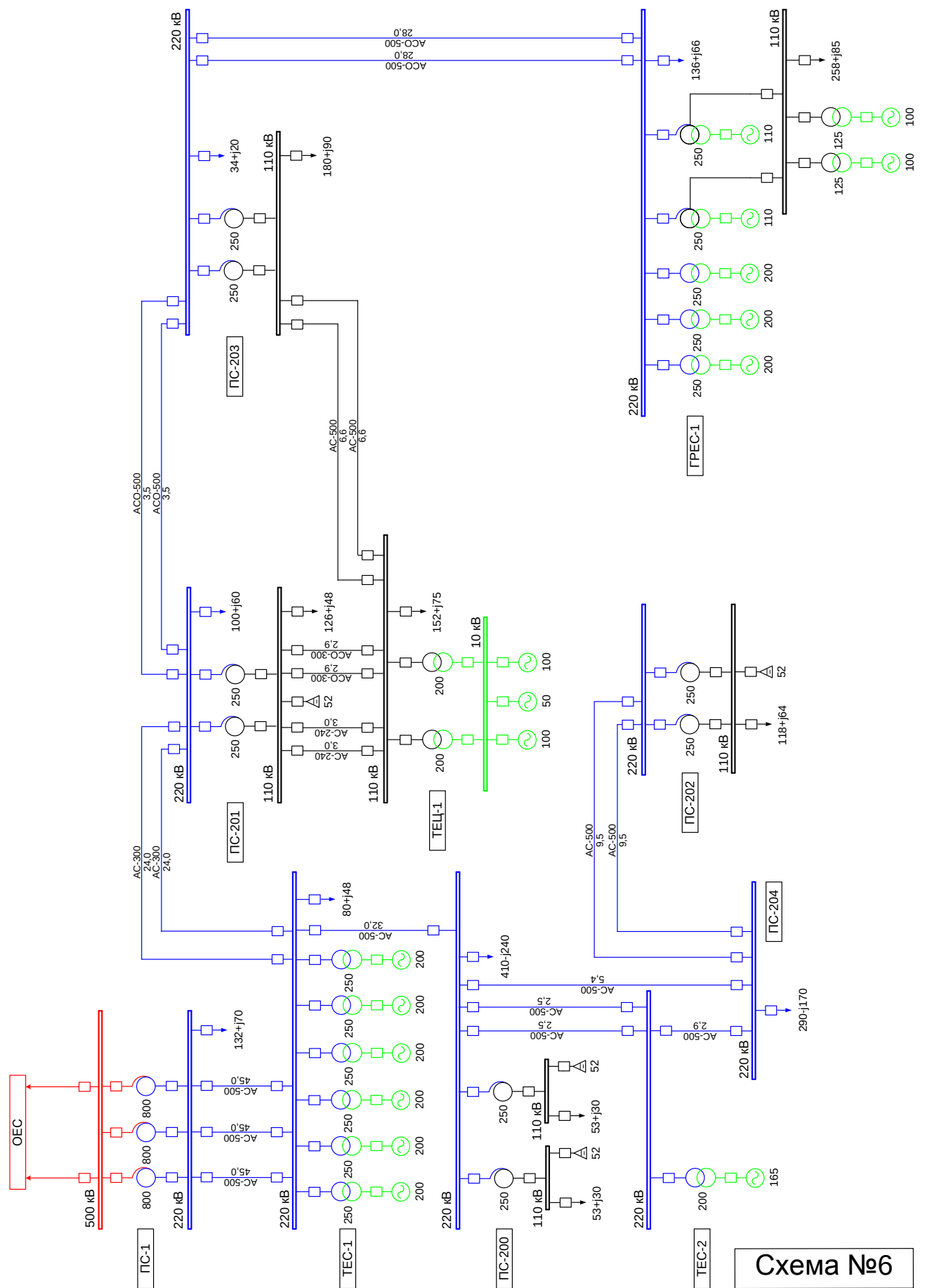
Примітка. 1. Схеми підстанцій на стороні 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВА, генераторів – в МВт, компенсуючи пристроїв – в Мвар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.



