



Колектив авторів

Буткевич О.Ф. – розділ 2

Кириленко О.В. – передмова, розділи 1 та 2

Леньга О.В. – розділ 3

Лук'яненко Л.М. – розділ 1

Павловський В.В. – розділи 3 та 4

Стелюк А.О. – розділ 4

Чижевський В.В. – розділ 2

**За загальною редакцією
академіка НАН України
О.В. Кириленка**

Національна академія наук України
Інститут електродинаміки

**О.Ф. Буткевич, О.В. Кириленко, О.В. Ленґа,
Л.М. Лук'яненко, В.В. Павловський,
А.О. Стелюк, В.В. Чижевський**

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ ТА ЇХ ОБ'ЄДНАНЬ

За загальною редакцією
академіка НАН України
О.В. Кириленка

**Київ
2018**

УДК 621.31
ББК 31.2

Затверджено до друку
вченою радою Інституту електродинаміки НАН України.
Протокол № 5 від 3 травня 2018 р.

Рецензенти: Лежнюк П.Д., докт. техн. наук, професор
Денисюк С.П., докт. техн. наук, професор

Автори: Буткевич О.Ф., Кириленко О.В., Ленґа О.В.,
Лук'яненко Л.М., Павловський В.В.,
Стелюк А.О., Чижевський В.В.

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.

ISBN 978-966-02-8501-9

У монографії розглянуто питання забезпечення стійкості енергосистем та їх об'єднань. Наведено нові методи визначення граничних режимів за умови забезпечення статичної стійкості енергосистем. Проаналізовано ключові питання виникнення низькочастотних коливань. Представлено результати дослідження динамічної стійкості паралельної роботи електростанцій на відновлюваних джерелах енергії з енергосистемою. Розглянуто питання стійкості за частотою для випадків виникнення системних аварій, що супроводжуються значним зниженням частоти.

Для фахівців, які займаються дослідженнями у галузі стійкості енергосистем, а також для аспірантів і студентів електротехнічних спеціальностей.

ISBN 978-966-02-8501-9

© Інститут електродинаміки
НАН України, 2018

ПЕРЕДМОВА

Надійність роботи та безпечна експлуатація об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України контролюються за допомогою оцінки пропускної спроможності спеціально виділених характерних перетинів, які називаються контрольованими. Наразі ця задача є досить складною як з технічної точки зору, так і досить трудомісткою з точки зору реалізації. Тому, базуючись на отриманих нових наукових результатах, авторами було запропоновано нові підходи до її розв'язання.

У першому розділі книги описано нові методи визначення граничних з точки зору статичної стійкості режимів роботи енергосистем. Автори детально зупинилися на питаннях реалізації процедур розрахунку пропускної спроможності перетинів з урахуванням критеріїв стійкості. Розрахунки виконано повністю автоматично з визначенням усіх контрольованих точок. Такий підхід значно скорочує час, необхідний для проведення розрахунків пропускної спроможності перетину, та знижує можливість виникнення помилок.

У другому розділі проаналізовано ключові питання проблеми демпфірування низькочастотних електромеханічних коливань (НЧК), що є однією з найбільш актуальних проблем сьогодення для електроенергетичних систем (ЕС) та їх об'єднань (ЕО). Наведено результати аналізу засобів, що застосовуються для демпфірування електромеханічних коливань в ЕС. З використанням тестових моделей ЕС проведено порівняння різних типів систем автоматичного керування збудженням синхронних машин за ефективністю демпфірування таких коливань. Оскільки в сучасних ЕО широко використовуються пристрої векторних вимірювань параметрів режиму (PMUs), то для виявлення мод НЧК, небезпечних з точки зору коливного порушення стійкості ЕО, запропоновано засоби модального аналізу в реальному часі параметрів режиму ЕО, вимірюваних PMUs. Для запобігання системним аваріям, пов'язаним з виникненням НЧК, запропоновано створення на базі пристроїв PMUs інтегрованої системи демпфірування таких коливань.

Третій розділ монографії присвячено дослідженню динамічної стійкості паралельної роботи електростанцій з енергосистемою.

Йдеться про електростанції, побудовані на базі використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Виконано детальний аналіз вимог нормативної бази, що діє в Україні, щодо розрахунків динамічної стійкості сонячних фотоелектричних (СЕС) та вітрових (ВЕС) електростанцій. Описано структуру моделі вітроустановки ВЕС, наведено результати моделювання електромеханічних перехідних процесів при виникненні збурень у точці приєднання ВЕС до основної електромережі. Для кількісної оцінки впливу різних факторів на динамічну стійкість енергосистем запропоновано використання нового критерію – коефіцієнта запасу з динамічної стійкості, розроблено алгоритм його розрахунку, в основу якого покладено поняття критичного часу вимкнення короткого замикання (максимальної тривалості симетричного КЗ у мережі, за якої не відбувається порушення стійкості).

Четвертий розділ монографії присвячено питанням стійкості за частотою в енергосистемах та їх об'єднаннях. В основі проведення аналізу зміни частоти використано метод «рупорних трубок», який широко застосовується в європейських енергосистемах. При аналізі типової тестової ситуації вимкнення енергоблока АЕС потужністю 1000 МВт побудовано статичні частотні характеристики ОЕС України за умови її паралельної роботи з єдиною енергетичною системою РФ та ОЕС Білорусі. Останнім часом в Україні спостерігається збільшення встановленої потужності електростанцій, побудованих з використанням ВДЕ, насамперед ВЕС та СЕС. У роботі проведено дослідження процесів регулювання активної потужності з використанням створеної моделі такого регулятора, що дало змогу визначити його вплив на перехідні процеси за активною потужністю в умовах змінної генерації СЕС. Окремо наведено результати дослідження стійкості за частотою для випадків виникнення системних аварій, що супроводжуються значним зниженням частоти. Для проведення таких досліджень запропоновано моделі пристроїв автоматичного частотного розвантаження, а також частотних автоматичних засобів, що встановлюються на енергоблоках атомних електростанцій. Показано, що узгоджене спрацювання таких систем протиаварійного керування дає змогу забезпечити стійкість та живучість ОЕС України, а отже запобігти виникненню особливої системної аварії.

РОЗДІЛ 1

ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМИХ ЗА ЗАПАСАМИ ЗА СТАТИЧНОЮ СТІЙКІСТЮ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМ

1.1. Особливості визначення граничних за статичною стійкістю режимів роботи енергосистем

Керування режимами роботи електроенергетичних систем (ЕС) у сучасних умовах значною мірою орієнтовано на використання різноманітних програмних засобів та систем підтримки прийняття рішень. Аналіз масштабних аварій, які сталися за останні 10 років, показав, що однією з основних причин їхнього виникнення є неповне та не досить адекватне відображення швидкозмінних реальних ситуацій системами збору, аналізу та відображення даних [1, 2]. Тому однією з актуальних задач керування режимами ЕС є удосконалення та розробка нових інформаційних систем підтримки оперативно-диспетчерського персоналу (ОП) у прийнятті рішень [3]. Серед таких інформаційних систем виділяються в окрему групу системи визначення граничних режимів та оцінки запасів за статичною стійкістю [4, 5].

Враховуючи особливості розвитку ЕС європейських країн та ЕС країн СНД, можна стверджувати, що найбільшого поширення задача аналізу статичної стійкості набула саме в останніх. У першу чергу мова йде про аперіодичну статичну стійкість енергосистем. Для ЕС європейських країн характерним є високий рівень зв'язності електромережі (ЕМ) класу напруг 330...400 кВ. У таких мережах задачі визначення пропускної спроможності перетинів за критеріями статичної аперіодичної стійкості найчастіше не виникають взагалі. У більшості випадків достатньо обмежитися проведенням аналізу за критерієм надійності « $N-1$ ». З іншого боку, в країнах СНД і ОЕС України, зокрема, як правило, обсяги потужності, що передається по мережах, зазвичай обмежуються за критеріями статичної або динамічної стійко-

сті. Саме це підштовхнуло розвиток методів та засобів аналізу стійкості ЕС. Мова йде про задачі визначення граничних режимів роботи ЕС та їх вирішення в темпі оперативного керування ЕС.

1.1.1. Аналіз поточної ситуації в ОЕС України

Сьогодні ОП при веденні режиму ОЕС України для забезпечення статичної аперіодичної стійкості користується інструкціями, які, зокрема, регламентують допустимі перетоки через контрольовані перетини за різних схемно-режимних ситуацій. Контрольний перетин – це перетин, склад зв'язків і значення режимних параметрів елементів яких контролюється системним оператором. В ОЕС України виділено 22 контрольних перетини.

Для кожного із 22-х контрольованих в ОЕС України перетинів заздалегідь виконуються чисельні розрахунки максимально та аварійно-допустимих перетоків потужності в найбільш складних схемно-режимних ситуаціях. Основним недоліком такого підходу є те, що практично неможливо врахувати та прорахувати всі ситуації, а особливо їхні комбінації, які можуть виникати в процесі експлуатації енергосистем. Таким чином, визначене в інструкційних матеріалах значення допустимого перетоку може не повною мірою відповідати реальній ситуації в енергосистемі. Тому ОП вимушений орієнтуватися на наближені ситуації, що може призвести до прийняття щонайменше неоптимальних та щонайбільше помилкових рішень. Крім того, визначення граничних за статичною стійкістю режимів пов'язано з використанням низки методів та підходів, які створені багато років тому з введенням ряду спрощень та припущень і теж вносять певні неточності у визначення границі порушення стійкості. Тому актуальною є задача зменшення впливу такого роду неточностей та створення сучасних методів розрахунку стійкості.

Крім того, перспективний розвиток електричних мереж України призводить до необхідності постійного оновлення та уточнення існуючих оперативно-диспетчерських інструкцій.

Не претендуючи на всю повноту викладення теорії стійкості, на рис. 1.1 показані основні спрощення та припущення, які традиційно застосовуються при розрахунках граничних за статичною стійкістю режимів.

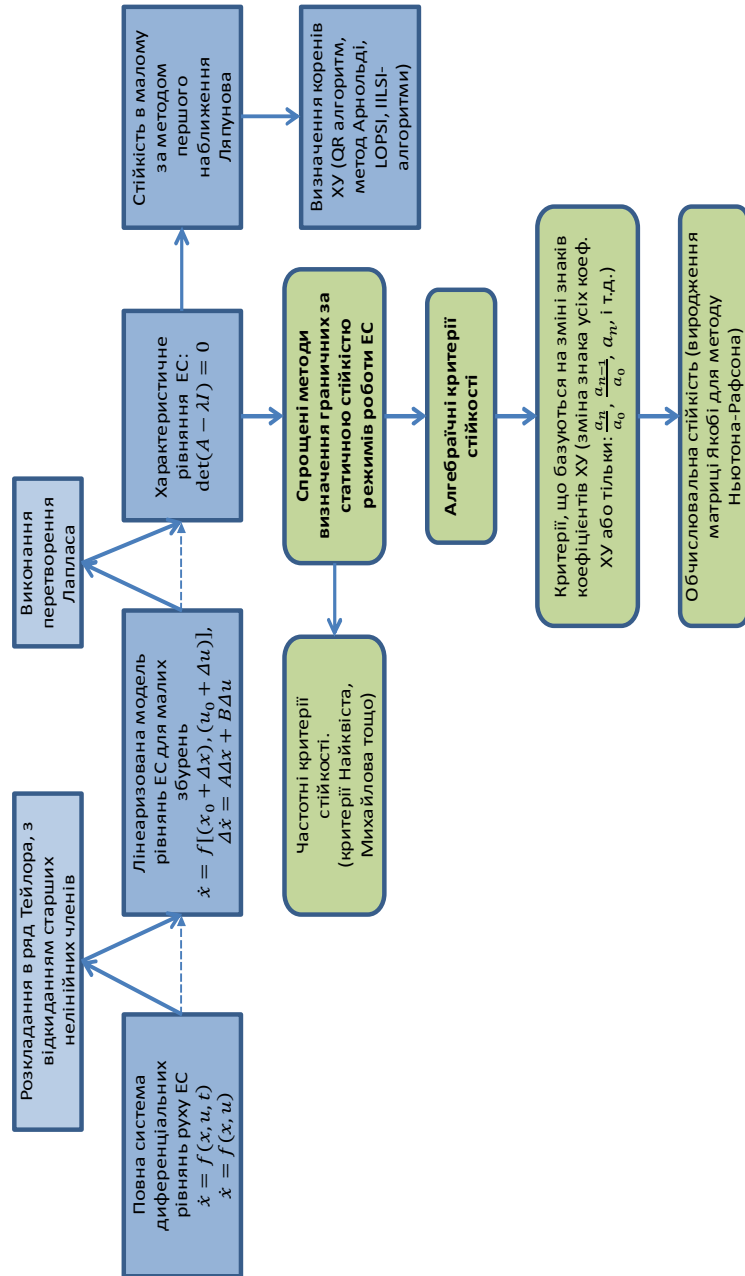


Рис. 1.1. Основні спрощення, що застосовуються при розрахунках граничних за статичною стійкістю режимів

Як відомо, в загальному випадку для аналізу стійкості ЕС використовують модель, яка описується системою нелінійних диференціальних рівнянь:

$$\dot{x} = f(x, u, t), \quad (1.1)$$

де x – вектор стану; u – вектор вхідних змінних; t – час. Якщо похідні за вектором станів – це неявні функції часу, то така система вважається автономною і її можна записати як

$$\dot{x} = f(x, u). \quad (1.2)$$

Така автономна система дає змогу проводити моделювання стаціонарних процесів та процесів, які не піддаються зовнішнім впливам. Всі ці процеси повністю визначаються початковими значеннями змінних стану і не залежать від вибору початкового значення аргументу t .

Стийкість нелінійної системи визначається при малих чи великих збуреннях і відповідно традиційно розрізняють два аспекти стійкості – «стійкість у малому» і «стійкість у великому». З точки зору ЕС «стійкість у малому» – це стійкість сталого (стаціонарного) руху, який піддається постійному впливу малих збурень. У подальшому розглянуто процеси в ЕС при малих збуреннях, припускаючи, що до виникнення збурень система перебувала у сталому стані. В такому випадку система рівнянь може бути лінеаризована в околі точки рівноваги, виходячи з припущення, що зміни системних параметрів (кут, напруга, потужність) досить малі. У подальшому система рівнянь розкладається у степеневий ряд (найчастіше ряд Тейлора) в околі деякої точки x_0 та відкидаються його члени вище першого порядку.

При дослідженні стійкості ЕС, як правило, для зручності приймають, що збурення, які виникли в ЕС, у подальшому зникають, тобто аналізується вільний рух системи. Система є стійкою, якщо вона після дії збурення повертається у свій попередній стан.

Для спрощення аналізу статичної стійкості ЕС виконується перехід від диференціальних рівнянь до їхніх зображень (з використанням перетворення Лапласа) та визначаються характеристичні рівняння (ХР). Згідно з методом першого наближення Ляпунова, система стійка «у малому», якщо всі корені ХР мають від’ємну дій-

сну частину. Але на практиці розрахунок усіх коренів ХР для конкретних ЕС, процеси в яких описуються тисячами диференціальних рівнянь, є досить нетривіальною обчислювальною задачею навіть за поточних розрахункових можливостей комп'ютерів. Тому часто використовують ще більш спрощені методи аналізу статичної стійкості ЕС, оцінюючи лише знаки коефіцієнтів ХР. При цьому система вважається стійкою, якщо усі знаки коефіцієнтів ХР однакові.

Як правило, на шляху спрощення ідуть ще далі і аналізують не всі коефіцієнти ХР, а тільки деякі їхні співвідношення (наприклад, a_n/a_0 – відношення старшого коефіцієнта ХР до вільного члена або a_{n-1}/a_0). Зміна знака такого виразу дає змогу зробити висновок про втрату статичної аперіодичної стійкості. На практиці для визначення статичної аперіодичної стійкості ще більш спрощують процедуру аналізу, орієнтуючись тільки на знак коефіцієнта вільного члена ХР a_n , при цьому навіть не визначаючи його, а використовуючи критерій виродження матриці Якобі в ітераційному методі розрахунку Ньютона-Рафсона, яка при виконанні низки умов [6] співпадає з a_n . Також відома низка інших спрощених методів з використанням частотних та алгебраїчних критеріїв стійкості.

Як бачимо, процедура визначення граничного за статичною аперіодичною стійкістю режиму ЕС передбачає введення цілої низки спрощень та припущень. Тому введення додаткових припущень щодо схем мережі (які робить ОП у процесі аналізу режиму) в складних схемно-режимних ситуаціях є недоцільним і може значно спотворити представлення реальної ситуації. Крім того, не менш суттєвим недоліком використання оперативним персоналом довідникових інструкцій є недосконалість процедури аналізу поточної режимної ситуації в складних аварійних режимах, яка орієнтована на запам'ятовування основних показників та пошук додаткової детальної інформації в цих інструкціях. Все це, а також недостатня розповсюдженість автоматизованих засобів оцінки запасів за статичною стійкістю в темпі процесу керування призводять до невикористання величини пропускної спроможності в контрольованих перетинах [7].

Тому далі розглядаються нові методи визначення граничних режимів та оцінки запасів з аперіодичної статичної стійкості, які націлені на автоматизацію та прискорення усіх процесів та дозво-

ляють вирішувати вказані задачі у темпі оперативного керування ЕС з урахуванням поточних схемно-режимних ситуацій.

1.1.2. Автоматизовані засоби визначення граничних режимів та запасів за статичною стійкістю

На відміну від розглянутого вище підходу на базі диспетчерських інструкцій існують автоматизовані методи, які виконують визначення максимально допустимих перетоків та запасів за статичною стійкістю в режимі оперативного керування. Сьогодні серед відомих підходів до автоматизованої оцінки статичної аперіодичної стійкості ЕС можна виділити декілька груп методів [4, 5, 8, 9].

Перша група методів – передбачає проведення в режимі *off-line* основних розрахунків, пов'язаних з оцінкою допустимості режимів ЕС за статичною аперіодичною стійкістю. Ці розрахунки проводяться з урахуванням нової інформації, отримати яку стало можливим завдяки впровадженню в ЕС систем моніторингу перехідних режимів (СМНР). Ці системи представляють мережу розосереджених на об'єктах ЕС пристроїв, які забезпечують точне вимірювання синхронізованих за супутниковими сигналами точного часу параметрів режиму. Серед параметрів, які є найбільш важливими з точки зору оцінки статичної аперіодичної стійкості режиму, виділяють комплексну величину напруги (модуль та кут). Такі системи орієнтовані на використання надійних та швидкісних каналів передачі синхронізованих вимірювань та сучасного програмного забезпечення з можливістю обробки величезних обсягів інформації у режимі реального часу. Це дає можливість вирішити задачу класифікації поточних режимів за ступенем стійкості з використанням достатньо потужних методів теорії розпізнавання образів.

Зараз відомо досить багато підходів до класифікації режимів енергосистем з використанням теорії розпізнавання образів. Найбільш поширеним є використання штучних нейронних мереж різних типів та структури – від найбільш простого перцептрона до самоорганізуючих мереж Кохонена. В [8, 9] для цього запропоновано застосування методу групового урахування аргументів (МГУА). Загальна модель класифікації режимів ЕС представляється багатоступеневим поліномом, коефіцієнти та структура якого формуються на етапі побудови такої моделі. Як змінні використовув-

ються комплексні величини напруги у задалегідь визначених точках ЕС або перетинах. Множина цих величин є достатньою і дає змогу в режимі реального часу проводити класифікацію поточного режиму з точки зору допустимих або недопустимих за запасом зі статичної стійкості. Вказаний підхід передбачає проведення чисельних розрахунків усталених, обважнених та граничних режимів для різних траєкторій обважнення, схем мережі та складу генерації. За результатами розрахунків формуються відповідні вибірки, що описують множину усталених режимів і використовуються для формування коефіцієнтів полінома.

Такий підхід забезпечує майже миттєву класифікацію режимів за статичною стійкістю, в тому числі у великих ЕС. При цьому якість класифікації значною мірою залежить від повноти моделі ЕС та від здатності враховувати найбільшу кількість ремонтних схем та інших факторів, наприклад, таких як статичні характеристики навантаження споживачів. Відомим недоліком цього підходу на сьогодні є практична складність визначення коефіцієнтів поліномів розпізнавання за умови врахування всіх можливих варіантів та схем реальної мережі, що підлягають врахуванню.

Друга група методів до визначення граничних за статичною аперіодичною стійкістю режимів базується на виконанні всіх необхідних розрахунків у темпі оперативного керування ЕС або досить наближений до нього. Він полягає у тому, що всі розрахунки з обважнення перетинів та визначення допустимих перетоків по них виконуються в оперативному режимі по мірі надходження нових даних щодо параметрів режиму. Основною перевагою цього підходу є можливість врахування реальної схемно-режимної ситуації. Саме це дає змогу більш точно визначити допустимі перетоки активної потужності через контрольовані перетини. Основним проблемним питанням, що виникає при такому підході, є складність проведення усіх розрахунків у темпі ведення оперативного режиму. Це накладає певні обмеження на обсяги розрахунків. У першу чергу на ступінь деталізації моделей елементів ЕС, повноту процедури обважнення режиму та глибину розглядання ремонтно-аварійних схем.

Слід відзначити, що другий підхід реалізовано в деяких європейських програмних засобах [2, 4, 5], зокрема, система Quick Stab є складовою системи SCADA/EMS.

1.1.3. Методологія визначення граничних за статичною аперіодичною стійкістю режимів у темпі оперативного керування енергосистемою

Визначення граничних режимів за статичною стійкістю, як правило, виконується методом покрокового обважнення режиму, яке може проводитись різними шляхами. Останні можуть відрізнятись складом та типом траєкторій обважнення, способами визначення кроку обважнення, критеріями досягнення граничного режиму тощо. Не існує підходу, що дає змогу однозначно проводити визначення траєкторій обважнення, за якими саме необхідно його виконувати. Традиційно траєкторія обважнення визначається за певним алгоритмом, що реалізує процедуру зміни потужності споживання та генерації і має на меті збільшення перетоку активної потужності через перетин (або окрему лінію), що досліджується. Зміна потужності між ЕС може виконуватись різними шляхами [10], єдина вимога – можливість їхньої реалізації на практиці. Визначивши декілька траєкторій обважнення та провівши розрахунки, як правило, серед них вибирається мінімальна гранична величина пропускної спроможності.

Вхідні дані для виконання такого обважнення та визначення граничних перетоків потужності за перетинами визначаються за результатами оцінювання стану ЕС. Ця задача реалізується окремою підсистемою оцінки стану. Як результат – одержуємо вектор стану режиму, який відповідає одному із можливих режимів, що визначені за допомогою системи SCADA/EMS.

Загальну схему складу компонентів та основні принципи виконання обважнення режимів роботи ЕС у темпі процесу керування показано на рис. 1.2.

У процесі визначення граничних режимів на кожному кроці обважнення режиму проводиться оцінка п'яти *основних критеріїв ідентифікації граничного режиму* за статичною аперіодичною стійкістю.

1. Величина взаємного кута δ між двома напругами з різних сторін перетину та досягнення граничного значення. При цьому, як правило, встановлюється обмеження на рівні $\delta < 90^\circ$.

2. Визначення точки перегину *PV* кривої. Ілюстрація використання *PV* кривих для аналізу рівнів напруги на визначених систем-

них шинах по відношенню до зростаючого перетоку активної потужності в перетині [11] показана на рис. 1.3. Використання PV кривих дає змогу ідентифікувати ситуації, де зміна знака визначника матриці Якобі, що використовується в методі Ньютона-Рафсона (традиційний підхід до визначення граничних режимів), не співпадає зі станом, де система втрачає стійкість.

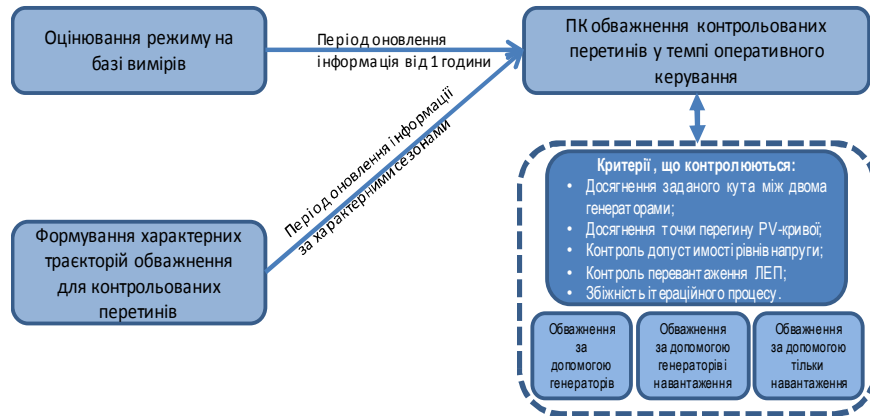


Рис. 1.2. Загальна схема обважнення режимів роботи ЕС у темпі процесу керування

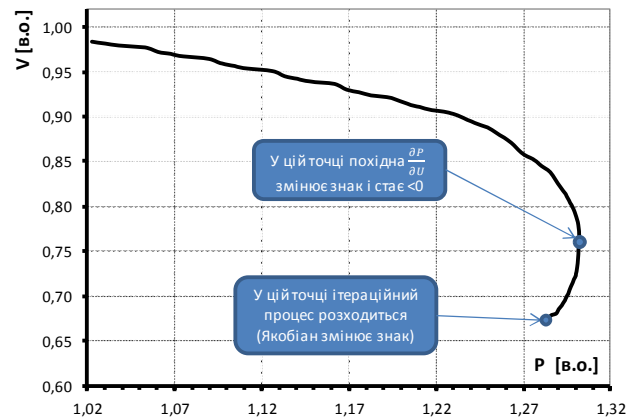


Рис. 1.3. Приклад використання PV кривих для аналізу рівнів напруги в процесі обважнення режиму

3. Виконання обмежень за напругою (контроль критичних величин напруги на відповідних СШ).

4. Контроль завантаженості зв'язків у ЕС (ліній, трансформаторів тощо). Ці зв'язки можуть як входити до перетину, так і не входити.

5. Збіжність ітераційного процесу за методом Ньютона-Рафсона.

Перші два критерії досягнення граничного режиму (1 та 2) пов'язані з виявленням втрати статичної стійкості режиму за величиною кута та напруги. Наступний критерій 3 спрямований на контроль стійкості споживачів за напругою [11, 12]. Він певною мірою аналогічний другому, але в мережах із значним рівнем еквівалентування може бути визначальним. Четвертий критерій не пов'язаний з оцінкою стійкості безпосередньо, а використовується для оцінки режиму з точки зору унеможливлення пошкодження електротехнічного обладнання.

Останній критерій певною мірою може розглядатися як опосередкований. Причому, якщо у випадку досягнення граничних показників за одним із перших чотирьох критеріїв можна чітко визначити причину досягнення граничного режиму, то за п'ятим чіткої відповіді про причину настання граничного режиму та втрату стійкості отримати практично неможливо. Крім того, особливої уваги потребує аналіз припущення щодо еквівалентності критерію існування режиму за статичною аперіодичною стійкістю та збіжністю ітераційного процесу розв'язання нелінійних алгебраїчних рівнянь, які описують усталений режим.

1.1.4. Підходи до обважнення режимів роботи ЕС у темпі оперативного керування

Враховуючи вимоги щодо швидкодії методів для використання в темпі оперативного керування, постає завдання розвитку та поширення зазначених вище підходів на клас задач аналізу стійкості у режимі *on-line*. Під розрахунками у режимі *on-line* мається на увазі виконання розрахунків у темпі оперативного керування та в темпі оновлення режимної інформації. В будь-якому випадку всі розрахунки пропускну здатності перетину з урахуванням аварійних ситуацій на глибину не більше $N-1$ (або з врахуванням обраних $N-2$) повинні виконуватись протягом 10–20 хв.

Тому було поставлено задачу розробки вдосконаленого методу обважнення режиму в темпі оперативного керування, основними складовими якого є адаптація кроку обважнення та визначення і налаштування реальної для конкретної ЕС траєкторії обважнення.

Адаптація кроку обважнення. Традиційно при моделюванні обважнення режиму проводиться шляхом покрокової зміни потужності. У разі, якщо обважнення виконується в режимі *off-line*, то визначення кроку обважнення не є складним. У більшості випадків він просто задається як досить мала, постійна величина (рис. 1.4 а). Це забезпечує отримання бажаної точності розрахунку.

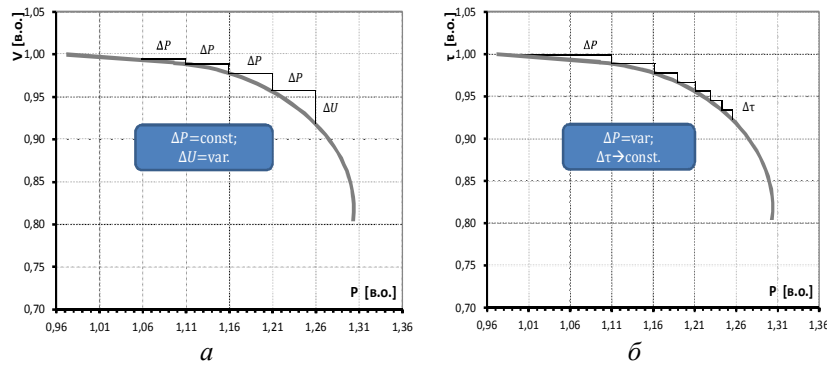


Рис. 1.4. Підходи до визначення кроку обважнення за перетином при розрахунках граничних режимів

Однак при проведенні моделювання в режимі *on-line* критичним стає час виконання розрахунків. Тому запропоновано крок обважнення налаштовувати шляхом його адаптації до зміни певного режимного параметра. Тобто замість постійного кроку обважнення за активною потужністю ΔP вибирається змінний крок залежно від величини, яка називається *визначальним параметром режиму* $\Delta \tau$. Як така величина можуть вибиратися різні фізичні величини, які є найбільш характерними для оцінки «руху» системи в напрямку граничного режиму. Наприклад, падіння напруги у вузлах (ΔU), приріст кута по лінії чи перерізу ($\Delta \delta$) тощо. При цьому величина кроку обважнення за активною потужністю постійно змінюється за умови забезпечення оптимального кроку обважнення за $\Delta \tau$. Такий підхід для випадку, коли як параметр контролю приросту $\Delta \tau$ вибрано падіння напруги, проілюстровано на рис. 1.4 б.

Основна ідея методу адаптації полягає у тому, щоб прискорити процес обважнення на пологих ділянках графіків $P\delta$ або PV , а на крутих – зменшити крок обважнення з точки зору забезпечення необхідної точності розрахунку. Цю ідею можна формалізувати такою системою:

$$\begin{cases} \Delta \tau^j > \Delta \tau_{opt} \rightarrow \Delta P_i^j - \Delta P_i^{j-1} \cdot k \\ \Delta \tau^j \leq \Delta \tau_{opt} \rightarrow \Delta P_i^j + \Delta P_i^{j-1} \cdot k, \end{cases} \quad (1.3)$$

де $\Delta \tau^j$ – величина приросту на j -й ітерації; $\Delta \tau_{opt}$ – оптимальне значення приросту для даного перетину; ΔP_i^j – приріст потужності для i -го навантаження на j -й ітерації; k – коефіцієнт посилення.

Одним із основних параметрів методу адаптації є оптимальне значення приросту ($\Delta \tau_{opt}$), яке має визначатись попередньо для кожного перетину. Проведені дослідження показали, що, використовуючи запропонований метод адаптації, можна досягти значного вигаду за швидкістю розрахунків (рис. 1.5). Це є визначальним при переході до систем, які працюють у режимі *on-line*. Так, при використанні вказаного методу адаптації кроку обважнення досягається значне зменшення кількості розрахунків (до 60...80 %) при збереженні їхньої точності у межах допустимої похибки (табл. 1.1).

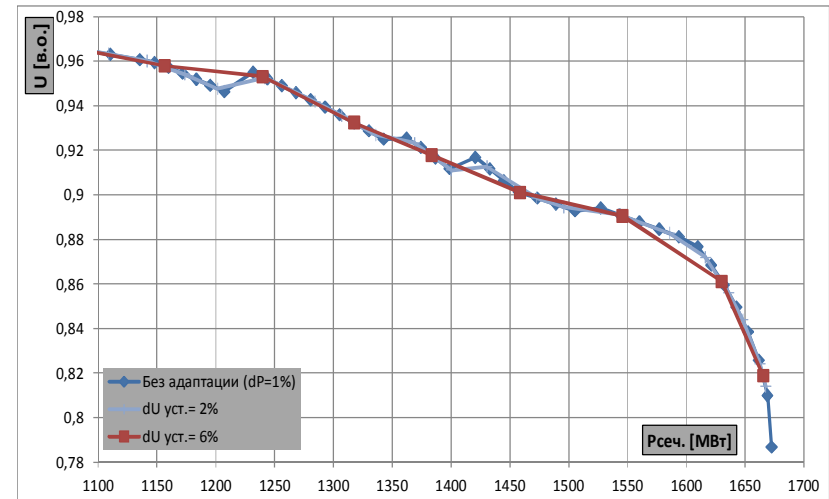


Рис. 1.5. Порівняння параметрів адаптації кроку обважнення

Крім того, слід відзначити, що використання такого підходу певним чином спирається на інформацію, отриману апіорі. Мова йде про призначення параметра Δt деякої фізичної сутності, за якою виконується адаптація кроку обважнення. Для одних перетинів це може бути падіння напруги, для інших – зміна кута тощо. Для одержання такої інформації необхідно проведення попередніх розрахунків та досліджень.

Таблиця 1.1. Аналіз похибки визначення граничного перетоку з різними параметрами адаптації кроку обважнення

Крок по Δt_{opt} (ΔU_{opt}), %	$P_{гран.}$, МВт	U , в.о.	Кількість ітерацій	Зміна кількості ітерацій, %	Похибка $dP_{гран.}$, %
Без адаптації, $dP=const$ (1 %)	1672,5	0,787	45	- (база)	0,00 (база)
0,2	1670,0	0,772	55	22	0,15
0,4	1669,7	0,808	44	-2	0,17
0,6	1669,1	0,769	41	-9	0,21
0,8	1669,0	0,810	35	-22	0,21
1,0	1672,1	0,782	34	-24	0,03
2,0	1667,4	0,814	21	-53	0,31
3,0	1672,5	0,786	17	-62	0,00
4,0	1670,2	0,773	14	-69	0,14
6,0	1665,3	0,819	9	-80	0,43

Визначення та верифікація траєкторій обважнення. Формування траєкторій обважнення є досить творчою задачею, від розв'язання якої сильно залежать результати обважнення режиму. Принципово ця задача може вирішуватись двома різними способами: послідовне виконання розрахунків за декількома траєкторіями обважнення або визначення та верифікація однієї найбільш реальної, для конкретного перетину та режимної ситуації, траєкторії. Однією із принципових складових методології обважнення режимів роботи ЕС, яка дає змогу їй функціонувати в темпі процесу керування, є використання лише однієї з множини траєкторій, за якими виконується обважнення перетинів шляхом її верифікації.

Враховуючи, що запропонована методологія орієнтована на використання при проведенні розрахунків саме в темпі оперативного керування ЕС, то формування траєкторій та їхня верифікація виконуються в режимі *off-line*. В режимі *on-line* виконується тільки вибірка відповідної до конкретного перетину верифікованої траєкторії обважнення.

Для визначення та верифікації траєкторій обважнення режиму ЕС був розроблений відповідний спосіб формування верифікованих траєкторій. Основними труднощами при формуванні реальних траєкторій обважнення є різний «характер» обважнення для різних перетинів та відсутність реальних даних щодо статичних характеристик навантаження (СХН) споживачів. Тому розрахунки граничних перетоків за критерієм статичної аперіодичної стійкості обважнення для кожного перетину, як правило, виконуються за декількома різними траєкторіями.

У загальному випадку обважнення перетинів в ЕС може виконуватися одним із трьох основних способів: перерозподілом потужності за допомогою тільки генераторів, перерозподілом потужності тільки за допомогою навантаження та за допомогою генераторів і навантаження. Для більшості контрольованих перетинів існує певний характерний спосіб перерозподілу потужностей, який і реалізують зазначені підходи.

Останній підхід може використовуватися у випадку, якщо при виконанні обважнення враховуються технологічні обмеження генераторів: наприклад, якщо генератор уже розвантажений за активною потужністю до свого технологічного мінімуму, то подальший перерозподіл потужності виконується за допомогою навантаження.

При виконанні обважнення із застосуванням навантаження вкрай важливим є коректне моделювання СХН. Нерідко персонал ЕС, який виконує обважнення режимів, змушений підбирати індивідуальні коефіцієнти полінома СХН для кожного навантаження, керуючись власним досвідом щодо ведення режимів. Відсутність реальних даних щодо СХН може створити суттєву проблему при визначенні граничних за стійкістю перетоків.

Основна ідея запропонованого способу формування траєкторій обважнення полягає у варіаційному моделюванні СХН споживачів та налаштуванні траєкторії обважнення, на підставі розрахун-

ку серії обважнених режимів та їхнього порівняння з реальними замірами перетоків по кожному із перетинів, одержаних за різних режимних умов.

Таким чином, без фактичних даних про СХН споживачів можна виконати дослідження різних траєкторій обважнення із застосуванням різних коефіцієнтів пропорційності між $\Delta Q_i / \Delta P_i$ у порівнянні їх з реальними замірами. Для прикладу формування та верифікації траєкторії обважнення на базі реальних замірів розглянемо випадок на рис. 1.6.

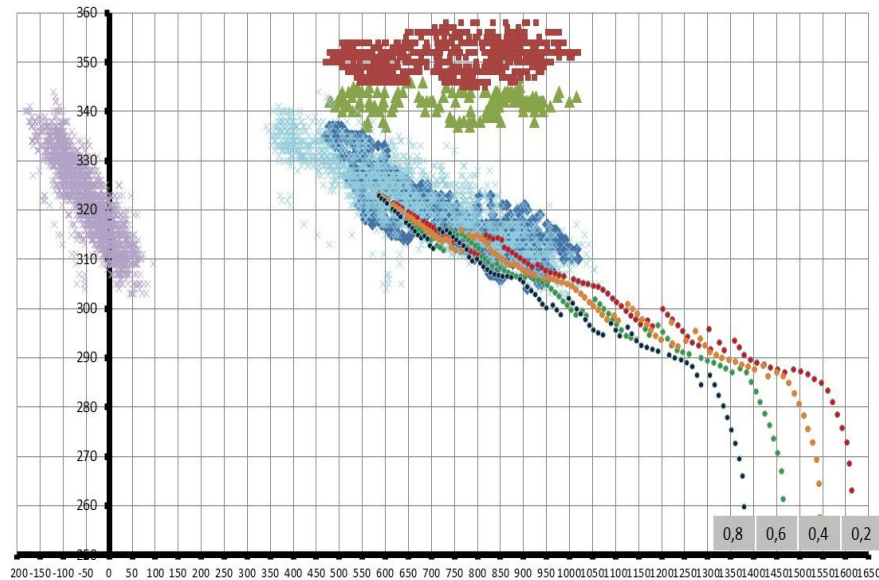


Рис. 1.6. Верифікація траєкторій обважнення до реальних режимів роботи енергосистеми

На рис. 1.6 у вигляді сукупності точок показано реальні заміри, виконані для перетину, що досліджується. При цьому розглядалися дві групи замірів, які характеризуються різною тривалістю у часі та дискретністю для певного сезону. Зокрема, розглядалися заміри, зроблені раз на годину протягом трьох місяців, та заміри, зроблені раз на 10 хв протягом двох тижнів.

Графіками на рис. 1.6 показано процес налаштування траєкторії обважнення відповідно до фактичних режимів цього перетину, характерних СХН споживачів, та з урахуванням деталізованої моделі мереж 110...330 кВ. Налаштування виконується за допомогою коефіцієнта пропорційності $\Delta Q_i / \Delta P_i$ для навантаження. В результаті для згаданого перетину було визначено значення коефіцієнта пропорційності на рівні 0,2 Мвар/МВт. Таким чином, була визначена траєкторія обважнення з коефіцієнтом пропорційності, що відповідає реальним режимам цього перетину для відповідного сезонного характеру поведінки навантаження та певного рівня деталізації розрахункової моделі.

З іншого боку, згідно з [10] при обважненні режиму способом збільшення навантаження приріст реактивного навантаження ΔQ_i за відсутності фактичних даних рекомендується приймати пропорційним приросту активного навантаження ΔP_i з коефіцієнтом пропорційності від 0,5 до 0,7 Мвар/МВт. Отже, проведені дослідження показують, що реальна траєкторія обважнення може значно відрізнятися від значень, рекомендованих у ГКД, особливо при відсутності коректної інформації стосовно СХН споживачів.

Обважнення за допомогою перерозподілу активної потужності генераторів. Для деяких перетинів, наприклад, «Захід-Вінниця», для досягнення граничних перетоків потужності обважнення, як правило, виконують за допомогою перерозподілу активної потужності між групами генераторів по різні сторони перетину. Алгоритм обважнення одночасно виконує завантаження (збільшення активної потужності) та розвантаження (зменшення активної потужності) заданих груп генераторів з метою визначення граничного перетоку через перетин. Основна складність – це коректне формування складу груп генераторів, якими виконується розвантаження/завантаження перетину. По суті, у даному випадку траєкторія обважнення буде повністю визначатися завданням відповідних груп генераторів на завантаження/розвантаження та кроком збільшення потужності кожного із них.

Іншою не менш важливою особливістю при обважненні режиму ЕС за допомогою перерозподілу активної потужності між генераторами є врахування технологічної величини їхньої генерації (мінімум/максимум). Знижувати/підвищувати активну потужність генераторів нижче/вище цієї величини вкрай не рекомендується. При дося-

гненні величини технологічного мінімуму/максимуму подальший перерозподіл балансу активних потужностей рекомендується виконувати за допомогою навантаження.

Незважаючи на певні відмінності у шляхах виконання перерозподілу активної потужності, використання наведеної вище методології дає змогу формувати та верифікувати реальні траєкторії обважнення. Для ілюстрації запропонованої методології визначення граничних режимів та запасів з аперіодичної статичної стійкості в темпі оперативного керування ЕС можна розглянути обважнення за перетином «Захід-Вінниця» – на рис. 1.7 (де зображено PV та $P\delta$ криві обважнення перетину «Захід-Вінниця» для перспективної схеми).

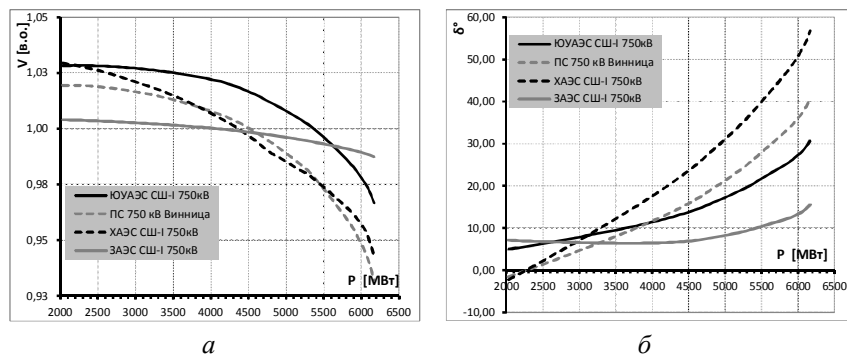


Рис. 1.7. Приклад обважнення режиму роботи ЕС за перетином «Захід-Вінниця» відповідно до прийнятої методології

Запропоновано методику, яка дає змогу на етапі оперативно-диспетчерського керування ОЕС України проводити визначення її граничних режимів та уточнення допустимих перетоків за контрольованими перетинами. Для забезпечення достатньої швидкодії розроблено метод адаптації кроку обважнення та запропоновано відповідний спосіб формування та верифікації траєкторій обважнення. Останній дає змогу визначити характерну для конкретного перетину траєкторію обважнення з врахуванням як схемних особливостей, так і з налаштуванням статичних характеристик навантаження та відповідну деталізацію моделі усталеного режиму.

Основним призначенням розроблених на базі запропонованої методики засобів сьогодні є попередження ситуацій, коли розрахо-

ваний за запропонованою методикою максимально допустимий перетік відрізняється від вказаного в довідниково-інструктивних матеріалах у менший бік. У подальшому за умови напрацювання певного позитивного досвіду використання таких засобів можна буде коригувати максимально допустимий перетік і в більший бік.

1.2. Основні обмеження режимів роботи ОЕС України

На сьогоднішній день для об'єднаної енергосистеми України притаманна низка добре відомих проблем, серед яких можна виділити декілька основних. Мова йде про використання застарілого обладнання, що не дає змоги повною мірою забезпечувати їх ефективну роботу та значну концентрацію генеруючих потужностей в окремих регіонах. Одночасно, паралельно, виникає ціла низка нових проблем, зокрема, збільшення частки відновлюваних джерел енергії, що мають флуктуаційний характер роботи. Все це вимагає проведення додаткових досліджень з удосконалення організації керування режимами роботи електричних мереж. При цьому однією з найбільш складних є задача визначення реальних значень допустимих перетоків за найбільш навантаженими лініями/перетинами, від яких залежить надійна робота ОЕС України.

У загальному випадку слід виділити три основні мережеві обмеження на величину потоків електричної енергії за умовами забезпечення статичної стійкості (питання обмеження пропускної спроможності перетинів за умовами втрати динамічної стійкості не розглядаються).

Аперіодична втрата статичної стійкості за кутом. Дослідження умов забезпечення стійкості за кутом традиційно проводилось на етапі розбудови електроенергетичних систем, у тому числі при врахуванні особливостей експлуатації довгих ліній електропередач. Дійсно, при передачі електричної енергії на великі відстані, як приклад, можна навести високовольтну лінію (ВЛ) «Куйбишев-Москва», кути між кінцями такої ВЛ в окремих усталених режимах можуть досягати критичних значень, у результаті чого може виникати проблема втрати статичної стійкості паралельної роботи ЕС. Хоч на цей час, як показали результати числових розрахункових експериментів, аперіодична втрата статичної стійкості за кутом в ОЕС України є малоімовірною через відсутність довгих ліній.

Втрата статичної стійкості за напругою. Дослідження умов втрати стійкості за напругою є найбільш актуальною задачею для ЄС більшості країн, зокрема, і для ОЕС України. Характерною ознакою для неї є обмеження пропускної спроможності ліній/перетинів через неможливість забезпечення задовільних рівнів напруги та достатніх резервів за реактивною потужністю. Для ОЕС України втрата стійкості за напругою є основним обмеженням, яке має враховуватися при визначенні пропускної спроможності більшості з контрольованих перетинів.

Термічна стійкість проводів та обладнання ПС. За умови забезпечення стійкості енергосистем за вказаними критеріями, пропускна спроможність ліній/перетинів буде обмежуватися тільки термічною стійкістю проводів. Така ситуація характерна для більшості енергосистем країн Європейського Союзу. Це визначає особливості застосування різних методів аналізу пропускної спроможності перетинів. Зокрема, в енергосистемах ENTSO-E граничний перетік обмежується переважно за критерієм N-1. Рівень будівництва нових ліній електропередач та обсяги встановлення компенсуючого обладнання в ОЕС України ще не досягли того рівня, коли пропускна спроможність перетинів буде обмежуватись лише термічною стійкістю проводів та обладнання ПС.

У цілому слід зазначити, що вибір типу обмежень на величину перетоків електричної енергії визначається структурою та характеристиками енергосистеми. Якщо говорити про ОЕС України, то вона за цими ознаками значною мірою нагадує європейські енергосистеми. Все це дає змогу зробити висновок, що на сьогодні основним чинником щодо обмеження пропускної спроможності перетинів ОЕС України, з точки зору забезпечення статичної стійкості, є стійкість за напругою [11]. При цьому, як уже зазначалось, питання визначення параметрів граничних режимів мають вирішуватись у темпі оперативного керування ЄС.

1.2.1. Визначення поняття та класифікація стійкості за напругою

Через складність явищ та процесів, що проходять в електроенергетичних системах, «фізичне» поняття стійкості для зручності моделювання традиційно розкладають на складові. В країнах колишнього СРСР була досить поширена математична декомпозиція

стійкості на поняття «стійкість паралельної роботи енергосистем» та «стійкість навантаження» [14, 15]. На той же час у країнах Європейського енергетичного об'єднання використовується дещо інша класифікація цього явища: «стійкість за кутом», «стійкість за напругою» та «стійкість за частотою» [16, 17, 18]. Зазначені різні математичні ідеалізації не протирічають одна одній, а лише по-різному розглядають єдину фізичну суть стійкості енергосистем. При цьому використання останнього підходу дає змогу більш чітко розділити загальне поняття на окремі математичні складові. Крім того, враховуючи перспективи України щодо входження до Європейської Енергетичної Спільноти, доцільно певним чином визначитися та залучити до використання сучасні світові підходи щодо аналізу стійкості режимів енергосистем.

Стійкість за напругою – це здатність енергосистеми підтримувати стійкі та прийнятні рівні напруги на всіх системах шин як у нормальних, так і в післяаварійних та ремонтних режимах. Основною причиною неконтрольованого зменшення напруги та втрати стійкості є неспроможність енергосистеми підтримувати в кожний момент часу баланс реактивних потужностей на окремій СШ або в окремій зоні системи після виникнення збурення. Критерій стійкості енергосистеми за напругою полягає у тому, що в поточному режимі на кожній СШ при збільшенні напруги величина реактивної потужності на тій самій СШ повинна збільшуватись. Тобто система стійка за напругою при $\partial Q/\partial V > 0$. Величина напруги, яка відповідає переходу від стійкого стану до нестійкого (при $\partial Q/\partial V = 0$), називається «критичною напругою», а відповідний їй рівень реактивної потужності – «межею за реактивною потужністю».

Для подальшого аналізу використаємо наступну класифікацію стійкості за напругою. *Динамічна стійкість* за напругою пов'язана з оцінкою та підтримкою напруги впродовж 1–2 с відразу після «великого» збурення. Мова йде, в першу чергу, про реакцію автоматики регулювання збудження (АРЗ) генераторів при короткому замиканні (КЗ). Особливу гостроту проблема динамічної стійкості за напругою набуває разом із зростанням частки відновлюваної енергетики в структурі генерації. Нетрадиційні генератори (на вітроелектростанціях) мають недостатні можливості щодо підтримки напруги під час КЗ або при інших аваріях в енергосистемі. Зок-

рема, коли напруга в мережі знижується, генератори на вітроелектростанціях можуть вимикатися, що призводить до погіршення рівня динамічної стійкості за напругою в таких енергосистемах. Тому системні оператори багатьох європейських країн [19] встановили вимоги щодо паралельної роботи «нетрадиційних» генераторів. Мова йде, зокрема, про LVRT (Low Voltage Ride Through) або властивість генераторів проходити короткотривалі «провали напруги» не від'єднуючись від системи.

Статична стійкість за напругою належить до форми стійкості, що визначається переважно статичними характеристиками навантаження та параметрами мережі, що, як відомо, не залежать від часу та поточного режиму, який можливо розглядати як усталений протягом 2–10 с. Як збурення розглядається втрата елемента енергосистеми або зростання навантаження.

Довгострокова стійкість за напругою враховує вплив на рівні напруги реакцію систем регулювання на генераторах, а також процесів, пов'язаних із закінченням резервів реактивної потужності протягом певного часу, роботою РПН (регулювання під напругою) автотрансформаторів (АТ) та трансформаторів (Т), перемиканням батарей статичних конденсаторів (БСК), шунтуючих реакторів (ШР) та дією режимної автоматики.

Незважаючи на те, що явище нестійкості за напругою носить, як правило, локальний характер, його виникнення може призвести до глобальних наслідків. Порушення стійкості пов'язано з виникненням лавини напруги, що може охопити великі енергорайони або навіть всю енергосистему. Тому аналіз граничних режимів, в яких саме відбувається порушення стійкості за напругою, є дуже важливим. Для великих сучасних енергосистем такий аналіз є достатньо складним через те, що з фізичної точки зору на порушення стійкості впливають багато чинників. Зокрема, це характеристики навантажень споживачів, структура та параметри електромережі, параметри режиму (перетоки по ЛЕП та АТ, склад генеруючого обладнання), характеристики потужності та поточні уставки систем регулювання на генераторах та інших пристроях компенсації (СТК – статичні тиристорні компенсатори, БСК) та перерозподілу (РПН АТ та Т) реактивної потужності.

Враховуючи наведене, слід також зауважити, що порушення стійкості за напругою, як правило, виникає в системі спорадично,

більш часто оперативно-диспетчерський персонал стикається з явищем нестабільності напруги на певних СШ. Поняття стабільності напруги визначає ступінь коливання рівня напруги на СШ при коливаннях реактивної потужності на тих самих СШ або в системі взагалі. Для такої ситуації характерно, що вимоги стійкості за напругою в цілому виконуються (критерій $\partial Q/\partial V > 0$), але при цьому напруга нестабільна, тобто навіть незначні коливання реактивної потужності призводять до значних коливань напруги.

1.2.2. Показники стійкості за напругою

Забезпечення умов надійної роботи енергосистем пов'язано з дотриманням визначених ще на етапі планування критеріїв режимної безпеки. Серед інших до таких критеріїв належать:

- обмеження за термічною стійкістю ЛЕП та АТ;
- необхідні рівні резервів реактивної потужності на генераторах та СТК (БСК);
- припустимі рівні напруги;
- величина нормативних запасів зі стійкості за напругою.

Слід розрізняти також обмеження щодо рівнів напруги та запасів зі стійкості за напругою. Зокрема, для нормальних та ремонтних (аварійних) схем встановлено припустимі межі відхилення напруги від номінальної. Переважна більшість кодексів мереж СО європейських країн встановлює відхилення $\pm 10\%$ [19]. Запаси зі стійкості за напругою у разі необхідності можуть визначатися кожним СО окремо. Наприклад, в Україні такі запаси згідно з [10] становлять 10 і 15 % та визначаються від рівнів напруги як 0,7 (0,75) в.о. від номінальної (нормальної) для СШ-110 кВ. Очевидно, що критичні місця за напругою, тобто ті, де напруга відхиляється більше ніж на 10 %, є потенційно небезпечними з точки зору можливості подальшого зменшення напруги та перетворення цих СШ у точки енергосистеми, де запаси стійкості за напругою не відповідають припустимим.

Однак стійкість за напругою може порушуватися і в тих ситуаціях, коли напруга на усіх СШ-110 кВ перевищує нормативне значення 0,7 (0,75) в.о. від номінальної (нормальної), тобто критична напруга може бути вищою, ніж та, що встановлена в [10].

Останнє можливо, зокрема, при встановленні в мережі потужних засобів компенсації реактивної потужності (СТК) або при впровадженні системи вторинного регулювання напруги на генераторах. У таких випадках СШ з критичною напругою більше ніж 0,9 в.о. можуть бути критичним місцем за критерієм недостатнього запасу зі стійкості за напругою. Як показано у [20], при аналізі стійкості за напругою в граничних режимах з високою критичною напругою кращим індикатором наближення режиму до точки втрати стійкості є резерви з реактивної потужності, ніж рівень напруги.

При аналізі стійкості режимів за напругою важливо не тільки визначити граничний режим та відповідну йому критичну напругу, але і дослідити як саме впливають параметри електричної мережі та режимів її роботи на величину критичної напруги. Саме такий аналіз є основою для розробки ефективних заходів для запобігання порушенню стійкості за напругою.

Для оцінки ступеня «важкості» режиму за напругою застосовуються різні показники, що вимірюють ступінь наближення поточного режиму до граничного за напругою, в якому може спостерігатися лавина напруги. Вони базуються на різних визначеннях і уявленнях про фізичну природу стійкості та доповнюють один одного. Наведемо наступні найбільш поширені показники [15–17, 20]:

- резерв реактивної потужності на електричних станціях та засобах компенсації, що визначає величину наближення в Мвар до граничного за напругою режиму;

- відхилення напруги від номінальних (або нормальних) значень, що дає змогу оцінити ступінь «важкості» режиму;

- втрати реактивної потужності в ЛЕП. Зокрема, стрімке зростання відношення втрат (Мвар) в ЛЕП до перетоку через перетин (МВт) визначає ступінь наближення режиму до виникнення лавини напруги [20];

- чутливість напруги до величини коливань реактивної потужності на СШ, що використовується для ідентифікації критичних за напругою зон електромережі або окремих СШ. Такі «слабкі» СШ можуть розглядатися як найбільш небезпечні місця з точки зору втрати стійкості за напругою при обважненні режиму;

- значення детермінанту Якобіану в рівняннях усталеного режиму (УР). При певних припущеннях (наприклад, щодо моделювання генераторів) перехід детермінанту через «0» відбувається в

околі зони граничних за статичною стійкістю режимів [13]. Граничний режим може бути з певною вірогідністю ідентифікований за збіжністю ітераційного процесу розрахунку УР;

- результати модального аналізу оберненого, скороченого Якобіану [21].

1.2.3. Коректне врахування PQ-характеристик генераторів

На цей час основні засоби підтримання необхідних резервів та генерування реактивної потужності в ОЕС України за відсутності мережевих засобів компенсації сконцентровані на електростанціях [22]. При цьому слід мати на увазі, що ТЕЦ переважно працюють з фіксованим коефіцієнтом потужності, отже, не можуть бути регульованим джерелом реактивної потужності. Також в ОЕС України більшість ЛЕП експлуатується в режимах, що мають величину потужності, меншу від натуральної, і тому такі ЛЕП є джерелами реактивної потужності. Проте їх також неможливо віднести до надійних і головне регульованих джерел реактивної потужності. Таким чином, на сьогодні єдиним регульованим джерелом реактивної потужності в ОЕС України є синхронні генератори (СГ). При цьому величина зони регулювання визначається їх експлуатаційними характеристиками.

Враховуючи викладене, можна стверджувати, що точне й адекватне моделювання режимів роботи синхронних генераторів є необхідною умовою адекватного визначення величин допустимих перетоків. Мова йде про адекватне врахування діапазонів роботи СГ за реактивною потужністю, зокрема, можливостей щодо її генерування. Тому питання використання коректних моделей СГ, особливо з урахуванням їх залежностей від поточного завантаження за активною потужністю та напруги на генераторних шинах, набуває особливої актуальності з точки зору дослідження обважнення режимів. Все це дає змогу визначити не теоретично можливі значення пропускної спроможності ліній/перетинів, а розрахувати більш реальні значення з урахуванням обмежень за станом існуючого обладнання та його режимами роботи.

З іншого боку, про врахування вказаних залежностей для СГ йде мова й у вимогах щодо визначення стійкості енергосистем [10], зокрема п. 9.2.2 «У розрахунках усталених режимів генератори

слід представляти джерелами незмінної напруги та заданими активними потужностями. Мінімальні та максимальні значення наявної реактивної потужності рекомендовано задавати з урахуванням значень напруги та активної потужності в даному режимі...». На жаль, більшість вітчизняних програмних комплексів, що застосовуються для розрахунку граничних перетоків, не враховують вказані залежності при виконанні об'явлення режимів роботи ЕС.

Таким чином, для забезпечення коректності розрахунку пропускнув спроможності перетинів, що обмежуються в основному стійкістю за напругою, виходячи з наявних резервів за реактивною потужністю, необхідно при об'явленні режимів: *по-перше*, враховувати залежність PQ-характеристик СГ від напруги на генераторних СШ, а *по-друге*, – обмеження режимів роботи СГ за активною потужністю. Розглянемо ці питання більш детально.

У цілому існує декілька способів врахування обмежень щодо реактивної потужності СГ при моделюванні. Одним із найбільш поширених на практиці є підхід, пов'язаний із завданням СГ за допомогою таких характеристик, як Q_{\min} , Q_{\max} , $U_{\text{уст}}$ (мінімальна, максимальна реактивна потужності та уставка за напругою на контрольних СШ). Цей спосіб часто використовується у вітчизняних програмах розрахунку ustalених режимів (УР) та статичної стійкості (див. рис. 1.8).

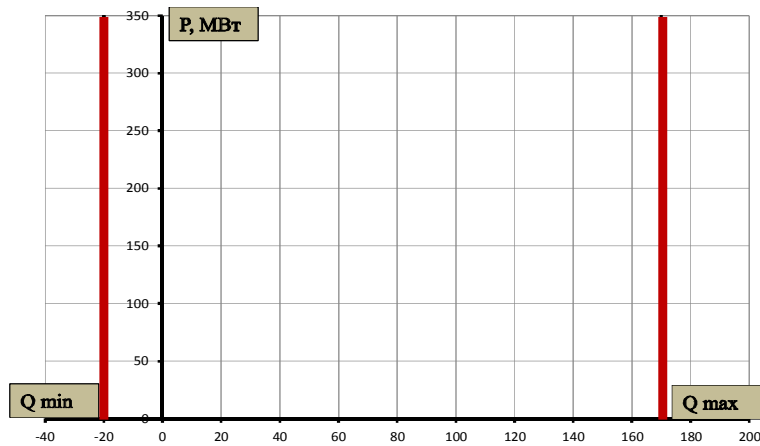


Рис. 1.8. Представлення PQ-характеристик генератора незмінними величинами

Основним недоліком такого способу є припущення, що Q_{\min} , Q_{\max} не залежать ні від активної потужності генератора, ні від $U_{\text{СШ}}$ (напруга на шинах генератора). Проте це не повною мірою відповідає дійсності, і їх врахування може суттєво впливати на результати розрахунку. На рис. 1.9 представлено типову характеристику СГ з нанесеними обмеженнями щодо величини доступної реактивної потужності.

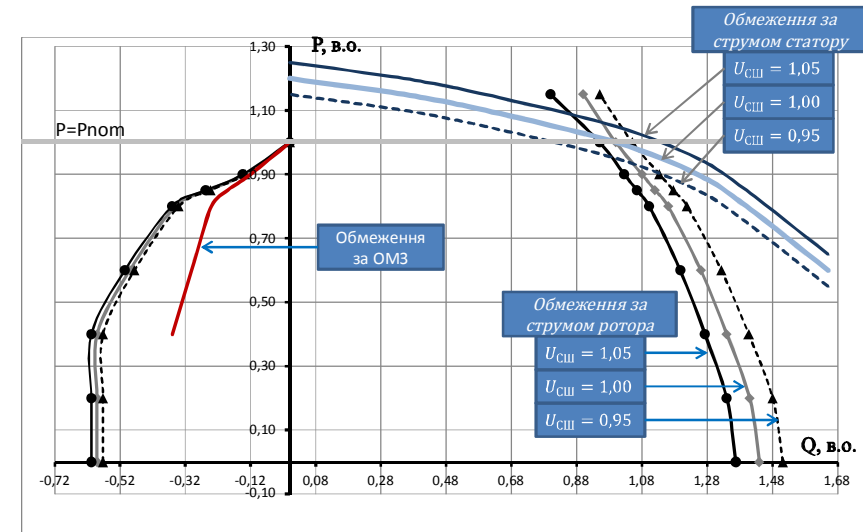


Рис. 1.9. Типова характеристика синхронного генератора з нанесеними обмеженнями щодо величини реактивної потужності

Аналіз представлених на рис. 1.9 залежностей дає змогу зробити висновок, що Q_{\max} досить суттєво залежить від завантаження СГ за активною потужністю і від напруги на генераторних шинах. Залежність Q_{\min} від напруги проявляється досить слабо, тому неврахування цієї залежності при розв'язанні поточної задачі не призводить до суттєвого зменшення точності розрахунку.

Іншим важливим аспектом коректного моделювання СГ є врахування дії захистів, зокрема, величини уставки щодо обмеження мінімального збудження (ОМЗ) генератора. При досягненні заданої уставки захист виводить з роботи (блокує) систему автоматичного регулювання збудження та стабілізує струм збудження на

мінімальному рівні. Як видно з рис. 1.9, ОМЗ накладає більш жорсткі обмеження на споживання реактивної потужності СГ, ніж інші чинники. Таким чином, наявний резерв регулювання реактивної потужності на СГ і його точне врахування мають виключне значення для розрахунку пропускної спроможності перетинів.

Обважнення режиму та визначення граничних перетоків через перетин виконуються за певними траєкторіями обважнення. У процесі реалізації заданої траєкторії обважнення, беручи до уваги сказане, необхідно враховувати технологічні обмеження СГ на мінімальну та максимальну допустимі активні потужності.

Іншими словами, на практиці не можливо з достатнім рівнем надійності та тривалий час експлуатувати СГ ТЕС та АЕС із граничними завантаженнями, наприклад, 40 або 120 % від номінальної потужності. Активна потужність СГ може змінюватись тільки в певному діапазоні, який приблизно для ТЕС та ТЕЦ становить 0,65...1,05 від номінальної потужності. Розвантаження СГ до «0» або завантаження їх більше 100 %, що часто використовується в «традиційному» методі розрахунку граничних перетоків потужності, призводить до того, що обчислені значення перетоків характеризують тільки пропуску спроможність ліній, без урахування практичних умов експлуатації конкретної енергосистеми. Тобто це буде теоретично можливе значення пропускної спроможності ліній, яке не можливо буде реалізувати за реальних умов експлуатації ЕС.

Для більш точного врахування обмежень СГ за мінімальною/максимальною допустимою активною потужністю необхідно змінити алгоритм обважнення перетинів. На цей час у більшості програм визначення пропускної спроможності перетинів використовується підхід, що передбачає задання постійного кроку обважнення для кожного СГ (+/- $\Delta P_i = \text{const}$). Але такий простий підхід «не спрацьовує» у разі врахування PQ характеристик та обмежень СГ за активною потужністю. Основна перешкода полягає в тому, що склад генераторів на «завантаження» та «розвантаження» буде постійно змінюватись у процесі обважнення режимів. Для вирішення цього питання запропоновано задавати крок обважнення не для кожного СГ окремо, а «постійний» крок обважнення для перетину. Тоді для конкретних генераторів, що беруть участь у реалізації траєкторії, необхідно проводити уточнення кроку обважнення (+/- $\Delta P_i = \text{var}$) на кожній ітерації залежно від режиму роботи СГ.

Особливості запропонованої методики обважнення проілюстровано на прикладі (рис. 1.10 та табл. 1.2).

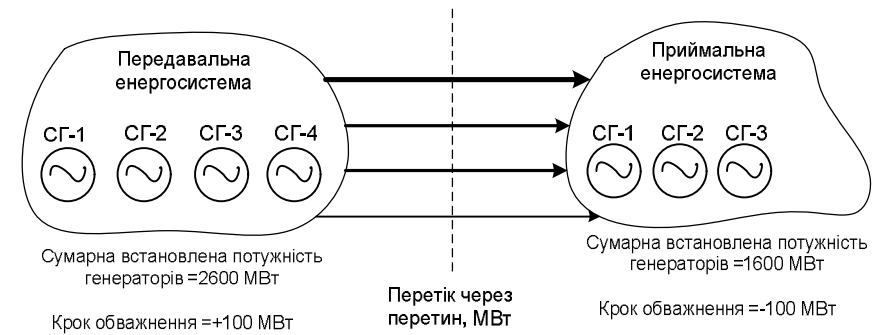


Рис. 1.10. Ілюстрація підходу з використанням «постійного» кроку обважнення для перетину і «змінного» для конкретного СГ

Таблиця 1.2. Приклад розрахунку «змінного» кроку обважнення для конкретного генератора

	Передавальна енергосистема						Приймальна енергосистема			
	СГ-1	СГ-2	СГ-3	СГ-4	Σ		СГ-1	СГ-2	СГ-3	Σ
Встановлена потужність	1000	1000	300	300	2600		1000	300	300	1600
Крок обв. 1	38,46	38,46	11,54	11,54	100		62,50	18,75	18,75	100
Крок обв. і	x	62,50	18,75	18,75	100		62,50	18,75	18,75	100
Крок обв. к	x	62,50	18,75	18,75	100		100,0	x	x	100

У табл. 1.2 знаком «x» відмічається, що певний СГ на певному кроці обважнення «вибув» із траєкторії обважнення через досягнення своїх технологічних обмежень.

Крок обважнення для конкретного СГ розраховується (уточнюється) на кожній ітерації обважнення з урахуванням поточного рівня завантаження/розвантаження генераторів. Розрахунок кроку обважнення може виконуватись за різними критеріями, зокрема, пропорційно:

- встановленою потужністю кожного СГ;

- оперативною границею на завантаження/розвантаження СГ за активною потужністю;
- наявним резервом на завантаження/розвантаження СГ за активною потужністю.

Після досягнення межі технічних обмежень роботи усіх СГ, що використовуються в заданій траєкторії обважнення, подальше збільшення перетоку потужності через перетин виконується за рахунок відповідної зміни навантаження.

Результати обважнення режимів, що проводились у такий спосіб, будуть відрізнятися від результатів, отриманих за «традиційним» ідеалізованим підходом, але вони дають змогу більш адекватно визначати ті граничні режими, які найбільш відповідають практиці експлуатації ЕС. У багатьох випадках описаний спосіб обважнення буде більш «жорстким», ніж при використанні «необмежених» СГ з $\Delta P_i = \text{const}$.

Також таким способом обважнення може бути визначена нова ситуація, коли граничний ustalений режим буде досягнуто без порушення жодного з мережевих обмежень (критеріїв стійкості), а керуючись лише фізично можливими режимами роботи енергосистем. Наприклад, коли з одного боку перетину усі СГ, що входять до траєкторії обважнення, завантажені на фізичний максимум, а навантаження розвантажене на реальний мінімум, а з іншого боку перетину усі СГ розвантажені, а навантаження збільшене до фізично можливих величин за умови, що критерії стійкості при цьому не порушені. Тобто задана конфігурація енергосистеми дає змогу видати через перетин, що аналізується, всю існуючу потужність.

З урахуванням цього підходу було проведено розрахункові дослідження граничних режимів на прикладі перетину «Южноукраїнська АЕС – Вінниця», результати розрахунків граничних режимів наведено в табл. 1.3. Зокрема, було розглянуто наступні комбінації різних умов:

1. Базовий режим, що відповідає поточній практиці розрахунку пропускної спроможності перетинів (експеримент 1, табл. 1.3);
2. Режим, коли враховувалися тільки PQ характеристики СГ (експеримент 3 та 4, табл. 1.3);
3. Режим з врахуванням залежностей PQ характеристик СГ від напруги (експеримент 5 та 6, табл. 1.3);

4. Режим з врахуванням величин технологічних мінімумів та максимумів СГ за активною потужністю (експеримент 2, 4 та 6, табл. 1.3).

Таблиця 1.3. Порівняння граничних перетоків за обраним перетином при різних підходах до налаштування параметрів СГ щодо PQ характеристик

№	Комбінації різних умов врахування характеристик СГ	Нормальна схема роботи ЕС за перетином «ЮАЕС-Вінниця»			Ремонтна схема (вимкнення ПЛ 330 кВ «Аджалик-Усатове»)		
		Граничний перетік, МВт	МДП (20 %), МВт	Зміна Р _{гр.} перетину від баз. реж., МВт	Граничний перетік, МВт	АДП (8 %), МВт	Зміна Р _{перетину} від баз. реж., МВт
1	Базовий режим	4669	3735	-	3688	3393	-
2	PQ(P) хар. = не врахов., Р _{техн.мін} = 0,70*Р _{ном}	4489	3591	-180	3688	3393	0
3	PQ(P) хар. = врахов., Р _{техн.мін} = не врах.	4620	3696	-49	3465	3188	-223
4	PQ(P) хар. = врах., Р _{техн.мін} = 0,70*Р _{ном}	4436	3549	-233	3465	3188	-223
5	PQ(P,U) хар. = врах., Р _{техн.мін} = не врахов.	4619	3695	-50	3497	3217	-191
6	PQ(P,U) хар. = врах., Р _{техн.мін} = 0,70*Р _{ном}	4423	3538	-246	3497	3217	-191

Так, на підставі аналізу пропускної спроможності обраного перетину (табл. 1.3) для нормальної схеми ЕС можна зробити висновок, що PQ-характеристики (з/без урахування залежностей від напруги) мають менший вплив на пропускну спроможність перетину, ніж врахування технологічних мінімумів та максимумів СГ за активною потужністю. Вплив від накладання обох вказаних факторів підсумовується та посилюється.

Аналіз результатів для ремонтної схеми показав, що СГ не завжди досягають своїх обмежень за активною потужністю. Проте

вплив PQ-характеристик у цьому випадку носить визначальний характер, оскільки саме в ремонтних схемах найчастіше виникає значний дефіцит реактивної потужності й може порушуватись стійкість за напругою.

Неврахування PQ-характеристик та їхньої залежності від напруги, величин технологічних мінімумів та максимумів СГ за активною потужністю можуть призвести до ситуації, коли оперативний персонал буде хибно представляти поточну ситуацію і може виникнути небезпека втрати стійкості при керуванні режимами ОЕС України. Врахування вказаних характеристик СГ передбачено у чинних вимогах до стійкості енергосистем, і оперативний персонал повинен орієнтуватися на застосування відповідного програмного забезпечення.

1.3. Вимоги до підготовки моделі для розрахунку граничних режимів роботи перетинів

Традиційно в Україні режими роботи енергосистем контролювалися за допомогою спеціально виділених контрольованих перетинів. Не всі з цих перетинів рівнозначні з точки зору впливу на режими роботи ОЕС України. Періодичність розрахунків пропускної спроможності перетинів визначається [10] і, як правило, відбувається у випадку зміни складу перетину, зміни параметрів елементів, що входять до перетину, зміни нормативних документів або раз на п'ять років. Повні розрахунки пропускної спроможності перетину потребують, як правило, значних витрат.

З іншого боку, в ОЕС України існує практика виконання обмеженої кількості розрахунків стійкості перетинів для однієї найбільш несприятливої режимної точки (наприклад, для режиму зимового максимуму). Такі результати потім представляються у вигляді відповідних інструкційних матеріалів (наприклад, «ОД-10»). При такому підході у багатьох випадках може істотно спотворюватися (знижуватися) допустимий за перетином перетік і не враховуватися особливості роботи перетину в певних ситуаціях. Тому як задача максимум необхідно перейти до практики розрахунку пропускної спроможності перетинів у темпі процесу керування ЕС. На проміжному етапі необхідно збільшити кількість характерних ре-

жимів, які розглядаються при розрахунках пропускної спроможності перетину. Для прикладу розглянемо останній випадок для ситуації з двома характерними режимами – режимом зимових навантажень та літнім режимом роботи ЕС.

Зимові та літні режими роботи енергосистем, в першу чергу, розрізняються рівнями навантажень, тривало допустимими струмовими завантаженнями ліній і трансформаторів, а також різним складом працюючого обладнання, що значно впливає на величину граничного перетоку за перетином. Врахування зазначених чинників при виконанні розрахунків пропускної спроможності перетинів дають можливість оперативно-диспетчерському персоналу більш точно контролювати поточну режимну ситуацію.

Вимоги до підготовки моделі для розрахунку граничних режимів роботи перетинів:

1. При виконанні розрахунків необхідно використовувати характерні для кожного регіону статичні характеристики навантаження споживачів.
2. Діапазони регулювання реактивної потужності синхронних генераторів мають враховувати зміну режимів їх роботи та сезонність (різні PQ-характеристики).
3. При розрахунках об'єднаних режимів максимальний діапазон генерування реактивної потужності синхронних генераторів тимчасово може бути збільшений на 10 %.
4. Тривало допустимий струм повітряних ліній залежить від температури навколишнього середовища, тому необхідно використовувати відповідні залежності.
5. У нормальній схемі роботи ЕС допускається завантаження елементів енергосистеми не більше 100 % з урахуванням температури навколишнього середовища. В ремонтно-аварійних схемах допускається перевантаження ПЛ до 120 %, а для Т/АТ – 140 %.
6. Кількість працюючих реакторів, особливо в мережі 750 кВ, вибирається за критерієм «зкомпенсованості» ліній за реактивною потужністю, контролюючи при цьому напругу у вузлах мережі. У разі невідповідності зарядної потужності ліній реактивної потужності цілій кількості груп ШР, кількість працюючих ШР може округлятися у менший бік за умови не перевищення допустимих рівнів напруги.

7. Кількість працюючих генеруючих блоків на усіх електростанціях крім станцій, що беруть участь у траєкторії обважнення, встановлюється згідно з відповідними характерними режимами.

8. У разі виявлення в ремонтних схемах порушення параметрів режиму за напругою або струмом, допускається зміна положення РПН/ТПР для перебалансування розподілу потужності між різними класами напруги.

9. Визначення граничних режимів повинно виконуватись у темпі керування енергосистемою або, як мінімум, для всіх характерних режимів роботи енергосистеми.

10. Перерозподіл потужності через перетин у процесі обважнення режиму виконується переважно синхронними генераторами з урахуванням тільки обмежень за струмом ротора. Також необхідно використовувати або різні траєкторії обважнення, які враховують різні варіації завантаження блоків, або верифікувати траєкторію, за якою виконується обважнення.

11. Запас в 20 % за активною потужністю (і 15 % за напругою) розраховується для нормальних і ремонтних схем. Запас у 8 % за активною потужністю (і 10 % за напругою) розраховується для аварійних схем, одержуваних у процесі розрахунків за критерієм «N-1» для нормальних і ремонтних схем.

1.4. Засоби автоматизованого розрахунку допустимих режимних параметрів контрольованих перетинів

Таким чином, з урахуванням наведеного вище перед оперативно-диспетчерським персоналом, як правило, постають дві задачі, які ускладнюють одна одну.

По-перше, для отримання адекватних значень пропускної спроможності перетину необхідно врахувати велику множину можливих станів та режимів роботи енергосистеми. *По-друге*, розрахунки пропускної спроможності необхідно виконувати якомога частіше, а в ідеальній ситуації необхідно наблизити такі розрахунки до темпу керування режимами.

Для розв'язання поставлених задач з урахуванням запропонованих підходів та методів було розроблено програмний комплекс для автоматизованих розрахунків пропускної спроможності перетинів.

Загальний вигляд головного вікна розроблених засобів представлено на рис. 1.11.

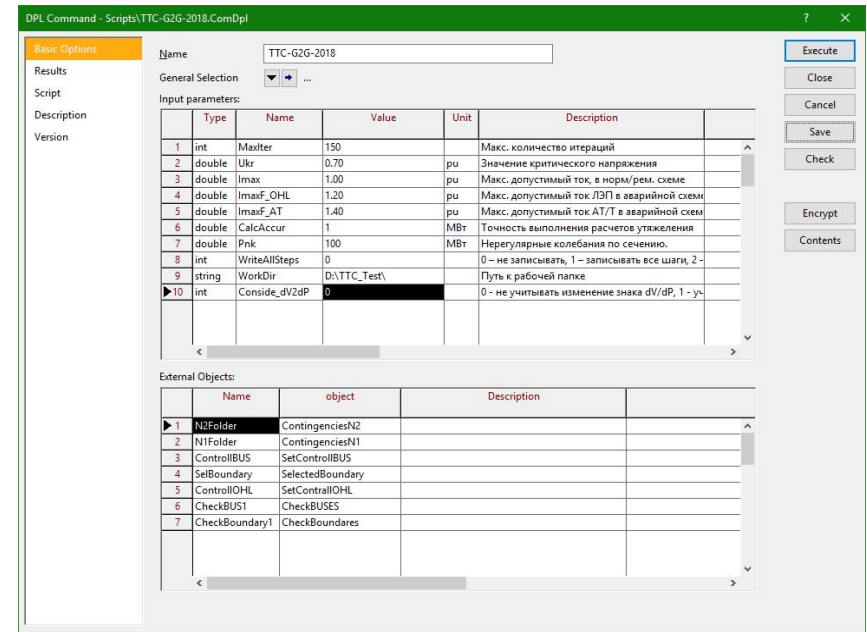


Рис. 1.11. Головне вікно програмного комплексу автоматизованого розрахунку пропускної спроможності перетинів

Програмний комплекс «Автоматизація розрахунків допустимих режимів роботи енергосистем з урахуванням ремонтно-аварійних схем» дає змогу проводити розрахунки обважнених режимів роботи енергосистем з урахуванням таких положень:

1. Автоматичне виконання обважнення за кількома траєкторіями обважнення;
2. Врахування різних типів траєкторій обважнення;
3. Врахування аварійних ситуацій та ремонтних схем;
4. Автоматичне визначення режимних параметрів перетину: Рмд, Рад з урахуванням усіх критеріїв (запас по P/U з урахуванням допустимого струму) більш детально представлено на рис. 1.12;
5. Виведення інформації з результату розрахунку в поширеному форматі (зокрема, MS Excel).

Програмний комплекс – це інженерний інструментарій, який побудовано на базі програмного комплексу *DigSilent PowerFactory*. Розроблений комплекс також може бути використаний для аналізу режимів роботи ЕС та налаштування систем протиаварійної автоматики.

До складу програмного комплексу входить база даних елементів ЕС, що містить всю необхідну інформацію щодо обладнання ЕС (наприклад, параметри ліній електропередачі, генераторів, захисних пристроїв, регуляторів тощо) для моделювання усталених режимів.

Визначення граничних режимів за статичною стійкістю, як правило, виконується методом покрокового обважнення режиму з контролем наступних критеріїв досягнення граничного режиму:

- збіжність УР (метод Ньютона-Рафсона);
- досягнення заданої точності розрахунків (як правило, 1 МВт);
- зміна знака похідної dP/dV ;
- досягнення максимальної кількості ітерацій обважнення (аварійний критерій).

Обважнення режиму може виконуватись за різними траєкторіями. Під траєкторією обважнення мається на увазі відповідний алгоритм (або механізм) зміни балансу потужності між енергосистемами з метою збільшення перетоку потужності через перетин, що досліджується. Зміна перерозподілу потужності може виконуватись різними шляхами. Згідно з [10] обважнення необхідно виконувати шляхами, що відповідають реальній практиці експлуатації енергосистем. Тому на практиці часто використовується декілька траєкторій обважнення.

Розроблений програмний комплекс виконує також автоматизовану процедуру визначення необхідних параметрів для аналізу стійкості режиму (рис. 1.12). Зокрема, в автоматичному режимі визначаються такі параметри:

1. Максимально допустимий перетік за перетином;
2. Аварійно-допустимий перетік за перетином;
3. Перетік за перетином за умовою не перевищення струмового завантаження елементів мережі відповідно до діючих норм;
4. Перетік за перетином за умови забезпечення діючих нормативів стосовно стійкості за напругою.

Схематично визначення вказаних параметрів проілюстроване на рис. 1.12.

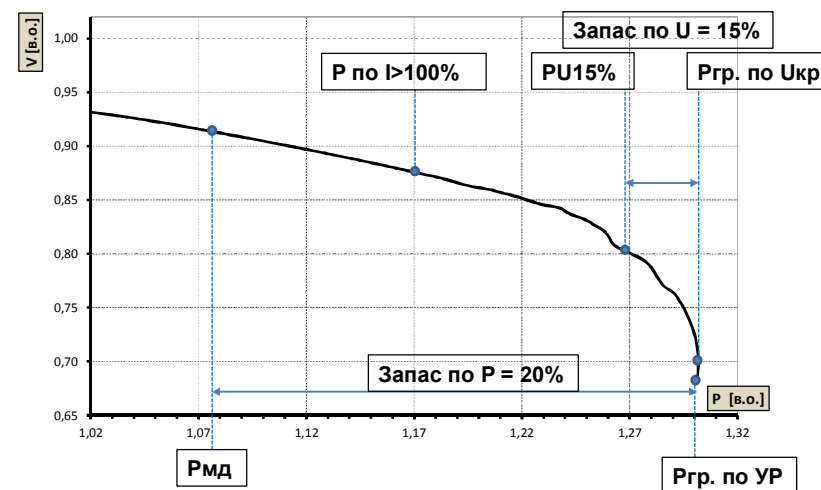


Рис. 1.12. Ілюстрація процесу автоматизації визначення $P_{\text{мд}}$, $P_{\text{ад}}$ з урахуванням усіх критеріїв

Використання розробленого програмного комплексу дає змогу повністю автоматизувати розрахунок пропускної спроможності перетинів з урахуванням різних траєкторій і ремонтно-аварійних ситуацій в ЕС. Такий підхід значно скорочує час розрахунку одного перетину і дозволяє наблизитися до розрахунків у темпі прийняття рішень. Також при цьому значно знижується «ціна помилки», тобто в разі виявлення помилок у вихідній інформації повторити всі розрахунки не становитиме великих труднощів.

1.5. Дослідження чутливості граничного перетоку за перетином до схемно-режимних змін у мережі

Характер впливу багатьох режимних параметрів на значення граничного перетоку часто є очевидним, але кількісна оцінка такого впливу може мати неочікувані результати. Маючи такі оцінки чутливостей граничного перетоку за перетином від режимних параме-

трів, можна буде більш точно сформулювати розрахункові моделі та траєкторії об'єкту режимів. Тому метою цього підрозділу є дослідження чутливості величини граничного перетоку за перетином до зміни різних режимних параметрів ЕС.

Дослідження чутливості було проведено на базі розрахунків граничних режимів для відомого перетину «Захід-Вінниця». Відомо, що кожен перетин має свої особливості, та розрахунки чутливостей для одного перетину важко узагальнити, але можна отримати певні оціночні судження і використати їх на практиці.

Таким чином, було досліджено чутливість граничного перетоку за обраним перетином до таких параметрів:

1. Врахування/неврахування статичних характеристик навантаження споживачів;
2. Зміни діапазонів регулювання реактивної потужності генераторів;
3. Аналіз впливу складу працюючих ШР у мережі 750 кВ (враховувались як віддалені ШР, так і близько розміщені від перетину);
4. Аналіз впливу траєкторій об'єкту (окремо для «відправної ЕС» та для «приймальної ЕС»);
5. Аналіз впливу глибини розвантаження споживачів.

Також для більш повної картини розрахунки було проведено для режиму максимуму навантаження (зима-максимум) та режиму із зниженим навантаженням, що відповідає режиму «літо-максимум». У кожному випадку результати представлено як для нормальної схеми роботи мережі (усі елементи в роботі), так і для вимкнення одного найбільш завантаженого елемента (наприклад, ПЛІ-750 кВ «Західноукраїнська-Вінницька»).

1.5.1. Аналіз впливу факту врахування/неврахування СХН споживачів на значення граничного перетоку за перетином

Проведено розрахунки граничних перетоків за перетином з та без врахування СХН споживачів. Як СХН використовувались характеристики зміни навантаження, отримані для кожного регіону ОЕС України окремо. Результати наведені в табл. 1.4.

Таблиця 1.4. Аналіз впливу СХН на граничні перетоки за перетином

Режим роботи	Граничний перетік за перетином, МВт		Різниця	
	без врахування СХН	з врахуванням СХН	МВт	%
Зима-максимум. Норм. схема	4352	4431	79	1,8
Зима-максимум. Вимк. ПЛІ-750 «ЗУ-Вінниця»	3897	3967	70	1,8
Літо-максимум. Норм. Схема	4704	4758	54	1,1
Літо-максимум. Вимк. ПЛІ-750 «ЗУ-Вінниця»	4191	4245	54	1,3

Вплив СХН на граничний перетік за перетином у нормальній схемі й при одиночних ремонтах (коли відхилення напруги зберігаються в межах $\pm 5 \dots 10\%$) не значне. Для зимових режимів врахування СХН призводить до збільшення граничного перетоку на 80...70 МВт, а для літніх – на 50...60 МВт.

1.5.2. Аналіз впливу зміни діапазонів регулювання за реактивною потужністю синхронних генераторів на граничний перетік за перетином

Досліджено вплив зміни діапазонів регулювання за реактивною потужністю синхронних генераторів на граничний перетік за перетином. Відповідно до [10] для об'єкту режимів дозволяється тимчасово переобтяжувати СГ за струмом ротора, що еквівалентно розширенню діапазонів регулювання за реактивною потужністю. Тому було проведено порівняння граничного перетоку за перетином з нормальним діапазоном регулювання реактивної потужності на СГ ($Q_{\max} = 100\%$) і за збільшеним діапазоном регулювання реактивної потужності ($Q_{\max} = 110\%$). Результати наведено в табл. 1.5.

Таблиця 1.5. Порівняння впливу зміни діапазонів регулювання за реактивною потужністю синхронних генераторів на граничний перетік за перетином

Режим роботи	Граничний перетік за перетином, МВт		Різниця	
	$Q_{\max} = 100 \%$	$Q_{\max} = 110 \%$	МВт	%
Зима-максимум. Норм. схема	4290	4431	141	3,3
Зима-максимум. Вимк. ПЛІ-750 «ЗУ-Вінниця»	3838	3967	129	3,4
Літо-максимум. Норм. Схема	4628	4758	130	2,8
Літо-максимум. Вимк. ПЛІ-750 «ЗУ-Вінниця»	4131	4245	114	2,8

Збільшення діапазонів регулювання за реактивною потужністю синхронних генераторів має значний вплив на граничний перетік через перетин. Так, при збільшенні діапазонів регулювання за реактивною потужністю СГ на 10 % (як дозволяється відповідно до [10]) граничний перетік збільшується на 130...140 МВт у нормальній схемі та на 115...130 МВт при виникненні одинарних ремонтів у мережі.

1.5.3. Аналіз впливу зміни кількості працюючих шунтуючих реакторів на граничний перетік за перетином

Одним з найбільш впливових факторів на пропускну спроможність будь-якого перетину є кількість ввімкнених шунтуючих реакторів (ШР) у безпосередній близькості від перетину. Як правило, найбільший вплив мають ШР, розміщені у мережі високого класу напруги, зокрема, в мережі 750 кВ. З точки зору стійкості працюючі ШР у мережі створюють позитивний стабілізуючий момент.

Для проведення досліджень розглянемо два випадки: вплив «близько» розміщених до перетину ШР і «віддалених» від перетину ШР. Під близько розміщеними ШР будемо мати на увазі ті ШР, що ввімкнені безпосередньо на шинах, від яких відходять лінії, що входять до складу перетину. Віддалені ШР – це ШР, розміщені на

певній електричній відстані, зокрема, через одну ПС від перетину. Таким чином, близькими ШР для перетину «Захід-Вінниця» будуть ШР, розміщені, наприклад, на шинах ПС-750 кВ «Західноукраїнська», а віддаленими – ШР, розміщені на шинах РАЕС. Результати проведених досліджень для віддалених та близьких ШР наведені в табл. 1.6 та 1.7 відповідно.

Таблиця 1.6. Аналіз впливу «віддалених» ШР на граничний перетік за цільовим перетином

Режим роботи	Граничний перетік за перетином, МВт		Різниця	
	РАЕС = 2 ШР	РАЕС = 1 ШР	МВт	%
Зима-максимум. Норм. схема	4248	4431	183	4,3
Зима-максимум. Вимк. ПЛІ-750 «ЗУ-Вінниця»	3798	3967	169	4,4
Літо-максимум. Норм. схема	4584	4758	174	3,8
Літо-максимум. Вимк. ПЛІ-750 «ЗУ-Вінниця»	4103	4245	142	3,5

Таблиця 1.7. Аналіз впливу кількості працюючих «близьких» ШР (на ЗУ-750 кВ) на граничний перетік за цільовим перетином

Режим роботи	Граничний перетік за перетином, МВт		Різниця	
	ЗУ = 4 ШР	ЗУ = 3 ШР	МВт	%
Зима-максимум. Норм. схема	4302	4431	129	3,0
Зима-максимум. Вимк. ПЛІ-750 «ЗУ-Вінниця»	3830	3967	137	3,6
Літо-максимум. Норм. схема	4622	4758	136	2,9
Літо-максимум. Вимк. ПЛІ-750 «ЗУ-Вінниця»	4113	4245	132	3,2

Вимкнення одного віддаленого ШР (на Рівненській АЕС) дає змогу збільшити пропускну спроможність перетину на 170...180 МВт у зимових режимах і на 140...170 МВт у літніх режимах. Різниця між зимовими і літніми режимами обумовлена надлишками реактивної потужності в літніх режимах.

Вимкнення одного близького ШР (на ПС 750 кВ «Західноукраїнська») дає змогу збільшити пропускну спроможність перетину на 130...140 МВт для всіх режимів. При вимкненні додаткового шунтуючого реактора на ПС 750 кВ «Західноукраїнська» граничний перетік за цільовим перетином збільшується приблизно на ті ж 130 МВт.

1.5.4. Аналіз впливу траєкторій обважнення режиму на граничний перетік за перетином

Як уже зазначалось у попередніх підрозділах, великий вплив на результати обважнення режиму має траєкторія обважнення. Тому було оцінено вплив її на граничний перетік за цільовим перетином. Також було окремо досліджено вплив різних частин («відправна частина» та «приймальна частина») траєкторії обважнення.

Для прийнятого прикладу було розглянуто траєкторію обважнення, де «відправній частині» відповідає Рівненська АЕС, а приймальною – станції Запорізької та Южноукраїнської АЕС.

Таким чином, було досліджено різні конфігурації залучення блоків Рівненської АЕС у траєкторії обважнення на граничну потужність за перетином. При цьому «приймальна частина» не змінювалась. Опис ансамблю траєкторій обважнення наведено в табл. 1.8.

Таблиця 1.8. Опис траєкторій обважнення цільового перетину для різних конфігурацій «відправної системи»

ЕС	Станція	Блок	Крок обважнення, МВт			
			Траєкт. № 1	Траєкт. № 3	Траєкт. № 5	Траєкт. № 7
Відправна частина траєкторії обважнення	РАЕС	Блок 4	27,0	25,5	17,7	-
		Блок 3	-	25,5	17,7	27,0
		Блок 2	6,0	-	3,9	6,0
			6,0	-	3,9	6,0

Продовження табл. 1.8

	Блок 1	6,0	-	3,9	6,0
		6,0	-	3,9	6,0
	Сумарно	51	51	51	51

Результати проведених досліджень представлені на рис. 1.13 та 1.14.

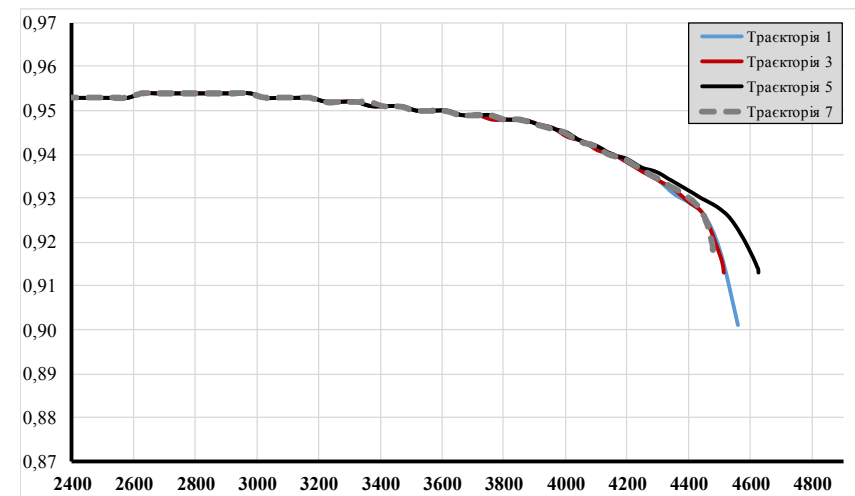


Рис. 1.13. PV криві при обважненні цільового перетину для режиму зима-максимум

Аналіз отриманих результатів показав, що вплив «голови» траєкторії обважнення на граничний перетік за перетином становить близько 140 МВт у нормальній схемі роботи. У разі виникнення одинарних ремонтних схем різниця зменшиться. Наприклад, для одинарного ремонту ПЛ-750 кВ вона складе близько 50 МВт.

Виходячи з результатів розрахунків, найбільш «важкою» є траєкторія № 7. Близько від неї розташовані результати для траєкторій № 1 та 3. Максимального граничного перетоку за перетином можна досягти з використанням траєкторії № 5. Зменшення пропускну спроможності у перетині для траєкторії № 1, 3 і 7 пов'язано з нерівномірним завантаженням блочних АТ для відповідних блоків РАЕС в граничних режимах. З іншого боку, «траєкторія № 5» більш

точно відповідає практиці ведення режимів і дає змогу уникнути нерівномірного завантаження блоків на РАЕС.

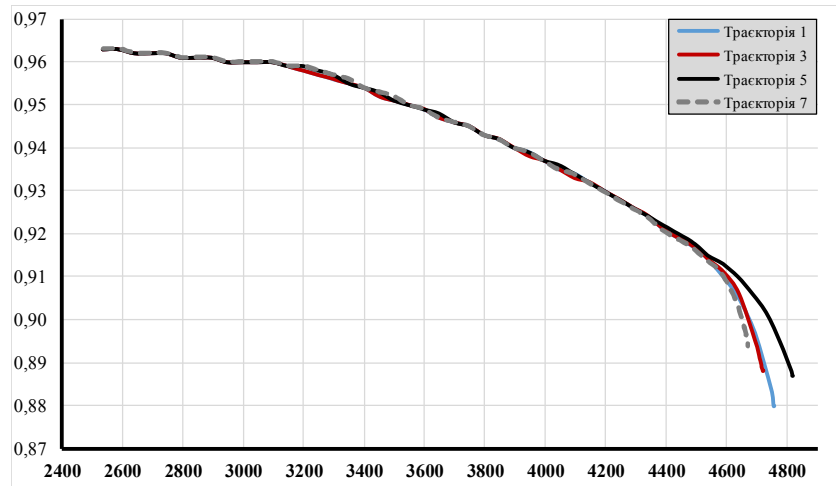


Рис. 1.14. PV криві при обважненні цільового перетину для режиму літо-максимум

Також було проведено дослідження впливу конфігурації станцій приймальної системи в траєкторії обважнення на граничний перетік потужності за цільовим перетином. Опис траєкторій обважнення для цього випадку наведено в табл. 1.9. Вони відрізняються тільки складом блоків у «хвості» траєкторії обважнення.

Таблиця 1.9. Опис траєкторій обважнення для різних варіантів «приймальної системи»

Траєкторія обважнення	Станція	Блок	Траєкт. № 5	Траєкт. № 5 а	Траєкт. № 5 б	Траєкт. № 5 в
Приймальна сторона	ЮУАЕС	Блок-750	8,0	-	-	20,0
		Блок-330	-	-	-	15,0
			-	-	-	15,0
	КАЕС	Блок-750	8,0	-	25,0	-
		Блоки на 330 кВ	-	-	25,0	-

Продовження табл. 1.9

ЗАЕС	Блок 1	8,5	12,5	-	-
	Блок 3	8,5	12,5	-	-
	Блок 4	8,5	12,5	-	-
	Блок 5	8,5	12,5	-	-
Сумарно		50	50	50	50

Результати розрахунків представлено на рис. 1.15, 1.16 для зимових та літніх режимів відповідно.

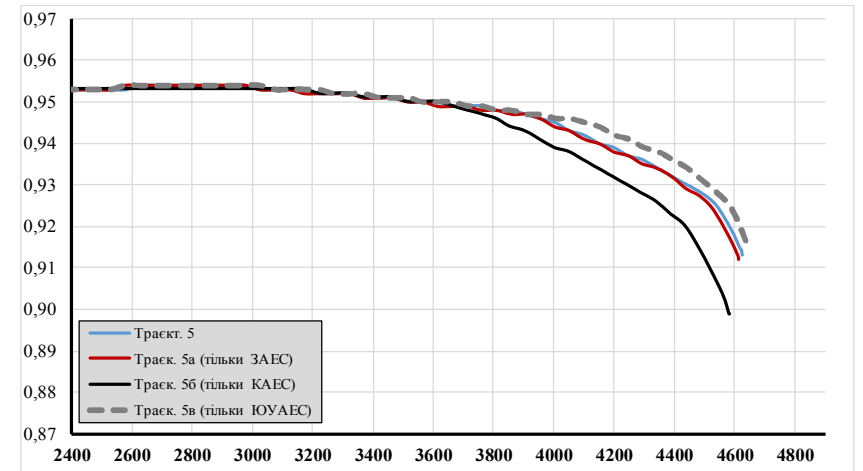


Рис. 1.15. PV криві при обважненні цільового перетину для режиму зима-максимум (траєкторії № 5, 5 а, 5 б, 5 в)

Різниця в отриманих граничних перетоках за перетином становить близько 10...40 МВт для усіх розрахункових режимів. Таким чином, як показали дослідження, склад блоків у приймальній системі («хвіст» траєкторії обважнення), як правило, не має істотного впливу на граничний перетік за перетином.

1.5.5. Аналіз впливу обсягів розвантаження споживачів на зміну граничного перетоку за перетином

З метою максимальної відповідності використовуваного способу обважнення режиму роботи ЕС чинним нормативам [10] було

враховано зниження навантаження в процесі перерозподілу потужності між енергосистемами. Такий підхід набуває актуальності для режимів зимового максимуму, коли навантаження споживачів максимальні.

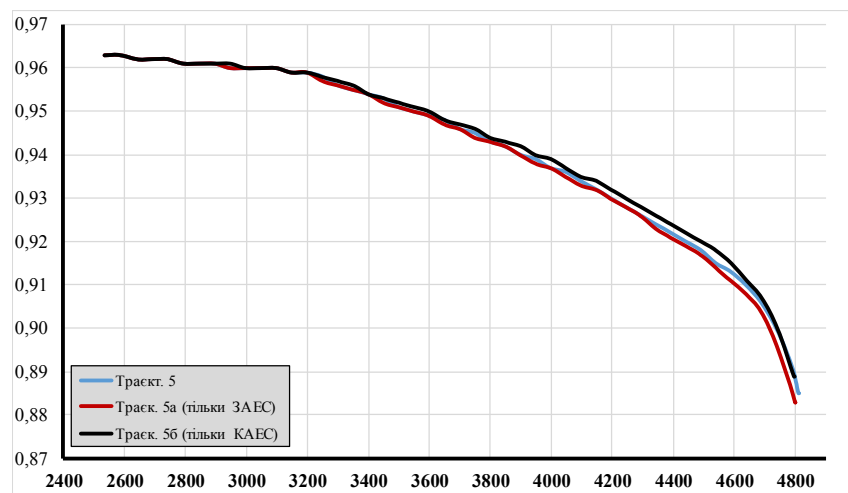


Рис. 1.16. PV криві при обважненні цільового перетину для режиму літо-максимум (траєкторії № 5, 5 а, 5 б)

Таким чином, з урахуванням викладеного процес обважнення режиму роботи ЕС можна представити трьома послідовними фазами, кожна з яких характеризується використанням різних засобів для обважнення:

1. Завантаження синхронних генераторів згідно з траєкторією обважнення до їх номінальних значень;
2. Розвантаження споживачів у «відправній системі» до певного реального мінімуму;
3. Завантаження синхронних генераторів згідно з траєкторією обважнення без урахування їх обмежень (враховувалися тільки обмеження за струмом ротора).

Одним з ключових моментів при використанні «складних» траєкторій обважнення є величина, до якої можна знижувати навантаження споживачів у відправній системі, тобто значення «реального мінімуму». Аналіз впливу цієї величини (масштабний коефіцієнт

розвантаження споживачів) на граничний перетік за перетином, одержуваний з урахуванням «розвантаження» споживачів у відправній системі, наведено у табл. 1.10.

Таблиця 1.10. Аналіз впливу величини розвантаження споживачів у «відправній системі» на збільшення граничного перетоку за перетином

Зміна навантаження	Граничний перетік за перетином, МВт	
	Норм. схема	Ремонтна схема Вимкнення ВЛ-750 кВ «ЗУ-Вінниця»
Без зменшення навантаження споживачів (навантаження=100 %)	4626 100 %	4148 100 %
Розвантаження споживачів до 85 % від базового значення навантаження	4777 103,2 %	4267 102,8 %
Розвантаження споживачів до 75 % від базового значення навантаження (приблизно відповідає режиму літо-максимум)	4871 105,2 %	4339 104,6 %
Розвантаження споживачів до 60 % від базового значення навантаження (приблизно відповідає режиму зима-мінімум)	5005 108,1 %	4434 106,8

Аналіз отриманих результатів показав, що змінюючи величину «реального мінімуму» навантаження у початковій схемі, можна значно вплинути на значення граничного перетоку за перетином.

1.5.6. Загальне порівняння чутливості граничного перетоку за перетином до схемно-режимних змін у мережі

Для порівняльного аналізу чутливості граничного перетоку за цільовим перетином до різних параметрів режиму і конфігурації мережі з попередньо отриманих результатів було вибрано максимальні відмінності для усіх випадків і зведено до табл. 1.11.

Таким чином, значення граничного перетоку за перетином (на прикладі перетину «Захід-Вінниця») найбільше залежить від діапазону регулювання реактивної потужності на синхронних генераторах, кількості ввімкнених шунтуючих реакторів у мережі 750 кВ і траєкторій обважнення. Інші схемно-режимні параметри незначно впливають на граничний перетік за перетином.

Таблиця 1.11. Загальне порівняння усіх отриманих результатів

Режимна ситуація	Максимальна зміна граничного перетоку за перетином, МВт			
	зима-максимум		літо-максимум	
	норм. схема.	рем. схема вимкнення «ЗУ-Він.»	норм. схема	рем. схема вимкнення «ЗУ-Він.»
Використання СХН споживачів	79	70	54	54
Збільшення діапазонів регулювання за реактивною потужністю СГ на 10 %	141	129	130	114
Вимкнення 1-го «віддаленого» ШР	183	169	174	142
Вимкнення 1-го «близького» ШР	129*	137	136	132
Вплив траєкторії обважнення («відправна система»)	144	54	143	52
Вплив траєкторії обважнення («приймальна система»)	42	22	18	7
Вплив траєкторії обважнення. Розвантаження споживачів до значень, близьких до реального мінімуму (літо-максимум)	245	191	-	-

*Вимкнення 1-го ШР, «близько» розміщеного до перетину, вплинуло на зміну перетоку менше, ніж вимкнення 1-го «віддаленого» ШР через їх «кумулятивний» ефект.

Траєкторія обважнення режиму роботи енергосистеми значно впливає на можливий граничний перетік за перетином. Основний чинник – це склад генераторів і діапазон розвантаження споживачів у «передавальній системі». Параметри «приймальної системи» за умови її віддалення від розглянутого перетину не мають значного впливу на граничний перетік.

Перелік використаної літератури

1. Коган Ф.Л. О причинах развития известной аварии в Московской энергосистеме // Электричество. – 2008. – № 5. – С. 69–72.
2. *Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations.* – 2003.
3. Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Лук'яненко Л.М., Парус Є.В. Системи підтримки прийняття рішень оперативним персоналом електроенергетичних об'єктів // Технічна електродинаміка. – 2008. – № 3. – С. 59–65.
4. Gao B., Morison G.K., Kundur P. Towards the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems // IEEE Transactions on Power Systems. – 1996. – Vol. 11. – No 3. – Pp. 1314–1324.
5. Savu C. Savulescu. Real-Time Stability assessment in modern power system control. – Centers. Published by John Wiley & Sons. – 2009. – 425 p.
6. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчет устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
7. Павловський В.В. Кількісна оцінка підвищення пропускної здатності перетинів при покращенні ступеня спостережуваності та керованості режимів енергосистем [Електронний ресурс] // Сайт Донецького головного комп'ютерного центру. – 2009. – 8 с. – Режим доступу: <http://dmcc.com.ua/doc/TTCvsSurv.pdf>.
8. Буткевич О.Ф. Проблемно-орієнтований моніторинг режимів ОЕС України // Технічна електродинаміка. – 2007. – № 5. – С. 39–52.
9. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Рибіна О.Б. Моніторинг запасів статичної стійкості енергосистеми на базі вимірів векторів напруги // Технічна електродинаміка. – 2012. – № 2. – С. 23–54.
10. *Розрахунок граничних режимів роботи енергосистем з урахуванням вимог СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012 «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки».*

11. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зорін Є.В. Аналіз стійкості енергетичних систем за напругою // Технічна електродинаміка. – 2010. – № 3. – С. 59–66.

12. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Особливості застосування модального аналізу для дослідження стійкості за напругою // Технічна електродинаміка. Темат. випуск "Силова електроніка та енергоефективність". – 2010. – Ч. 2. – С. 241–242.

13. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Ущановський К.В., Зайченко В.Б. Уточнення допустимих перетоків потужності за контрольованими перетинами в режимі оперативного керування (online) // Технічна електродинаміка. – 2013. – № 2. – С. 75–84.

14. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа. – 1985. – 536 с.

15. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.

16. Kundur P. Power system stability and control – McGraw-Hill, 1994. – 1176 p.

17. Cutsem V., Vournas T., Kluwer C. Voltage Stability of Electric Power Systems – Kluwer Academic Publishers Group, Boston, 1998. – 379 p.

18. Kundur P., Paserba J., Ajarapu V. and other. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions // IEEE Trans. On Pow. Sys. – 2004. – V. 19 – № 2. – Pp. 1387–1401.

19. Transmission Code 2007. Network and System Rules of the German Transmission System Operators. BDEW, 2007. [Online].

20. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Павловський В.В., Левконюк А.В. Підвищення пропускної здатності «слабких» перетинів енергосистем з використанням технології ГПЗС (FACTS) // Технічна електродинаміка. – 2009. – № 2. – С. 63–68.

21. Pinto H.J.C.P., Martins N., Vieira X. and other. Modal Analysis For Voltage Stability: Application at Base Case and Point of Collapse / Bulk Power System Voltage Phenomena – III Voltage Stability, Security & Control Conference, Davos, Switzerland, 22–26 August 1994.

22. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Оцінка резервів реактивної потужності в ОЕС України з урахуванням

проблеми забезпечення стійкості за напругою // Технічна електродинаміка. Темат. випуск. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2010. – Ч. 3. – С. 53–56.

23. Лук'яненко Л.М. Комп'ютерна програма для розрахунку граничних режимів роботи енергосистем в темпі процесу керування за критеріями статичної аперіодичної стійкості // Авторське свідоцтво. – 2012. № 46029.

24. Лук'яненко Л.М. Комп'ютерна програма «Автоматизація розрахунків допустимих режимів роботи енергосистем з урахуванням ремонтно-аварійних схем» // Авторське свідоцтво. – 2017. № 69212.

Основні скорочення до розділу 1

АДП	аварійно-допустимий перетік
АЕС	атомна електростанція
АТ/Т	трансформатор/автотрансформатор
БСК	батарея статичних конденсаторів
ВДЕ	відновлювані джерела енергії
ЕМ	електрична мережа
ЕС	енергосистема
МДП	максимально допустимий перетік
ОП	оперативно-диспетчерський персонал
ОЕС	об'єднана енергосистема
ПЛ	повітряна лінія
РПН	регулювання під навантаженням
СО	системний оператор
СШ	система шин
ТЕС	теплова електростанція
ХР	характеристичне рівняння
ШР	шунтувальний реактор

РОЗДІЛ 2

НИЗЬКОЧАСТОТНІ ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ
КОЛИВАННЯ В ЕНЕРГООБ'ЄДНАННЯХ ТА ЇХ
ДЕМПФІРУВАННЯ2.1. Електромеханічні коливання в електроенергетичних
системах та енергооб'єднаннях

Електромеханічні перехідні процеси, що час від часу виникають в електроенергетичних системах (ЕС), пов'язані з рухом роторів електричних машин, спричиненим порушенням балансу між механічним моментом на валу таких машин та електромагнітним моментом, внаслідок чого в ЕС виникають складні електромеханічні коливання роторів електричних машин, що супроводжуються зміною параметрів режиму. Залежно від інтенсивності збурень – причини виникнення зазначених небалансів, значень відповідних параметрів та характеристик обладнання ЕС, схемно-режимних умов, типів та налаштувань систем автоматичного регулювання тощо, а також впливу чинників стохастичної природи зазначені коливання можуть згасати або ж посилюватися (зі збільшенням взаємних кутів роторів та зменшенням синхронізуючих моментів окремих синхронних машин (СМ), збільшенням амплітуд коливань параметрів режиму), загрожуючи коливною втратою стійкості ЕС. Однак електромеханічні коливання в ЕС можуть виникати не лише внаслідок аварійних збурень, а і за нормальних режимів функціонування ЕС, якщо, наприклад, невідповідно налаштовані автоматичні регулятори збудження (АРЗ) СМ чи потоки активної потужності по лініях електропередачі (ЛЕП) є близькими до граничних за пропускнуою спроможністю зазначених ЛЕП або мають місце навіть незначні флуктуації потужності навантажень чи потужності генерування вітрових електростанцій з частотою, близькою до власної частоти ЕС.

Хоча безпосередню загрозу в аспекті порушення стійкості ЕС та енергооб'єднань (ЕО) становлять незгасаючі електромеханічні коливання, амплітуда яких зростає з плином часу, незгасаючі коли-

вання з незмінною амплітудою теж є небезпечними, оскільки за певних умов амплітуда таких коливань може зростати. Подібна «еволюція» коливань, яка сталася внаслідок приєднання шунтувального реактора до шин номінальної напруги 400 кВ ПС «Silchar» в ЕС Індії, мала місце 11.08.2013 р. [1]: графік зміни напруги на шинах ПС «Misa» показано на рис. 2.1.

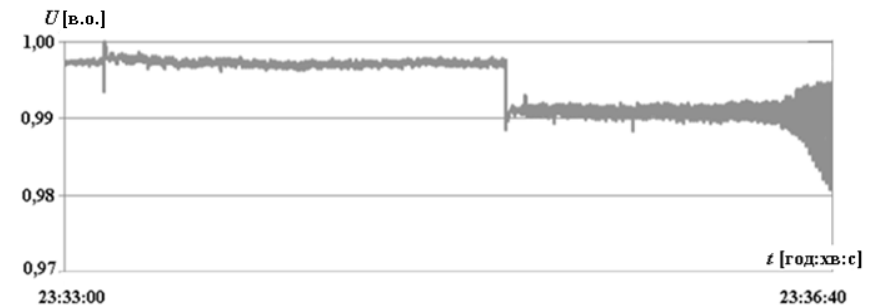


Рис. 2.1. Приклад «еволюції» коливань

Електромеханічні коливання можна класифікувати за природою виникнення, частотою та їх впливом на стійкість ЕС та ЕО. Наразі відсутня усталена класифікація з чітко визначеними частотними діапазонами коливань, відповідних кожному класу. Узагальнення різних класифікацій електромеханічних коливань, наведених у публікаціях [1–7], дає змогу встановити відповідності між частотними діапазонами коливань та природою їх виникнення. Тому далі класифікуватимемо електромеханічні коливання (границі частотних діапазонів є дещо умовними, «розмитими») так :

- пов'язані з різними системами автоматичного регулювання та керування, невідповідністю налаштувань поточним режимам функціонування (досить широкий діапазон частот);
- крутильні (10...45 Гц);
- внутрішньостанційні (2,0...3,0 Гц);
- локальні станційні (1,0...2,0 Гц);
- внутрішньосистемні (0,3...1,0 Гц);
- міжсистемні (до 0,3 Гц).

Джерелами коливань, пов'язаних з налаштуваннями систем автоматичного регулювання та керування, зазвичай є: синхронні генератори (СГ), турбіни, вставки постійного струму, статичні ком-

пенсатори реактивної потужності та інше обладнання. Такі коливання можуть спостерігатися в широкому діапазоні частот. Наприклад, між ЕЕС Туреччини та ЕО країн континентальної Європи (на той час це було UCTE; у 2009 р. UCTE увійшло до складу новоутвореного більшого за встановленою потужністю генерування та територією транснаціонального енергооб'єднання ENTSO-E) було зареєстровано коливання з частотою 0,03...0,05 Гц, викликані налаштуваннями САКЗ групи гідрогенераторів у ЕС Туреччини [8]. Інший приклад – частота електромеханічних коливань, пов'язаних з налаштуваннями системи автоматичного керування збудженням (САКЗ) на гідрогенераторі електростанції «Kettle» в ЕС Канади, знаходилася на рівні 5 Гц [9].

Крутильні коливання пов'язані з обертовою системою турбіни та генератора. Вони можуть бути викликані взаємодією САКЗ СГ, регуляторів швидкості обертання турбін, засобів HVDC, емнісних засобів ППК [10]. Але найчастіше такі коливання проявляють себе в ЕС, де певна група генераторів пов'язана з ЕС за допомогою зв'язку, що містить пристрій поздовжньої компенсації. Частота крутильних коливань зазвичай перебуває в діапазоні 10...46 Гц. Приклад виникнення крутильних коливань з частотою близько 24,65 Гц, зареєстрованих на СГ, що живить дослідницький токамак ASDEX Upgrade (Німеччина), ілюструє графік, показаний на рис. 2.2 [11].

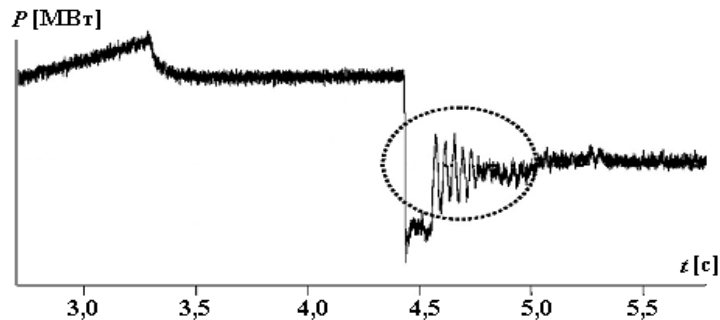


Рис. 2.2. Приклад крутильних коливань

До *внутрішньостанційних* відносимо коливання, які виникають внаслідок взаємних коливань СГ однієї електростанції. Частота

цих коливань залежить від значень робочої потужності таких СГ та еквівалентного реактивного опору між ними і зазвичай перебуває в діапазоні 2,0...3,0 Гц. Внутрішньостанційні коливання виникають лише в межах електростанції і не поширюються в інші частини ЕС. Приклад таких коливань, зареєстрованих на дизельній електростанції «Santana» в ЕС Бразилії, ілюструє графік на рис. 2.3. Частота взаємних коливань роторів агрегатів № 2 та 3 цієї електростанції становила близько 2,5 Гц [12].

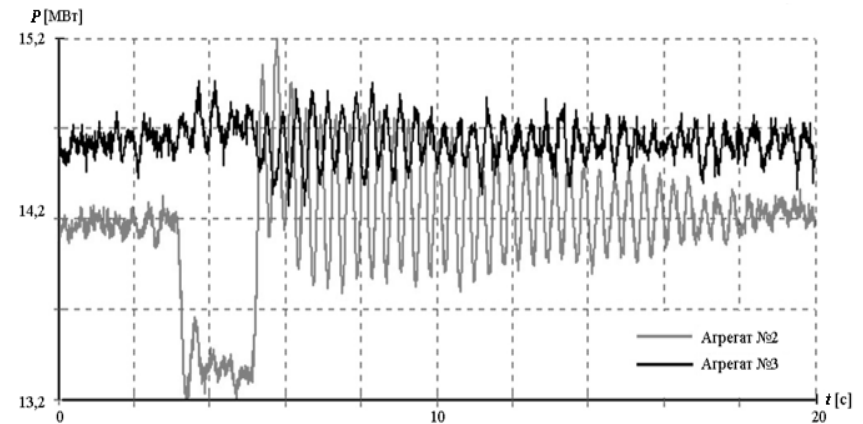


Рис. 2.3. Приклад внутрішньостанційних коливань

Локальні станційні коливання може спричинити окремий СГ електростанції, ротор якого коливається відносно решти роторів СГ ЕС. Частота таких коливань залежить від навантаження цього СГ та еквівалентного реактивного опору між ним та ЕС і зазвичай знаходиться в діапазоні 1,0...2,0 Гц (іноді й менше 1 Гц, що з урахуванням поширення коливань «за межі електростанції» вони можуть сприйматися і як *внутрішньосистемні*). Наприклад, такі коливання було зареєстровано 9.08.2014 р. на агрегаті № 3 теплової електростанції (ТЕС) «Vudge Vudge» в ЕС Індії (графік коливань активної потужності агрегату № 3 ТЕС «Vudge Vudge» показано на рис. 2.4).

Внутрішньосистемні коливання пов'язані з коливаннями у протифазі двох генераторів (чи груп генераторів) однієї ЕС. Частота їх зазвичай знаходиться в діапазоні 0,3...1,0 Гц, хоча може бути і дещо більшою від 1 Гц. Наприклад, такі коливання спостерігалися

12.03.2007 р. в ЕС «Shandong» (КНР), де ротори генераторів, приєднаних до шин електричних підстанцій (ПС) «Yido» та «Weifang», коливалися відносно решти генераторів ЕС з частотою 1,15 Гц. Графік коливань частоти на шинах деяких ПС ЕС «Shandong» представлено на рис. 2.5. Уяву про участь різних груп СГ у «створенні» коливань із зазначеною частотою дає рис. 2.6 [13].

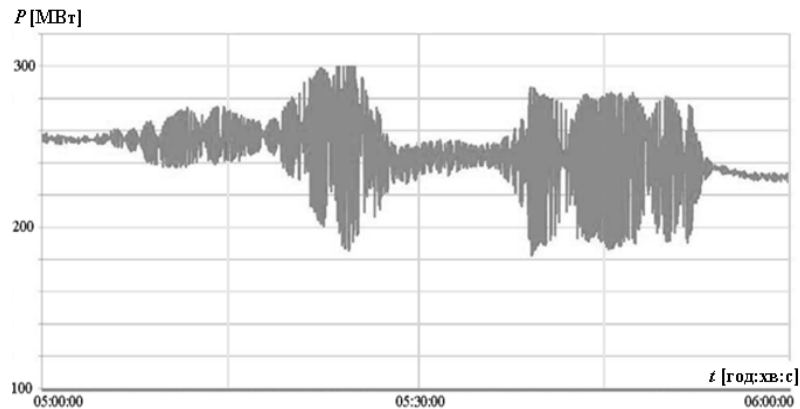


Рис. 2.4. Локальні станційні коливання 9.08.2014 р. в ЕС Індії: коливання активної потужності агрегату №3 ТЕС «Budge Budge»

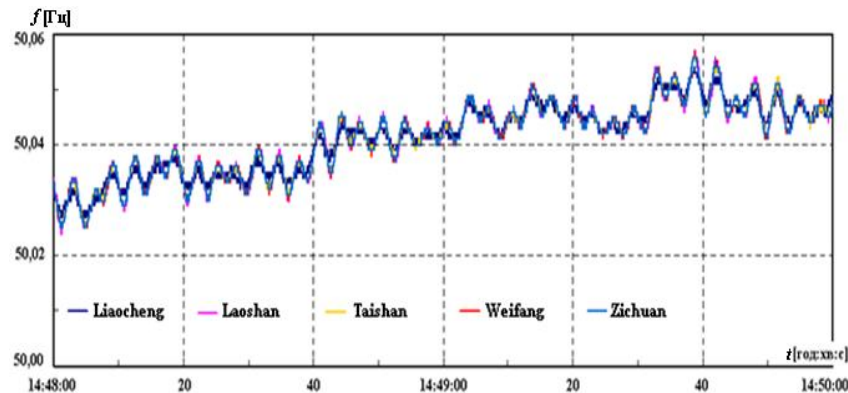


Рис. 2.5. Внутрішньосистемні коливання частоти в ЕС «Shandong»

Причини виникнення міжсистемних коливань можуть бути тими ж, що і внутрішньосистемних, але у випадку міжсистемних

коливань у протифазі коливаються ротори СГ, що належать до груп СГ, розташованих у різних частинах ЕО, поєднаних міжсистемними лініями електричного зв'язку. Частота таких коливань зазвичай не перевищує 0,3 Гц. За англійською термінологією (і відповідною класифікацією) міжсистемні коливання – це *inter-area oscillations* [3], саме вони становлять найбільшу загрозу для функціонування ЕО, про що свідчить досвід експлуатації ЕО.

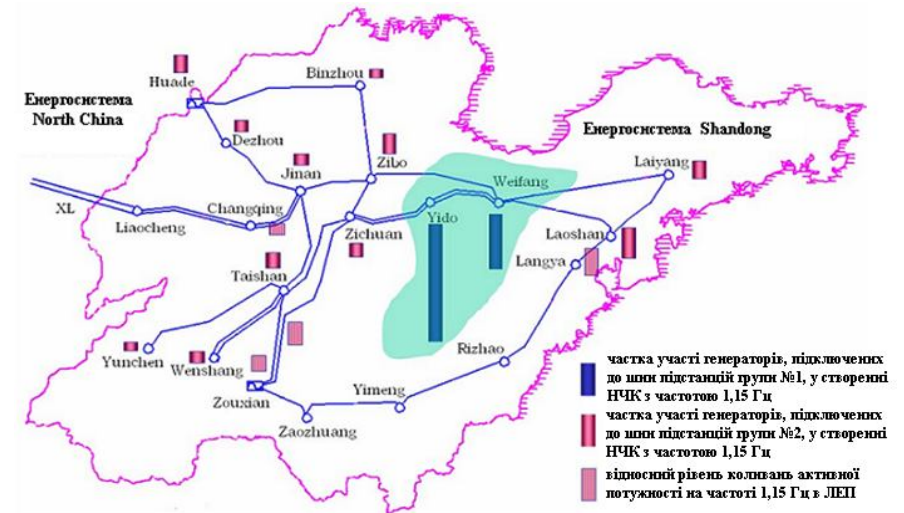


Рис. 2.6. Участь СГ ЕС «Shandong» у «створенні» коливань

З утворенням ЕО кількість випадків виникнення електромеханічних коливань, що проявлялися в коливаннях режимних параметрів, насамперед, у коливаннях потоків потужності міжсистемними зв'язками, значно зросла. Об'єднання ЕС на паралельну роботу та утворення ЕО призводить до зміни характеру проблеми стійкості і може суттєво впливати на умови використання (завантаження) міжсистемних зв'язків (зазвичай усі міжсистемні зв'язки є слабкими) внаслідок виникнення небезпечних для функціонування ЕО низькочастотних (≤ 1 Гц) електромеханічних коливань (НЧК). Виникнення НЧК пов'язане з коливаннями у протифазі на частоті до 1 Гц роторів синхронних машин (СМ), які належать до протилежних за фазою таких коливань груп СМ. Поширення коливань в ЕО може

призводити до вимкнення ЛЕП, блоків електростанцій, знеструмлення споживачів електроенергії та інших небажаних наслідків.

Зазначене вище ілюструють, наприклад, факти, наведені ще в доповіді [14], в якій йшлося про результати аналізу випадків виникнення коливань потоків потужності по лініях міжсистемного зв'язку після об'єднання ЕС скандинавських країн на паралельну роботу: змінювався характер проблеми стійкості, найбільш суттєво впливаючи на умови експлуатації зазначених зв'язків. Спостерігалася значна кількість випадків виникнення незгасаючих коливань потоків потужності по ЛЕП між Швецією та іншими країнами, що іноді поширювалися в енергосистемі (з вересня 1967 р. по травень 1969 р. було зареєстровано 300 випадків виникнення таких коливань). Істотних причин для виникнення зазначених коливань нібито і не було, оскільки початкових збурень не було зафіксовано. Натурні випробування показали, що збільшення потоків потужності такими міжсистемними зв'язками, як і зближення власних частот коливань, погіршувало демпфірування коливань в утвореному ЕО. За таких умов виникнення незначного небалансу потужності може призводити до збільшення амплітуди коливань та порушення синхронної роботи ЕО.

Значна частина великих системних аварій, які сталися у світі протягом останніх років, була наслідком виникнення, посилення та поширення в ЕО НЧК. Саме *міжсистемні* та *внутрішньосистемні* коливання є найнебезпечнішими за наслідками для функціонування ЕО та ЕС. Якщо обмежитися випадками виникнення НЧК в ЕС та ЕО лише у 21-му столітті, то їхня «географія» (за країнами виникнення) матиме такий вигляд (у хронологічній послідовності): **КНР** (6.03.2003 р.), частота коливань – близько 0,4 Гц (наслідки – масштабне знеструмлення споживачів) [15]; **США – Канада** (14.08.2003 р.), частота коливань – близько 0,17 Гц (наслідки – масштабне знеструмлення споживачів, яке стосувалося 55 млн. осіб) [15]; **Італія** (28.09.2003 р.), частота коливань – близько 0,55 Гц (наслідки – масштабне знеструмлення споживачів) [15]; **Тайвань** (24.01. 2004 р.), частота коливань – близько 0,8 Гц [16]; **КНР** (29.08.2006 р.), частота коливань – близько 0,64 Гц [17]; **Німеччина**, енергооб'єднання УСТЕ (4.11.2006 р.), частота коливань – близько 0,3 Гц [18]; **КНР** (29.01.2007 р.), частота коливань – близько 0,3 Гц [19]; **Колумбія** (7 разів протягом 2008 р.: 27.04, 22.05, 10.08, 10-12.08, 19.08, 06.12),

частота коливань становила 0,05...0,07 Гц (наслідки – масштабні знеструмлення споживачів) [20]; **Сінгапур – Малайзія** (2009 р.), частота коливань – близько 0,4 Гц [21]; **Італія** (19 та 24.02.2011 р.), частота коливань – близько 0,25 Гц [22]; **Індія** (30–31.07.2012 р.), частота коливань – у діапазоні 0,35...0,71 Гц (наслідки – знеструмлення споживачів загальною потужністю 48 ГВт) [23].

Наведений перелік далеко не повний, оскільки не зазначені, наприклад, випадки виникнення НЧК в ЕС Бангладеш (01.11.2014 р.) та в Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України (16.03.2016 р., 21.03.2016 р., 18.02.2017 р. та 30.10.2017 р.), які, на щастя, не призвели до системної аварії, але і наведених фактів достатньо, щоб пересвідчитися в актуальності проблеми демпфірування НЧК. Оскільки ця проблема належить до основних проблем ЕО (і ОЕС України не є винятком), то основну увагу в цьому розділі буде приділено питанням запобігання загрозам коливного порушення стійкості ЕО внаслідок виникнення НЧК.

2.2. Демпфірування електромеханічних коливань в енергосистемах за локальною інформацією

Потреба демпфірування електромеханічних коливань в ЕС виникла разом з утворенням останніх. Задача демпфірування зазначених коливань стала актуальною через їх епізодичне виникнення в ЕС, насамперед, внаслідок зміни навантаження паралельно ввімкнених СГ, що мали деякі конструктивні відмінності. В результаті розв'язання цієї задачі в конструкції СГ з'явилися демпферні обмотки, які разом з автоматичними регуляторами швидкості обертання турбін та іншими засобами автоматичного регулювання на деякий час зняли гостроту проблеми демпфірування електромеханічних коливань в ЕС. Такий стан справ фактично мав місце аж до утворення енергооб'єднань, після чого проблема демпфірування електромеханічних коливань набула особливої актуальності, що підтверджують і зазначені вище випадки виникнення НЧК в ЕС та ЕО в різних частинах світу.

В наш час в ЕС (ЕО) світу застосовують різні засоби (пристрої) для демпфірування електромеханічних коливань. Функціонування таких пристроїв засновано на використанні, насамперед, ло-

кальної інформації, яка міститься в параметрах режиму за місцем їх знаходження (встановлення). Для демпфірування електромеханічних коливань, зокрема, використовують:

- гнучкі системи передачі змінного струму (широко відомі за англійською аббревіатурою FACTS – від Flexible Alternating Current Transmission Systems) [24-26], серед яких доцільно виділити:

- високовольтні системи постійного струму (відомі за англійською аббревіатурою HVDC – від High-Voltage Direct Current) [27-29], які теж можна класифікувати як різновид FACTS;

- накопичувачі енергії (НЕН) [30-32];

- системи автоматичного керування збудженням (САКЗ) СМ, до складу яких явно (конструктивно) входять системні стабілізатори (PSS) [33-35];

- САКЗ СМ, реалізовані з використанням автоматичних регуляторів збудження сильної дії (АРЗ СД) [36-38], в яких неявно (щодо конструктивного виконання) реалізовано і функції PSS.

Демпфірування електромеханічних коливань в ЕС з використанням САКЗ СМ є економічним і найпоширенішим способом: зазначеними системами обладнано усі СГ електростанцій (ГОСТ 21558-2000 [39] рекомендує для СГ потужністю від 60 МВт та СК потужністю від 100 МВА використовувати швидкодіючі системи збудження). Що ж стосується безпосередньо ОЕС України, то зазначений спосіб також є і єдиним, оскільки відсутні інші засоби демпфірування електромеханічних коливань. У разі переходу ОЕС України до паралельної роботи з ЕО країн Європи (ENTSO-E) у новому (розширеному) ЕО додатково з'являться і слабкі електричні зв'язки, і групи СМ, і вітрові електричні станції та інші чинники, які сприятимуть виникненню НЧК. Для ОЕС України, яка крім САКЗ СМ не має засобів демпфірування НЧК, актуальність проблеми унеможливлення коливної втрати стійкості внаслідок виникнення НЧК лише загостриться.

Наявний світовий досвід експлуатації ЕС свідчить, що САКЗ СМ не завжди спроможні забезпечити демпфірування електромеханічних коливань, насамперед НЧК. Тому далі розглянемо окремі питання ефективності САКЗ СМ в аспекті демпфірування зазначених коливань.

2.2.1. Системи автоматичного керування збудженням синхронних машин та демпфірування електромеханічних коливань

Роль САКЗ СМ у забезпеченні стійкості ЕС (як «у малому», так і «у великому») добре відома. Незважаючи на значну кількість функцій, які реалізують регулятори сучасних САКЗ СМ, виділимо дві [36]:

1) підтримання напруги на шинах СМ відповідно до заданого значення уставки (V_{ref}), враховуючи існуючі обмеження на значення напруги і струму ротора (відповідно V_f та I_f) та статора (відповідно V_t та I_s), а також підтримання статизму за напругою у разі зміни реактивного струму;

2) демпфірування коливань ротора СМ; такі коливання визначають за відхиленнями кута ротора δ від початкового значення δ_0 , за відхиленнями швидкості обертання $\Delta\omega$ або частоти Δf відносно початкового номінального значення $\omega_0(f_0)$ або за прискорювальною потужністю P_a .

Прискорювальна потужність виникає як небаланс потужностей. Для того щоб розглянути складові потужності P_a , звернімося до рівняння руху СМ, записавши його у вигляді двох рівнянь першого порядку, в яких використаємо також зазначені вище позначення:

$$\frac{d}{dt} \delta = \frac{d}{dt} \delta_{SM} = \omega - \omega_0;$$

$$\frac{d}{dt} \omega = \frac{1}{2H} (P_m - P_e - K_1(\delta - \delta_0) - K_D(\omega - \omega_0)),$$

де δ , ω – поточні значення кута та частоти обертання ротора СМ відповідно; δ_{SM} – внутрішній кут ротора СМ, утворений зазначеним вище вектором V_t та вектором перехідної електрорушійної сили (ЕРС) за поперечною віссю q (E'_q) (у системі d - q координат ротора СМ); H – стала інерції обертових мас, пов'язаних із ротором СМ; P_m – механічна потужність турбіни (у відносних одиницях), що діє на вал СМ; K_1 – коефіцієнт синхронізуючого моменту СМ; K_D – коефіцієнт демпфіруючого моменту системи «турбіна-генера-

тор», який враховує («узагальнює») дію багатьох чинників; P_e – електрична потужність СМ, яку можна подати у вигляді, що відтворює вплив системи збудження:

$$P_e = (x_q - x'_d) i_d i_q + E'_q i_q,$$

де x_q, x'_d – синхронний та перехідний реактанси СМ за осями q та d відповідно; i_d, i_q – складові струму статора СМ за осями d та q відповідно.

З урахуванням зазначеного прискорювальну потужність можна подати у вигляді [36]

$$P_a = P_m - P_e(\varphi_{\Delta E'_q}) - P_D(\varphi_{\Delta\omega}) - P_S(\varphi_{\Delta\delta}),$$

де $P_e(\varphi_{\Delta E'_q})$ – потужність, пропорційна перехідній синхронній ЕРС E'_q , що обумовлена дією системи збудження з деяким фазовим запізненням $\varphi_{\Delta E'_q}$ відносно виникнення збурення (виникнення перехідного процесу), оскільки має місце електромагнітна інерційність обмотки ротора СМ та системи збудження; $P_D(\varphi_{\Delta\omega})$ – потужність (демпфіруюча складова), пропорційна зміні швидкості обертання ротора $\Delta\omega$, що визначається з деяким фазовим запізненням $\varphi_{\Delta\omega}$ відносно виникнення збурення, оскільки має місце електромагнітна та механічна інерційність ротора СМ; $P_S(\varphi_{\Delta\delta})$ – потужність (синхронізуюча складова), пропорційна зміні кутового положення ротора $\Delta\delta$, що визначається з деяким фазовим запізненням $\varphi_{\Delta\delta}$ відносно виникнення збурення, оскільки має місце електромагнітна та механічна інерційність ротора СМ.

Реалізація першої з двох зазначених вище функцій, що їх реалізують сучасні САКЗ СМ, потребує від них швидкодії з великими значеннями коефіцієнта зворотного зв'язку (K_{0V}) за відхиленням напруги статора, але це викликає ефект від'ємного демпфірування електромеханічних коливань ротора СМ у перехідних режимах, тим самим сприяючи посиленню електромеханічних коливань і ускладнюючи реалізацію другої зазначеної функції – демпфірування електромеханічних коливань.

У САКЗ СМ, що експлуатуються у більшості ЕС світу, реалізацію зазначених функцій покладено на конструктивно окремі пристрої – автоматичні регулятори напруги (AVR – абревіатура від *Automatic Voltage Regulator*) та системні стабілізатори (PSS – абревіатура від *Power System Stabilizer*). У країнах пострадянського простору, до яких належить і Україна, більшість САКЗ СМ має автоматичні регулятори збудження сильної дії (АРЗ СД – цією абревіатурою позначатимемо усі регулятори збудження сильної дії незалежно від їхнього типу та модифікації), що реалізують функції як автоматичного регулятора напруги, так і системного стабілізатора (хоча все більше з'являється і САКЗ інофірм-виробників з конструктивно розділеними AVR та PSS).

Структурно АРЗ СД утворюють пропорційно-диференціальний (ПД) регулятор за відхиленням (ΔV_t) і похідною (\dot{V}_t) напруги статора та канали стабілізації для демпфірування електромеханічних коливань ротора СМ [40] – стабілізація режиму за похідною (\dot{I}_f) струму збудження, відхиленням (Δf) та похідною (\dot{f}) частоти напруги. Закон регулювання такого АРЗ СД можна подати у вигляді [36]

$$\Delta V_{APЗСД} = -(K_{0u} + K_{1u}p)\Delta V_t + K_f W_f \Delta f - K_{1if} W_{1if} p \Delta I_f, \quad (2.1)$$

де $\Delta V_{APЗСД}$ – зміна сигналу на виході АРЗ СД; $\Delta V_t, \Delta f, \Delta I_f$ – вхідні сигнали, пропорційні відповідно приростам напруги статора, частоти, струму ротора; $K_{0u}, K_{1u}, K_f, K_{1if}$ – коефіцієнти зворотних зв'язків за приростом напруги статора, похідної напруги статора, приростом частоти та похідної струму ротора відповідно (коефіцієнт K_f відображає спільний вплив каналів за відхиленням та похідною частоти напруги з відповідними коефіцієнтами підсилення K_{0f} та K_{1f} , вважаючи, що під час налаштування ці коефіцієнти за шкалами АРЗ СД вибирають однаковими [38]); W_f, W_{1if} – передавальні функції каналів зворотного зв'язку за приростом частоти та похідною струму ротора відповідно; p – оператор диференціювання.

Залежність (2.1) після перетворень (з урахуванням рівності похідної струму ротора і похідної приросту перехідної синхронної

ЕРС $\dot{I}_f \cong \Delta \dot{E}'_q$) набуде вигляду [36]

$$\Delta V_{AP3CD} = -(K_E + pK_{1E})\Delta E_q + (K_\delta + pK_{1\delta})\Delta\delta,$$

в якому коефіцієнти ($K_E, K_{1E}, K_\delta, K_{1\delta}$) залежать як від режиму роботи СМ, так і від інших чинників – опору електричного зв'язку СМ з ЕС, конструкції СМ, значень коефіцієнтів зворотних зв'язків $K_{0u}, K_{1u}, K_f, K_{1f}$.

З урахуванням викладеного та фазових запізнювань, що мають місце під час зміни потокозчеплення $\Phi_{\Delta\psi}$ і положення ротора СМ $\Phi_{\Delta\delta}$, на рис. 2.7 для одночастотного руху СМ наведено структурну схему САКЗ з АРЗ СД, де $W_f, W_{рот}, W_\delta$ – передавальні функції відповідно збудника, ротора та якоря СМ [36].

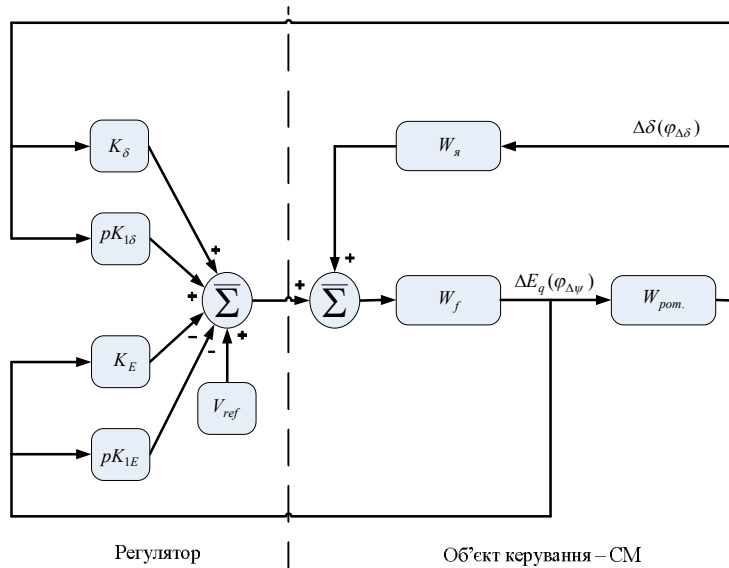


Рис. 2.7. Структурна схема САКЗ з АРЗ СД

Налаштування АРЗ СД повинні виконуватися з урахуванням рекомендацій та вимог, викладених в [37, 39], що передбачають

використання як фізичної, так і цифрової моделі ЕС для перевірки результатів виконаних налаштувань.

До «плюсів» наведеної на рис. 2.7 структури САКЗ СМ можна віднести наявність стабілізуючого каналу за похідною струму ротора (що, як відомо, у разі правильного налаштування забезпечує значні запаси стійкості СМ у режимах мінімального збудження), а до недоліків – велику кількість зворотних зв'язків та використання ПД-регулятора за відхиленням напруги статора, що призводить до значного впливу на його функціонування високочастотних завад, ускладнюючи налагодження та експлуатацію САКЗ СМ.

Зазначених недоліків позбавлені запропоновані нові структури САКЗ СМ, що включають, зокрема, АРЗ з розрахунковим каналом стабілізації потужності та АРЗ за фазовим вектором напруги статора, в яких усунуто запізнювання під час формування вихідного сигналу системного стабілізатора, обумовлене механічною та електромагнітною інерційністю ротора СМ, забезпечуються як компенсація негативного впливу на електричний момент СМ великих значень коефіцієнта підсилення за відхиленням напруги статора, так і робастна стійкість керування [41, 42].

Структурно-функціональні особливості виконання САКЗ СМ. Розглянемо структурно-функціональні особливості САКЗ СМ, в яких використовують конструктивно незалежні автоматичний регулятор напруги (АВР) та системний стабілізатор (PSS). Узагальнену структурно-функціональну схему таких САКЗ СМ показано на рис. 2.8 [36].

Відповідно до двох зазначених функцій САКЗ СМ на цій схемі відображено два основних контури зворотних зв'язків. До регулювання напруги, згідно з заданою уставкою V_{ref} , причетний верхній контур, який визначається проходженням сигналів V_t, I_s, V_{tC} (V_{tC} – сигнал після перетворювачів), а до демпфірування коливань ротора СМ – нижній, що визначається сигналами $f, \omega, P_A, V_{f(\omega, P_A)}$ ($V_{f(\omega, P_A)}$ – сигнал після перетворювачів, що надходить до PSS). На схемі також показано штриховими стрілками сигнали зворотних зв'язків (задають обмеження), пов'язані з граничними режимами функціонування СМ: V_{OEL} – сигнал від обмежу-

вача переобтяження за струмом ротора чи статора у разі форсування збудження (*обмеження зверху*, англ. мовна абревіатура *OEL* – від *overexcitation limiter*); V_{UEL} – сигнал від обмежувача мінімального збудження (*обмеження знизу*, англ. мовна абревіатура *UEL* – від *underexcitation limiter*), характеристику якого визначають виходячи з умов допустимого нагріву осердя статора або стійкості роботи СМ за мінімально допустимих значень напруги статора; V_{IN} – сигнали від внутрішніх обмежувачів і захистів системи збудження (обмежувачі кратності напруги збудження у разі форсування, обмежувачі системи охолодження тиристорного перетворювача, релейний захист і автоматика системи збудження та ін.).

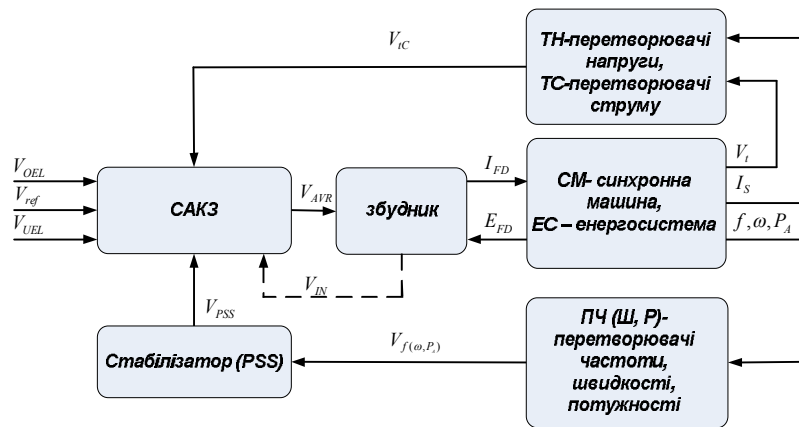


Рис. 2.8. Узагальнена структурно-функціональна схема САКЗ СМ

Зробимо деякі порівняння. У розглянутих регуляторах типу АРЗ СД використовують ПД закон щодо скалярної помилки регулювання, яку можна подати у вигляді [36]

$$\Delta V = V_{ref} - V_{IC} = V_{ref} - K_p |V_t + (R_C + jX_C)I_S|, \quad (2.2)$$

де K_p – результуючий коефіцієнт перетворення контура зворотного зв'язку за напругою статора; R_C, X_C – активний та індуктивний опори навантаження, урахування яких дає змогу компенсувати падіння напруги, що виникає під час протікання струму I_S .

Наявність контура зворотного зв'язку за напругою статора дає змогу реагувати на зміну напруги статора СМ, обумовлену струмом навантаження I_S .

На відміну від АРЗ СД в AVR у багатьох випадках реалізують пропорційний або пропорційно-інтегральний (ПІ) закон регулювання за похибкою (2.2), фазу якої з метою компенсації фазових запізнювань $\Phi_{\Delta\delta}$ та $\Phi_{\Delta\psi}$ коригують додатковою ланкою фазового зсуву зі сталими часу T_1, T_2, T_3, T_4 (є й інші варіанти реалізації, наприклад, у статичних системах збудження UNITROL фірми АВВ регулятор напруги виконано на основі ПІД-фільтра, а за передавальною функцією AVR налаштовують так, щоб уникнути виникнення коливань потужності, хоча передбачено використання і PSS, роль якого зростає в режимі недозбудження СГ). З урахуванням (2.2), наявності додаткового входу від PSS та ланки фазового зсуву залежність сигналу на виході AVR від вхідних сигналів має вигляд [3]

$$V_{AVR} = \frac{K_R}{1 + pT_R} \cdot \frac{(1 + pT_1)(1 + pT_3)}{(1 + pT_2)(1 + pT_4)} \cdot (V_{ref} - V_{IC} + V_{PSS}),$$

де K_R – коефіцієнт підсилення; T_R – стала часу фільтра.

В PSS як вхідні сигнали використовують або частоту обертання вала СМ, або частоту напруги статора, або прискорювальну потужність. Залежно від використаних для регулювання сигналів реалізують одно- чи двоканальні PSS. Тут варто зазначити, що навіть у разі одноканальних PSS, згідно з [43], кожний регулятор окремо добре демпфірує коливання у відповідному діапазоні частот до 1 Гц, разом з тим в ЕО світу час від часу виникають коливання з частотою до 1 Гц, демпфірувати які наявні в ЕО САКЗ СМ (з PSS) не завжди спроможні.

Розглянемо загальний принцип, який використовують під час розроблення різних структур PSS [36].

Електрична потужність СМ (P_e) створюється обертовими магнітними полями ротора і статора, зміщеними на внутрішній кут ротора СМ (δ_{SM}). У разі використання моделі ЕС «СМ-ШНП» потужність, що передається навантаженню, визначається також фазо-

вим кутом δ_s (зовнішній кут) між зазначеним вище вектором напруги статора СМ (V_t) та вектором напруги на шинах нескінченної потужності (V_b) з урахуванням параметрів відповідної лінії зв'язку (рис. 2.9). Повний кут ротора СМ становить $\delta = \delta_{SM} + \delta_s$. Демпфірування електромеханічних коливань відбувається під час зміни електричної потужності (P_e) СМ у фазі зі зміною кута $\delta(\delta_{SM})$.

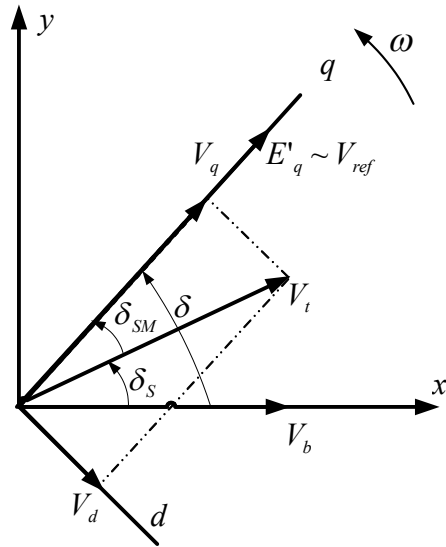


Рис. 2.9. Векторна діаграма моделі ЕС «СМ-ШБМ»

Призначення PSS – створення додаткової складової електричної потужності ΔP_e , яка змінюється за фазою зі зміною кута $\Delta\delta(\Delta\delta_{SM})$, регулюючи напругу збудження V_f . Як сигнали, що подаються на вхід PSS, можуть використовуватися прирости (відхилення) частоти обертання ротора ($\Delta\omega$), частоти напруги статора (Δf), електричної потужності (ΔP_e) СМ як окремо, так і у поєднанні – залежно від одно- чи двоканального (PSS) [44].

Для компенсації інерційності САКЗ (включаючи збудник та обмотку збудження СМ) зміна сигналу виходу PSS (ΔV_{PSS}) має випереджати зміну кута ротора $\Delta\delta(\Delta\delta_{SM})$ і відповідно зміну частоти обертання $\Delta\omega$ на деякий кут. Векторна діаграма сигналів PSS на рис. 2.10 показує фазові співвідношення між відхиленням кутової швидкості обертання ротора $\Delta\omega$ і зміною електричної потужності СМ ΔP_e .

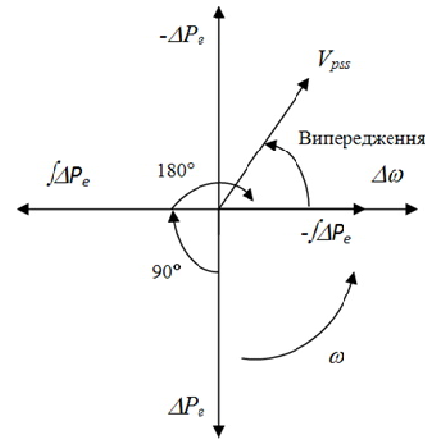


Рис. 2.10. Векторна діаграма PSS (фазові співвідношення)

З діаграми (рис. 2.10) видно, що приріст ΔP_e відстає від приросту $\Delta\omega$ на 90 ел. град. Для компенсації цього фазового зсуву в PSS сигнал ΔP_e спочатку інтегрується, набуваючи відставання за фазою на 90 ел. град. Потім інтегрований сигнал $\int \Delta P_e$ інвертується (180 ел. град.) і практично збігається за фазою з сигналом зміни кутової швидкості $\Delta\omega$. Далі отриманий сигнал $-\int \Delta P_e$ «обробляється»

ПД-регулятором так, щоб вихідний сигнал PSS (V_{PSS}) випереджав за фазою сигнал $\Delta\omega$ на заданий кут, компенсуючи інерційність збудника і ротора СМ. Максимальний рівень сигналу V_{PSS} обмежують: він зазвичай не перевищує $\pm 0,15$ від рівня сигналу V_{AVR} . Узагальнену структурну схему основних елементів PSS показано на рис. 2.11.

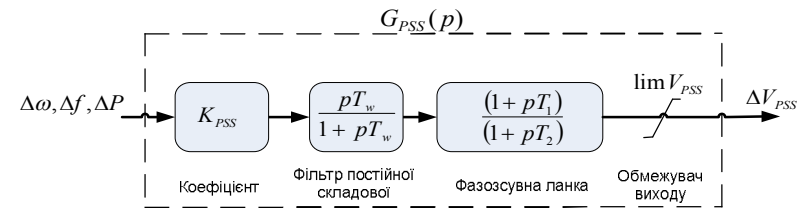


Рис. 2.11. Узагальнена структурна схема основних елементів PSS

Наведемо необхідні пояснення щодо цієї схеми. PSS має формувати сигнал, що компенсує коливання потужності або кута ротора СМ у фазі з їх зміною. Для цього в його структурі використовують фільтр постійної складової (англомовна абревіатура –

washout filter) з великою сталою часу, значно більшою від періоду коливань кута (швидкості) ротора СМ в усталеному режимі [3]. Стала часу T_w дає змогу PSS реагувати на коливання кута (швидкості або частоти обертання) ротора або потужності СМ лише у разі порушення усталеного режиму, не впливаючи на поведінку САКЗ у разі усталеного експлуатаційного (квазіусталеного) режиму. Фазозсувна ланка дає змогу задавати необхідне випередження фази для компенсації фазового запізнювання між виходом збудника (ЕРС E'_q) і електричним моментом (потужністю P_e СМ). Коефіцієнт K_{PSS} визначають налаштуванням для досягнення необхідного демпфірування нестійких або слабодемпфированих мод електромеханічних коливань. Сталі часу T_w та T_2 визначають на етапі проектування PSS, інші параметри – під час налаштування.

Суттєві «плюси», які одержують внаслідок використання САКЗ СМ з PSS, – це можливість компенсації фазового запізнювання між виходом збудника і електричним моментом СМ та можливість забезпечення селективності PSS для демпфірування домінантних мод електромеханічних коливань.

Ефективність застосування PSS для демпфірування НЧК в ЕС підтверджено результатами низки досліджень, проведених як на тестових моделях ЕС, так і в реальних ЕС. Зокрема, встановлення в південній ЕС ОЕС Бразилії чотирьох PSS дало змогу якісно покращити процес демпфірування коливань з частотою близько 1,2 Гц, що виникали в ЕС за раптового збільшення на 5 % вхідного механічного моменту СГ, приєднаного до шин ПС «Barracão» [34]. Графіки коливань кутової швидкості СГ ГЕС «Salto Osorio» за відімкнених PSS у Південній ЕС ОЕС Бразилії та за їх роботи у двох режимах (з різними показниками демпфірування) показано на рис. 2.12.

Порівняльний аналіз ефективності САКЗ СМ щодо демпфірування електромеханічних коливань в ЕС (за результатами експериментально-модельних досліджень). Сучасні АРЗ СД не мають жорстко стандартизованих типових схем виконання, однак мають задовольняти низці вимог [37]. Переважну більшість САКЗ СМ з конструктивно незалежними AVR та PSS можна поділити згідно зі стандартом [44] за трьома типами систем збудження:

– DC – зі збудником, що містить генератор постійного струму (компанії виробники – General Electric, ABB, Westinghouse та інші);

– AC – зі збудником, що містить генератор змінного струму і випрямляч (компанії виробники – General Electric, Siemens AG, FKI (Великобританія) та інші);

– ST – статичного типу (компанії виробники – ABB, General Electric, Westinghouse, ALSTOM та інші).

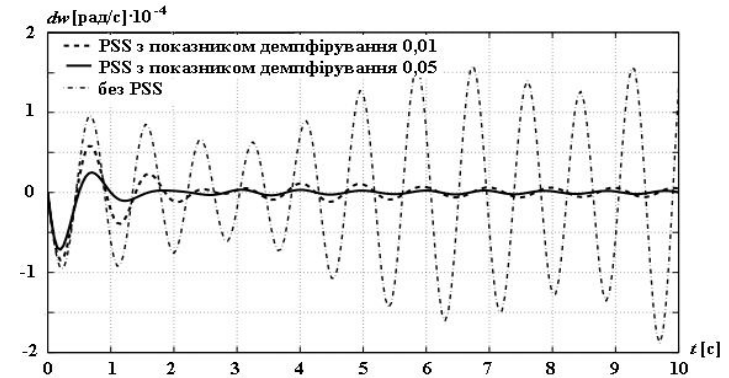


Рис. 2.12. Графіки коливань кутової швидкості СГ ГЕС «Salto Osorio» без PSS та з PSS у двох режимах роботи

Очевидно, що різні за типами та модифікаціями САКЗ СМ можуть з різною ефективністю забезпечувати демпфірування електромеханічних коливань. Зазвичай ефективність подібних систем оцінюють за показниками якості керування. Проте у цьому випадку доцільно брати до уваги і режимний (ЕС, ЕО) аспект впливу САКЗ СМ, тому порівнюватимемо впливи САКЗ різного типу (залежно від типу системи збудження [44]) за значеннями *граничних*¹ потоків активної потужності контрольованими електричними зв'язками ЕС, досягнутими внаслідок обтяження режиму:

- 1) у разі використання в AVR «стандартних» (згідно з (2.3) [44]) значень коефіцієнтів підсилення за відхиленням напруги;

¹ Граничними потоками активної потужності контрольованими зв'язками ($P_{гр.кол.}$) вважатимемо такі, що відповідають режимам на межі коливного порушення стійкості ЕС, тобто збільшення таких *граничних* потоків призводитиме до виникнення незгасаючих низькочастотних коливань чи до коливного порушення стійкості ЕС.

2) у разі використання в AVR «оптимальних» значень коефіцієнтів підсилення за відхиленням напруги. (2.4)

Порівняння ефективності САКЗ СМ виконаємо як для випадків використання лише AVR (усі PSS «вимкнено»), так і для випадків використання AVR+PSS, крім того, для порівняння окремо використовуємо і АРВ СД для усіх СМ.

Необхідну для порівняльного аналізу інформацію одержимо внаслідок математичного (комп'ютерного) моделювання режимів ЕС, усі СМ яких мають відповідні САКЗ. Щоб мати перевірений «модельний базис» для таких досліджень, скористаємося двома широко відомими тестовими схемами (моделями) ЕС: чотиримашинною [3] (далі її позначатимемо ТС-I) та шестимашинною [45] (далі її позначатимемо ТС-II).

Схему електричних з'єднань ТС-I покажемо на рис. 2.13, а значення параметрів її елементів (згідно зі зазначеними в [3], с. 813, 814) наведемо у табл. 2.1–2.5.

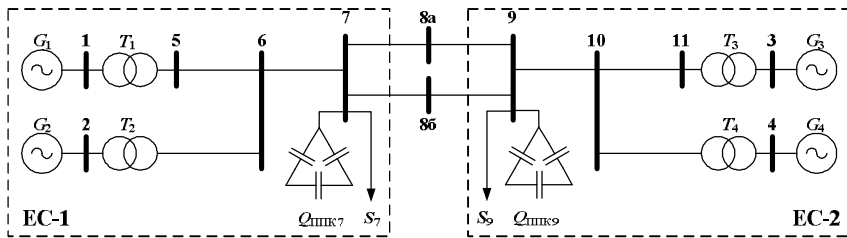


Рис. 2.13. Схема електричних з'єднань ТС-I

Таблиця 2.1. Параметри синхронних генераторів ТС-I

СГ	$S_{нв}$, МВ·А	$U_{нв}$, кВ	x_d , в.о.	x_q , в.о.	x_l , в.о.	x_d' , в.о.	x_q' , в.о.	x_d'' , в.о.	x_q'' , в.о.	R_a , в.о.	$T_d'0$, с	$T_q'0$, с	$T_d''0$, с	$T_q''0$, с	A_{Sat} , в.о.	B_{Sat} , в.о.	$\nu_{Г1}$, в.о.	K_D	H , с
G_1	900	20	1,8	1,7	0,2	0,3	0,55	0,25	0,25	0,0025	8,00	0,40	0,03	0,05	0,015	9,6	0,9	0	6,500
G_2																			6,500
G_3																			6,175
G_4																			6,175

Для моделювання ТС-I та ТС-II використовуємо середовище Matlab. Усі СМ в ТС-I та ТС-II моделюємо рівняннями Парка-Горева з урахуванням по одному демпферному контуру за позов-

жньою і поперечною осями. Усі СМ мають САКЗ. Навантаження електроспоживання моделюємо постійними значеннями активних та реактивних потужностей.

Таблиця 2.2. Параметри трансформаторів ТС-I

Трансформатор	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$S_{нн}$, МВ·А	R , в.о.	X , в.о.
$T_1 - T_4$	230	20	900	0	0,15

Таблиця 2.3. Параметри ЛЕП ТС-I

Ділянка ЛЕП	L , км	U_6 , кВ	S_6 , МВ·А	r_0 , в.о.	x_0 , в.о.	b_0 , в.о.
5–6	25	230	100	10^{-4}	10^{-3}	$175 \cdot 10^{-5}$
6–7	10					
7–8а	110					
7–8б	110					
8а–9	110					
8б–9	110					
9–10	10					
10–11	25					

Таблиця 2.4. Потужність навантаження СГ ТС-I

СГ	G_1	G_2	G_3	G_4
P , МВт	700	700	719	700

Таблиця 2.5. Потужність навантаження та ППК у пунктах ТС-I

Номер пункту	S , МВ·А	$Q_{ппк}$, Мвар
7	$967-j100$	387
9	$1767-j100$	537

Блок-схему моделі ТС-I, побудованої в середовищі Matlab, показано на рис. 2.14, схему електричних з'єднань ТС-II – на рис. 2.15, а відповідну блок-схему побудованої в середовищі Matlab моделі – на рис. 2.16. Значення параметрів елементів ТС-II наведено в табл. 2.6–2.9.

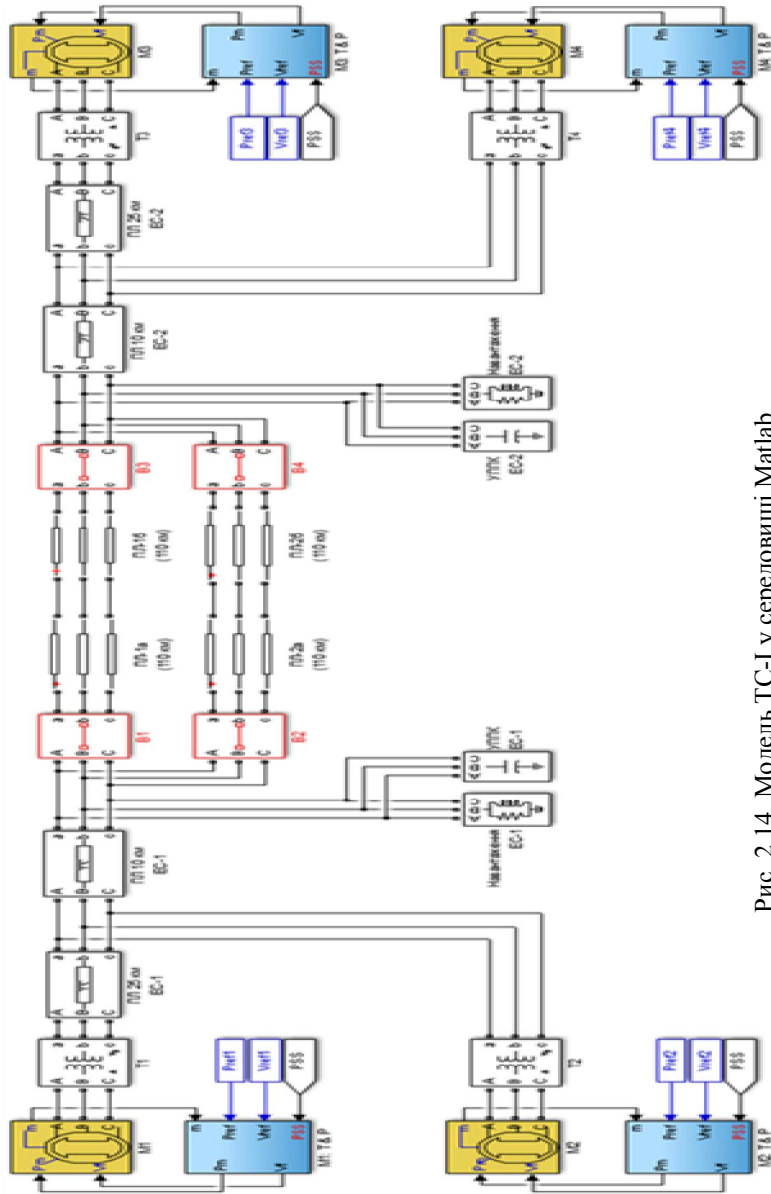


Рис. 2.14. Модель ТС-I у середовищі Matlab

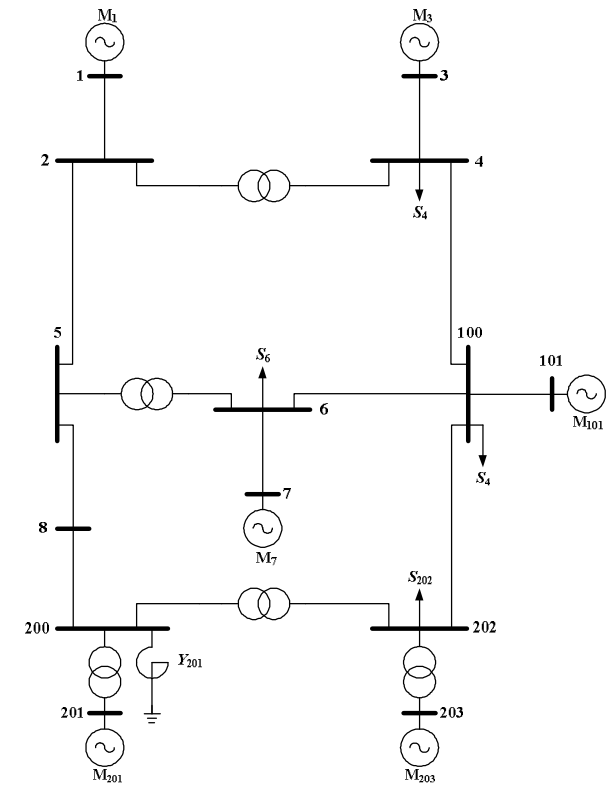


Рис. 2.15. Схема електричних з'єднань ТС-II

Таблиця 2.6. Параметри ЛЕП ТС-II

Ділянка ЛЕП	R , Ом	X , Ом	Y , мкСм
1–2	0	43,00	0
2–5	4,65	44,90	560
3–4	0	12,80	0
4–100	8,00	60,00	752
5–8	6,71	90,00	1155
6–100	2,66	25,40	2775
7–6	0	4,52	0
8–200	6,71	90,00	1155
100–101	0	3,20	0
100–202	6,50	41,00	4480

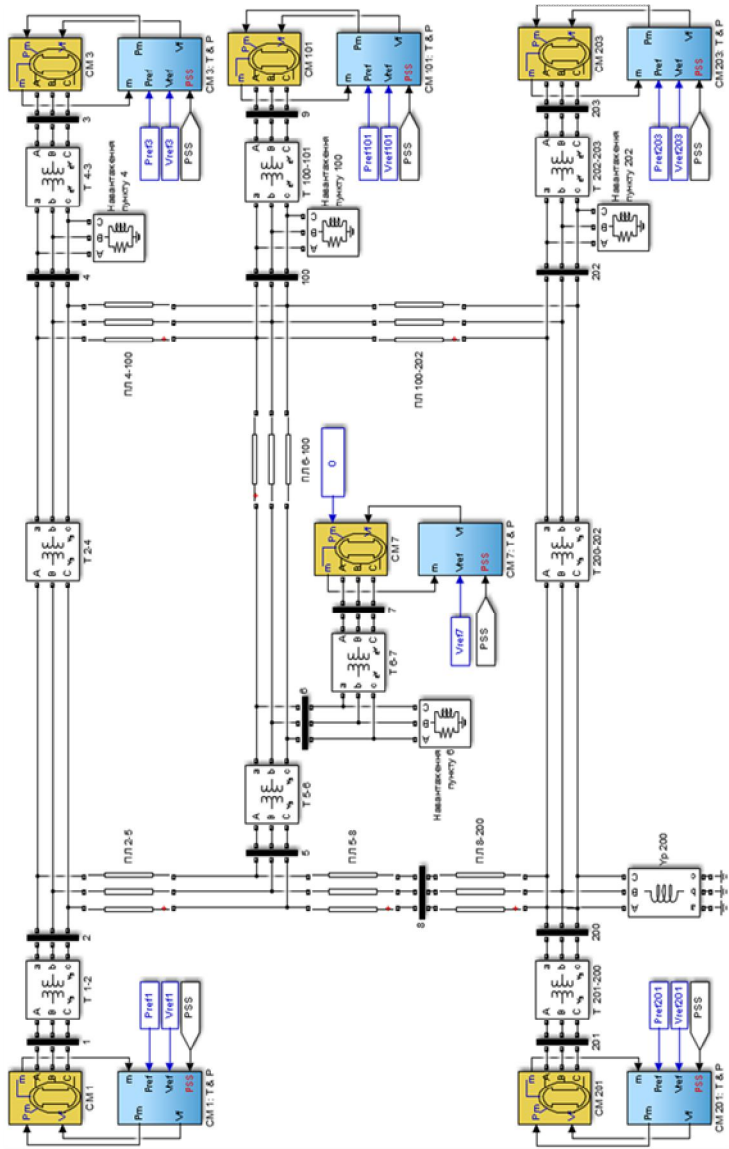


Рис. 2.16. Блок-схема ТС-II, реалізованої у середовищі Matlab

Таблиця 2.7. Параметри трансформаторів ТС-II

Трансформатор	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	R , в.о.	X , в.о.
2-4	525	242	0	31,20
5-6	525	242	0	3,32
200-201	525	20	0	21,50
200-202	525	242	0	15,60
202-203	242	20	0	4,00

Таблиця 2.8. Потужність навантаження синхронних машин ТС-II

Номер СМ	1	3	7	101	201	203
P , МВт	400	400	0	без обмежень	1200	1200
Q , МВ·Ар	без обмежень	без обмежень	без обмежень	без обмежень	без обмежень	без обмежень

Таблиця 2.9. Потужність навантаження пунктів ТС-II

Номер пункту	4	6	100	200
P , МВт	1000	1100	2000	500
Q , МВ·Ар	-100	-300	-600	-200

Під час моделювання режимів ТС-II крім САКЗ з AVR+PSS для порівняння використовуємо також для усіх СМ однотипні АРЗ СД. Структурну схему такого регулятора показано на рис. 2.17, а на рис. 2.18 – відповідну блок-схему моделі АРЗ СД, реалізованої в середовищі Matlab. Значення коефіцієнтів регулювання такого АРЗ СД наведено в табл. 2.10.

Порівняння САКЗ СМ різних типів: задіяно лише AVR, PSS вимкнено. Для того, щоб порівнювати САКЗ різних типів за значеннями граничних потоків активної потужності контрольованими електричними зв'язками ЕС, досягнутими внаслідок обтяження режиму за умов (2.3), (2.4), з наведених в [44] моделей систем збудження було взято по два представника кожного типу, а саме: DC1A, DC2A, AC1A, AC5A, ST1A, ST2A (хоча системи типів AC та ST практично витіснили системи типу DC, прийшовши їм на зміну, однак останні ще залишаються в експлуатації). У середовищі Matlab було побудовано моделі відповідних САКЗ СМ і задано

«стандартні» (згідно з [44]) значення параметрів налаштувань AVR (зазначені в [44] «набори» значень параметрів відповідають певним варіантам налаштувань AVR і можуть бути придатними для практичного використання).

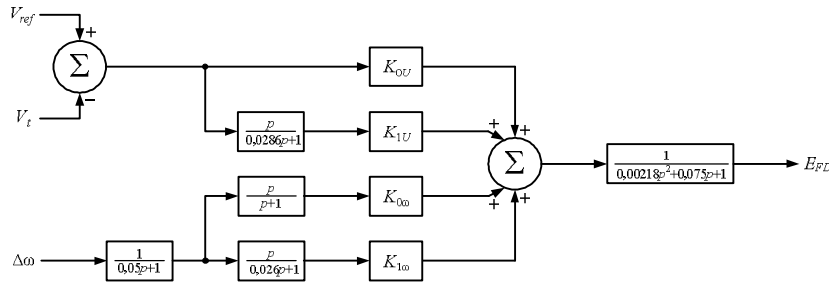


Рис. 2.17. Структурна схема АРЗ СД

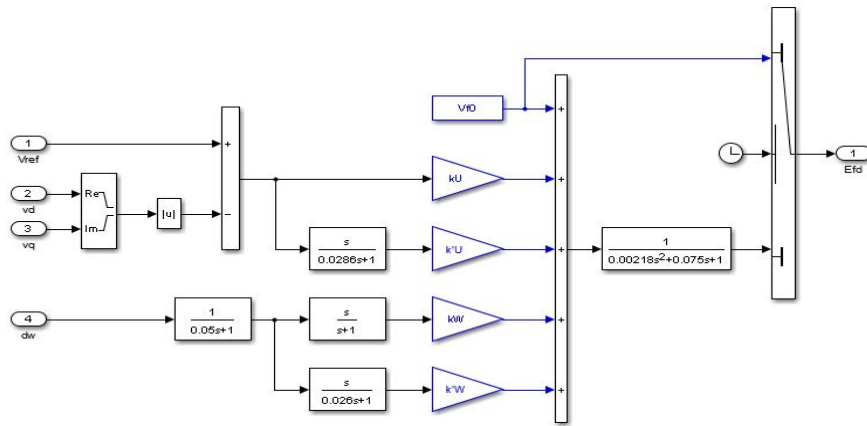


Рис. 2.18. Блок-схема моделі АРЗ СД СМ, реалізованої у середовищі Matlab (тут символ s – це оператор диференціювання)

Роль контрольованих зв'язків для ТС-І відіграють ЛЕП, що поєднують шини 7 та 9 (рис. 2.12). Збільшення потоку активної потужності контрольованими зв'язками здійснювалося збільшенням активної потужності навантаження та перерозподілом навантаження між генераторами, що знаходяться по різні боки обтяжуваних контрольованих зв'язків, з контролем робочого струму статора (запобігаючи переобтяженню) та контролем наявності резерву ак-

тивної потужності у генератора, що виконував функції балансувального (G_2 на рис. 2.13).

Таблиця 2.10. Коефіцієнти регулювання АРЗ СД синхронних машин ТС-ІІ

Номер СМ	K_{OU}	K_{1U}	K_{0u}	K_{1u}
1	-200	-7,104	0,0328	0,3094
3	-200	-7,362	0,4556	0,2500
7	-200	-7,104	1,9600	0,2500
101	-200	-11,201	1,9600	0,2500
201	-200	-11,400	0,1600	0,0307
203	-200	-11,703	0,0207	0,1600

Результати визначення згідно з (2.3) граничних потоків активної потужності контрольованими зв'язками ($P_{гр.кол.}$) ТС-І для випадку вимкнення усіх PSS та використання в AVR «стандартних» (згідно з [44]) значень коефіцієнтів підсилення за відхиленням напруги наведено в табл. 2.11, де символ « \sim » вказує на виникнення коливань навіть за початкового режиму ТС-І, а символ « $>$ » означає, що граничний потік потужності контрольованими зв'язками ($P_{гр.кол.}$) перевищив максимально допустиме значення, визначене згідно з [46].

Наведені в табл. 2.11 результати моделювання свідчать про неможливість паралельної роботи ЕС-1 та ЕС-2 (рис. 2.13), якщо для усіх САКЗ СМ, що відповідають типам систем збудження АС1А, ST1А та ST2А, у разі вимкнених PSS використовувати в AVR «стандартні» (згідно з [44]) значення коефіцієнтів підсилення за відхиленням напруги, оскільки за таких умов виникають незгадані електромеханічні коливання.

Аналогічні результати у разі використання ТС-ІІ та «стандартних» налаштувань AVR різних типів наведено в табл. 2.12 (контрольовані зв'язки – це ЛЕП 200-5 та 202-100). Збільшення потоку активної потужності контрольованими зв'язками здійснювалося збільшенням активної потужності СГ 201 та 203 з контролем робочого струму статора (запобігаючи переобтяженню) та контролем наявності резерву активної потужності у генератора, що виконував функції балансувального (M_{101} на рис. 2.15).

Таблиця 2.11. Граничні потоки активної потужності контрольованими зв'язками ТС-I у разі вимкнення PSS

Параметри		AVR відповідної САКЗ (за типом системи збудження)					
		AC1A	AC5A	DC1A	DC2A	ST1A	ST2A
P_{CG} , МВт (I_{CG} , в.о.)	1	700 (0,779)	800* (0,912)	700 (0,785)	850* (0,981)	700 (0,779)	700 (0,779)
	2	293 (0,331)	782 (0,925)	718 (0,821)	798 (0,982)	293 (0,331)	293 (0,331)
	3	719 (0,800)	719 (0,811)	719 (0,805)	719 (0,817)	719 (0,800)	719 (0,800)
	4	700 (0,778)	700 (0,806)	700 (0,784)	700 (0,827)	700 (0,778)	700 (0,778)
Значення нпруги на початку (п) та в кінці (к) контрольованих зв'язків, кВ	п	236,6	218,9	228,0	213,2	236,6	236,6
	к	237,7	223,4	230,5	219,0	237,7	237,7
$P_{гр.кол.}$ в кінці контрольованих зв'язків, МВт		~	528	396	> 574	~	~
«Стандартні» значення коефіцієнтів підсилення K_d згідно з [44]		400	400	46	300	190	120

*Примітка: перерозподіл навантаження між СГ відносно початкового розподілу (табл. 2.4) з контролем робочого струму статора (запобігаючи переобтяженню) та з контролем наявності резерву активної потужності у генератора, що виконує функції БГ.