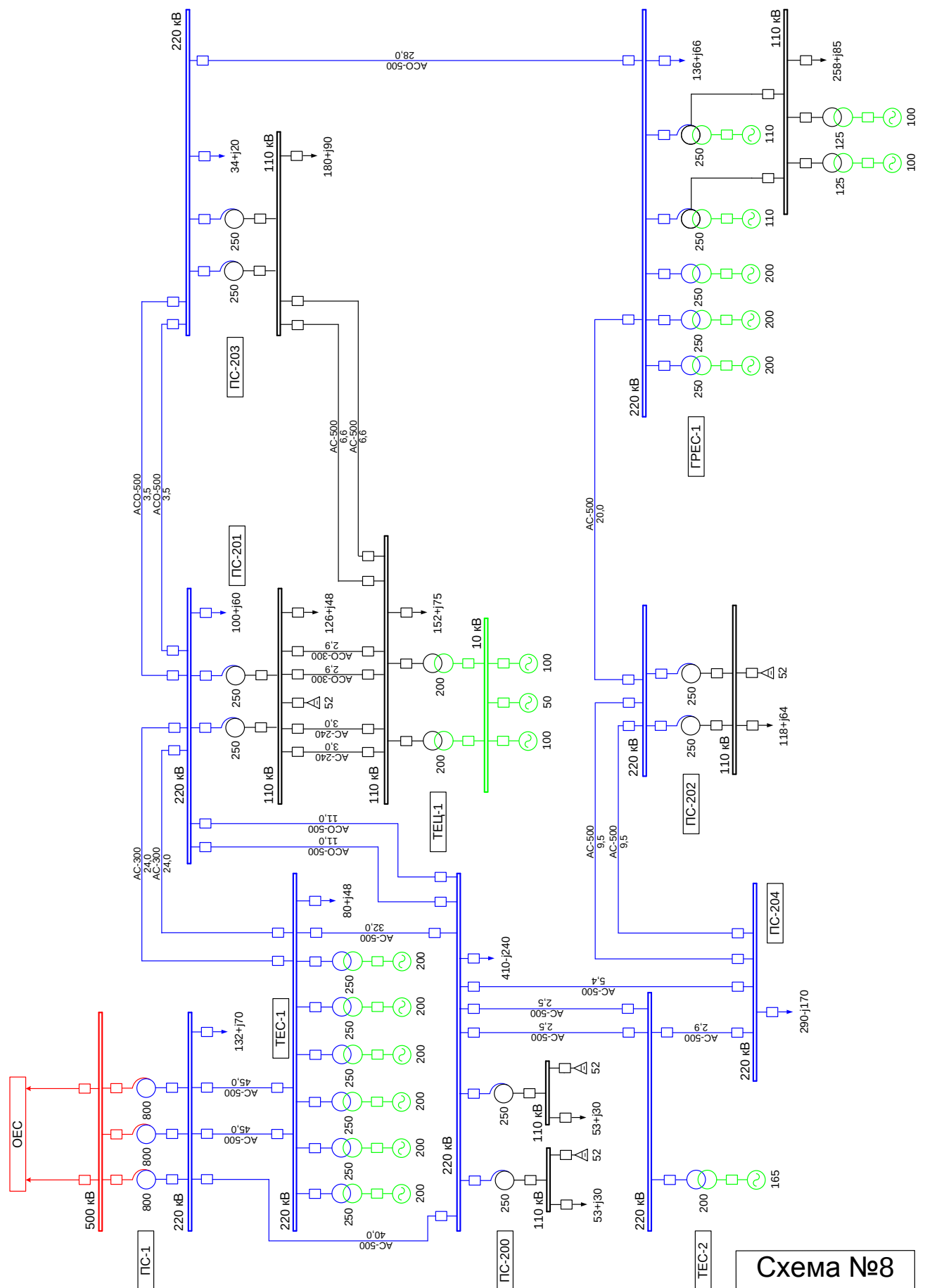
Примітка. 1. Схеми підстанцій на стороні 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВА, генераторів – в МВт, компенсуючі пристроїв – в Мвар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.



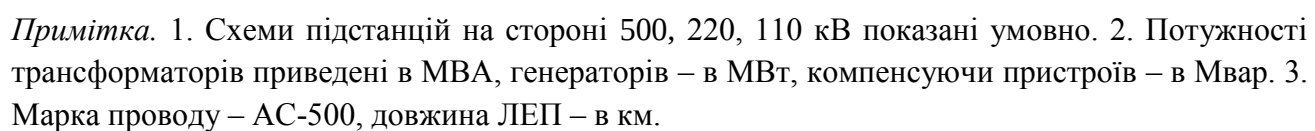
Примітка. 1. Схеми підстанцій на стороні 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВА, генераторів – в МВт, компенсуючі пристроїв – в Мвар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.