Таблиця 2.12. Граничні потоки активної потужності контрольованими зв'язками ТС-II у разі вимкнених PSS

Параметри		Тип AVR (згідно з типом системи збудження) та АРЗ СД						
		AC1A	AC5A	DC1A	DC2A	ST1A	ST2A	АРЗ СД
P_{CG} , МВт (I_{CG} , в.о.)	1	400 (0,918)	400 (0,931)	400 (0,949)	400 (0,949)	400 (0,921)	400 (0,920)	400 (0,949)
	3	400 (0,903)	400 (0,908)	400 (0,915)	400 (0,915)	400 (0,904)	400 (0,904)	400 (0,915)
	10	1840 (0,953)	1631 (0,879)	1449 (0,831)	1449 (0,831)	1780 (0,931)	1796 (0,937)	1449 (0,831)
	20	1031 (0,749)	1153 (0,849)	1265 (0,948)	1265 (0,948)	1065 (0,777)	1056 (0,769)	1265 (0,948)
	1	1031 (0,756)	1153 (0,858)	1265 (0,959)	1265 (0,959)	1065 (0,784)	1056 (0,776)	1265 (0,959)
	20	864	954	>1033	>1033	888	882	>1033
$P_{гр.кол.}$ в кінці ЛЕП 200–5, МВт		864	954	>1033	>1033	888	882	>1033

Продовження табл. 2.12

Модуль напруги на початку та в кінці ЛЕП 200–5, кВ	п	517,0	513,7	509,8	509,8	516,2	516,4	509,8
	к	499,1	496,0	492,3	492,3	498,3	498,5	492,3
$P_{гр.кол.}$ в кінці ЛЕП 202-100, МВт		606	722	821*	821*	638	630	821*
Модуль напруги на початку та в кінці ЛЕП 202–100, кВ	п	238,1	236,7	235,0	235,0	237,7	237,8	235,0
	к	232,3	231,1	229,6	229,6	232,0	232,1	229,6

*Примітка: потік активної потужності обмежено внаслідок досягнення потоком потужності по ЛЕП 200–5 максимально допустимого значення, визначеного згідно з [46].

У режимах роботи ЕС з граничними потоками активної потужності контрольованими зв'язками спостерігається виникнення слабкозгасаючих або незгасаючих НЧК. Приклад таких коливань (у вигляді графіка потоку активної потужності) з частотою близько 0,65 Гц, контрольованою ЛЕП 200–5, у разі використання для усіх СМ AVR типу AC1A (за типом системи збудження) показано на рис. 2.19.

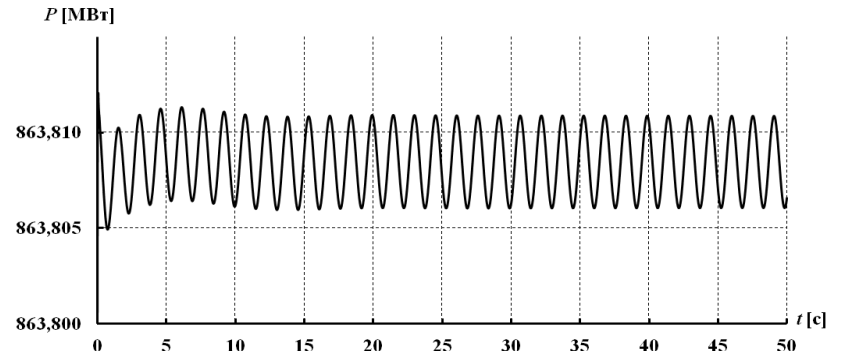


Рис. 2.19. Графік граничного потоку активної потужності в кінці ЛЕП 200–5 у разі використання для усіх СМ AVR типу AC1A

Наведені в табл. 2.11 та 2.12 результати моделювання свідчать, що використання великих («стандартних», згідно з [44]) коефіцієнтів підсилення за відхиленням напруги статора в AVR різних

типів (за типом системи збудження) у разі вимкнення (відсутності) PSS у багатьох випадках не дає змоги досягти потокам активної потужності контрольованими зв'язками значень, що відповідають максимально допустимим – визначеним згідно з [46], оскільки виникають електромеханічні коливання ротора СМ внаслідок ефекту від'ємного демпфірування. Зменшення зазначених коефіцієнтів підсилення за відхиленням не сприятиме виконанню першої з двох зазначених функцій САКЗ СМ (підтримання напруги на шинах СМ відповідно до заданого значення уставки), але не виникатиме і ефект від'ємного демпфірування. Підтвердженням цього є наведені в табл. 2.13, 2.14 результати визначення для різних типів AVR (за типом системи збудження [44]) значень коефіцієнтів підсилення за відхиленням напруги статора (K_A), за яких потоки активної потужності контрольованими зв'язками досягають максимально допустимих значень (згідно з [46]). Зауважимо, що визначені діапазони значень коефіцієнтів K_A для AVR різних типів є розрахунковими, не «узгодженими» з можливістю їх фізичної реалізації. Оскільки під час моделювання ТС-II на відміну від ТС-I використовували і АРЗ СД (коефіцієнт підсилення за відхиленням напруги статора в табл. 2.10 та на рис. 2.20 позначено K_{OU}), то відповідні результати також наведено в табл. 2.14.

Таблиця 2.13. Значення K_A , які забезпечують досягнення максимально допустимого потоку активної потужності контрольованими зв'язками ТС-I

Тип AVR (за типом системи збудження)	AC1A	AC5A	DC1A	DC2A	ST1A	ST2A
$P_{гр.кол.}$ (у кінці контрольованих зв'язків), МВт	>574*	>574*	>574*	>574*	>574*	>574*
K_A , що забезпечує $P_{гр.кол.}$	$2 \leq K_A \leq 31$	$2 \leq K_A \leq 85$	$1 \leq K_A \leq 39$	$2 \leq K_A \leq 1426$	$3 \leq K_A \leq 73$	$1 \leq K_A \leq 2$
K_A згідно з [44]	400	400	46	300	190	120

* Примітка: перерозподіл навантаження між СГ відносно початкового розподілу (табл. 2.4) з контролем робочого струму статора (запобігаючи переобтяженню) та з контролем наявності резерву активної потужності у генератора, що виконує функції БГ.

Наведені в табл. 2.13, 2.14 дані також свідчать про потребу налаштувань регуляторів САКЗ СМ у кожному випадку окремо, оскільки за різних схемно-режимних умов максимально допустимі

значення потоків активної потужності контрольованими зв'язками можуть бути досягнуті за різних значень коефіцієнтів підсилення за відхиленням напруги статора для AVR одного й того ж типу, а діапазони значень таких коефіцієнтів можуть збігатися («перекриватися») лише частково.

Таблиця 2.14. Значення K_A (для АРЗ СД – K_{OU}), які забезпечують досягнення максимально допустимого потоку активної потужності контрольованими зв'язками ТС-II

Тип AVR САКЗ СМ	AC1A	AC5A	DC1A	DC2A	ST1A	ST2A	АРЗ СД
$P_{гр.кол.}$ (у кінці ЛЕП 200-5), МВт	>1033	>1033	>1033	>1033	>1033	>1033	>1033
$P_{гр.кол.}$ (у кінці ЛЕП 202-100), МВт	821*	821*	821*	821*	821*	821*	821*
K_A (K_{OU}), що забезпечує досягнення $P_{гр.кол.}$	$1 \leq K_A \leq 4$	$1 \leq K_A \leq 7$	$1 \leq K_A \leq 11$	$K_A \geq 1$	$1 \leq K_A \leq 97$	$1 \leq K_A \leq 4$	$K_{OU} \geq 1$
K_A за [44] (для АРВ СД – K_{OU} згідно з табл. 2.10)	400	400	46	300	190	120	200

* Примітка: обмеження потоку активної потужності внаслідок досягнення потоком потужності по ЛЕП 200–5 максимально допустимого значення, визначеного згідно з [46].

Наведені результати порівняння САКЗ СМ у разі вимкнених PSS носять скоріше ілюстративний характер: сучасні САКЗ СМ повинні забезпечувати ефективне виконання усіх передбачених функцій, не вдаючись до покращення показників реалізації одних функцій за рахунок погіршення показників реалізації інших. У разі використання САКЗ СМ з вимкненими PSS функція демпфірування електромеханічних коливань такими САКЗ теж «вимикається». Тому виникнення коливань за «стандартних» (згідно з [44]) налаштувань AVR (з великими значеннями коефіцієнтів K_A) у разі вимкнених PSS значною мірою обумовлено тим, що у зазначених типах систем збудження передбачено використання AVR+PSS, а було використано лише AVR. Тому далі порівняємо ефективність демпфірування електромеханічних коливань в ЕС різними САКЗ з AVR+PSS.

Порівняння САКЗ СМ різних типів: задіяно AVR + PSS.

Для порівняння зазначеного впливу САКЗ СМ, що містять AVR+PSS, використаємо ті ж самі моделі ЕС (ТС-I та ТС-II), моделі систем збудження зі «стандартними» налаштуваннями AVR [44],

способи обтяження режимів ЕС, показники порівняння та інше, тобто відмінність з попередніми порівняннями полягатиме лише у тому, що тут в САКЗ СМ задіємо AVR+PSS, а не лише AVR.

Оберемо для зазначеного порівняння PSS таких типів: PSS1A, PSS3B та PSS4B. Зробимо деякі пояснення щодо використання PSS типу PSS1A з AVR. У разі AVR типів DC1A, DC2A та ST1A було застосовано “стандартні” (згідно з [44]) налаштування PSS. Оскільки в [44] відсутні рекомендації щодо налаштувань PSS типу PSS1A у разі використання AVR типів AC1A та AC5A, то відповідні варіанти використання AVR+PSS (AC1A+PSS1A, AC5A+PSS1A) не розглядатимемо, але зазначимо, що налаштування PSS типу PSS1A, рекомендовані в [44] для використання з AVR інших типів, вкрай негативно позначаються на ефективності роботи такого PSS разом з AVR типів AC1A, AC5A. Разом з тим налаштування PSS цього типу, рекомендоване для використання разом з AVR типу ST1A, може бути прийнятним і у разі спільної роботи з AVR типу ST2A, тому цю обставину використаємо під час моделювання режимів ЕС.

Модель PSS типу PSS1A, реалізовану в середовищі Matlab, показано на рис. 2.20 (символом s позначено оператор диференціювання), а значення її параметрів – у табл. 2.15. Моделі PSS типів PSS3B, PSS4B показано відповідно на рис. 2.21, 2.22, а їхні параметри наведено відповідно в табл. 2.16, 2.17.

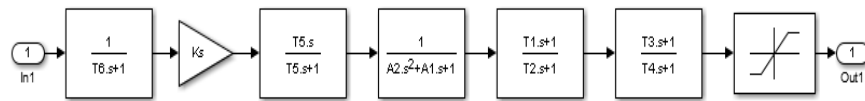


Рис. 2.20. Модель PSS типу PSS1A в середовищі Matlab

Таблиця 2.15. Параметри моделі PSS типу PSS1A

Тип системи збудження	Параметри									
	K_S	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	$V_{ST\ MAX}$ χ	$V_{ST\ MIN}$	Вхідний сигнал
DC1A	3,15	0,76	0,10	0,76	0,10	10,00	0,00	0,09	-0,09	ω
DC2A	1,40	0,50	0,06	0,50	0,06	30,0	0,016	0,05	-0,05	ω
ST1A	16,70	0,15	0,03	0,15	0,03	1,65	0,00	0,10	-0,066	$\Delta\omega$

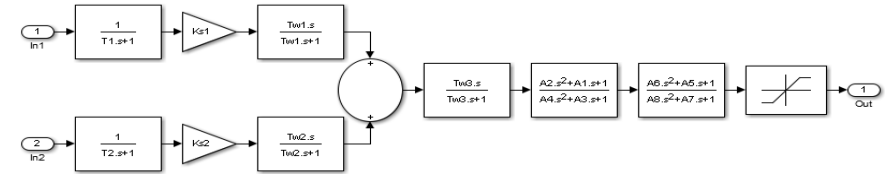


Рис. 2.21. Модель PSS типу PSS3B у середовищі Matlab

Таблиця 2.16. Параметри моделі PSS типу PSS3B

Параметр	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	A_8	K_{S1}
Значення	0,359	0,586	0,429	0,564	0,001	0,000	0,031	0,000	-0,602
Параметр	K_{S2}	T_1	T_2	T_{W1}	T_{W2}	T_{W3}	$V_{ST\ MAX}$ χ	$V_{ST\ MIN}$	Вх. СИГН.
Значення	30,120	0,012	0,012	0,300	0,300	0,600	0,100	-0,100	$\Delta\omega; P_e$

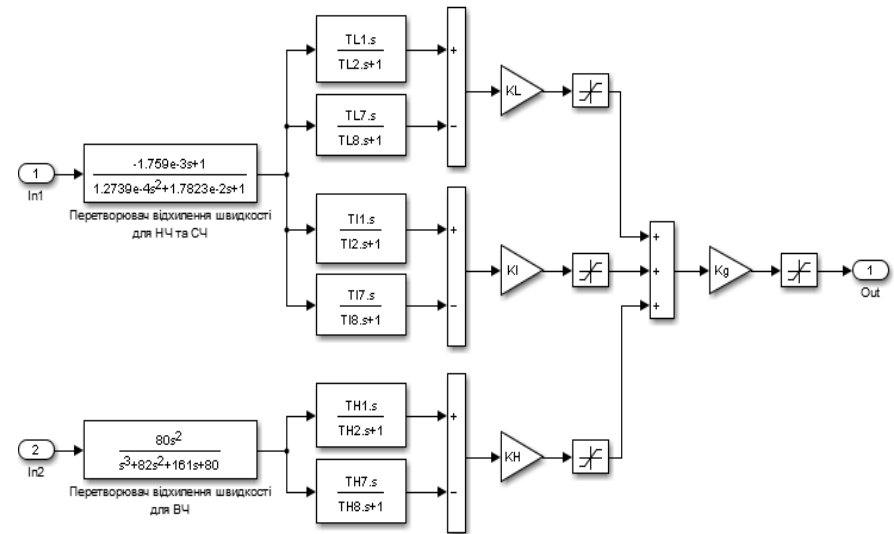


Рис. 2.22. Спрощена модель PSS типу PSS4B у середовищі Matlab

Таблиця 2.17. Параметри спрощеної моделі PSS типу PSS4B

Параметр	F_H	F_1	F_L	K_H	K_I	K_L
Значення	8,00	0,70	0,07	120,0	30,0	7,5

Значення решти параметрів спрощеної моделі PSS типу PPS4B згідно з [44] обчислюють за такими виразами:

$$K_{L1} = K_{L2} = \frac{R^2 + R}{(R-1)^2};$$

$$T_{L2} = T_{L7} = \frac{1}{2\pi F_L \sqrt{R}};$$

$$T_{L1} = T_{L2}/R;$$

$$T_{L8} = T_{L7}R,$$

де R – константа, що дорівнює 1,2.

Значення параметрів K_{H1} , K_{H2} , K_{I1} , K_{I2} , T_{H1} , T_{H2} , T_{H7} , T_{H8} , T_{I1} , T_{I2} , T_{I7} , T_{I8} розраховують за аналогічними виразами.

У табл. 2.18 наведено результати визначення граничних потоків активної потужності ($P_{\text{гр.кол.}}$) контрольованими зв'язками ТС-I внаслідок використання САКЗ СМ з AVR+PSS, налаштованими згідно з [44]. Символ «>», як і у попередніх випадках (табл. 2.11–2.13), означає, що $P_{\text{гр.кол.}}$ перевищив максимально допустиме значення, визначене згідно з [46], що може свідчити про відповідність налаштувань САКЗ СМ схемно-режимним умовам, а символ «~» вказує на виникнення коливань навіть у початковому режимі ТС-I.

Таблиця 2.18. Граничні потоки активної потужності контрольованими зв'язками ТС-I

Тип PSS	$P_{\text{гр.кол.}}$ (у кінці контрольованих зв'язків), МВт, у випадку САКЗ з AVR типу					
	AC1A	AC5A	DC1A	DC2A	ST1A	ST2A
Без PSS	~	528*	396	>574*	~	~
PSS1A	не викорис-тов.	не викорис-тов.	85	>574*	>574*	>574*
PSS3B	509*	534*	>574*	>574*	569*	540
PSS4B	>574*	514*	>574*	>574*	>574*	>574*

* Примітка: перерозподіл навантаження між СГ відносно початкового розподілу (табл. 2.4) з контролем робочого струму статора (запобігаючи переобтяженню) та з контролем наявності резерву активної потужності у генератора, що виконує функції БГ.

Порівнюючи результати моделювання, наведені в табл. 2.18, з результатами, що містяться в табл. 2.11, можна дійти висновку, що використання PSS у складі САКЗ СМ у більшості випадків призводить до збільшення граничного потоку активної потужності контрольованими зв'язками, «відсуваючи» межу, за якою виникають незгасаючі коливання, що призводять до втрати стійкості ЕС. Проте такий позитивний вплив PSS спостерігається не в усіх випадках, є і винятки. Так, наприклад, використання САКЗ з AVR+PSS деяких типів (DC1A+PSS1A, AC5A+PSS4B) призводить до зменшення граничних потоків активної потужності контрольованими зв'язками ТС-I у порівнянні з результатами, одержаними за відсутності PSS. Крім того, у разі істотного обтяження контрольованих зв'язків ЕС PSS не завжди може запобігти виникненню НЧК навіть за відсутності збурень режиму ЕС. Наприклад, за такого режиму роботи ТС-I у випадку використання САКЗ з AVR типу AC5A та PSS типу PSS4B виникли незгасаючі НЧК з частотою близько 0,40 Гц та незмінною амплітудою близько 110 МВт. Графік потоку активної потужності в кінці контрольованих зв'язків ТС-I для цього режиму роботи ЕС показано на рис. 2.23.

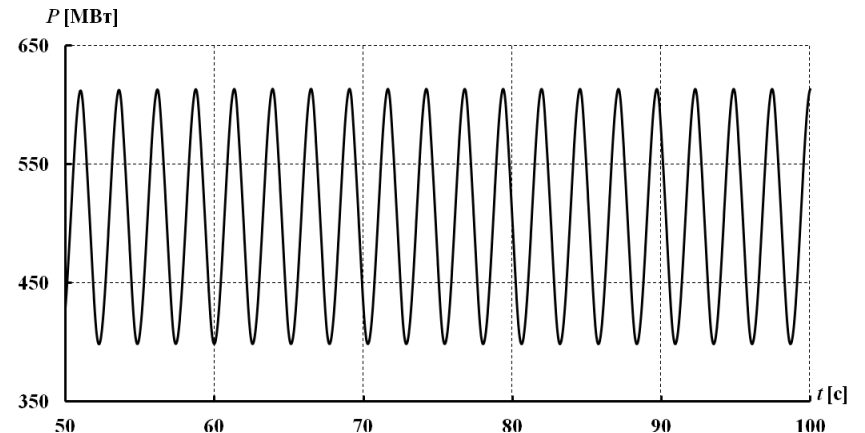


Рис. 2.23. НЧК потоку активної потужності в кінці контрольованих зв'язків ТС-I для випадку використання AVR типу AC5A та PSS типу PSS4B

Однією з причин виникнення подібних випадків невисокої ефективності PSS може бути використання «стандартних» (згідно з [44]) налаштувань PSS, що не враховують фактичних схемно-режимних умов функціонування ЕС.

Аналіз результатів визначення граничних потоків активної потужності ($P_{гр.кол.}$) контрольованими зв'язками ТС-II (ЛЕП 200–5 та 202–100), які наведено в табл. 2.19, підтверджує зроблені раніше висновки щодо позитивного (хоча і різного за ефективністю для різних типів PSS) впливу PSS на режими ЕС в аспекті можливості збільшення потоків активної потужності контрольованими зв'язками та запобігання виникненню незгасаючих НЧК в нормальних режимах роботи ЕС. Так, наприклад, використання для усіх СМ ТС-II САКЗ з PSS типу PSS1A та з AVR типів ST1A та ST2A надало змогу збільшити потік активної потужності по ЛЕП 200–5 до максимально допустимого значення (1033 МВт) відповідно до вимог [46]. У разі ж використання САКЗ з PSS цього типу, але з AVR інших типів, такого значення потоку активної потужності по ЛЕП 200-5 досягти не вдалося, оскільки виникали незгасаючі НЧК.

Таблиця 2.19. Граничні потоки активної потужності контрольованими зв'язками ТС-II у разі налаштувань AVR та PSS згідно з [44]

Тип PSS	$P_{гр.кол.}$ (у кінці контрольованих зв'язків), МВт, тип AVR (за типом системи збудж.)											
	AC1A		AC5A		DC1A		DC2A		ST1A		ST2A	
	Контрольовані зв'язки	Контрольовані зв'язки	Контрольовані зв'язки	Контрольовані зв'язки	Контрольовані зв'язки	Контрольовані зв'язки	Контрольовані зв'язки	Контрольовані зв'язки	Контрольовані зв'язки	Контрольовані зв'язки	Контрольовані зв'язки	
	200-5	202-100	200-5	202-100	200-5	202-100	200-5	202-100	200-5	202-100	200-5	202-100
Без PSS	864	606	954	722	>1033	821*	>1033	821*	888	638	882	630
PSS1A	не дослідж.		не дослідж.		>1033	821*	>1033	821*	>1033	821*	>1033	821*
PSS3B	1026	811	983	758	>1033	821*	>1033	821*	835	720	801	686
PSS4B	990	767	904	658	>1033	821*	>1033	821*	1026	811	1018	801

*Примітка: обмеження потоку активної потужності внаслідок досягнення потоком потужності по ЛЕП 200–5 максимально допустимого значення, визначеного згідно з [46].

Додаткову ілюстрацію виникнення незгасаючих НЧК внаслідок неефективності САКЗ СМ надає рис. 2.24, де показано графік виникнення незгасаючих коливань (з дуже малою амплітудою) потоку активної потужності по ЛЕП 200–5 з частотою близько 0,75 Гц для випадку використання AVR типу AC1A та PSS типу PSS4B.

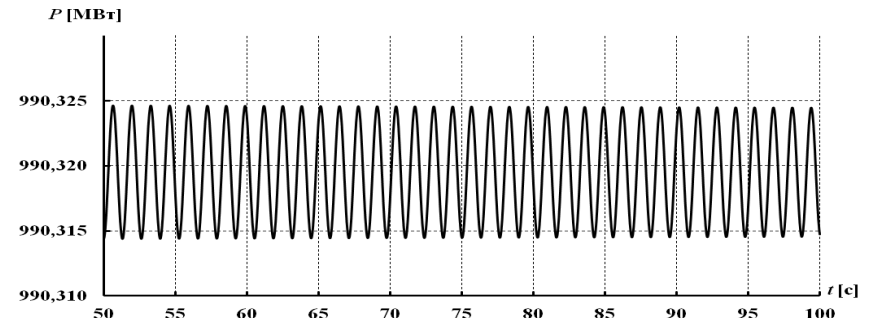


Рис. 2.24. Коливання потоку активної потужності по ЛЕП 200-5 у разі використання САКЗ з AVR типу AC1A та PSS типу PSS4B з налаштуваннями згідно з [44]

На підставі аналізу результатів порівняння впливу різних структур САКЗ СМ на досягнення максимально допустимих потоків контрольованими зв'язками ЕС (згідно з [46]) можна дійти висновку, що ефективність PSS певного типу може суттєво залежати від типу AVR, задіяного в САКЗ СМ, схемно-режимних особливостей ЕС тощо. Внаслідок цього неможливо вибрати «універсальний» тип PSS, який забезпечить надійне демпфірування НЧК в усьому спектрі робочих режимів ЕС. Окремою проблемою є відсутність оптимальних значень параметрів налаштувань типових PSS, які б апіорі забезпечували ефективність PSS в аспекті демпфірування коливань (зокрема, в стандарті [44] підкреслено, що наведені в ньому «набори» значень параметрів для налаштування PSS не є ані типовими, ані оптимальними). Крім того, PSS окремих типів показують різну ефективність у нормальних та перехідних режимах ЕС. Наприклад, PSS типу PSS4B показує високу ефективність у нормальних режимах ЕС, але гіршу в перехідних.

Варто зазначити, що використаний для порівняння ефективності САКЗ СМ показник (значення *граничного* потоку активної потужності контрольованими електричними зв'язками ЕС, досягнутий внаслідок обтяження режиму) дає змогу контролювати вплив САКЗ СМ на можливість реалізації режимів ЕС, близьких до граничних за аперіодичною стійкістю ЕС.

З урахуванням результатів виконаних досліджень, зокрема і зазначених в [36], ефективнішими від інших можна вважати PSS

типів PSS2B, PSS4B, але за умови, що вони використовуються з відповідними типами AVR. В PSS типу PSS2B для утворення сигналу стабілізації використано сигнали приростів (відхилень) частоти та електричної потужності. PSS типу PSS4B (рис. 2.22) дає змогу виконувати незалежне налаштування для демпфірування коливань у кожному з трьох частотних діапазонів – низькочастотному (0,04–0,1 Гц), середньочастотному (0,1–1,0 Гц) та високочастотному (1,0–4,0 Гц). В низько- та середньочастотному каналах PSS типу PSS4B використано сигнал приросту (відхилення) частоти обертання ротора ($\Delta\omega$), а у високочастотному каналі – сигнал приросту (відхилення) активної потужності (ΔP_e).

У разі узгодженого вибору структури САКЗ СМ (AVR+PSS) з налаштуваннями, що відповідають схемно-режимним умовам ЕС, такі САКЗ СМ можуть забезпечувати збільшення потоків активної потужності контрольованими зв'язками ЕС без виникнення НЧК аж до значень, близьких до граничних за аперіодичною стійкістю ЕС.

На підставі аналізу даних табл. 2.6–2.8 було зроблено висновок щодо наявності впливу на ефективність PSS (з огляду на забезпечення за їх допомогою демпфірування НЧК) типів AVR у структурі САКЗ СМ та схемних особливостей ЕС (ЕО). Широка різноманітність типів AVR у САКЗ паралельно працюючих СМ та схем електричних з'єднань реальних ЕС (ЕО) практично унеможлиблює вибір ефективного “універсального” типу PSS, який забезпечить надійне демпфірування НЧК в усьому спектрі робочих режимів ЕС (ЕО). Окремою проблемою в цьому контексті є відсутність оптимальних параметрів налаштувань типових PSS, які б забезпечували найвищу ефективність PSS з огляду на забезпечення за їх допомогою демпфірування НЧК (зокрема, в стандарті [44] підкреслено, що наведені в ньому “набори” параметрів для налаштування PSS не є ані типовими, ані оптимальними). З урахуванням різної ефективності PSS певного типу в нормальних та перехідних режимах (наприклад, PSS типу PSS4B показав найкращу ефективність у нормальному режимі, але значно гіршу (у деяких випадках) ефективність у післяаварійному режимі). Ефективна (з огляду на забезпечення демпфірування НЧК) робота PSS в усіх режимах ЕС (ЕО) з єдиним “набором” значень параметрів є неможливою.

2.2.2. Демпфірування електромеханічних коливань з використанням засобів силової електроніки

Сучасний етап розвитку ЕС та ЕО багатьох країн, насамперед високорозвинених, характеризується впровадженням гнучких систем передачі змінного струму (широко відомих за англomовною аббревіатурою FACTS – від Flexible Alternating Current Transmission System), які є пристроями силової електроніки різного функціонального призначення. Широкі функціональні можливості FACTS обумовлені їхньою здатністю впливати на значення таких взаємопов'язаних параметрів, як напруга, струм, повний опір, кут фазового зсуву між векторами напруги по кінцях ЛЕП та інше.

Умовно виділяють три покоління засобів FACTS [47]. До FACTS першого покоління, крім інших пристроїв, відносять статичні компенсатори реактивної потужності (SVC) та тиристорно-керовані поздовжні ємності (англ. – Thyristor Controlled Series Capacitor, TCSC), тобто пристрої поздовжньої компенсації (ПК). Пристрої FACTS другого покоління – це статичні синхронні компенсатори (англ. – STATic synchronous COMPensator, STATCOM) та статичні поздовжні синхронні компенсатори (англ. – Static Series Synchronous Compensator, SSSC). Пристрої FACTS третього покоління – це уніфіковані контролери потоків потужності (англ. – Unified Power Flow Controller, UPFC) та обертові статичні компенсатори (англ. – Convertible Static Compensator, CSC).

Застосування FACTS ПК (TCSC, SSSC) дає можливість варіювати значення еквівалентного реактивного опору перетину між двома ЕС шляхом зміни власного реактивного опору вмиканням або вимиканням ємнісних або індуктивних секцій, з'єднаних послідовно з ЛЕП зі складу зазначеного перетину (для FACTS ПК на рис. 2.25 зміну значення власного опору здійснюють комутацією тиристорними ключами T_1 та T_2 секцій індуктивних опорів x_L , ввімкнених паралельно до блока з незмінним ємнісним опором x_C).

Ефективність FACTS в аспекті демпфірування НЧК підтверджено результатами досліджень на моделях ЕС та практичним використанням FACTS в ЕС. Наприклад, застосування FACTS ПК на ПС «Imperatriz» та «Serra da Mesa» в ОЕС Бразилії дало змогу змінити з від'ємного на додатний характер демпфірування НЧК з частотою 0,2 Гц, які спостерігалися в перетині ОЕС «Північ-Південь» за раптового зниження на 300 МВт потужності ГЕС «Tucuruí» у

Північній ЕС ОЕС Бразилії [24]. Графіки коливань потоку активної потужності у цьому перетині за вимкнених FACTS ПК та за ввімкнених FACTS ПК на ПС «Imperatriz» показано на рис. 2.26. В обох випадках завантаження перетину «Північ–Південь» до виникнення зазначеного збурення становило 500 МВт.

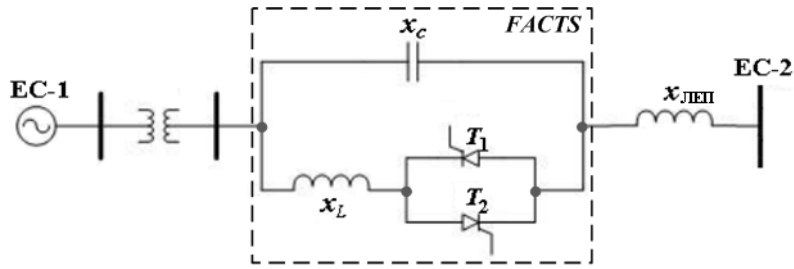


Рис. 2.25. Схема FACTS ПК

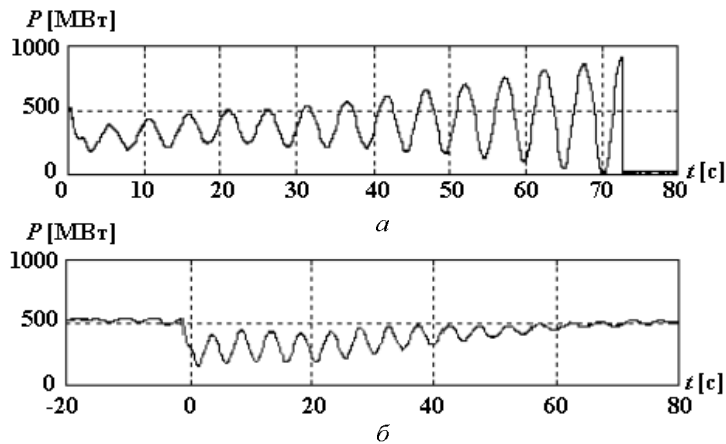


Рис. 2.26. НЧК потоку потужності в перетині «Північ–Південь» ОЕС Бразилії: а – без FACTS ПК (верхній графік); б – з FACTS ПК (нижній графік)

Пристрої FACTS поперечної компенсації (ППК), до яких належать статичний компенсатор реактивної потужності (англ. – Static Var Compensator, SVC) та STATCOM, дають можливість варіювати значення генерованої реактивної потужності вмиканням або вимиканням ємнісних або індуктивних секцій, підключених

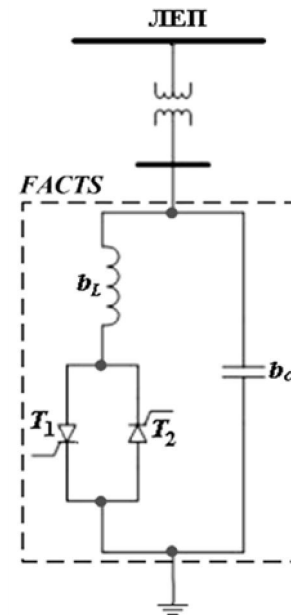


Рис. 2.27. Схема FACTS ППК

паралельно до «землі» (для FACTS ППК, схему показано на рис. 2.27, зміну генеруємої реактивної потужності здійснюють комутацією тиристорними ключами T_1 та T_2 секцій з індуктивними провідностями b_L , підключених паралельно до блоку з незмінною ємнісною провідністю b_c) [48].

Якісне покращення демпфування НЧК в ЕС (ЕО) внаслідок застосування FACTS ППК підтверджено, наприклад, розрахунками, проведеними на моделі Східної ЕС США [49], де внаслідок трифазного короткого замикання (КЗ) тривалістю 0,083 с на ПС «North Nashville» спостерігалися НЧК з частотою близько 0,6 Гц. Графіки коливань активної потужності СГ № 2 електростанції «Gallatin» за

відсутності FACTS ППК на шини цієї електростанції та у випадках використання FACTS ППК потужністю 8 та 50 Мвар показано на рис. 2.28.

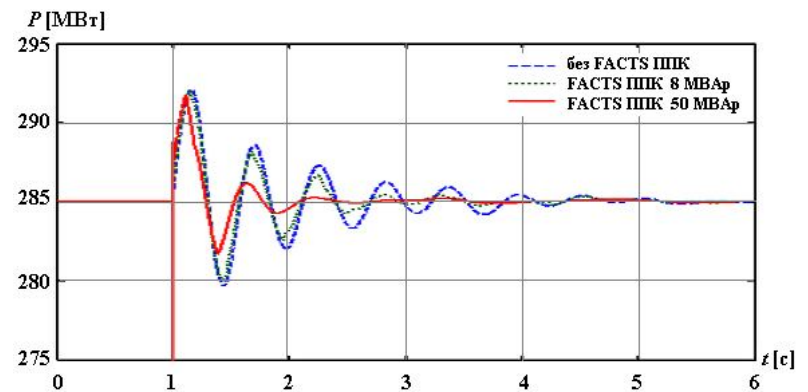


Рис. 2.28. Графіки НЧК у Східній ЕС США без FACTS ППК та з FACTS ППК

Засоби FACTS поздовжньо-поперечної компенсації (ПППК), до яких належать UPFC та CSC, дають змогу здійснювати незалежне регулювання активної та реактивної потужностей, завдяки чому вони набувають все більшого розповсюдження і є найперспективнішими серед FACTS [50]. Загальну схему таких FACTS показано на рис. 2.29.

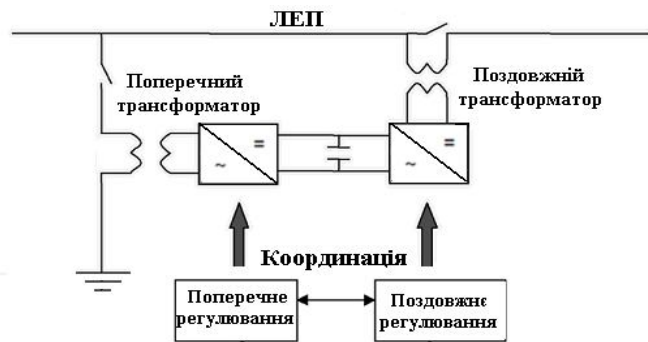


Рис. 2.29. Схема FACTS ППК

Суттєвий вплив засобів UPFC на демпфірування НЧК в ЕС (ЕО) підтверджено, зокрема, результатами досліджень, виконаних на моделях чотирнадцятивузлової схеми IEEE та схеми ЕС Нігерії [51]. Графіки відхилення значень потоку активної потужності від відповідних значень у доаварійному режимі (аварію було спричинено нестійким трифазним КЗ) по одній із ЛЕП ЕС Нігерії за відсутності та за наявності UPFC показано на рис. 2.30.

Системи HVDC дають змогу збільшити потоки активної потужності між ЕС, забезпечити динамічну стійкість ЕО, зменшити втрати потужності, об'єднати на паралельну роботу ЕС з різними частотами основної гармоніки струму тощо [29]. В [27-29] показано можливість та доцільність застосування HVDC-систем з метою якісного покращення процесів демпфірування НЧК в ЕС (ЕО). Основні компоненти HVDC-системи електропередачі редставлено на рис. 2.31 [52]. Вони набули поширення в ЕС (ЕО) США, Канади, Японії, Німеччини, Франції, Італії, Великобританії, КНР, Індії, Бразилії. На сьогодні існує багато різновидів типових схем, які застосовують для HVDC-систем, – монополярні, біполярні, «В2В», триполярні, багатотермінальні.

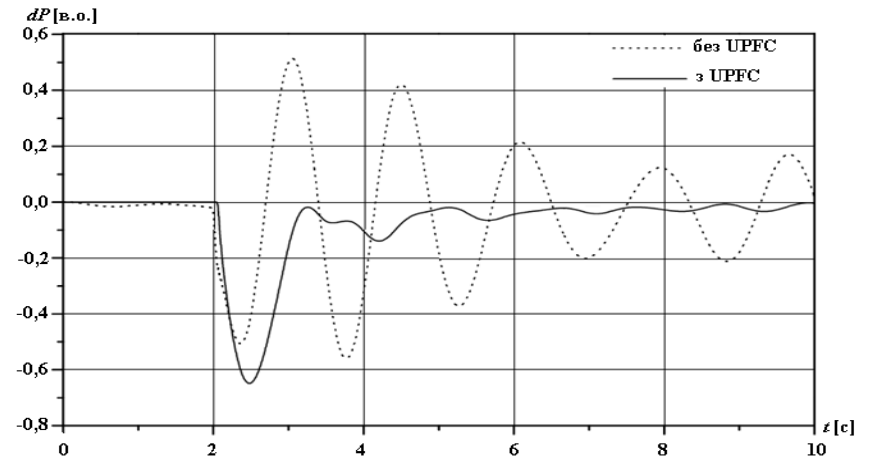


Рис. 2.30. Графіки НЧК потоку активної потужності по одній із ЛЕП ЕС Нігерії у разі використання та невикористання UPFC

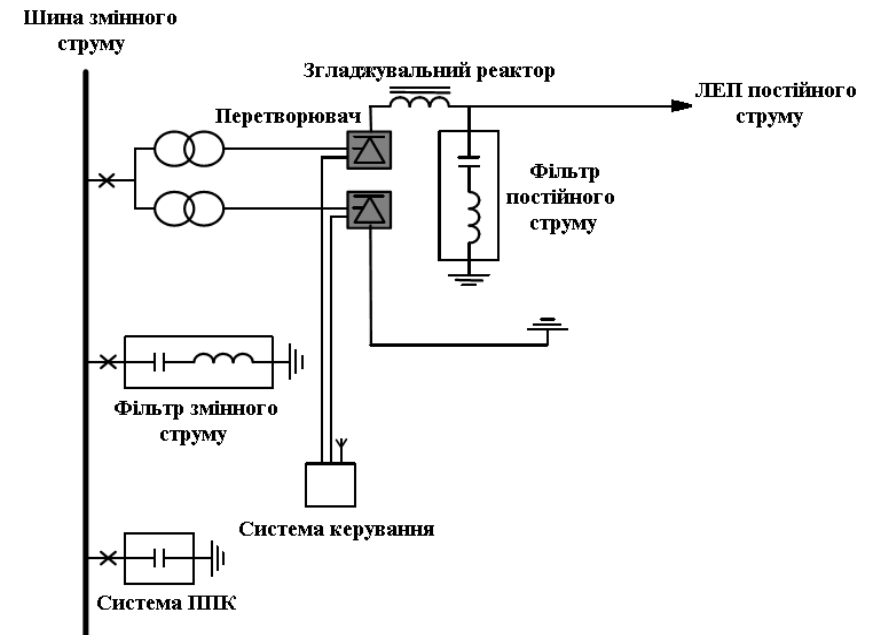


Рис. 2.31. Загальна структура HVDC-системи електропередачі

Підвищення ефективності демпфірування НЧК за наявності HVDC-систем підтверджено результатами досліджень на моделях ЕС і прикладами їх застосування в реальних ЕО. Наприклад, застосування виконаного за біполярною схемою HVDC-зв'язку з номінальною напругою ± 500 кВ у Південно-східній ЕС Мексики між ПС «Temascal» та «ММТ» дало змогу змінити з від'ємного на додатний характер демпфірування НЧК з частотою близько 0,5 Гц, які спостерігалися в перетині "Північ-Південь" за аварійного відімкнення ЛЕП з номінальною напругою 400 кВ між ПС «PDB» та ПС «ТЕХ» [27]. Графіки коливань напруги на шинах ПС «Temascal» за відсутності та наявності HVDC-зв'язку у двох режимах роботи показано на рис. 2.32.

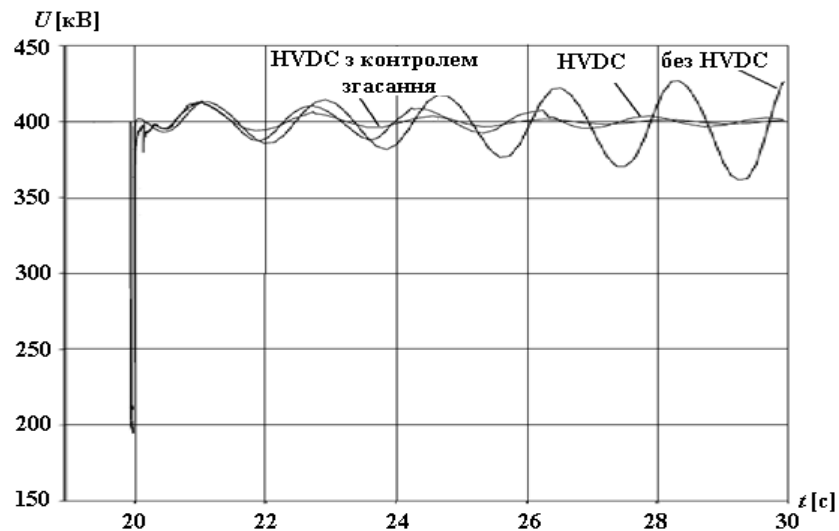


Рис. 2.32. Графіки коливань напруги на ПС «Temascal» в Південно-східній ЕС Мексики без HVDC-зв'язку та з HVDC-зв'язком у двох режимах роботи

Накопичувачі енергії, які застосовують в електроенергетиці, базуються на різних принципах: механічному (гідроакumuлююча електростанція, пневмоакumuлююча електростанція, супермаховик), тепловому (електростанція з тепловими акумуляторами), хімічному (електрохімічний акумулятор), електричному (суперконден-

сатор), електромагнітному (надпровідниковий індукційний накопичувач). Наявність високих показників питомої масової (об'ємної) енергетичної ємності, низьких питомих витрат на зберігання накопиченої енергії, висока мобільність установок обумовили широке розповсюдження НЕН на основі супермаховиків та суперконденсаторів. Приклад схеми застосування НЕН на основі суперконденсаторів наведено на рис. 2.33. Перевагою НЕН, створених із застосуванням супермаховиків та суперконденсаторів, є можливість здійснювати швидке перемикання між режимом накопичення енергії та режимом її видачі в мережу [32]. Ця особливість дає можливість використовувати зазначені НЕН з метою зменшення або ліквідації миттєвих дефіцитів потужності (енергії) в ЕС (ЕО), які виникають у перші секунди після відімкнення потужних СГ чи міжсистемних зв'язків.

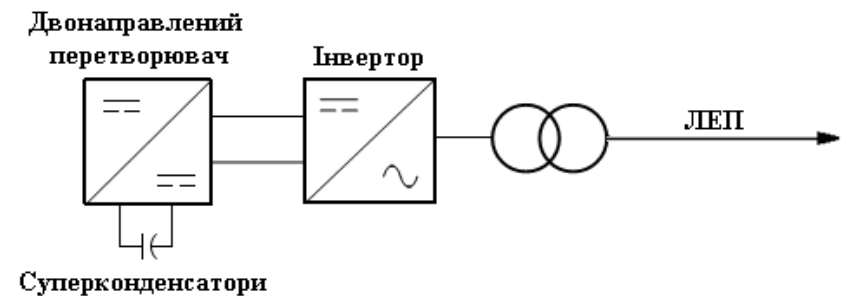


Рис. 2.33. Схема застосування НЕН на основі суперконденсаторів

Перевагою НЕН, створених із застосуванням супермаховиків та суперконденсаторів, є можливість здійснювати швидке перемикання між режимом накопичення енергії та режимом її видачі в мережу [32]. Ця особливість дає можливість застосовувати зазначені НЕН з метою зменшення або ліквідації миттєвих дефіцитів потужності (енергії) в ЕС (ЕО), які виникають у перші секунди після відімкнення потужних СГ чи міжсистемних зв'язків.

У [30–32] показано можливість застосування НЕН, створених на основі супермаховиків та суперконденсаторів, з метою якісного покращення процесів демпфірування НЧК в ЕС та ЕО. Підвищення ефективності демпфірування НЧК з використанням зазначених НЕН

підтверджено результатами досліджень, проведених на основі тестових моделей ЕС. Зокрема, для тестової моделі чотиримашинної ЕС (рис. 2.12) використання таких НЕН дало змогу змінити з від'ємного на додатний характер демпфірування НЧК з частотою близько 0,5 Гц, що виникли в контрольованих зв'язках (між шинами 7 та 9). Графіки коливань потоків активної потужності зазначеними зв'язками за відсутності та у разі використання НЕН з різними засобами керування показано на рис. 2.34 [32].

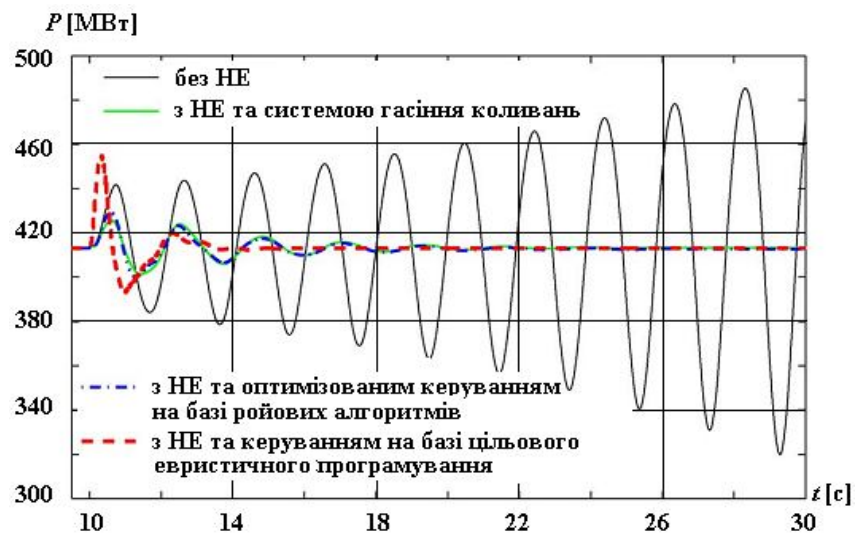


Рис. 2.34. Графіки коливань потоку активної потужності контрольованими зв'язками без НЕН та з використанням НЕН

Враховуючи високу вартість усіх зазначених вище засобів (FACTS – орієнтовно, 100 тис. \$ США/Мвар [50]; безпосередньо HVDC – орієнтовно, 10 млн. €/км [53]; НЕН – орієнтовно, 250...500 тис. \$ США/МВт-год [54]) широкого їх впровадження в ОЕС України очікувати, очевидно, не варто, принаймні до 2035 року [55]. Незважаючи на це, автори вважали за доцільне коротко ознайомити читачів з можливостями таких засобів щодо демпфірування НЧК в ЕС.

2.3. Низькочастотні електромеханічні коливання та запобігання коливному порушенню стійкості енергооб'єднань

Однією з ознак сучасного етапу розвитку ЕС та ЕО є широке використання пристроїв, що реалізують технологію векторних вимірювань, відомих за англійською аббревіатурою PMU (від *Phasor Measurement Unit*). Такі пристрої є основою сучасних систем моніторингу (WAMS), автоматичного керування (WACS) та захисту (WAPS) рівня ЕО, які стали настільки звичним «атрибутом» ЕС та ОЕС високорозвинених країн, що в окремих публікаціях відповідні англійські аббревіатури використовують без попередніх пояснень. Але не скористаємося такими «взірцями» і дамо відповідні пояснення щодо походження зазначених аббревіатур: WAMS – від *Wide Area Measurement System*, WACS – від *Wide Area Control System*, WAPS – від *Wide Area Protection System*. Такі системи використовують сигнали системи глобального позиціонування GPS (від *Global Positioning System*), завдяки чому реєстрація усіх процесів відбувається у вимірі єдиного часу (в дійсності це стосується лише WAMS, оскільки інформаційна основа для функціонування WACS та WAPS створюється WAMS).

З появою все більшої кількості PMUs в ЕО зростає і кількість задач, розв'язання яких можливо забезпечити в режимі реального часу завдяки використанню результатів векторних вимірювань параметрів режиму ЕО. До них належить і задача виявлення загрози коливної втрати стійкості ЕО внаслідок виникнення та посилення НЧК. Її розв'язання потребує безперервного опрацювання вибірок даних, формуємих за результатами вимірювання PMUs параметрів режиму ЕО, засобами відповідної системи (називатимемо її *системою моніторингу НЧК*). Результати такого опрацювання повинні надаватися засобом інтегрованої системи демпфірування (ІСД) НЧК для усунення загрози коливного порушення стійкості ЕО у разі її виявлення, оскільки сам факт виникнення такої загрози свідчить про неефективність (принаймні за конкретних схемно-режимних умов) наявних в ЕО засобів демпфірування НЧК, що використовують локальну інформацію (САКЗ СМ, FACTS та ін.).

Перейдемо до розгляду питань, що стосуються створення та функціонування систем моніторингу та ІСД НЧК систем.

2.3.1. Задача аналізу НЧК в енергооб'єднаннях та вимоги до її розв'язання

У багатьох дослідженнях, обумовлених потребою забезпечення стійкості ЕС (ЕО) (до них належать і ті, що стосуються налаштування різних систем регулювання, синтезу регуляторів, визначення «слабких ланок» в ЕС та багато інших), використовують лінеаризовану математичну модель «динаміки» ЕС (у загальному випадку – n -го порядку) і визначають для досліджуваного стану ЕС (режиму ЕС) власні числа $(\lambda_i, i = \overline{1, n})$ відповідної характеристичної матриці (A) . Від математичної моделі ЕС залежить кількісний та якісний склад власних чисел (кожне λ_i характеризує i -ту моду $[e^{\lambda_i t}]$ і йому відповідає власний вектор U_i матриці A та власний вектор V_i матриці A^T). Кожна мода робить свій «внесок» до змінних стану системи (моделі). Позначивши вектор змінних стану Δx , його зміну у часі можна подати у вигляді

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^{i=n} e^{\lambda_i t} U_i V_i^T \Delta x(0) = U e^{\Lambda t} U^{-1} \Delta x(0), \quad (2.5)$$

де $\Delta x(0)$ – це $\Delta x(t=0)$; U – модальна матриця, сформована із власних векторів матриці A ; $e^{\Lambda t}$ – діагональна матриця, ненульові елементи якої – моди.

Кожна i -та мода характеризується низкою параметрів: амплітудою, сталою демпфірування ($\sigma_i, [c^{-1}]$), частотою ($\omega_i, [\text{Гц}]$), фазою, показником демпфірування

$$\xi_i = -\sigma_i (\sigma_i^2 + \omega_i^2)^{-0.5}. \quad (2.6)$$

Використовуючи параметри доміантних мод, оцінюють в аспекті стійкості режими ЕС (ЕО) та визначають заходи, спрямовані на покращення відповідних показників (ступеня стійкості, показників демпфірування, запасів стійкості). Не наводячи тут канонічну процедуру застосування модальної теорії лінійних систем для аналізу динамічних властивостей (ЕО) (цим зазвичай зловживає більшість авторів відповідних публікацій), лише зазначимо, що в інформативному аспекті таке застосування є досить продуктивним, оскільки крім визначення параметрів мод електромеханічних коли-

вань надає змогу також визначати групи когерентних генераторів та коефіцієнти участі кожної змінної стану у відносному русі на частотах доміантних мод.

Поряд з очевидними «плюсами», що надає використання апарата модального аналізу для визначення ступеня стійкості ЕС чи для оцінювання можливості коливної втрати стійкості ЕС за певних схемно-режимних умов, яким можуть не відповідати існуючі налаштування САКЗ СМ, існують і добре відомі «мінуси». І ці «мінуси» обумовлюються, насамперед, тим, що зазначені результати будуть одержані в режимі *off-line* з використанням моделі ЕС і відповідатимуть певним схемно-режимним умовам, які завжди відрізнятимуться (іноді досить суттєво) від реального поточного стану ЕС, оскільки в процесі функціонування ЕС схемно-режимні умови зазнають змін.

Сучасний підхід до одержання зазначеної «модальної» інформації в режимі реального часу передбачає опрацювання вибірок даних (використовуючи відповідні методи аналізу сигналів), формування яких відбувається за результатами вимірювань РМУs параметрів *поточного* режиму ЕО. Передбачається, що формування та опрацювання таких вибірок даних відбуватиметься *безперервно* за будь-яких схемно-режимних умов ЕО.

У багатьох випадках НЧК виникають в ЕО внаслідок збурень режиму. Необхідна умова одержання адекватних результатів використання стандартного модального аналізу – малі відхилення змінних стану від значень, одержаних у точці лінеаризації нелінійної моделі «динаміки» ЕС. У разі значних збурень режиму ЕС ця умова не виконується, принаймні безпосередньо після виникнення такого збурення, тому похибки в результатах використання засобів модального аналізу до вибірок даних (значень режимних параметрів), вимірюваних відразу після виникнення збурення, можуть бути значними, що підтверджується і результатами моделювання перехідних електромеханічних процесів з використанням тестових моделей ЕС та опрацюванням відповідних вибірок даних. Після збурення коливання параметрів режиму можуть поступово згасати або ж зберігатися. В останньому випадку амплітуда коливань може залишатися умовно незмінною або ж зростати, і якщо таке зростання відбуватиметься поступово, то в режимі реального часу можна одержувати цілком адекватні результати ідентифікації мод НЧК, вико-

ристовуючи відповідні методи аналізу сигналів та вибірки даних. Разом з тим, навіть коли йдеться про незгасаючі або ж слабкозгасаючі НЧК, не можна оминати увагою випадки нелінійної взаємодії мод НЧК, наслідком чого зазвичай є стрімке і значне (резонансне) зростання амплітуд коливань, подібне тому, що відбувається у разі виникнення значних збурень. Для дослідження таких випадків (як і дослідження електромеханічних перехідних процесів в ЕС за різних постановок задач взагалі) використовують інструментарій, який узагальнено можна назвати інструментарієм «нелінійного модального аналізу», що надає можливість досліджувати нелінійні динамічні системи, зокрема визначати моди НЧК та відповідні індекси їх нелінійної взаємодії у разі виникнення збурень в ЕО. До нього віднесемо метод нормальних форм [56, 57], аналіз на базі оператора Купмена (*Koopman*) [58] (моди, одержані з використанням спектрального аналізу оператора Купмена, забезпечують нелінійне розширення мод лінеаризованої моделі ЕО) та ін. Тому можна очікувати, що найбільш плідним в аспекті реалізації системи моніторингу НЧК, яка є джерелом інформації для ІСД НЧК [59], буде використання в режимі *on-line* результатів функціонування засобів аналізу сигналів, орієнтованих на усталені (квазіусталені) режими ЕО, з урахуванням результатів, одержаних засобами зазначеного вище «нелінійного» інструментарію, що стосуються нелінійної взаємодії мод у разі виникнення значних збурень режиму ОЕС.

Слід зазначити, що наразі відсутні усталені («еталонні») рішення щодо систем моніторингу НЧК: навіть в одній і тій же країні можуть використовувати системи моніторингу НЧК різних розробників. Наприклад, на сході Австралії використовують дві такі системи: «Oscillatory System Monitor», розроблену в Квінслендському університеті, та «StormMinder system», розроблену компанією Pysmetrix [60]. Що ж стосується України, то випадки виникнення НЧК в ОЕС України у 2016-2017 роках свідчать про актуальність проблеми демпфірування НЧК. Забезпечити ефективність такого демпфірування можливо на базі створення зазначеної системи ІСД НЧК, необхідну інформацію якій надаватиме система моніторингу НЧК, в основі функціонування якої знаходяться РМУs. Умови для створення таких систем в ОЕС України є, адже в Україні налагоджено виготовлення розробленого в Інституті електродинаміки

НАН України РМУ (електровимірювального ресструвального приладу (ЕВРП) «Регіна-Ч»), що нічим не поступається кращим світовим аналогам. Такі РМУs вітчизняного виробництва успішно експлуатуються як на об'єктах ОЕС України, так і в інших країнах («географію» впровадження ЕВРП «Регіна-Ч» в ОЕС України на поточний час показано рис. 2.35).



Рис. 2.35. «Географія» впровадження ЕВРП «Регіна-Ч» в ОЕС України

Під час функціонування системи моніторингу НЧК її засоби мають своєчасно виявляти моди, які відіграватимуть ключову роль у посиленні НЧК, небезпечному для функціонування ЕО. Залежно від місць розташування РМУs в ЕО система моніторингу НЧК може надавати ІСД НЧК інформацію не лише щодо домінантних мод НЧК, а і щодо СМ чи груп СМ, коливання яких відбувається у протифазі на частоті домінантних мод НЧК. Нагадаємо, що на відміну від використання лінеаризованої моделі «динаміки» ЕС та визначення власних чисел характеристичної матриці ЕС в режимі *off-line* [61–64], у разі аналізу сигналів (поданих відповідними вибірками даних, сформованими із значень параметрів режиму ЕО, виміряних РМУs) можливо визначити лише ті моди, які «присутні» у таких

сигналах. Отже, у разі обмеженої кількості вимірюваних PMUs сигналів існує певна ймовірність, що не всі домінантні моди НЧК буде ідентифіковано. Тому створення системи моніторингу НЧК передбачає розширення показаної на рис. 2.35 «географії» додатковим встановленням ЕВРП «Регіна-Ч» на електростанціях ОЕС України.

Визначимо **основні функціональні вимоги, яким має задовольняти система моніторингу НЧК:**

1. Частота електромеханічних коливань, які за певних умов можуть становити загрозу функціонуванню ЕС та ЕО, зазвичай не перевищує 1 Гц (згідно з наведеною в підрозділі 2.1 класифікацією – це частоти *міжсистемних та внутрішньосистемних коливань*), тому засоби системи моніторингу НЧК повинні надійно виявляти домінантні моди НЧК насамперед у зазначеному частотному діапазоні.

2. До складу НЧК можуть «входити» декілька близьких за частотами домінантних мод, тому роздільна здатність засобів системи моніторингу НЧК повинна бути не гіршою від 0,1 Гц, а похибка визначення модальних частот – не перевищувати 0,05 Гц (хоча абсолютна похибка вимірювання частоти сучасними PMU, зокрема ЕВРП «Регіна-Ч», на періоді сигналу частотою 50 Гц не перевищує 10^{-3} Гц).

3. У реальних сигналах (параметрах режиму ЕС), вимірюваних PMU, завжди присутній шум, який априорі не сприяє покращенню результатів визначення параметрів домінантних мод НЧК. Тому в системі моніторингу НЧК має бути враховано вплив зазначеного шуму на результати ідентифікації мод НЧК і вжито заходи, щоб запобігти викривленню одержуваних результатів.

4. Тривалість НЧК може бути різною, але у багатьох випадках такою, що дає змогу диспетчерському персоналу ЕО вжити заходи, спрямовані на послаблення і остаточне «знесення» таких коливань (відомі випадки, коли НЧК тривали десятки хвилин, більше години [20]). Проте така тривалість НЧК не є підставою для послаблення вимог щодо швидкодії засобів системи моніторингу НЧК: важливо своєчасно виявити загрозу посилення НЧК та надати ІСД НЧК відповідну інформацію для усунення зазначеної загрози. Тому, враховуючи потребу безперервного опрацювання (аналізу) в режимі реального часу вибірок даних, формуючих за результата-

ми вимірювань PMUs параметрів режиму ЕО, основні обчислення, пов'язані з аналізом сигналів, мають виконуватися на місці їх вимірювання. Тобто система моніторингу НЧК має функціонувати як розподілена система (в частині аналізу сигналів – результатів вимірювань, виконуваних PMUs) з центром визначення потреби демпфірувати НЧК засобами ІСД НЧК, використовуючи для цього одержувані з об'єктів дані щодо виявлених домінантних мод НЧК. З урахуванням вимірювання одним PMU сигналів, що стосуються декількох електричних приєднань (ЛЕП) одного об'єкта, періодичність, з якою система моніторингу НЧК має надавати ІСД НЧК інформацію, не повинна перевищувати 1 с. Зазначимо, що це не вступає у протиріччя зі стандартом [65], оскільки тут йдеться не про передавання даних векторних вимірювань, а про передавання результатів опрацювання їх.

Для аналізу сигналів (результатів вимірювання параметрів режиму ЕО, виконуваних PMUs) засобами системи моніторингу НЧК такі сигнали мають подаватися у вигляді відповідних вибірок даних. Кожна така вибірка містить послідовність значень вимірюваного параметра режиму, кожне з яких відповідає певному моменту часу, а вся вибірка даних стосуватиметься певного відрізка часу. Будемо виходити з того, що частота формування вибірки даних незмінна і становить 50 Гц (що відповідає частоті визначення діючих значень параметрів режиму ЕВРП «Регіна-Ч»). Оскільки опрацювання (аналіз) сигналів засобами системи моніторингу НЧК має відбуватися безперервно, то вибірки даних слід формувати і опрацьовувати у вигляді ковзних вікон спостереження. Частина відліків у такому вікні періодично оновлюється за принципом «першим прийшов – першим пішов». Ширина вікна спостереження, що використовується під час аналізу сигналів із застосуванням певного методу, має бути достатньою для отримання адекватних результатів аналізу і водночас має охоплювати якнайменший часовий інтервал, щоб забезпечувати необхідну оперативність процесу ідентифікації домінантних мод НЧК. «Ковзання» вікна спостереження «за даними» забезпечується організацією дискретного зсуву, внаслідок якого до вікна спостереження надходить певна кількість нових значень сигналу і така ж кількість «найстаріших» значень сигналу виходить за його межі. На рис. 2.36 наведено ілюстративний приклад організації ковзного вікна спостереження, ширина якого становить 6 с, а

дискретний зсув – 1 с: кожної (поточної) секунди відбувається зсув вікна спостереження на 1 с, що відповідає виходу за межі вікна спостереження 50 «найстаріших» значень параметра режиму (ЗПР) ЕО з одночасною появою 50 нових ЗПР.



Рис. 2.36. Приклад організації ковзного вікна спостереження

2.3.2. Попереднє тестування методів аналізу сигналів

Можливість і доцільність застосування тих чи тих методів аналізу сигналів залежить від самих сигналів, умов виконання такого аналізу та вимог стосовно одержуваних результатів аналізу. Більшість традиційних методів аналізу сигналів призначено для опрацювання лінійних та стаціонарних сигналів. Їх можна виділити в окрему групу. До іншої групи можна віднести методи, орієнтовані на опрацювання лінійних нестаціонарних сигналів. До третьої групи можна віднести методи аналізу нелінійних сигналів, які у свою чергу поділимо на методи аналізу стаціонарних та нестаціонарних сигналів.

Процеси електроенергетичного виробництва (і відповідні сигнали) можна охарактеризувати як нелінійні та нестаціонарні (умовно стаціонарними їх можна вважати лише на окремих часових відрізках). Якщо виходити з цього, то для аналізу сигналів, що характеризують режими ЕС (ЕО), слід було б обмежитися використанням лише методу перетворення Гільберта-Хуанга. Проте, незважаючи на апріорі відомі обмеження та очікувані викривлення одержуваних результатів, для аналізу сигналів, пов'язаних з процесами

в ЕС та ЕО, широко використовують також методи, що належать до першої та другої із зазначених груп. Певне «розмаїття» методів аналізу сигналів використовують безпосередньо і для ідентифікації доміантних мод НЧК в ЕС та ЕО (тут і далі мається на увазі програмна реалізація відповідних методів). Наприклад, в електричних мережах Китаю в багатьох системах моніторингу та аналізу НЧК використовують метод Проні та засоби, засновані на авторегресійній моделі і рекурсивних алгоритмах, а поряд з цим у провінціях Zhejiang та Sichuan впроваджувалися системи, в яких реалізовано метод Гільберта-Хуанга [66] (на час підготовки авторами статті [66] останні із зазначених систем перебували на стадії перевірки). Наведеними прикладами не вичерпується перелік методів аналізу сигналів, реалізованих у системах моніторингу НЧК, що використовуються в ЕС та ЕО різних країн.

Наведені основні функціональні вимоги, яким повинна задовольняти система моніторингу НЧК, визначають вимоги і до методів аналізу сигналів, які використовують у режимі реального часу для ідентифікації доміантних мод НЧК. Щоб уникнути недостатньо обґрунтованої «розмаїтості» у використанні методів аналізу сигналів, керуючись зазначеними вимогами, виконаємо селекцію таких методів в аспекті їх придатності для використання в системі моніторингу НЧК.

Тестовий сигнал ТСг-1. Попередню селекцію методів аналізу сигналів виконаємо з використанням синтезованого трикомпонентного тестового сигналу (ТСг-1) з незмінними амплітудами компонентів, який подамо у вигляді

$$y(t)=100 + 2\sin(2\pi\cdot 0,1t) + \sin(2\pi\cdot 0,2t).$$

Цей сигнал містить складові з частотами 0,1 та 0,2 Гц, що відповідають частотному спектру міжсистемних коливаль. З метою попереднього відбору методів аналізу сигналів з частотою дискретизації 50 Гц сформуємо вибірку даних ТСг-1, що відповідає часовому відрізку [0;10] с. Фрагмент графіка ТСг-1 наведено на рис. 2.37.

З використанням сформованої вибірки даних ТСг-1 виконаємо попередню перевірку-селекцію окремих методів аналізу сигналів на їх придатність до використання в системі моніторингу НЧК.

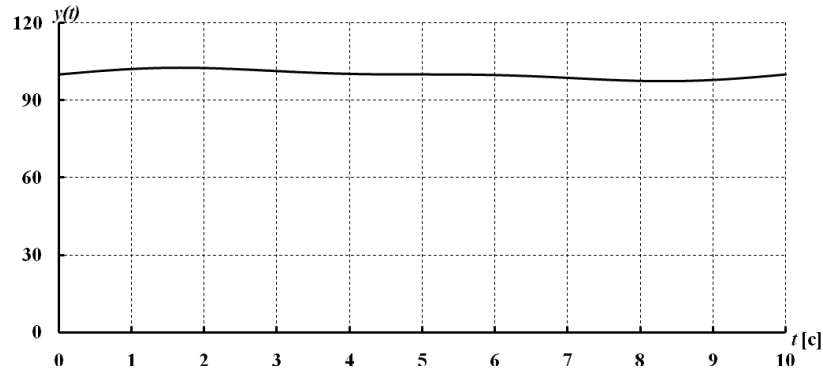


Рис. 2.37. Фрагмент графіка ТСг-1

Дискретне перетворення Фур'є (ДПФ) та його модифікації є одними із найпоширеніших методів, які застосовують з метою визначення параметрів складових НЧК [67-70].

Відомо, наприклад, з [71], що спектральні коефіцієнти періодичного дискретного сигналу $x(k)$ може бути визначено так:

$$X(n) = \frac{1}{NT} \sum_{k=0}^{N-1} x(k) e^{-j\omega k T}, \quad (2.7)$$

де N – кількість відліків сигналу; T – період сигналу, с; k – номер гармоніки; ω – кутова частота основної гармоніки, рад/с.

Вираз (2.7) називають *дискретним перетворенням Фур'є* (ДПФ). Зазвичай з метою зменшення часу розрахунку ДПФ застосовують його модифікацію – *швидке перетворення Фур'є* (ШПФ) [67–70, 72]. Особливістю ШПФ є кратна степеня 2 кількість відліків, які має містити досліджуваний сигнал. У випадку недостатньої для виконання цієї умови кількості відліків вибірку даних сигналу доповнюють необхідною кількістю нулів. Недоліком такої модифікації є ймовірність виникнення у результатах аналізу побічних складових.

З виразу (2.7) випливає, що роздільна здатність ДПФ за частотою залежить від «довжини» досліджуваної вибірки даних (відповідної довжини часового відрізка – тривалості сигналу у часовому вимірі). Гранична роздільна здатність за частотою ДПФ не пере-

вищує значення T_c^{-1} (де T_c – тривалість спостереження сигналу, с), що унеможливує виявлення в сигналі складових, числові значення частот яких менші від T_c^{-1} . Аналогічно у разі застосування ДПФ неможливим є розрізнення складових сигналу, різниця частот між якими є меншою від значення T_c^{-1} . Такий висновок підтверджується результатами розрахунку амплітудного спектра ТСг-1, наведеними на рис. 2.38, де застосування ДПФ та ШПФ не дало змоги виокремити компоненти з частотами 0,1 та 0,2 Гц.

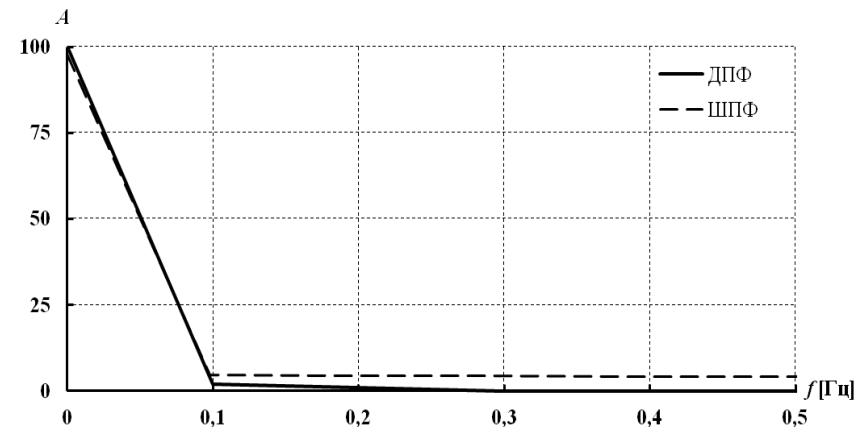


Рис. 2.38. Графіки амплітудного спектра ТСг-1, отримані з використанням ДПФ та ШПФ

З рис. 2.38 видно, що результати, отримані з використанням ШПФ, свідчать про наявність у складі ТСг-1 компонента з частотою, більшою від 0,2 Гц, що не відповідає дійсності і свідчить про погіршення якості результатів аналізу у випадку доповнення вибірки даних сигналу нулями з метою можливості реалізації алгоритму ШПФ. Час виконання розрахунків параметрів складових НЧК вибірки даних ТСг-1 за допомогою ДПФ та ШПФ за умови застосування комп'ютера з процесором Intel Core i3 370 М не перевищував 0,01 с.

З метою покращення роздільної здатності ДПФ за частотою слід збільшувати тривалість спостереження (ширину вікна спостереження) сигналу T_c , що негативно впливатиме на оперативність визначення параметрів складових НЧК у разі застосування цього

методу. Покращити роздільну здатність ДПФ за частотою можливо способом застосування апроксимуючих поліномів, проте такий підхід призводитиме до виникнення побічних складових у результатах аналізу [73].

Використання ДПФ та його модифікацій з метою визначення параметрів доміантних мод НЧК дає змогу безпосереднього визначення лише частоти та амплітуди коливань, а показник демпфірування на відповідній частоті може бути визначено лише непрямыми методами. Наприклад, щоб визначити характер демпфірування на певній частоті, потрібно порівняти амплітуди відповідної складової коливань, визначені у двох послідовних вікнах спостереження.

Наведені в [74–77] результати досліджень свідчать про наявність суттєвих обмежень щодо використання ШПФ (ДПФ) у системі моніторингу НЧК. Проте, зважаючи на широке застосування модифікацій ДПФ (зокрема, ШПФ) у створених на основі WAMS системах аналізу НЧК, доцільно використовувати ДПФ як референсний метод аналізу для можливості порівняння результатів.

Перейдемо до попередньої перевірки на придатність до використання в системі моніторингу НЧК інших методів аналізу сигналів, зокрема класичних методів спектрального оцінювання.

Непараметричні методи аналізу сигналів (періодограми, спектрограми, Велча (Welch) та Томсона (Thomson) [71]) для визначення параметрів сигналів використовують виключно інформацію, яку містять відліки сигналу. Не зупиняючись на особливостях та відмінностях цих методів (їх достатньо повно описано в багатьох літературних джерелах, зокрема і в [71]), зазначимо лише, що питання використання непараметричних методів з метою визначення параметрів мод коливань в ЕС (ЕО), як і параметрів складових синтезованих сигналів, було розглянуто в публікаціях різних авторів, зокрема в [53, 74, 79–83]. Для порівняння результатів, одержаних з використанням зазначених методів, на рис. 2.39 показано графіки спектральної густини потужності (СГП) ТСг-1, визначені за відповідною вибіркою даних.

Під час виконання розрахунків вагові функції (вікна) не застосовувалися, що зменшило кількість чинників, які могли вплинути на результати аналізу. З метою розрахунку СГП ТСг-1 (за відповідною вибіркою даних) із застосуванням спектрограми та методу

Велча було здійснено розбиття вибірки даних ТСг-1 на вісім сегментів з максимально можливим їх перекриттям для забезпечення максимальної роздільної здатності методів. Час виконання розрахунків параметрів складових ТСг-1 за допомогою періодограми, спектрограми, методів Велча та Томсона за умови застосування комп'ютера з процесором Intel Core i3 370М не перевищував 0,01 с.

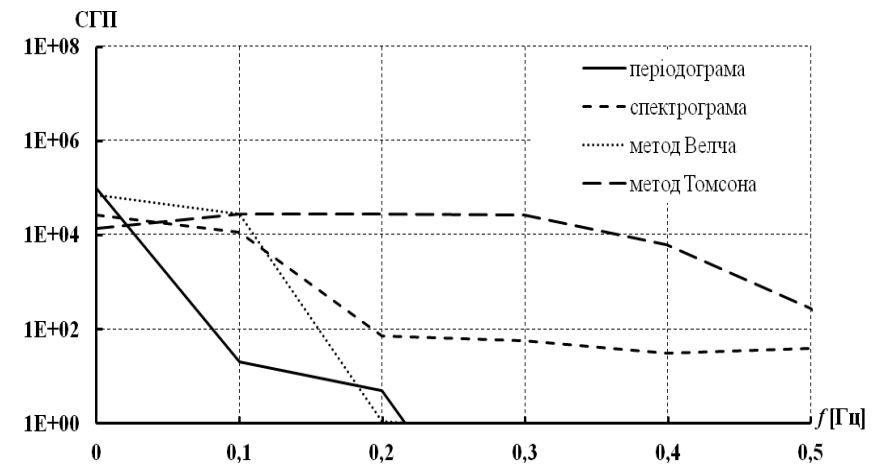


Рис. 2.39. Графіки СГП ТСг-1

Незважаючи на виконання усіх відомих рекомендацій щодо застосування зазначених методів з метою одержання адекватних результатів, аналіз графіків на рис. 2.39 вказує на неспроможність зазначених непараметричних методів аналізу сигналів виокремити (розділити) компоненти ТСг-1 з частотами 0,1 та 0,2 Гц, що обумовлюється наявністю тих же обмежень щодо роздільної здатності за частотою, які стосуються ДПФ (ШПФ), оскільки на нього «спираються» розглянуті методи. Крім того, графіки СГП, отримані з використанням зазначених непараметричних методів аналізу сигналів, не відповідають реальному графіку СГП ТСг-1, оскільки у складі ТСг-1 компоненти з частотою, вищою від 0,2 Гц, відсутні.

Отже, враховуючи викладене, можна дійти висновку, що використовувати в системі моніторингу НЧК зазначені непараметричні методи недоцільно.

Параметричні методи

Проблема визначення порядку параметричної моделі. Методи аналізу сигналів, в основі яких знаходяться параметричні моделі, набули поширення завдяки відповідності моделі багатьом реальним задачам. Зокрема, в електроенергетиці часто застосовують методи, які ґрунтуються на авторегресійній та експоненціальній моделях, наприклад, [53, 76, 81, 84, 86–88].

Із застосуванням авторегресійної моделі сигнал $x(k)$ формують пропусканням дискретного білого шуму $n(k)$ через рекурсивний фільтр порядку p . Спектральна густина потужності такого сигналу пропорційна квадрату модуля коефіцієнта функції передачі фільтра [71]:

$$W(\omega) = \frac{\sigma_n^2}{f_d} \cdot \frac{1}{\left| 1 - a_1 e^{-j\omega T} - a_2 e^{-j2\omega T} - \dots - a_N e^{-jN\omega T} \right|^2}, \quad (2.8)$$

де σ_n^2 – потужність білого шуму; a_i – коефіцієнти авторегресійної моделі, порядок якої задано.

На основі експоненціальної моделі будь-який сигнал $x(k)$ у загальному вигляді може бути подано так:

$$x(k) = \sum_{i=1}^p R_i z_i^k = \sum_{i=1}^p R_i e^{k\lambda_i \Delta t}, \quad (2.9)$$

де λ_i – власні числа; R_i – значення комплексних амплітуд, які визначають на основі лівого та правого власних векторів системи.

Застосування виразів (2.8) та (2.9) з метою відтворення реального сигналу потребує визначення порядку моделі p з метою найбільш точного відтворення сигналу. Необґрунтований вибір порядку моделі сигналу призводить або до неможливості виявлення усіх компонентів сигналу (у разі заниження порядку моделі), або до появи в результатах аналізу хибних компонентів та додаткових витрат часу на розрахунок параметрів складових сигналу (у разі завищення порядку моделі). Визначення порядку моделі сигналу може бути здійснено із застосуванням різних підходів: критерію Шварца (Schwarz), узагальненого тесту відношення правдоподібно-

стей (англ. – Generalized Likelihood Ratio Test), «ядро» якого застосовано, зокрема, в алгоритмах інформаційного критерію Акаїкі (англ. – Akaike’s Information Criterion, AIC), принципу мінімальної довжини повідомлення (англ. – Minimum Message Length) та створеного на його основі принципу мінімальної довжини опису (англ. – Minimum Description Length, MDL), методу експоненціально вбудованого сімейства (англ. – Exponentially Embedded Family, EEF), критерію визначення структури моделі (англ. – Model Structure Determination, MSD) та інших [89–93].

Порядок моделі сигналу із застосуванням найефективніших (з огляду на точність визначення порядку) підходів визначають максимізацією функцій густини ймовірності відповідності (збіжності) розрахованого та реального порядків, загальний вигляд яких наведено в (2.10):

$$\begin{aligned} \text{AIC}(p) &= -\frac{\sum_{n=0}^{p-1} x^2[n]}{\sigma^2} + 2p; \\ \text{MDL}(p) &= -\frac{\sum_{n=0}^{p-1} x^2[n]}{\sigma^2} + p \ln N; \\ \text{EEF}(p) &= \left(\frac{\sum_{n=0}^{p-1} x^2[n]}{\sigma^2} - p \ln \left(\frac{\sum_{n=0}^{p-1} x^2[n]}{p\sigma^2} + 1 \right) \right); \\ \text{MSD}(p) &= \frac{1}{2\sigma^2} \frac{\xi^2}{\xi^2 + 1} \sum_{n=0}^{p-1} x^2[n] - \frac{p}{2} \ln(\xi^2 + 1), \end{aligned} \quad (2.10)$$

де x – значення відліків сигналу; σ^2 – дисперсія; ξ – параметр, що визначає межі варіювання величин, точне значення яких невідоме [89, 90].

Порівняння зазначених підходів до визначення порядку моделі сигналу, виконане, наприклад, у [89–91, 94], показало, що оцінка порядку моделі, отримана із застосуванням АІС, за точністю

оцінювання суттєво поступається оцінкам, отриманим із застосуванням принципу MDL, методу EEF та критерію MSD. Метод EEF та критерій MSD забезпечують дещо точніший за отриманий із застосуванням принципу MDL результат оцінювання, проте є складнішими, що може обмежувати можливість застосування зазначених методу та критерію в режимі реального часу (особливо у разі аналізу даних вікна спостереження, яке охоплює значний часовий відрізок). Принцип MDL дає дещо завищену оцінку порядку моделі сигналу у порівнянні з його реальним порядком, але за наявності в сигналі шумів (завад) таке завищення дає змогу підвищити надійність ідентифікації його складових [95].

Методи авторегресійної моделі (Юла-Волкера, Берга, коваріаційний та модифікований коваріаційний) на відміну від непараметричних потребують вибору порядку авторегресійної моделі [53, 71, 78, 81–83, 96–99].

Результати дослідження зазначених методів свідчать про певні переваги методу Берга та коваріаційних у порівнянні з методом Юла-Волкера, оскільки відрізняються кращою роздільною здатністю за частотою у разі використання вікон спостереження, що охоплюють короткі часові відрізки. Ці відомості апіорі вважалися обнадійливими в аспекті можливості використання таких методів у системі моніторингу НЧК. Однак результати перевірки придатності зазначених методів для такого використання свідчать про інше. На рис. 2.40 показано графіки СГП, отримані для ТСг-1 з використанням методів Берга, Юла-Волкера, коваріаційного та модифікованого коваріаційного.

Методи авторегресійної моделі виявили неспроможність виокремити компоненти ТСг-1 з частотами 0,1 та 0,2 Гц (рис. 2.40). Крім того, графіки СГП, отримані із застосуванням цих методів, не відповідають реальному графіку СГП ТС-1, оскільки у вибірці даних ТСг-1 складові з частотою, більшою від 0,2 Гц, відсутні.

Методи експоненціальної моделі набули широкого використання в задачах визначення модальних параметрів НЧК в ЕС (ЕО), про що свідчать численні публікації, наприклад [76, 84, 85, 87, 88, 100–102]. Експоненціальну модель сигналу використовують методи: MUSIC (від MUltiple SIgnal Classification), власних векторів EV (від Eigen-Vector), загальних найменших квадратів Ганкеля HTLS (від Hankel Total Least Squares), пучка матриць MP (від Matrix

Pencil method), Проні («класичний» та модифікований). Перевіримо ці методи на придатність до використання в режимі реального часу в системі моніторингу НЧК.

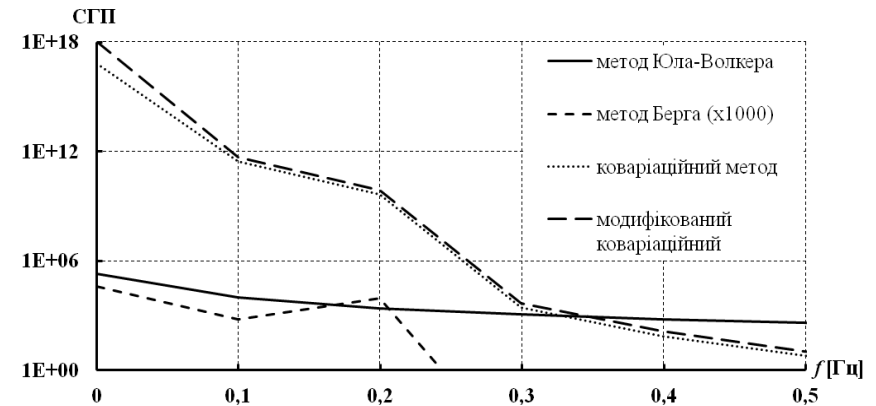


Рис. 2.40. Графіки СГП ТСг-1, отримані з використанням методів авторегресійної моделі

Результати аналізу вибірки даних ТСг-1 із застосуванням методів MUSIC, EV, HTLS, MP та Проні наведено в табл. 2.20 (тут і далі в таблицях результатів не наведено значення параметрів, які відповідають складовій сигналу з частотою 0 Гц).

Таблиця 2.20. Результати аналізу вибірки даних ТСг-1 з використанням методів MUSIC, EV, HTLS, MP та Проні

Метод	Визначені параметри складових НЧК			Час розрахунку, с
	частота, f , Гц	амплітуда, A	показник демпфірування, ξ	
MUSIC	0,12	2,3	–	0,022
	0,21	1,2	–	
EV	0,13	2,6	–	0,022
	0,22	1,1	–	
HTLS	0,10	2,0	0,000	0,058
	0,20	1,0	0,000	
MP	0,10	2,0	0,000	0,056
	0,20	1,0	0,000	

Продовження табл. 2.20

Проні ("класичний")	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000	0,065
Проні (модифікований)	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000	0,297

Наведений у табл. 2.20 час розрахунку зазначено для випадку використання комп'ютера з процесором Intel Core i3 370M. Варто звернути увагу на значне (практично на порядок) зростання часу, необхідного для виконання розрахунку параметрів складових ТСГ-1 модифікованим методом Проні у порівнянні з «класичним».

Аналіз даних табл. 2.20 свідчить, що методи HTLS, MP та Проні забезпечили високу точність визначення усіх параметрів складових ТСГ-1.

Порядок експоненціальної моделі вибірки даних ТСГ-1 під час використання методів аналізу, наведених в табл. 2.20, було визначено на основі принципу MDL, реалізованому відповідно до (2.10), згідно з яким порядок моделі ТСГ-1 становив 10. Очевидно, що така оцінка порядку моделі сигналу є завищеною, оскільки реальний порядок моделі ТСГ-1 становить 5 або 6 (залежно від відсутності чи наявності умови щодо парної кількості компонентів сигналу в алгоритмах методів аналізу). Втім, результати аналізу вибірки даних ТСГ-1 із застосуванням методів експоненціальної моделі та моделей різного порядку приводять до висновку щодо доцільності завищення (порівняно з реальним) порядку моделі сигналу під час аналізу його параметрів, що підтверджує висновки, зроблені в [95]. Так, для методів MUSIC та EV адекватне визначення параметрів складових НЧК стало можливим тільки за умови застосування моделей сигналу восьмого та десятого порядків відповідно, а для методу MP застосування моделі сигналу восьмого порядку дало точніші результати за частотами та амплітудами складових сигналу, ніж у випадку застосування реального порядку моделі сигналу.

Використання під час аналізу параметрів складових сигналу моделі сигналу з заниженим порядком призводить до неможливості виділення усіх компонентів сигналу та визначення їхніх параметрів. Так, у разі застосування моделі четвертого порядку для вибірки даних ТСГ-1 лише модифікований метод Проні виявився спроможним розділити компоненти з частотами 0,1 та 0,2 Гц, що, втім,

пов'язано виключно з наслідками «фільтрації» в алгоритмі цього методу складової з частотою 0 Гц, що обумовило зменшення фактичного порядку моделі сигналу до четвертого.

Застосування під час аналізу параметрів складових сигналу його моделі з надмірно завищеним порядком також недоцільно, оскільки це призводить до такого:

- появи «фантомних» компонентів у результатах аналізу, які в подальшому мають бути певним чином відфільтровані;
- певного погіршення точності результатів аналізу деякими методами (у разі використання методів MUSIC та EV застосування моделей сигналу 16- та 20-го порядків призвело до виникнення суттєвих відхилень між значеннями розрахованих та реальних амплітуд складових ТСГ-1, хоча і покращило точність визначення їхніх частот);
- збільшення тривалості розрахунків, що засвідчують дані табл. 2.21.

У табл. 2.21 наведено дані щодо відносного збільшення часу розрахунку параметрів складових ТСГ-1 у разі застосування моделі певного порядку у порівнянні з часом розрахунку за умови використання моделі, порядок якої визначено за принципом MDL.

Таблиця 2.21. Вплив порядку експоненціальної моделі сигналу на час розрахунку параметрів складових ТСГ-1

Метод	Відносний час розрахунку параметрів складових ТСГ-1 залежно від порядку експоненціальної моделі				
	порядок=10 (MDL)	порядок=20	порядок=30	порядок=40	порядок=50
MUSIC	1,0	1,7	2,5	4,0	6,0
EV	1,0	1,7	2,9	5,7	8,1
HTLS	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7
MP	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
Проні ("класичний")	1,0	1,2	1,3	1,6	1,9
Проні (модифікований)	1,0	1,1	1,1	1,2	1,4

Аналіз даних табл. 2.21 свідчить, що збільшення витрат часу на виконання розрахунків, спричинене застосуванням експоненціальної моделі сигналу із завищеним порядком, є нелінійним і суттєво залежить від методу аналізу.

Результати перевірки придатності методів експоненціальної моделі для використання в системі моніторингу НЧК дають підстави для висновку: методи HTLS, МР та Проні (“класичний” та модифікований) забезпечили високу точність визначення параметрів складових ТСг-1 і характеризуються помірним збільшенням часу розрахунку у випадку збільшення кількості компонентів у сигналах, тому їх доцільно відібрати для додаткової перевірки.

Вейвлет-перетворення (ВП) є потужним інструментом, за допомогою якого визначають параметри сигналів у частотно-часовій області. Принципово розрізняють неперервне та дискретне ВП, на яких ґрунтується ціла низка способів виконання ВП [103].

Для дійсного сигналу $x(t)$ вейвлет-спектр W_C неперервного ВП матиме вигляд

$$W_C(a,b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \bar{\psi}\left(\frac{t-b}{a}\right) dt, \quad (2.11)$$

де $\psi(t)$ – дійсна вейвлетотвірна функція (ВТФ); a – коефіцієнт масштабування, пов’язаний з періодом сигналу T як $a = T/k$; k – відповідний певній ВТФ коефіцієнт пропорційності (ціле число); b – коефіцієнт зсуву.

З метою розрахунку дискретного ВП застосовують дискретне розбиття ВТФ:

$$W_D(n,k) = \frac{1}{\sqrt{a_0^n}} \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \psi(a_0^{-n}t - k) dt,$$

де $a_0 = \sqrt[n]{a^{-2}} > 1$ – дискретне масштабне перетворення; n – ціле число.

Вейвлет-перетворення має усі переваги перетворення Фур’є та дає змогу проведення досліджень окремих локалізованих процесів у частотно-часовій області, ідентифікації мод лише в характерному для НЧК частотному діапазоні, тим самим зменшуючи зага-

льний час аналізу з використанням ВП. Крім того, застосування ВП дає змогу визначати параметри сигналів за наявності в них високоамплітудних шумів (завад), які є характерними для початкових моментів часу після виникнення в ЕС (ЕО) збурення [103–105].

Недоліком ВП є відносна складність його виконання, яку, крім інших чинників, обумовлює необхідність підбору оптимальної ВТФ для досліджуваного сигналу. До того ж ВП забезпечує можливість безпосереднього визначення лише частоти та амплітуди коливань, а показник демпфірування може бути визначено тільки непрямыми методами.

Застосування ВП з метою визначення параметрів складових НЧК у ЕС (ЕО) розглядалося, зокрема, в [106, 107], але не в аспекті використання в системі моніторингу НЧК.

Амплітудні спектри ТСг-1, одержані з використанням поширених ВТФ (Хаара, “сомбреро” та Морле), показано на рис. 2.41.

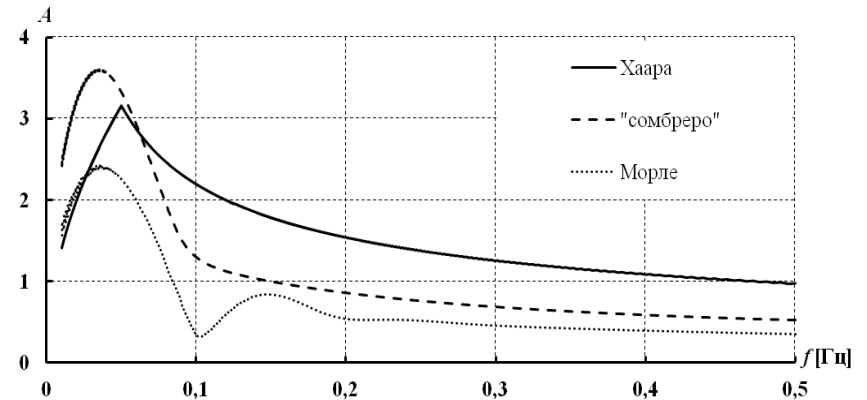


Рис. 2.41. Амплітудні спектри ТСг-1, отримані з використанням ВТФ Хаара, “сомбреро” та Морле

Використання неперервного ВП дало змогу уникнути необхідності визначення оптимального (з огляду на забезпечення максимально точного розрахунку параметрів складових ТСг-1) інтервалу дискретизації ВТФ, необхідного для виконання дискретного ВП. Можливості ВП забезпечили проведення розрахунків параметрів складових НЧК вибірки даних ТСг-1 в обраному діапазоні частот від 0,01 до 0,50 Гц.

Аналіз графіків, наведених на рис. 2.41, вказує на певну невідповідність отриманих за допомогою ВП значень частот та амплітуд складових ТСг-1 їх реальним значенням (зокрема, на графіках показано наявність складових з частотою вище від 0,2 Гц, що не відповідає дійсності). Крім того, у випадку застосування ВТФ Хаара та "сомбреро" метод ВП не забезпечив "відокремлення" складових з частотами 0,1 та 0,2 Гц. Час виконання розрахунків параметрів складових НЧК для вибірки даних ТСг-1 за допомогою ВП у разі використання комп'ютера з процесором Intel Core i3 370М залежав від типу ВТФ і становив від 0,167 до 0,383 с.

Отже, з урахуванням зазначених вище переваг ВП та одержаних результатів аналізу вибірки даних ТСг-1 метод ВП на базі ВТФ Морле, яка забезпечила прийнятні результати визначення частот та амплітуд складових ТСг-1, було відібрано для додаткової перевірки.

Перетворення Стоквелла та його модифікації. Перетворення Стоквелла є відносно новим способом аналізу параметрів сигналів, який є «фазовою корекцією» неперервного ВП, виконаною із застосуванням віконного перетворення Фур'є [108].

До недоліків ST відносять складність виконання розрахунків та неможливість безпосереднього визначення показника демпфірування для виявлених компонентів сигналу. З метою подолання недоліків ST застосовують його модифікації, серед яких виділяють:

- запропоноване для оброблення біомедичних сигналів швидке ST [109], яке дає змогу зменшити (у деяких випадках на декілька порядків) витрати часу на виконання розрахунків у порівнянні з "класичним" ST, проте має дещо гіршу роздільну здатність за частотою;

- модифікований алгоритм [110], який дає змогу покращити роздільну здатність за частотою у порівнянні з "класичним" ST. Питання використання ST з метою визначення параметрів складових НЧК в ЕС розглядалося, наприклад, в [111, 112], але питання використання ST у режимі реального часу для ідентифікації мод НЧК не розглядалися.

Амплітудні спектри ТСг-1, отримані з використанням «класичного» та модифікованого (згідно з [110]) ST, показано на рис. 2.42. Слід зазначити, що розглянуті методи показали дуже близькі результати, внаслідок чого на рис. 2.42 відбулося накладання двох графіків.

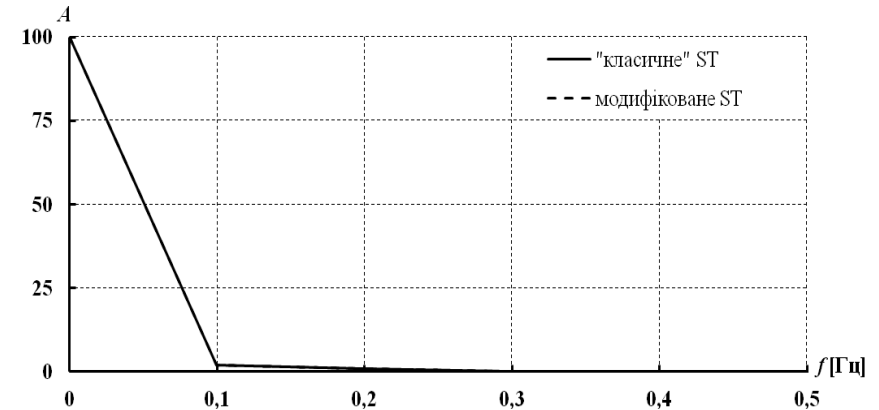


Рис. 2.42. Амплітудні спектри ТСг-1, отримані з використанням "класичного" та модифікованого перетворення Стоквелла

Час виконання розрахунків амплітудного спектра ТСг-1 у разі застосування комп'ютера з процесором Intel Core i3 370М не перевищував 0,02 с для "класичного" ST та 0,03 с для модифікованого ST.

Аналіз графіків на рис. 2.42 вказує на неспроможність розглянутих методів аналізу сигналів розділити компоненти ТСг-1 за частотами 0,1 та 0,2 Гц, що обумовлюється наявністю тих же обмежень щодо роздільної здатності за частотою, які стосуються ДПФ (ШПФ). Для покращення роздільної здатності ST за частотою необхідно збільшувати тривалість спостереження сигналу (ширину вікна спостереження), що негативно впливатиме на можливість оперативного визначення параметрів складових сигналу.

Отже, використання "класичного" та модифікованого ST у системі моніторингу НЧК є недоцільним.

Перетворення Гільберта-Хуанга та його модифікації. Перетворення Гільберта-Хуанга (ННТ) ґрунтується на емпіричній базі та забезпечує можливість визначення миттєвих частот для нелінійних та нестационарних часових рядів [113].

Алгоритм ННТ складається з двох частин – емпіричного розкладання за модами EMD (від Empirical Mode Decomposition) та спектрального аналізу Гільберта.

Придатність методу ННТ для роботи з нелінійними та нестационарними сигналами обумовлено адаптивністю EMD, базис якого

не є заздалегідь визначеним, а формується безпосередньо на основі даних, які підлягають аналізу. В основі EMD лежить гіпотеза щодо можливості подання будь-яких даних у вигляді суми функцій власних мод IMF (від Intrinsic Mode Function), кожна з яких описує простий коливний процес і може мати змінну з плином часу амплітуду та частоту. Обчислювальний процес EMD ґрунтується на «симетрії» IMF відносно локального середнього значення, наслідком чого є знакозмінність та наявність екстремумів для кожної IMF.

Перевагами застосування ННТ, як вже було зазначено, є можливість аналізу нелінійних та нестационарних сигналів. Недоліком ННТ та його модифікацій є неможливість безпосереднього визначення показників демпфірування мод НЧК (ці параметри може бути визначено лише непрямыми методами). Крім того, ННТ має також низку недоліків, які сформульовано як проблеми наявності кінцевих ефектів EMD, змішування мод, вибору оптимального виду сплайна, найкращого вибору IMF, недоведеності єдиності ННТ [114]. Спроби усунення зазначених недоліків призвели до виникнення численних удосконалень та модифікацій, спрямованих як на поліпшення ефективності алгоритму EMD, так і на адаптацію ННТ до застосування в різних галузях науки.

Питання використання ННТ та його модифікацій з метою визначення параметрів мод НЧК в ЕС (ЕО) розглядалися, зокрема, в [115–119], але не стосувалися можливості застосування цього методу для виявлення домінантних мод НЧК у режимі реального часу.

Результати аналізу вибірки даних ТСг-1 із застосуванням ННТ та двох його модифікацій (МННТ-1 та МННТ-2) наведено в табл. 2.22, де значення часу розрахунку було отримано у разі використання комп'ютера з процесором Intel Core i3 370M.

Таблиця 2.22. Результати аналізу 10-секундної вибірки даних ТСг-1 з використанням методу ННТ та його модифікацій

Метод	Визначені параметри складових ТСг-1		Час розрахунку, с
	частота, Гц	амплітуда, А	
"Стандартний" ННТ	0,04 0,31	106,9 2,5	0,008
МННТ-1	0,29	0,8	0,028

Продовження табл. 2.22

МННТ-1 (з "укороченням" векторів IMF на 5 % з обох боків)	0,23	0,8	0,027
МННТ-2	0,10	2,1	0,010
МННТ-2 (з "укороченням" векторів IMF на 1 % з обох боків)	0,10	2,1	0,009

Аналіз наведених в табл. 2.22 даних свідчить, що модифікації ННТ мають перевагу за точністю визначення параметрів складових сигналів у порівнянні зі "стандартним" ННТ. Важливою особливістю модифікацій ННТ є виявлення ними різних низькочастотних складових у вибірці даних ТСг-1: МННТ-1 забезпечив виявлення складової з частотою 0,2 Гц, а МННТ-2 – складової з частотою 0,1 Гц. Також МННТ-2 забезпечив точніше ніж МННТ-1 визначення амплітуди виявленого компонента сигналу. Підкреслимо, що такі результати одержано з використанням вибірки даних, яка відповідала часовому відрізку довжиною у 10 с.

З урахуванням зазначених результатів аналізу параметрів складових ТСг-1 для додаткової перевірки відбираємо МННТ-1 та МННТ-2.

Отже, за результатами попереднього тестування методів аналізу сигналів з використанням ТСг-1 для додаткової перевірки відбираємо методи ДПФ, HTLS, МР, Проні («класичний» та модифікований), ВП (на базі ВТФ Морле) та модифікації ННТ (МННТ-1 та МННТ-2).

2.3.3. Селекція методів аналізу сигналів для використання в системі моніторингу НЧК

Виконаємо перевірку придатності попередньо відібраних методів аналізу сигналів до використання в системі моніторингу НЧК. З цією метою введемо додаткові тестові сигнали та перевіримо вплив різних чинників на результати ідентифікації параметрів компонентів сигналів кожним із таких методів.

Одним із чинників, що впливає на результати аналізу сигналів, є *ширина вікна спостереження*, яке «охоплює» опрацьовувані дані, відповідні часовому відрізку певної довжини. Для визначення

такого впливу використаємо вибірку даних ТСГ-1 (складові якого мають незмінні амплітуди і частоти), але порівнюватимемо результати, одержані за різної ширини вікон спостереження. Результати використання кожного із зазначених методів для аналізу ТСГ-1 за різної ширини вікон спостереження наведено в табл. 2.23. З одержаних результатів можна зробити такі висновки:

– досліджувані методи аналізу сигналів потребують різної мінімальної ширини вікна спостереження, яка сприяє досягненню відповідним методом найкращих (із можливих у разі його використання) результатів;

– найбільш адекватні результати визначення параметрів компонентів ТСГ-1 забезпечили методи HTLS, МР, «класичний» та модифікований метод Проні;

– за однакової ширини вікна спостереження модифікований метод Проні у більшості випадків поступався «класичному» методу Проні за адекватністю результатів ідентифікації компонентів ТСГ-1, досягнувши однакових результатів лише у разі використання вікна спостереження шириною у 10 с;

– з використанням методу ВП (на базі ВТФ Морле) одержано результати визначення параметрів компонентів ТСГ-1 з похибкою, яка є неприйнятною;

– з використанням методу ДПФ параметри компонентів ТСГ-1 не було визначено у жодному з вікон спостереження.

Зростання у часі амплітуди домінантної моди (чи домінантних мод) НЧК є основним показником існування загрози посилення НЧК в ЕО з відповідними негативними наслідками, обумовленими переобтяженням міжсистемних електричних зв'язків ЕО. Своєчасне виявлення такої загрози – основна задача системи моніторингу НЧК, тому перевіримо спроможність попередньо відібраних методів виявляти зростання амплітуд компонентів сигналу. Для цього було синтезовано п'ятикомпонентний сигнал, що містить складові, подібні до складових, наявних у сигналах реальних ЕО за умови виникнення НЧК в ЕО (наприклад, див. [118]). Зазначений тестовий сигнал (позначатимемо ТСГ-2) може бути описано так:

$$y(t)=100+(1+t)\cdot\sin(2\pi\cdot 0,1t)+(1+1,1t)\cdot\sin(2\pi\cdot 0,15t)+ \\ +(1+1,3t)\cdot\sin(2\pi\cdot 1,5t)+(1+1,1t)\cdot\sin(2\pi\cdot 1,9t). \quad (2.12)$$

Таблиця 2.23. Результати визначення параметрів складових ТСГ-1 з використанням вікон спостереження різної ширини

Метод аналізу	Часовий відрізок, с																	
	0-1			0-2			0-3			0-5			0-10					
	f,Гц	A	ξ	f,Гц	A	ξ	f,Гц	A	ξ	f,Гц	A	ξ	f,Гц	A	ξ			
ДПФ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
HTLS	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000			
МР	0,19	1,8	0,013	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000			
Проні («класичний»)	0,10 0,20	1,9 1,0	-0,011 -0,001	0,10 0,20	1,9 1,0	-0,013 -0,001	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000	0,10 0,20	2,0 1,0	0,000 0,000			
Проні (модифікований)	0,18	1,9	-0,104	0,19	1,7	-0,065	0,19	1,9	-0,148	0,18	1,9	-0,147	0,10	2,0	0,000			
ВП (на базі ВТФ Морле)	0,34 1,49	7,8 2,7	-	0,36 1,46	5,5 1,9	-	0,33 1,47	4,5 1,5	-	0,35 1,50	3,5 1,2	-	0,30	2,4	-			
МННТ-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
МННТ-2	0,96	0,8	-	0,47	1,0	-	0,34	0,9	-	0,20	1,3	-	0,10	2,1	-			

Фрагмент графіка ТСг-2 показано на рис. 2.43, а відповідні фрагменти графіків зміни у часі амплітуд його компонентів – на рис. 2.44.

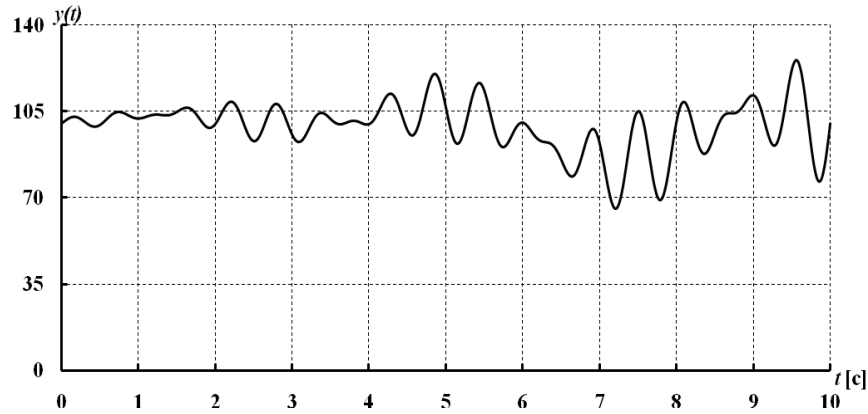


Рис. 2.43. Фрагмент графіка ТСг-2

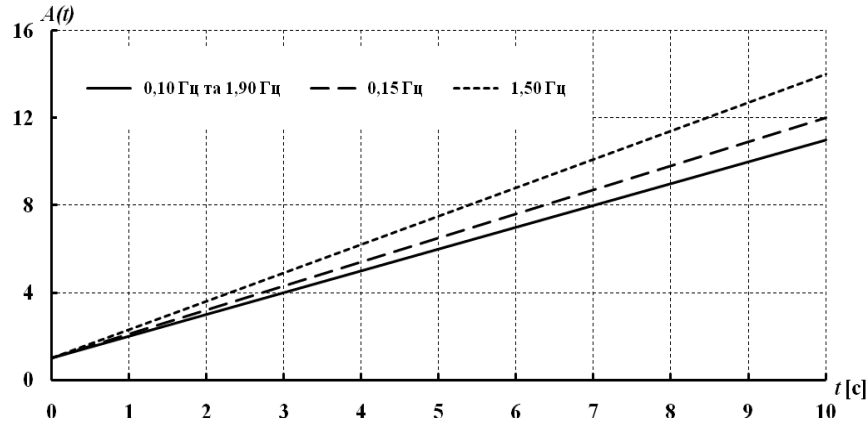


Рис. 2.44. Фрагменти графіків зміни амплітуд компонентів ТСг-2

Особливістю ТСг-2 є наявність у його складі компонентів з близькими та з кратними частотами, амплітуда компонентів ТСг-2 лінійно зростає з плином часу.

З метою проведення аналізу було застосовано вибірку даних ТСг-2, яка охоплює часовий відрізок $[0; 10]$ с. Результати ідентифікації компонентів ТСг-2 за допомогою попередньо відібраних методів свідчать, що можливості досліджуваних методів аналізу сигналів щодо виявлення та визначення параметрів складових НЧК залежать від ширини вікна спостереження. Так, у випадку застосування вікна спостереження шириною 1 с більшість методів аналізу виявилися неспроможними ідентифікувати компоненти з частотами 0,10 та 0,15 Гц. На той же час використання вікон спостереження шириною у 2 с надало можливість виявити ці компоненти як один "загальний" (далі – компонент "0,10 + 0,15 Гц"). Графіки, які відображають результати аналізу частот та амплітуд складових вибірки даних ТСг-2, побудовані за розрахунковими даними, отриманими у разі використання вікон спостереження шириною у 2 с та методів аналізу сигналів, які забезпечили найбільш адекватні результати розрахунку параметрів компонентів ТСг-2, показано на рис. 2.45–2.50 (результати зведено до середини часових відрізків, які охоплюють відповідні вікна спостереження сигналу).

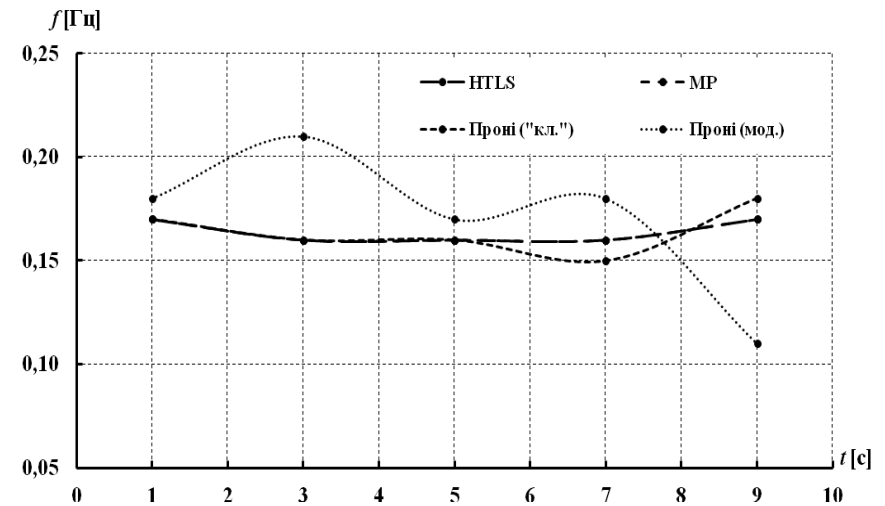


Рис. 2.45. Графіки визначеної частоти компонента "0,10 + 0,15 Гц" вибірки даних ТСг-2

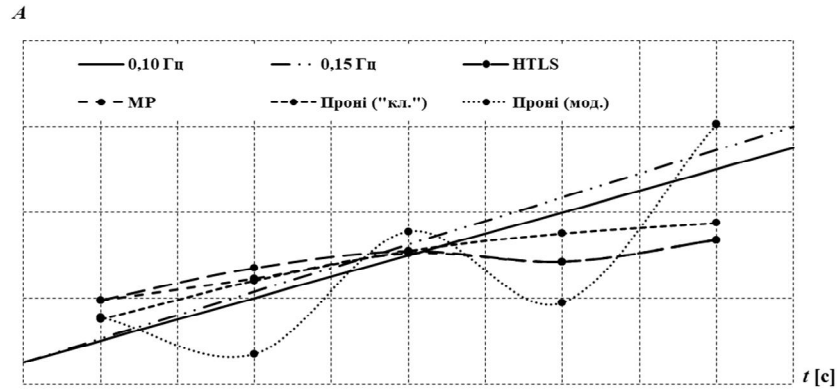


Рис. 2.46. Графіки визначеної амплітуди компонента "0,10 + 0,15 Гц" вибірки даних ТСГ-2

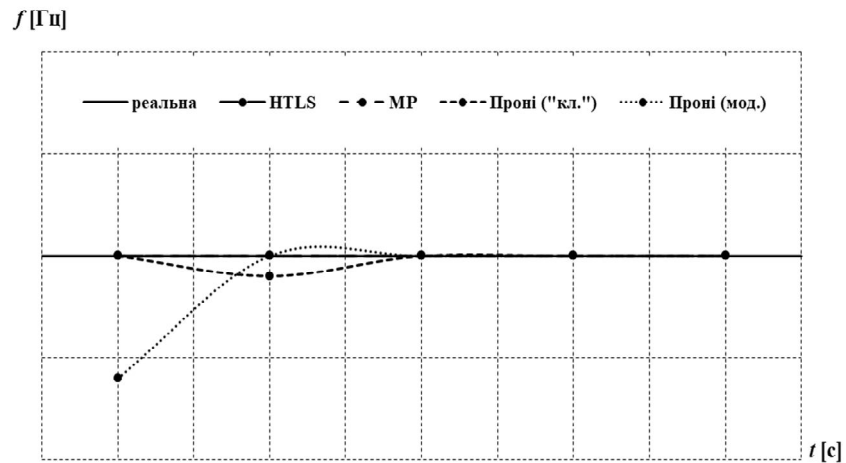


Рис. 2.47. Графіки визначеної частоти компонента 1,50 Гц вибірки даних ТСГ-2

Одержані результати свідчать про таке:

– методи HTLS, МР, "класичний" та модифікований методи Проні спроможні забезпечити "відслідковування" динаміки зміни амплітуд низькочастотних складових;

– результати аналізу параметрів ТСГ-2 за умови ширини вікна спостереження у 2 с є якісно кращими за результати, отримані за

умови ширини вікна спостереження в 1 с – більш точно визначено частоти складових сигналу, суттєво зменшено кількість "фантомних" (не присутніх у вибірці даних сигналу) компонентів та "спарених" (із частотами, близькими до реальної частоти наявної у вибірці даних сигналу низькочастотної складової) компонентів;

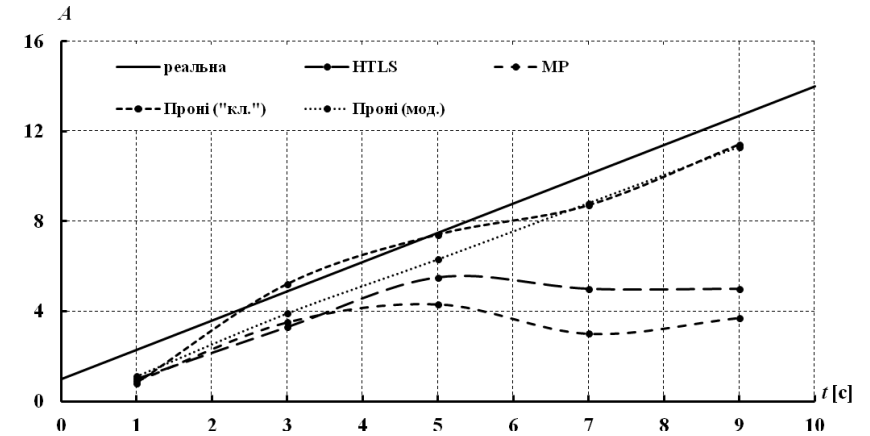


Рис. 2.48. Графіки визначеної амплітуди компонента 1,50 Гц вибірки даних ТСГ-2

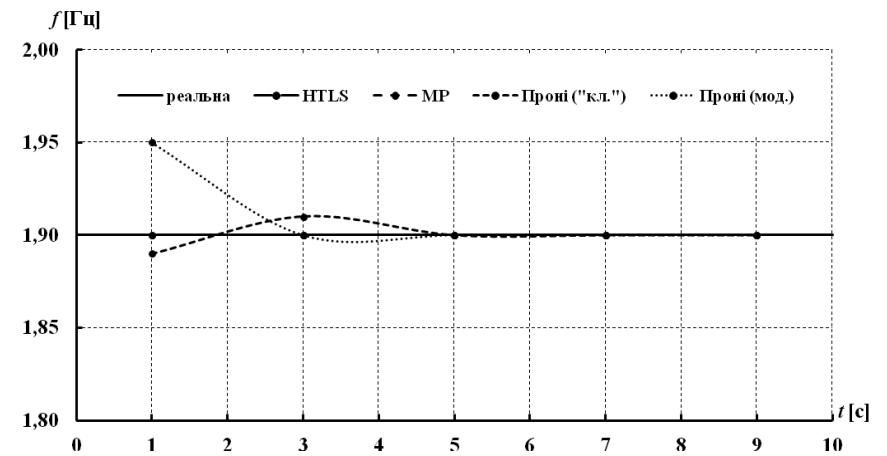


Рис. 2.49. Графіки визначеної частоти компонента 1,90 Гц вибірки даних ТСГ-2

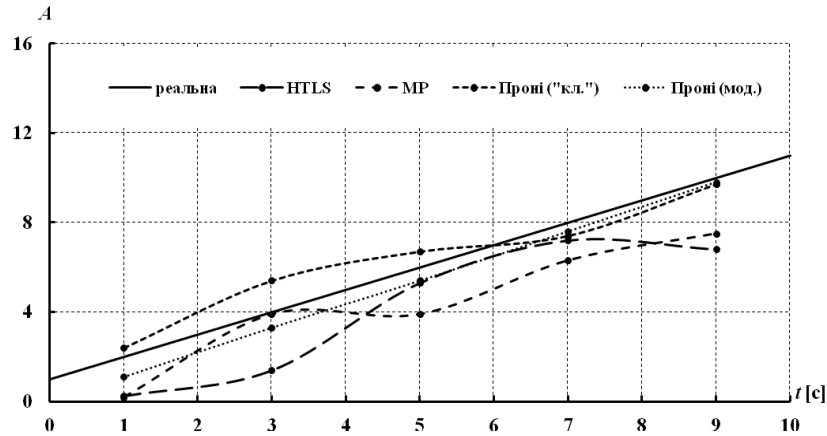


Рис. 2.50. Графіки визначеної амплітуди компонента 1,90 Гц вибірки даних ТСГ-2

– значення показників демпфірування низькочастотних складових сигналу, розрахованих за даними вікон спостереження різної ширини, не завжди відповідають реальному характеру демпфірування цих складових, з чого випливає потреба додаткового контролю – відслідковувати динаміку зміни амплітуд компонентів сигналу;

– з метою "розділення" компонентів із близькими частотами (для ТСГ-1 – 0,10 та 0,15 Гц) необхідно використовувати вікна спостереження шириною від 3 с і більше, хоча використання таких вікон спостереження може призводити до появи в результатах аналізу близьких за частотою компонентів (наприклад, компонентів з частотами 1,49 та 1,51 Гц на часовому відрізку [0; 3] с у разі використання "класичного" методу Проні, компонентів з частотами 0,15 та 0,16 Гц на відрізку [5; 10] с у разі використання методів МР та HTLS тощо).

Розглянемо результати аналогічного попередньому дослідження, але з використанням синтезованого трикомпонентного сигналу (позначатимемо ТСГ-3) зі змінними у часі амплітудами двох компонентів та частоти одного компонента сигналу. ТСГ-3 містить складові, частота яких відповідає спектру частот низькочастотних мод НЧК в реальних ЕО. Особливістю ТСГ-3 є наявність у

його складі компонента, частота якого за 10 с лінійно змінюється від 0,3 до 0,5 Гц. ТСГ-3 можна навести у вигляді

$$y(t) = 100 + A_1(t) \cdot \sin(2\pi t \cdot (0,30 + 0,01t)) + A_2(t) \cdot \sin(2\pi \cdot 0,80t),$$

де зміна амплітуд A_1 та A_2 відбувається згідно з умовами

$$A_1(t) = \exp(0,25t) - 1, \text{ якщо } t = [0; 10] \text{ с};$$

$$A_2(t) = \begin{cases} \exp(0,60t) - 1, & \text{якщо } t = [0; 5] \text{ с}; \\ \exp(0,60 \cdot 5) - 1, & \text{якщо } t = (5; 6) \text{ с}; \\ \exp(0,60 \cdot 5) - \exp(0,70t), & \text{якщо } t = [6; 10] \text{ с}. \end{cases}$$

Графік ТСГ-3 наведено на рис. 2.51, графіки зміни у часі амплітуд A_1 та A_2 – на рис. 2.52, а графік зміни частоти компонента з "плаваючою" частотою – на рис. 2.53.

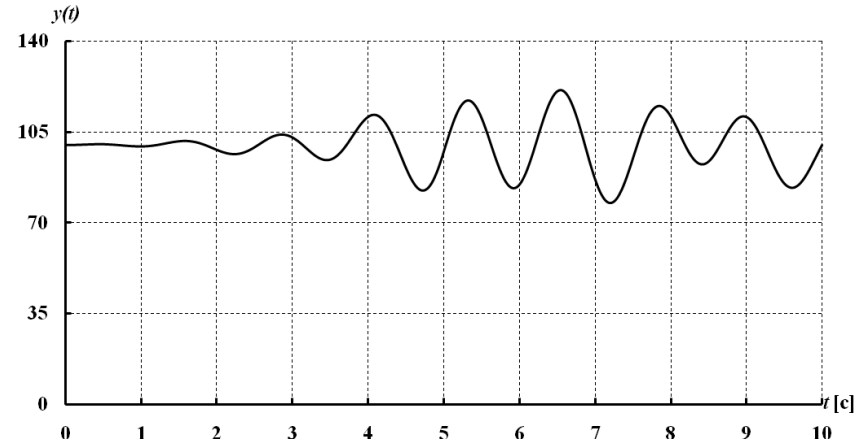


Рис. 2.51. Графік ТСГ-3

З використанням сформованої вибірки даних ТСГ-3, що «охоплювала» часовий відрізок [0; 10] с, було перевірено спроможність досліджуваних методів адекватно ідентифікувати компоненти сигналу за різної ширини вікна спостереження і на різних ділянках 10-секундного відрізка (компоненти ТСГ-3, на відміну від ТСГ-1 та ТСГ-2,

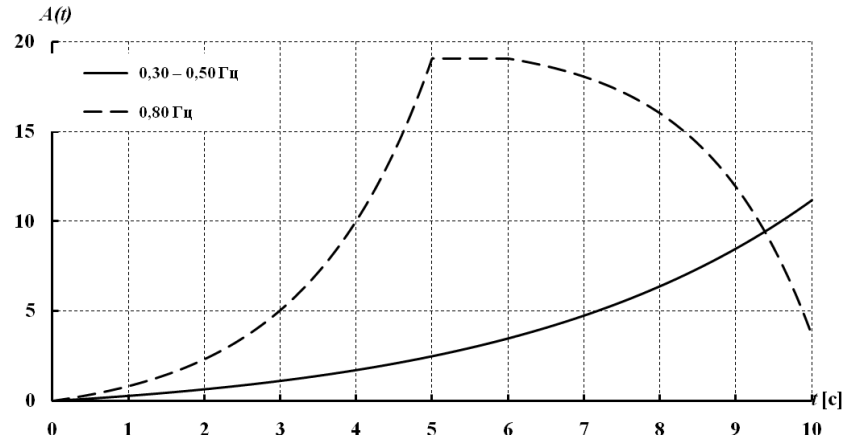


Рис. 2.52. Графік зміни у часі амплітуд компонентів ТСг-3

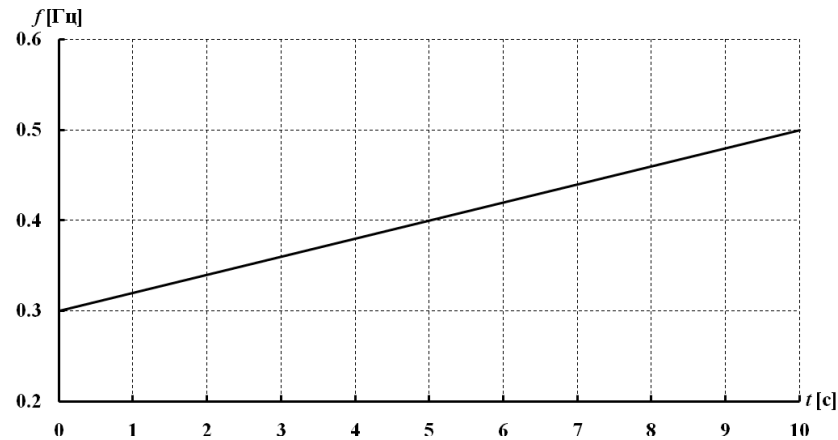


Рис. 2.53. Графік зміни частоти компонента ТСг-3

характеризуються складнішою «поведінкою» у часі). Аналіз одержаних результатів підтвердив, що для одержання прийнятних за точністю результатів ідентифікації складових сигналу потрібно застосовувати вікна спостереження шириною, не меншою від 2 с. Графіки, які відображають результати визначення частот та амплітуд складових ТСг-3 у разі використання вікон спостереження шириною

у 2 с, показано на рис. 2.54 – 2.57 (результати зведено до середини часових відрізків, які «охоплювали» відповідні вікна спостереження сигналу). Зазначимо, що найбільш адекватні результати було одержано з використанням методів HTLS, МР, Проні та Проні модифікованого.

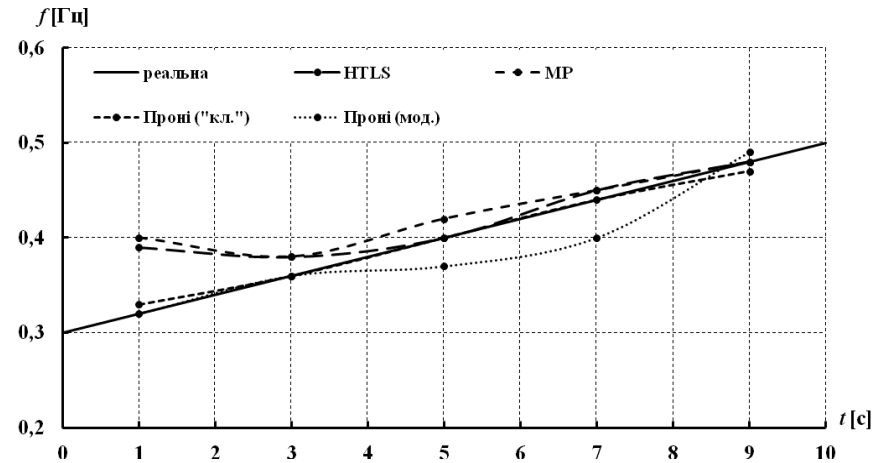


Рис. 2.54. Графіки визначеної частоти компонента ТСг-3 з «плаваючою» частотою

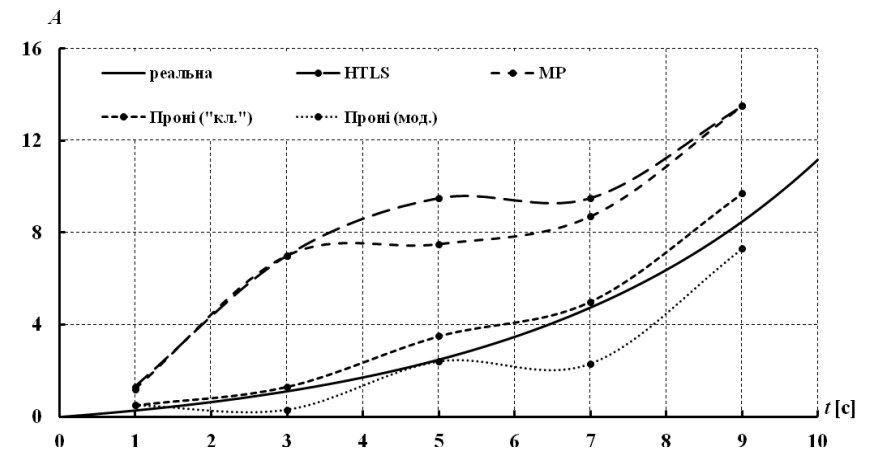


Рис. 2.55. Графіки визначеної амплітуди компонента ТСг-3 з «плаваючою» частотою

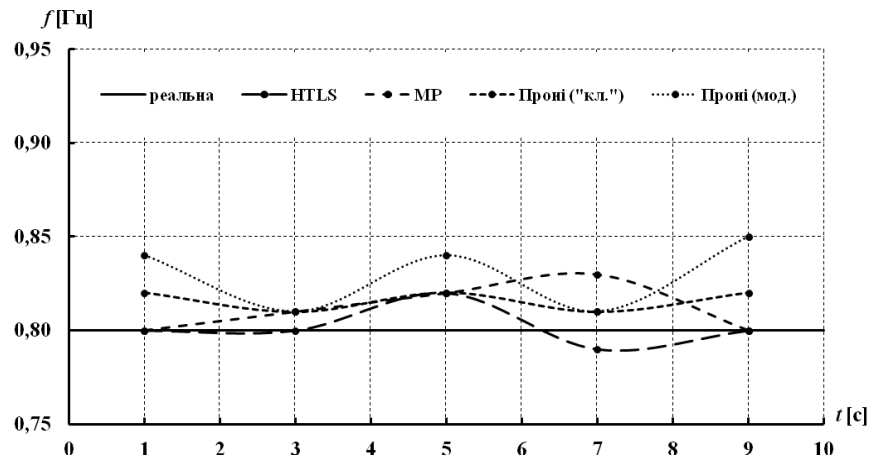


Рис. 2.56. Графіки визначеної частоти компонента ТСг-3 з незмінною частотою

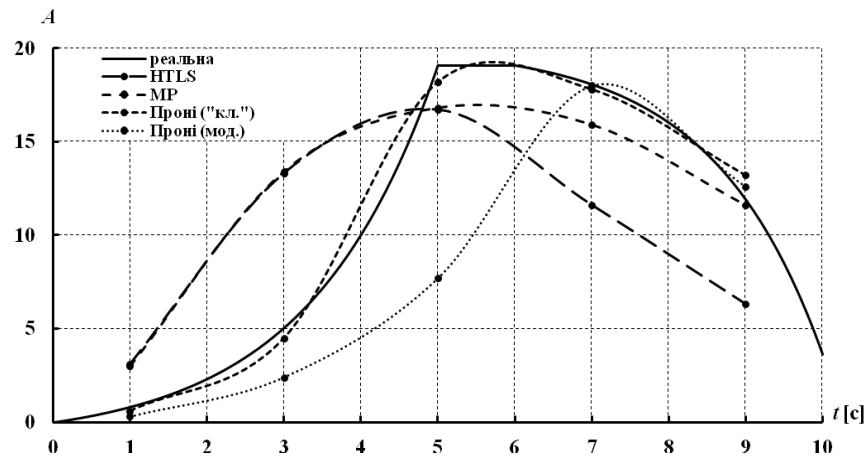


Рис. 2.57. Графіки визначеної амплітуди компонента ТСг-3 з незмінною частотою 0,80 Гц

З графіків видно, що досліджувані методи аналізу сигналів забезпечують визначення амплітуд та частот компонентів ТСг-3 з різною точністю. У разі використання кожного із зазначених методів аналізу одержаних результатів показав:

– відносні похибки визначення частот складових ТСг-3 є суттєво нижчими у порівнянні з відносними похибками визначення їхніх амплітуд;

– з метою надійного та адекватного визначення параметрів компонента ТСг-3 зі змінною у часі частотою потрібно використовувати вікна спостереження шириною від 2 с.

Висновки щодо можливостей досліджуваних методів, зроблені за результатами аналізу вибірок даних синтезованих сигналів ТСг-1–ТСг-3, було підтверджено результатами подібних досліджень, проведених з використанням тестових сигналів зі схожим складом компонентів [74, 76, 106, 115].

Продовжимо перевірку відібраних методів аналізу сигналів, використавши для цього вибірки даних не синтезованих сигналів, а таких, що сформовані за результатами моделювання електро-механічних перехідних процесів в ЕС.

Почнемо з моделювання таких згаданих процесів у ТС-І (рис. 2.13, 2.14). Для формування вибірки даних використаємо значення потоку активної потужності контрольованими зв'язками ТС-І (нагадаємо, що в ТС-І ними є ЛЕП, які поєднують шини 7 та 9), позначивши його як сигнал ТСг-4. Для усіх СМ використаємо AVR типу DC1A з налаштуваннями згідно з [44], PSS не використовуватимемо.

Для виникнення НЧК обтяжимо режим ТС-І, збільшуючи потік активної потужності контрольованими зв'язками (контрольованим перетином) з 390 до 490 МВт (за потужністю кінця). На рис. 2.58 показано графік ТСг-4, з якого випливає, що після 10 с існування усталеного режиму відбулося збільшення потоку потужності контрольованим перетином з виникненням НЧК.

Звернімо увагу, що зростання амплітуди НЧК відбувається дуже повільно (близько 1 % за 30 с), що ускладнює виявлення домінуючих мод у складі НЧК.

Сформуємо вибірку даних ТСг-4 з частотою 60 Гц (для забезпечення відповідності з номінальною частотою в ТС-І). Модальний аналіз такої вибірки, виконаний *off-line* для моменту часу, що відповідає п'ятій секунді від початку виникнення НЧК, свідчить про наявність у складі ТСг-4 трьох низькочастотних мод з частотами: 0,55 Гц (показник демпфірування $\xi = -0,001$); 1,06 Гц ($\xi = 0,081$);

1,10 Гц ($\xi = 0,070$). Очевидно, що хоч і повільне, але зростання амплітуди НЧК обумовлює мода з частотою 0,55 Гц.

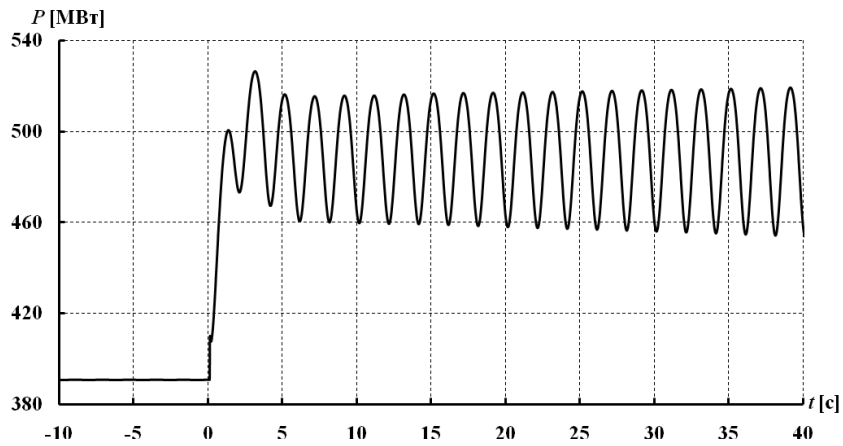


Рис. 2.58. Графік ТСг-4

Результати аналізу вибірки даних ТСг-4 з використанням досліджуваних методів вказують на те, що вікна спостереження шириною до 10 с включно не забезпечують «відокремлення» мод ТСг-4 з частотами 1,06 та 1,10 Гц. На той же час методами НТЛС, МР, МННТ-1, МННТ-2, Проні «класичним» та Проні модифікованим було виявлено моди з частотами, умовно близькими до 0,50 та 1,00 Гц, навіть у разі використання вікон спостереження шириною у 2 с. На рис. 2.59–2.62 для такого випадку показано у вигляді графіків результати визначення частот та амплітуд доміантних мод ТСг-4 (результати зведено до середини часових відрізків, «охоплюваних» вікнами спостереження сигналу).

Значно точніші результати ідентифікації цих мод одержано у разі збільшення ширини вікна спостереження (від 3 с), що підтверджує відповідні попередні висновки, зроблені за результатами аналізу інших сигналів.

Аналіз усіх результатів ідентифікації мод ТСг-4 дає підстави для таких висновків:

1. Методи НТЛС, МР, Проні «класичний» та Проні модифікований забезпечують виявлення та прийнятну точність визначення параметрів доміантних мод НЧК.

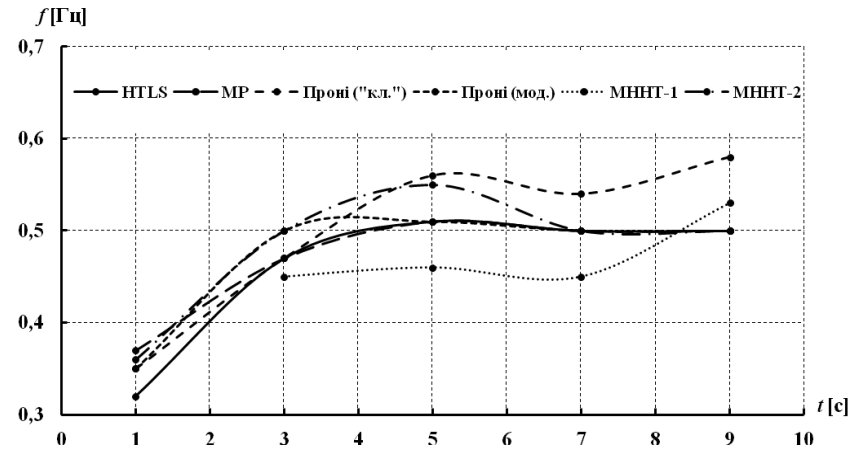


Рис. 2.59. Результати визначення частоти доміантної моди (0,55 Гц) ТСг-4

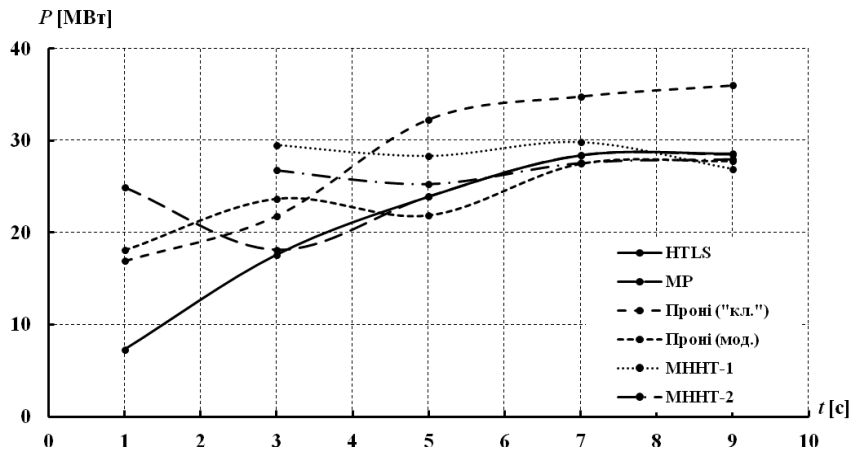


Рис. 2.60. Графіки визначеної амплітуди доміантної моди (0,55 Гц) ТСг-4

2. Лише результати, одержані з використанням «класичного» методу Проні, цілком адекватно відобразили зміну у часі амплітуд доміантних мод ТСг-4.

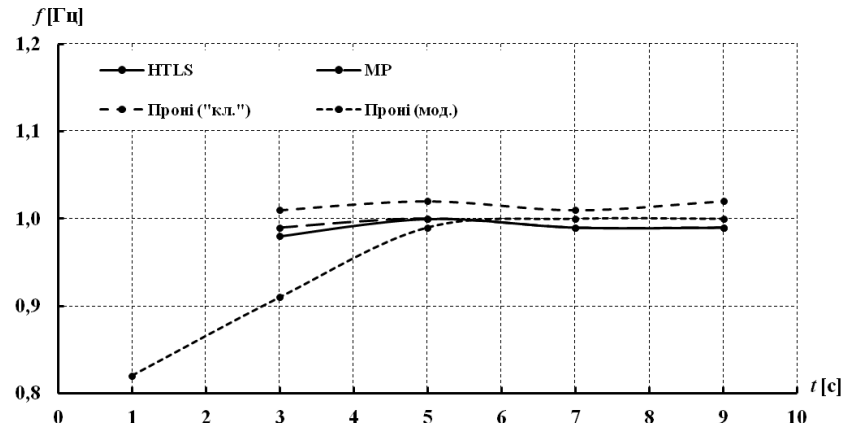


Рис. 2.61. Графіки визначеної частоти «нерозділеної моди» (дві моди з частотами 1,06 та 1,10 Гц, що «виявляються» як одна мода) ТСг-4

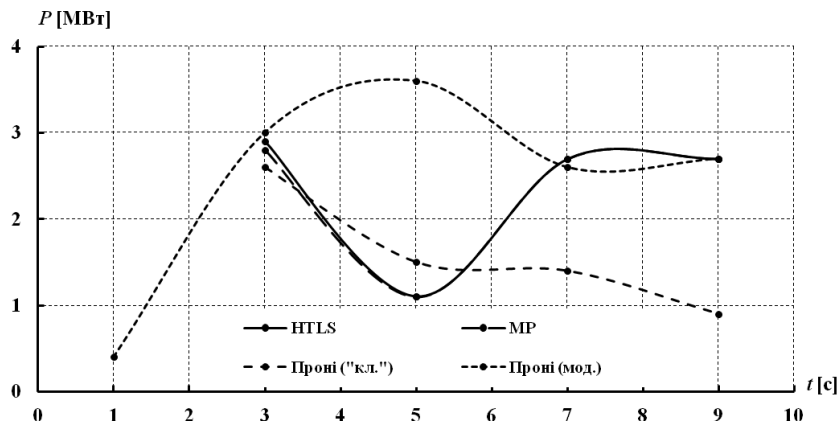


Рис. 2.62. Графіки визначеної амплітуди «нерозділеної моди» (дві моди з частотами 1,06 та 1,10 Гц, що «виявляються» як одна мода) ТСг-4

3. Не всі попередньо відібрані методи аналізу сигналів забезпечили одержання прийнятних за точністю результатів ідентифікації мод ТСг-4.

Стосовно останнього висновку надамо пояснення, оскільки відповідні, значні за обсягом, результати аналізу тут не наводимо). Так, методом МННТ-1 виявлено одну моду, частота якої змінювалася в межах 0,45...0,55 Гц (у вікнах шириною від 2 с), а методом МННТ-2 у вікнах шириною в 1 с виявлено моду, частота якої змінювалася в межах 0,91...0,92 Гц, а у разі використання вікон шириною від 2 с – уже іншу моду, частота якої змінювалася в межах 0,50...0,64 Гц. Методом ВП (на базі ВТФ Морле) одержано за різної ширини вікон спостереження «рівні» результати: в усіх вікнах шириною в 1 с виявлено дві моди, частоти яких змінювалися в межах 0,35...0,38 Гц та 1,48...1,50 Гц відповідно; а у разі збільшення ширини вікон від 2 с «виникла» і третя мода з частотою 2,32...3,05 Гц. Що ж стосується методу ДПФ, то у вікнах шириною 3 та 4 с виявлено моду з частотою 0,67 Гц, а у вікнах шириною 5 та 10 с – цю ж саму моду, але вже з частотою 0,60 Гц.

Для забезпечення належної обґрунтованості висновків щодо придатності попередньо відібраних методів аналізу сигналів для використання в системі моніторингу НЧК було також виконано їх тестування з використанням вибірки даних, сформованої з частотою 50 Гц за значеннями потоку активної потужності ЛЕП 4–100 ТС-II (рис. 2.15, 2.16) після моделювання трифазного КЗ тривалістю 0,02 с на шині з номером 100. Позначимо таку вибірку даних (сигнал) ТСг-5.

Відомо [45], що власні частоти ТС-II становлять $\approx 0,79$ та $\approx 1,34$ Гц (на частоті 0,79 Гц можуть виникати коливання СМ М201 та М203 у протифазі з рештою СМ ТС-II, а на частоті 1,34 Гц можуть виникати коливання СМ М1 та М3 у протифазі з СМ М101, М201 та М203), тому, дослідивши коливання параметрів режиму ТС-II, можна виявити моди з такими частотами. З цією метою і було використано попередньо відібрані методи для аналізу вибірки даних ТСг-5.

Графік потоку активної потужності лінією 4-100 (сигнал ТСг-5) показано на рис. 2.63, де знак «мінус» біля значень потужності вказує на протилежний напрямку потоку – від шин з номером 100 до шин з номером 4. Результати визначення частот домінуючих мод ТСг-5, одержаних з використанням методів аналізу сигналів у разі використання вікон спостереження шириною у 2 с (результати

зведено до середини часових відрізків, що їх «охоплюють» вікна спостереження), показано у вигляді графіків на рис 2.64, 2.65.

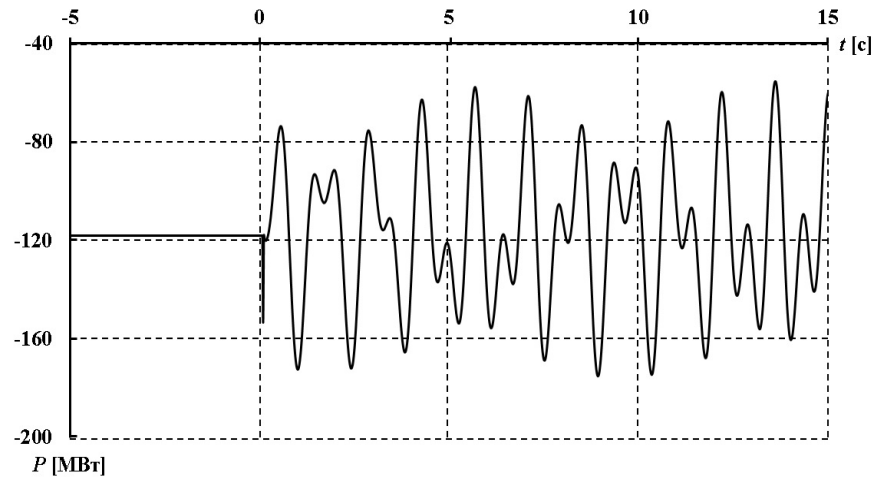


Рис. 2.63. Графік потоку активної потужності лінією 4-10

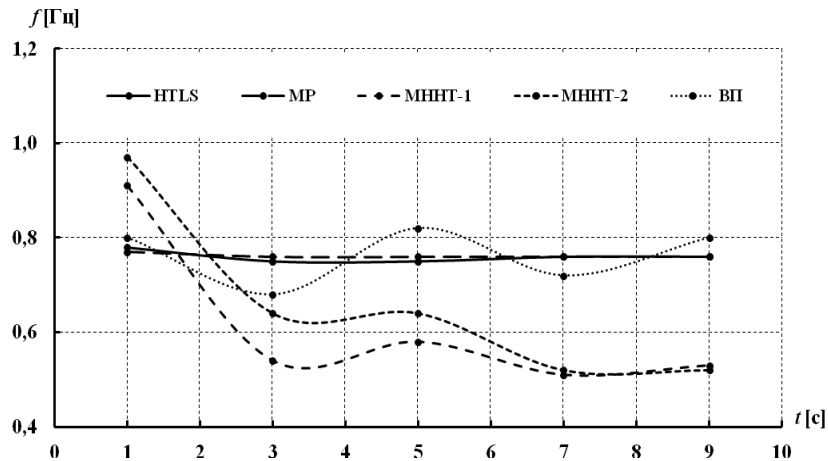


Рис. 2.64. Графіки визначеної частоти першої доміантної моди ТСг-5 (відповідна власна частота ЕС становить 0,79 Гц)

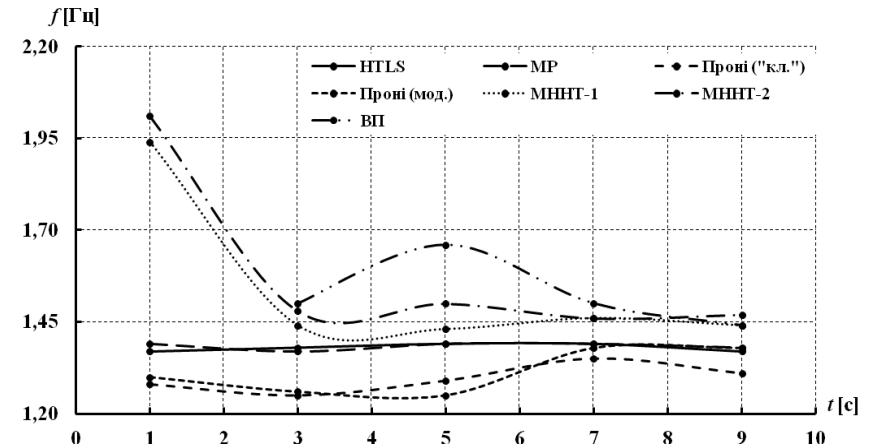


Рис. 2.65. Графіки визначеної частоти другої доміантної моди ТСг-5 (відповідна власна частота ЕС становить 1,34 Гц)

Результати ідентифікації мод ТСг-5 попередньо відібраними методами аналізу сигналів дають підстави для таких висновків (за винятком рис. 2.64, 2.65, інші результати аналізу з причини значного їх обсягу тут не наводимо):

1. Метод Проні («класичний»), який за результатами досліджень вибірок даних ТСг-1–ТСг-4 показав найадекватніші (у порівнянні з іншими методами) результати ідентифікації компонентів сигналів, та модифікований метод Проні змогли забезпечити «розділення» доміантних мод ТСг-5 лише за умови використання вікон спостереження шириною від 5 с.

2. Метод ВП (на базі ВТФ Морле), який не надав якісних результатів аналізу вибірок даних ТСг-2 – ТСг-4, у разі аналізу вибірки даних ТСг-5 показав адекватні результати визначення частот доміантних мод ТСг-5, але розраховані амплітуди цих мод не відповідають реальним значенням.

3. Методи МННТ-1 та МННТ-2, які не надали належних результатів аналізу вибірок даних ТСг-2–ТСг-3 і виявили лише одну доміантну моду сигналу ТСг-4, у разі використання вибірки даних ТСг-5 показали адекватні результати.

4. Спроможність методу МННТ-1 надавати адекватні результати ідентифікації мод залежить від сигналу, вибірка даних якого

підлягає аналізу. Зокрема, у разі аналізу вибірки даних ТСг-4 з використанням МННТ-1 та вікон спостереження шириною в 1 с моди ТСг-4 не було виявлено, а у разі аналізу вибірки даних ТСг-5 з тією ж шириною вікон спостереження моди було ідентифіковано (хоча і з певними похибками) майже на усіх часових відрізках.

5. Під час ідентифікації мод ТСг-5 різними методами епізодично на різних часових відрізках (у різних вікнах спостереження) виявлялася мода з частотою 2,0...2,2 Гц та амплітудою до 1 МВт, а деякі визначені параметри мод ТСг-5 не відповідали фактичним значенням параметрів. Зокрема, у випадку аналізу вибірки даних ТСг-5 з використання модифікованого методу Проні на часовому відрізку [8, 10] с було виявлено моду з частотою 0,09 Гц та амплітудою 288,3 МВт, тоді як значення потоку активної потужності лінією 4...100 на цьому ж часовому відрізку часу не перевищувало 180 МВт.

Наведені результати вказують на те, що окремо взятий метод не завжди спроможний надати адекватні результати ідентифікації мод НЧК, тому доцільно використовувати *ансамбль* спеціально відібраних методів аналізу сигналів. Реалізацією спеціальної процедури *узагальнення результатів* аналізу сигналів, одержаних різними методами такого *ансамблю*, можна буде «прибирати» аномальні значення і одержувати адекватніші, «узгоджені» оцінки параметрів доміантних мод НЧК.

Однак перш ніж зробити остаточні висновки і визначитися зі складом зазначеного *ансамблю*, потрібно перевірити *вплив на результати ідентифікації доміантних мод НЧК досліджуваними методами наявності шуму в сигналах*, оскільки усі одержані результати було одержано з використанням тестових сигналів, що не містили шумів (завад), а в нормальних режимах ЕС сигнали (параметри режиму ЕС), які вимірюються ЕВРП «Регіна-Ч» чи подібними РМУs закордонного виробництва, характеризуються наявністю шумів, що зумовлюють відношення *сигнал/шум* (SNR) порядку 80...120 дБ (SNR – узвичаєна англomовна аббревіатура відношення *сигнал/шум* – *Signal-to-Noise Ratio*).

Ознайомимося з результатами ідентифікації доміантних НЧК за наявності шуму в сигналах (SNR у діапазоні 5...120 дБ) на прикладі використання вибірки даних ТСг-4, до якої у відповідних відношеннях було додано білий шум. Результати аналізу такої 10-

секундної вибірки даних ТСг-4 з використанням попередньо відібраних методів аналізу сигналів наведено в таблиці додатку для випадків, коли ширина вікна спостереження становила 2, 3 та 5 с з відповідно таким же зсувом (наведено лише компоненти, амплітуди яких виявилися більшими від 1 МВт). Узагальнені результати оцінювання спроможності методів аналізу сигналів ідентифікувати моди ТСг-4 за наявності шуму в сигналі у разі застосування вікна спостереження шириною у 2 с наведено в табл. 2.24. Для зазначеного оцінювання було використано два якісних критерія, що забезпечували можливість оцінювання та порівняння методів:

1) спроможність методу ідентифікувати моду з частотою 0,55 Гц та «нерозділену моду» (дві моди з частотами 1,06 та 1,10 Гц, що «виявляються» як одна мода);

2) спроможність методу забезпечити адекватні результати відстеження зміни амплітуд зазначених мод.

Таблиця 2.24. Результати оцінювання спроможності методів аналізу сигналів ідентифікувати моди ТСг-4 за наявності шуму в сигналі у разі застосування вікна спостереження шириною у 2 с

Метод аналізу сигналів	Якісні критерії оцінювання	
	Ідентифікація моди з частотою 0,55 Гц та «нерозділеної моди» за значень SNR	Адекватні результати відстеження зміни амплітуди моди з частотою 0,55 Гц та «нерозділеної моди» за значень SNR
ДПФ	не забезпечує	не забезпечує
HTLS	SNR > (10...20 дБ)	забезпечує частково, SNR > (60...80 дБ)
MP	SNR > (10...20 дБ)	забезпечує частково, SNR > (60...80 дБ)
Проні («класичний»)	SNR > (80...100 дБ)	SNR > (80...100 дБ)
Проні (модифікований)	SNR > (40...60 дБ)	забезпечує частково, SNR > (40...60 дБ)
ВП (на базі ВТФ Морле)	не забезпечує	не забезпечує
МННТ-1	не забезпечує	не забезпечує
МННТ-2	не забезпечує	не забезпечує

Ліва (початкова) границя зазначеного в табл. 2.24 діапазону значень SNR вказує на значення SNR, за якого відповідний якісний критерій ще не виконується, а права границя – за якого вже виконується повністю (частково може виконуватися за даними окремих вікон спостереження). Необхідно зазначити, що коли SNR вибірки ТСг-4 було ≥ 100 дБ, то методи HTLS, MP, «класичний» та модифікований методи Проні забезпечували адекватні результати відстеження зміни амплітуд мод: на 10-секундному відрізку для «нерозділеної моди» було визначено практично монотонне зростання амплітуди, а для моди з частотою 0,55 Гц – практично монотонне її зменшення (що узгоджується з розрахованими значеннями показників демпфірування цих мод). За менших значень SNR вибірки ТСг-4 зазначену монотонність зростання та зменшення амплітуд мод на деяких часових відрізках було порушено.

За результатами ідентифікації мод ТСг-4 з шумом можна зробити такі висновки:

- наявний у сигналі шум негативно впливає на адекватність результатів ідентифікації;
- ступінь викривлення результатів ідентифікації залежить не лише від значення SNR, але і від методу аналізу сигналів;
- в аспекті адекватності (точності) визначення частот домінантних мод найменш чутливими до наявності шуму в сигналі виявилися методи HTLS та MP, а в аспекті адекватності визначення амплітуд цих мод – модифікований метод Проні;
- метод Проні («класичний») забезпечив одержання адекватних (найкращих у порівнянні з іншими методами) результатів ідентифікації мод у випадку, коли $SNR > (80 \dots 100)$ дБ; цим методом найбільш небезпечну моду з частотою 0,55 Гц було надійно ідентифіковано як моду з частотою близько 0,5 Гц навіть у разі, коли SNR становило 40 дБ);
- збільшення ширини вікна спостереження сигналу підвищує точність ідентифікації мод НЧК, але потребує більшого часу для опрацювання інформації (певним компромісом може бути ширина вікна спостереження від 2 до 5 с, проте у разі використання процесора високої обчислювальної продуктивності ширину вікна спостереження можна збільшити до 20 с);

- для адекватного оцінювання характеру демпфірування мод НЧК крім визначення показника демпфірування потрібно додатково відстежувати зміну у часі амплітуди кожної моди.

Зазначені вище висновки узгоджуються з попереднім висновком щодо доцільності використання в системі моніторингу НЧК ансамблю паралельно функціонуючих засобів, які реалізують відібрані внаслідок проведених досліджень методи аналізу сигналів, передбачаючи певне «узагальнення» результатів, одержуваних методами ансамблю.

Враховуючи усі результати дослідження методів аналізу сигналів та зроблені висновки, для використання в системі моніторингу НЧК відбираємо дві групи методів:

- основну – методи HTLS, MP, Проні («класичний» та модифікований), передбачаючи використання принципу мінімальної довжини опису (MDL) для визначення порядку моделі сигналу;
- референсну (допоміжну) – методи ДПФ та МННТ-2.

Результати, одержувані методами референсної групи, залучаються до аналізу, якщо не досягнуто «узгодження» результатів, наданих методами основної групи. Дано пояснення щодо причин «делегування» методів ДПФ та МННТ-2 до складу референсної групи всупереч їх неповній відповідності основним функціональним вимогам, яким має задовольняти система моніторингу НЧК (метод ДПФ не забезпечив виявлення більшості компонентів зазначених тестових сигналів, а метод МННТ-2 не забезпечив належної точності визначення частот виявлених компонентів). Метод ДПФ залучаємо до референсної групи як досить поширений метод аналізу сигналів, що використовується в WAMS в ЕО багатьох країн світу, а метод МННТ-2 вводимо до цієї групи як кращу (із досліджених) модифікацію методу ННТ, яку без жодних обмежень може бути використано для ідентифікації мод НЧК в ЕО. Крім того, метод МННТ-2 використовує інший, у порівнянні з методами основної групи, підхід до визначення порядку моделі сигналу, що теж вказує на доцільність його використання у складі референсної групи. Обидва методи цієї групи потребують значно меншого часу для визначення параметрів мод НЧК у порівнянні з методами основної групи.

2.3.4. Узагальнення результатів ідентифікації домінантних мод НЧК

Зазначене вище узагальнення результатів ідентифікації домінантних мод НЧК, одержуваних внаслідок використання методів ансамблю, доцільно формалізувати з урахуванням (прийняттям) таких умов.

I. Під час узагальнення результатів, отриманих за допомогою певного методу аналізу сигналів, вважається, що:

1) моди з різницею частот, меншою за Δf_1 , є однією модою;

1.1) частота та амплітуда такої узагальненої моди дорівнюють відповідним параметрам моди з більшою амплітудою коливань;

1.2) характер демпфірування узагальненої моди визначається шляхом аналізу зміни у часі її амплітуди A , розрахованої (з урахуванням вимоги до оперативності виявлення мод НЧК з від'ємним демпфіруванням) для трьох послідовних вікон спостереження, оскільки:

1.2.1) зважаючи на можливу наявність у вибірці даних аналізованого сигналу моди зі змінною у часі частотою в $(k-2)$ -му та $(k-1)$ -му вікнах спостереження необхідно взяти до розгляду амплітуди мод, що мають частоти з відхиленням до $\pm \Delta$ від частоти розглядаємої моди у k -му вікні спостереження;

1.2.2) демпфірування узагальненої моди називатимемо (вважатимемо) *стійко від'ємним* у випадку зростання її амплітуди для трьох послідовно досліджених вікон спостереження;

1.2.3) демпфірування узагальненої моди називатимемо *вірогідно від'ємним* у випадку зростання її амплітуди для першого та другого або для першого та третього вікон спостереження (останній випадок характерний для НЧК, амплітуда яких повільно збільшується з плином часу);

1.2.4) демпфірування узагальненої моди називатимемо *стійко додатним* у випадку зменшення її амплітуди для трьох послідовно досліджених вікон спостереження;

1.3) амплітуда узагальненої моди, менша від порогового значення A' , до подальшого опрацювання не залучається (це дає змогу «відфільтрувати» низькоамплітудні компоненти НЧК, обумовлені шумами);

1.4) амплітуда узагальненої моди, більша від A'' , вважатиметься визначеною хибно і до подальшого опрацювання не залучається. Значення A'' для k -го вікна спостереження має бути визначено так:

$$A'' = \begin{cases} S_{\max}, & \text{якщо } 0 < S_{\min} < S_{\max}; \\ |S_{\min}|, & \text{якщо } 0 > S_{\max} > S_{\min}; \\ S_{\max} - S_{\min}, & \text{якщо } (S_{\max} > 0) \wedge (S_{\min} < 0), \end{cases}$$

де S_{\max} та S_{\min} – максимальне та мінімальне значення параметра, зміну якого у часі відображає сигнал, що підлягає аналізу, в k -му вікні спостереження.

II. Під час узагальнення результатів, одержуваних задіяними методами ансамблю, вважається, що:

1) результати, одержані внаслідок використання різних методів основної групи ансамблю, рівною мірою достовірні;

2) моди з різницею частот, меншою від Δf_2 , є однією модою;

2.1) частота та амплітуда результуючої моди визначаються як середнє арифметичне відповідних параметрів, розрахованих із застосуванням методів аналізу сигналів основної групи (дія виконується з урахуванням результатів фільтрації мод за A' та A'' у рамках узагальнення результатів, отриманих за допомогою певного методу аналізу сигналів);

2.2) демпфірування результуючої моди вважається *стійко від'ємним*, якщо принаймні один з методів аналізу сигналів основної групи вказав на стійко від'ємний характер демпфірування цієї моди;

2.3) демпфірування результуючої моди вважається *стійко додатним*, якщо всі методи аналізу сигналів основної групи вказують на стійко додатний характер демпфірування цієї моди;

3) результуюча мода реально існує, якщо її було виявлено принаймні двома методами аналізу сигналів основної групи або одним методом основної та одним методом референсної групи;

4) результуюча мода є небезпечною, якщо її амплітуда перевищує значення $A_{гр}$.

У випадку, коли моду ідентифіковано лише одним методом основної групи, для підтвердження її існування виконується іден-

тифікація мод НЧК з використанням методів референсної групи з поступовим збільшенням ширини вікна спостереження до граничного значення $T_{гр}$. Такий процес здійснюється або до отримання одним із методів підтвердження існування моди, виявленої методом основної групи, або ж до досягнення шириною вікна спостереження граничного значення $T_{гр}$, після чого методи референсної групи повертаються до роботи із заданою шириною вікна спостереження $T_{зад}$. Залучення менш точних (у порівнянні з методами основної групи) методів референсної групи з метою підтвердження існування моди пов'язано з їхньою високою «швидкістю», що дає можливість багатократного застосування цих методів у рамках одного циклу ідентифікації мод у системі моніторингу НЧК.

Блок-схему алгоритму процедури узагальнення результатів ідентифікації мод НЧК з урахуванням наведених вище умов показано на рис. 2.66 а, б.

Розглянемо результати ідентифікації домінуючих мод НЧК з використанням зазначеної процедури узагальнення результатів на прикладі аналізу ТСг-5. Значення параметрів, які використовуються в зазначеній процедурі узагальнення результатів, наведено в табл. 2.25.

Таблиця 2.25. Значення параметрів процедури узагальнення результатів ідентифікації мод НЧК

Параметр	$T_{зад}$, с	Зсув вікна спостереження, с	Δf_1 , Гц	Δ , Гц	A' , МВт	Δf_2 , Гц	$T_{гр}$, с	$A_{гр}$, МВт
Значення	2	1	0,02	0,10	1	0,05	5	10

Деякі пояснення щодо використаних в табл. 2.25 позначень наведено вище. Вибір значення $T_{зад}=2$ с обумовлено тим, що за такої ширини вікна спостереження у разі використання методів аналізу сигналів було отримано адекватні значення параметрів домінуючих мод НЧК. Зсув вікна спостереження в 1 с було обрано з метою забезпечення можливості максимально чіткого відстеження зміни амплітуди низькочастотних мод. Значення Δf_2 обрано на підставі того, що в інформаційному просторі відсутні відомості щодо випадків одночасного існування в реальних ЕС (ЕО) низькочастотних мод НЧК з різницею частот, меншою від значення Δf_2 , наведеного в

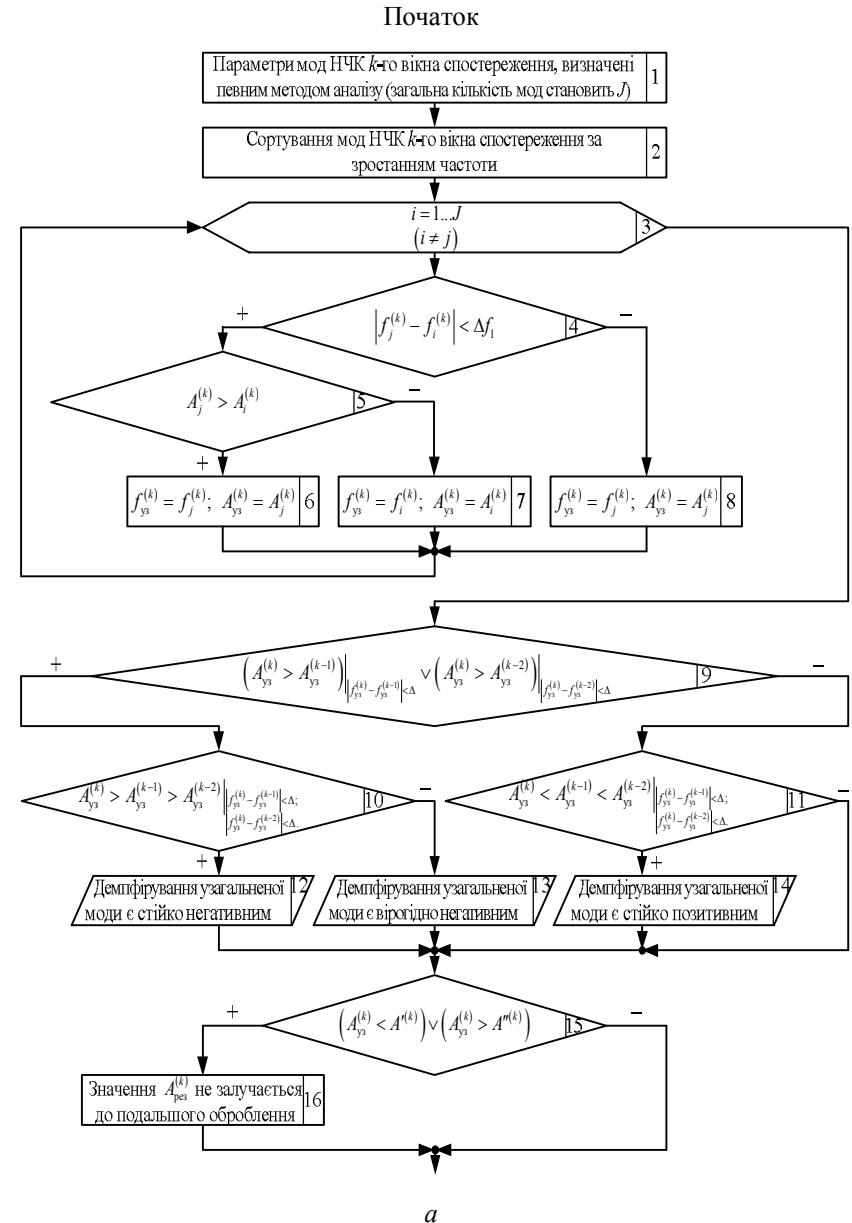
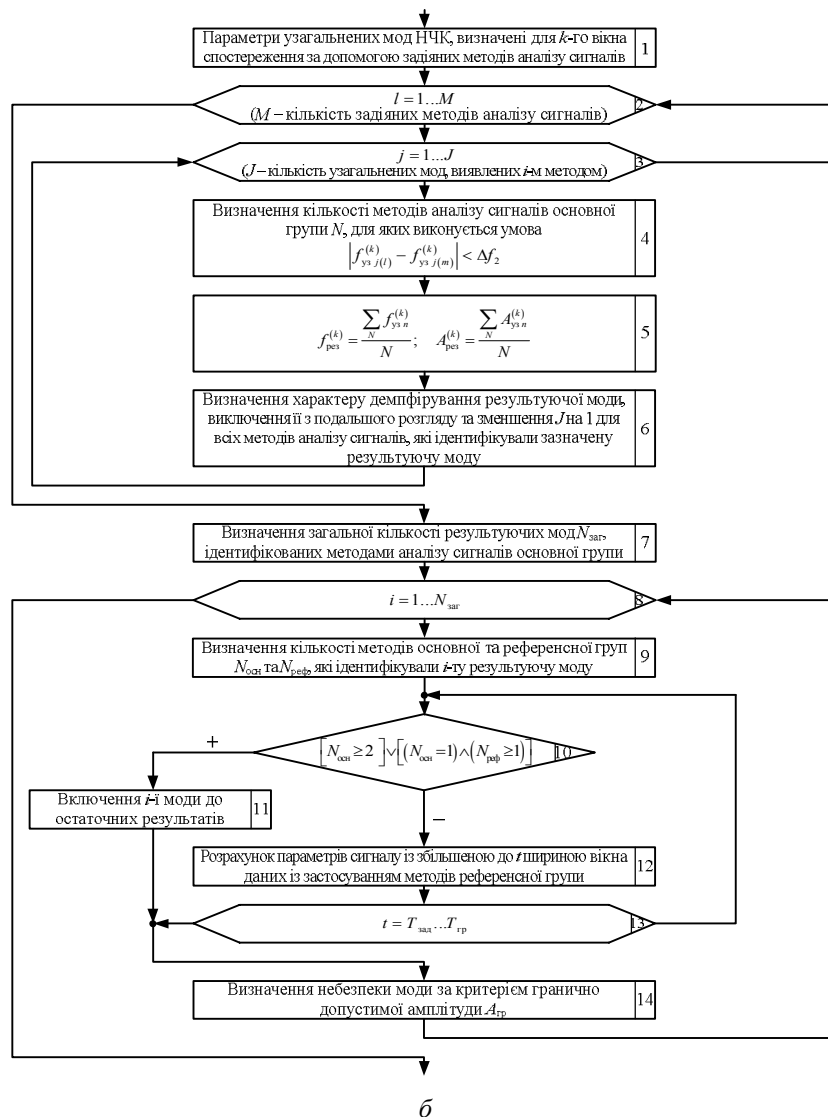


Рис. 2.66. Алгоритм процедури узагальнення результатів ідентифікації домінуючих мод НЧК

Продовження: від п. № 15 чи № 16



б

Закінчення (Вихід)

Рис. 2.66. Алгоритм процедури узагальнення результатів ідентифікації доміантних мод НЧК (закінчення)

табл. 2.25. Значення Δf_1 обрано, виходячи з умови $2\Delta f_1 < \Delta f_2$, яка забезпечує функціональне узгодження цих величин. Вибір значення $T_{гр}$ обумовлено вимогою забезпечення актуальності результатів ідентифікації доміантних мод НЧК та результатів використання методів референсної групи (передбачаючи можливість оперативного використання результатів ідентифікації для демпфірування НЧК та орієнтуючись на використання для обчислень процесора середньої обчислювальної потужності). Значення Δ було обрано з урахуванням можливості існування моди НЧК зі змінною у часі частотою та передбачаючи наявність похибок у визначених частотах доміантних мод НЧК. Решту параметрів процедури узагальнення результатів ідентифікації доміантних мод НЧК, застосованих для вибірки даних ТСг-5, було обрано на підставі результатів попередніх досліджень.

Результати аналізу вибірки даних ТСг-5 методами ансамблю з використанням зазначеної процедури узагальнення результатів наведено в табл. 2.26.

Дані табл. 2.26 свідчать, що внаслідок аналізу вибірки даних ТСг-5 методами ансамблю з використанням процедури узагальнення результатів виявлено моди з частотами $\approx 0,76$ та $\approx 1,38$ Гц (близькими до власних частот ТС-II – $\approx 0,79$ та $\approx 1,34$ Гц), небезпечними (враховуючи значення $A_{гр}$) амплітудами і змінним у часі характером демпфірування. Наявність для обох мод послідовностей вікон спостереження, в яких було визначено вірогідно від'ємне та стійко від'ємне демпфірування, свідчить про незгасаючий характер коливань на зазначених частотах.

Одержані результати свідчать про коректність процедури узагальнення результатів ідентифікації доміантних мод НЧК та доцільність її використання.

2.3.5. Вплив цифрової фільтрації сигналів на результати ідентифікації доміантних мод НЧК

До заходів, які сприяють покращенню результатів ідентифікації доміантних мод НЧК, належить застосування цифрової фільтрації до вибірок даних (вікон спостереження) перед їх опрацюванням методами ансамблю. Вибір цифрового фільтра має відповідати певним вимогам, обумовленим як частотним спектром доміантних

Таблиця 2.26. Результати аналізу вибірки даних ТСг-5 методами ансамблю з використанням процедури узагальнення результатів ідентифікації домінантних мод НЧК

Часовий відрізок, с	Визначені параметри виявлених мод НЧК											
	Мода № 1				Мода № 2				Мода № 3			
	f_i , Гц	A_i , кВ	Характер демпфування	Ознака загрози	f_i , Гц	A_i , кВ	Характер демпфування	Ознака загрози	f_i , Гц	A_i , кВ	Характер демпфування	Ознака загрози
0-2	0,78	33,4	не визначено	небезпечна	1,29	34,9	не визначено	небезпечна	1,38	22,1	не визначено	небезпечна
1-3	0,76	33,6	вірогідно від'ємне	-//-/-	1,37	22,0	вірогідно від'ємне	-//-/-				
2-4	0,76	33,2	вірогідно від'ємне	-//-/-	1,26	26,1	вірогідно від'ємне	-//-/-	1,38	23,9	стійко від'ємне	небезпечна
3-5	0,74	32,6	вірогідно від'ємне	-//-/-	1,37	27,4	стійко від'ємне	-//-/-				
4-6	0,76	31,0	вірогідно від'ємне	-//-/-	1,39	29,1	стійко від'ємне	-//-/-				
5-7	0,76	30,7	стійко додатне	-//-/-	1,40	29,3	стійко від'ємне	-//-/-				
6-8	0,76	30,3	стійко додатне	-//-/-	1,38	31,4	вірогідно від'ємне	-//-/-				
7-9	0,73	32,0	вірогідно від'ємне	-//-/-	1,40	25,8	вірогідно від'ємне	-//-/-	2,18	3,7	вірогідно від'ємне	
8-10	0,76	33,8	стійко від'ємне	-//-/-	1,38	28,0	вірогідно від'ємне	-//-/-	2,02	1,0	вірогідно від'ємне	

мод НЧК, так і потребою визначення їхніх параметрів у режимі реального часу, а саме:

- смуга пропускання фільтра – 0...3 Гц, складові з іншими частотами мають максимально подавлятися;

- амплітудний спектр вихідного сигналу не повинен зазнавати суттєвих змін у порівнянні з вхідним у межах смуги пропускання (для забезпечення можливості адекватного визначення амплітуд мод НЧК);

- фазовий зсув вихідного сигналу по відношенню до вхідного має бути мінімальним;

- порядок фільтра має бути невисоким (застосування фільтра високого порядку збільшує час фільтрації, тим самим збільшуючи і загальний час ідентифікації мод НЧК, та подовжує спричинений фільтром перехідний процес вихідного сигналу).

Оскільки визначення оптимальних типу та значень параметрів цифрового фільтра, призначеного для фільтрації сигналів (режимних параметрів ЕО), виміряних, наприклад, ЕВРП «Регіна-Ч», є окремою оптимізаційною задачею, то у такому випадку продемонструємо, що використання цифрової фільтрації (навіть у разі деякого квазіоптимального фільтра) є доцільним в аспекті покращення результатів ідентифікації домінантних мод НЧК.

Не звертаючись до цифрових фільтрів, використання яких є традиційним під час розв'язання подібних задач електроенергетики, а враховуючи лише зазначені вище вимоги, синтезуємо фільтр Чебишева другого роду, у якого: верхня межа смуги пропускання ($f_{с.п}^B$) – 3 Гц; нижня межа смуги затримування ($f_{с.з}^H$) – 5 Гц; нерівномірність у смузі пропускання (A_p) – 1 дБ; ослаблення у смузі затримування (A_s) – 80 дБ; частота дискретизації фільтра ($f_{д.ф}$) – 100 Гц.

Вибір значення $f_{с.п}^B$ обумовлено верхньою границею (з істотним запасом) діапазону частот електромеханічних коливань, який підлягає аналізу. Значення A_s було обрано виходячи з потреби забезпечення SNR вибірки даних сигналу на рівні, не нижчому від 80 дБ. Частоту дискретизації фільтра було взято мінімально допустимою (згідно з теоремою Котельникова $f_{д.ф} \geq 2 f_{д.ф}$). Значення решти параметрів фільтра було обрано виходячи з потреби мінімізації його порядку і водночас для забезпечення виконання наведених вимог.

Відомо [121], що мінімальний порядок фільтра Чебишева другого роду, який відповідає заданим параметрам, може бути визначено так:

$$N_{\min}^{qH} = \text{arch} \left[\left(10^{0,1A_s} - 1 \right)^{0,5} \cdot \left(10^{0,1A_s} - 1 \right)^{-0,5} \right] / \text{arch} \left(f_{c.3}^H / f_{c.п}^B \right), \quad (2.13)$$

де arch – функція гіперболічного ареакосинусу.