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



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



Додаток 2

Варіант завдання на комп'ютерний практикум визначається викладачем і включає в себе:

- Номер схеми електричної мережі енергосистеми.
- Характеристику схеми післяаварійного режиму.
- Вид збурення (вид короткого замикання).
- Швидкодія основного і резервного релейного захисту і автоматики повторного включення ($P_{з\text{осн}}/P_{з\text{рез}}/\text{АПВ}$).

Варіанти вихідних даних приведені в табл. Д.2.1.

Таблиця Д.2.1

Вихідні дані для виконання розрахунку електричних режимів ЕЕС

№ варіанта	Схема	Характеристика схеми післяаварійного режиму	Вид КЗ	Швидкодія $P_{з\text{осн}}/P_{з\text{рез}}/\text{АПВ}$, с
1	Схема №1	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС-201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,12/0,88/3,0
2	Схема №1	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 – ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,13/0,88/4,0
3	Схема №1	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ПС 204–ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,14/0,88/3,0
4	Схема №2	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,15/0,88/4,0
5	Схема №2	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 –ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,12/0,88/3,0
6	Схема №3	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ПС 204–ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,13/0,88/4,0
7	Схема №3	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 –ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,14/0,88/3,0
8	Схема №3	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,15/0,88/4,0
9	Схема №4	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ПС 204–ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,12/0,88/3,0

№ варіанта	Схема	Характеристика схеми післяаварійному режиму	Вид КЗ	Швидкодія $P_{зочн}/P_{зрез}/АПВ$, с
10	Схема №4	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 –ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,13/0,88/4,0
11	Схема №4	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,14/0,88/3,0
12	Схема №5	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,15/0,88/4,0
13	Схема №5	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ПС- 200 –ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,12/0,88/3,0
14	Схема №6	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 –ПС- 203	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,13/0,88/4,0
15	Схема №6	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ПС- 201 –ПС- 203	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,14/0,88/3,0
16	Схема №6	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ПС- 200 –ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,15/0,88/4,0
17	Схема №6	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 200	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,12/0,88/3,0
18	Схема №6	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-2 – ПС- 204	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,13/0,88/4,0
19	Схема №7	Відкл. 1 ланц ПЛ 220кВ ПС 204–ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,14/0,88/3,0
20	Схема №7	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,15/0,88/4,0
21	Схема №7	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 – ПС-202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,15/0,88/4,0
22	Схема №8	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,12/0,88/3,0
23	Схема №8	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 200	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,13/0,88/4,0
24	Схема №8	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 – ПС-203	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,14/0,88/3,0
25	Схема №9	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 – ПС-202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,14/0,88/3,0

№ варіанта	Схема	Характеристика схеми післяаварійному режиму	Вид КЗ	Швидкодія Р _{зочн} /Р _{зрез} /АПВ, с
26	Схема №9	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ПС-204 – ПС-202	К ⁽¹⁾ К ⁽³⁾	0,14/0,88/3,0
27	Схема №9	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 200	К ⁽¹⁾ К ⁽³⁾	0,15/0,88/4,0
28	Схема №9	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	К ⁽¹⁾ К ⁽³⁾	0,15/0,88/4,0

Дані контрольних замірів:

Напруга на шинах 500 кВ ПС-1 U=504 кВ

Напруга на шинах 220 кВ ПС-1 U=230 кВ

Додаток 3

Склад механізмів власних потреб для енергоблоків ТЕЦ різної потужності

Потуж. блока МВт	Агрегат			Механізми					
	Позн.	K_3	P_Σ	К-ть	$P_{розр\ у\ од}$	n_0	$M_{ст}$	Јмех	Р
	-	в.о.	кВт	шт..	кВт	об/хв	в.о.	$кг \cdot м^2$	в.о.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50-60	ПН	0,8	4000	2	2000	3000	0,13	4,75	3
	ЦН	0,7	660	2	330	375	0,13	300	2
	КН	0,6	320	2	160	1000	0,15	5,1	3
	ВГД	0,8	100	2	50	1000	0,1	56	2
	ДВ	0,9/0,7	500/100	2	250/105	1000/750	0,1	400	2
	МВ	0,8	400	2	200	1500	0,19	190	2
	ДС	0,9	540	2	270	750	0,15	1125	2
	РВ	0,7	800	1	800	1000	0,1	1125	1
	БН	0,67	600	2	300	1000	0,15	22	2
	М	0,75	1000	2	500	500	0,79	850	0
	Д	0,6	230	1	230	500	0,9	4625	0
100- 125	ПН	0,8	6400	2	3200	3000	0,13	6	3
	ЦН	0,7	100	2	500	500	0,13	150	2
	КН	0,6	500	2	250	1500	0,15	3	3
	ВГД	0,8	190	2	95	1000	0,12	112	2
	ДВ	0,9/0,7	800/340	2	400/170	600/500	0,1	575	2
	МВ	0,8	750	3	250	1500	0,9	220	2
	ДС	0,9	1000	2	500	750	0,15	1925	2
	РВ	0,7	1100	1	110	100	0,1	1125	1
	БН	0,67	1000	2	500	750	0,15	15	2
	М	0,75	1600	2	800	750	0,8	1000	0
	Д	0,6	460	2	230	500	0,9	4625	0
160- 165	ПН	0,7	8600	2	4300	3000	0,11	54	3
	ЦН	0,9	1600	2	880	375	0,12	300	2
	КН	0,85	640	2	320	1500	0,13	3,75	3
	ВГД	0,7	300	2	150	750	0,11	434	2

Потуж. блока МВт	Агрегат			Механізми					
	Позн.	K_3	P_Σ	К-ть	$P_{розр\gamma\delta}$	n_0	$M_{ст}$	Јмех	Р
	-	в.о.	кВт	шт..	кВт	об/хв	в.о.	$к\mathcal{Z} \cdot \mathcal{M}^2$	в.о.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	ДВ	0,6/0,9	1260/300	2	630/320	750/600	0,09	1575	2
	МВ	0,6	800	2	400	1500	0,15	259	2
	ДС	0,55	1600	2	800	750	0,16	3500	2
	РВ	0,7	1100	1	1100	1000	0,1	1125	1
	БН	0,7	1000	2	500	750	0,2	10,2	2
	М	0,6	2000	2	1000	750	0,8	59	0
	Д	0,7	1600	2	800	600	0,9	4625	0
200- 220	ПН	0,7	16000	2	8000	3000	0,1	1,25	3
	ЦН	0,9	2500	2	500	1500	0,12	3,75	3
	КН	0,85	1000	2	500	1500	0,12	3,75	3
	ВГД	0,7	400	2	200	1000	0,11	550	2
	ДВ	0,6/0,9	1260,640	2	630/320	750/600	0,1	1575	2
	МВ	0,6	1260	2	630	1500	0,16	382	2
	ДС	0,5	2600	2	1300	600	0,09	2812	2
	РВ	0,7	1800	2	600	750	0,1	1125	1
	БН	0,7	1200	2	600	750	0,2	21,3	3
	М	0,6	3000	3	1000	750	0,8	59	0
	Д	0,7	800	1	800	600	0,96	4625	0
300- 320	ПН	0,83	8000	1	8000	3000	0,12	1,25	3
	ЦН	0,85	2000	2	1000	500	0,13	150	2
	КН	0,91	1500	3	500	1500	0,14	3,75	3
	ВГД	0,82	500	2	250	750	0,12	550	2
	ДВ	0,63/0,85	1600/800	2	800/400	750/600	0,11	2150	2
	МВ	0,65	1250	2	630	1500	0,17	382	2
	ДС	0,71	3400	2	1700	500	0,1	5375	2
	РВ	0,5	1800	1	1800	750	0,1	1125	1
	БН	0,64	2250	3	750	1500	0,13	27	3
	М	0,6	4000	4	1000	600	0,99	4634	0
	Д	0,9	1250	1	8000	3000	0,14	1,25	3
500	ПН	0,93	8000	1	8000	3000	0,14	1,25	3