Згідно з (2.13) мінімальний порядок фільтра Чебишева другого роду, який відповідає наведеним значенням параметрів, дорівнює 10. Синтез такого фільтра було виконано за допомогою інструменту «Filter Design & Analysis Tool» середовища Matlab. Коефіцієнти чисельника та знаменника передавальної функції $H(s)$ (тут s – оператор диференціювання d/dt) секцій цього фільтра було розраховано на основі виразу (2.14) для його передавальної функції (передавальну функцію фільтра описано, наприклад, в [71]):

$$H(s) = \frac{\prod_{k=1}^{N-r} \left(s^2 + \frac{1}{\cos^2 \left(\frac{2k-1}{2N} \pi \right)} \right)}{\left(s + \frac{1}{\text{sh} \left(\frac{1}{N} \text{arsh} \left(\sqrt{10^{0,1A_s}} - 1 \right) \right)} \right)^r \prod_{k=1}^{N-r} \left(s^2 - 2\sigma_k s + \sigma_k^2 + \omega_k^2 \right)}, \quad (2.14)$$

де arsh – функція гіперболічного ареасинусу; r – коефіцієнт, який може набувати значень 0 або 1; σ_k , ω_k – відповідно дійсна та уявна складові полюса фільтра Чебишева другого роду, які розраховують за такими виразами:

$$\sigma_k = \frac{-\sin \left(\frac{2k-1}{2N} \pi \right) \text{sh} \left(\frac{1}{N} \text{arsh} \left(\sqrt{10^{0,1A_s}} - 1 \right) \right)}{\cos^2 \left(\frac{2k-1}{2N} \pi \right) \text{ch}^2 \left(\frac{1}{N} \text{arsh} \left(\sqrt{10^{0,1A_s}} - 1 \right) \right) + \sin^2 \left(\frac{2k-1}{2N} \pi \right) \text{sh}^2 \left(\frac{1}{N} \text{arsh} \left(\sqrt{10^{0,1A_s}} - 1 \right) \right)}, \quad (2.15)$$

$$\omega_k = \frac{\cos \left(\frac{2k-1}{2N} \pi \right) \text{ch} \left(\frac{1}{N} \text{arsh} \left(\sqrt{10^{0,1A_s}} - 1 \right) \right)}{\cos^2 \left(\frac{2k-1}{2N} \pi \right) \text{ch}^2 \left(\frac{1}{N} \text{arsh} \left(\sqrt{10^{0,1A_s}} - 1 \right) \right) + \sin^2 \left(\frac{2k-1}{2N} \pi \right) \text{sh}^2 \left(\frac{1}{N} \text{arsh} \left(\sqrt{10^{0,1A_s}} - 1 \right) \right)}$$

У кінцевому результаті було синтезовано п'ятисекційний фільтр Чебишева другого роду, коефіцієнти якого наведено в табл. 2.27, а графік амплітудно-частотної характеристики його показано на рис. 2.67.

Таблиця 2.27. Коефіцієнти п'ятисекційного фільтра Чебишева другого роду

Коефіцієнти передавальної функції секції фільтра	Номер секції фільтра					
	1	2	3	4	5	
чисельника	s^2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	s^1	-1,899719037	-1,877478403	-1,808902552	-1,565979412	0,024774884
	s^0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
знаменника	s^2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	s^1	-1,910443862	-1,813880000	-1,709041083	-1,603519124	-1,530184081
	s^0	0,952174021	0,856903129	0,756118487	0,656188497	0,587227951
підсилення	0,416132423	0,351147313	0,246352865	0,121352245	0,028172944	

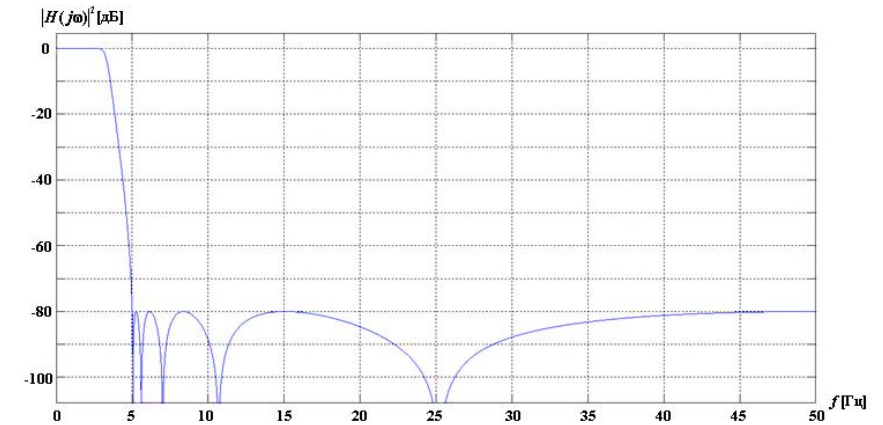


Рис. 2.67. Графік амплітудно-частотної характеристики п'ятисекційного фільтра Чебишева другого роду

Достатньо показовим є вплив цифрової фільтрації на результати аналізу сигналів у разі використання методу Проні. Під час досліджень з використанням низки тестових сигналів за відсутності шуму цей метод показав, у порівнянні з іншими методами, непогані

результати як за надійністю виявлення домінантних мод НЧК (не було випадків ні «виявлення» неіснуючих мод, ні невиявлення наявних мод НЧК), так і за точністю визначення їхніх параметрів, а за наявності шуму – найгірші.

Проілюструємо вплив цифрової фільтрації сигналів з використанням синтезованого фільтра на результати ідентифікації мод НЧК, використавши результати вимірювання ЕВРП «Регіна-Ч» 21.09.2011 р. потоку активної потужності лінією електропередачі (фаза А) номінальної напруги 500 кВ «ПС Донбаська – Нововоронезька АЕС», графік показано на рис. 2.68.

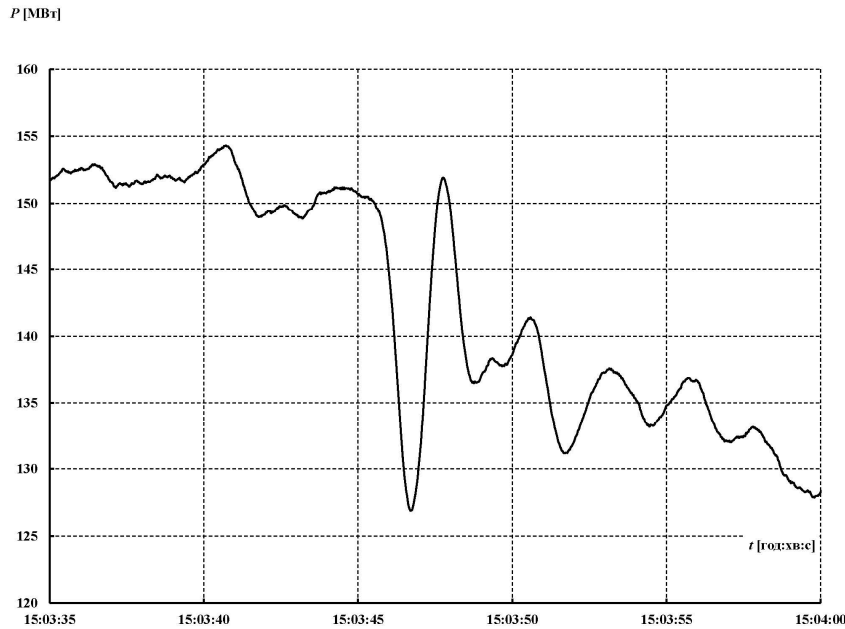


Рис. 2.68. Графік потоку активної потужності ЛЕП (фаза А) 500 кВ «ПС Донбаська – Нововоронезька АЕС» 21.09.2011 р.

Результати використання «класичного» методу Проні для ідентифікації мод зазначеного сигналу (рис. 2.68) до та після цифрової фільтрації вибірки даних (а фактично – даних вікон спостереження) наведено в табл. 2.28. Підкреслимо, що з використанням методу Проні без попередньої цифрової фільтрації сигналу було виявлено

Таблиця 2.28. Результати ідентифікації мод НЧК з використанням методу Проні («класичного») до та після цифрової фільтрації

Характеристика вибірки даних сигналу	Часовий відрізок, с											
	0-2 с		1-3 с		2-4 с		3-5 с		4-6 с		5-7 с	
	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	ξ	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	ξ	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	ξ	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	ξ
Без фільтрації	-	-	-	0,52	15,2	0,571	-	-	-	-	-	-
	5-7 с		6-8 с		7-9 с		8-10 с		4-6 с			
	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	ξ	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	ξ	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	ξ	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	ξ
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
З фільтрацією	-	-	-	0,51	3,2	-0,214	0,55	9,6	0,010	0,47	14,9	0,253
	5-7 с		6-8 с		7-9 с		8-10 с		4-6 с			
	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	ξ	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	ξ	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	ξ	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	ξ
	0,53	3,0	-0,019	0,44	2,9	0,200	0,46	5,2	0,327	-	-	-
										0,03	137,8	-0,106
										0,57	1,1	-0,142

моду НЧК лише у одному вікні спостереження (ширина вікна спостереження – 2 с, зсув – 1 с), що стосувалося часового відрізка [1, 3] с. Цю ж моду НЧК було виявлено іншими методами (MP, HTLS, Проні модифікованим та МННТ-2), але в усіх ковзних вікнах спостереження.

Аналіз даних табл. 2.28 свідчить, що виконання фільтрації даних кожного вікна спостереження до їх опрацювання з використанням «класичного» методу Проні призвело до істотного підвищення ефективності ідентифікації мод НЧК з використанням «класичного» методу Проні [121], внаслідок чого було виявлено моду НЧК та визначено її параметри, значення яких близькі до визначених методами MP та HTLS.

Отже, цифрова фільтрація режимних параметрів ЕО, вимірних PMUs, підвищує надійність виявлення в режимі реального часу доміантних мод НЧК (насамперед завдяки підвищенню надійності визначення доміантних частот) методами ансамблю.

2.3.6. Ідентифікація доміантних мод НЧК та миттєві значення параметрів режиму енергооб'єднання

На результати ідентифікації доміантних мод НЧК можуть мати вплив, крім розглянутих, й інші чинники. Зупинимось на двох, тих, що впливають на вибірку даних сигналу. Перший – це частота формування вибірки даних. Частоту формування вибірки даних сигналу (параметра режиму ЕО) може бути зменшено вдвічі без істотного впливу на результати ідентифікації доміантних мод НЧК. Тобто, використовуючи вибірки даних параметрів режиму, сформовані з частотою 25 Гц (за номінальної частоти 50 Гц) чи 30 Гц (за номінальної частоти 60 Гц), не втратимо в адекватності ідентифікації доміантних мод НЧК. Інший впливовий чинник – це значення вимірюваних PMUs напруги та струму: чи доцільно використовувати миттєві значення замість діючих для ідентифікації доміантних мод не просто електромеханічних коливань (які не є високочастотними), а низькочастотних електромеханічних коливань? Є різні міркування з цього приводу, але конструктивнішим буде підхід, який надасть змогу зробити необхідні порівняння.

Для визначення впливу використання миттєвих значень сигналу на результати ідентифікації його складових візьмемо до розг-

ляду сигнал (2.12), вважаючи, що це режимний параметр, і сформуємо з частотою 500 Гц відповідну 10-секундну вибірку даних. Результати опрацювання вибірок даних з використанням вікон спостереження шириною 2 с та двох методів аналізу сигналів зі складу ансамблю наведено в табл. 2.29, де позначено параметри складових сигналу: f – частота [Гц], A – амплітуда, ζ – показник демпфірування. Затемнені клітини таблиць вказують на те, що відповідну складову не виявлено (у табл. 2.29 це стосується виключно складової з частотою 0,10 Гц), а курсивом у табл. 2.29 зазначено параметри «виявлених» складових (тих, що в сигналі (2.12) відсутні).

Аналіз результатів, наведених в табл. 2.29, свідчить, що опрацювання вибірок даних, сформованих із миттєвих значень сигналу, на відміну від вибірок даних, сформованих з частотою 50 Гц із діючих значень, надає змогу виявити усі наявні у цьому сигналі складові, хоча значення їхніх параметрів, зокрема і параметрів складової з частотою 0,10 Гц, одержано на різних часових інтервалах (у різних вікнах спостереження) з помітними похибками. Точніші значення одержано методом HTLS: мінімальна похибка у визначенні частоти зазначеної складової становила 10 %, а максимальна – 20 %, у той час як з використанням методу MP – відповідно 10 та 40 %. Що ж стосується використання вибірок даних, сформованих із діючих значень сигналу, то методами HTLS та MP одержано близькі результати, але, знову-таки, починаючи з четвертої секунди, на усіх часових відрізках методом MP «виявлено» складові (їхні параметри в табл. 2.29 зазначено курсивом), частоти яких близькі до 1,50 Гц, у той же час методом HTLS параметри складової з частотою 1,50 Гц визначено чітко без будь-яких «фантомних» ефектів.

Використання вибірки миттєвих значень сигналу (2.12) з шириною вікна спостереження у 2 с надало змогу виявити (з певними похибками) методами HTLS та MP наявність складової з частотою 0,1 Гц (методом HTLS в окремих вікнах спостереження одержано дещо точніші результати визначення частот, ніж методом MP), тоді, як з використанням методу Проні (як «класичного», так і модифікованого) складову з частотою 0,10 Гц не було виявлено.

Проте, перш ніж зробити остаточні висновки, слід взяти до уваги, що в нормальних режимах ЕО сигнали (параметри режиму ЕО), які вимірюються ЕВРП «Регіна-Ч» чи подібними PMUs закор-

донного виробництва, характеризуються наявністю шумів, що зумовлюють SNR порядку 80...120 дБ. Тому з метою перевірки впливу такого шуму на результати зазначеної ідентифікації було синтезовано сигнал (2.16) та сформовано з використанням миттєвих значень відповідну вибірку даних для 10-секундного часового відрізка [0, 10] с:

$$x = 100 \sin(2\pi \cdot 50t) + (1+t) \sin(2\pi \cdot 0,10t) + (1+1,5t) \sin(2\pi \cdot 0,15t) + (1+1,3t) \sin(2\pi \cdot 1,5t) + (1+1,1t) \sin(2\pi \cdot 1,9t) + (1+t) \sin(2\pi \cdot 10t) + \text{БШ} \quad (2.16)$$

Таблиця 2.29. Результати аналізу вибірок даних сигналу (2.12) з миттєвими та діючими значеннями

Часовий відрізок, с	Результати аналізу вибірок даних сигналу (2.12) з використанням методів:											
	HTLS						MP					
	вибірки діючих значень сигналу			вибірки миттєвих значень сигналу			вибірки діючих значень сигналу			вибірки миттєвих значень сигналу		
	f	A	ξ	f	A	ξ	f	A	ξ	f	A	ξ
0-2	-	-	-	0,08	5,9	0,366	-	-	-	0,08	5,6	0,455
	0,17	3,9	-0,045	0,16	5,7	-0,059	0,17	3,7	-0,122	0,16	5,5	-0,069
	1,50	0,9	0,001	1,50	1,0	0,002	1,50	0,9	0,014	1,50	1,0	0,002
	1,90	0,7	0,000	1,90	0,7	0,000	1,91	0,3	0,001	1,90	0,6	0,000
2-4	-	-	-	0,09	4,7	-0,014	-	-	-	0,09	4,4	-1,000
	0,16	8,3	-0,075	0,16	9,4	-0,098	0,16	7,3	-0,064	0,16	9,1	-0,092
	1,50	0,6	0,000	1,50	3,4	0,003	1,50	2,5	0,008	1,50	3,3	0,002
	1,90	1,1	0,000	1,90	4,5	0,001	1,90	2,3	0,002	1,90	4,3	0,002
4-6	-	-	-	0,11	12,0	-0,328	-	-	-	0,09	8,0	-0,226
	0,16	6,4	-0,049	0,17	9,9	-0,130	0,16	7,6	-0,052	0,17	7,5	-0,078
	1,50	3,3	0,000	1,50	5,7	0,002	1,49 1,51	11,0 12,2	-0,001 -0,001	1,50	6,5	0,002
	1,90	3,2	0,000	1,90	5,2	0,001	1,90	2,5	0,000	1,90	5,9	0,001
6-8	-	-	-	0,08	4,9	-0,112	-	-	-	0,06	7,5	-0,708
	0,16	5,7	-0,040	0,16	8,0	-0,004	0,16	5,7	0,011	0,19	8,2	-0,039
	1,50	3,9	0,000	1,51	5,8	0,002	1,49 1,52	10,3 11,1	-0,005 -0,005	1,50	4,3	1,000
	1,90	6,6	0,000	1,90	10,2	0,001	1,91	4,3	0,002	1,90	8,8	1,000
8-10	-	-	-	0,11	7,1	0,050	-	-	-	0,12	5,3	0,138
	0,17	6,7	-0,072	0,16	12,3	-0,159	0,18	4,9	-0,072	0,16	10,3	-0,190
	1,50	2,9	0,000	1,50	10,5	0,002	1,48 1,52	15,4 14,5	-0,009 -0,010	1,49	10,0	0,003
	1,90	7,8	0,000	1,90	5,8	0,000	1,91	8,7	0,005	1,90	5,7	0,000

До складу сигналу (2.16) крім білого шуму (БШ), що зумовлює SNR = 80 дБ, увійшли чотири складові, частоти яких відповідають частотам складових сигналу (2.12), та дві складові, частоти яких знаходяться за межами низькочастотного діапазону електро-механічних коливань в ЕС.

Результати ідентифікації низькочастотних складових сигналу (2.16), одержані внаслідок опрацювання сформованої вибірки даних окремими методами ансамблю для випадків використання вікон спостереження різної ширини, наведено в табл. 2.30, де курсивом, як і в табл. 2.29, виділено параметри складових сигналу, які було хибно «виявлено» разом з виявленням близьких за частотою одиночних складових, а два затемнених рядка табл. 2.30 містять значення параметрів хибно «виявлених» (неіснуючих) складових сигналу.

Використання вибірки миттєвих значень сигналу (2.16) надало змогу виявити у його складі низькочастотну складову (її частоту визначено з похибкою: 0,08 Гц замість 0,1 Гц) методами HTLS та MP, але лише у разі збільшення ширини вікна спостереження від 5 с (у табл. 2.30 наведено результати, які одержано з використанням 5-секундної ширини вікна спостереження).

Оскільки у загальному випадку оптимальний порядок моделі сигналу (оптимальний – в аспекті забезпечення адекватного визначення параметрів низькочастотних мод) апріорі невідомий, то для його визначення доцільно використовувати принцип мінімальної довжини опису (MDL). Наявний досвід використання принципу MDL свідчить, що у разі синтезованих сигналів він може давати дещо завищений порядок моделі, не призводячи до викривлення визначених параметрів низькочастотних мод. Це мало підтвердження і у випадку сигналу (2.16), для якого визначений порядок моделі теж був дещо завищеним (дорівнював 14 під час використання вікна спостереження шириною у 3 с) у разі використання методів HTLS та MP. Однак у разі використання методу Проні («класичного» та модифікованого), чутливого до наявності шуму в сигналі, виникли похибки, пов'язані з обумовленістю матриць, наслідком чого стало «виявлення» лише складової, частота якої в різних вікнах спостереження набувала значень від 1,72 до 1,76 Гц. Використання ж апріорі суттєво заниженого порядку моделі сигналу (2.16), який було задано рівним 4, принципово не вплинуло на результати ідентифікації складових сигналу (в табл. 2.30 крім ре-

зультатів, одержаних модифікованим методом Проні у разі використання 14-го порядку моделі сигналу, напівжирним шрифтом наведено і результати, одержані у разі використання четвертого порядку моделі сигналу). Отже, визначальний вплив на результати ідентифікації складових сигналу (2.16) методом Проні («класичним» та модифікованим) мав БШ з $SNR = 80$ дБ.

Наведені результати дають підстави для попереднього висновку, що використання вибірок миттєвих значень сигналів покращуватиме результати ідентифікації низькочастотних мод електромагнітних коливань в ЕО, але за умови, що опрацювання відповідних вибірок даних відбуватиметься з використанням методів ансамблю, менш чутливих до наявності шуму (наприклад, HTLS чи МР). Використання ж, наприклад, методу Проні, який теж входить до складу ансамблю, додатково потребуватиме попередньої фільтрації сигналу [121], хоча наявний досвід опрацювання вибірок даних, сформованих із діючих значень параметрів режиму ЕС, має і приклади одержання методом Проні результатів, які добре збігаються з результатами, одержаними методами HTLS та МР. Такі приклади дають підстави для висновку: під час вимірювання ЕВРП «Регіна-С» параметрів режимів ЕЕС фактичний рівень БШ не завжди є критичним, тому і визначення методом Проні параметрів мод НЧК у таких випадках відбувається без суттєвого викривлення результатів.

Коротко зупинимось на питанні доцільності використання миттєвих значень параметрів режиму ЕО в системах моніторингу НЧК, обмежившись аналізом часових витрат, пов'язаних з опрацюванням вибірок даних у режимі реального часу засобами ідентифікації мод НЧК (тут під «засобами ідентифікації» розуміємо програмну реалізацію відповідних методів ансамблю, а «вибірку даних» ототожнюватимемо з інформацією ковзного вікна спостереження). Частота дискретизації сигналів незалежно від її значення (500, 800, 5000 Гц чи будь-якого іншого) значно перевищує частоту основної гармоніки (50 Гц), наслідком чого буде збільшення кількості «точок» у вибірці миттєвих значень сигналу та збільшення часу, необхідного для опрацювання відповідної інформації (у разі використання діючих значень параметрів режиму ЕЕС, визначених ЕВРП «Регіна-С», частота формування вибірок даних становить 50 Гц).

Таблиця 2.30. Результати аналізу вибірки даних (миттєві значення) сигналу (2.16)

Часовий відрізок, с	Результати опрацювання вибірки миттєвих значень сигналу (2.16) методами:											
	HTLS			МР			Проні («класичний»)			Проні модифікований		
	f	A	ξ	f	A	ξ	f	A	ξ	f	A	ξ
Ширина вікна спостереження становить 2 с												
0-2	0,16	10,7	-0,524	0,16	10,7	-0,524	-	-	-	-	-	-
	<i>1,42</i>	<i>3,1</i>	<i>-0,041</i>	<i>1,42</i>	<i>3,1</i>	<i>-0,041</i>	-	-	-	-	-	-
	1,57	2,6	-0,208	1,57	2,6	-0,207	-	-	-	-	-	-
	1,95	2,1	-0,029	1,95	2,1	-0,029	1,76	2,1	-0,039	-	-	-
2-4	0,14	6,5	-0,114	0,14	6,5	-0,114	-	-	-	-	-	-
	1,49	5,5	-0,025	1,49	5,5	-0,025	-	-	-	-	-	-
	1,91	4,4	-0,017	1,91	4,4	-0,017	1,73	6,3	0,026	1,72 / 1,67	8,5 / 9,4	-0,043 / -0,053
4-6	0,14	9,5	-0,077	0,14	9,5	-0,077	-	-	-	-	-	-
	1,49	9,0	-0,020	1,49	9,0	-0,020	-	-	-	1,35	4,7	0,038
	<i>1,76</i>	<i>3,9</i>	<i>-0,047</i>	<i>1,76</i>	<i>3,9</i>	<i>-0,047</i>	1,72	4,2	0,000	1,72	9,6	0,009
	1,91	6,0	-0,014	1,91	5,9	-0,014	-	-	-	-	-	-
6-8	0,15	6,6	0,221	0,15	6,6	0,221	-	-	-	-	-	-
	1,50	13,5	-0,015	1,50	13,5	-0,015	-	-	-	1,67	5,5	0,071
	1,90	11,7	-0,011	1,90	11,7	-0,011	1,73	50	-0,032	1,72	6,0	0,062
	2,03	10,8	-0,332	2,04	10,8	-0,331	-	-	-	-	-	-
8-10	0,23	3,0	0,28	0,23	3,0	0,28	-	-	-	-	-	-
	1,50	14,6	-0,012	1,50	14,6	-0,012	-	-	-	1,65	2,00	0,134
	1,90	12,8	-0,008	1,90	12,8	-0,008	1,73	17,5	-0,029	-	-	-
Ширина вікна спостереження становить 3 с												
0-3	0,18	3,7	-0,138	0,18	3,7	-0,138	-	-	-	-	-	-
	1,45	4,6	-0,024	1,45	4,6	-0,024	-	-	-	1,63	1,6	0,0470
	<i>1,59</i>	<i>5,9</i>	<i>-0,040</i>	<i>1,6</i>	<i>5,9</i>	<i>-0,041</i>	-	-	-	-	-	-
	1,91	3,8	-0,026	1,91	3,8	-0,026	1,73	2,1	-0,040	-	-	-
3-6	0,14	10,1	-0,101	0,14	10,1	-0,101	-	-	-	-	-	-
	0,61	2,0	-0,202	0,61	1,9	-0,199	-	-	-	-	-	-
	1,49	9,1	-0,02	1,49	9,1	-0,020	-	-	-	1,46	3,2	0,054
	<i>1,77</i>	<i>6,8</i>	<i>-0,028</i>	<i>1,77</i>	<i>6,7</i>	<i>-0,028</i>	1,73	7,7	0,006	-	-	-
6-9	0,18	3,2	0,148	0,18	3,1	0,152	-	-	-	-	-	-
	1,50	12,7	-0,012	1,50	12,7	-0,012	-	-	-	1,68	9,7	0,002
	<i>1,76</i>	<i>0,3</i>	<i>0,026</i>	<i>1,76</i>	<i>0,3</i>	<i>0,026</i>	1,73	4,6	-0,002	-	-	-
	1,90	10,5	-0,009	1,90	10,5	-0,009	-	-	-	-	-	-
Ширина вікна спостереження становить 5 с												
0-5	0,08	4,8	0,014	0,08	4,8	0,014	-	-	-	-	-	-
	0,17	4,7	-0,026	0,17	4,7	-0,026	-	-	-	-	-	-
	1,50	0,8	0,001	1,50	0,7	0,000	-	-	-	1,29	1,30	0,020
	1,90	1,0	0,001	1,90	1,0	0,001	1,73	2,1	-0,046	-	-	-
5-10	0,08	5,1	-0,329	0,08	5,1	-0,329	-	-	-	-	-	-
	0,16	6,7	-0,058	0,16	6,7	-0,058	-	-	-	-	-	-
	1,50	6,6	0,001	1,50	6,6	0,001	-	-	-	1,50	8,90	0,009
	1,90	6,0	0,001	1,90	6,0	0,001	1,73	14,3	-0,016	-	-	-

Табл. 2.31 містить дані щодо витрат часу, яких потребувало опрацювання різних (за кількістю «точок») вибірок миттєвих значень сигналу у разі ідентифікації низькочастотних мод методами ансамблю з використанням процесора Intel Core i3 370M (двоядерний процесор середнього класу з тактовою частотою 2,4 ГГц).

Таблиця 2.31. Витрати часу, потрібні для опрацювання вибірок миттєвих значень сигналу

Метод аналізу сигналів	Час [с] опрацювання вибірок даних залежно від кількості «точок»					
	500 «точок»	1000 «точок»	1500 «точок»	2000 «точок»	2500 «точок»	5000 «точок»
HTLS	0,055	0,257	0,789	1,739	3,622	24,984
MP	0,053	0,253	0,717	1,640	3,210	23,640
Проні «класичний»	0,067	0,265	0,781	1,736	3,346	23,911
Проні модифікований	0,316	4,453	15,024	35,988	71,01	567,248

Якщо виходити з того, що ширина вікна спостереження обумовлюватиметься потребою адекватного визначення параметрів усіх мод НЧК і буде заданою, то кількість «точок» вибірки миттєвих значень сигналу залежатиме від частоти її формування (частоти дискретизації). Якщо частота формування вибірки буде тією ж, що і частота реєстрації-вимірювання миттєвих значень сигналу, то усі миттєві значення сигналу будуть «точками» вибірки даних. Формувати вибірку миттєвих значень сигналу можливо і з меншою частотою дискретизації, ніж частота реєстрації-вимірювання миттєвих значень сигналу: тут важливо, щоб кількість «точок» вибірки миттєвих значень сигналу була достатньою для надійного виявлення домінуючих мод НЧК в ЕО (наведені в табл. 2.29 результати свідчать, що внаслідок використання вибірки миттєвих значень сигналу, частота формування якої становила 500 Гц, виявлено складову з частотою 0,1 Гц, чого не було досягнуто у разі опрацювання вибірки діючих значень сигналу, частота формування якої становила 50 Гц), а продуктивність процесора була достатньою, щоб опрацювати такі вибірки даних методами ансамблю в режимі реального часу із заданою періодичністю (циклічністю). Наприклад, якщо

виходити з 5-секундної ширини вікна спостереження і частоти формування вибірки, рівної 500 Гц, то вибірка матиме 2500 «точок». Час опрацювання такої вибірки методами ансамблю зазначено напівжирним шрифтом у затемнених клітинах табл. 2.31. Якщо виходити з вимоги, наприклад, щосекундного опрацювання методами ансамблю таких вибірок даних, то очевидно, що продуктивності процесора Intel Core i3 370M явно недостатньо (тут навіть не торкаємося питання потреби виконання протягом цього ж часу інших процедур попереднього опрацювання інформації, що безпосередньо не стосуються ідентифікації мод НЧК методами ансамблю).

У разі ж використання для ідентифікації домінуючих мод НЧК діючих значень параметрів режиму ЕО кожне 5-секундне ковзне вікно спостереження міститиме 250 «точок», що дає змогу щосекундного їх опрацювання методами ансамблю навіть з використанням комп'ютера з процесором середнього класу (подібного Intel Core i3 370M), однак надійність виявлення домінуючих мод НЧК в ЕО внаслідок такого використання може бути нижчою [76].

Підсумуємо одержані результати. За однакової ширини ковзних вікон спостереження опрацювання засобами системи моніторингу НЧК відповідних вибірок миттєвих значень параметрів режиму ЕО сприятиме надійнішому виявленню домінуючих мод НЧК та точнішому визначенню їхніх параметрів у порівнянні з використанням вибірок діючих значень параметрів режиму ЕО. У разі використання вибірок миттєвих значень параметрів режиму ЕО для виявлення домінуючих мод НЧК та визначення з необхідною (для практичних цілей) точністю їхніх параметрів ширина ковзного вікна спостереження має бути більшою від 5 с. Для опрацювання таких вибірок з 1-секундною періодичністю (циклічністю) продуктивність процесора повинна бути значно вищою від продуктивності процесорів середнього класу.

2.3.7. Інтегрована система демпфірування НЧК в енергооб'єднаннях

Незалежно від наявних в ЕО засобів автоматичного демпфірування НЧК та їх ефективності, інформація щодо виникнення загрози коливного порушення стійкості є вкрай важливою для диспетчерського персоналу ЕО. Дані, які наводилися в підрозділі 2.1 щодо виникнення НЧК в ЕО, свідчать, що тривалість процесів зрос-

тання амплітуди НЧК до небезпечних для функціонування ЕО значень іноді може вимірюватися хвилинами, а в окремих випадках і десятками хвилин [20]. За таких умов, коли вплив автоматичних засобів демпфірування НЧК з різних причин виявляється неефективним, своєчасна ідентифікація небезпечних мод НЧК і надання відповідної інформації диспетчерському персоналу дасть йому змогу вжити необхідні заходи, щоб запобігти аварійному розвитку подій. Розглянемо цю проблему з позицій сучасних технічних можливостей щодо її вирішення в ОЕС України.

Для ефективного демпфірування небезпечних для функціонування ОЕС НЧК України потрібно створити на базі ЕВРП «Регіна-Ч» інтегровану систему демпфірування (ІСД) НЧК у вигляді трьох складових, які умовно можна назвати *превентивною*, *автоматичною* та *оперативною*. Ці три складові ІСД НЧК підпорядковано розв'язанню задач однієї проблеми, але у різному вимірі часу. Джерелом інформації для усіх трьох складових є система моніторингу НЧК, у складі якої в режимі реального часу «функціонує» ансамбль методів аналізу сигналів. Схему організації в системі моніторингу НЧК програмних засобів оцінювання загрози коливного порушення стійкості ЕО показано на рис. 2.69.

Основне призначення системи моніторингу НЧК – виявлення домінантних мод НЧК, визначення їхніх параметрів, оцінювання небезпеки коливного порушення стійкості ЕО та надання відповідної інформації оперативній та автоматичній складовим ІСД НЧК.

Головний потік розроблених програмних засобів системи моніторингу НЧК працює в неперервному режимі й виконує такі функції:

- прийом нових порцій відліків відповідних сигналів, вимірюваних ЕВРП «Регіна-Ч»;
- формування вибірок даних сигналів для аналізу;
- ініціалізацію запуску «дочірніх» потоків, призначених для розрахунку в режимі реального часу параметрів вибірки даних сигналу, яка підлягає аналізу одним із методів аналізу сигналів основної або референсної групи, відповідно до кількості обраних для виконання розрахунку методів аналізу сигналів;
- контроль пріоритету виконання «дочірніх» потоків відповідно до налаштувань;

- контроль часу роботи «дочірніх» потоків з метою недопущення втрати оперативності у наданні інформації щодо параметрів мод НЧК;
- отримання від «дочірніх» потоків результатів ідентифікації домінантних мод НЧК та їх аналіз;
- опрацювання та надання інформації засобам *автоматичної* та *оперативної* складовим ІСД НЧК.

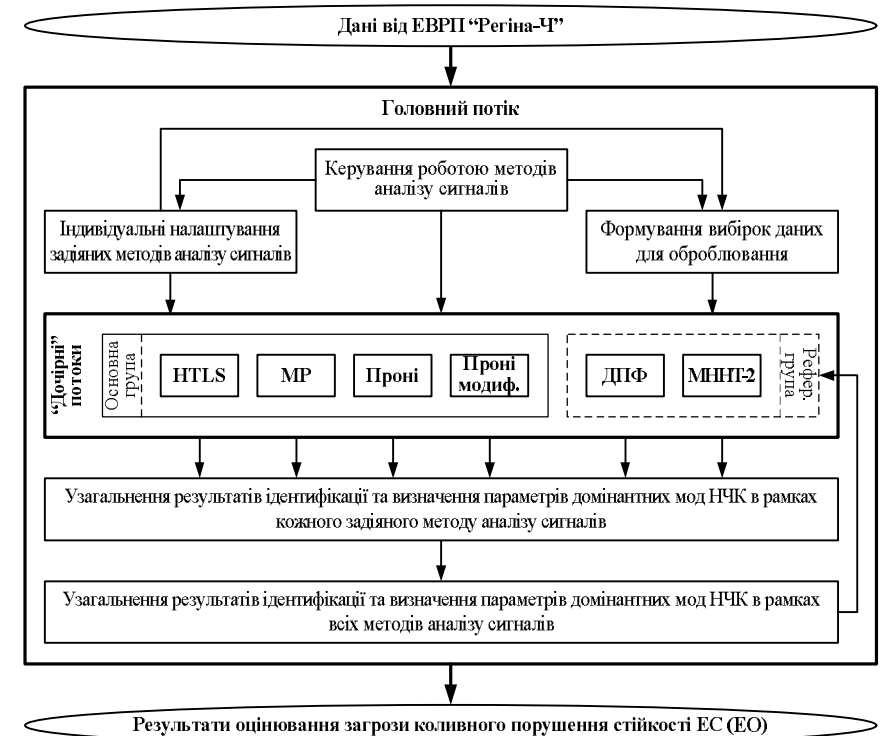


Рис. 2.69. Схема організації в системі моніторингу НЧК програмних засобів оцінювання загрози коливного порушення стійкості ЕО

Засоби *автоматичної* складової в реальному часі визначають і реалізують керівні впливи (сигнали) для демпфірування мод НЧК, що становлять загрозу (ця складова ІСД НЧК, за сутністю, є інтегрованою системою керування САКЗ СГ, окремі питання побудови

та функціонування якої розглянуто в [122]). Засоби *оперативної* складової ІСД НЧК інформують диспетчерський персонал ОЕС і надають йому рекомендації щодо оперативної реалізації керуючих дій, спрямованих на «знесення» НЧК (наприклад, перерозподілом навантаження відповідних СГ електростанцій) на випадок, якщо дії САКЗ СГ (елементів *автоматичної* складової ІСД НЧК) щодо демпфірування НЧК виявляться недостатньо ефективними. Для надання адекватних рекомендацій диспетчеру засоби *оперативної* складової ІСД НЧК також опрацьовуватимуть поточну інформацію щодо стану ОЕС, одержувану від наявної в центрі диспетчерського керування системи моніторингу. Інформація, що стосується визначених параметрів домінантних мод НЧК, надходить від *оперативної* складової ІСД НЧК до *превентивної* складової, засобами якої в режимі *off-line* визначають вірогідні умови виникнення небезпечних НЧК (для знаходження причинно-наслідкових зв'язків залучають також усю наявну інформацію щодо стану ОЕС, за якого виникають небезпечні НЧК), щоб їх уникнути ще на етапі планування режимів, а також готують необхідні інструктивні матеріали для їх використання засобами *оперативної* складової ІСД НЧК, яка виконуватиме функції порадирика диспетчера щодо його дій у разі виникнення НЧК.

Однією із умов забезпечення ефективності ІСД НЧК є мінімізація витрат часу, пов'язаного з ідентифікацією домінантних мод НЧК та оцінюванням загрози коливного порушення стійкості ОЕС. Оскільки характеристики використовуваних в ОЕС України каналів передавання інформації далекі від бажаних (в аспекті забезпечення можливості розв'язання низки актуальних задач керування ОЕС), то для мінімізації загальних витрат часу, пов'язаних з оцінюванням небезпеки коливного порушення стійкості ОЕС, засоби системи моніторингу НЧК, яка є «інформаційним ядром» ІСД НЧК, повинні знаходитися на верхньому, «серверному» рівні ЕВРП «Регіна-Ч», встановлених на різних об'єктах ОЕС України. Ці засоби є програмною реалізацією *ансамблю* методів аналізу сигналів і забезпечують ідентифікацію домінантних мод за даними вікон спостереження вимірних ЕВРП «Регіна-Ч» параметрів режиму, узагальнення результатів, передавання інформації в центр керування – до «керуючого ядра» (саме ці засоби, що функціонують в режимі реального часу, є тим «інформаційним ядром», яке на базі спільної інформації

об'єднує складові ІСД НЧК в одну систему). Результати оцінювання надходять від «інформаційного ядра» («серверний» рівень ЕВРП «Регіна-Ч») в «Концентратор-аналізатор», який одночасно є і керуючим ядром розподіленої *автоматичної* складової ІСД НЧК, що виконує кілька функцій: 1) визначає потребу введення керуючих дій (сигналів) в САКЗ певних СГ електростанцій для демпфірування виявлених домінантних мод коливань; 2) формує та надсилає сигнали керування для демпфірування домінантних мод НЧК; 3) передає засобам *оперативної* складової ІСД НЧК всю необхідну інформацію щодо реалізації керуючих впливів для демпфірування небезпечних домінантних мод НЧК. Загальну структуру ІСД НЧК показано на рис. 2.70.

На рис. 2.70 суцільними «залитими» стрілками показано напрями передавання інформації щодо визначених параметрів домінантних мод НЧК (виняток становить стрілка від превентивної до оперативної складової, якою позначено надходження інструктивних матеріалів щодо дій з демпфірування відповідних складових НЧК за конкретних схемно-режимних умов), суцільними контурними стрілками – керівні сигнали «ядра» автоматичної складової ІСД НЧК, а штриховими контурними стрілками – керівні дії диспетчерського персоналу, який використовує інформацію оперативної складової ІСД НЧК.

На електростанціях «виконавчими елементами» розподіленої *автоматичної* складової ІСД НЧК є САКЗ СГ (як AVR+PSS, так і АРЗ СД).

На рис. 2.71 показано структурно-функціональну схему, яка ілюструє функціонування ІСД НЧК (насамперед її автоматичну складову) з метою демпфірування коливань потоку потужності лінією зв'язку, що поєднує ЕС-1 та ЕС-2.

Ефективність ІСД НЧК залежить, насамперед, від адекватності ідентифікації домінантних мод НЧК, що становлять загрозу функціонуванню ЕО, та забезпечення можливості дистанційного оперативного (автоматичного) налаштування PSS у реальному часі з якомога точнішим врахуванням частоти домінантної моди НЧК, яку слід демпфірувати. Ефективність використання одержаної від інформаційного «ядра» ІСД НЧК інформації про фактичні параметри таких мод НЧК для налаштувань PSS було підтверджено моделюванням відповідних режимів ТС-I та ТС-II.

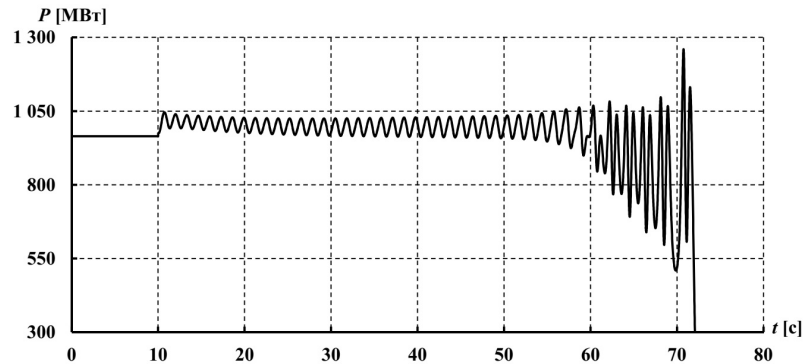


Рис. 2.72. Графік потоку активної потужності в кінці ЛЕП 200–5 (усі СМ з AVR типу AC1A та PSS типу PSS4B з налаштуваннями згідно з [44])

на фактичне значення модальної частоти 0,75 Гц) забезпечили демпфірування НЧК. (Вибір для переналаштування середньої частоти саме СЧ-діапазону PSS було обумовлено тим фактом, що фактична частота НЧК у цьому випадку відповідала саме СЧ-діапазону – більше від 0,14 Гц, але менше ніж 1,40 Гц). Графік потоку активної потужності в кінці ЛЕП 200–5 у разі застосування САКЗ з AVR типу AC1A та PSS типу PSS4B з адаптованими параметрами для всіх СГ показано на рис. 2.73.

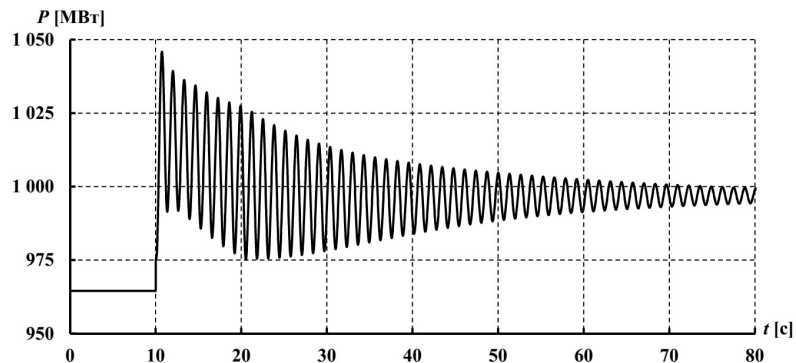


Рис. 2.73. Графік потоку активної потужності в кінці ЛЕП 200–5 (усі СМ з AVR типу AC1A та PSS типу PSS4B з налаштуваннями згідно з [44] до 20-ї с, а після 20-ї – зі зміною налаштувань ІСД НЧК)

Інший приклад моделювання режимів з виникненням внаслідок збурення незгасаючих коливань активної потужності контрольованим перетином стосується ТС-І. Зміна налаштувань PSS типу PSS4B не забезпечила демпфірування НЧК. Виникло періодичне переобтяження за активною потужністю ЛЕП, що поєднують ЕС-1 та ЕС-2, оскільки внаслідок коливань рівнів напруги на шинах ПС-7 та ПС-9 значення потоку потужності контрольованими зв'язками періодично змінювалося. Для припинення таких НЧК в ЕС було прийнято рішення про спосіб розвантаження зазначеного контрольованого перетину (зниженням потужності навантаження чи підвищенням потужності генерування СГ ЕС-2 за наявності достатніх резервів генерування). Зменшення навантаження на ПС-9 ЕС-2 на 100 МВт (через 60 с після виникнення збурення, яке спричинило виникнення НЧК) було досягнуто згасання НЧК. Графік потоку активної потужності в кінці контрольованого перетину ТС-І показано на рис. 2.74.

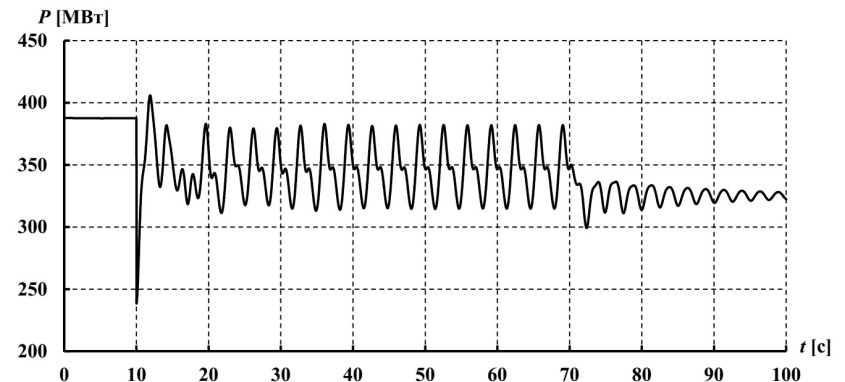


Рис. 2.74. Графік потоку активної потужності в кінці контрольованого перетину ТС-І

Наведені результати одержано моделюванням, однак створення умов, коли PSS (і автоматична складова ІСД НЧК) виявляються неспроможними демпфірувати коливання, важливо в аспекті розвитку і удосконалення інструментарію як оперативної, так і превентивної складових ІСД НЧК.

2.4. НЧК в ОЕС України – деякі результати аналізу

Виникнення НЧК в ЕО і загрози, які з'являються разом з ними, для ОЕС України вже не є абстракціями. Розглянемо окремі випадки виникнення в ОЕС України у 2016-2017 роках НЧК і можливості наявних засобів системи моніторингу НЧК щодо ідентифікації домінантних мод НЧК.

Як свідчать результати аналізу умов, за яких виникали НЧК в ОЕС України у 2016–2017 рр., такі коливання не були викликані значними збуреннями режиму, тому в дослідженнях, частину результатів яких наведено нижче, було використано методи аналізу сигналів, орієнтовані на застосування в режимі *on-line* в системі моніторингу НЧК, яка реалізується на базі ЕВРП «Регіна-Ч».

Перш ніж перейти безпосередньо до розгляду результатів виконаних досліджень, вважаємо за доцільне попередньо нагадати про вплив схемно-режимних умов ОЕС на «енергетичні показники» її власних частот. Зміни режиму ОЕС можуть впливати на частоти та енергію власних коливань, особливо якщо такі зміни пов'язані зі значними (аварійними) збуреннями. Але навіть незначні зміни режиму (особливо обтяженого) теж можуть впливати на власні частоти ОЕС. Для ілюстрації цього використаємо табл. 2.32, що містить дев'ять пар власних чисел (ВЧ) характеристичної матриці ОЕС, пронумерованих в порядку зменшення їхніх дійсних складових у початковому режимі ОЕС (ці номери залишаються незмінними на наступних кроках обтяження режиму) і обчислених для кожного режиму, розрахованого після відповідного кроку обтяження. Збільшення потоку активної потужності контрольованим перетином на кожному кроці обтяження режиму було зіставним з потужністю нерегулярних коливань у цьому перетині ОЕС.

У табл. 2.32 напівжирним шрифтом виділено дві пари ВЧ (№ 5 та 9), які «стрімко» (порівнюючи з іншими парами ВЧ) з кожним кроком обтяження режиму наближаються до уявної осі комплексної площини (після 1-го кроку обтяження режиму пара № 5 перейшла з п'ятої на першу позицію (1-й рядок) у таблиці, зберігши її за собою і після 2-го кроку обтяження), причому дійсні частини (сталі демпфірування) цих ВЧ збільшуються (алгебрично), а уявні (частоти) зменшуються. Разом з тим дані табл. 2.32 свідчать про наявність «руху» окремих пар ВЧ (виділено курсивом) і в протиле-

жному напрямі: дійсні складові таких ВЧ зменшуються, тоді як уявні залишаються практично незмінними (ВЧ «рухаються» у протилежний бік від уявної осі). Так «рухається», наприклад, пара ВЧ № 4 (виділена напівжирним курсивом в затемнених клітинах табл. 2.32), уявні частини якої після другого кроку обтяження залишилися незмінними.

Отже, навіть незначні зміни режиму ОЕС, викликані, наприклад, флуктуаціями навантажень електроспоживання, можуть впливати на власні частоти ОЕС. Підтвердження цього можна одержати внаслідок аналізу відповідних сигналів (вибірок даних, сформованих за значеннями режимних параметрів ОЕС, вимірних, наприклад, ЕВРП «Регіна-Ч»), але слід брати до уваги таке.

Таблиця 2.32. Особливості «руху» власних чисел характеристичної матриці ЕО під час обтяження ЕО

Зміна власних чисел (ВЧ) характеристичної матриці зі зміною (обтяженням) режиму ОЕС					
початковий режим		після 1-го кроку обтяження		після 2-го кроку обтяження	
№ № пар ВЧ	пари ВЧ [c ⁻¹ , Гц]	№ № пар ВЧ	пари ВЧ [c ⁻¹ , Гц]	№ № пар ВЧ	пари ВЧ [c ⁻¹ , Гц]
1	-0,05216 ± j0,9528	5	-0,04250 ± j0,8004	5	-0,03999 ± j0,7911
2	-0,05353 ± j1,8708	1	-0,05147 ± j0,9513	1	-0,05118 ± j0,9504
3	-0,06226 ± j0,7027	2	-0,05337 ± j1,8707	2	-0,05340 ± j1,8705
4	-0,06318 ± j0,9168	3	-0,06172 ± j0,6989	3	-0,06160 ± j0,6968
5	-0,06446 ± j0,8170	4	-0,06337 ± j0,9169	4	-0,06338 ± j0,9169
6	-0,06805 ± j1,0840	6	-0,06812 ± j1,0839	9	-0,06729 ± j0,6477
7	-0,07500 ± j1,3489	9	-0,07273 ± j0,6483	6	-0,06810 ± j1,0837
8	-0,07579 ± j1,4720	8	-0,07593 ± j1,4682	8	-0,07595 ± j1,4661
9	-0,08188 ± j0,6493	7	-0,07810 ± j1,3450	7	-0,07974 ± j1,3429

1. У досліджуваних режимах ОЕС може забезпечуватися належне демпфірування електромеханічних коливань, і значення відповідних показників демпфірування будуть не меншими від 0,05. Таке демпфірування впливатиме на енергію складових вільних коливань у разі їх виникнення, про що свідчитимуть, насамперед, незначні амплітуди відповідних мод.

2. Оскільки «внески» різних мод до змінних стану системи (2.5) теж будуть різними, то задача практичної ідентифікації «мало-енергетичних» мод НЧК за результатами вимірювання параметрів режиму ОЕС може бути проблематичною, особливо за наявності шуму в сигналі. Для підвищення надійності виявлення домінантних мод НЧК слід використовувати *ансамбль* методів аналізу сигналів.

Розглянемо окремі **результати аналізу НЧК, що виникали в ОЕС України у 2016–2017 рр.** Почнемо з **НЧК, що виникали у 2016 р.:** на рис. 2.75 показано графік коливань потоку активної потужності по повітряній лінії (ПЛ, фаза А), що з'єднує розподільні пристрої (РП) 750 кВ Хмельницької (ХАЕС) та Чорнобильської атомних електростанцій (АЕС), ці коливання мали місце 16.02.2016 р. після 6:42:35, а на рис. 2.76 – графік коливань потоку активної потужності по ПЛ (фаза А), що з'єднує РП 750 кВ підстанцій (ПС) «Вінницька» та «Київська» (зазначені коливання мали місце 21.03.2016 р. після 14:54:30).

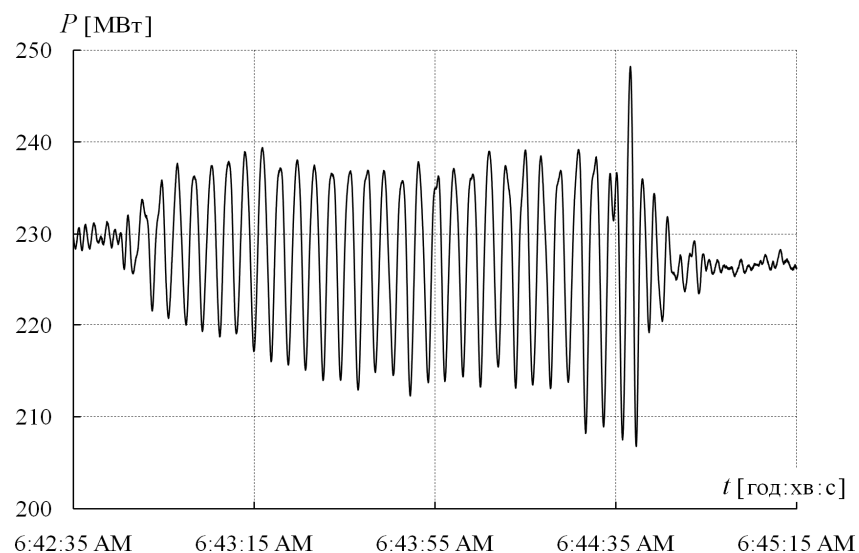


Рис. 2.75. Графік коливань потоку активної потужності ЛЕП (фаза А) РП 750 кВ ХАЕС–ЧАЕС 16.02.2016 р.

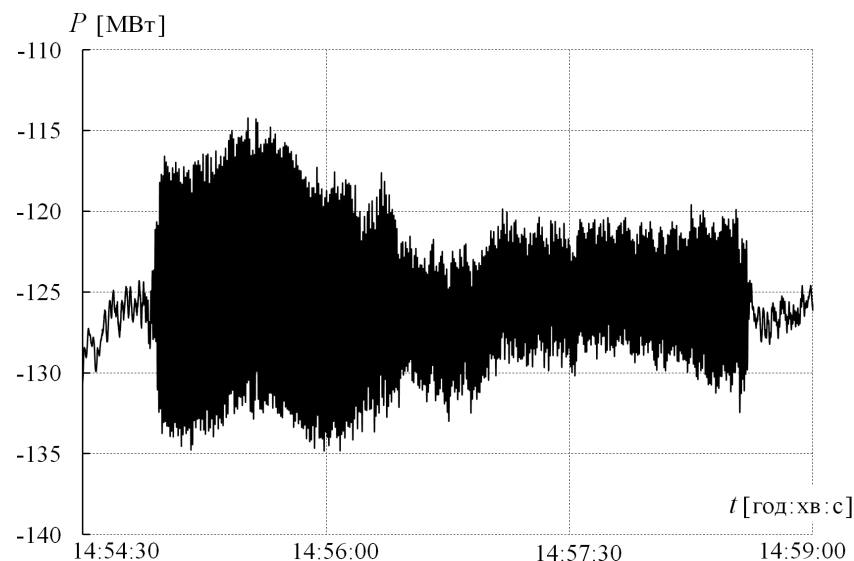


Рис. 2.76 Графік коливань потоку активної потужності ЛЕП (фаза А) РП 750 кВ ПС «Вінницька» – «Київська» 21.03.2016 р.

З рис. 2.75 видно, що збільшення амплітуди коливань починається близько 10-ї секунди (початковою точкою відліку обрано 6:42:35, такий же підхід до відліку часу – «від початку координат» – використано і далі, зокрема в табл. 2.33, 2.34), перший локальний максимум досягається близько 20-ї секунди, другий – в околі 40-ї, а глобальний («імпульсний») максимум – невдовзі, через кілька секунд, після 120-ї.

Для ідентифікації мод НЧК було використано програмні засоби, що реалізують ансамбль методів аналізу сигналів (найпридатніших для розв'язання зазначеної задачі в режимі реального часу). Частота формування вибірок даних становила 50 Гц. Для кількох часових відрізків, на яких амплітуда НЧК досягала зазначених максимумів, а також для відрізка, що передував помітному зростанню амплітуди НЧК, у табл. 2.33 наведено результати ідентифікації мод зазначених НЧК, одержані з використанням трьох методів –HTLS, МР та Проні модифікованого (останній поступається «класичному» методу Проні за можливостями ідентифікації низькочастотних компонентів сигналів за однакової ширини вікон спостереження, у

той же час забезпечує більшу адекватність результатів ідентифікації за наявності шуму, але може поступатися методам HTLS та MP, про що свідчать і дані табл. 2.33: в окремих вікнах спостереження моди не було виявлено, суттєві похибки мали місце у визначенні показників демпфірування).

У табл. 2.33 зазначено параметри (частоту, амплітуду та показник демпфірування) лише тих мод НЧК, амплітуда яких перевищувала 1 МВт. Більша частина таблиці містить результати, одержані у разі використання вікон спостереження шириною у 5 с (кожний рядок таблиці стосується відрізка часу, «охоплюваного» вікном спостереження, результати зводяться до середини вікна спостереження), але в кінці таблиці, щоб проілюструвати вплив ширини вікна спостереження на результати ідентифікації мод НЧК, наведено також результати (для часового відрізка, що містить 40-ву секунду, в околі якої амплітуда НЧК досягла локального максимуму), одержані у разі використання вікна спостереження шириною в 10 с.

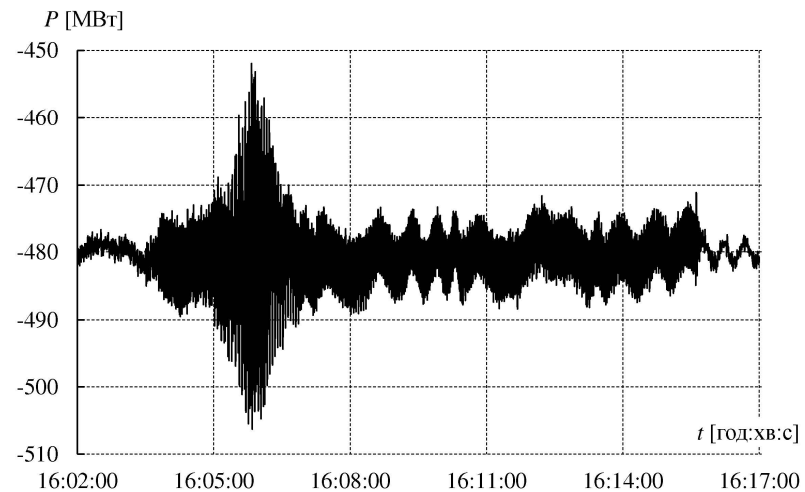
На підставі даних табл. 2.33 можна дійти висновку, що частота моди, «внесок» якої у зростання амплітуди НЧК був основним, більшу частину тривалості НЧК становила 0,26...0,27 Гц, а на часовому відрізку, де спостерігався глобальний максимум амплітуди НЧК (після 120-ї секунди), вона зросла до 0,34 Гц (до 0,38 Гц – у разі її визначення з використанням модифікованого методу Проні). У подальшому (на часовому відрізку згасання НЧК, який не відтворено в табл. 2.33) частота цієї моди зазнавала флуктуацій у межах 0,33...0,38 Гц (на останньому часовому відрізку згасання НЧК, наближаючись до 0,33 Гц). На часовому відрізку після 6:43:55 амплітуда зазначеної домінуючої та інших мод НЧК не перевищувала 1 МВт, хоча іноді в окремому вікні спостереження амплітуда і «доладала поріг» в 1 МВт, але таке «долання» було короткотривалим і обмежувалося одним вікном спостереження. Підкреслимо, що наявність зазначеної домінуючої моди було виявлено усіма методами аналізу сигналів, які залучалися до аналізу, а кількісна відповідність приросту амплітуди НЧК (по відношенню до 230 МВт) та амплітуди домінуючої моди в точках досягнутих максимумів свідчить про *прямий* зв'язок зазначеної моди з посиленням НЧК, тобто таке посилення не є наслідком нелінійної взаємодії мод НЧК. Інші виявлені моди не мали визначального впливу на характер НЧК.

Таблиця 2.33. Результати ідентифікації мод НЧК

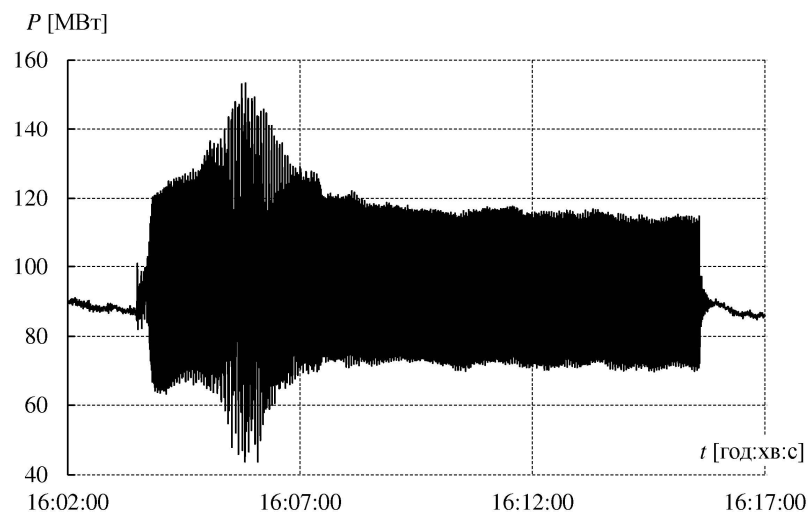
Відрізок часу	Методи аналізу сигналів								
	HTLS			MP			Проні модифікований		
	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ
<i>Ширина вікна спостереження = 5 с</i>									
1-6	0,53	1,1	-0,014	0,53	1,1	-0,012	0,58	1,7	-0,037
2-7	0,29	3,7	-0,749	0,31	3,0	-0,698	0,54	1,9	-0,086
3-8	0,63	1,3	-0,087	0,63	1,3	-0,089	0,51	2,0	-0,157
4-9	0,31	1,2	-0,033	0,31	1,2	-0,048	–	–	–
7-12	0,46 0,66	1,4 1,1	-0,115 -0,064	0,46 0,66	1,4 1,1	-0,114 -0,064	–	–	–
8-13	0,70	1,9	-0,052	0,70	1,9	-0,052	–	–	–
9-14	0,43 0,68	2,8 1,6	-0,134 -0,002	0,43 0,68	2,7 1,6	-0,134 -0,001	0,58	1,5	0,018
17-22	0,27	10,2	-0,119	0,27	10,1	-0,118	0,28	4,6	0,069
18-23	0,29	7,9	-0,040	0,29	7,9	-0,040	0,29	5,7	0,037
37-42	0,26 0,53	11,8 1,6	-0,021 -0,033	0,26 0,54	11,9 1,6	-0,024 -0,018	0,27	8,1	0,049
38-43	0,27	10,3	0,017	0,27	10,4	0,014	0,28	12,1	-0,020
39-44	0,27 0,46	10,8 1,0	-0,005 0,043	0,27	10,3	0,002	0,25	13,1	-0,033
120-125	0,33 0,67 1,06	21,4 3,4 3,2	-0,052 -0,035 -0,056	0,33 0,67 1,06	21,4 3,5 3,1	-0,052 -0,035 -0,054	0,33	12,4	0,066
121-126	0,33 0,64	21,2 4,6	-0,018 -0,082	0,33 0,64	21,4 4,4	-0,021 -0,076	0,35	17,4	0,012
122-127	0,34 0,59 0,84	9,3 3,0 1,0	0,083 0,046 0,014	0,34 0,59	9,3 2,9	0,084 0,050	0,38	21,2	-0,060
<i>Ширина вікна спостереження = 10 с</i>									
34-44	0,26 0,51	10,4 1,2	-0,009 -0,005	0,26 0,51	10,4 1,3	-0,010 -0,005	0,26	8,7	0,021
35-45	0,26 0,91	12,3 1,7	-0,015 -0,153	0,26 0,92	12,3 1,6	-0,015 -0,149	0,27	10	0,008
36-46	0,26 0,38 0,52	11,9 3,3 1,6	-0,013 -0,132 -0,041	0,26 0,38 0,52	11,9 3,3 1,6	-0,013 -0,131 -0,041	0,27	11,3	-0,006

Аналогічний аналіз було виконано з використанням даних, що стосуються випадку **виникнення НЧК 21.03.2016 р. після 14:54:30** (рис. 2.76). На відміну від попереднього випадку (рис. 2.75), де визначена частота доміантної моди у складі НЧК свідчила про її *внутрішньосистемний* характер, в коливаннях потоку потужності, графік яких представлено на рис. 2.76, частота доміантної моди, однозначно визначеної усіма методами аналізу сигналів, вказувала на її *локально-станційний* (1,0...2,0 Гц) характер. Протягом усього часу існування НЧК частота доміантної моди зазнавала флуктуацій: за результатами використання методів HTLS та РМ – у діапазоні 1,68...1,85 Гц, а за результатами використання методів Проні («класичного» та модифікованого) – у діапазоні 1,67...1,93 Гц. Інші моди, виявлені з використанням методів HTLS та РМ лише в окремих вікнах спостереження, не мали визначального впливу на характер НЧК.

Перейдемо до розгляду результатів аналізу **коливань параметрів режиму, що виникли в ОЕС України 18.02.2017 р. о 16:03** і починалися з різкої зміни частоти (від 49,96 до 50,02 Гц), змін у генеруванні активної потужності (від 15 до 220 МВт) та реактивної на АЕС і теплових електростанціях (ТЕС) (внаслідок коливань реактивної потужності ТГ-5 РАЕС навіть перейшов у режим її споживання – до 200 Мвар). Внаслідок оперативних дій, зокрема з підвищення генерування реактивної потужності АЕС та ТЕС до максимальних значень, коливання параметрів режиму припинилися (згідно з диспетчерською інформацією – о 16:16). Звернімося до результатів векторних вимірювань параметрів режиму ОЕС України під час виникнення та існування зазначених коливань. Змушені обмежитися окремими ілюстративними прикладами. На рис. 2.77 наведено графіки коливань потоків активної потужності по ЛЕП 750 кВ, що знаходяться в різних частинах ОЕС України: рис. 2.77 *а* стосується ЛЕП, що з'єднує РП 750 кВ ПС «Запорізька» та РП 750 кВ Запорізької АЕС, а рис. 2.77. *б* – ЛЕП, що з'єднує РП 750 кВ ПС «Західноукраїнська» та РП 750 кВ ПС «Вінницька». Рис. 2.78 *а*, *б* містить графіки зміни у часі напруги на шинах 750 кВ (фаза А) ПС «Західноукраїнська» та ПС «Київська» відповідно.

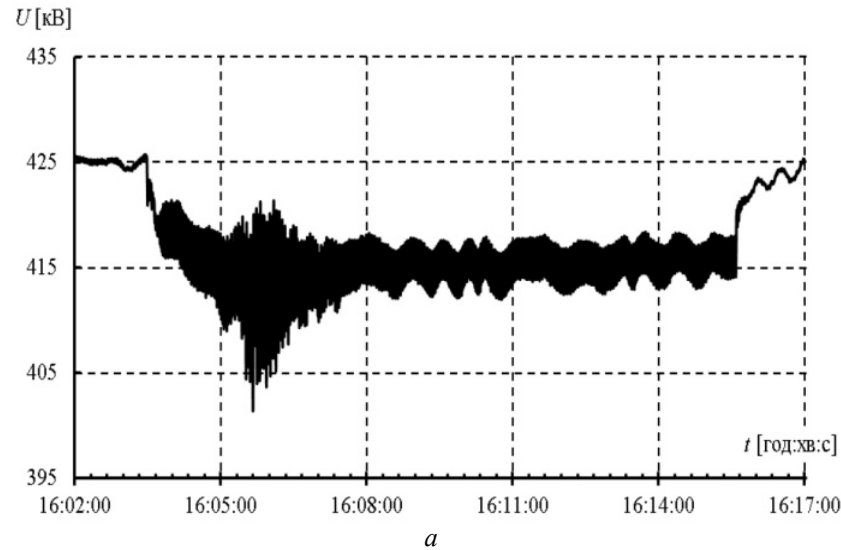


а
а – РП 750 кВ ПС «Запорізька» – РП 750 кВ Запорізької АЕС

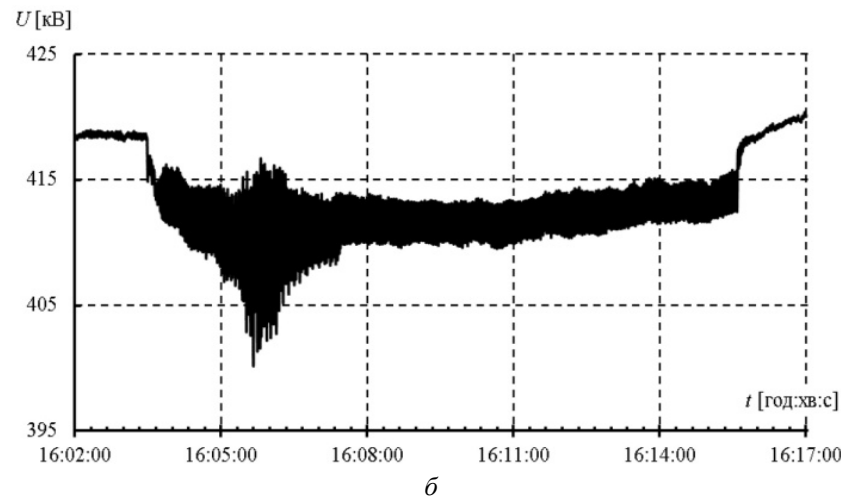


б
б – РП 750 кВ ПС «Західноукраїнська» – РП 750 кВ ПС «Вінницька»

Рис. 2.77 Графік коливань потоку активної потужності ЛЕП



а – ПС «Західноукраїнська»



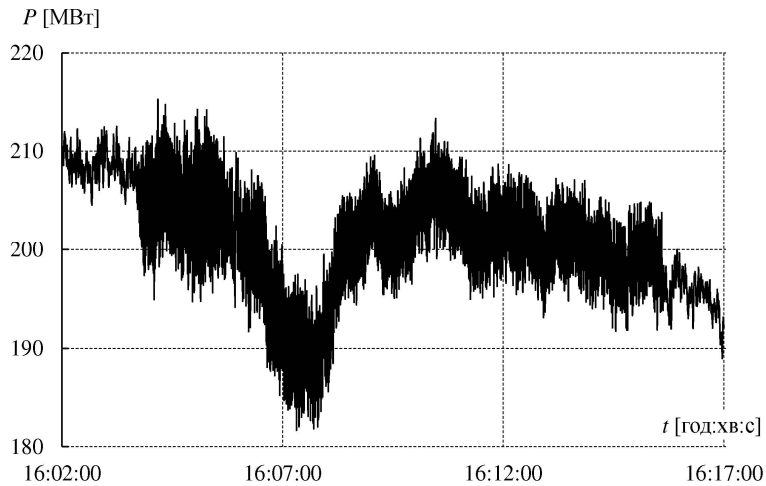
б – ПС «Київська»

Рис. 2.78. Графік зміни у часі напруги на шинах 750 кВ (фаза А)

Аналізуючи рис. 2.77 та 2.78, можна дійти висновку, що о 16:05:40 амплітуди коливань режимних параметрів ОЕС України досягли глобальних екстремумів, а графіки на рис. 2.78 також свідчать про виникнення значного дефіциту реактивної потужності, оскільки приблизно після 16:03:20 відбулося різке зменшення («просідання») напруги на шинах ПС 750 кВ з її коливаннями зі зростаючою амплітудою. Однак результати векторних вимірювань на ПС 750 кВ у іншій частині ОЕС України свідчать про те, що зазначена подібність процесів не була тотальною. Наприклад, візьмо до розгляду ПС 750 кВ «Запорізька»: на рис. 2.79 а показано графік зміни потоку активної потужності по ПЛ 750 кВ (фаза А) ПС «Запорізька»-«Донбаська», а на рис. 2.79 б – напруги на шинах 750 кВ (фаза А) ПС «Запорізька». Перший із цих графіків свідчить про те, що зазначені коливання потоку активної потужності не припинилися о 16:16, а лише зменшилася їхня амплітуда, як дещо зменшилося і значення потоку активної потужності цієї ЛЕП (на відміну від графіків, показаних на рис. 2.77, які свідчать, що після коливань відповідні потоки активної потужності після 16:16 повернулися до попередніх значень). Амплітуда коливань напруги на шинах 750 кВ (фаза А) ПС «Запорізька» рис. 2.79 б досягає глобального максимуму о 16:05:40, але виникненню таких коливань не передувало зниження напруги на зазначених шинах (як на шинах ПС в іншій частині ОЕС України, що ілюструє рис. 2.78), більше того, після 16:07:45, коли амплітуда коливань дещо зменшилася, рівень напруги на шинах почав неспинно зростати, істотно перевищуючи початковий рівень (і таке зростання тривало і після 16:16).

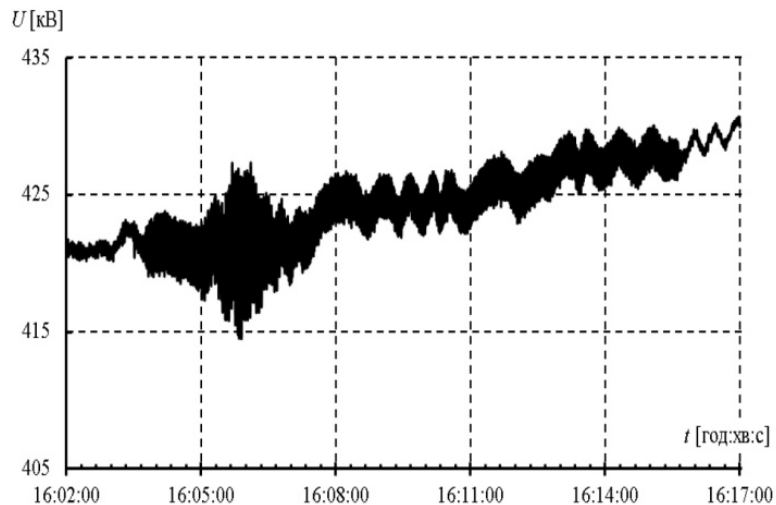
Характер зазначеного протікання процесів у різних частинах ОЕС України вказує на те, що серед складових НЧК були моди, що класифікуються як *міжсистемні* (до 0,3 Гц) або *внутрішньосистемні* (0,3...1,0 Гц). Крім того, «просідання» напруги в одній частині ОЕС України і його відсутність у іншій свідчить про різні можливості щодо оперативного використання резервів реактивної потужності в цих частинах ОЕС. Вжиті заходи призвели до згасання довготривалих НЧК, але остаточне їх припинення сталося після 16:16.

Результати опрацювання вибірок даних, сформованих за результатами векторних вимірювань параметрів режиму ОЕС України, підтвердили наявність у складі НЧК *внутрішньосистемних* мод,



а

а – ПС «Запорізька» – ПС «Донбаська»



б

б – ПС «Запорізька»

Рис. 2.79. Графік коливань напруги на шині 750 кВ (фаза А)

«питома вага» яких в енергії НЧК значно (у кілька разів) перевищувала енергію *локально-станційних* мод, що виявлялися в окремих вікнах спостереження сигналів (свідченням цього є і відповідні значення амплітуд). Проілюструємо це з використанням табл. 2.34, в якій для кількох часових відрізків (у табл. 2.34 їх відокремлено один від одного затемненими полосами), що стосуються різних етапів виникнення та існування НЧК, наведено модальні параметри (частоти та амплітуди) коливань напруги на шині 750 кВ (фаза А) ПС «Київська», визначені засобами ансамблю методів аналізу сигналів з використанням ковзних (зсув вікна становив 1 с) вікон спостереження шириною у 5 с.

Результати, одержані з використанням методу пучка матриць, у табл. 2.34 не наведено, оскільки вони майже повністю збігаються з результатами, одержаними з використанням методу HTLS.

Результати аналізу, що стосуються першого етапу виникнення НЧК (у табл. 2.34 зазначено значно коротший часовий відрізок – 102...110 с), свідчать про наявність *внутріньосистемної* моди (оцінювання та «узагальнення» її частоти за результатами використання різних вікон спостереження і різних методів дає $\approx 0,89$ Гц), що ж стосуються *локально-станційних* мод, то їх «питома вага» в енергії НЧК була незначною і вони «з'являлися» лише в деяких вікнах спостереження під час аналізу окремих сигналів (наприклад, їх не виявлено в коливаннях напруги на шині ПС 750 кВ «Західноукраїнська», але виявлено в коливаннях напруги на шині ПС 750 кВ «Київська»).

Наступний етап, що стосується посилення НЧК (у табл. 2.34 його представлено відрізком часу 201...211 с), характеризується появою ще однієї *внутріньосистемної* моди, частота якої в різних вікнах спостереження зазнавала «флуктуацій», набуваючи значень у діапазоні 0,54...0,62 Гц, у той час як замість *внутріньосистемної* моди з частотою $\approx 0,89$ Гц «з'являлася» мода, частота якої змінювалася в діапазоні 0,77...0,84 Гц (існують підстави вважати, що це є наслідком «флуктуацій» моди з частотою $\approx 0,89$ Гц, оскільки в окремих вікнах спостереження, не наведених у табл. 2.34, як і під час опрацювання вибірок даних інших режимних параметрів, «флуктуація» частоти цієї моди «від вікна до вікна» була плавнішою і очевиднішою. Результати модального аналізу вказують на те, що саме зазначені *внутріньосистемні* моди мають найбільшу «питому

Таблиця 2.34. Параметри мод НЧК напруги на шинах 750 кВ ПС "Київська"

Відрізок часу	Методи аналізу сигналів					
	HTLS		Проні «класичний»		Проні модифікований	
	f, Гц	A, кВ	f, Гц	A, кВ	f, Гц	A, кВ
102-107	0,90	1,4	0,90	1,6	1,34	3,4
103-108	0,89 1,80	1,6 0,2	0,71	2,6	0,89	0,7
104-109	0,90 1,81	1,7 0,3	0,92	0,7	0,90 1,64	1,1 1,5
105-110	0,19 0,89 1,79	0,9 2,0 0,2	1,06	0,9	0,89 1,83	1,4 0,4
201-206	0,62 0,80 1,33 1,58	1,9 3,6 1,2 0,7	0,81	3,1	0,52 0,81 2,59	3,6 4,6 0,4
202-207	0,54 0,83	2,6 2,3	0,80	2,3	0,56 0,79	4,1 2,8
203-208	0,54 0,68 0,83 1,82	4,6 5,7 2,6 0,3	0,78	3,1	0,62 0,73	9,6 3,8
204-209	0,56 0,77 1,26	1,1 2,2 0,3	0,77	3,7	0,63 0,72	13,1 8,0
205-210	0,61 0,81	2,8 3,4	0,78	1,5	0,62 0,78	13,2 11,3
206-211	0,57 0,83	2,6 2,4	0,78	6,4	0,61 0,84 2,06	6,6 4,6 0,2
221-226	0,60 0,90 1,17	8,0 0,7 0,9	0,64	4,7	0,61 0,90 1,60	5,0 5,3 1,5
222-227	0,58 0,80 1,21	4,9 0,7 0,5	0,65	4,3	0,62 0,80 2,40	7,6 5,3 0,8
223-228	0,61 0,94	3,3 3,5	0,65	6,9	0,61 1,04 1,93	7,7 2,0 0,4
224-229	0,60 1,12	8,6 0,4	0,65	7,3	0,60 1,01 2,07	5,0 5,4 0,9

вагу» в енергії НЧК, підтвердженням чого є відповідні значення амплітуд. Звичайно, оперативна зміна режимів роботи частини генеруючого обладнання ОЕС України під час виникнення НЧК мала свій вплив на значення параметрів мод, але такий вплив завжди матиме місце у разі виникнення довготривалих НЧК.

Необхідні умови для створення повномасштабної системи моніторингу НЧК в ОЕС України. У розвинутих країнах питанням використання в ЕЕС (ОЕС) систем моніторингу НЧК приділяється належна увага, про що свідчать відповідні дані, наведені, наприклад, у четвертому розділі звіту [123]. Що ж стосується ОЕС України, то підхід до створення на базі ЕВРП «Регіна-Ч» вітчизняної ІСД НЧК було запропоновано, наприклад, в [115]. Слід підкреслити, що система моніторингу НЧК на базі ЕВРП «Регіна-Ч» має бути неодмінною складовою ІСД НЧК, причому це стосується як демпфірування НЧК з використанням САКЗ СМ, так і демпфірування НЧК внаслідок оперативної реалізації рішень диспетчера ОЕС України. Для забезпечення можливості розв'язання низки таких актуальних задач (моніторингу та демпфірування НЧК, контролю в режимі реального часу запасів стійкості ОЕС та ін.) потрібно встановити (точніше довстановити) ЕВРП «Регіна-Ч» (з відповідним розробленим програмним забезпеченням) на усіх електростанціях ОЕС України та забезпечити їх зв'язок з центром керування (ДП «НЕК «Укренерго») каналами, характеристики яких забезпечать можливість розв'язання зазначених задач у режимі реального часу. Наразі впровадження ЕВРП «Регіна-Ч» в ОЕС України не «охоплює» усі зазначені електроенергетичні об'єкти (ЕЕО) («географію» впровадження показує рис. 2.35), а характеристики каналів зв'язку окремих ЕЕО (ЕВРП «Регіна-Ч») з сервером, що знаходиться в центрі диспетчерського керування ОЕС України (ДП «НЕК «Укренерго»), не відповідають сучасним вимогам щодо розв'язання зазначених задач у режимі реального часу (оцінювання пропускнуєї спроможності відповідних каналів зв'язку галузевої телекомунікаційної мережі «Енергія» проводилося відносно цього сервера). Результати зазначеного оцінювання з використанням модуля NetBench програмного комплексу AIDA32 наведено в табл. 2.35. Окрім цього, на кожному ЕЕО, використовуючи PING (*Packet Inter-Network Groper* — службова комп'ютерна програма, призначена для перевірки з'єднань у мережах на основі TCP/IP), було одержано час

надходження відповіді від сервера у разі передачі стандартного пакета даних (32 байти) за протоколом TCP/IP. З урахуванням цього у правому стовпчику табл. 2.35 зазначено час передачі даних від ЕЕО до сервера, що залежить від швидкості з'єднання і завантаження каналів – від клієнта до сервера. Затемнені клітини правого стовпчика табл. 2.35 вказують на незадовільний (в аспекті розв'язання в режимі реального часу зазначених вище задач) час передачі даних.

У разі опрацювання в режимі реального часу результатів векторних вимірювань безпосередньо на місці їх вимірювання (спеціальними програмними засобами ЕВРП «Регіна-Ч») зникає потреба передавання в центр керування ІСД НЧК значних об'ємів інформації, оскільки передаватиметься лише інформація, зокрема результати ідентифікації домінантних мод, для автоматичного опрацювання в центрі керування ІСД НЧК та відповідної подальшої реалізації в САКЗ СМ (за відповідними командами з центру керування ІСД НЧК), а також для її використання диспетчерським персоналом та персоналом відповідних технологічних підрозділів. Оскільки основними «носіями» НЧК в ОЕС є певні СМ та групи СМ, а єдині засоби демпфірування НЧК, які зараз є в ОЕС України, – це САКЗ СМ, що нерозривно функціонально і «територіально» пов'язані з СМ, то необхідними умовами для реалізації в ОЕС України повномасштабної і ефективної системи моніторингу та демпфірування НЧК є встановлення ЕВРП «Регіна-Ч» на усіх електростанціях України (з «охопленням» також і систем збудження СМ з відповідними САКЗ) та забезпечення їх зв'язку з центром керування такої системи надійними і швидкісними каналами передачі даних.

Проаналізовані випадки виникнення у 2016-2017 рр. в ОЕС України НЧК відрізняються режимними умовами, а самі НЧК – складом та діапазонами частот домінантних мод (їх належністю до відповідних класів – за природою виникнення – згідно з поширеною класифікацією). Результати аналізу свідчать про наявність прямого зв'язку між зростанням амплітуд домінантних мод НЧК та посиленням (зростанням амплітуд) НЧК, тим самим підтверджуючи доцільність використання в режимі реального часу методів аналізу сигналів для ідентифікації мод НЧК.

Зміна схемно-режимних умов призводить до зміни домінантних мод НЧК, з чого випливає, що для забезпечення ефективного

Таблиця 2.35. Характеристики каналів зв'язку окремих ЕЕО з сервером у центрі диспетчерського керування ОЕС України

Е Е О	Оцінки пропускної спроможності [КБ /с]			Час передачі даних [мс]
	Мінімальна	Максимальна	Середня	
ПС-750 кВ Вінницька	134,5	231,3	224,4	5
Хмельницька АЕС	159,3	221,8	185,1	10
ПС 400 кВ Мукачеве	30,3	193,1	136,4	55
ПС-750 кВ Західноукраїнська	449,5	2216,5	1403,2	8
ПС-330 кВ Івано- Франківська	186,5	228	223,6	15
ПС-330 кВ Львів- Південна	1889,3	8086,9	5455,6	7
ПС-330 кВ Новокиївська	91110,3	10370	9953,9	2
ПС-750 кВ Північноукраїнська	58,4	225	180,4	17
ПС-330 кВ Шостка	24,6	195,3	113	37
Южно-Українська АЕС	0,31	4,31	3,3	202
ПС-330 кВ Котовськ	1,52	71,7	5,83	21
ПС-330 кВ Новоодеська	86,8	607,6	264,5	13
ПС-330 кВ Аджалик	51,9	735,6	576,6	14
ПС-330 кВ Трихати	180,3	691,4	620,2	19
ПС-750 кВ Дніпровська	103,9	218,8	215,6	22
ПС-750 кВ Донбаська	46,6	167,4	78,9	62
ПС-330 кВ Мелітополь	Не визначено з технічних причин			19
ПС-750 кВ Південнодонбаська	Не визначено з технічних причин			196
ПС-500 кВ Перемога	Не визначено з технічних причин			123

демпфірування НЧК засобами САКЗ СМ слід використовувати визначені в режимі реального часу результати ідентифікації доміантних мод НЧК, оскільки визначені в режимі *off-line* для певних схемно-режимних умов ОЕС частоти доміантних мод не залишати- муться незмінними під час експлуатації (функціонування) ОЕС.

Результати ідентифікації мод НЧК, визначені за даними векторних вимірювань у 2016-2017 рр., що відповідають періодам виникнення та існування НЧК в ОЕС України, свідчать про певні «флуктуації» значень параметрів доміантних мод НЧК, з чого впливає потреба використання адаптивних засобів демпфірування, які налаштовуються в режимі реального часу і забезпечують демпфірування коливань у певному частотному діапазоні. Використання ансамблю попередньо відібраних методів аналізу сигналів для ідентифікації мод НЧК призводить до певних відмінностей в одержаних результатах, але разом з тим дає змогу адекватніше оцінювати та певним чином узагальнювати результати визначення параметрів доміантних мод НЧК. З урахуванням цих обставин для налаштування (адаптації) в режимі реального часу відповідних засобів демпфірування НЧК у певному частотному діапазоні слід орієнтуватися на використання «узагальнених» результатів визначення частот доміантних мод НЧК.

В Україні створено і впроваджено в ОЕС сучасні апаратно- програмні засоби, спроможні забезпечити розв'язання в режимі реального часу низки актуальних задач, насамперед, задачі аналізу НЧК, за умови реалізації повномасштабної системи векторних вимірювань режимних параметрів ОЕС України. Практична реалізація зазначеної системи потребує, насамперед, додаткового встановлення на електричних станціях ОЕС України ЕВРП «Регіна-Ч» та забезпечення їх зв'язку з сервером ДП «НЕК «Укренерго» швидкісними каналами передачі даних. Програмні засоби «керуючого ядра» зазначеної системи мають бути встановлені в центрі диспетчерського керування ОЕС України.

Усвідомлюючи виклики сьогодення, слід прискорювати поступ на шляху інноваційного розвитку ОЕС України.

ДОДАТОК

Таблиця. Результати ідентифікації мод ТСГ-4 за наявності шуму (SNR у діапазоні 5...120 дБ) у разі використання вікон спостереження шириною 2, 3 та 5 с (з відповідно таким же зсувом) на 10-секундній вибірці даних ТСГ-4

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с															
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с		8-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
120		12,00	1,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
		0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с							
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
		0,67	29,6	—	0,67	20,7	—	0,67	19,1	—	0,60	23,2	—	0,60	18,6	—	
ДПФ		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с							
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
		12,00	1,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с							
100		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
		0,67	29,6	—	0,67	20,7	—	0,67	19,1	—	0,60	23,2	—	0,60	18,6	—	
		11,67	1,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с							
80		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
		12,00	1,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с							
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
ДПФ		0,67	29,6	—	0,67	20,7	—	0,67	19,1	—	0,60	23,2	—	0,60	18,6	—	
		11,67	1,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с							
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
60		12,00	1,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с							
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
		0,67	29,6	—	0,67	20,7	—	0,67	19,1	—	0,60	23,2	—	0,60	18,6	—	

Продовження табл.

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с																	
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с		5-10 с							
		f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
HTLS	60	0,32	7,3	0,619	0,47	22,9	0,037	0,50	30,4	0,001	0,50	26,6	0,009	0,50	29,2	-0,013			
					0,98	1,7	-0,101	1,01	1,6	0,021	1,01	2,4	-0,003	0,99	2,7	0,008			
					0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,54	39,8	-0,056	0,51	25,4	-0,005	0,50	27,8	-0,002	0,51	33,5	-0,020	0,50	28,1	-0,002
					1,00	2,7	0,001	1,00	2,9	-0,006	0,94	6,7	-0,046	1,00	2,8	-0,003			
	40					0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с					
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,32	7,3	0,621	0,47	27,7	-0,010	0,51	24,4	-0,002	0,51	32,3	-0,044	0,51	33,9	-0,054
					0,98	2,0	-0,067	1,00	1,4	-0,003	0,97	2,8	0,022	0,96	2,8	0,031			
					0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
HTLS	20	0,54	39,8	-0,056	0,50	23,2	-0,001	0,50	27,5	0,003	0,51	33,5	-0,020	0,50	28,1	-0,002			
					1,01	3,1	0,005	1,00	3,0	-0,009	0,94	6,7	-0,046	1,00	2,8	-0,003			
					0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,32	7,4	0,614	0,44	22,3	0,074	0,52	29,2	0,022	0,50	25,4	0,022	0,53	52,3	-0,177
					1,08	1,1	-0,090	0,97	2,0	0,028	1,01	2,6	-0,017	0,89	3,0	0,093			
	10					0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с					
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,54	39,7	-0,056	0,50	26,6	0,007	0,50	27,8	-0,002	0,50	33,5	-0,020	0,50	28,1	-0,002
					1,01	1,0	0,017	1,00	2,8	-0,003	0,94	6,7	-0,046	1,00	2,8	-0,003			
					0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
MP	60	0,33	7,9	0,597	0,43	118,7	-0,547	0,57	57,9	-0,265	0,48	126,4	-0,522	0,45	17,5	0,145			
					0,83	3,5	0,121	0,82	1,1	0,233	1,15	3,8	-0,082						
					0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,54	38,9	-0,048	0,50	26,4	0,009	0,50	28,3	-0,005	0,51	33,6	-0,020	0,50	28,2	-0,002
					1,02	1,0	0,008	1,01	3,2	-0,017	0,94	6,5	-0,044	1,00	2,9	-0,007			
	40					0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с					
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,55	35,4	-0,024	0,51	25,3	-0,005	0,50	27,2	0,002	0,50	29,5	-0,016			
					1,00	2,7	0,001	1,00	1,5	0,021	1,00	2,6	-0,002	0,98	2,8	0,009			
					0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
MP	60	0,37	24,9	0,286	0,47	23,2	0,034	0,50	29,3	-0,049	0,50	27,2	0,002	0,50	29,5	-0,016			
					0,98	1,6	-0,099	1,01	1,5	0,021	1,00	2,6	-0,002	0,98	2,8	0,009			
					0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,55	35,4	-0,024	0,51	25,3	-0,005	0,50	27,2	0,002	0,51	33,5	-0,020	0,50	28,1	-0,002
					1,00	2,7	0,001	1,00	2,6	-0,002	0,94	6,6	-0,045	1,00	2,8	-0,003			
	40					0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с					
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,37	24,8	0,287	0,47	27,3	-0,006	0,51	24,4	-0,001	0,51	32,3	-0,043	0,51	34,1	-0,055
					0,98	1,9	-0,069	1,00	1,4	-0,003	0,97	2,8	0,022	0,96	2,8	0,032			
					0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
MP	20	0,55	35,3	-0,024	0,50	23,4	-0,001	0,50	27,5	0,002	0,51	33,5	-0,020	0,50	28,1	-0,002			
					1,00	3,1	0,005	1,00	3,0	-0,009	0,94	6,6	-0,045	1,00	2,8	-0,003			
					0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,37	25,1	0,284	0,45	24,0	0,042	0,53	32,2	-0,083	0,49	25,5	0,021	0,53	51,3	-0,173
					0,96	2,1	0,049	1,01	2,5	-0,013	0,90	2,5	-0,013	0,90	2,8	0,095			
	20					0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с					
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,55	35,2	-0,023	0,50	26,6	0,006	0,50	27,8	-0,002	0,50	33,5	-0,020	0,50	28,1	-0,002
					1,01	1,0	0,017	1,00	2,8	-0,003	0,94	6,6	-0,046	1,00	2,8	-0,003			
					0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			

Продовження табл.

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с																	
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с		5-10 с							
		f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
HTLS	5	0,31	6,9	0,642	0,21	33,7	0,637	0,32	13,1	0,474	0,31	13,2	0,496	0,26	16,2	0,588			
					0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,54	39,6	-0,073	0,50	26,7	0,004	0,50	27,0	0,004	0,50	33,6	-0,020	0,50	27,9	-0,001
					0,98	1,0	0,035	0,98	2,6	0,000	0,95	6,8	-0,044	1,00	2,9	-0,006			
					0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с						
	60					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ		
					0,37	24,9	0,286	0,47	23,2	0,034	0,50	29,3	-0,049	0,50	27,2	0,002	0,50	29,5	-0,016
					0,98	1,6	-0,099	1,01	1,5	0,021	1,00	2,6	-0,002	0,98	2,8	0,009			
					0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,55	35,4	-0,024	0,51	25,3	-0,005	0,50	27,2	0,002	0,51	33,5	-0,020	0,50	28,1	-0,002
MP	40	0,37	24,8	0,287	0,47	27,3	-0,006	0,51	24,4	-0,001	0,51	32,3	-0,043	0,51	34,1	-0,055			
					0,98	1,9	-0,069	1,00	1,4	-0,003	0,97	2,8	0,022	0,96	2,8	0,032			
					0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,55	35,3	-0,024	0,50	23,4	-0,001	0,50	27,5	0,002	0,51	33,5	-0,020	0,50	28,1	-0,002
					1,00	3,1	0,005	1,00	3,0	-0,009	0,94	6,6	-0,045	1,00	2,8	-0,003			
	20					0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с					
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ			
					0,37	25,1	0,284	0,45	24,0	0,042	0,53	32,2	-0,083	0,49	25,5	0,021	0,53	51,3	-0,173
					0,96	2,1	0,049	1,01	2,5	-0,013	0,90	2,5	-0,013	0,90	2,8	0,095			
					0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с						
					f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A, МВрт	ξ	f, Гц	A				

Продовження табл.

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с																
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с								
		f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ		
MP	10	0,38	28,4	0,248	0,27	20,1	0,502	0,52	66,2	-0,338	0,48	113,9	-0,478	0,45	19,9	0,139		
			0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
		0,55	32,4	-0,011	0,50	26,3	0,010	0,50	28,3	-0,005	0,51	33,6	-0,020	0,50	28,2	-0,002		
			0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
	5	0,36	21,1	0,337	0,20	34,5	0,647	0,31	13,2	0,486	0,31	13,1	0,496	0,27	15,7	0,570		
			0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
		0,55	38,0	-0,038	0,50	26,8	0,002	0,50	27,2	0,003	0,50	33,6	-0,021	0,50	27,9	-0,001		
			0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
Проні «класичний»	120	0,32	208,5	0,648	0,47	21,8	-0,058	0,56	32,3	0,037	0,54	34,9	0,071	0,58	35,0	0,050		
			0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
		3,81	841,7	0,895	1,00	2,6	0,016	1,05	2,5	0,928	1,00	2,4	0,542	1,03	1,6	0,131		
			0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
	100	0,51	49,2	0,129	0,51	24,9	-0,002	0,50	29,3	0,036	0,49	47,7	0,097	0,50	26,9	-0,002		
			0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
		0,93	4,2	0,091	1,00	2,5	-0,004	1,01	2,4	0,081	0,98	3,2	0,0990	1,00	2,5	-0,004		
			0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	

Продовження табл.

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с																
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с								
		f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ		
Проні «класичний»	80	0,36	170,6	0,628	0,48	20,2	-0,055	0,59	29,3	0,022	0,58	29,9	0,010	0,58	29,9	0,021		
			0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
		4,88	2003,2	0,875	1,00	3,3	0,151	0,99	2,7	0,095	0,94	1,7	0,321	4,09	15,40,7	0,657		
			0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
	60	0,42	54,5	1,000	0,50	30,6	-0,014	0,54	31,8	0,031	0,55	31,8	0,061	0,54	36,6	0,063		
			0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
		9,15	2572,5	0,703	0,57	8,9	-0,039	0,61	29,9	0,125	0,68	53,2	0,482	0,57	14,7	0,024		
			0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
Проні «класичний»	40	0,46	94,0	0,400	0,48	33,9	0,152	0,53	29,0	0,138	0,52	29,9	0,087	0,52	31,2	0,107		
			0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
		6,63	2626,7	0,797	0,53	62,8	0,772	0,53	62,8	0,772	0,53	62,8	0,772	0,53	62,8	0,772		
			0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
	20	0,05	406,7	-0,082	0,05	482,2	-0,210	0,02	477,6	0,625	0,03	475,6	0,492	0,03	504,3	0,553		
			0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	
		7,52	1699,2	0,782	0,04	718,7	0,618	0,04	718,7	0,618	0,04	718,7	0,618	0,04	718,7	0,618		
			0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с							
			f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	f, Гц	A, МВт	ξ	

Продовження табл.

	0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с	
	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
10	-	-	-	-	-	-	-	-	0,02	549,9
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с			
	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
	9,54	46,5	0,319	-	-	-	6,75	907,9	0,750	-
Проні «класич-ний»	0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с	
	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
0-3 с	3-6 с	6-9 с	0-5 с	5-10 с						
f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
0-2 с	2-4 с	4-6 с	6-8 с	8-10 с						
f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	
0,33	197,4	-0,564	0,49	22,6	0,054	0,51	22,3	0,044	0,50	
3,57	413,7	-0,906	0,96	2,6	0,001	0,98	3,5	-0,032	1,00	
4,73	1776,6	-0,877	-	-	-	-	-	-	-	
120	0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с	
	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
	0,48	122,4	-0,662	-	-	-	0,49	21,1	0,022	-
	0,62	13,9	0,018	-	-	-	1,04	2,4	0,000	-
	1,08	5,8	-0,273	0,51	26,2	-0,006	0,50	27,3	0,003	0,50
3,55	319,9	-0,906	1,02	2,9	-0,007	1,00	2,8	-0,004	4,68	
3,61	1521,0	-0,930	-	-	-	5,32	80,8	-0,881	9,98	
5,46	6852,2	-0,823	-	-	-	9,98	6,3	-0,081	-	
Проні (модиф.)	0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с	
	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
	0,33	118,5	-0,380	0,47	24,8	0,035	0,51	22,0	0,047	0,50
	3,51	393,1	-0,908	0,99	2,0	0,021	0,99	3,5	-0,038	1,00
	4,33	3260,3	-0,919	-	-	-	-	-	-	-
6,93	10,1	-0,594	-	-	-	-	-	-	-	
100	0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с	
	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
	0,50	110,3	-0,540	0,50	28,1	-0,009	0,50	27,3	0,003	0,50
	3,54	312,3	-0,907	1,00	2,2	-0,014	1,00	2,8	-0,003	3,58
	4,73	2244,5	-0,882	3,04	16,3	-0,582	-	-	-	4,74
5,74	2,0	-0,339	-	-	-	-	-	-	2106,1	

Продовження табл.

Метод аналізу	0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с	
	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
80	0,35	183,6	-0,583	0,50	22,6	0,052	0,51	21,0	0,057	0,50
	3,70	602,5	-0,911	0,93	4,4	-1,000	0,99	4,3	-0,076	1,00
	4,53	1466,7	-0,879	-	-	-	-	-	-	-
	0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с	
	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
0,14	13,2	0,284	-	-	-	0,49	21,3	0,021	-	
0,56	86,5	-0,424	-	-	-	1,01	1,3	-0,424	-	
0,64	20,5	-0,016	0,50	28,4	-0,009	0,50	27,3	0,003	0,50	
3,42	3601,1	-0,913	0,99	1,9	-0,021	1,00	2,8	-0,003	4,73	
4,31	7,4	-0,333	-	-	-	9,34	3,1	-0,085	-	
4,74	1358,0	-0,873	-	-	-	9,84	3,7	-0,065	-	
Проні (модиф.)	0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с	
	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
	0,28	55,1	-0,989	-	-	-	0,38	178,4	-0,616	-
	0,37	68,8	-0,192	-	-	-	0,50	20,4	0,064	0,50
	3,73	2226,2	-0,937	0,50	29,2	-0,024	0,96	5,0	-0,097	1,00
6,15	5,3	-0,462	-	-	-	2,6	2,6	0,005	2,9	
9,17	1305,2	-0,660	-	-	-	8,85	8787,6	-0,708	-	
60	0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с	
	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
	0,47	122,0	-0,649	0,51	30,3	-0,025	0,81	5,7	-0,054	3,66
	0,62	12,1	0,033	1,03	2,6	-0,175	9,41	1,5	-0,203	6,24
	3,74	44,9	-0,776	-	-	-	-	-	-	-
9,14	2993,1	-0,714	-	-	-	-	-	-	-	

Продовження табл.

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с																	
		0-2 с			2-4 с			4-6 с			6-8 с			8-10 с					
		f, Гц	A, МВТ	ξ	f, Гц	A, МВТ	ξ	f, Гц	A, МВТ	ξ	f, Гц	A, МВТ	ξ	f, Гц	A, МВТ	ξ			
Проні (модиф.)	40	0,38	101,8	-0,329	0,42	30,2	-0,008	0,46	23,7	0,021	0,45	24,7	0,018	0,45	26,8	-0,001			
		9,47	1641,5	-0,677							0,69	31,6	-0,738						
	20	0,37	144,4	-0,278	0,52	33,2	-0,044	0,51	30,8	-0,012	0,49	30,7	-0,028	0,50	27,1	0,002			
		0,38	44,2	0,008	0,71	11,7	-0,299	0,71	11,7	-0,299	3,47	901,2	-0,881	0,93	2,4	-0,008			
		5,66	1317,8	-0,797	0,55	11,7	-0,673	6,07	4,1	-0,406	3,96	345,2	-0,772	7,08	36,7	-0,319			
		8,74	3537,9	-0,681															
Проні (модиф.)	10	0,34	70,9	-0,219	0,46	27,3	0,001	0,48	24,6	0,019	0,47	29,6	-0,020	0,47	30,2	-0,021			
		8,44	8,7	-0,360															
	20	0,46	69,8	-0,230	0,53	31,2	-0,036	0,50	25,1	0,024	0,48	32,7	-0,035	0,50	25,5	0,010			
		8,28	646,8	-0,573	8,55	3,8	-0,337	7,46	3,8	-0,508	9,38	619,8	-0,458	9,91	617,0	-0,366			
		8,48	212,1	-0,425															
Проні (модиф.)	10	0,34	70,9	-0,219	0,46	27,3	0,001	0,48	24,6	0,019	0,47	29,6	-0,020	0,47	30,2	-0,021			
		8,44	8,7	-0,360															
	20	0,46	69,8	-0,230	0,53	31,2	-0,036	0,50	25,1	0,024	0,48	32,7	-0,035	0,50	25,5	0,010			
		8,28	646,8	-0,573	8,55	3,8	-0,337	7,46	3,8	-0,508	9,38	619,8	-0,458	9,91	617,0	-0,366			
		8,48	212,1	-0,425															

Продовження табл.

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с																	
		0-2 с			2-4 с			4-6 с			6-8 с			8-10 с					
		f, Гц	A, МВТ	ξ	f, Гц	A, МВТ	ξ	f, Гц	A, МВТ	ξ	f, Гц	A, МВТ	ξ	f, Гц	A, МВТ	ξ			
Проні (модиф.)	5	0,34	71,5	-0,223	0,46	27,1	0,004	0,49	24,7	0,009	0,48	29,7	-0,024	0,48	30,1	-0,025			
	120	0,34	67,7	-0,326	0,52	32,3	-0,049	0,49	27,7	0,000	0,43	40,1	-0,223	0,50	26,2	0,005			
		5,80	37,5	-0,689				7,47	1,20	-0,556	9,35	13,6	-0,323	7,71	3,8	-0,549			
ВП	100	0,36	23,1	-	0,34	25,0	-	0,39	24,5	-	0,36	24,4	-	0,38	24,5	-			
		1,48	7,5	-	1,50	7,8	-	1,50	7,7	-	1,50	7,6	-	1,50	7,6	-			
	200	0,37	19,2	-	0,37	20,1	-	0,34	19,8	-	0,38	15,2	-	0,38	15,3	-			
		1,54	6,3	-	1,48	7,5	-	1,51	6,4	-	1,51	4,9	-	1,48	5,4	-			

Продовження табл.

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с											
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с			
		f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ
80	0-2 с	0,37	23,2	0,38	25,0	0,38	24,6	0,35	24,4	0,38	24,5	0,38	24,5
		1,50	7,5	1,50	7,8	1,50	7,7	1,50	7,6	1,50	7,6	1,50	7,6
				2,39	4,9	2,39	4,9	2,33	4,8	2,39	4,8	2,39	4,8
	0-2 с	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ
		0,36	19,3	0,34	20,1	0,34	19,8	0,38	15,3	0,37	15,4	0,37	15,4
		1,49	6,3	1,49	7,6	1,51	6,4	1,49	4,9	1,48	5,4	1,48	5,4
60	0-2 с	0,39	23,1	0,34	25,1	0,37	25,1	0,38	24,4	0,38	24,5	0,38	24,5
		1,48	7,5	1,53	7,8	1,50	7,8	1,50	7,6	1,50	7,6	1,50	7,6
				2,39	4,9	2,39	4,9	2,36	4,8	2,36	4,8	2,39	4,8
	0-2 с	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ
		0,38	19,3	0,34	20,1	0,37	19,8	0,37	15,3	0,37	15,3	0,34	15,4
		1,49	6,3	1,53	7,5	1,51	6,4	1,53	4,8	1,48	5,4	1,48	5,4
40	0-2 с	0,38	23,2	0,37	25,1	0,37	24,6	0,38	24,5	0,38	24,5	0,37	24,5
		1,50	7,5	1,50	7,8	1,50	7,7	1,50	7,6	1,50	7,6	1,50	7,6
				2,39	4,9	2,39	4,9	2,39	4,8	2,39	4,8	2,39	4,8
	0-2 с	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ
		0,36	19,3	0,34	20,1	0,34	19,8	0,37	15,3	0,37	15,3	0,37	15,4
		1,51	6,3	1,49	7,6	1,51	6,4	1,49	4,9	1,49	4,9	1,48	5,4

Продовження табл.

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с											
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с			
		f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ
20	0-2 с	0,40	23,1	0,37	25,1	0,37	24,6	0,38	24,5	0,37	24,5	0,37	24,5
		1,50	7,5	1,50	7,8	1,50	7,7	1,50	7,6	1,50	7,6	1,50	7,6
				2,32	5,0	2,39	4,9	2,33	4,8	2,33	4,8	2,39	4,8
	0-2 с	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ
		0,38	19,3	0,39	20,0	0,37	19,8	0,38	15,3	0,37	15,3	0,37	15,4
		1,53	6,3	1,49	7,6	1,46	6,4	1,49	4,9	1,48	5,4	1,48	5,4
10	0-2 с	0,36	19,3	0,39	20,0	0,39	20,0	0,36	24,9	0,34	24,5	0,37	24,5
		1,50	7,5	1,47	7,8	1,47	7,6	1,47	7,6	1,50	7,6	1,50	7,6
				2,41	4,9	2,41	4,9	2,41	4,9	2,33	4,8	2,39	4,8
	0-2 с	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ
		0,36	19,3	0,34	20,1	0,34	19,8	0,34	19,8	0,38	15,3	0,37	15,4
		1,49	6,3	1,49	7,6	1,51	6,4	1,49	4,9	1,49	4,9	1,48	5,4
5	0-2 с	0,38	23,2	0,37	25,1	0,38	24,5	0,38	24,5	0,38	24,5	0,37	24,5
		1,50	7,5	1,50	7,8	1,50	7,7	1,50	7,6	1,50	7,6	1,50	7,6
				2,32	5,0	2,39	4,9	2,39	4,8	2,39	4,8	2,39	4,8
	0-2 с	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ	f, Гц	A, МВгТ
		0,36	19,3	0,34	20,1	0,34	19,8	0,34	19,8	0,38	15,3	0,37	15,4
		1,54	6,3	1,54	7,5	1,51	6,4	1,51	6,4	1,49	4,9	1,48	5,4

Продовження табл.

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с													
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
МННТ-1	120	0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
		0,02	483,1	0,55	25,7	0,56	26,7	0,01	479,3	0,36	21,2	0,49	27,4	0,50	27,7
		0,45	38,0	-	-	-	-	0,49	27,4	-	-	-	-	-	-
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
0,04	469,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1,06	23,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
МННТ-1	100	0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
		0,02	483,1	0,55	25,7	0,56	26,7	0,01	479,3	0,36	21,2	0,49	27,4	0,50	27,7
		0,45	38,0	-	-	-	-	0,49	27,4	-	-	-	-	-	-
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
0,04	469,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1,06	23,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
МННТ-1	80	0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
		0,02	483,1	0,55	25,7	0,56	26,7	0,01	479,3	0,36	21,2	0,49	27,4	0,50	27,7
		0,45	38,0	-	-	-	-	0,49	27,4	-	-	-	-	-	-
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
0,04	469,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1,06	23,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Продовження табл.

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с													
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
МННТ-1	60	0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
		0,03	497,0	0,55	25,7	0,56	26,7	0,01	486,3	0,41	14,4	0,69	12,1	0,50	27,7
		0,50	26,0	-	-	-	-	0,72	16,3	0,69	12,1	0,72	16,3	-	-
		0,54	41,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с					
f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
0,06	448,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
0,56	64,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1,00	7,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
МННТ-1	40	0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
		0,04	482,4	0,55	25,7	0,56	26,7	0,02	496,5	0,24	89,6	0,32	19,0	0,50	27,7
		0,35	107,6	-	-	-	-	0,47	58,5	0,32	19,0	0,47	58,5	-	-
		0,43	43,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		0,98	5,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с							
f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
0,03	468,6	-	-	0,02	505,9	-	-	0,02	493,8	-	-	0,02	493,9		
6,18	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
МННТ-1	20	0-3 с		3-6 с		6-9 с		0-5 с		5-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг		
		0,03	476,9	0,55	25,7	0,56	26,7	0,01	485,2	0,36	21,0	0,51	25,7	0,43	28,5
		-	-	-	-	-	-	0,51	25,7	-	-	-	-	-	-
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с					
		f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг	f, Гц	A, МВг
0,03	476,9	0,55	25,7	0,56	26,7	0,01	485,2	0,36	21,0	0,51	25,7	0,43	28,5		

Продовження табл.

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с											
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с			
		f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ
МННТ-1	10	0,03	468,2	0,02	505,9	0,02	495,7	0,02	493,8	0,02	493,8	0,02	493,9
		4,84	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ
		0,02	476,9	0,54	25,9	0,56	26,8	0,01	484,7	0,51	26,5	0,50	27,8
0,48	28,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	120	0,03	468,8	0,02	505,9	0,02	495,5	0,02	493,9	0,02	493,9	0,02	494,0
		2,33	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ
		0,02	477,0	0,55	25,6	0,57	26,4	0,01	484,9	0,50	26,6	0,50	27,6
2,56	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
МННТ-2	100	0,36	131,3	0,50	26,8	0,55	25,3	0,50	27,6	0,50	27,6	0,50	28,0
		0,97	17,3	0,64	26,4	0,64	27,4	0,80	22,6	0,80	22,6	0,59	27,5
		f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ
		0,97	17,3	0,64	26,4	0,64	27,4	0,27	26,3	0,80	22,6	0,59	27,5

Продовження табл.

Метод аналізу	SNR, дБ	Часовий відрізок, с											
		0-2 с		2-4 с		4-6 с		6-8 с		8-10 с			
		f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ
МННТ-2	80	0,36	131,3	0,50	26,8	0,55	25,3	0,50	27,6	0,50	27,6	0,50	28,0
		1,47	24,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ
		0,97	17,3	0,64	26,4	0,64	27,4	0,27	26,3	0,80	22,6	0,59	27,5
60	40	0,87	14,3	0,64	26,4	0,64	27,4	0,42	36,7	0,53	39,0	0,59	27,5
		0,98	17,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ
		0,97	13,6	0,64	26,4	0,50	27,6	0,50	27,6	0,50	27,6	0,50	28,0
20	20	0,32	10,4	0,50	26,8	0,55	25,3	0,50	27,6	0,50	27,6	0,50	28,0
		0,91	24,5	0,64	26,4	0,50	27,6	0,40	24,2	0,41	62,9	0,59	27,5
		0,97	13,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ	f, Гц	A, МВТ

11. *Miri A.M.* Active damping of torsional modes in turbine-generator shafts [Електронний ресурс] / A.M. Miri, C. Sihler, T. Zoller // Universität Karlsruhe, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik. – June, 2009. – 6 p. – Режим доступу: https://www.ieh.kit.edu/rd_download/ActiveDamping_TorsionalModes.pdf

12. *Bari Saiful.* Diesel Engine – Combustion, Emissions and Condition Monitoring [Текст] / Edited by Saiful Bari // Rijeka: InTech. – 2013. – 278 p. – ISBN 978–953–51–1120–7.

13. *Duan G.* Low Frequency Oscillation Monitoring and Assessment in CSS200 WAMS [Електронний ресурс] / G. Duan, X. Sun, J.T. Wu, D. Yang, Y. Zhang // Proceedings of the Cigré 2-nd International Conference “Monitoring of Power System Dynamics Performance”, 28–30 April 2008, Saint Petersburg, Russian Federation. – S2–5. – 8 p. – Режим доступу : <http://www.twirpx.com/file/858201/>

14. *Olwegard A.* Improvement of system stability in interconnected power systems / CIGRÉ Session, September, 1970, Paris, France. – Paper 32–17.

15. *Prasertwong K.* Understanding low frequency oscillation in power systems / K. Prasertwong, N. Mirthulanathan, D. Thakur // International Journal of Electrical Engineering Education. – 2010. – Vol. 47. – No. 3. – Pp. 248–262.

16. *Yang J.-Zh.* A Hybrid Method for the Estimation of Power System Low-Frequency Oscillation Parameters / Jun-Zhe Yang, Chih-Wen Liu, Wen-Giang Wu // IEEE Trans. on Power Systems. – November, 2007. – Vol. 22. – No. 4. – Pp. 2115–2123.

17. *Shi J.H.* Implementation of an Adaptive Continuous Real-Time Control System Based on WAMS / J.H. Shi, P. Li, X.C. Wu, J.T. Wu, C. Lu, Y. Zhang, Y.K. Zhao, J. Hu // Proceedings of the Cigré 2-nd International Conference “Monitoring of Power System Dynamics Performance”, 28–30 April 2008, Saint Petersburg, Russian Federation. – S1–12. – 9 p.

18. UCTE. Final Report – System Disturbance on 4 November 2006. – 30.01.2007. – 84 p. – Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf

19. *Duan G.* Low Frequency Oscillation Monitoring and Assessment in CSS200 WAMS / G. Duan, X. Sun, J.T. Wu, D. Yang, Y. Zhang // Proceedings of the Cigré 2-nd International Conference “Monitoring of Power System Dynamics Performance”, 28–30 April 2008, Saint Petersburg, Russian Federation. – S2–5. – 8 p. – Available: <http://www.twirpx.com/file/858201/>

20. *Arango O.J., Sanchez H.M., Wilson D.H.* Low frequency oscillations in the Colombian Power System – identification and remedial actions / CIGRÉ Session 2010, August 22–27, Paris, France. – Paper C2–105.

21. *Despa D.* Inter-Area Power Oscillation Mode For Singapore–Malaysia Interconnected Power System Based on Phasor Measurements with Auto Spectrum Analysis / Dikpride Despa, Yasunori Mitani, Changsong Li,

Masayuki Watanabe / Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference (PSCC) 2011, Stockholm, Sweden, 22–26 August, 2011. – Vol. 2. – Pp. 847–852.

22. Analysis of CE Inter-Area Oscillations of 19 and 24 February 2011. ENTSO-E SG SPD Report / ENTSO-E. – 21.08.2011. – 8 p. – Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/Top7_110913_CE_inter-area-oscil_feb_19th_24th_final.pdf

23. Report on the Grid Disturbances on 30th July and 31st July 2012: Submitted in Compliance to CERC Order in Petition No. 167/Suo-Motu/2012 dated 1st Aug. 2012. – 129 p. – Available: http://www.cercind.gov.in/2012/orders/Final_Report_Grid_Disturbance.pdf

24. *Gama C.* Commissioning and Operative Experience of TCSC for Damping Power Oscillation in the Brazilian North-South Interconnection [Електронний ресурс] // C. Gama, L. Ängquist, G. Ingeström, M. Noroozilan // CIGRÉ Session, August 27 – September 1, 2000, Paris, France. – C14–104. – 6 p. – Режим доступу: https://library.e.abb.com/public/812c934adbc95ed1c1256fda003b4d3f/14_104e.pdf

25. *Jan-E-Alam M.* Application of TCSC for Stabilization of Inter-Area Oscillation in Bangladesh Power System [Текст] / M. Jan-E-Alam, A.H. Chowdhury // Proceedings of the International Conference on Electrical & Computer Engineering (ICECE 2010), 18–20 December, 2010, Dhaka, Bangladesh. – Curran Associates, Inc., 2011. – Pp. 283–286. – ISBN 978–1–4244–6277–3.

26. *Khanna R.* Damping of Low frequency Oscillations Using GA based Unified Power Flow Controller [Текст] / Rintu Khanna, Pooja Manrai // International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT). – October, 2012. – Vol. 2, Iss.1 – P. 307–311. – ISSN 2249–8958

27. *Messina A.R.* Damping of Low-Frequency Interarea Oscillations Using HVDC Modulation and SVC Voltage Support [Текст] / A.R. Messina, J. Arroyo, N. Evaristo, I. Castillo // Electric Power Components and Systems. – April, 2003. – Vol. 31, Iss. 4. – Pp. 389–402. – ISSN 1532–5008.

28. *Shi F.* The HVDC Supplementary Control for AC/DC Interconnected Power Grid Based on Hamilton Energy Function Theory [Текст] / Fang Shi, Jie Wang // Elektronika ir elektrotechnika. – 2014. – Vol. 20, No. 4. – Pp. 15–21. – ISSN 1392–1215.

29. *Zhang L.* Power System Reliability and Transfer Capability Improvement by VSCHVDC (HVDC Light©) [Електронний ресурс] / Lidong Zhang, Lennart Harnefors, Pablo Rey // CIGRÉ Regional Meeting “Security and Reliability of Electric Power Systems”, 18–20 June, 2007, Tallinn, Estonia. – 7 p. – Режим доступу: <https://library.e.abb.com/public/158b677a7b207f5bc125731d00477d6a/Power%20system%20reliability%20and%20transfer%20capability%20improvement%20by%20VSC%20-%20HVDC%20Light.pdf>

30. *Abraham R.J.* Damping oscillations in Tie-power and Area frequencies in a Thermal power system with SMES-TCPS combination [Текст] / Rajesh Joseph Abraham, D. Das, A. Patra // Journal of Electrical Systems. – March, 2011. – Vol. 7, Iss. 1. – Pp. 71–80. – ISSN 1112–5209.

31. *Neely J.C.* Damping of Inter-area Oscillations Using Energy Storage [Електронний ресурс] / Jason C. Neely, Raymond H. Byrne, Ryan T. Elliott, Cesar A. Silva-Monroy, David A. Schoenwald, Daniel J. Trudnowski, Matthew K. Donnelly // Proceedings of the 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 21–25, July 2013, Vancouver, British Columbia, Canada. – Curran Associates, Inc., 2014. – Pp. 2808–2812. – ISBN 978–1–4799–1302–2. – Режим доступу: http://www.sandia.gov/ess/docs/other/PES_Damping_Control.pdf

32. *Sui X.* Energy-Storage-Based Low-Frequency Oscillation Damping Control Using Particle Swarm Optimization and Heuristic Dynamic Programming [Текст] / Xianchao Sui, Yufei Tang, Haibo He, Jinyu Wen // IEEE Transactions on Power Systems. – September, 2014. – Vol. 29, No. 5. – Pp. 2539–2548. – ISSN 0885–8950.

33. *Elenius S.* Transmission Capacity Increase by Retuning Power System Stabilizers [Текст] / Stefan Elenius, Jussi Jyrinsalo, Simo Joki-Korpela // CIGRÉ Session, 29 August – 3 September, 2004, Paris, France. – C1–207. – 8 p.

34. *Febres C.A.T.* Damping of Low-Frequency Oscillations by Supplementary Control of Power System Stabilizers [Текст] / C.A.T. Febres, P.B. Araujo, M.A. Furini // Trends in Applied and Computational Mathematics. – August, 2008. – Vol. 9, Iss. 2. – Pp. 223–232. – ISSN 1677–1966.

35. *Kamwa I.* Optimal Integration of Disparate C37.118 PMUs in Wide-Area PSS with Electromagnetic Transients / Innocent Kamwa, S.R. Samantaray, Geza Joos // IEEE Transactions on Power Systems. – November, 2013. – Vol. 28, No. 4. – P. 4760–4770. – ISSN 0885–8950.

36. *Буткевич О.Ф.* Низькочастотні коливання режимних параметрів та покращення динамічних властивостей енергосистем [Текст] / О.Ф. Буткевич, О.М. Агамалов, В.В. Чижевський // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Зб. наук. праць. Спец. вип. – 2013. – С. 50–60. – ISBN 1727–9895.

37. СТО 59012820.29.160.20.001–2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов [Текст]. – Утв. 03.04.2012. – М.: 2012. – 67 с.

38. *Юрганов А.А.* Регулирование возбуждения синхронных генераторов [Текст] / А.А. Юрганов, В.А. Кожевников // М.: Наука, 1996. – 145 с. – ISBN 5–02–0024772–3.

39. ГОСТ 21558-2000 Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия. – Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – 19 с.

40. *Михневич Г.В.* Синтез структуры системы автоматического регулирования возбуждения синхронных машин. – М.: Высшая школа, 1978. – 222 с.

41. *Butkevych O.F.* Power system stability and robustness of synchronous machine's excitation control with magnitude-phase voltage regulator / O.F. Butkevych, O.M. Agamalov // Техн. електродинаміка. – 2014. – № 5. – С. 41–43.

42. *Агамалов О.М.* Покращення динамічних властивостей енергосистем на базі нових структур систем керування збудженням синхронних машин. – Автореф. дис. ... докт. техн. наук. – Київ, Ін-т електродинаміки НАН України, 2017. – 36 с.

43. *Поляхов Н.Д., Приходько И.А., Карачев А.А., Логинов А.Г., Бурмистров А.А., Хлямов В.А.* Российские и зарубежные системы возбуждения синхронных генераторов // Известия СПбГЭТУ «ЛЭТИ». Серия «Электротехника». – 2004. – № 1. – С. 33–44.

44. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies (IEEE Std 421.5 – 2005) [Електронний ресурс]. – Approved 25 October 2005 IEEE-SA Standards Board. – 85 p. – ISBN 978–0–7381–4787–7. – Режим доступу: <http://www.igmc.ir/Portals/0/bazare%20bargh/darkhast%20sodor%20parvane%20tolid/IEEE%20Std%20421.5-2005.pdf>

45. *Буткевич О.Ф.* Проблемно-орієнтований моніторинг режимів ОЕС України [Текст] / О.Ф. Буткевич // Технічна електродинаміка. – 2007. – № 5. – С. 39–52.

46. СОУ–Н МЕН 40.1–00100227–68:2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки [Текст]. – Введ. 21.10.2012 р. – К.: 2012. – 29 с.

47. *Hadi S.P.* TCSC Power Oscillation Damping and PSS Design Using Genetic Algorithm Modal Optimal Control [Текст] / Sasongko Pramono Hadi, Hatta Imaduddin Wiennetou, Rian Fatah Mochamad // International Journal of Engineering & Computer Science. – February, 2013. – Vol. 13, No. 1. – Pp. 23–30. – ISSN 2319–7242.

48. *Darabian M.* PSSs and SVC Damping Controllers Design to Mitigate Low Frequency Oscillations Problem in a Multi-machine Power System [Текст] / Mohsen Darabian, Abolfazl Jalilvand, Mehdi Azari // Journal of Electrical Engineering and Technology. – November, 2014. – Vol. 9, No. 6. – Pp. 942–950. – ISSN 1975–0102.

49. *Zhang L.* Bulk Power System Low Frequency Oscillation Suppression By FACTS/ESS [Текст] / Li Zhang, Y. Liu Michael R. Ingram, Dale T. Bradshaw, Steve Eckroad, Mariesa L. Crow // Proceedings of the 2004 IEEE Power Systems Conference and Exposition (PES 2004), 10–13 October, 2004, New York, NY, USA. – IEEE, 2004. – Vol. 1. – Pp. 219–226. – ISBN 0–7803–8718–X.

50. *Acharya N.* Facts about Flexible AC Transmission Systems (FACTS) Controllers: Practical Installations and Benefits [Текст] / Naresh Acharya, Arthit Sode-Yome, Nadarajah Mithulananthan // Proceedings of Australian Universities Power Engineering Conference, 25–28 September, 2005, Hobart, Tasmania, Australia. – School of Engineering, 2005. – Vol. 2. – P. 184–189. – ISBN 978–1–8629–5277–5.

51. *Nwohu M.N.* Low-frequency power oscillation damping enhancement and voltage improvement using unified power flow controller (UPFC) in multi-machine power system [Текст] / Mark Ndubuka Nwohu // Journal of Electrical and Electronics Engineering Research. – July, 2011. – Vol. 3, No. 5. – P. 87–100. – ISSN 2141–2367.

52. *Rudervall R.* High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper [Електронний ресурс] / Roberto Rudervall, J. P. Charpentier, Raghuvveer Sharma // Presented at Energy Week, 7–8 March, 2000, Washington, D. C, USA. – 17 p. – Режим доступу: <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/hamerly1/docs/energyweek00.pdf>

53. *Shofiqul I.* Spectral Analysis of Synthetic Power Signals of Different Regions Using Parametric Methods and Spectrogram Representations [Електронний ресурс] / Shofiqul Islam, Celia Shahnaz, Ziaul Hoque // IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering. – September–October, 2014. – Vol. 9, Iss. 5, Ver. II. – P. 28–39. – ISSN 2278–1676.

54. *San Martín J.I.* Energy Storage Technologies for Electric Applications [Електронний ресурс] / J.I. San Martín, I. Zamora, J.J. San Martín, V. Aperribay, P. Eguía // Proceedings of the 2011 International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11), 13–15 April, 2011, Las Palmas de Gran Canaria, Spain. – Paper 398. – 6 p. – ISBN 978–84–614–7527–8. – Режим доступу: <http://www.icrepq.com/icrepq'11/398-sanmartin.pdf>

55. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. Біла книга Енергетичної політики України. “Безпека та конкурентоспроможність” [Електронний ресурс] : [проект]. – 2015. – 49 с. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245012706>

56. *Lomei H, Sutanto D., Muttaqi K. M., and Assili M.* A new approach to reduce the non-linear characteristics of a stressed power system by using the normal form technique in the control design of the excitation system / Industry Applications Society Annual Meeting, 18–22 Oct. 2015, Addison, TX, USA. – Pp. 1–6.

57. *Nayfeh A.H.* Method of Normal Forms. – New York etc., John Wiley & Sons, Inc., 1993. X11. – 218 p.

58. *Susuki Y., Mezić I., Raak F., Hikihara T.* Applied Koopman Operator Theory for Power Systems Technology // Nonlinear Theory and Its Applications. – 2016. – Vol. 7. – No. 4, Pp. 430–459.

59. *Буткевич О.Ф., Чижевський В.В.* Деякі питання побудови інтегрованої системи запобігання коливальному порушенню стійкості об'єднаної енергосистеми // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2015, № 3 (41). – С. 28–36.

60. Identification of Electromechanical Modes in Power Systems. IEEE Task Force Report. Special Publication TP462. June 2012 // IEEE Power & Energy Society. IEEE 2012. The Institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc. – 282 p.

61. *Уилкинсон Дж. Х.* Алгебраическая проблема собственных значений. Изд-во "Наука", 1970. – 565 с.

62. *Буткевич А.Ф.* Некоторые особенности использования QR-алгоритма при вычислении собственных значений матриц на ЦВМ // Ред. журн. "Техн. электродинамика". – Киев, 1985. – Деп. в ИНФОРМЭНЕРГО 1.04.85, № 1777 эн-Д85. – 5 с.

63. *Буткевич А.Ф.* Некоторые методические вопросы расчета статической устойчивости сложной энергосистемы по необходимым и достаточным условиям. – Препринт / АН УССР. Ин-т электродинамики; № 453. – Киев, 1986. – 41 с.

64. *Буткевич О.Ф., Кириленко О.В.* Поліомодельність та забезпечення статичної стійкості складних енергосистем // Зб. наук. праць Донецького національного техн. ун-ту. Серія “Електротехніка і енергетика”. Вип. 50: Донецьк – 2002. – С. 7–10.

65. IEEE Std C37.118.2-2011. IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems. – The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA – 43 p.

66. *Lu C., Shi B., Wu X., and Sun H.* Advancing China's Smart Grid // IEEE power & energy magazine. – 2015. – Vol. 13. – No 5. – Pp. 60–71.

67. *Kakimoto N.* Monitoring of Interarea Oscillation Mode by Synchronized Phasor Measurement [Текст] / Naoto Kakimoto, Masahiro Sugumi, Tohru Makino, Katsuyuki Tomiyama // IEEE Transactions on Power Systems. – February, 2006. – Vol. 21, No. 1. – Pp. 260–268. – ISSN 0885–8950.

68. *Mitani Y.* Monitoring the Wide Area Power System Dynamics by Phasor Measurement Units Based on Campus WAMS Strategy [Текст] / Yasunori Mitani, Takeshi Kudo, Akihiro Satake, Khairudin Hasan Basri // Proceedings of the 19th World Congress The International Federation of Automatic Control (IFAC), Cape Town, South Africa, 24–29 August, 2014. – P. 2273–2278. – ISBN 978–3–902823–62–5.

69. *Ngamroo I.* A robust SMES controller design for stabilization of inter-area oscillations based on wide area synchronized phasor measurements [Текст] / I. Ngamroo, C.S.A. Nanda, S. Dechanupaprittha, W. Watanabe, Y. Mitani // Electric Power Systems Research. – December, 2009 – Vol. 79, Iss. 12. – Pp. 1738–1749. – ISSN 0378–7796.

70. *Yang J.-Zh.* A Hybrid Method for the Estimation of Power System Low-Frequency Oscillation Parameters [Текст] / Jun-Zhe Yang, Chih-Wen Liu, Wen-Giang Wu // IEEE Transactions on Power Systems. – November, 2007. – Vol. 22, No. 4. – Pp. 2115–2123. – ISSN 0885–8950.

71. *Сергиенко А.Б.* Цифровая обработка сигналов [Текст] / А.Б. Сергиенко. – 3-е изд. – СПб.: БХВ-Петербург. – 2011. – 758 с. – ISBN 978–5–9775–0606–9.

72. *Despa D.* Inter-Area Power Oscillation Mode For Singapore–Malaysia Interconnected Power System Based on Phasor Measurements with Auto Spectrum Analysis [Текст] / Dikpride Despa, Yasunori Mitani, Changsong Li, Masayuki Watanabe // Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference (PSCC) 2011, Stockholm, Sweden, 22–26 August, 2011. – Vol. 2. – Pp. 847–852. – ISBN 978–1–61839–227–5.

73. *Долгих Л.А.* Спектральный анализ выборок малой длины [Текст] / Л.А. Долгих // Автоматизация и управление в технических системах: межвузовский сборник научных трудов. – Вып. 24. – Пенза: Информационно-издательский центр ПГУ. – 2005. – С. 146–151.

74. *Буткевич О.Ф.* Деякі аспекти моніторингу низькочастотних коливань режимних параметрів енергооб'єднань [Текст] / О.Ф. Буткевич, В.В. Чижевський // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Зб. наук. праць. Спец. вип. – 2010. – С. 72–77. – ISSN 1727–9895.

75. *Буткевич О.Ф.* Експериментально-модельні дослідження динамічних властивостей електроенергетичних систем [Текст] / О.Ф. Буткевич, В.С. Буланая, О.Б. Рибіна, В.В. Чижевський // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск. Проблеми сучасної електротехніки. Ч. 4. – 2008 – № 6. – С. 37–40.

76. *Буткевич О.Ф.* Ідентифікація в реальному часі низькочастотних коливань параметрів режиму енергосистеми [Текст] / О.Ф. Буткевич, В.В. Чижевський // Технічна електродинаміка. – 2014. – № 4. – С. 35–37.

77. *Стогний Б.С.* Проблемно-ориентированный мониторинг режимов энерго-объединения [Текст] / Б.С. Стогний, А.Ф. Буткевич, Е.В. Зорин, А.В. Левколюк, В.В. Чижевський // Технічна електродинаміка. – 2008. – № 6. – С. 52–59. – ISSN 1607–7970.

78. *Марпл-мл. С.Л.* Цифровой спектральный анализ и его приложения: пер. с англ. [Текст] / С.Л. Марпл-мл. – М.: Мир. – 1990. – 584 с. – ISBN 5–03–001191–9.

79. *Follum J.D.* Detection of Forced Oscillations in Power Systems with Multichannel Methods [Електронний ресурс] / J.D. Follum. – September, 2015. – URL: http://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-24681.pdf

80. *Lauria D.* On Hilbert transform methods for low frequency oscillations detection [Текст] / Davide Lauria, Cosimo Pisani // IET

Generation, Transmission & Distribution. – June, 2014. – Vol. 8, Iss. 6. – Pp. 1061–1074. – ISSN 1751–8687.

81. *Vanfretti L.* Application of Ambient Analysis Techniques for the Estimation of Electromechanical Oscillations from Measured PMU Data in Four Different Power Systems [Електронний ресурс] / Luigi Vanfretti, Luke Dosiek, John W. Pierre, Daniel Trudnowski, Joe H. Chow, Rodrigo Garcia-Valle, Usman Aliyu // European Transactions on Electrical Power Special Issue: Power System Measurement Data and their Applications. – May, 2011. – Vol. 21, Iss. 4. – Pp. 1640–1656. – ISSN 2050–7038. – Режим доступу: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:439414/FULLTEXT01.pdf>

82. *Vanfretti L.* Applications of Spectral Analysis Techniques for Estimating the Nordic Grid's Low Frequency Electromechanical Oscillations [Електронний ресурс] / Luigi Vanfretti, Sebastian Bengtsson, Vemund H. Aarstrand, Jan O. Gjerde // Proceedings of the 16-th IFAC Symposium on System Identification 2012, July 11–13, 2012, Brussels, Belgium. – Curran Associates, Inc., 2012. – Pp. 1001–1006. – ISBN 978–1–6227–6229–3. – Режим доступу: <http://ifac.papercept.net/images/sysid/SYSID12/files/0116.pdf>

83. *Vanfretti L.* Estimation of Electromechanical Modes in Power Systems using Synchronized Phasor Measurements and Applications for Control of Inter-Area Oscillations [Електронний ресурс] / Luigi Vanfretti. – CIGRE WG B5-14 “Wide Area Protection and Control Technologies”, 4 August, 2013. – 32 p. – Режим доступу: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:638863/FULLTEXT01.pdf>

84. *Liao Q.* Applications of Improved Matrix Pencil Method for UHV Power System and Excitation Controller [Електронний ресурс] / Qingfen Liao, Dichen Liu, Yuzhi Wu, Ling Zhang, Zheng Zeng // Proceedings of the 2010 Power and Energy Engineering Conference (PEEC 2010), 9–13 September, 2010, Wuhan, China. – Scientific Research Publishing, 2010. – Pp. 521–525. – ISBN 978–1–935068–17–4. – Режим доступу: <http://www.scirp.org/journal/PaperDownload.aspx?paperID=12148>

85. *Liu G.* Oscillation Monitoring System Based on Wide Area Synchrophasors in Power Systems [Текст] / Guoping Liu, Jaime Quintero, and Vaithianathan “Mani” Venkatasubramanian // Proceedings of the 2007 iREP Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control – VII Revitalizing Operational Reliability, 19–24 August, 2007, Charleston, South Carolina, USA. – Curran Associates, Inc., 2008 – Pp. 340–350. – ISBN 978–1–4244–1519–9.

86. *Rai Sh.* A Robust TLS-ESPIRIT Method using Covariance Approach for Identification of Low-Frequency Oscillatory Mode in Power Systems [Текст] / Shekha Rai, P. Tripathy, S.K. Nayak // Proceedings of the Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC 2014), 18–20 December, 2014, Guwahati, India. – Curran Associates, Inc., 2015. – Pp. 625–630. – ISBN 978–1–4799–7852–6.

87. *Ruhle O.* Eigenvalue Analysis – All Information on Power System Oscillation Behavior Rapidly Analyzed [Електронний ресурс] / Olaf Ruhle // Siemens PTI. – Iss. 99. – September, 2006. – 5 p. – Режим доступу: http://w3.usa.siemens.com/datapool/us/SmartGrid/docs/pti/2006June/Eigenvalue_Analysis.pdf

88. *Wang H.* Generation Unit Correlativity-Based Prony Analysis on Multi-Signal Classification of Low-Frequency Oscillation [Електронний ресурс] / Hui Wang, Xiaolin Su // Power System Technology. – June, 2011. – Vol. 35, No. 6 – Pp. 128–133. – ISSN 1000–3673. – Режим доступу: <http://www.dwjs.com.cn/CN/article/downloadArticleFile.do?attachType=PDF&id=23845>

89. *Ding Q.* Inconsistency of the MDL: On the Performance of Model Order Selection Criteria with Increasing Signal-to-Noise Ratio [Електронний ресурс] / Quan Ding, Steven Kay // IEEE Transactions on Signal Processing. – May, 2011. – Vol. 59, Iss. 5. – Pp. 1959 – 1969. – ISSN 1053–587X. – Режим доступу: http://www.ele.uri.edu/faculty/kay/New%20web/downloadable%20files/manuscript_MDL.pdf

90. *Kay S.* The Exponentially Embedded Family of Distribution for Effective Data Representation, Information Extraction and Decision Making: Final Report [Електронний ресурс] / Steven Kay, Haibo He, Quan Ding // University of Rhode Island. – March, 2013. – 41 p. – Режим доступу: <http://www.dtic.mil/get-tr-doc/pdf?AD=ADA582481>

91. *Kay S.* Model Estimation and Classification Via Model Structure Determination [Текст] / Steven Kay, Quan Ding // IEEE Transactions on Signal Processing. – May, 2013. – Vol. 61, Iss. 10. – Pp. 2588–2597. – ISSN 1053–587X.

92. *Waagen D.E.* A Combined Stochastic and Deterministic Approach for Classification Using Generalized Mixture Densities [Електронний ресурс] / Donald E. Waagen, John R. McDonnel // Proceedings of the Fourth Annual Conference on Evolutionary Programming, 1–3 March, 1995, San Diego, California, USA. – The MIT Press, 1995. – Pp. 159–174. – ISBN 978–0–2621–3317–3. – Режим доступу: <https://www.uploadable.ch/file/6UBMCpW55fmB/t7qpp.Evolutionary.Programming.IV.Proceedings.of.the.Fourth.Annual.Conference.on.Evolutionary.Programming.pdf>

93. *Wallace C.S.* An information measure for classification [Електронний ресурс] / C.S. Wallace, D.M. Boulton // Computer Journal. – August, 1968. – Vol. 11, No. 2 – Pp. 185–194. – Режим доступу: <http://comjnl.oxfordjournals.org/content/11/2/185.full.pdf>

94. *Rangaswamy M.* Model Order Estimation for Adaptive Radar Clutter Cancellation [Електронний ресурс] / Muralidhar Rangaswamy, Steven Kay, Cuichun Xu, Freeman C. Lin // Proceedings of the 2007 International Waveform Diversity and Design Conference, 4–8 June, 2007, Pisa, Italy. –

Curran Associates, Inc., 2008. – Pp. 339–343. – ISBN 978–1–4244–1275–4. – Режим доступу: <http://www.dtic.mil/dtic/tr/fulltext/u2/a519297.pdf>

95. *Kitamura M.* A Model Order Estimation in the Matrix Pencil Method For the Transient Response of a Microwave Circuit Discontinuity [Електронний ресурс] / Manabu Kitamura, Junichi Takada, Kiyomichi Araki // IEICE Transactions on Electronics. – Vol. E82-C, No. 11. – November, 1999. – Pp. 2081–2085. – ISSN 1745–1353. – Режим доступу: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.29.7869&rep=rep1&type=pdf>

96. *Kiviniemi A.M.* α -Adrenergic effects on low-frequency oscillations in blood pressure and R–R intervals during sympathetic activation [Електронний ресурс] / Antti M. Kiviniemi, Maria F. Frances, Suvi Tiinanen, Rosemary Craen, Maxim Rachinsky, Robert J. Petrella, Tapio Seppanen, Heikki V. Huikuri, Mikko P. Tulppo, J. Kevin Shoemaker // Experimental Physiology. – July, 2011. – Vol. 96, Iss. 8. – Pp. 718–735. – ISSN 1469–445X. – Режим доступу: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1113/expphysiol.2011.058768/pdf>

97. *Sen Gupta D.P.* Low frequency oscillations in power systems: A physical account and adaptive stabilizers [Електронний ресурс] / D. P. Sen Gupta, Sen Indraneel // Sadhana. – September, 1993. – Vol. 18, Part 5. – P. 843–856. – ISSN 0256–2499. – Режим доступу: <http://eprints.iisc.ernet.in/35530/1/Low.pdf>

98. *Giraldo B.F.* Using the Heart Rate Variability for Classifying Patients with and without Chronic Heart Failure and Periodic Breathing [Електронний ресурс] / Beatriz F. Giraldo, Joan P. Téllez, Sergio Herrera, Salvador Benito // Jornades de recerca euetib. – December, 2013. – Pp. 145–152 – ISBN 978–84–695–9922–8. – Режим доступу: <http://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099/15002/Using%20the%20Heart%20Rate%20Variability%20for%20classifying%20patients%20with%20and%20without%20Chronic%20Heart%20Failure%20and%20Periodic%20Breathing.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

99. *Vesalainen R.K.* Effects of tocolytic treatment with ritodrine on cardiovascular autonomic regulation [Електронний ресурс] / Risto K. Vesalainen, Eeva M.K. Ekholm, Thomas T. Jartti, Kari U.O. Tahvanainen, Timo J. Kaila, Risto U. Erkkola // British Journal of Obstetrics and Gynaecology. – March, 1999. – Vol., 106. – Pp. 238–243. – ISSN 1471–0528. – Режим доступу: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1471-0528.1999.tb08237.x/pdf>

100. *Azah M.* Modelling, Simulation and Identification [Електронний ресурс] / Edited by Azah Mohamed. – Sciyo, 2010. – 354 p. – ISBN 978–953–307–136–7. – Режим доступу: <http://www.intechopen.com/books/modelling-simulation-and-identification>

101. *Xiaopeng L.* A Novel Fault Location Method Using Traveling Wave Natural Frequencies for Transmission Grid [Текст] / Li Xiaopeng, He Zhengyou, Xia Lulu // Proceedings of the 4-th International Conference on

Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT 2011), 6-9 July, 2011, Weihai, China. – Curran Associates, Inc., 2011. – Pp. 209–212. – ISBN 978–1–4577–0364–5.

102. *Sharma Ch.* Contribution of Loads to Low Frequency Oscillations in Power System Operation [Текст] / Chandrabhan Sharma, Parasnath Singh // 2007 iREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control – VII: Revitalizing Operational Reliability, 19–24 August, 2007, Charleston, USA. – Curran Associates, Inc., 2008. – Pp. 132–139. – ISBN 978–1–4244–1518–2.

103. *Дьяконов В.П.* Вейвлеты. От теории – к практике [Текст] / В.П. Дьяконов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: СОЛОН-Р, 2004. – 448 с. – ISBN 5–98003–171–5.

104. *Дьяконов В.П.* Вейвлет-анализ в MATLAB реальных осциллограмм [Электронный ресурс] / В.П. Дьяконов // Контрольно-измерительные приборы и системы. – Июнь, 2010. – № 3. – С. 19–25. – Режим доступа: https://www.kipis.ru/upload/kipis_articles/article_Dyakov_3-2010.pdf

105. *Thambirajah J.* A Multivariate Approach Towards Inter-Area Oscillation Damping Estimation Under Ambient Conditions Via Independent Component Analysis And Random Decrement [Текст] / Jegatheeswaran Thambirajah, Nina F. Thornhill, Bikash C. Pal // IEEE Transactions on Power Systems. – February, 2011. – Vol. 26, Iss. 1. – Pp. 315–322. – ISSN 0885–8950.

106. *Буткевич О.Ф.* Виявлення в режимі реального часу небезпеки коливного порушення стійкості об'єднаних енергосистем [Електронний ресурс] / О.Ф. Буткевич, В.В. Чижевський // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2011. – № 6. – С. 164–167. – ISSN 1997–9266. – Режим доступу: <http://visnyk.vntu.edu.ua/article/download/1788/3922>

107. *Khairudin.* Synchrophasor measurement based damping estimation and oscillation mode detection using FFT-CWT approach in Japan campus WAMS [Електронний ресурс] / Khairudin, Yaser Qudaiha, Yasunori Mitani // International Journal of Smart Grid and Clean Energy. – April, 2015. – Vol. 4, No. 2. – Pp. 93–102. – ISSN 2373–3594. – Режим доступу: <http://www.ijsgce.com/uploadfile/2015/0811/20150811025626546.pdf>

108. *Stockwell R.G.* Localization of the complex spectrum: The S transform [Електронний ресурс] / R.G. Stockwell, L. Mansinha, R.P. Lowe // IEEE Transactions on Signal Processing. – April, 1996. – Vol. 44, Iss. 4. – P. 998–1001. – ISSN 1053–587X. – Режим доступу: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.462.1500&rep=rep1&type=pdf>

109. *Brown R.A.* A Fast Discrete S-Transform for Biomedical Signal Processing [Текст] / Robert A. Brown, Richard Frayne // Proceedings of the 2008 Annual International Conference of the IEEE Engineering in Medicine

and Biology Society, 20–24 August, 2008, Vancouver, Canada. – Curran Associates, Inc., 2009 – P. 2586–2589. – ISBN 978–1–4244–1814–5.

110. *Assous S.* Evaluation of the modified S-transform for time-frequency synchrony analysis and source localisation [Електронний ресурс] / Said Assous, Boualem Boashash // EURASIP Journal on Advances in Signal Processing. – 2012. – No. 49. – 18 p. – ISSN 1687–6180. – Режим доступу: <http://www.asp.eurasipjournals.com/content/pdf/1687-6180-2012-49.pdf>

111. *Prince A.* Modal Phase Identification from WAMS data using Hilbert transform and S-transform: A Comparative Study [Текст] / A. Prince, N. Senroy, R. Balasubramanian // Proceedings of the 2011 IEEE Recent Advances in Intelligent Computational Systems (RAICS 2011), 22–24 September, 2011, Trivandrum, India. – Curran Associates, Inc., 2011. – Pp. 183–187. – ISBN 978–1–4244–9478–1.

112. *Wen B.-J.* A New Method for Visual Real-Time Monitoring of Low Frequency Oscillation [Електронний ресурс] / Bo-Jian Wen, Shi-Ming Li, Chong-Wen Zhou, Jun Luo, Fang-Zong Wang // Smart Grid and Renewable Energy. – June, 2015. – No. 6. – Pp. 59–66. – ISSN 2151–4844. – Режим доступу: <http://www.scirp.org/journal/PaperDownload.aspx?paperID=55919>

113. *Huang N.E.* The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis [Електронний ресурс] / Norden E. Huang, Zheng Shen, Steven R. Long, Manli C. Wu, Hsing H. Shih, Quanan Zheng, Nai-Chyuan Yen, Chi Chao Tung, Henry H. Liu // Proceedings of the Royal Society A. – March, 1998. – Vol. 454, Iss. 1971. – Pp. 903–995. – ISSN 1471–2946. – Режим доступу: <http://tec.earth.sinica.edu.tw/research/report/paper/20070711HHT.pdf>

114. *Huang N.E.* A Review on Hilbert-Huang Transform: Method and its Application to Geophysical Studies [Електронний ресурс] / Norden E. Huang, Zhaohua Wu // Reviews of Geophysics. – June, 2008. – Vol. 46, Iss. 2. – ISSN 1944–9208. – Режим доступу: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2007RG000228/full>

115. *Буткевич О.Ф.* Деякі питання побудови інтегрованої системи запобігання коливному порушенню стійкості об'єднаної енергосистеми [Електронний ресурс] / О.Ф. Буткевич, В.В. Чижевський // Енергетика: економіка, технологія, екологія. – 2015. – № 3. – С. 28–36. – ISSN 1813–5420. – Режим доступу: http://energy.kpi.ua/files/3_2015.pdf

116. *Han S.* Dynamic Characteristic Analysis of Power System Low Frequency Oscillation using Hilbert-Huang Transform [Текст] / Song Han, Bin Sun, Cheng Wu, Liquan He // Proceedings of the IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition 2009 (PSC 2009), 15–18 March, 2009, Seattle, Washington, USA. – Curran Associates, Inc., 2009. – Pp. 1447–1452. – ISBN 978–1–4244–3810–5.

117. *Laila D. Sh.* Variants of Hilbert-Huang Transform with Applications to Power Systems' Oscillatory Dynamics [Текст] / Dina Shona Laila, Arturo Roman Messina, Bikash Chandra Pal // Inter-area Oscillations in Power Systems: A Nonlinear and Nonstationary Perspective. – Springer, 2009. – Pp. 63–100. – ISBN 978–0–387–89529–1.

118. *Messina A. R.* Nonlinear, Non-Stationary Analysis of Interarea Oscillations via Hilbert Spectral Analysis [Текст] / A. R. Messina, Vijay Vittal // IEEE Transactions on Power Systems. – August, 2006. – Vol. 21, No. 3. – Pp. 1234–1241. – ISSN 0885–8950.

119. *Senroy N.* Enhancements to the Hilbert–Huang Transform for Application to Power System Oscillations [Текст] / Nilanjan Senroy // Inter-area Oscillations in Power Systems: A Nonlinear and Nonstationary Perspective. – Springer, 2009. – Pp. 37–62. – ISBN 978–0–387–89529–1.

120. *Agüero J.L., Molina R.D., Barbero J.C, Issouribehere F.* Poorly damped electromechanical oscillation in the 345 kV interconnection between Argentina and Chile. Identification based on sliding Prony analysis // 2016 CIGRE Session Proceedings. – Paper C2–205. – 9 p.

121. *Буткевич О.Ф., Чижевський В.В.* Вплив цифрової фільтрації сигналів на результати аналізу низькочастотних електромеханічних коливань в об'єднаних електроенергетичних системах // Техн. електродинаміка. – 2016. – № 6. – С. 54–59.

122. *Агамалов О.Н.* Вопросы построения интегрированной системы управления возбуждением синхронных машин в объединенной энергосистеме / О.Н. Агамалов, А.Ф. Буткевич // Техн. електродинаміка. – 2015. – № 4. – С. 57–61.

123. Identification of Electromechanical Modes in Power Systems. IEEE Task Force Report. Special Publication TP462. June 2012 / IEEE Power & Energy Society. IEEE 2012. The Institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc. – 282 p.

Основні скорочення до розділу 2

АЕС	– атомна електростанція
АРЗ	– автоматичний регулятор збудження
АРЗ СД	– автоматичний регулятор збудження сильної дії
БГ	– балансувальний генератор
ВП	– вейвлет-перетворення
ВТФ	– вейвлетотвірна функція
ДПФ	– дискретне перетворення Фур'є
ЕВРП	– електровимірювальний рєструвальний прилад
ЕО	– електроенергетичне об'єднання
ЕРС	– електрорушійна сила
ЕС	– електроенергетична система
ЗСг	– зарєстрований сигнал
ІСД	– інтегрована система демпфірування
КІВП	– комплекс ідентифікації та визначення параметрів
КЗ	– коротке замикання
ЛЕП	– лінія електропередачі
НЕН	– накопичувач енергії
НЧК	– низькочастотні коливання
ОЕС	– об'єднана електроенергетична система
ПД	– пропорційно-диференційний (закон, регулятор)
ПІ	– пропорційно-інтегральний (закон регулювання)
ПІД	– пропорційно інтегрально-диференційний (закон регулювання)
ПК	– поздовжня компенсація
ПЛ	– повітряна лінія
ППК	– поперечна компенсація
ПППК	– поздовжньо-поперечна компенсація
ПС	– електрична підстанція
САКЗ	– система автоматичного керування збудженням
СГ	– синхронний генератор
СГП	– спектральна густина потужності
СМ	– синхронна машина
СЧ	– середні частоти
ТС	– тестова модель (схема) ЕС
ТСг	– тестовий сигнал

ТС-I	– тестова модель (схема) 4-машинної ЕС
ТС-II	– тестова модель (схема) 6-машинної ЕС
ШПФ	– швидке перетворення Фур'є
AIC	– Akaike's Information Criterion – інформаційний критерій Акаїкі
AVR	– Automatic Voltage Regulator – автоматичний регулятор напруги
CSC	– Convertible Static Compensator – обертовий статичний компенсатор
EEF	– Exponentially Embedded Family – експоненціально вбудоване сімейство
EMD	– Empirical Mode Decomposition – емпіричне розвинення за модами
EV	– EigenVector (method) – (метод) власних векторів
ENTSO-E	– European Network of Transmission System Operators for Electricity – Європейська мережа системних операторів передачі електроенергії
FACTS	– Flexible Alternating Current Transmission Systems – гнучкі системи передачі змінного струму
GPS	– Global Positioning System – система глобального позиціонування
IMF	– Intrinsic Mode Function – функція власних мод
ННТ	– Hilbert-Huang Transform – перетворення Гільберта-Хуанга
HTLS	– Hankel Total Least Squares (method) – (метод) загальних найменших квадратів Ганкеля
HVDC	– High-Voltage Direct Current – високовольтні системи постійного струму
МННТ	– Modified Hilbert-Huang Transform – модифіковане перетворення Гільберта-Хуанга
MP	– Matrix Pencil (method) – (метод) пучка матриць
MDL	– Minimum Description Length – мінімальна довжина опису
MSD	– Model Structure Determination – визначення структури моделі
MUSIC	– MUltiple SIgnal Classification – багатократна класифікація сигналу
OEL	– OverExcitation Limiter – обмежувач максимального збудження

PMU	– Phasor Measurement Unit – пристрій векторних вимірювань
PSS	– Power System Stabilizer – системний стабілізатор
SNR	– Signal-to-Noise Ratio – відношення сигнал/шум
SSSC	– Static Series Synchronous Compensator – статичний поздовжній синхронний компенсатор
ST	– Stockwell Transform – перетворення Стоквелла
STATCOM	– STATic synchronous COMpensator – статичний синхронний компенсатор
SVC	– Static Var Compensator – статичний компенсатор реактивної потужності
TCSC	– Thyristor Controlled Series Capacitor – тиристорно-керована поздовжня ємність
UEL	– UnderExcitation Limiter – обмежувач мінімального збудження
UCTE	– колишня назва менш потужної Європейської мережі системних операторів передачі електроенергії, котра потім увійшла до складу ENTSO-E і формально припинила самостійне юридичне існування.
UPFC	– Unified Power Flow Controller – уніфікований контролер потоків потужності
WACS	– Wide Area Control System – система автоматичного керування рівня енергооб'єднання
WAMS	– Wide Area Measurement System – система глобального моніторингу
WAPS	– Wide Area Protection System – система (схема) захисту рівня енергооб'єднання

РОЗДІЛ 3

СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМ У ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМАХ

3.1. Особливості дослідження динамічної стійкості паралельної роботи електростанцій ВДЕ з енергосистемою

Одним із найголовніших питань експлуатації енергосистеми є забезпечення її стійкої роботи. У класичному визначенні стійкість – це спроможність системи відновлювати свій початковий стан після його порушення в результаті збурення. Якщо ці збурення є значними та супроводжуються зміною конфігурації та параметрів електричної мережі, то “говорять” про динамічну стійкість. Аналіз стійкості в об’єднаній енергосистемі (ОЕС) України виконується відповідно до положень галузевого керівного документа (ГКД) [1]. У вітчизняній практиці досліджень динамічної стійкості енергосистем перш за все розглядалися питання стійкої роботи синхронних генераторів електричних станцій. Розрахунки динамічної стійкості виконують з використанням цифрової моделі енергосистеми шляхом комп’ютерного моделювання аварійних ситуацій, які називаються нормативними збуреннями. Відповідно до рекомендацій для розрахунку динамічної стійкості слід використовувати розрахункові моделі, що базуються на спрощених рівняннях Парка-Горєва. Моделі також мають включати автоматичні регулятори напруги і автоматичні регулятори швидкості. Комп’ютерне моделювання аварійних ситуацій включає розрахунок початкових умов та чисельне інтегрування диференціальних рівнянь, що описують електромеханічні перехідні процеси в енергосистемі 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) енергосистеми.

Проте значне впровадження генерації на ВДЕ робить питання дослідження їх стійкості особливо актуальним. Для стійкості електростанцій ВДЕ на прикладі вітроелектростанцій/сонячних фотоелектростанцій (ВЕС/СЕС), де не використовуються приєднані до мережі синхронні генератори, під поняттям «повертатися до усталеного режиму» слід розуміти спроможність роботи без вимкнення від мережі при значних короткострокових спадах напруги та генерації реактивної потужності [2].

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).

У [2] визначено, що для приєднання ВЕС/СЕС потужністю більше 2 МВт ця 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...» (ламана 1 на рис. 3.1).

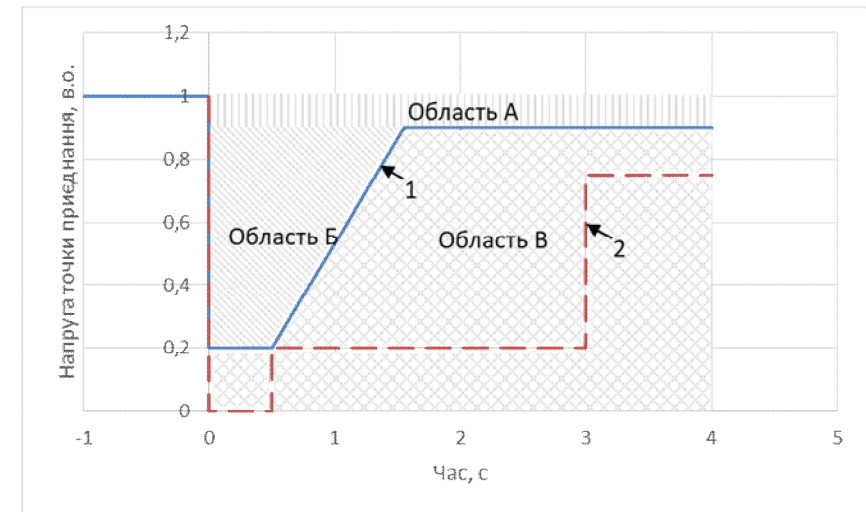


Рис. 3.1. Ілюстрація критерію LVRT (1) та захисна характеристика вітротурбіни (2)

Крім того, в області Б характеристики LVRT електростанція має залишатися не тільки ввімкненою до мережі, але і «забезпечувати максимальне підтримання рівня напруги шляхом контрольованої генерації реактивної потужності з метою сприяння стабілізації напруги...».

Згідно з [2] до переліку 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 ГКД [1].

Також слід зазначити, що більшість сучасних генеруючих установок ВЕС (вітротурбін) вже адаптовані та задовольняють зазначеним вимогам LVRT. На рис. 3.1 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 вимикача ліквідуються в ОЕС України дією пристрою резервування відмови вимикача (ПРВВ) з загальним часом вимкнення КЗ менше ніж 0,45 с.

Додатково за результатами моделювання перехідних процесів слід перевіряти вимоги [2] щодо генерації ВЕС реактивної потужності в аварійних умовах. Однак така перевірка потребує наявності верифікованої виробником моделі вітрогенератора ВЕС.

Для розрахунку динамічної стійкості електростанцій ВДЕ рекомендується використовувати сертифіковані виробником моделі генеруючих установок з відповідними засобами їх управління.

Як приклад можна навести комп'ютерну модель вітротурбіни Vestas V-112 (рис. 3.2), що була розроблена та реалізована в програмному забезпеченні DIgSILENT PowerFactory компанією Vestas. Вітротурбіна Vestas V112 є вітроустановкою з повним перетворювачем. У ній встановлено трифазний синхронний генератор з пос-

тійним магнітом. Генератор приєднаний до електричної мережі через перетворювач частоти та двообмотковий підвищувальний трансформатор. Перетворювач розділяє генератор та мережу за електричною частотою, внаслідок цього генератор може працювати зі змінною швидкістю.

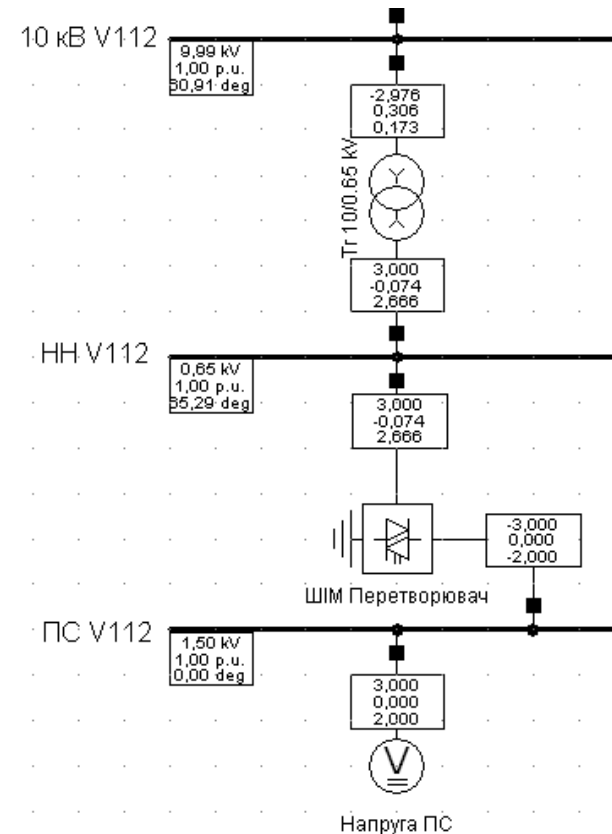


Рис. 3.2. Модель вітроустановки в ПЗ Power Factory

Математичну модель ВЕС Vestas V112 реалізовано в програмному забезпеченні Power Factory та можна використовувати для моделювання ustalених режимів і перехідних процесів. Модель складається з таких елементів: джерела постійної напруги; ШІМ-перетворювача; підвищувачого трансформатора.

ШІМ-перетворювач – це двополюсний елемент, один термінал якого ввімкнено до джерела 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. 3.3, 3.4.

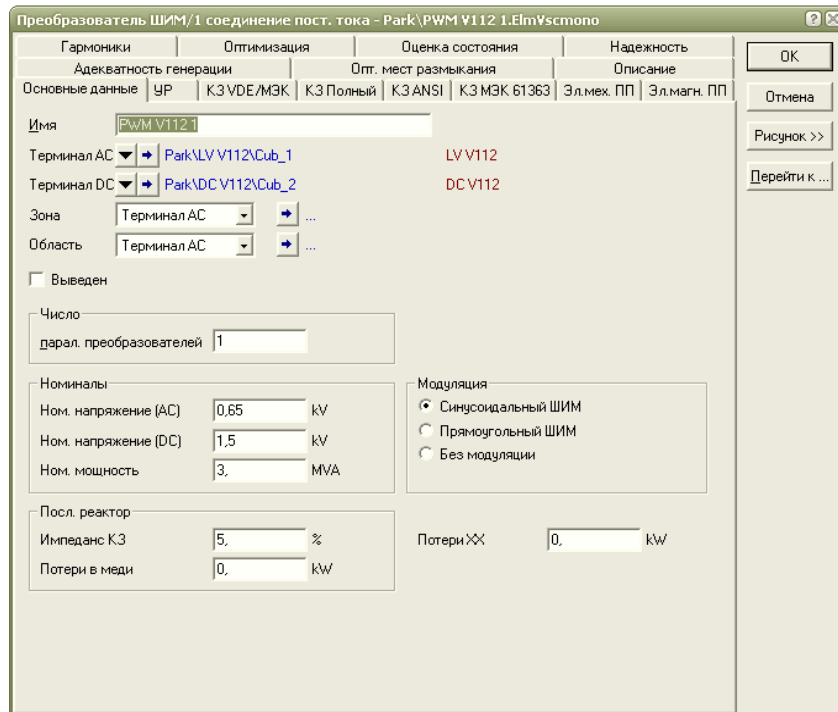


Рис. 3.3. Визначення параметрів перетворювача

Динамічну модель турбіни та моделі захистів реалізовано у вигляді складової моделі Power Factory (рис. 3.5), яка складається з п'ятих елементів.

Елемент “PQ мережі” типу ElmStaPqmea забезпечує зворотний зв'язок за виміром активної та реактивної потужностей, які

виробляє ВЕУ. Вимірювальний елемент потужності знаходиться в комірці, до якої приєднаний елемент “ШІМ-перетворювач”. Вихідні сигнали P_{grid} та Q_{grid} подаються на елемент “Модель ВЕУ”.

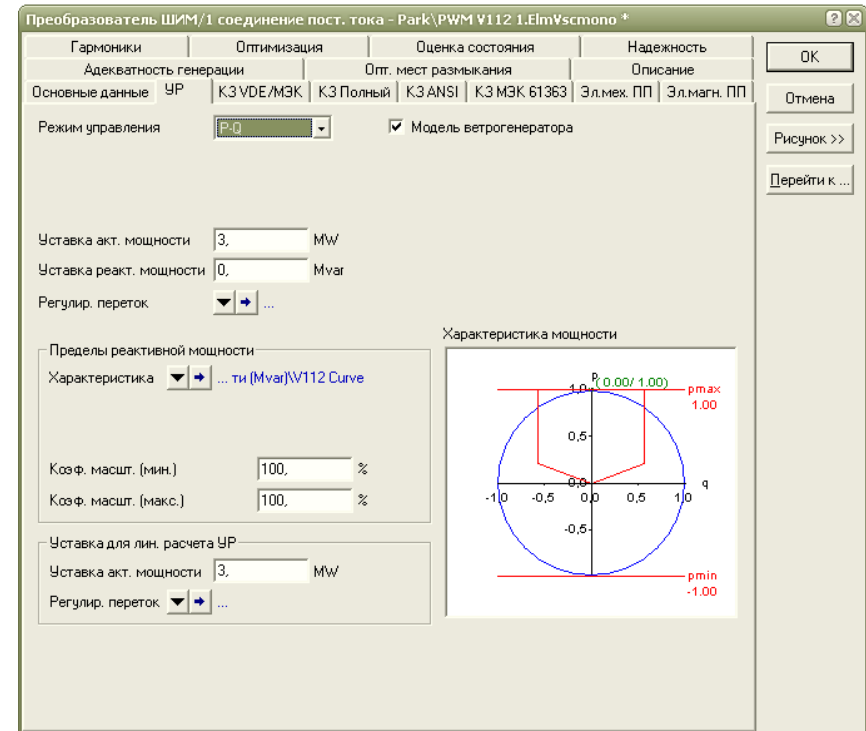


Рис. 3.4. Налаштування активної та реактивної потужностей перетворювача

Вихідними сигналами елемента “Вимірювання частоти” є f (частота мережі) та кут напруги мережі (сигнали $\cos\theta$ та $\sin\theta$). Сигнал f подається на елемент “Модель ВЕУ”. Сигнали $\cos\theta$ та $\sin\theta$ 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_g , u_i , u_s (дійсна, уявна складові напруги та діюча напруга) подаються на елемент “Модель ВЕУ”.

Вимірювання напруги мережі

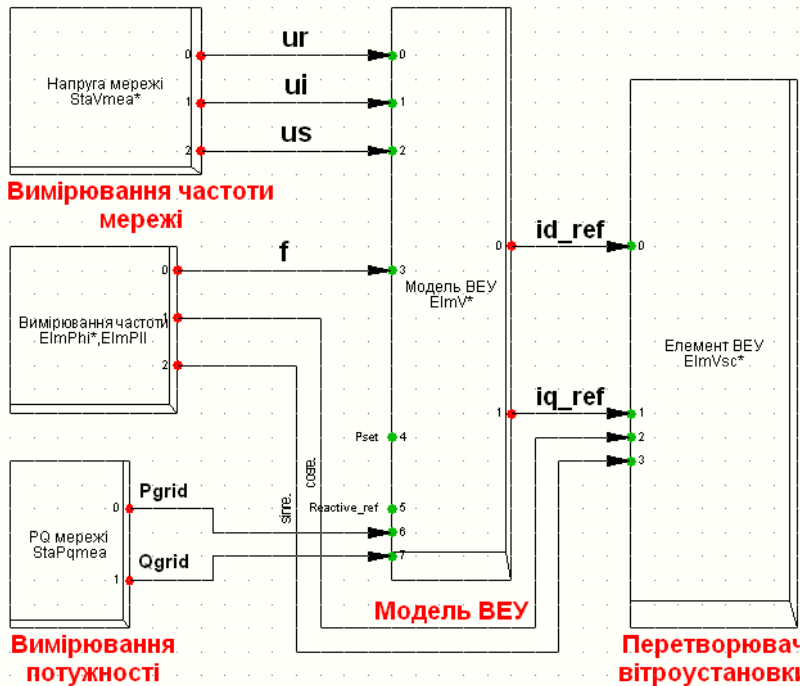


Рис. 3.5. Складова модель BEU Vestas V112

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 d- та q- складовими струму (id_ref , iq_ref), що генерує BEU. Налаштування режиму роботи моделі можливо здійснити за допомогою керуючих параметрів моделі (рис. 3.6), 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).

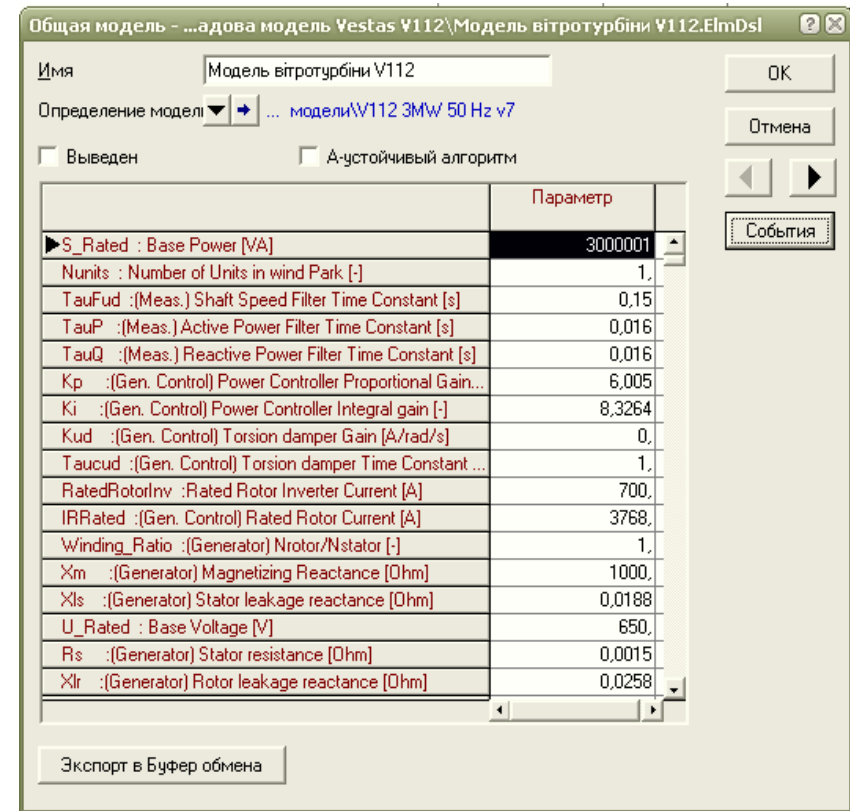


Рис. 3.6. Налаштування моделі BEU

Модель всієї електростанції ВДЕ складається з врахуванням моделей таких елементів:

- генеруючих установок з підвищувальними трансформаторами;
- ліній електропередач між генеруючими установками та підстанцією ВДЕ;
- підстанції ВДЕ у складі систем шин та силових підвищувальних трансформаторів.

З метою моделювання динамічної стійкості електростанцій ВДЕ в поточних та перспективних режимах роботи ОЕС України розрахункові моделі електростанцій ВДЕ необхідно інтегрувати в модель ОЕС України.

Приклад результатів моделювання нормативного збурення у вигляді однофазного КЗ у точці приєднання ВЕС за відмови вимикача і дії пристрою резервування відмови вимикача представлено на рис. 3.7–3.12. З рис. 3.7 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. 3.8). Варто зауважити, що зниження напруги на шинах вітроустановок є значно меншим, ніж у точці КЗ. Це пояснюється деякою електричною віддаленістю вітроустановок від місця КЗ, а також генерацією ними реактивної потужності під час проходження збурення.

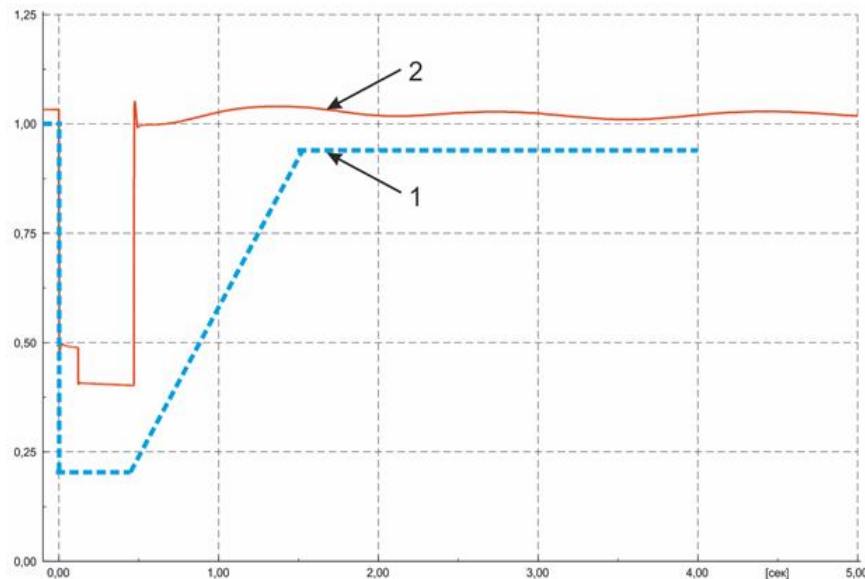


Рис. 3.7. Падіння напруги (в.о.) у точці приєднання ВЕС за результатами моделювання (лінія 2) у разі нормативного збурення та згідно з вимогами [2] (лінія 1)

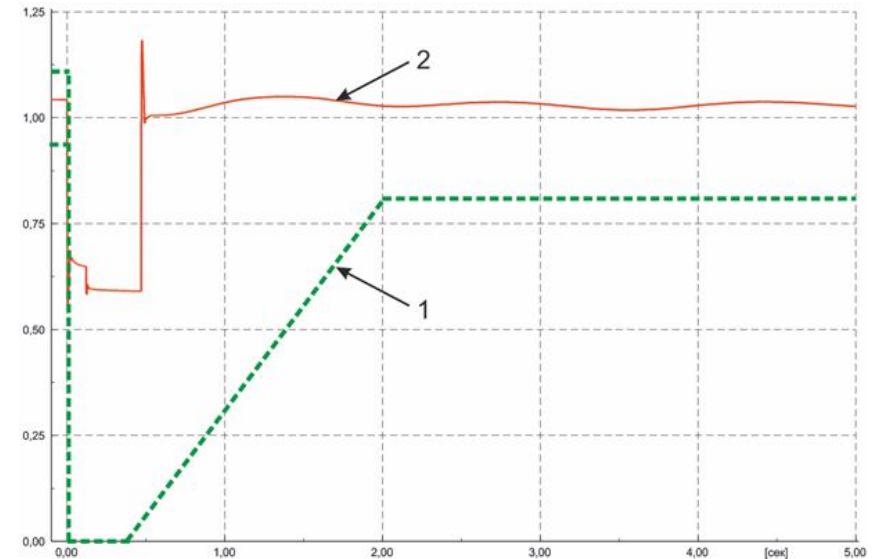


Рис. 3.8. Захисна характеристика вітротурбіни (лінія 1) та результати розрахунку зміни напруги в місці приєднання вітротурбіни (лінія 2) у разі нормативного збурення

На рис. 3.9 показано часові залежності активної та реактивної потужностей, що генерує ВЕС у точці приєднання. Під час КЗ генерація активної потужності ВЕС знижується. Щодо реактивної потужності, то бачимо, що в доварійному 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. 3.10).

Під час збурення вітроустановки підвищують величину генерованого реактивного струму (рис. 3.11), що призводить до різкого збільшення генерації реактивної потужності вітроустановками (рис. 3.10).

З рис. 3.7, 3.9, 3.11 видно, що ВЕС зберігає стійкість при нормативному збуренні у вигляді однофазного КЗ у точці приєднання ВЕС за відмови вимикача і дії ПРВВ.