Потуж. блока МВт	Агрегат			Механізми					
	Позн.	K_{Σ}	P_{Σ}	К-ть	$P_{розр\gamma\delta}$	n_0	$M_{ст}$	Јмех	Р
	-	в.о.	кВт	шт..	кВт	об/хв	в.о.	$к\mathcal{Z} \cdot \mathcal{M}^2$	в.о.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	ЦН	0,75	2500	2	1250	375	0,14	300	2
	КН	0,45	2500	5	500	1500	0,14	3,75	3
	ВГД	0,75	750	3	250	750	0,12	550	2
	ДВ	0,75	750	3	250	750	0,12	550	2
	МВ	0,65	1600	2	800	1500	0,16	436	2
	ДС	0,47	5100	3	1700	500	0,11	5375	2
	РВ	0,72	3200	1	3200	750	0,11	1125	1
	БН	0,57	4000	4	1000	1500	0,15	27	3
	М	0,6	6400	4	1600	600	0,99	4634	0
	Д	0,9	1600	2	800	500	0,97	4625	0
	К	0,7	3400	2	1700	3000	0,2	2000	1
300- 320	ПН	0,96	8000	1	8000	3000	0,15	1,25	3
	ЦН	0,59	5000	4	1250	375	0,15	300	2
	КН	0,79	3000	6	500	1500	0,15	3,75	3
	ВГД	0,6	1600	4	400	750	0,11	550	2
	ДВ	0,7/0,8	4000/2000	4	1000/500	750/600	0,12	3250	2
	МВ	0,65	2000	2	1000	1500	0,17	436	2
	ДС	0,54	6800	4	1700	600	0,12	5375	2
	РВ	0,95	4000	2	2000	750	0,12	1125	1
	БН	0,67	3000	6	500	3000	0,16	0,59	3
	М	0,75	8000	4	2000	100	0,79	4634	0
	Д	0,8	2500	2	1250	500	0,97	4625	0
	К	0,7	5000	2	2500	3000	0,2	2000	1
00	ЦН	0,97	5100	3	1700	375	0,19	3000	3
	КН1	0,8	800	2	400	1000	0,16	6,65	3
	КН2	0,85	6000	3	2000	1500	0,15	12,5	3
	ДВ	0,45/0,6	5000/3000	4	1250/750	750/600	0,12	3250	2
	ЭДВ	0,7	12600	2	6300	1500	0,12	550	2
	ДС	0,8	8000	4	1700	600	0,13	5375	2

Потуж. блока МВт	Агрегат			Механізми					
	Позн.	K_3	P_Σ	К-ть	$P_{розр\text{уд}}$	n_0	$M_{ст}$	Јмех	Р
	-	в.о.	кВт	шт..	кВт	об/хв	в.о.	$к\mathcal{Z} \cdot \mathcal{M}^2$	в.о.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	РВ	0,7	4000	2	2000	750	0,12	1125	1
	М	0,6	8000	4	2000	1500	0,8	4634	0
	Д	0,9	2500	2	1250	600	0,97	4625	0
	К	0,7	6600	2	3000	3000	0,2	2000	1

Перелік прийнятих скорочень у таблиці

ПН - живильний насос;

ЦН - циркуляційний насос;

КН - конденсаційний насос;

ВГД - вентилятор гарячого дуття;

ДС - димосос;

МВ - млиновий вентилятор;

ДВ - дуттєвий вентилятор;

РВ - резервний збудник;

БН - бустерний (багерний) насос;

М - млин молоткий або барабанний;

Д - дробарка;

КН1 (2) - конденсаційний насос першої (другої) ступені;

К - компресор;

ЕВД - електровоздуховка;

K_3 - коефіцієнт завантаження;

P_Σ - сумарна потужність конкретних агрегатів власних потреб;

$P_{расч.уд.}$ - розрахункова потужність електродвигуна одиничного механізму в.п. ;

n_0 - швидкість обертання механізму;

$M_{ст}$ - статичний момент опору механізму;

Јмех - момент інерції механізму;

p - показник ступеня, що характеризує тип механічної характеристики механізму.

ЛІТЕРАТУРА

1. Мельник В.П. Математичні моделі і методи аналізу режимів електроенергетичних систем. – К., 2005. – 608 с., іл..
2. Керівництво користувача PowerFactory 14.1.
3. СОУ-Н МЕВ 40.1 – 00100227 -68: 2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. Настанова. – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2012. – 29 с.
4. Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання для зовнішніх електричних мереж. Режим доступу: <http://ua.energy>
5. СОУ-Н ЕЕ 04.156:2009. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова. – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2009. – 50 с.
6. СОУ НЕК 20.571:2018. Визначення необхідних умов і алгоритмів врахування ВЕС та СЕС при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості (АЗПС) у перетинах ОЕС України, на режим роботи яких вони мають вплив. Методичні рекомендації. – К.: ДП «НЕК «Укренерго», 2018.–53с.
7. Забезпечення стійкості енергосистем та їх об'єднань: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2018. – 320 с.