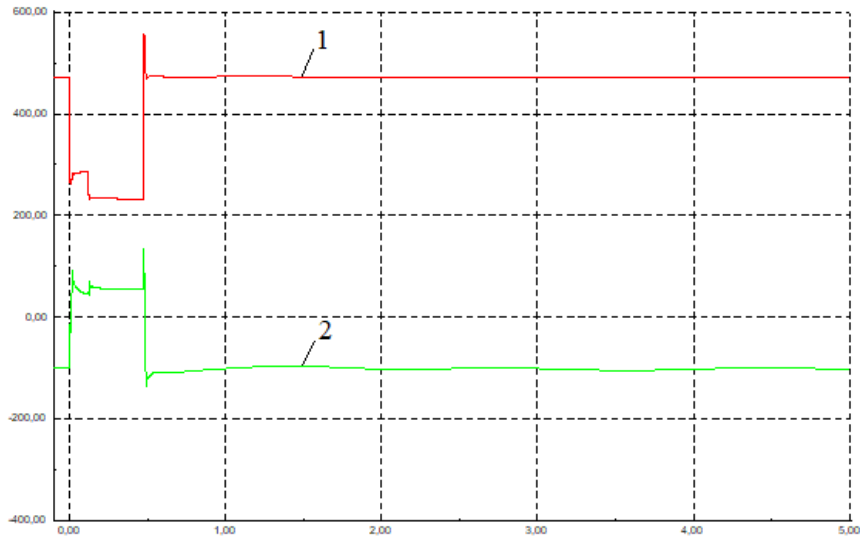


Рис. 3.9. Активна (МВт) (крива 1) та реактивна (Мвар) (крива 2) потужності ВЕС у точці приєднання

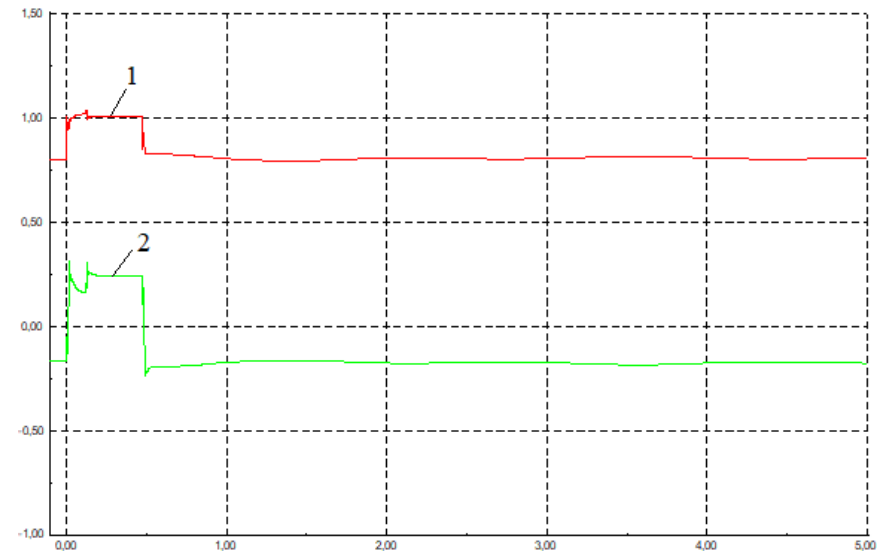


Рис. 3.11. Активний (кА) (крива 1) та реактивний (кА) (крива 2) струми ВЕС у точці приєднання

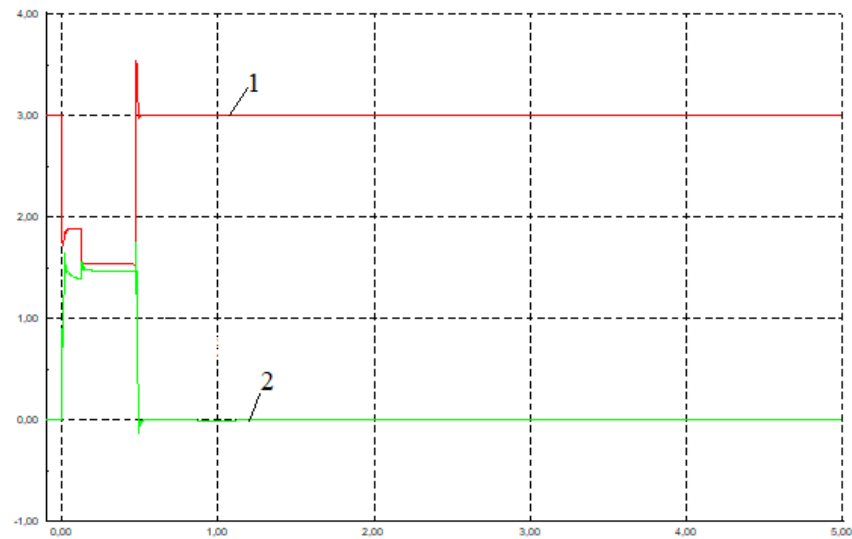


Рис. 3.10. Активна (МВт) (крива 1) та реактивна (Мвар) (крива 2) потужності однієї ВЕУ в точці приєднання

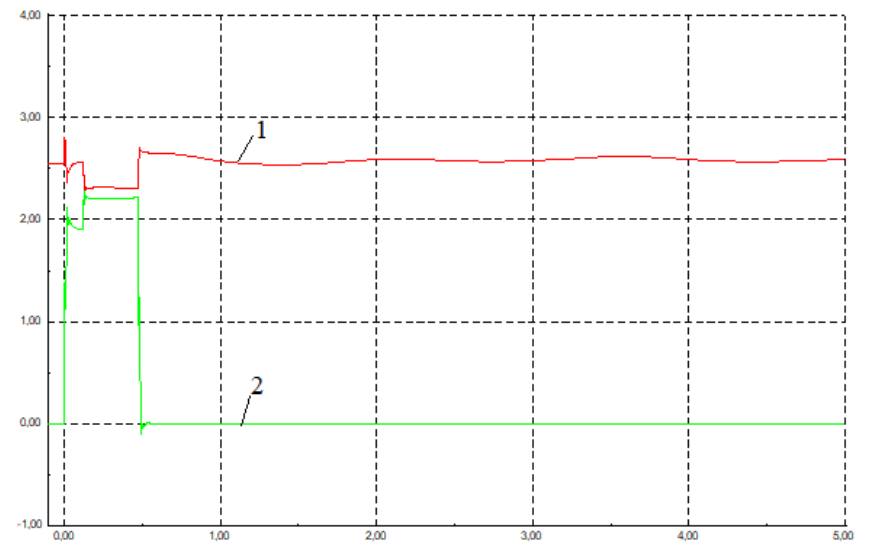


Рис. 3.12. Активний (кА) (крива 1) та реактивний (кА) (крива 2) струми однієї ВЕУ в точці приєднання

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 [2]. Згідно з цими вимогами при виникненні збурень у мережі, якщо напруга в точці приєднання ВЕС не перетинає встановлену криву (рис. 3.13), ВЕС має продемонструвати спроможність продовжувати працювати паралельно з енергосистемою. Параметри граничних збурень наведено в табл. 3.1, а результати моделювання граничних збурень показано на рис. 3.13–3.15. Як бачимо, моделювання граничних збурень показало, що ВЕС задовольняє вимогам [2] у частині проходження режимів падіння напруги в точці приєднання.

Таблиця 3.1. 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

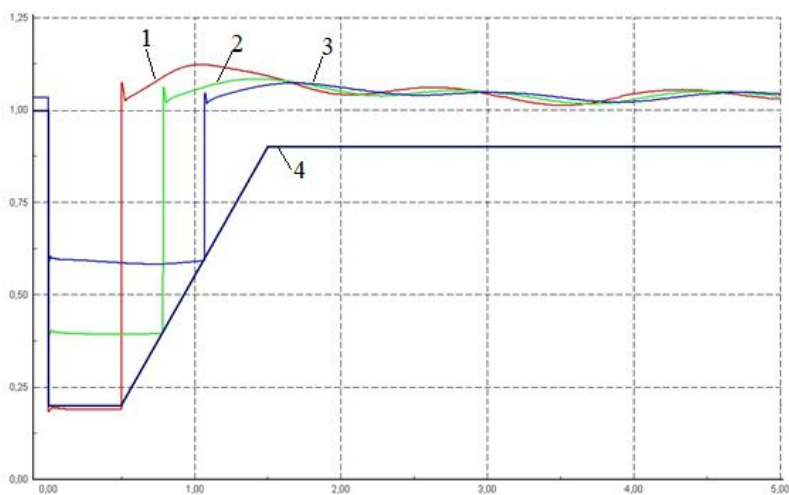


Рис. 3.13. Напруга в точці приєднання (криві 1, 2, 3 відповідають збуренням відповідно 1, 2, 3; 4 – характеристика вимог мережевого кодексу)

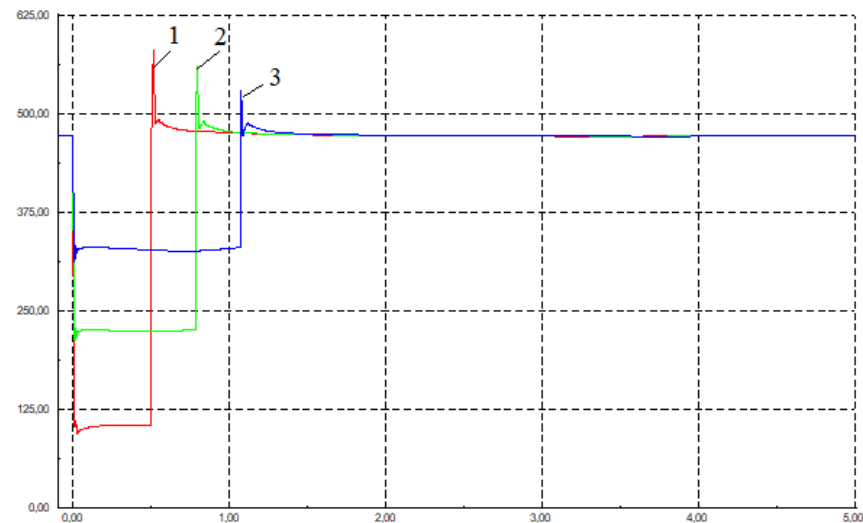


Рис. 3.14. Активна потужність ВЕС у точці приєднання (криві 1, 2, 3 відповідають збуренням відповідно 1, 2, 3)

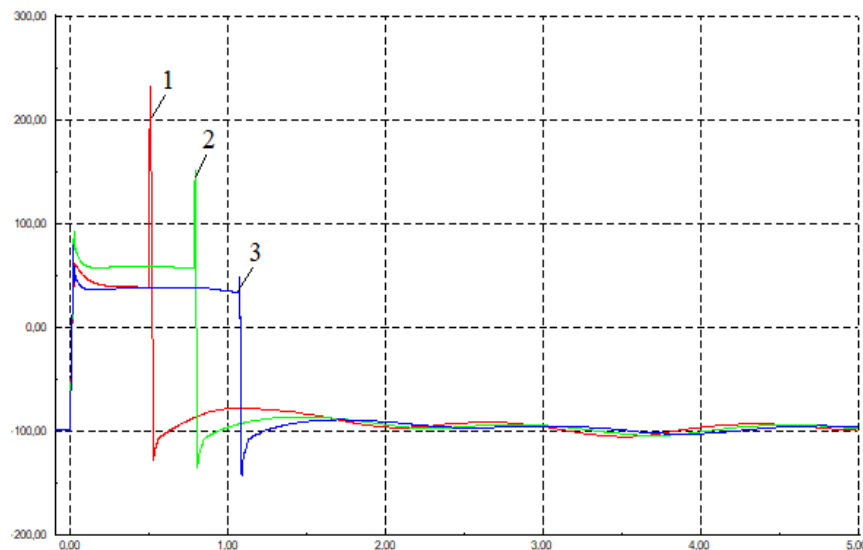


Рис. 3.15. Реактивна потужність ВЕС у точці приєднання (криві 1, 2, 3 відповідають збуренням відповідно 1, 2, 3)

3.2. Автоматизація розрахунків динамічної стійкості на етапах короткострокового планування режимів

Зважаючи на значний необхідний обсяг досліджень динамічної стійкості об'єднаної енергосистеми України, автоматизація розрахунків динамічної стійкості на етапах короткострокового планування режимів є актуальним завданням. Його вирішення пов'язане перш за все з розробкою програмного забезпечення, основним завданням якого є виконання розрахунків динамічної стійкості і формування звітів в автоматичному режимі. Створена програма написана мовою програмування Python, яка інтегрована в програмне забезпечення DigSILENT PowerFactory. Загальний алгоритм роботи програми показано на рис. 3.16.

Вхідними даними програми є набір оперативних сценаріїв (ремонтних схем), набір нормативних збурень і даних шунтів КЗ. Програма послідовно перемикає оперативні сценарії (ремонтні схеми). Для кожної ремонтної схеми виконується розрахунок всіх нормативних збурень. Після виконання розрахунків формується звіт у форматі Microsoft Excel.

Для роботи програми з автоматизації розрахунків динамічної стійкості необхідно заздалегідь створити оперативні сценарії для всіх ремонтних схем (рис. 3.17). Перед запуском



Рис. 3.16. Алгоритм роботи програми для автоматизації розрахунків динамічної стійкості

ском програми необхідно вказати папку в структурі проекту PowerFactory, де знаходяться оперативні сценарії, для яких необхідно провести розрахунки.

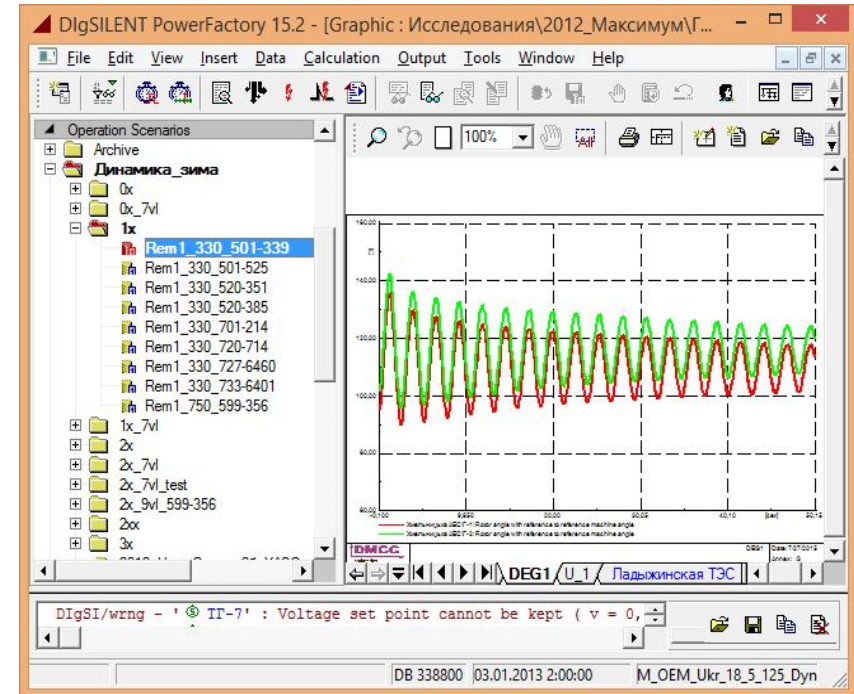


Рис. 3.17. Список оперативних сценаріїв однократних ремонтів для режиму зимового максимуму навантаження

Для виконання розрахунків стійкості створено базу нормативних збурень, яка охоплює найбільш важкі аварійні вимкнення: близьке однофазне КЗ на землю з відмовою вимикача і дією ПРВВ і близьке двофазне КЗ на землю з наступним неуспішним БАПВ. Нормативні збурення були створені для всіх ліній перетину і впливаючих елементів (рис. 3.18).

У разі традиційного підходу до виконання розрахунків стійкості задання шунтів короткого замикання для нормативних збурень є трудомістким завданням. Вибір шунта здійснюється залежно від точки мережі, де виникає КЗ, і поточної розрахункової схеми.

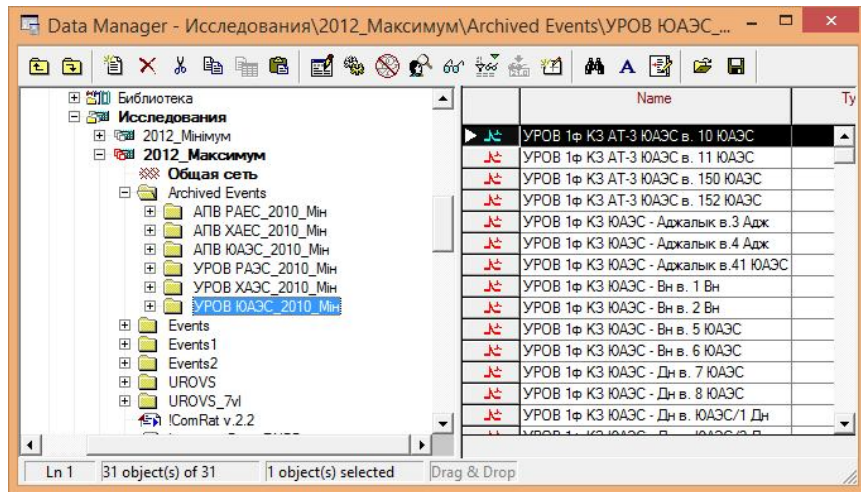


Рис. 3.18. База даних нормативних збурень

Для автоматизації виконання цього завдання було запропоновано рішення, яке реалізує вибір шунта з бази даних значень шунтів відповідно до конкретної ремонтної схеми і нормативного збурення. На рис. 3.19 показано логіку реалізації запропонованого підходу.

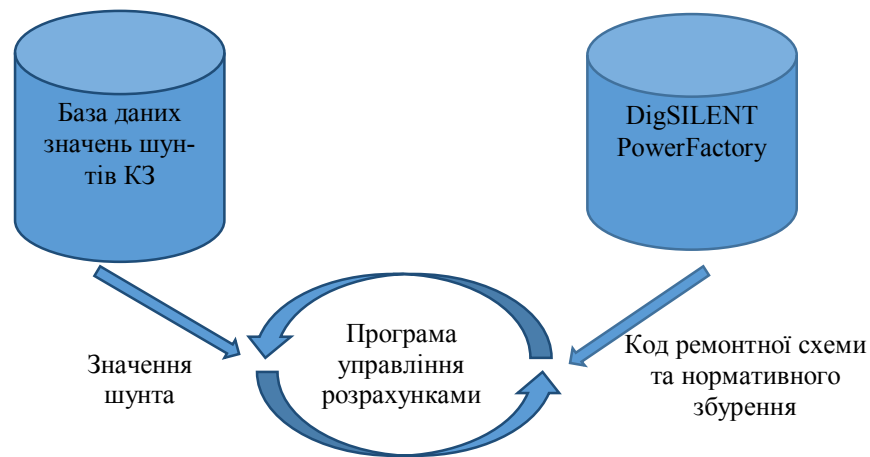


Рис. 3.19. Процес задання шунтів короткого замикання при виконанні розрахунків динамічної стійкості

База даних значень шунтів КЗ є текстовим файлом, який містить рядки певного формату (рис. 3.20). Кожен рядок містить код шунта, який визначає місце КЗ і ремонтну схему, і параметри R1, X1, R2, X2.

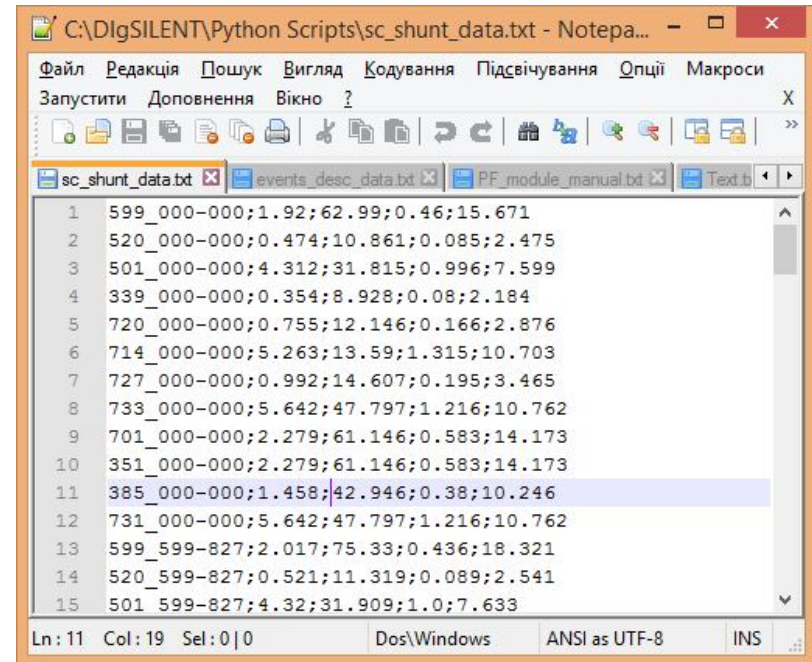


Рис. 3.20. База даних шунтів КЗ

У процесі виконання розрахунків динамічної стійкості програма читає інформацію про ремонтну схему і нормативне збурення, а також формує запит до бази даних. Після отримання значень шунтів КЗ скрипт редагує подію виникнення КЗ (*.EvtShc) і встановлює необхідні значення шунтів.

За результатами розрахунків формується звіт у форматі Microsoft Excel. У звіті вказуються назва ремонтної схеми СШ, на якій виникає КЗ, об'єкт, що вимикається внаслідок ліквідації КЗ, опис нормативного збурення, час ліквідації КЗ, залишкова напруга і результат розрахунку. Формат створених звітів може бути легко модифікований і приведений до іншої форми.

Режим	СШ	Объект	Описание	Общее время	Остат. напряж., о.е.	Переток по сечен., МВТ	Динам. устойчив.
Ремонт ВЛ 330 кВ Трихаты-КртЭС и ВЛ 330 кВ Трихаты-Николаев	330 кВ ЧАЭС	ВЛ 330 кВ ЧАЭС-Мозырь	Близкое двухфазное КЗ на землю с последующим неуспешным БАПВ	0,16	0,24	4377,36	Сохран
	330 кВ ЧАЭС	ВЛ 330 кВ ЧАЭС-Славутыч	Близкое двухфазное КЗ на землю с последующим неуспешным БАПВ	0,16	0,24	4377,36	Сохран
	330 кВ Чернигов	ВЛ 330 кВ Чернигов-Гомель	Близкое двухфазное КЗ на землю с последующим неуспешным БАПВ	0,16	0,38	4377,36	Сохран
	330 кВ Чернигов	ВЛ 330 кВ Чернигов	Близкое двухфазное КЗ на землю с последующим неуспешным БАПВ	0,16	0,38	4377,36	Сохран

Рис. 3.21. Звіт розрахунку динамічної стійкості у форматі Microsoft Excel, створений програмою в автоматичному режимі

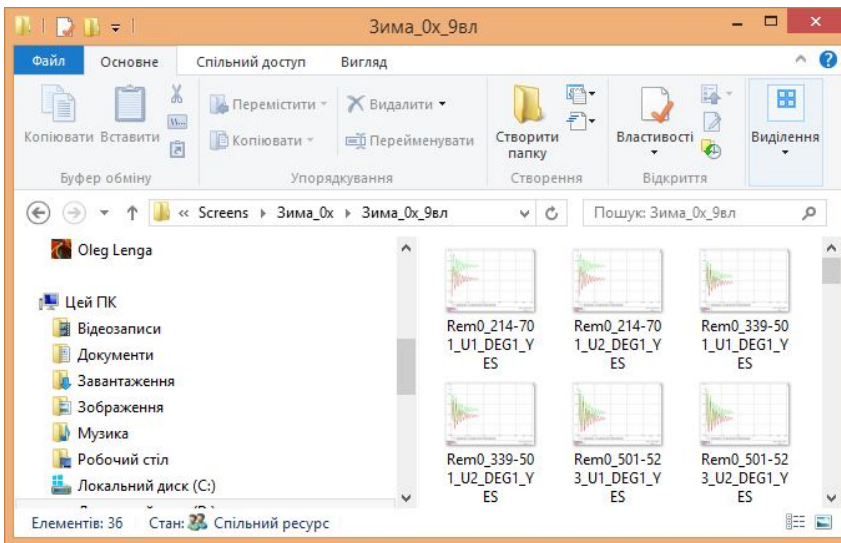


Рис. 3.22. Графіки перехідних процесів, створені програмою в автоматичному режимі

Програмою також автоматично зберігаються у вказану папку графіки перехідних процесів, які потім можуть використовуватися для аналізу характеру перехідного процесу.

Таким чином, розроблена комп'ютерна програма, яка дає змогу виконувати розрахунки динамічної стійкості ОЕС України в автоматичному режимі. Традиційно розрахунки динамічної стійкості виконувалися на етапі довгострокового планування режимів у зв'язку зі значними обсягами роботи. Використання розробленої програми дало змогу значно пришвидшувати процес розрахунків динамічної стійкості та виконувати їх на етапі короткострокового планування режимів.

3.3. Критерії оцінки динамічної стійкості сучасних енергосистем

Важливим питанням експлуатації енергосистеми є забезпечення її стійкої роботи. На практиці виникнення нестійких режимів може призвести до масштабних системних аварій, наслідками яких є значні економічні збитки. Саме тому завжди особлива увага приділялася розрахункам стійкості, що запобігають появі таких ситуацій. Проблемі стійкості режимів енергосистем присвячено багато фундаментальних робіт як на теренах колишнього СРСР [4, 5], так і за кордоном [6, 7]. У класичному визначенні стійкість – це спроможність системи відновлювати свій початковий стан після його порушення в результаті збурення. Якщо ці збурення є значними та супроводжуються зміною конфігурації і параметрів електричної мережі, то “говорять” про динамічну стійкість [4]. Саме проблемі оцінки динамічної стійкості енергосистеми присвячено цей розділ.

У практиці планування режимів об'єднаної енергосистеми України питання стійкості регламентуються нормативними документами [1]. Розрахунки динамічної стійкості виконують шляхом комп'ютерного моделювання аварійних ситуацій, які називаються нормативними збуреннями, що діляться по групах за критерієм тяжкості. Комп'ютерне моделювання аварійних ситуацій включає розрахунок початкових умов та чисельне інтегрування диференціальних рівнянь, що описують електромеханічні перехідні процеси в енергосистемі внаслідок виникнення збурення. Такий формалізова-

ний підхід до розрахунків, що базується на аналізі характеру обчислених функцій параметрів режиму від часу, дає відповідь на питання, чи зберігається динамічна стійкість системи при обраному збуренні. Проте часто виникає потреба оцінити вплив на динамічну стійкість того чи іншого фактора, наприклад, зміни системи збудження генератора або її налагоджень. Вирішення цього питання потребує застосування критеріїв, які дають можливість виконати кількісну оцінку, що може бути виражена в певних величинах.

Останнім часом, переважно закордоном, широкого розповсюдження набув критерій оцінки динамічної стійкості енергосистеми, що називається критичним часом вимкнення короткого замикання ($t_{КЗ_кр}$). Його визначають як максимальну тривалість симетричного КЗ у мережі, що не призведе до порушення стійкості. Для будь-якого елемента мережі цей час повинен бути більший, ніж час, який потрібно на ліквідацію КЗ засобами релейного захисту (РЗ). Таким чином, інформаційна та пов'язана з нею захисна система мають працювати у реальному часі, що дає змогу запобігти порушенню динамічної стійкості режиму енергосистеми у разі збурень. Зрозуміло, що чим більше значення $t_{КЗ_кр}$, тим стійкішою з точки зору динамічної стійкості є енергосистема до збурення в місці, що розглядається. За аналогією з запасом зі статичної стійкості, який визначений в [1], можна запропонувати поняття запасу з динамічної стійкості, що розраховується за формулою [8]

$$K_d = \frac{t_{КЗ_кр} - t_{КЗ}}{t_{КЗ}} 100\%, \quad (3.1)$$

де $t_{КЗ}$ – тривалість КЗ або час, який потрібен на ліквідацію КЗ засобами релейного захисту та дією вимикачів, с.

Перевагою такого підходу є відсутність необхідності моделювання несиметричних КЗ, складної послідовності дій РЗ та автоматики. Це дає змогу значно спростити та автоматизувати процес розрахунків, особливо коли необхідно виконати їх значний обсяг. Іншою перевагою є можливість кількісної оцінки впливу різноманітних факторів на динамічну стійкість енергосистеми шляхом порівняння $t_{КЗ_кр}$. Так, для обраного вузла можна визначити, вимкнення якої лінії призведе до максимального зниження запасу з динамічної стійкості. Для цього необхідно визначити $t_{КЗ_кр}$ для випадків почергового вимкнення усіх ліній та порівняти отримані значення.

Для автоматизації розрахунку $t_{КЗ_кр}$ було розроблено алгоритм (рис. 3.23) та складено програму мовою DPL (DigSilent Programming Language) у середовищі сучасного програмного забезпечення Power Factory компанії DigSILENT [9]. Програма виконує розрахунок $t_{КЗ_кр}$ для визначеної користувачем множини елементів мережі шляхом числового інтегрування диференціальних рівнянь методом Рунге-Кутта. Збільшуючи значення тривалості збурення, програма “відслідковує” поведінку генераторів у системі на випадок “випаду із синхронізму”, поки не знайде максимальний час КЗ, при якому зберігається динамічна стійкість.

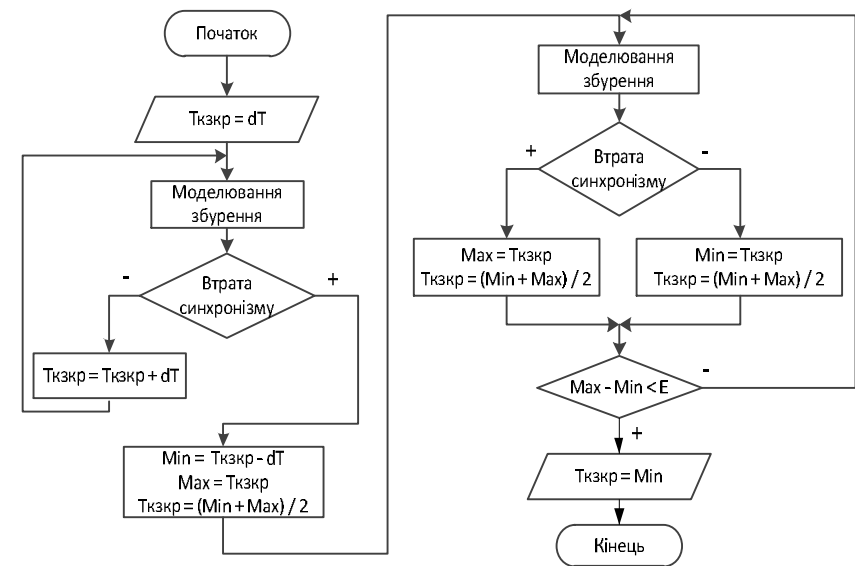


Рис. 3.23. Блок-схема алгоритму знаходження $t_{КЗ_кр}$

З використанням розробленої програми було виконано розрахунок $t_{КЗ_кр}$ для 131 вузла номінальною напругою 750–330 кВ моделі ОЕС України. При цьому враховувалися не тільки динамічні моделі генераторів, але й їх системи регулювання (моделі автоматичних регуляторів швидкості та збудження). Ці моделі були доповнені блоком обмежувача мінімального збудження (ОМЗ), що підвищило адекватність результатів. Розрахунки, проведені для двох

Таблиця 3.2. Результати розрахунків tK3_Kp для вузлів 750-330 кВ ОЕС України

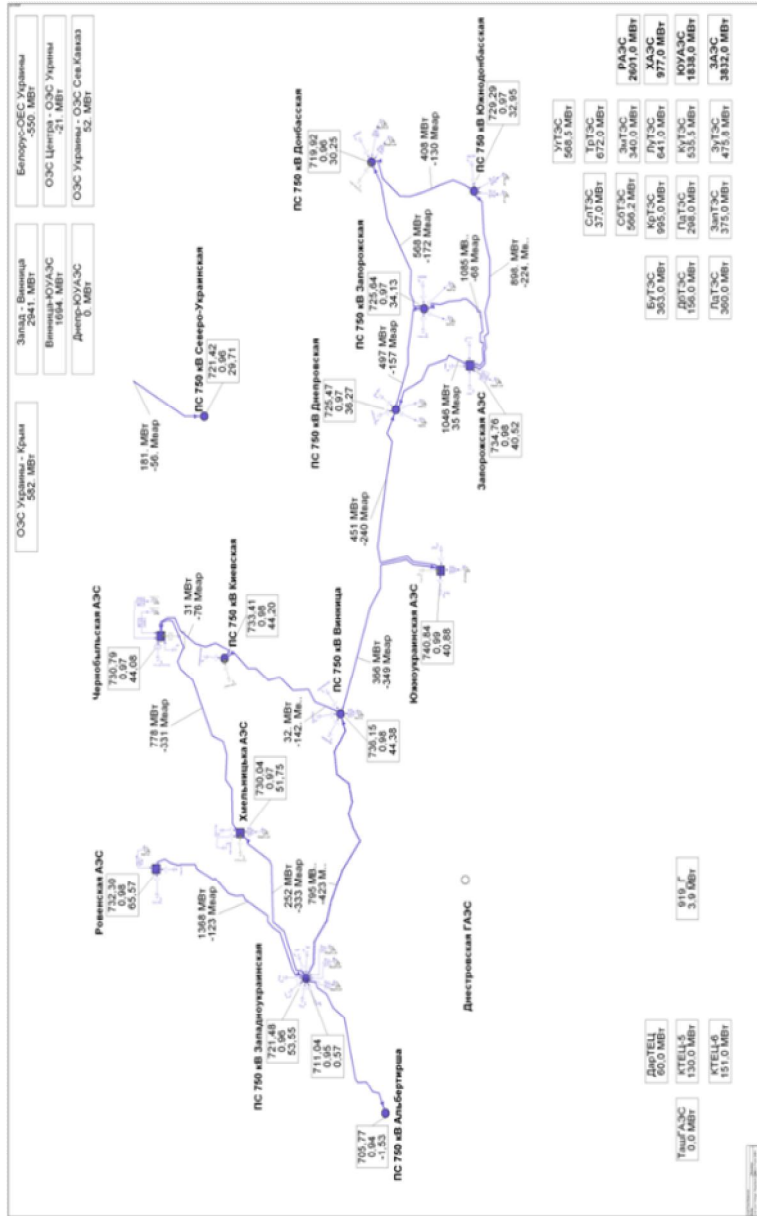


Рис. 3.26. Мережа 750 кВ та генерація електричних станцій у режимі літнього мінімуму навантаження ОЕС України

Шини	tкз_кр, с		Шини	tкз_кр, с	
	Режим зимового максимуму	Режим літнього мінімуму		Режим зимового максимуму	Режим літнього мінімуму
11_Мирная-330 СШ I	>2	>2	423_Севаст33	>2	>2
125_Южная-330 СШ I	>2	>2	424_ЗапКрым-330 СШ I	>2	>2
136_Чайкино-330 СШ I	0,34	0,66	501_Трихаты-330 СШ I	>2	>2
140_КУТЭС-330 СШ-I	0,25	0,37	508_Усаатово-330 СШ I	0,56	1,66
144_Красноармейская-330 СШ I	>2	>2	512_Нодесская-330 СШ I	0,62	>2
151_Централ-330 СШ I	>2	>2	520_ЮУАЭС-330 СШ-I	0,26	0,33
155_Ивановка-330 СШ I	>2	>2	522_КахГПП-330 СШ-I	1,62	>2
159_СлТЭС-330 СШ-I	0,92	>2	523_Аджалык-330 СШ I	0,98	>2
165_Майская-330 СШ I	>2	>2	525_Николаев-330 СШ I	>2	>2
170_Харьыз-330 СШ-I	0,25	0,44	530_Котовск-330 СШ I	>2	>2
171_Макеевка-330 СШ I	0,62	>2	531_Херсон-330 СШ I	>2	>2
173_Михайловка-330	0,52	0,66	545_Арцыз-330 СШ II	>2	>2
178_Победа - 500 СШ I	>2	1,85	598_ТашГАЭС	0,25	0,43
179_УГТЭС-330 СШ-I	0,34	0,40	599_ЮУАЭС-750 СШ-I	0,30	0,29
181_Донбасс-330 СШ-I	0,52	0,63	6_ЮДонбасс-750 СШ-I	>2	>2
184_Заря-330 СШ-I	>2	>2	701_Нежин-330 СШ I	>2	>2
185_Донбасс-500 СШ-I	>2	>2	703_ЧАЭС-750 I	0,51	0,30
186_Донбасс-750 СШ-I	>2	>2	706_Октябрьская-330 СШ-I	>2	>2
187_ЗуТЭС31	0,25	0,42	709_НКиевская-330 СШ I	0,56	0,45
204_ЗМТЭС_1 СШ-330	0,25	0,33	710_БЦерков-330 СШ I	1	1,70
206_Залот-330 СШ I	0,44	0,29	712_Житомир-330 СШ I	>2	0,83
209_Артема-330 СШ I	>2	0,43	714_КанГЭС-330 СШ I	0,53	1,65
211_Лосево-330 СШ I c1	>2	0,88	716_Черкасы-330 СШ I	0,42	0,74
213_Сумы-330 СШ I	>2	>2	719_КТЭЦ-5-330 СШ I	0,95	0,84
214_Конотоп-330 СШ I	>2	>2	720_ТпТЭС СШ I	0,31	0,30
216_Полтава-330 СШ I	>2	>2	721_КТЭЦ-6-330 СШ I	>2	>2

Продовження табл. 3.2

218_Кременчуг-330 СШ-I	1,25	1,96	723_Северная-330 СШ-I	1,04	0,98
228_Купянск-330 СШ II	>2	>2	725_Поляна-330 СШ I	0,41	0,74
240_Лозовская-330 СШ I	>2	>2	727_ЧАЭС-330 I	0,69	0,36
241_СевУкр-330 СШ-I	1,06	0,77	729_Лесная-330 СШ III	>2	>2
242_СевУкр-750 СШ-I	0,59	0,52	731_Славутич-330 СШ III	>2	1,05
243_Миргород-330 СШ I	>2	>2	733_Чернигов-330 СШ I	1,41	>2
245_Шостка-330 СШ I	>2	>2	735_Бровары-330 СШ I	>2	>2
247_СумыСев-330 СШ I	>2	1,34	772_Киевская-750 СШ-I	0,70	0,36
301_ДД-330 СШ II	0,48	>2	7_ЮДонбасс-330 СШ-I	>2	>2
304_Зап-330 СШ I	0,38	1,45	801_Винница-330 СШ I	1,80	0,46
306_Павлоград-330 СШ I	>2	>2	803_Шепетовка-330 СШ I	0,80	0,45
308_Днепровская-330 СШ-I	1,16	0,82	805_ДеГЭС-330 СШ-I	0,24	>2
30_НДонб-500 СШ I	>2	>2	808_ХАЭС-750 СШ-I	0,27	0,22
312_Правобережн-330 СШ I	>2	>2	809_ХАЭС-330 СШ-I	0,29	0,20
313_ЗАЭС-750 СШ-I	0,23	0,27	810_Хмельницький-330 СШ I	>2	0,52
314_Никополь-330 СШ II	0,64	>2	813_Тернополь-330 СШ I	>2	0,66
316_ПдТЭС-330 СШ I	0,30	0,38	818_Бар-330 СШ I	>2	0,75
319_ДДЗ-330 СШ I	0,53	1,62	821_Черновцы-330	>2	>2
325_Первом-330 СШ I	>2	>2	822_ЛдТЭС-330 СШ-I	0,25	0,38
328_КрГЭС-330 СШ I	0,44	>2	826_Винница-330 СШ-I	0,62	0,39
331_Кировск3	0,41	0,79	827_Винница-750 СШ-I	0,53	0,27
341_ЗапТЭС-330 СШ-I	0,26	0,41	828_КПодол3	0,75	>2
343_Фер.-330 СШ I	0,48	>2	840_Казатин-330 СШ I	>2	>2
344_Побужье-330 СШ I	>2	>2	851_ДнГАЭС-330 СШ I	>2	>2
346_Прометей-330 СШ I	0,55	>2	901_Ровно-330 СШ I	0,37	0,25
349_Молочанск-330 СШ-I	>2	>2	902_РАЭС-330 СШ-I	0,24	0,17
351_Украинка-330 СШ I	>2	>2	905_И.Франковск-330 СШ I	>2	0,62
354_Мелитополь-330 СШ-I	>2	>2	935_Л.Юж3 СШ I	0,52	0,34
356_Днепровская-750 СШ-I	0,47	0,49	936_Радывылив-330 СШ I	>2	0,63

Продовження табл. 3.2

358_КрТЭС-330 СШ I	0,27	0,37	937_Грабово-330 СШ I	0,39	0,27
360_Горная-330	0,85	>2	945_ЗУ-330 СШ-I	0,38	0,23
366_ДНП-330 СШ I	0,57	0,98	945_ЗУ-750 СШ-I	0,31	0,19
370_Рудная-330 СШ I	>2	>2	947_ЛьвЗап-330 СШ I	>2	0,59
374_ВДГМК-3	>2	>2	949_ЛуцкСев-330 СШ I	>2	0,77
380_Запорожская-750 СШ-I	0,48	0,52	954_Н.Волыньск-330	>2	>2
381_Запорожская-330 СШ-I	0,70	0,96	955_Ковель-330 СШ I	1,09	0,65
385_Кварцит-330 СШ I	>2	>2	958_Богородчаны-330 СШ I	>2	0,98
401_Джанкой-330 СШ I	>2	>2	982_Яворов-330	>2	0,80
415_Островская-330 СШ I	>2	>2	985_РАЭС-750 СШ-IА	0,34	0,19
419_Симфер-330 СШ I	>2	>2			

Аналіз результатів розрахунків показав, що $t_{кз_кр}$ для режимів Min та Max значно відрізняється, проте чіткої закономірності в результатах не спостерігається. Так, для 42 вузлів $t_{кз_кр}$ менше в режимі Max, а для 41 – в режимі Min. Для 48 вузлів $t_{кз_кр} > 2$ с в обох режимах.

Розглядаючи випадки, коли $t_{кз_кр}$ в режимі Max ($t_{кз_кр_Max}$) менше $t_{кз_кр}$ в режимі Min ($t_{кз_кр_Min}$), зазначимо, що у 19 випадках з 42 КЗ моделюється на шинах станцій та підстанцій, що знаходяться достатньо близько до вузлів генерації. Так, для вузла 341_ЗапТЕС-330 СШ-I (СШ 330 кВ ЗапТЕС) $t_{кз_кр_Min}$ у режимі Min склало 0,406 с, що на 58 % більше, ніж $t_{кз_кр_Max}$. Це зумовлено тим, що завантаженість станції в режимі Max більша на 511 МВт. Тоді припустивши, що час вимкнення КЗ на приєднаннях, які відходять від 341_ЗапТЕС-330 СШ-I, складає 0,12 с, запас з динамічної стійкості в режимах Max та Min відповідно до (1) складе

$$K_{д_Max} = \frac{0,41 - 0,12}{0,12} 100\% = 241,6\% ;$$

$$K_{д_Min} = \frac{0,26 - 0,12}{0,12} 100\% = 116,6\%.$$

Значний вплив на результати розрахунків динамічної стійкості мають особливості мережі ОЕС України. Так, для мережі в західній частині України, що знаходиться за перетином Захід – Вінниця, значення $t_{кз_кр_Min} < t_{кз_кр_Max}$, хоча сумарна генерація РАЕС, ХАЕС та ДБТЕС є майже однакова в обох режимах роботи. Це можна пояснити тим, що в режимі Мах потужність споживання в розглянутій частині мережі значно зросла у порівнянні з режимом Min. При незмінній генерації значення перетоку за перетином значно більше в режимі Min та призводить до зниження запасу з динамічної стійкості. Яскравим прикладом є вузол 808_ХАЕС750 СШ-I (СШ 750 кВ ХАЕС). Так, попри те, що в режимі Мах генератор потужністю 1000 МВт, що приєднується до цього вузла, знаходився в роботі, а в режимі Min був вимкнений, значення $t_{кз_кр_Max} > t_{кз_кр_Min}$ на 20%! Вузли, в яких значення $t_{кз_кр} > 2$ с здебільшого є значно віддаленими від генерації.

Висновки. Розроблено алгоритм та програму для визначення запасу з динамічної стійкості шляхом розрахунку критичного часу вимкнення короткого замикання. На моделі ОЕС України обчислено критичний час вимкнення короткого замикання для двох характерних режимів роботи мережі: літнього мінімуму та зимового максимуму навантаження споживання. Отримані результати показали, що в загальному випадку закономірної різниці в обчислених значеннях критичного часу ввімкнення короткого замикання між двома режимами немає. Тому для коректного та надійного визначення динамічної стійкості режимів ОЕС України слід проводити моделювання електромеханічних перехідних процесів у багатьох режимах, зокрема, хоча б у режимах літнього мінімуму та зимового максимуму навантаження споживання. Можна стверджувати, що розрахунки такого роду, які виконуються в автоматичному режимі, можуть допомогти виконати первинний аналіз динамічної стійкості енергосистеми в багатьох режимних умовах. Більше того використання потужної обчислювальної техніки та запропонованого алгоритму автоматизації дає змогу виконувати такі розрахунки з урахуванням принципу надійності N-1. Це значно підвищує ефективність та швидкість виконання розрахунків динамічної стійкості та їх використання в практиці роботи диспетчерського персоналу енергосистем.

3.4. Моделі обмежувачів мінімального і максимального збудження генераторів та їх вплив на довготривалі перехідні процеси регулювання напруги

Автоматичні регулятори збудження (АРЗ) синхронних генераторів (СГ) значно впливають на поведінку енергосистеми в нормальних та аварійних режимах роботи. Їх адекватне моделювання є важливим питанням при розрахунках електромеханічних перехідних процесів та передбачає створення в операторній формі відповідних моделей регуляторів.

Проблемі моделювання АРЗ СГ присвячено багато фундаментальних робіт як на теренах колишнього СРСР [11, 12], так і за кордоном [6]. Вітчизняні автори приділяють значну увагу моделюванню автоматичних регуляторів збудження сильної дії (АРЗ СД), що експлуатуються на більшості електричних станцій України. Ці моделі використовуються при розрахунках динамічної стійкості енергосистеми. В ході таких розрахунків досліджується стійкість паралельної роботи генераторів енергосистеми при виникненні збурень у мережі.

Останнім часом за ініціативою IEEE та CIGRE було запропоновано розширену та деталізовану класифікацію стійкості енергосистеми. В [13] пропонується виділити основні напрямки дослідження стійкості: стійкість за кутом ротора (у вітчизняній практиці – динамічна стійкість), стійкість за частотою та стійкість за напругою. Для кожного з напрямків передбачається використання розрахунків електромеханічних перехідних процесів як методу дослідження. Вимоги до моделі енергосистеми для розрахунків значно відрізняються. Так, при розрахунках динамічної стійкості значну увагу приділяють моделям АРЗ. У разі дослідження стійкості за частотою більший вплив має адекватність моделей автоматичних регуляторів швидкості турбіни та системи автоматичного регулювання частоти та потужності. Що стосується стійкості за напругою, то такі дослідження передбачають застосування моделей повільно діючих регуляторів, таких як РПН, обмежувачі мінімального та максимального збудження генератора.

Особливо актуально питання дослідження стійкості за напругою постає в контексті розгляду особливої системної аварії – такої аварії, виникнення якої призводить до знеструмлення більшої час-

тини території України і втрати власних потреб теплових та атомних електростанцій (АЕС). У цих умовах одним із пріоритетних завдань плану відновлення ОЕС України є найшвидше подання напруги на шини АЕС для створення умов надійного живлення їх власних потреб від енергосистеми з метою забезпечення ядерної безпеки України [14]. Під час розробки заходів по відновленню ОЕС України моделюються шляхи подання напруги на АЕС. Часто ці шляхи включають декілька ліній номінальної напруги 330–750 кВ. Робота таких транзитів у режимах, близьких до холостого ходу, є нестійкою та характеризується перенапругами, що змушують генератори станцій працювати в режимі недозбудження, на межі своєї характеристики потужності. Тому необхідним є застосування моделей ОМЗ, які б коректно відображали поведінку синхронних генераторів у режимах споживання реактивної потужності. У цьому розділі описано процес інтеграції моделі ОМЗ у модель АРЗ СД та дослідження її роботи при моделюванні перехідних процесів, які відбуваються при ліквідації особливої системної аварії в ОЕС України.

ОМЗ працює в складі сучасних АРЗ та виконує функцію підтримання мінімально допустимої напруги збудження синхронного генератора у випадках, коли вона значно знижується. Основними задачами, що виконує ОМЗ, є [15]:

- попередження роботи СГ в умовах недостатнього збудження, що можуть призвести до втрати синхронізму;
- попередження роботи СГ в умовах, що можуть призвести до його перегрівання, у разі значної величини споживаної реактивної потужності;
- попередження спрацювання захисту від втрати збудження СГ.

На рис. 3.27 показана модель АРЗ СД, на якій позначено: u , u_{set} – сигнал та уставка за напругою генератора; ω , ω_{set} – сигнал та уставка за швидкістю генератора; $curex$, $curex_{set}$ – сигнал та уставка за струмом збудження генератора; E , E_{set} – сигнал та уставка за напругою збудження генератора; K_{OU} , K_{IU} , K_{OF} , K_{IF} , K_{IF} – коефіцієнти підсилення каналів регулювання регулятора; T_{IU} , T_{OF} , T_{IF} , T_{IF} , T_{BCH} , T_{okr} – сталі часу каналів регулювання регулятора; T_{voz} – стала часу збудника. У ході протікання перехідного процесу підвищення напруги на шинах генератора призводить до виникнення від’ємної

похибки регулювання за каналом напруги, що спричиняє зниження напруги збудження (E) генератора. В той же час значення споживаної генератором реактивної потужності, що обмежена характеристикою ОМЗ, у такій моделі не враховується. Для врахування дії ОМЗ в модель АРЗ СД додано блок *Max*, на який надходить сигнал регулятора збудження та ОМЗ. З двох сигналів обирається максимальний для недопущення критичного зниження напруги збудження.

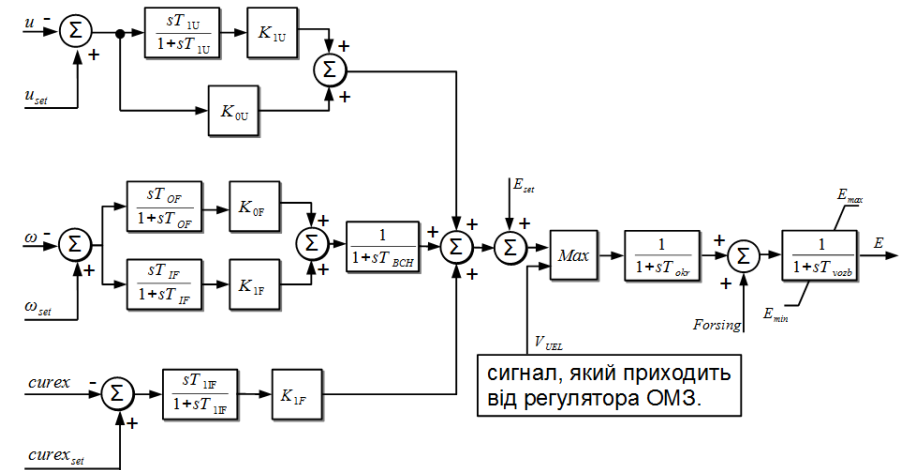


Рис. 3.27. Модель АРЗ СД

На рис. 3.28 показано модель ОМЗ типу UEL2, яка визначена в роботах [10, 16], як типова для використання при розрахунках електромеханічних перехідних процесів. Вихідним сигналом регулятора є V_{UEL} , що визначає мінімальну допустиму напругу збудження СГ при поточному значенні генерації активної потужності.

На вхід моделі ОМЗ подаються значення активної (P_T) та реактивної потужностей генератора (Q_T). Активна потужність через аперіодичну ланку першого порядку подається на блок, який згідно з характеристикою потужності генератора визначає мінімальне допустиме значення реактивної потужності Q_{REF} при поточному значенні генерації активної потужності. Після цього сигнал Q_{REF} подається на суматор, де порівнюється з поточною реактивною потужністю генератора Q_T . Також на суматор подається значення напруги збудження генератора V_F . Таким чином формується поми-

лка за регулюванням напруги збудження, яка поступово накопичується інтегральною ланкою III регулятора. Коефіцієнти регулятора K_{UL} та K_{UI} визначають швидкість роботи ОМЗ. Канал за напругою генератора V_T використовується для коригування характеристики ОМЗ.

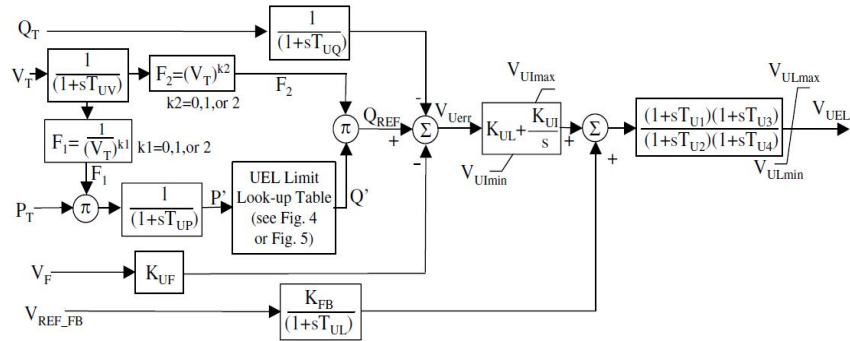


Рис. 3.28. Модель ОМЗ типу UEL2 [10]

Налагодження цифрової моделі ОМЗ зазвичай виконується відповідно до технічних протоколів випробувань систем збудження. Наведемо приклад параметризації та верифікації моделі ОМЗ на прикладі ТГ1 – ТГ2 ХТЕЦ-5, де встановлено статичні системи збудження типу СВТГ-2,0К/300-С2Т2,5-АР24-УХЛ4. В описі системи збудження вказано, що керування напругою збудження при досягненні уставки ОМЗ відбувається регулятором реактивної потужності. Характеристика потужності ОМЗ ТГ1 – ТГ2 ХТЕЦ-5 наведена в табл. 3.3.

Таблиця 3.3. Характеристика ОМЗ ТГ1 – ТГ2

P, МВт / в.о.	Q, Мвар / в.о.
0 / 0	-15 / -0,2
25 / 0,25	-13,5 / -0,18
50 / 0,5	-12,0 / -0,16
75 / 0,75	-9,0 / -0,12
100 / 1,0	-2,25 / -0,03
110 / 1,1	0,0 / 0,0

Налагодження цифрової моделі ОМЗ типу UEL2, що було підбрано шляхом розрахунку серії перехідних процесів, показано на рис. 3.29.

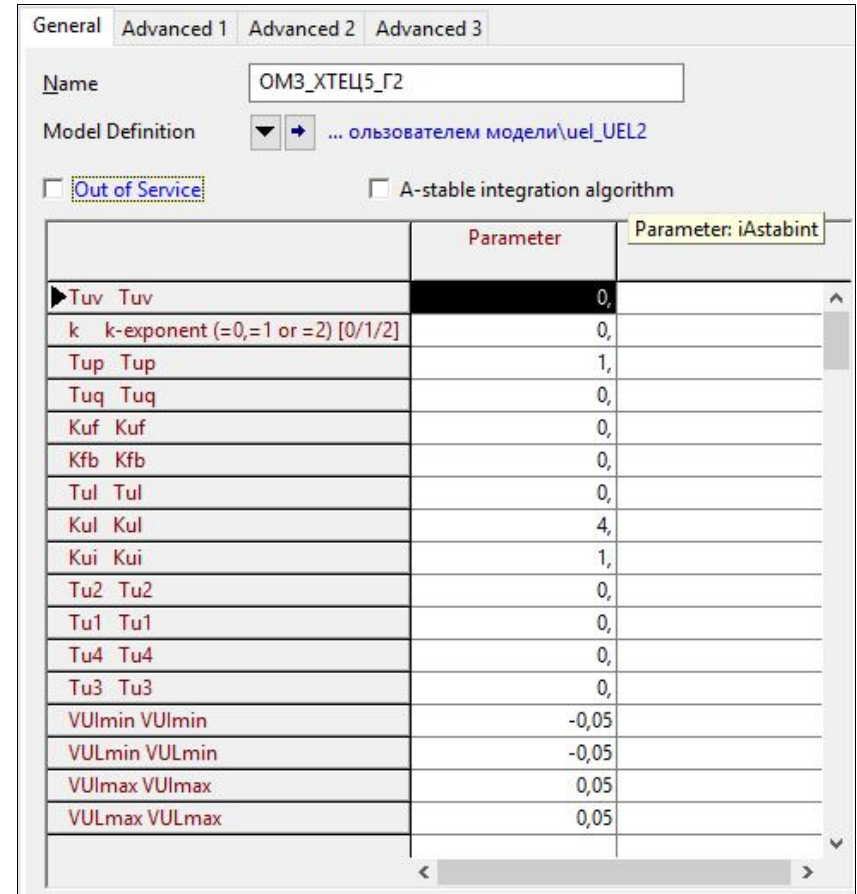


Рис. 3.29. Налагодження моделі ОМЗ типу UEL2 ТГ2 ХТЕЦ-2

Виконаємо верифікацію роботи моделі та налагоджень ОМЗ шляхом порівняння з осцилограмами випробувань. На рис. 3.30 показані осцилограми випробувань ОМЗ ТГ2 ХТЕЦ-5 у режимі холостого ходу, при зміні уставки за напругою з 1,01 до 0,98 в.о. та навпаки.

Для демонстрації впливу ОМЗ виконано математичне моделювання перехідних процесів у разі зміни уставки за напругою ТГ2 ХТЕЦ-5 з 1,0 до 0,97 в.о. Як бачимо, у початковому режимі генератор ТГ2 працює на номінальній потужності. Напруга на шинах генератора складає 1,00 в.о. Активна та реактивна потужності генератора складають 104 МВт та 21 Мвар відповідно. При зміні уставки за напругою з 1,0 до 0,97 в.о. спостерігається зниження напруги збудження, генератор переходить з режиму генерації у режим споживання реактивної потужності. Реактивна потужність знижується менше 0 Мвар, що призводить до реакції ОМЗ, який підвищує напругу збудження до значення, яке б забезпечувало характеристику ОМЗ (табл. 3.3). На 5-й с перехідного процесу реактивна потужність ТГ2 складала 0,8 Мвар, що відповідає характеристиці ОМЗ. При цьому напруга на шинах генератора не досягає заданої уставки (0,97 в.о.) внаслідок дії ОМЗ та становить 0,975 в.о. (рис. 3.31).

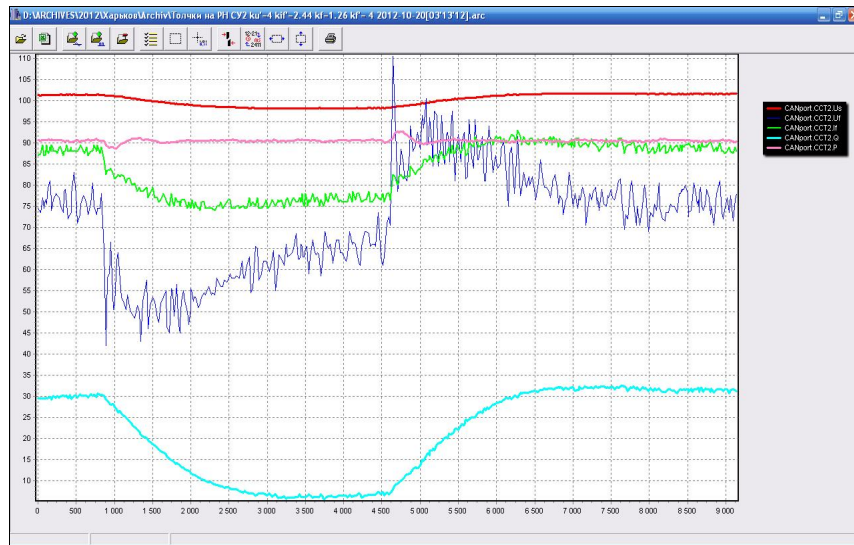


Рис. 3.30. Осцилограми випробувань роботи ОМЗ ТГ2 ХТЕЦ-5. Поштовхи АРЗ $\pm 3\%$

На рис. 3.32 показано результати моделювання зміни уставки за напругою ТГ2 ХТЕЦ-5 з 1,0 до 0,97 в.о. без урахування моделі

ОМЗ. Спостерігається зниження напруги збудження, генератор переходить з режиму генерації у режим споживання реактивної потужності. Реактивна потужність знижується менше -8,25 Мвар, що значно менше характеристики ОМЗ (табл. 3.3).

Результати розрахунків перехідних процесів свідчать про адекватність відображення функції ОМЗ у моделі АРЗ типу СВТГ-2,0К/300-С2Т2,5-АР24-УХЛ4.

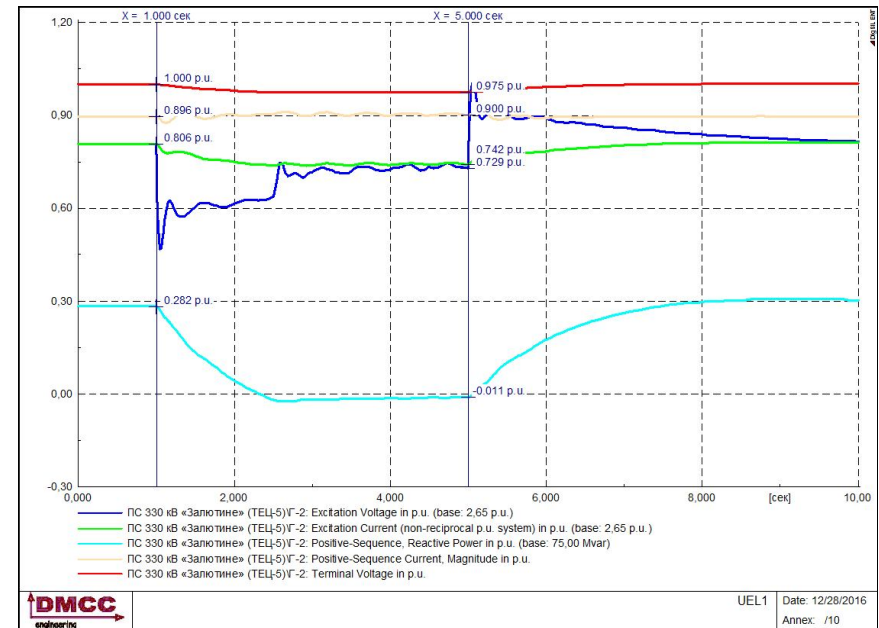


Рис. 3.31. Моделювання роботи ТГ2 ХТЕЦ-5 у режимах, близьких до характеристики ОМЗ. Поштовхи АРЗ $\pm 3\%$. Модель ОМЗ у роботі

Для демонстрації впливу ОМЗ на довготривалі перехідні процеси регулювання напруги було виконано математичне моделювання процесу подачі напруги на знеструмлені шини Хмельницької АЕС за транзитом: Дністровська ГЕС – Дністровська ГАЕС – ПС 330 кВ «Бар» – ПС 330 кВ «Хмельницький» – Хмельницька АЕС. За розробленим планом на Дністровській ГЕС розгортають роботу два гідрогенератори, які заживлюють власні потреби станції. Далі поступово формується шлях подання напруги.

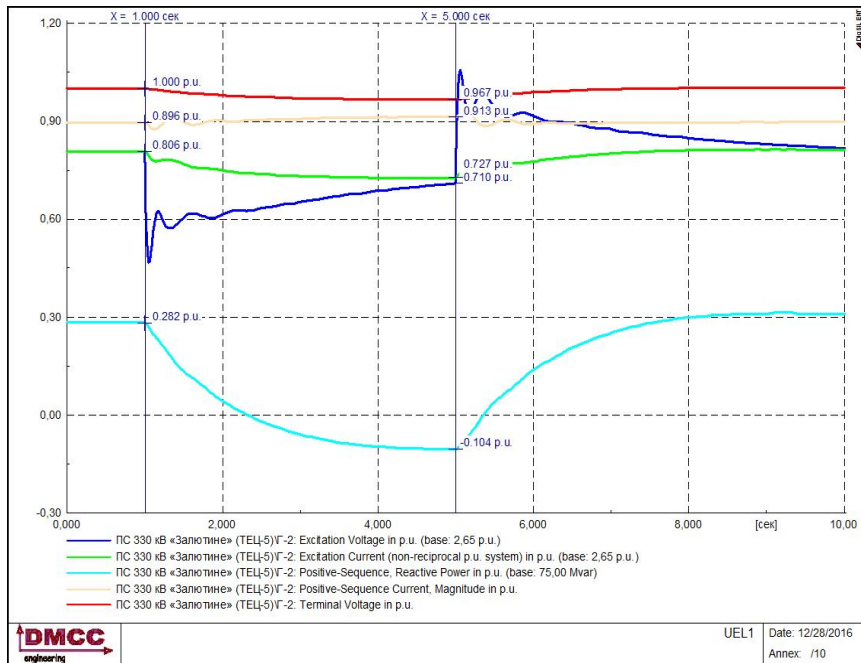


Рис. 3.32. Моделювання роботи ТГ2 ХТЕЦ-5 у режимах, близьких до характеристики ОМЗ. Поштовхи АРЗ $\pm 3\%$. Модель ОМЗ не в роботі

На рис. 3.33–3.35 зображенні графіки перехідних процесів при поданні напруги від Дністровської ГЕС на Хмельницьку АЕС за описаним транзитом для випадку без (дослід № 1) та з урахуванням (дослід № 2) ОМЗ на генераторах Дністровської ГЕС. Тривалість моделювання складає 30 с. На початку перехідного процесу напруга поступово подається від Дністровської ГЕС на підстанції, що утворюють транзит для заживлення споживачів власних потреб Хмельницької АЕС. У першому досліді напруга збудження знизилася достатньо для того (рис. 3.33), щоб скомпенсувати зарядну потужність ліній та утримати напругу по шляху подачі в допустимих межах. У другому випадку ОМЗ обмежив зниження напруги збудження, що призвело до значного зростання напруги по всьому шляху подачі. Таке зростання напруги (1.2 в.о.) на шинах Хмельницької АЕС не дає змоги заживити власні потреби без прийняття додаткових заходів (рис. 3.34).

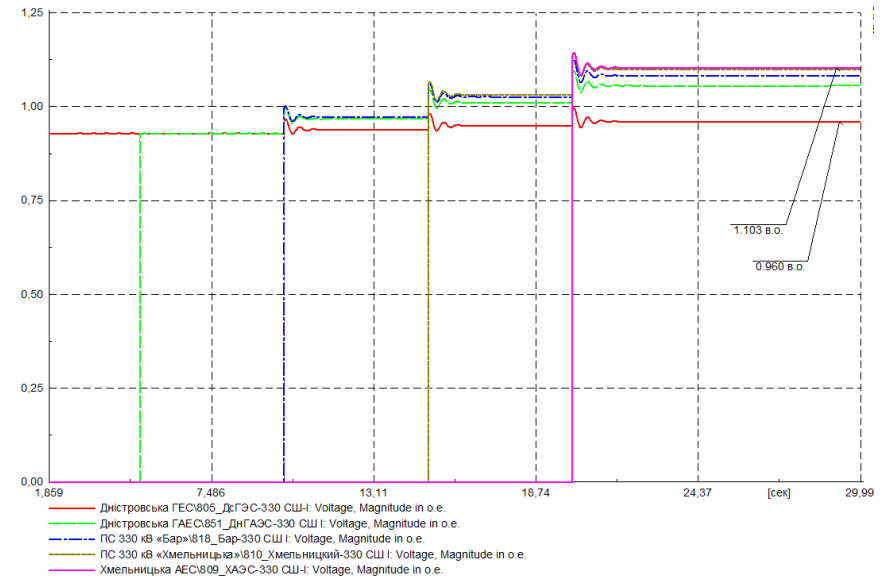


Рис. 3.33. Напруга на СШ по шляху подачі (дослід № 1)

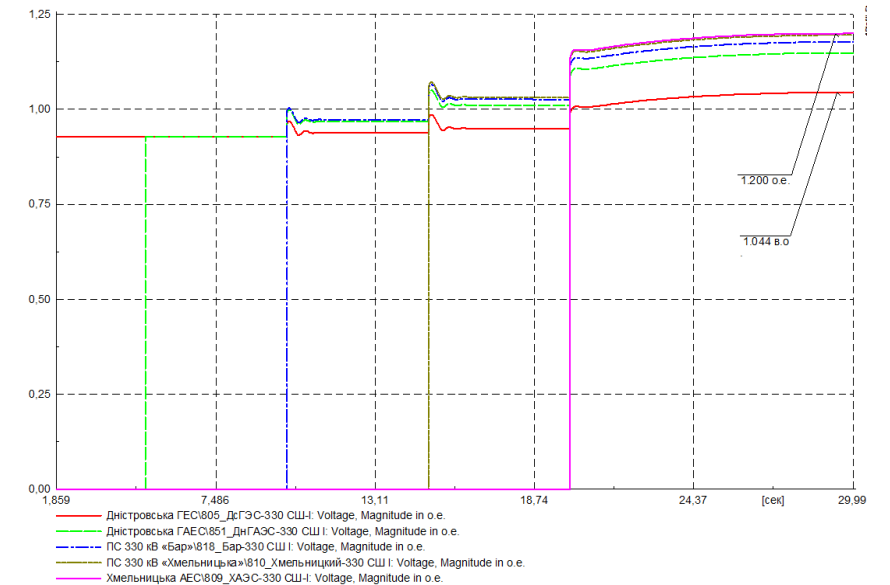


Рис. 3.34. Напруга на СШ по шляху подачі (дослід № 2)

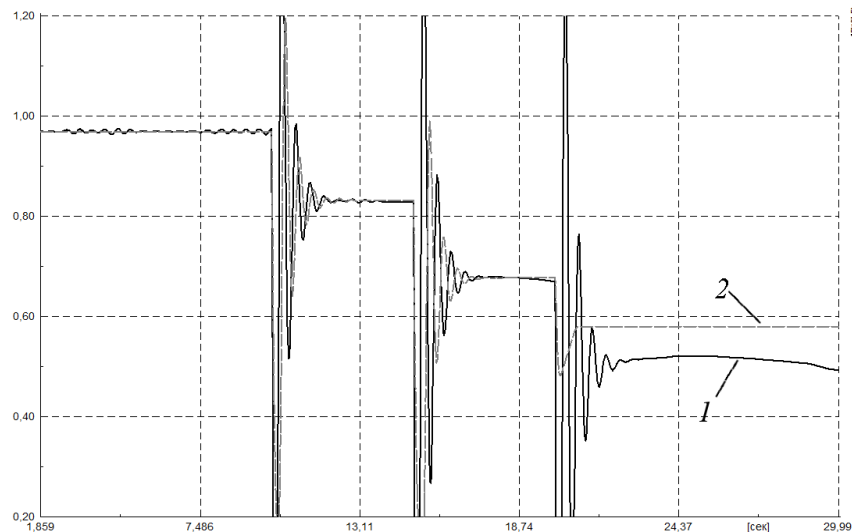


Рис. 3.35. Напряга збудження генератора Дністровської ГЕС
(1 – дослід № 1; 2 – дослід № 2)

Таким чином, неврахування в моделі дії ОМЗ може призвести до хибних результатів та висновків, зірвати процес відновлення живлення власних потреб АЕС у разі особливої системної аварії в ОЕС України.

Показано необхідність врахування моделі ОМЗ при дослідженні перехідних процесів подачі напруги на власні потреби АЕС. Результати моделювання показали, що використання моделі ОМЗ дало змогу точніше оцінити зміну напруги в ході перехідного процесу. Застосування моделей ОМЗ є особливо актуальним при розрахунках аварійних та післяаварійних режимів, де можливі значні перенапруги внаслідок роботи ліній на холостому ході або втрати компенсуючих реакторів.

3.5. Необхідність та підходи до валідації динамічної моделі ОЕС України

Цифрова модель енергосистеми є ключовим інструментом, на який спираються інженери при плануванні режимів та експлуатації

енергосистем. Вона використовується для моделювання нормальних та аварійних режимів роботи з метою підвищення ефективності та економічності, визначення впливу різноманітних збурень на надійність енергосистеми. Результати моделювання використовуються для налагоджень автоматичних регуляторів, уставок релейного захисту та протиаварійної автоматики. Тому важливим питанням є підвищення якості цифрової моделі енергосистеми, що дає змогу уточнювати максимально допустимі перетоки за контрольованими перетинами та коригувати області стійкості. Підвищення точності моделі досягається в процесі її верифікації [20].

Верифікація динамічної моделі енергосистеми виконується шляхом порівняння параметрів перехідного процесу, зареєстрованого в разі виникнення збурення, з аналогічними розрахунковими параметрами, отриманими при його моделюванні. Для цього енергосистема має бути спостережуваною, що визначає можливість оцінки параметрів її режиму з використанням різноманітних технічних засобів. У процесі верифікації цифрової моделі виконують коригування параметрів елементів енергосистеми та налагоджень регуляторів. Моделі пасивних елементів мережі, таких як лінії та трансформатори, є добре вивчені. В той же час моделювання поведінки синхронних генераторів та їх систем керування під час виникнення збурень у мережі є достатньо складним та потребує уточнення. У першу чергу це стосується параметрів автоматичних регуляторів збудження та швидкості, особливо нових, що часто встановлюються без належних налагоджень [21]. Як показує закордонний досвід [22], вирішення цього завдання пов'язане з розвитком технологій WAMS (Wide Area Measurement System) та встановленням реєстраторів PMU (Phasor Measurement Unit) на електричних станціях, що підвищує загальну спостережуваність режимів та дає можливість значно покращити модель енергосистеми в процесі її верифікації.

Останнім часом в ОЕС України запроваджено значну кількість систем моніторингу, серед яких можна виділити такі: система SCADA/EMS, WAMS на базі пристроїв Регіна-Ч та реєстратори аварійних подій, що встановлені на окремих станціях та підстанціях. Система SCADA/EMS дає змогу виконувати централізований збір інформації від пристроїв телевимірювання та телесигналізації. Для вирішення задач оперативного управління з використанням

системи SCADA/EMS персонал системного оператора ОЕС України використовує програмний комплекс КОСМОС, що виконує оцінку стану та розрахунок усталеного режиму на базі телеметричної інформації. Недоліком такої системи є низька дискретність збору інформації, що складає 1-10 с, та недостатня точність синхронізації вимірювань. Це унеможливує її використання для моніторингу перехідних процесів. З іншого боку, розгалужена мережа телевимірювань і телесигналізації дає можливість оцінки усталеного режиму ОЕС України. З точки зору дослідження перехідних процесів SCADA/EMS та КОСМОС є ідеальними для формування моделі доаварійного усталеного режиму як початкових умов моделювання.

Іншою системою, елементи якої вводяться в експлуатацію в ОЕС України, є WAMS на базі пристроїв Регіна-Ч. WAMS є глобальною для території України, охоплює ключові вузли ОЕС України і здійснює синхронізований моніторинг та реєстрацію системних параметрів нормальних (усталених) і аварійних (перехідних) режимів роботи електроенергетичних систем. Система включає в себе PMU з багатофункціональними вимірювальними перетворювачами для вимірювання миттєвих значень фазних струмів і напруги та розрахунку електричних параметрів [23]. Цінність такої інформації полягає у високій частоті дискретизації та точності синхронізації вимірювань, що проводяться пристроями. Таким чином, отримані дані дають змогу спостерігати “динаміку протікання” перехідних процесів в енергосистемі на глобальному рівні. Але недостатня кількість PMU на електричних станціях ОЕС України та більшості підстанцій напругою 330 кВ знижує спостережуваність енергосистеми та, зокрема, унеможливує відслідковування поведінки автоматичних регуляторів збудження та швидкості синхронних генераторів. Незважаючи на описані вище недоліки, WAMS на базі пристроїв Регіна-Ч не має аналогів за якісними показниками у разі моніторингу протікання перехідних процесів в ОЕС України. Реєстратори аварійних подій, що встановлені на електричних станціях та підстанціях мережі, ведуть запис аварійних режимів, які виникають в безпосередній близькості до енергетичного об’єкта. Проте неможливість здійснення синхронізованих вимірювань та відсутність централізованої системи збору інформації з цих пристроїв накладають певні обмеження на їх застосування. Саме тому використання інформації, записаної реєстраторами аварійних подій для верифікації моделі енергосистеми, є ускладненим.

Специфіка розглянутих систем накладає деякі обмеження на їх використання в процесі верифікації моделі.

У цьому розділі описано підхід до верифікації цифрової моделі ОЕС України з урахуванням доступних засобів моніторингу та особливостей їх використання. Підхід базується на порівнянні параметрів перехідного процесу зареєстрованого WAMS у разі виникнення збурення в ОЕС України з розрахунковими значеннями, отриманими при моделюванні аналогічного збурення (рис. 3.36). Його реалізація передбачає постійне спостереження за аваріями, що мають місце в енергосистемі. У разі виникнення збурення, аналіз якого може бути корисним при верифікації цифрової моделі та наявності PMU в енергорайоні, виконується збір первинної інформації від систем SCADA/EMS та WAMS. На першому кроці виконується налагодження цифрової моделі енергосистеми відповідно до параметрів доаварійного усталеного режиму, що був сформований за результатами оцінки стану на базі інформації від системи SCADA/EMS та представлений у форматі ЦДУ. З метою автоматизації процесу налагодження передаварійного режиму було розроблено інструмент, який конвертує дані з формату ЦДУ у формат, придатний для імпорту в програмне забезпечення, що використовується для розрахунків [9].

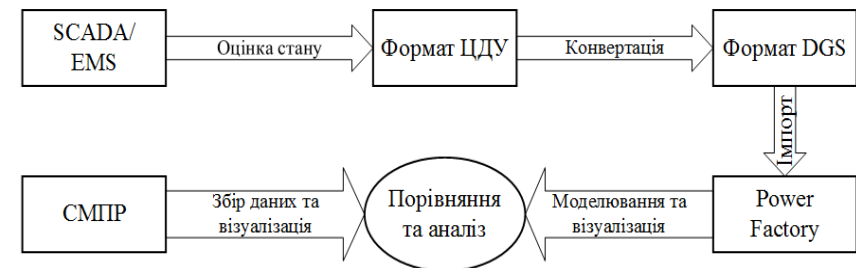


Рис. 3.36. Процес верифікації динамічної моделі ОЕС України

На другому кроці створюється сценарій протікання збурення, що складається з окремих подій, які мали місце в енергосистемі. Типовими подіями, що моделюються, є виникнення КЗ, вимкнення елементів мережі та блоків станцій. Після цього можна переходити до моделювання електромеханічних перехідних процесів. Отримані

результати у вигляді графіків співставляються з графіками, побудованими з використанням даних від WAMS. За результатами порівняння можна судити про адекватність моделі енергосистеми та обирати шляхи її покращення.

Для ілюстрації запропонованого підходу використана цифрова модель ОЕС України, яка складається з 1110 вузлів номінальною напругою 110–750 кВ, 150 генераторів та 1294 ліній/трансформаторів. Усі генератори доповнені моделями автоматичних регуляторів швидкості та автоматичних регуляторів збудження (рис. 3.37).

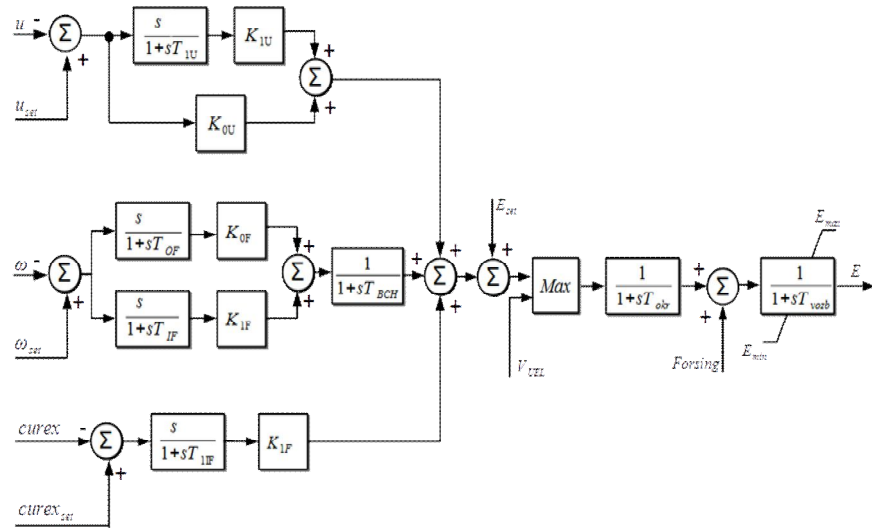


Рис. 3.37. Модель АРЗ СД

Як приклад застосування запропонованого підходу на рис. 3.38 а, 3.39 а та 3.40 а показані коливання активної потужності по трьох лініях мережі 750 кВ ОЕС України, побудовані з використанням інформації, отриманої від WAMS (P_{WAMS}) для аварії, що мала місце в ОЕС України: «17 березня 2014 року о 21-56 ПЛ 750 кВ Хмельницька АЕС – Чорнобильська АЕС відключилася дією захисту з НАПВ. Одночасно на ПС Чорнобильська АЕС дією диференційного захисту шин відключилась секція 4 шин 750 кВ, при цьому ПЛ 750 кВ Чорнобильська АЕС – Київська залишилася під напругою з боку ПС Київська». На рис. 3.38 б, 3.39 б та 3.40 б показано

розрахункові криві, отримані при моделюванні аналогічного збурення з використанням цифрової моделі енергосистеми ($P_{МОДЕЛЬ}$). Для верифікації цифрової моделі були використані такі показники:

- частота коливань активної потужності лінії, що виникають після збурення ($f=1/T$);
- зміна активної потужності лінії (dP).

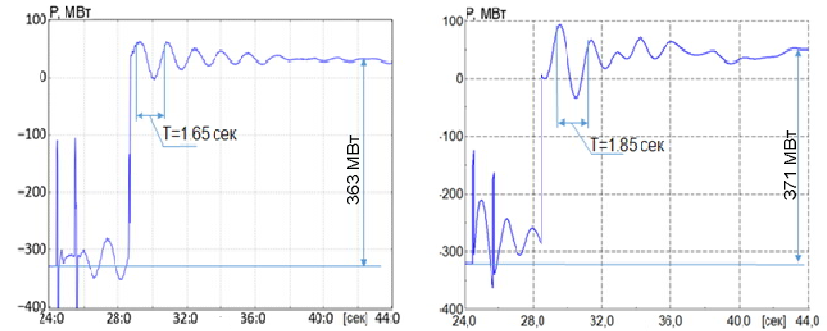


Рис. 3.38. Активна потужність по ПЛ 750 кВ «Вінницька – Південноукраїнська АЕС»: а – P_{WAMS} ; б – $P_{МОДЕЛЬ}$

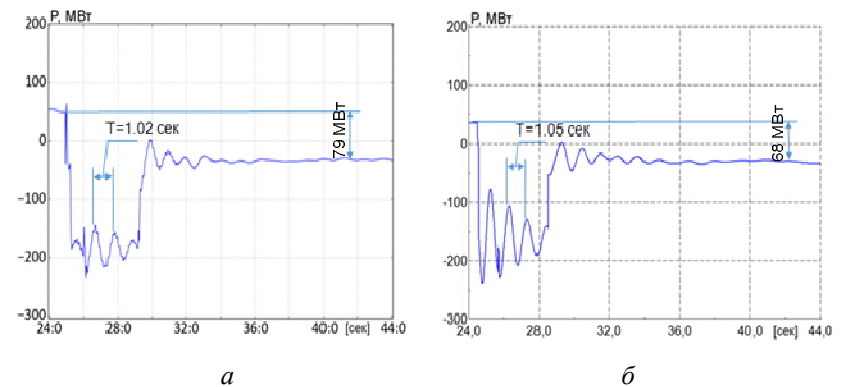


Рис. 3.39. Активна потужність по ПЛ 750 кВ «Західноукраїнська – Хмельницька АЕС»: а – P_{WAMS} ; б – $P_{МОДЕЛЬ}$

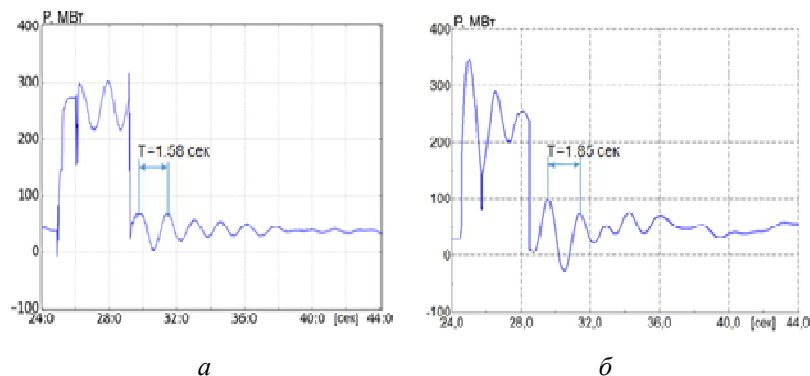


Рис. 3.40. Активна потужність ПЛ 750 кВ «Західноукраїнська – Вінницька»: а – дані P_{WAMS} ; б – $P_{МОДЕЛЬ}$

Чисельне порівняння деяких параметрів зареєстрованих перехідних процесів та результатів моделювання наведено в табл. 3.4, 3.5.

Таблиця 3.4. Порівняння зміни активної потужності (dP) ЛЕП

Лінія	dP_{WAMS} , МВт	$dP_{МОДЕЛЬ}$, МВт	ΔdP , МВт	ΔdP , %
Вінницька – Південноукраїнська АЕС	363	371	8	2,2
Західноукраїнська – Хмельницька АЕС	79	68	-11	-16,2
Західноукраїнська – Вінницька	0	0	0	-

Таблиця 3.5. Порівняння частоти коливань активної потужності ліній

Лінія	f_{WAMS} , Гц	$f_{МОДЕЛЬ}$, Гц	Δf , Гц	Δf , %
Вінницька – Південноукраїнська АЕС	0,61	0,54	0,066	10,8
Західноукраїнська – Хмельницька АЕС	0,98	0,95	0,028	2,9
Західноукраїнська – Вінницька	0,63	0,54	0,092	14,6

Характер протікання зареєстрованого перехідного процесу співпадає з розрахунковим для всіх трьох ліній (рис. 3.38–3.40). Що стосується кількісних показників, то зміна перетоку активної потужності ліній в до та післяаварійному (dP) режимах відрізняється на незначну величину. Так, для лінії «Вінницька – Південноукраїнська АЕС» зміна активної потужності склала 363 МВт за даними СМІР та 371 МВт за результатами моделювання. Розрахункові значення частоти коливань активної потужності для ліній «Вінницька – Південноукраїнська АЕС» та «Західноукраїнська – Вінницька» дещо відрізняються від зареєстрованих. Частота зареєстрованих та змодельованих коливань склала 0,61 та 0,54 Гц відповідно. Зазвичай коливання з частотою 0,05–2 Гц визначаються як міжсистемні [6]. У таких коливаннях можуть бути задіяні генератори ОЕС України та сусідніх енергосистем. Тому подібні похибки може вносити еквівалент СЕС Росії, що був використаний при моделюванні. Проте, незважаючи на деякі неточності, можна констатувати, що запропонований підхід дає змогу верифікувати цифрову модель ОЕС України та порівняти якісні та кількісні показники перехідних процесів, що протікають у реальній енергосистемі з розрахунковими.

Перелік використаної літератури

1. *COV-H MEB 40.1* – 00100227 -68:2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки.
2. *Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання для зовнішніх електричних мереж.* Режим доступу: <http://ua.energy>.
3. *Техническая документация.* Системы ветровых турбогенераторов. Платформа 3 МВт 50/60 Гц. General Electric.
4. *Веников В.А.* Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учебник для электроэнергетических специальностей вузов. Издание четвертое, переработанное и дополненное. - М.: Высшая школа, 1985. – 536 с.
5. *Жданов П.С.* Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
6. *Kundur P.* Power System Stability and control / McGraw – Hill // New-York. – 1993. – 1176 p.

7. *Machowski J.* Power system dynamics: stability and control. Second Edition / J. Machowski, J.W. Bialek, J.R. Bumby // John Wiley & Sons, Ltd. – 2008. – 629 p.

8. *Павловський В.В., Ленга О.В., Вишневецький М.В.* Дослідження стійкості режимів енергосистем з потужними сонячними та вітроелектростанціями. Методологічні питання // Сайт Донецького головного комп'ютерного центру, © Всі права захищені. – 2012. – 22 с. – Режим доступу: <http://dmcc.com.ua>.

9. <http://www.digsilent.de> – DIGSILENT GmbH.

10. *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies (IEEE Std 421.5 – 2005).* – 2005.

11. *Павлов Г.М.* Автоматика энергосистем. / Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев. – Санкт-Петербург: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2001. – 388 с.

12. *Юрганов А.А.* Регулирование возбуждения синхронных генераторов / А.А. Юрганов, В.А. Кожевников. – Санкт-Петербург: Наука, 1996. – 138 с.

13. *P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal.* Definition and classification of power system stability // IEEE Transmission Power System, 2004; vol. 19, no. 3. – P. 1387–1401.

14. *Модельовання об'єднання синхронних зон в процесі відновлення ОЕС України після особливої системної аварії / Кириленко О.В., Павловський В.В., Стелюк А.О., Баталов А.Г.* // Технічна електродинаміка, 2011. – № 6. – С. 36–40.

15. *Mozina C.J., Reichard M.* Coordination of generator protection with generator excitation control and generator capability // IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007. – 14 p.

16. *Hurley J.D.* Underexcitation Limiter Models for Power System Stability Studies // IEEE, 2005. Режим доступу: <http://www.lci.com.cn/asp/ext/images/215.pdf>.

17. *Аюев Б.И., Герасимов А.С., Есипович А.Х., Куликов Ю.А.* Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС // Электричество. – 2008. – № 5. – С. 2–7.

18. *Павловский В.В., Ленга О.В., Ущаповский К.В., Зайченко В.Б.* Расчеты устойчивости режимов энергосистем при замене систем возбуждения генераторов станций // Электрические сети и системы. – 2014. – № 2. – С. 3–12.

19. *Kosterev D., Eto J., Yang S., Lesieutre B.* Improving Reliability Through Better Models: Using Synchrophasor Data to Validate Power Plant Models // IEEE Power & Energy Magazine. Volume 12, Number 3, May/June 2014.

20. *Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Сопель М.Ф.* Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України при розв'язанні задач диспетчерського керування // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України, 2009. – Вип. 23. – С.147–155.

Основні скорочення до розділу 3

FRT	– Fault Ride Through
LVRT	– Low Voltage Ride Through
PMU	– Phasor Measurement Unit
WAMS	– Wide Area Measurement System
АЕС	– атомна електростанція
АРЗ	– автоматичний регулятор збудження
БАПВ	– швидке автоматичне повторне ввімкнення
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВЕС	– вітроелектростанція
ВЕУ	– вітроелектроустановка
ГАЕС	– гідроакумулююча електростанція
ГКД	– галузевий керівний документ
ЕС	– єдина енергосистема
КЗ	– коротке замикання
НАПВ	– неуспішне автоматичне повторне ввімкнення
ОЕС	– об'єднана енергосистема
ОМЗ	– обмежувач мінімального збудження
ПЛ	– повітряна лінія
ПРВВ	– пристрій резервування відмови вимикача
ПС	– підстанція
СТ	– синхронний генератор
СД	– сильна дія
СЕС	– сонячна фотоелектростанція
СМПП	– система моніторингу перехідних режимів
СШ	– система шин
ШІМ	– широтно-імпульсний модулятор

РОЗДІЛ 4

СТІЙКІСТЬ ЗА ЧАСТОТОЮ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ ТА ЇХ ОБ'ЄДНАННЯХ

4.1. Аналіз вимог до автоматичного регулювання частоти

Відповідно до вимог вітчизняних нормативних документів [1] в ОЕС України має здійснюватися нормоване та загальне первинне, автоматичне вторинне та третинне регулювання частоти та потужності з залученням агрегатів вітчизняних атомних (АЕС), гідравлічних (ГЕС) і теплових електростанцій (ТЕС).

Як відомо, у початковий момент небаланс активної потужності компенсується кінетичною енергією обертаючих мас генераторів і двигунів за зниженого значення частоти. Через декілька секунд на відхилення частоти реагують як автоматичні регулятори швидкості (АРШ) турбін, які змінюють потужність генерації агрегатів у енергосистемі (відповідно до налаштувань АРШ та наявності первинного резерву на генераторах), так і споживачі електроенергії, потужність яких змінюється внаслідок саморегулювання, до поновлення балансу активних потужностей за зниженого значення частоти. Динамічне відхилення частоти, виникнення якого спостерігається на етапі первинного регулювання, визначається наступними чинниками: величиною небалансу потужності та його зміною у часі; кількістю агрегатів, які беруть участь у первинному регулюванні частоти; величиною первинного резерву та його розподілом між регулювальними агрегатами, а також регулювальним ефектом навантаження. В свою чергу усталене значення відхилення частоти на етапі завершення первинного регулювання визначається статизмами та зоною нечутливості АРШ турбін і регулювальним ефектом навантаження. Зазначимо, що час активації резервів первинного регулювання не повинен перевищувати 30 с, при цьому 50 % первинного резерву має бути задіяно протягом 15 с.

Необхідно зазначити, що для оцінки якості регулювання частоти у європейській практиці широко використовується метод «рупорних» трубок. Відповідно до нього якість регулювання частоти є задовільною, якщо при виникненні небалансу активної потужності вона змінюється у межах граничних «рупорних» трубок (рис. 4.1). У свою чергу «розташування» цих трубок визначається значеннями небалансу активної потужності, сталою часу, а також коефіцієнтом крутизни статичної частотної характеристики (с.ч.х.) енергосистеми.



Рис. 4.1. Зміна частоти в ОЕС України (відповідно до даних моніторингу системи SCADA/AGC)

Таким чином, первинне регулювання частоти призначене для утримання відхилення частоти у допустимих межах при порушенні балансу активних потужностей у будь-якій енергосистемі ОЕС, яке забезпечується змінами потужності генерації електростанцій та навантаження.

У загальному випадку розрізняють нормоване та загальне первинне регулювання частоти. Нормоване первинне регулювання здійснюється електростанціями, які виділені для цього та мають відповідні характеристики (швидкість зміни генерації, час утри-

мання заданого резерву потужності тощо). На цих електростанціях має створюватися і постійно підтримуватися необхідний резерв первинної регулюючої потужності на завантаження та розвантаження агрегатів (первинний резерв). При цьому загальне первинне регулювання, як правило, повинно здійснюватися усіма електростанціями в міру можливостей, на яких первинний резерв не планується. У цьому випадку електростанції мають забезпечувати видачу первинної потужності у напрямку наявних діапазонів автоматичного регулювання турбін та котлів з характеристиками АРШ турбін, заданих правилами технічної експлуатації, за підтримки їх системами регулювання котлів та реакторів відповідно до діючих нормативних документів і підтримувати її до стабілізації частоти.

Маючи високу швидкодію, первинне регулювання в автоматичному режимі стабілізує режим енергосистеми до подальшого втручання оперативного персоналу та засобів вторинного і третинного регулювання. Воно забезпечується споживачами і електростанціями у тому обсязі, в якому вони спроможні змінювати своє навантаження дією регулятора частоти обертання агрегатів і підтримувати своє навантаження до нормалізації частоти.

Для підтримання відхилення частоти у допустимих межах при виникненні небалансу активної потужності в ОЕС України, згідно з вітчизняними вимогами, електростанції ОЕС України повинні брати участь у загальному та нормованому первинному регулюванні частоти. Загальне регулювання має здійснюватися на усіх електростанціях, при цьому видача заданого резерву активної потужності повинна забезпечуватися при відхиленні частоти на $\pm 0,2$ Гц та більше до поновлення нормальної частоти. На електростанціях, які беруть участь у нормованому первинному регулюванні, мають забезпечуватись підтримання та видача первинної регулюючої потужності при відхиленні частоти на $\pm 0,02$ Гц. З наведеного видно, що якість первинного регулювання (тривалість регулювання, динамічне відхилення частоти, а також її відхилення по завершенню ПРЧ) визначається відповідним налаштуванням АРШ агрегатів, що беруть участь у нормованому первинному регулюванні частоти. Необхідно зазначити, що величина сумарного резерву первинного регулювання залежить від режиму роботи ОЕС України. Так, при її паралельній роботі з енергооб'єднаннями інших країн величина первинного резерву визначається відношенням виробле-

ної енергії за рік до сумарного річного виробництва електроенергії у всіх сферах регулювання енергооб'єднання. Зокрема, у випадку паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E первинний резерв повинен підтримуватись на рівні ± 190 МВт за величини сумарного розрахункового небалансу активної потужності 3000 МВт. У випадку ізольованої роботи ОЕС України первинний резерв має складати 1000 МВт, що відповідає потужності найбільшого енергоблока АЕС (у разі необхідності допускається суміщення первинного та вторинного резервів).

Вторинне регулювання частоти призначене для відновлення номінальної частоти та планових перетоків активної потужності. Для забезпечення вторинного регулювання мають бути спеціально виділені електростанції, зміненням потужності яких (оперативним або автоматичним за допомогою системи автоматичного регулювання частоти та потужності) здійснюється це регулювання. Необхідний резерв вторинної регулюючої потужності (вторинний резерв) в обох напрямках на цих станціях має передбачатись при плануванні режимів їх роботи і підтримуватись у необхідних обсягах. Електростанції, які беруть участь у вторинному регулюванні, відповідним чином змінюють своє навантаження, тоді як електростанції первинного регулювання повертаються дією АРШ до початкового навантаження. Час дії вторинного регулювання складає від 30 с до 15 хв.

Вторинне регулювання забезпечує підтримання середнього значення частоти на заданому рівні (астатичне регулювання частоти), балансу потужностей на плановому рівні при заданій частоті (регулювання сальдо перетоків з коригуванням за частотою) або підтримує задане сальдо перетоків потужності (астатичне регулювання сальдо перетоку). Маючи меншу швидкодію, вторинне регулювання не повинно протидіяти взаємодопомозі енергосистем у результаті дії первинного регулювання і, відновлюючи порушений баланс потужностей, має вивільняти використаний регулювальний діапазон для первинного регулювання.

Третинне регулювання частоти призначене для підтримання заданих первинних та вторинних резервів, відновлення використаних резервів вторинного регулювання, а також для здійснення оперативного коригування з метою його оптимізації.

Таким чином, з метою забезпечення якості регулювання частоти в ОЕС України до автоматичного регулювання мають залучатися регулюючі агрегати вітчизняних АЕС, ГЕС та ТЕС, що дасть змогу створити необхідні резерви активної потужності, забезпечити їх оптимальний розподіл між регулюючими агрегатами, а також забезпечити використання цих резервів на етапах первинного, вторинного та третинного регулювання частоти.

4.2. Зміна частоти при виникненні дефіциту потужності

Однією з умов увімкнення до енергосистем європейських країн є забезпечення якості регулювання частоти при виникненні розрахункового небалансу активної потужності, а саме вимкнення від мережі найпотужнішого генератора. В ОЕС України таким розрахунковим небалансом є вимкнення енергоблока АЕС потужністю 1000 МВт, для якого проведено аналіз режимів вітчизняної ОЕС за частотою.

Результати моніторингу даних SCADA для випадку вимкнення енергоблока на Запорізькій АЕС: помилки регулювання області, потужності генерації регулюючої Дніпровської ГЕС-1, частоти в ОЕС України та сальдо перетоків міждержавними лініями електропередачі ОЕС України з Єдиною енергетичною системою (ЄЕС) Росії та ОЕС Білорусі представлено на рис. 4.3 – 4.5.

Як видно з рис. 4.3, втрата генеруючої потужності в масштабах ОЕС України (рис. 4.2) призвела до значної зміни сальдо перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі, найбільше значення якого складає 938 МВт (прийом додаткової потужності з ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі) на момент часу 12 год 13 хв 00 с (рис. 4.4); при цьому найбільше зниження частоти складає 49,928 Гц (рис. 4.5). Відповідно на відхилення сальдо перетоків від планового значення реагує вітчизняна система автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП), яка виробляє керуючу дію на зміну потужності регулюючої Дніпровської ГЕС-1. Так, при збільшенні за модулем помилки регулювання області АСЕ до значення 985 МВт, що спостерігається о 12 год 13 хв 00 с, центральний регулятор САРЧП виробляє керуючий сигнал на збільшення потужності генерації Дніпровської ГЕС-1 до 423 МВт (рис. 4.3). В той же час, як

видно на рис. 4.4, зі збільшенням генерації регулюючої станції відхилення сальдо перетоків від планового значення зменшується.

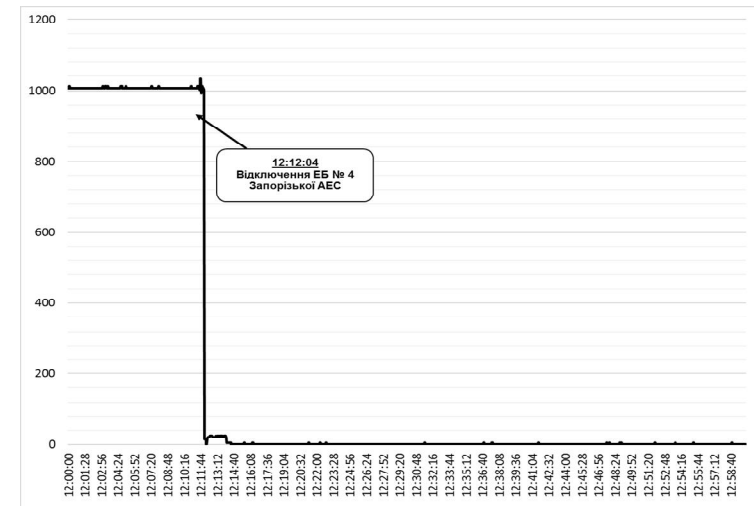


Рис. 4.2. Потужність генерації енергоблока АЕС



Рис. 4.3. Помилка регулювання області (суцільна лінія) та потужність генерації регулюючої Дніпровської ГЕС-1 (пунктирна лінія) у разі відключення енергоблока АЕС

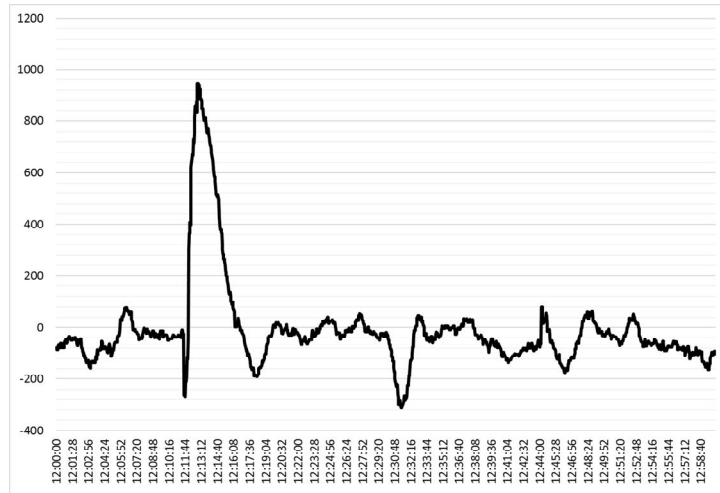


Рис. 4.4. Сальдо перетоків міждержавними лініями зв'язку ОЕС України з ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі



Рис. 4.5. Частота в ОЕС України

Розглянемо частотні характеристики потужності покриття ОЕС України та сальдо перетоків, які визначають зміну цих величин залежно від частоти в ОЕС України (рис. 4.6, 4.7). Так, перша

область визначає вихідний стаціонарний режим ОЕС України до моменту виникнення збурення. Після вимкнення енергоблока Запорізької АЕС сумарна потужність покриття в ОЕС України зменшується на величину небалансу потужності, що і спостерігається на рис. 4.6. При зниженні частоти в ОЕС України сальдо перетоків збільшується, що свідчить про передачу додаткової потужності з боку ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі в ОЕС України. Це також відповідає «принципу взаємодопомоги», відповідно до якого всі ОЕС енергооб'єднання на етапі первинного регулювання частоти повинні допомогти тій ОЕС, в якій виникло збурення.

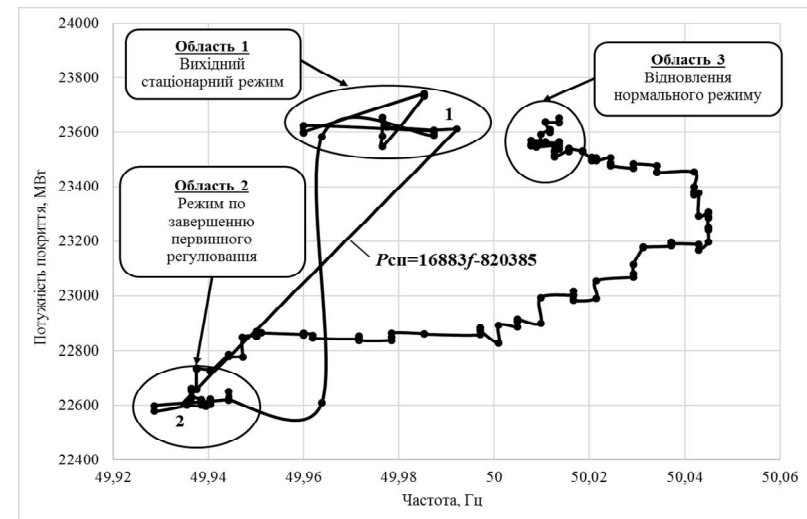


Рис. 4.6. Частотна характеристика сумарної потужності покриття ОЕС України

Відповідно режим роботи по завершенню первинного регулювання визначається другою областю. Наступним етапом є відновлення нормальної частоти та планового сальдо перетоків, що є основною задачею вторинного регулювання частоти. Як зазначалось, це досягається за рахунок зміни потужності генерації Дніпровської ГЕС-1 дією САРЧП ОЕС України, а також зміною потужності генерації інших станцій за командою чергового диспетчера НЕК «Укренерго». Відповідно режим по завершенню вторинного регулювання визначається третьою областю (рис. 4.6, 4.7).

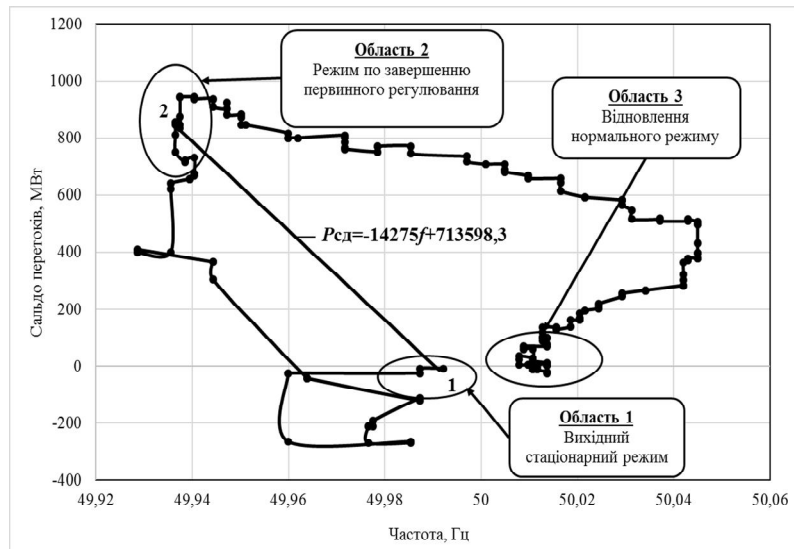


Рис. 4.7. Частотна характеристика сальдо перетоків активної потужності

Визначимо коефіцієнти крутизни с.ч.х. энергооб'єднання ЄЕС Росії та ОЕС України на основі частотних залежностей сумарної потужності покриття та сальдо перетоків, які показано на рис. 4.6 та 4.7. Застосування таких характеристик дає змогу ідентифікувати режими ОЕС України, зокрема, зміни потужностей генерації, споживання та сальдо перетоків як реакцію генераторів та навантаження на небаланс активної потужності, а отже і на зміну частоти в енергосистемі. Крім того, визначення цих характеристик для випадку вимкнення енергоблока найбільшої потужності (як зазначено вище, в ОЕС України – це енергоблок АЕС потужністю 1000 МВт) дає можливість більш точно врахувати реакцію на зміну частоти в ОЕС України як АРШ турбін, які будуть залучені до нормованого первинного регулювання, так і навантаження.

Для визначення коефіцієнтів крутизни с.ч.х. виконаємо апроксимацію траєкторії переходу сумарної потужності покриття та сальдо перетоків з першої області, яка визначає стаціонарний режим (точка 1), до другої області (точка 2). Так, коефіцієнт нахилу характеристики потужності споживання, що представлена у вигляді прямої, визначає сумарну крутизну с.ч.х. энергооб'єднання

ЄЕС/ОЕС, яка складає $k_f^{Ykp-Poc} = 16883$ МВт/Гц (рис. 4.6). Ця величина характеризує міру мобілізації первинного регулювання при виникненні небалансу активної потужності [2]. В той же час, як видно на рис. 4.7, коефіцієнт нахилу характеристики сальдо перетоків характеризує реакцію споживачів та генеруючої частини з боку ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі протягом первинного регулювання на виникнення небалансу в ОЕС України і відповідно визначає крутизну с.ч.х. ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі (за модулем) – $k_f^{Poc} = 14275$ МВт/Гц [3, 4]. Виходячи з того, що

$$k_f^{Ykp-Poc} = k_f^{Poc} + k_f^{Ykp},$$

визначимо сумарну крутизну с.ч.х. ОЕС України [5]:

$$k_f^{Ykp} = k_f^{Ykp-Poc} - k_f^{Poc}.$$

Підставляючи числові значення, отримаємо

$$k_f^{Ykp} = 16883 - 14275 = 2608 \text{ МВт/Гц.}$$

З метою оцінки якості регулювання частоти в ОЕС України виконаємо аналіз зміни частоти з використанням методу «рупорних трубок», який широко використовується в енергосистемах Європейського Союзу [6], а також регламентується у вітчизняних нормативних документах [1].

Відповідно до зазначеного методу, у випадку вимкнення енергоблока або навантаження, частота не повинна виходити за граничні «рупорні» трубки, які описуються наступними рівняннями:

$$H(t) = \begin{cases} f_{уст} \pm Ae^{-t/T} & \text{для } t < 900 \text{ с,} \\ \pm 20 \text{ мГц} & \text{для } t \geq 900 \text{ с,} \end{cases} \quad (4.1)$$

де $f_{уст}$ – уставка за частотою, яка задається в САРЧП ОЕС України; A – коефіцієнт, який визначає початковий діапазон відхилення частоти на момент виникнення збурення; t – поточний час; T – стала часу.

Коефіцієнт A визначається за формулою

$$A = 1,2 \left(\frac{|\Delta P_0|}{k_f^{Укр-Рос}} + 0,03 \right), \quad (4.2)$$

де $|\Delta P_0|$ – величина небалансу активної потужності, виникнення якого призвело до відхилення частоти в ОЕС від заданої уставки.

Стала часу T обчислюється за формулою

$$T = \frac{900}{\ln\left(\frac{A}{d}\right)}, \quad (4.3)$$

де d – стала величина, яка дорівнює 0,02 Гц.

Підставляючи числові значення в (4.2), визначимо величину A :

$$A = 1,2 \left(\frac{1002}{16883} + 0,03 \right) = 0,107 \text{ Гц.}$$

Також визначимо сталу часу T :

$$T = \frac{900}{\ln\left(\frac{A}{d}\right)} = \frac{900}{\ln\left(\frac{0,107}{0,02}\right)} = \frac{900}{1,677} = 536,6 \text{ с.}$$

Підставляючи числові значення для A і T в (4.1), запишемо рівняння «рупорних трубок» (прийемо, що уставка за частотою дорівнює $f_{уст} = 50 \text{ Гц}$):

$$H(t) = \begin{cases} 50 \pm 0,107 e^{-t/536,6} & \text{для } t < 900 \text{ с,} \\ \pm 20 \text{ мГц} & \text{для } t \geq 900 \text{ с.} \end{cases}$$

На рис. 4.8 представлено зміну частоти при вимкненні енергоблока АЕС 1000 МВт (за даними моніторингу системи SCADA/AGC), а також побудовано граничні «рупорні трубки».

На рис. 4.8 показано, що при виникненні зазначеного збурення, яке розглядається, на етапах первинного та вторинного регулювання частота в ОЕС України не виходить за допустиму область, яка визначається граничними «рупорними» трубками, що свідчить про її задовільне регулювання.

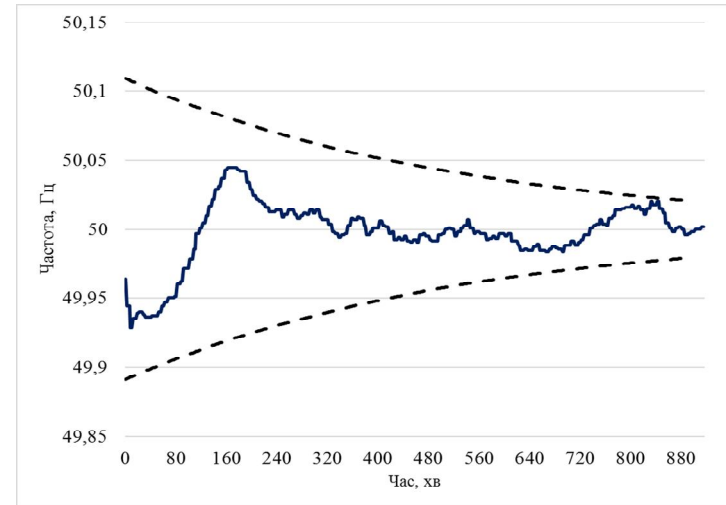


Рис. 4.8. Оцінка якості регулювання частоти в енергооб'єднанні СЕС/ОЕС з використанням характеристики «рупорних трубок»

4.3. Моделювання режимів енергосистеми за частотою з відновлюваними джерелами енергії

Останнім часом розвиток вітчизняної електроенергетики характеризується значним збільшенням встановленої потужності електростанцій на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ), насамперед сонячних (СЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС). Нині встановлена потужність цих станцій є недостатньою в аспекті їх впливу на режими ОЕС України за частотою. Проте має місце значний вплив цих станцій на режими роботи електричних мереж на регіональному рівні. Зокрема, така ситуація спостерігається у мережах південно-західної частини Одеської області, що характеризуються значною встановленою потужністю СЕС. У свою чергу, збільшення частки електростанцій на ВДЕ в структурі генеруючих потужностей посилює вимоги в частині удосконалення диспетчерського керування, регулювання частоти та активної потужності, напруги і реактивної потужності, якості електроенергії тощо. Зазначимо, що в роботі розглядається вплив ВДЕ на процеси регулювання саме активної потужності.

Необхідно відмітити, що в європейських країнах, зокрема у Великобританії та Данії, набули широкого використання морські ВЕС, які підключені до мереж енергосистем за допомогою технологій HVDC [7, 8]. Таке підімкнення цих станцій, серед іншого, дає змогу усунути негативний вплив ВДЕ на режими енергосистем внаслідок стохастичної природи їх генерації, а також забезпечити «роздільне» керування активною та реактивною потужностями [9–12]. Крім того, сучасні ВЕС дають можливість здійснювати регулювання активної потужності на етапах інерційного відгуку та первинного регулювання [13, 14].

В Україні ВДЕ переважно підключаються до підстанцій 110...330 кВ, що призводить до їх значного впливу на режими енергосистем на регіональному рівні. Так, ймовірнісний характер потужності генерації цих станцій спонукає до зміни перетоків активної потужності внутрішніми лініями електропередачі. Покращення регулювання активної потужності в таких умовах може бути досягнуто за умови використання локального регулятора активної потужності (ЛРАП). Структурну схему організації автоматичного регулювання активної потужності в ОЕС України з урахуванням роботи пропонуваного ЛРАП показано на рис. 4.9.

У загальному випадку в ОЕС України можна виділити дві основні області. Перша область характеризується синхронною роботою з ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі. Другу область (на рис. 4.9 не показано) представлено Бурштинською ТЕС (так званий «Бурштинський острів»), яку ввімкнено на паралельну роботу з енергооб'єднанням країн Центральної та Західної Європи ENTSO-E. Так, в ЄЕС Росії регулювання частоти здійснюється Волзькою ГЕС (не показано на рис. 4.9), при цьому в ОЕС Білорусі регулювання частоти здійснюється за командою диспетчера. В ОЕС України САРЧП на основі перетоків активної потужності $P_{пері}$, $i=1, \dots, n$, та частоти f (у разі задіяння каналу коригування за частотою) виробляє керуючі сигнали на регулюючі Дніпровську ГЕС-1, Київську, Каховську та Середньодніпровську ГЕС (рис. 4.9).

У разі підключення ЛРАП до вітчизняної САРЧП існує принципова можливість участі цього регулятора в автоматичному регулюванні активної потужності. У цьому випадку центральний регулятор САРЧП формує додатковий сигнал $\Delta P_{зд}^{ЛРАП}$, який передається каналами зв'язку на ЛРАП.

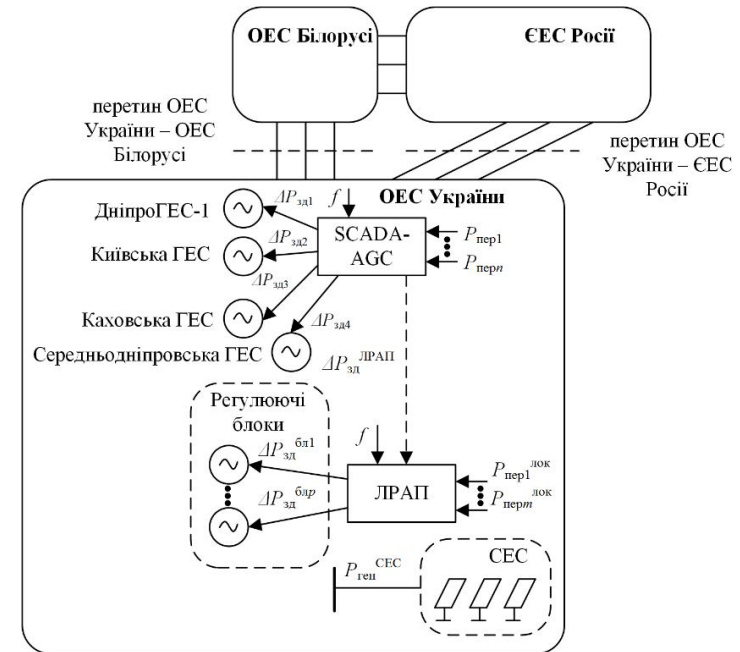


Рис. 4.9. Структурна схема організації автоматичного регулювання активної потужності в ОЕС України з урахуванням роботи ЛРАП

На локальному рівні вхідними сигналами ЛРАП є поточні частота f та перетоки активної потужності $P_{пері}^{лок}$, $j=1, \dots, m$, за інтерфейсом, що контролюється. Оскільки перетоки потужності внутрішніми ПЛ змінюються внаслідок змінної генерації СЕС $P_{ген}^{СЕС}$, регулятор ЛРАП виробляє керуючий сигнал $\Delta P_{зд}^{блk}$, $k=1 \dots p$, на енергоблоки регулюючих електростанцій з метою обмеження впливу генерації СЕС на зміну перетоків потужності внутрішніми контрольованими ПЛ.

Розглянемо більш детально структурну схему ЛРАП, яку зображено на рис. 4.10.

Як було зазначено, вхідними сигналами регулятора є перетоки активної потужності локальними лініями електропередачі $P_{пері}^{лок}$, $j=1, \dots, m$, поточна частота f та уставка за активною потужністю $\Delta P_{зд}^{ЛРАП}$ від центрального регулятора вітчизняної САРЧП. Далі в регуляторі на основі отриманих сигналів про перетоки активної

потужності внутрішніми контрольованими лініями електропередачі обчислюються значення сальдо перетоків $P_{сд}$, яке є сумою перетоків потужності $P_{перj}^{лок}$, та сигнал помилки регулювання (CE):

$$CE = (P_{сд} - P_{сд.зд}) + K_f (f - f_{зд}) + \Delta P_{зд}^{ЛРАП},$$

де $P_{сд.зд}$ – задана уставка сальдо перетоків активної потужності; K_f – частотний коефіцієнт; $f_{зд}$ – задана уставка за частотою.

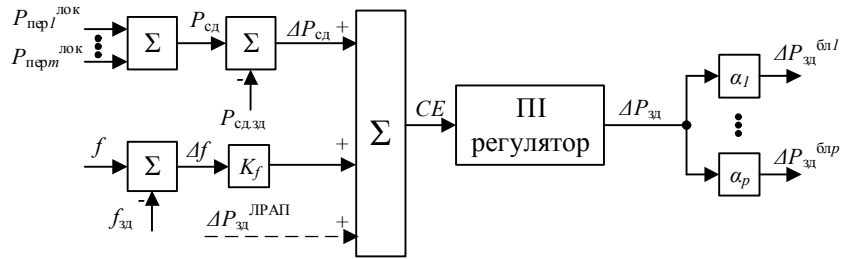


Рис. 4.10. Структурна схема ЛРАП

З урахуванням відхилень частоти Δf та сальдо перетоків $\Delta P_{сд}$ помилку регулювання CE можна визначити таким чином:

$$CE = \Delta P_{сд} + K_f \Delta f + \Delta P_{зд}^{ЛРАП}.$$

Керуюча дія, що формується на виході ЛРАП, визначається як

$$\Delta P_{зд} = K_p^{ЛР} CE + \frac{K_I^{ЛР}}{p} CE,$$

де $K_p^{ЛР}$, $K_I^{ЛР}$ – коефіцієнти передачі пропорційної та інтегральної ланок локального регулятора; p – оператор диференціювання.

Сигнал керування, що передається з ЛРАП на регулюючі агрегати, в свою чергу визначається таким чином:

$$\Delta P_{зд}^{блк} = \alpha_k \Delta P_{зд},$$

де α_k – коефіцієнт часткової участі регулюючого блока у регулюванні активної потужності. Значимо, що дією ЛРАП потужність регулюючих агрегатів змінюється, щоб компенсувати зміну потужності СЕС.

Демонстрацію роботи запропонованої моделі ЛРАП виконано на прикладі мереж південно-західної частини Одеської області, які характеризуються значною встановленою потужністю СЕС. Структурну схему мережі, що досліджується, представлено на рис. 4.11.

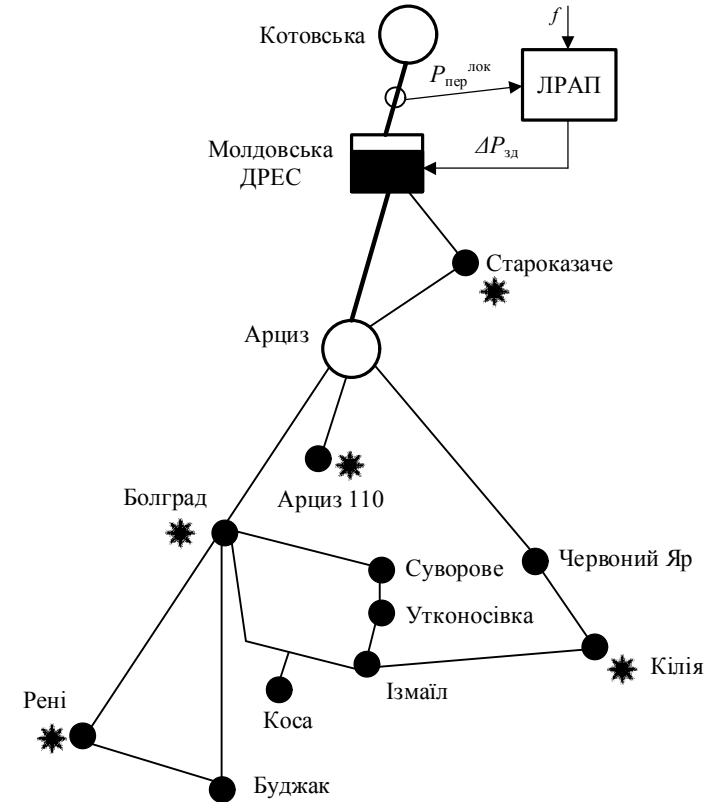


Рис. 4.11. Структурна схема мереж південно-західної частини Одеської області

Основними вузлами мережі є Молдовська ДРЕС, а також підстанції (ПС) 330 кВ «Арциз» та «Котовська». ЛРАП контролює перетік активної потужності повітряною лінією (ПЛ) 330 кВ «Молдовська ДРЕС – Котовська» з коригуванням за частотою та виробляє керуючі дії на енергоблоки Молдовської ДРЕС. З рис. 4.11 видно,

що живлення підстанцій 110 кВ здійснюється від ПС 330 кВ «Арциз». Крім того, СЕС ввімкнено до системи шин 110 кВ таких ПС 110 кВ: «Рені», «Болград», «Кілія», «Арциз-110» та «Староказаче».

Структурну схему розробленої моделі ЛРАП мереж південно-західної частини Одеської області, яку реалізовано у програмному забезпеченні [15], представлено на рис. 4.12.

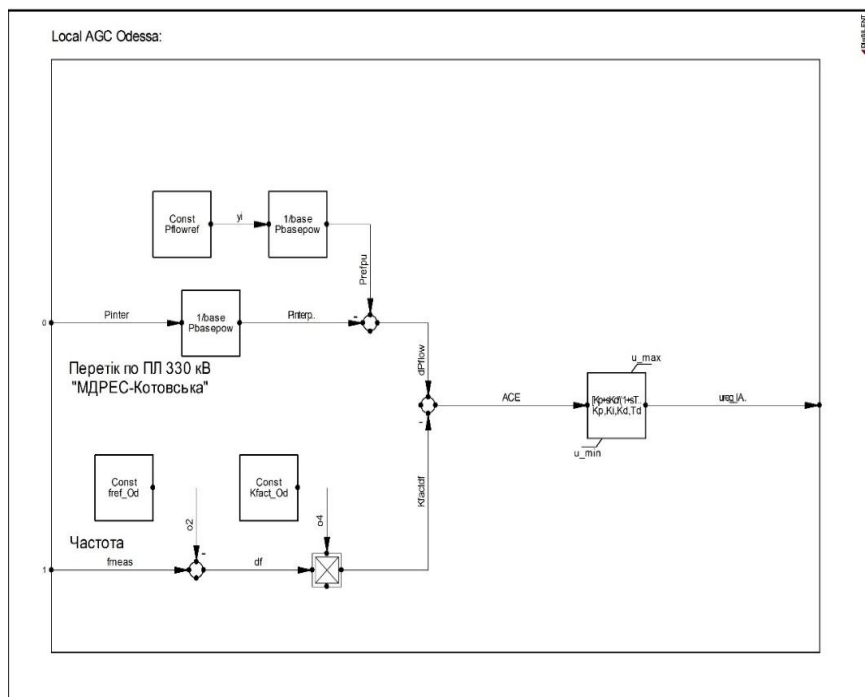


Рис. 4.12. Структурна схема розробленої моделі ЛРАП мереж південно-західної частини Одеської області

Дослідження роботи ЛРАП виконано шляхом моделювання електромеханічних перехідних процесів зі змінною частотою. В якості збурення розглядається зміна потужності генерації СЕС (рис. 4.13). З рис. 4.13 видно, що максимальне значення потужності генерації СЕС спостерігається о 12-13 год. Це відповідає максимальному сонячному випромінюванню у регіоні.

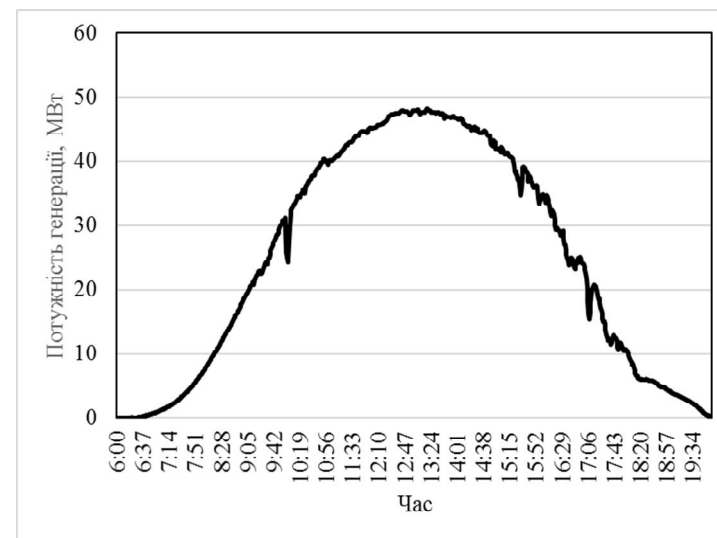


Рис. 4.13. Зміна потужності генерації СЕС в Одеській області

Результати моделювання – потужність генерації Молдовської ДРЕС та перетік активної потужності контрольною ПЛ 330 кВ «Молдовська ДРЕС – Котовська» показано на рис. 4.14, 4.15.

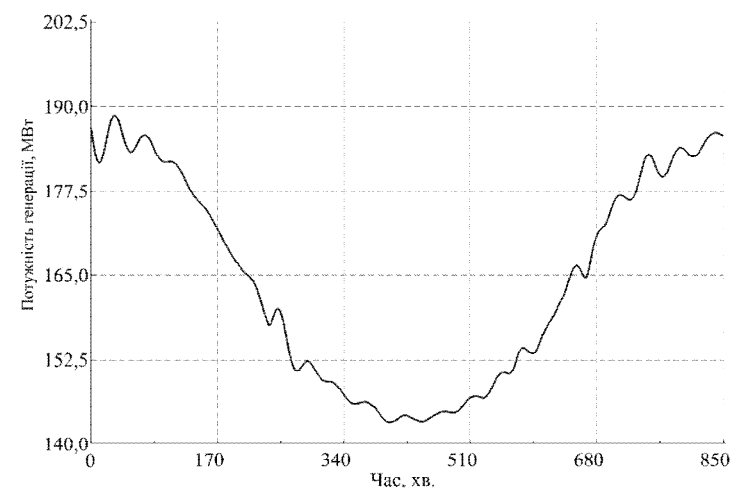


Рис. 4.14. Потужність генерації Молдовської ДРЕС

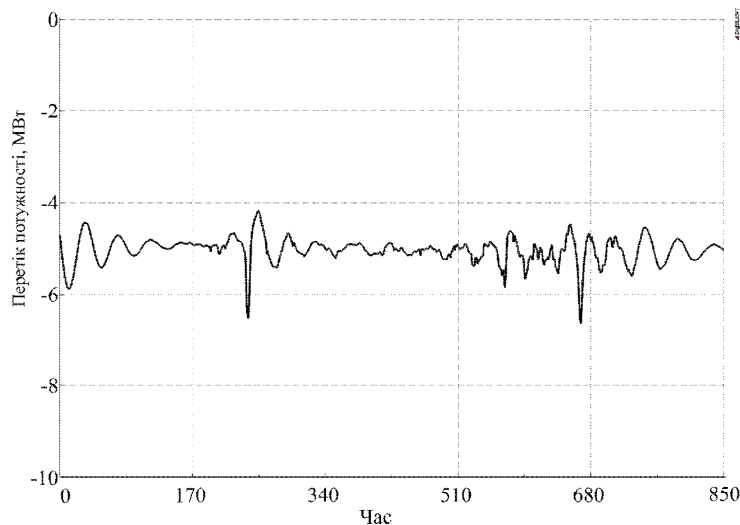


Рис. 4.15. Перетік потужності контролюваною ПЛ 330 кВ «Молдовська ДРЕС – Котовська»

Як видно з рис. 4.15, зміна генерації СЕС призводить до зміни перетоку потужності контролюваною ПЛ 330 кВ, внаслідок чого ЛРАП виробляє керуючу дію на регулюючу Молдовську ДРЕС, спрямовану на підтримання заданого перетоку потужності по ПЛ 330 кВ «Молдовська ДРЕС – Котовська». При цьому з рис. 4.14 видно, що потужність генерації Молдовської ДРЕС зменшується. Це дає змогу забезпечити баланс за активною потужністю в контрольованій області в умовах змінної потужності генерації СЕС. Таким чином, застосування ЛРАП у процесах автоматичного регулювання потужності дає можливість обмежити її зміну, що викликана ймовірнісним характером генерації електростанцій на ВДЕ. Необхідно зазначити, що залучення до складу ЛРАП додаткових регулюючих ТЕС та ГЕС дасть змогу покращити автоматичне регулювання потужності на локальному рівні ОЕС України, збільшити резерви активної потужності і відповідно зменшити величину позапланової потужності, яка відпрацьовується окремим регулюючим агрегатом.

4.4. Системи забезпечення стійкості за частотою

Відомо, що виникнення дефіциту генеруючої потужності в ОЕС призводить до відхилення частоти від номінального значення, яке залежить від небалансу активної потужності, а також сумарного коефіцієнта крутизни с.ч.х. енергосистеми. Необхідно зазначити, що виникнення системних аварій, які супроводжуються глибоким зниженням частоти, є небезпечним в аспекті порушення стійкості за частотою. Під терміном «стійкість за частотою» розуміється спроможність енергосистеми підтримувати нормальну частоту після виникнення значного небалансу активної потужності між генерацією та споживанням. Для забезпечення стійкості за частотою використовуються системи протиаварійного керування та регулювання частоти. Так, системи протиаварійного керування, до яких можна віднести пристрої автоматичного частотного розвантаження (АЧР), автоматизовані спеціальні графіки аварійного вимкнення, а також частотну ділильну автоматику, забезпечують живучість ОЕС України в умовах глибокого зниження частоти [16]. При успішній роботі такої швидкодіючої автоматики подальше відновлення частоти здійснюється за допомогою систем регулювання частоти: автоматичного частотного пуску агрегатів ГЕС та гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС), а також САРЧП ОЕС України. Розглянемо складові цих систем більш детально (рис. 4.16):

1. *Первинне і вторинне регулювання частоти.* Як зазначалося, метою первинного регулювання, що здійснюється АРШ агрегатів ГЕС та ТЕС, є утримання частоти у допустимих межах ($50 \pm 0,2$) Гц. При цьому допустимий час активації первинного регулювання складає 30 с, після чого застосовується вторинне регулювання, час дії якого становить від 30 с до 15 хв;

2. *Автоматичний частотний пуск агрегатів ГЕС та ГАЕС* здійснюється на станціях відповідними пристроями, що діють: на пуск резервних агрегатів ГЕС та ГАЕС; переведення у генераторний режим гідроагрегатів, які працюють у режимі синхронного компенсатора, або переведення у генераторний режим агрегатів ГАЕС, які працюють у насосному режимі. Середній час набору потужності гідроагрегатами дією пристроїв автоматичного частотного пуску складає 80...120 с;

50-49,8 Гц	• Первинне і вторинне регулювання частоти
49,7-48,8 Гц	• Автоматичний частотний пуск гідроагрегатів ГЕС та ГАЕС
49,5 Гц	• Графіки аварійного відключення
49,5-49,0 Гц	• Спеціальні графіки аварійного відключення
49,3-49,0 Гц	• Спеціальна автоматика відключення навантаження
49,2-47,2 Гц	• АЧР першої категорії (спеціальна, захисна та основна черги спрацювання)
49,1 Гц	• Автоматичні спеціальні графіки аварійного відключення
49,1 Гц	• АЧР другої категорії (несуміщена)
49,0-48,7 Гц	• АЧР другої категорії (суміщена)
47,5 або 46,5 Гц	• Частотна ділильна автоматика (витримка часу 30-40 с або 0,5 с)

Рис. 4.16. Системи забезпечення стійкості за частотою, що використовуються в ОЕС України

3. *Графіки аварійного відключення* застосовуються в енергопостачальних компаніях, які перевищують встановлені режими електроспоживання;

4. *Спеціальні графіки аварійного відключення* також застосовуються в енергопостачальних компаніях, які перевищують встановлені режими електроспоживання. Для цього енергопостачальні компанії готують схеми спеціальних графіків аварійного відключення, а також здійснюють необхідний поділ мережі класів напруги 110-150 кВ (у разі необхідності – також у мережах 35 кВ);

5. *Спеціальна автоматика відключення навантаження* здійснює вимкнення частини споживачів від мережі для попередження подальшого зниження частоти;

6. *АЧР першої категорії*, в якій розрізняються спеціальна, захисна та основні черги спрацювання. Розглянемо основне призначення зазначених черг:

- спеціальна АЧР, уставка спрацювання якої за частотою становить 49,2 Гц, призначена для попередження зниження частоти до уставок спрацювання АЧР-2;

- захисна АЧР з уставкою спрацювання 49,1 Гц використовується для запобігання спрацюванню технологічних захистів енергоблоків АЕС за небезпечного зниження частоти (нижче 49 Гц);

- основна черга АЧР першої категорії (АЧР-1) використовується для припинення процесу зниження частоти за рахунок вимкнення споживачів, які заведені під дію цих пристроїв. Уставки спрацювання за частотою АЧР-1 знаходяться у діапазоні 48,8...47,2 Гц, а їх час спрацювання становить 0,3...0,5 с;

7. *Автоматичні спеціальні графіки аварійного відключення*. Особливість цих графіків полягає у тому, що вони використовуються, як правило, у магістральних мережах 330 кВ. Забезпечення успішної їх роботи на підстанціях потребує попереднього формування тупикових схем шляхом розмикання магістральних мереж. Час спрацювання таких пристроїв становить 0,5 с;

8. *АЧР другої категорії (несуміщена)*. Використовується для підвищення частоти після дії черг АЧР-1 у разі зависання частоти на неприпустимо низькому рівні. Уставка спрацювання за частотою цих пристроїв складає 49,1 Гц, а витримка часу знаходиться у діапазоні 5...20 с з інтервалом 3 с між чергами;

9. *АЧР другої категорії (суміщена)*. Призначена для ліквідації зниження частоти за відносно повільного аварійного збільшення дефіциту потужності, а також для підвищення частоти у разі недостатньої ефективності дії несуміщеної АЧР другої категорії.

Уставки спрацювання за частотою знаходяться у діапазоні 49...48,7 Гц з інтервалом 0,1 Гц між чергами, а час спрацювання – від 21 до 60 с, при цьому в умовах можливої мобілізації потужності ГЕС може збільшуватись до 90 с;

10. *Частотна ділильна автоматика* застосовується з метою мінімізації збитків внаслідок значної зміни частоти за рахунок виділення електростанцій або їх частин з приблизно збалансованим навантаженням на живлення власних потреб. За фактом спрацювання ділильної автоматики можна зробити висновок про неуспішність роботи пристроїв АЧР, в результаті чого здійснюється поділ ОЕС на ізольовано працюючі острови. При зниженні частоти до 47,5 Гц час спрацювання пристроїв частотної ділильної автоматики складає 30...40 с, а при зниженні до 46,5 Гц – 0,5 с.

З наведеного видно, що «визначальним» засобом у частині забезпечення стійкості ОЕС України за частотою є використання АЧР. Відповідно обсяг обмеження споживання пристроями АЧР повинен забезпечуватись на такому рівні, щоб попередити можливий розвиток системної аварії в особливу системну аварію, яка призводить до порушення нормального режиму роботи всієї ОЕС, втрати власних потреб АЕС та ТЕС, а також повного або часткового вимкнення енергоблоків АЕС від мережі і, як наслідок, повного знеструмлення ОЕС України.

4.5. Оцінка впливу частотних автоматик енергоблоків АЕС на стійкість енергосистем за частотою

При виникненні аварій, які супроводжуються глибоким зниженням частоти, одним з основних чинників, спрямованих на збереження живучості ОЕС України, є коректне налаштування уставок пристроїв АЧР, насамперед спеціальної, захисної та основної черг АЧР першої категорії. Мова йде про налаштування уставок АЧР за частотою та часом спрацювання, а також обсягів потужності навантаження споживачів, які вимикаються дією цих пристроїв. При цьому відповідно до вимог [16] обсяг спрацювання пристроїв АЧР-1 повинен визначатися для випадків виникнення різних дефіцитів активної потужності, зокрема: втрата найбільшого блока або двох блоків електростанції, виникнення асинхронного ходу за окремим

перетином, а також відімкнення від магістральних мереж найпотужнішої електростанції. В Україні такою станцією є Запорізька АЕС, встановлена потужність якої складає 6000 МВт. Очевидно, що при виникненні такого збурення, в умовах глибокого зниження частоти обсяг потужності споживання, що обмежується АЧР, та поточні налаштування АЧР, з одного боку, мають бути достатніми для попередження виникнення особливої системної аварії, а з іншого – для запобігання спрацюванню частотних автоматик (ЧА) енергоблоків вітчизняних АЕС з наступним вимкненням останніх від магістральних мереж ОЕС України.

Розглянемо більш детально логіку роботи ЧА енергоблоків, узагальнена характеристика спрацювання яких наведена на рис. 4.17. Так, нормальний режим роботи ОЕС України визначається частотою f_1 . При зниженні частоти нижче f_2 дією попереднього захисту енергоблока АЕС здійснюється розвантаження реакторної установки на 10 % (до 90 % від допустимої теплової потужності). При подальшому зменшенні частоти нижче f_3 (але не менше f_4) і неможливості протягом часу t_4 відновити частоту в мережі вище уставки спрацювання здійснюється переведення блоків на живлення власних потреб. У випадку зниження частоти нижче f_4 та f_5 допустимий час роботи блока у складі ОЕС України відповідно складає t_3 та t_2 . Збільшення частоти вище уставки f_6 з часом, що перевищує уставку спрацювання t_1 , також призводить до спрацювання ЧА, наслідком чого є вимкнення енергоблоків від мережі. Отже, у разі виникнення значного аварійного дефіциту потужності та зменшення частоти, завдяки спрацюванню пристроїв АЧР, тривалість «знаходження» частоти у відповідній «небезпечній» області не має перевищувати відповідну уставку спрацювання ЧА. Відповідно це дасть можливість попередити вимкнення блоків АЕС від мережі і, як наслідок, запобігти додатковій втраті значної генеруючої потужності в масштабах ОЕС України та погіршенню системної аварії з можливим її розвитком в особливу системну аварію.

Для ілюстрації цього розглянемо графічну зміну частоти в енергосистемі залежно від небалансу активної потужності з урахуванням характеристик спрацювання ЧА.

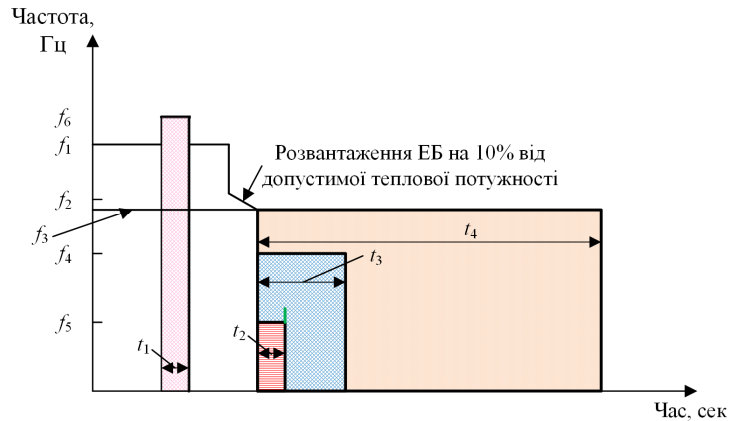


Рис. 4.17. Характеристики спрацювання частотних автоматик енергоблоків АЕС

Так, у першому випадку (крива 1) резерви первинного та вторинного регулювання є достатніми для утримання допустимого відхилення частоти, яке є безпечним в аспекті порушення стійкості ОЕС України за частотою. У другому випадку (крива 2) спостерігається значне відхилення частоти від номінального значення. З метою попередження «входу» частоти в область спрацювання частотних захистів АЕС починають спрацьовувати пристрої спеціальної та захисної черг АЧР першої категорії, які виробляють керуючі дії на обмеження потужності споживання. Застосування таких превентивних заходів дає змогу підвищити частоту в ОЕС (рис. 4.18) і, як наслідок, попередити спрацювання першої черги частотної автоматики АЕС, яка визначається областю А.

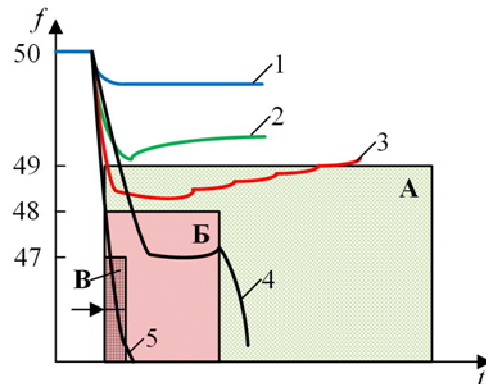


Рис. 4.18. Зміна частоти в енергосистемі залежно від небалансів активної потужності, що виникають

Виникнення ще більшого небалансу активної потужності в масштабах ОЕС призводить до глибокого зниження частоти (крива 3). Так, у цьому випадку частота «входить» в область спрацювання А першої черги частотної автоматики АЕС. Проте дія пристроїв АЧР другої категорії (суміщеної та несуміщеної) дає змогу підвищити частоту в ОЕС і забезпечити її вихід за межі області спрацювання А. Зміни частоти, що відповідають кривим 4 та 5 (рис. 4.18), призводять до вимкнення енергоблоків АЕС від мережі з подальшим розвитком особливої системної аварії. Так, обсяги спрацювання АЧР є недостатніми для виходу частоти (крива 4) за межі допустимої області Б. При більш глибокому зниженні частоти (крива 5) допустимий час роботи енергоблоків АЕС значно зменшується; при перевищенні часу знаходження частоти в області В відбувається вимкнення енергоблоків від мережі.

Для дослідження процесів зміни частоти при виникненні системних аварій, які супроводжуються глибоким зменшенням частоти, виконано моделювання роботи систем протиаварійного керування для випадку вимкнення двох енергоблоків АЕС сумарною потужністю 2000 МВт, а також вимкнення Запорізької АЕС з сумарною потужністю генерації 5000 МВт. Враховуючи неможливість виконання натурних експериментів, спрямованих на оцінку роботи систем протиаварійного керування в умовах глибокого зниження частоти, визначення ефективності функціонування таких систем може бути здійснено лише на підставі розрахункових досліджень з використанням створеної для цього комп'ютерної моделі ОЕС України [17], в якій враховано моделі частотних автоматик енергоблоків вітчизняних АЕС [18] та детально представлено пристрої АЧР з фактичними уставками за частотою, часом спрацювання та обмеженою потужністю споживання в масштабах ОЕС України. Розрахункові дослідження проведено відповідно до запропонованої методології (рис. 4.19), яка враховує вплив декількох режимних факторів на характер перехідних процесів та зміну частоти, зокрема: режими навантаження ОЕС України («зима-максимум» та «літо-мінімум»), стан первинного регулювання частоти (автоматичні регулятори швидкості діють або не діють, резерви регулювання наявні або відсутні), режими роботи частотних автоматик блоків АЕС (введені в роботу або виведені), а також характеристики навантаження (статична та динамічна).

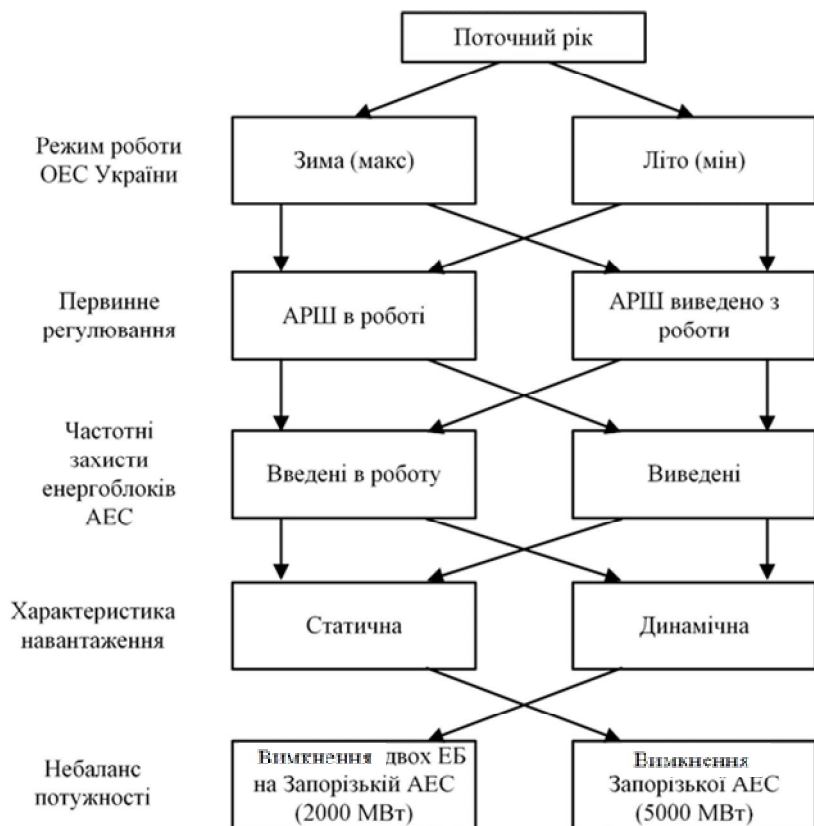


Рис. 4.19. Структурна схема методології розрахункових досліджень

З урахуванням наведеного на базі запропонованої методології сформовано 32 розрахункових сценаріїв, що дало змогу провести комплексні дослідження режимів за частотою при виникненні двох зазначених системних аварій. Так, результати досліджень зміни частоти та сумарної потужності споживання в ОЕС України для одного з сформованих розрахункових сценаріїв (рис. 4.19), а саме: «зима максимум → первинне регулювання частоти з урахуванням дії частотних автоматик енергоблоків АЕС → статична характеристика навантаження → вимкнення Запорізької АЕС (5000 МВт)» показано відповідно на рис. 4.20 та 4.21.

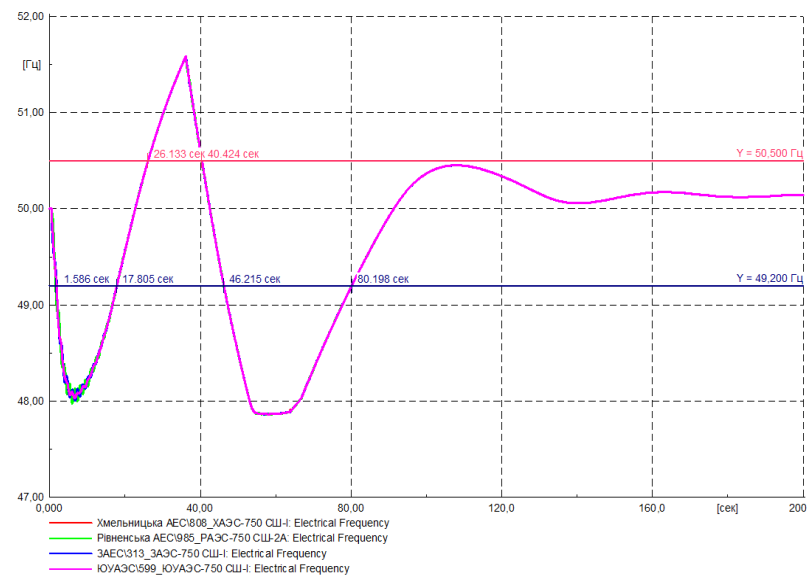


Рис. 4.20. Зміна частоти в ОЕС України (існуючі однакові уставки ЧА блоків АЕС за часом при підвищенні частоти)

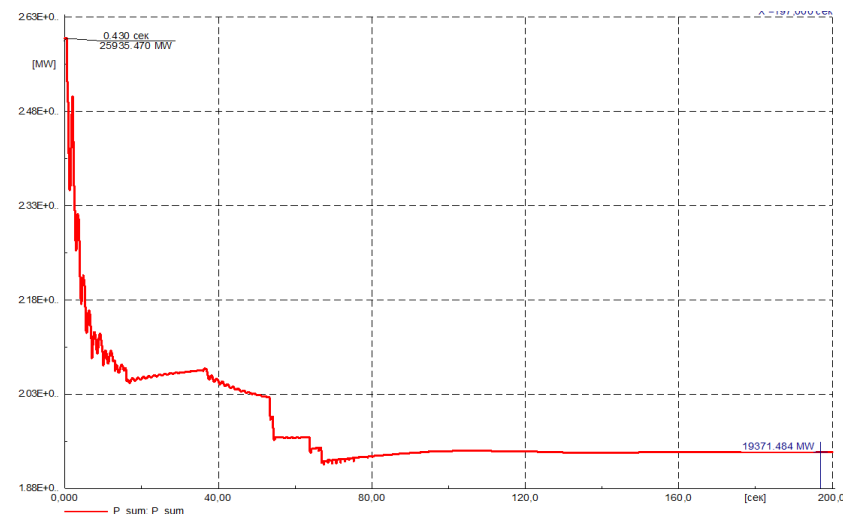


Рис. 4.21. Зміна сумарної потужності споживання в ОЕС України (існуючі однакові уставки ЧА блоків АЕС за часом при підвищенні частоти)

З рис. 4.20 видно, що вимкнення Запорізької АЕС (на момент часу $t_0=0$ с) призводить до зменшення частоти в ОЕС України до 48 Гц протягом 7-8 с після аварії. Такий характер зміни частоти також пов'язаний з налаштуванням АРШ та спрацюванням спеціальної, захисної та основної черг АЧР першої категорії, наслідком чого є обмеження сумарної потужності споживання.

Після спрацювання АЧР генерація буде перевищувати споживання, що спричиняє збільшення частоти в ОЕС України (рис. 4.20). При досягненні частотою уставки спрацювання ЧА (уставка f_6 на рис. 4.17) з витримкою часу t_1 відбувається автоматичне вимкнення енергоблоків Южноукраїнської та Хмельницької АЕС з втратою сумарної потужності генерації 2000 МВт, що спонукає до повторного зменшення частоти. При цьому її найменше значення на другому циклі зниження (60 с після аварії) складає 47,8 Гц, яке викликано налаштуванням АРШ, спрацюванням пристроїв АЧР першої категорії основної черги з меншими уставками за частотою, а також пристроїв АЧР другої категорії. Внаслідок обмеження потужності споживання пристроями АЧР відповідно до результатів моделювання частота в ОЕС знову збільшується. Усталене значення частоти (через 200 с після виникнення збурення) становить 50,1 Гц, а зміна сумарної потужності споживання в ОЕС України – 6564 МВт (рис. 4.21).

Як видно з рис. 4.17, однакові уставки спрацювання ЧА за часом у разі підвищення частоти призводять до одночасного вимкнення декількох ЕБ на різних АЕС та, в свою чергу, до втрати значної генеруючої потужності в масштабах ОЕС України. Для запобігання виникненню такого збурення запропоновано «рознести» уставки спрацювання ЧА блоків АЕС за часом. Результатами такого моделювання є: зміни частоти та сумарної потужності споживання для схемно-режимних умов, які визначені у попередньому випадку (див. рис. 4.22 та 4.23).

Так, вимкнення Запорізької АЕС призводить до зменшення частоти в ОЕС України, найменше значення якої становить 47,98 Гц. Спрацювання пристроїв АЧР і, як наслідок, обмеження потужності споживання призводять до збільшення частоти в ОЕС і при досягненні частотою уставки спрацювання ЧА здійснюється вимкнення ЕБ тільки на Южноукраїнській АЕС. Це призводить до повторного зниження частоти, найменше значення якої на другому

циклі складає 48,5 Гц. При цьому її зниження обмежується дією АРШ та спрацюванням пристроїв АЧР другої категорії.

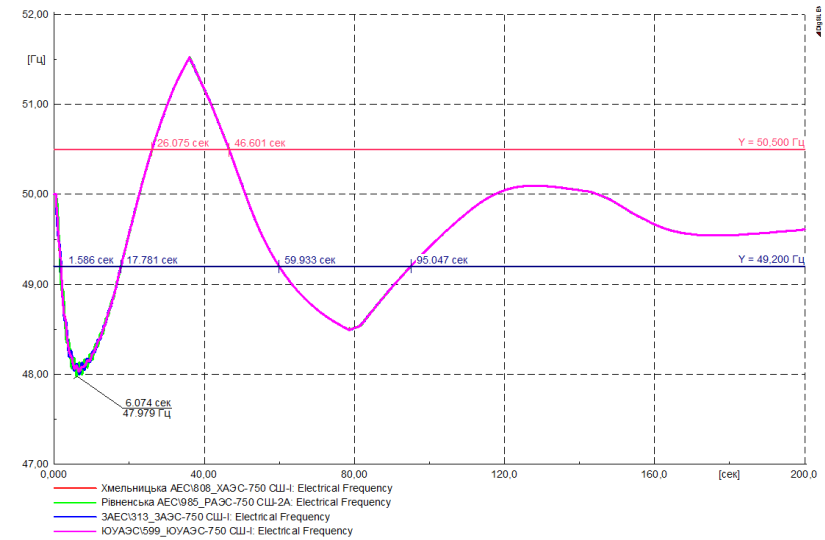


Рис. 4.22. Зміна частоти в ОЕС України (уставки ЧА блоків АЕС за часом при підвищенні частоти різні)

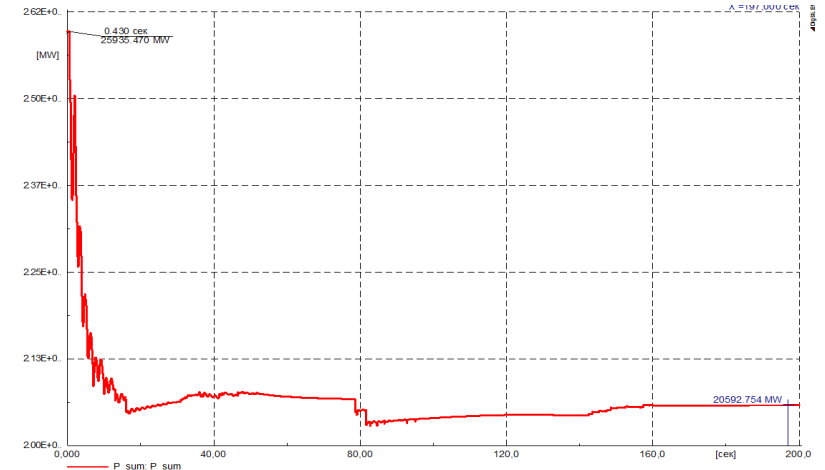


Рис. 4.23. Зміна сумарної потужності споживання ОЕС України (уставки ЧА блоків АЕС за часом при підвищенні частоти різні)

На рис. 4.23 показано, що зміна сумарної потужності споживання в ОЕС України становить 5343 МВт, що на 1221 МВт менше порівняно з попереднім випадком. Отже, запропоноване рішення щодо коригування уставки за часом ЧА блоків ОЕС дає змогу забезпечити стійкість за частотою ОЕС України та зменшити обсяг споживачів, що вимикаються від мережі.

4.6. Процеси зміни частоти та активної потужності при виникненні системних аварій

4.6.1. Аналіз режиму енергооб'єднання у разі поділу на несинхронно працюючі області

З метою аналізу процесів регулювання частоти та активної потужності в умовах виникнення системної аварії проведено аналіз процесів регулювання частоти в енергооб'єднанні ЄЕС/ОЕС для випадку поділу ЄЕС Росії на несинхронно працюючі області. Виникнення такої системної аварії відбулося 22 серпня 2016 р. внаслідок руйнування конденсатора зв'язку на Рефтинській ДРЕС, що призвело до виникнення короткого замикання, яке не було штатно усунуто дією релейного захисту. Внаслідок подальшого спрацювання протиаварійної автоматики від ЄЕС Росії відокремились Тюменська енергосистема та ОЕС Сибіру. Сумарний дефіцит потужності в ЄЕС Росії в результаті аварійних вимкнень склав близько 7000 МВт, що спричинило зниження частоти в ЄЕС Росії та енергооб'єднанні в цілому до 49,63 Гц [19].

Необхідно зазначити, що при спільній роботі ОЕС України з ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі вітчизняна САРЧП працювала у режимі автоматичного регулювання перетоку з формуванням керуючої дії на зміну потужності регулюючої Дніпровської ГЕС-1.

Розглянемо більш детально зміни помилки регулювання області САРЧП, потужності генерації Дніпровської ГЕС-1, частоти та сальдо перетоків, які показано на рис. 4.24. Так, у вихідному режимі роботи ОЕС України потужність генерації Дніпровської ГЕС-1 становила 226 МВт (рис. 4.24 а), частота підтримувалась на номінальному рівні (рис. 4.24 б), а планове сальдо перетоків склало близько 40 МВт (видача потужності в ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі).

Оскільки на початковому етапі відхилення сальдо перетоків від планового значення є відносно невеликим, це призвело до виникнення незначної помилки регулювання області, що і спостерігається на рис. 4.24 а.

Відповідно до даних моніторингу режимів ОЕС України о 14 год 12 хв 06 с в ЄЕС Росії виник дефіцит генерації, наслідком чого стало зменшення частоти до 49,76 Гц (рис. 4.24 б) та збільшення сальдо перетоків (на видачу в ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі) до 166 МВт (рис. 4.24 в). Оскільки САРЧП працювала у режимі автоматичного регулювання перетоку з підтриманням нульового сальдо, помилка регулювання області також збільшилась (рис. 4.24 а); при цьому центральний регулятор САРЧП сформував керуючу дію на зменшення потужності регулюючої Дніпровської ГЕС-1 (рис. 4.24 а). Проте внаслідок недостатності регулюючого діапазону Дніпровської ГЕС-1 на розвантаження АСЕ не зменшується до нуля, а дорівнює 179 МВт, що свідчить про неможливість відновлення планового значення сальдо перетоків (на нульовому рівні). Це підтверджується і рис. 4.24 в, на якому спостерігається передавання додаткової потужності в ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі на рівні 180 МВт.

Для видачі додаткової потужності генерації в ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі о 14 год 17 хв 50 с за командою головного диспетчера НЕК «Укренерго» активується частотний канал САРЧП. При цьому спостерігається значне збільшення АСЕ (за модулем), у результаті чого потужність генерації Дніпровської ГЕС-1 збільшується до рівня 388 МВт (рис. 4.24 а). Необхідно відмітити, що збільшення генерації цієї станції дало змогу дещо збільшити частоту в ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі (рис. 4.24 б). З рис. 4.24 а видно, що о 14 год 18 хв 38 с головний диспетчер НЕК «Укренерго» дає команду на деактивацію частотного каналу САРЧП. При зміні знака помилки регулювання області (з від'ємного на додатний) спостерігається зменшення потужності генерації Дніпровської ГЕС-1 (рис. 4.24 а). Внаслідок виникнення додаткового небалансу активної потужності, що спостерігається о 14 год 20 хв 32 с, частота зменшується до рівня 49,61 Гц (рис. 4.24 б). Як видно на рис. 4.24 а, в САРЧП здійснювалась активація частотного каналу ще двічі. Так, задіяння частотного каналу о 14 год 36 хв 36 с, про що свідчить істотна зміна АСЕ за модулем, дало можливість збільшити потужність генерації

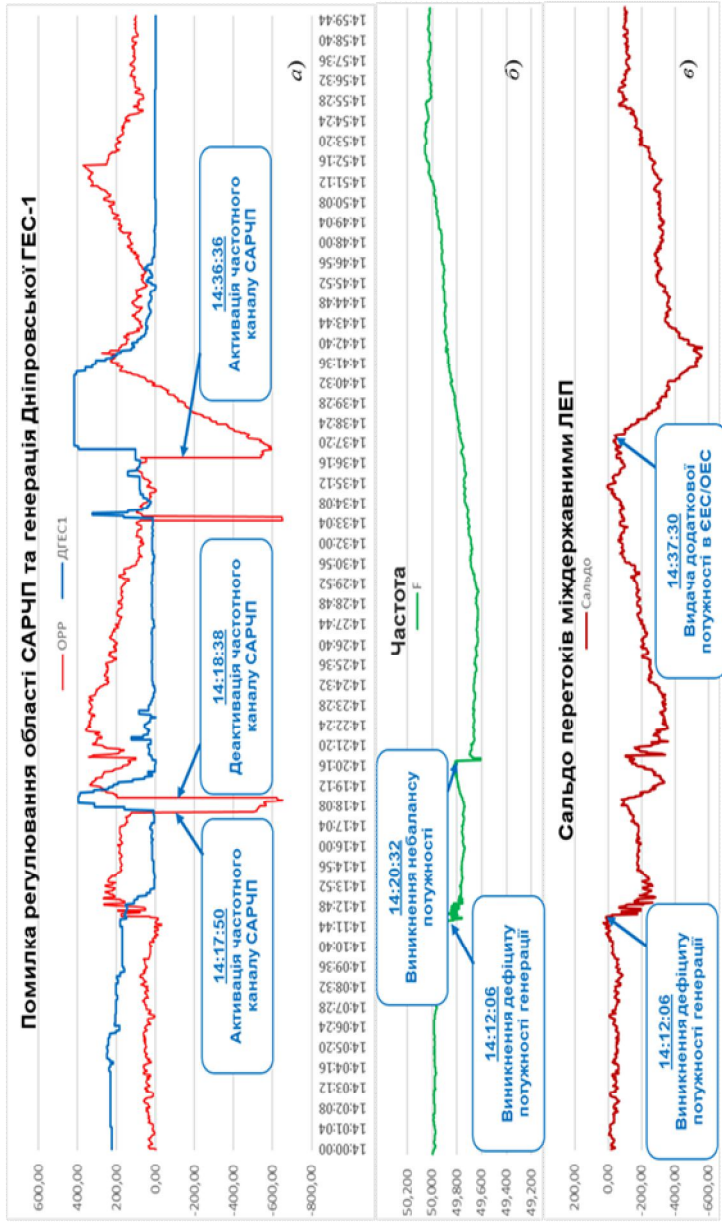


Рис. 4.24. Дані моніторингу SCADA для випадку поділу ЄС Росії на несинхронно працюючі області: а – помилка регулювання області САРЧП та генерація Дніпровської ГЕС-1; б – частота в ОЕС України; в – сальдо перетоків активної потужності міждержавними ЛЕП

Дніпровської ГЕС-1 до 418 МВт (рис. 4.24 а), а отже забезпечити видачу додаткової потужності міждержавними лініями електропередачі в ЄС Росії та ОЕС Білорусі (рис. 4.24 в).

Таким чином, як свідчать результати проведеного аналізу процесів зміни частоти та активної потужності в умовах виникнення системної аварії, в цілому вітчизняна САРЧП забезпечила коректне регулювання частоти та активної потужності. В той же час наявні вторинні резерви Дніпровської ГЕС-1 є недостатніми, що обумовлює необхідність залучення до складу САРЧП додаткових регулюючих ГЕС і ТЕС. Зазначимо, що у другій половині 2017 р. до вторинного регулювання були залучені Київська, Середньодніпровська та Каховська ГЕС, що дало можливість збільшити резерви вторинного регулювання з 432 до 480 МВт.

4.6.2. Моделювання режимів ОЕС України за частотою у разі її поділу на несинхронно працюючі області

В умовах виникнення системних аварій, які супроводжуються значним зниженням частоти, основними чинниками, що визначають збереження стійкості та живучості ОЕС України, є, з одного боку, швидкодія та достатній обсяг потужності споживання, заведене під дію пристроїв АЧР першої категорії, а з іншого – характеристики спрацювання ЧА енергоблоків вітчизняних АЕС. Так, порушення першої умови може призвести до спрацювання ЧА блоків з подальшим вимкненням останніх від мережі та можливого розвитку особливої системної аварії. В таких умовах збереження стійкості та живучості ОЕС України визначається узгодженістю спрацювання пристроїв АЧР першої категорії та ЧА АЕС.

Одним з найбільш важких системних аварій, що визначається значною зміною частоти, є поділ ОЕС на несинхронно працюючі області, зокрема, внаслідок порушення стійкої роботи перетину. В цьому випадку небаланс активної потужності буде визначатися вихідним (доаварійним) перетоком потужності за перетином, вимкнення якого розглядається. Так, у «надлишковій» області в результаті поділу ОЕС, в якій генерація перевищує споживання, буде спостерігатися збільшення частоти, в той час у «дефіцитній» області виникнення системної аварії призводить до зменшення частоти з можливим спрацюванням пристроїв АЧР. Дослідження функціону-

вання систем протиаварійного керування, а також ЧА енергоблоків АЕС було виконано для випадку поділу ОЕС України на два ізольовано працюючих острови за перетином «Захід-Вінниця», яким здійснюється передача потужності від Хмельницької та Рівненської АЕС до східної частини країни (вихідний перетік за перетином становить 2400 МВт). Розрахункові дослідження проведено відповідно до розробленої методології розрахункових досліджень (рис. 4.19), при цьому в якості небалансу потужності, як зазначено вище, розглядається поділ ОЕС України на дві несинхронно працюючі області за перетином «Захід-Вінниця». На базі запропонованої методології сформовано 16 розрахункових сценаріїв, що дало змогу провести комплексні дослідження режимів за частотою в островах, які утворилися при поділі ОЕС України.

Як свідчать отримані результати досліджень, для «східного» острова, що утворився в результаті поділу ОЕС України за перетином «Захід-Вінниця», стійкість за частотою зберігається для всіх розглянутих розрахункових сценаріїв моделювання (рис. 4.25).

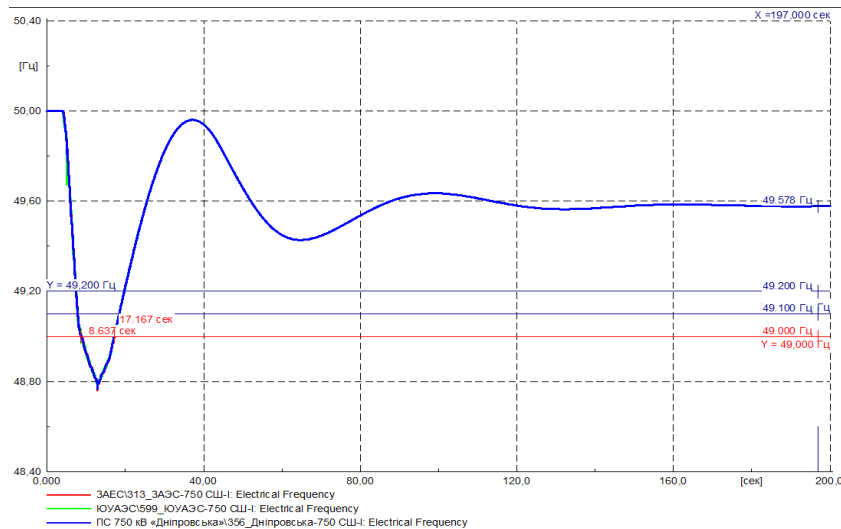


Рис. 4.25. Зміна частоти у «східному» острові

Дефіцит потужності генерації, що утворився у цьому острові, компенсується мобілізацією первинних резервів (у рамках відпові-

дних сценаріїв), а також за рахунок дії пристроїв АЧР першої (спеціальної, захисної та основної черг спрацювання) та другої (несуміщеної) категорій, що свідчить про достатність обсягів потужності споживання, яка обмежується дією цих пристроїв. В той же час, як показують результати моделювання режимів за частотою, для «західного острова» стійкість не забезпечується для жодного розрахункового сценарію моделювання (рис. 4.26). Це обумовлено виникненням значного небалансу активної потужності, який визначається вихідним (доаварійним) перетоком за перетином «Захід-Вінниця». Крім того, в острові, що утворився, відсутні первинні резерви активної потужності в напрямку розвантаження регулюючих енергоблоків при підвищенні частоти. Це пов'язано з тим, що в острові генерація активної потужності здійснюється переважно енергоблоками Хмельницької та Рівненської АЕС, потужність яких в умовах збільшення частоти не змінюється. Проте навіть за умови участі блоків цих станцій у нормованому первинному регулюванні, їх регулюючий діапазон є недостатнім для утримання відхилення частоти у допустимих межах.

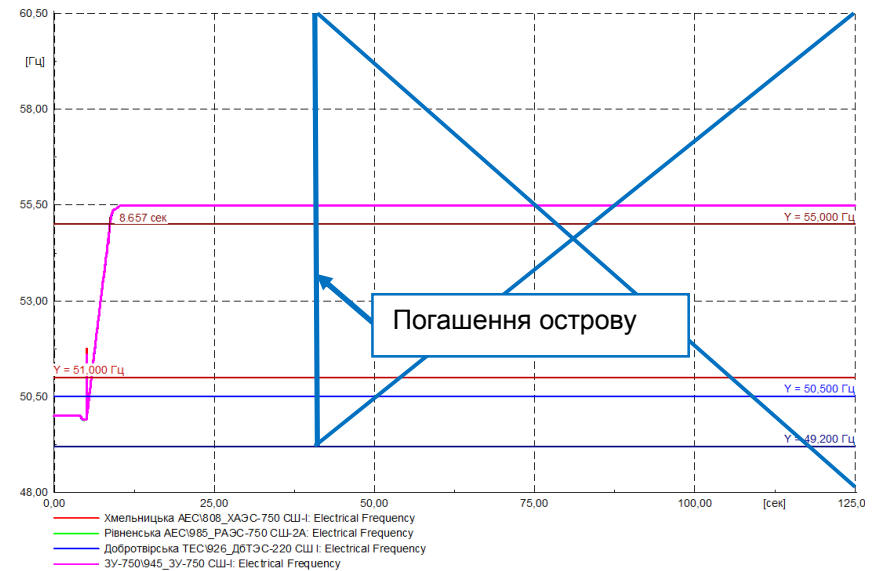


Рис. 4.26. Зміна частоти у «західному» острові

Таким чином, відповідно до результатів моделювання існуючі обсяги навантаження, що обмежуються дією пристроїв АЧР, є достатніми для забезпечення стійкості за частотою у «східному острові» ОЕС України, яка працює в ізольованому режимі для випадку її поділу за перетином «Захід-Вінниця». Одним з варіантів забезпечення стійкості за частотою у «західному острові» є удосконалення системи протиаварійного керування при підвищенні частоти в частині створення адаптивних частотних автоматик енергоблоків АЕС з контролем окремих режимних параметрів, що дасть змогу підтримувати відхилення частоти в межах допустимих значень.

Перелік використаної літератури

1. *COV-H EE 04.156:2009*. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова. – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2009. – 50 с.
2. *Основные положения* по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России. Методические указания. Приложение 3, 2009. – 22 с.
3. *Kundur P.* Power system stability and control, McGraw-Hill, 1994.
4. *Machowski J., Bialek J. and Bumby J.* Power system dynamics. Stability and Control. 2nd edition, John Wiley&Sons, 2008.
5. *Сидоров А.Ф.* Связь вторичного регулирования частоты и перетоков мощности с первичными статическими частотными характеристиками энергосистемы // Энергетика и электрификация. – 2003. – № 9. – С. 2–9.
6. *ENTSOE Operation Handbook*. A1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance. Appendix 1. Режим доступа: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20_final.pdf.
7. *Spallarossa C.E., Pipelzadeh Y., Chaudhuri B., Green T.C.* Assessment of Disturbance Propagation between AC Grids through VSC HVDC Links Using Reduced Great Britain Model”, 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission, 4-5 Dec. 2012, Birmingham – Pp. 1–6.
8. *Suwanarat A., Jensen B., Chen Z., Nielsen H. et al.* Power Balancing Control with Large Scale Wind Power Integration in Denmark. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/228418146_Power_Balancing_Control_with_Large_Scale_Wind_Power_Integration_in_Denmark.
9. *Haileselassie T., Uhlen K.* Primary Frequency Control of Remote Grids Connected by Multi-terminal HVDC // IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 2010 – Pp. 1–6.
10. *Hendriks R.L., Paap G.C., Kling W.L.* Control of a Multi-Terminal VSC Transmission Scheme for Connecting Offshore Wind Farms // Technical University Delft, pp. 1–8. [Online]. Available: http://www.ewea.org/ewec2007/allfiles2/269_Ewec2007fullpaper.pdf.

11. *Silva B., Moreira C.L., Seca L., Phulpin Y., and Peças Lopes J.A.* Provision of Inertial and Primary Frequency Control Services Using Offshore Multiterminal HVDC Networks // IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 3, No. 4, October 2012 – Pp. 800–808.

12. *Gonzalez-Longatt F., Steliuk A., Hinojosa V.H.* Flexible Automatic Generation Control System for Embedded HVDC Links // Proceedings of IEEE PowerTech conference, Eindhoven, June 2015.

13. *Aho J., Buckspan A., Laks J., Jeong Yu.* Tutorial of Wind Turbine Control for Supporting Grid Frequency through Active Power Control, 2010. [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54605.pdf>.

14. *Jiebei Z., Campbell B., Grain A., Roscoe A. and Bright C.G.* Inertia Emulation Control Strategy for VSC-HVDC Transmission Systems // IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 28, No. 2, May 2013 – P. 1277–1287.

15. *Pavlovsky V. and Steliuk A.* Modelling of automatic generation control in power systems. PowerFactory Applications for Power System Analysis. F. M. Gonzalez-Longatt, Luis Rueda, Jose (Eds.), Ed., First Edition: Springer, 2014. – 582 p.

16. *Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах.* Наказ № 553 від 31.07.2012.

17. *Павловський В.В., Стелюк А.О., Макогончук В.С., Ленга О.В. та ін.* База даних «Параметри моделі магістральних мереж об'єднаної енергосистеми України для проведення розрахунків ustalених режимів та статичної стійкості». Авторське свідоцтво № 45024 від 06.08.2012 р.

18. *Павловський В.В., Стелюк А.О.* Оцінка впливу частотних автоматик енергоблоків атомних електростанцій на живучість та стійкість ОЕС України за частотою // Технічна електродинаміка. – 2015. – №. 6. – С. 53–58.

19. *Анализ причин аварии,* которая возникла на Рефтинской ГРЭС 22 августа 2016 г. Режим доступа: http://www.so-cdu.ru/RZA/word_doc/index.php?id=energy_news_view&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=10320

Основні скорочення до розділу 4

ACE	Area control error – помилка регулювання області
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity – Європейська спілка операторів магістральних мереж у галузі електроенергетики
АЕС	атомна електрична станція
АРШ	автоматичний регулятор швидкості
АЧР	автоматичне частотне розвантаження
ВДЕ	відновлювані джерела енергії
ВЕС	вітрова електрична станція
ГАЕС	гідравлічна акумулююча електрична станція
ГЕС	гідравлічна електрична станція
ДРЕС	державна районна електрична станція
ЄЕС	єдина енергетична система
ЛРАП	локальний регулятор активної потужності
ОЕС	об'єднана енергосистема України
ПЛ	повітряна лінія
ПРЧ	первинне регулювання частоти
с.ч.х.	статична частотна характеристика
САРЧП	система автоматичного регулювання частоти та потужності
СЕС	сонячна електрична станція
ТЕС	теплова електрична станція
ЧА	частотна автоматика

ЗМІСТ

Передмова	3
Розділ 1	
ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМИХ ЗА ЗАПАСАМИ ЗА СТАТИЧНОЮ СТІЙКІСТЮ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМ	5
1.1. Особливості визначення граничних за статичною стійкістю режимів роботи енергосистем	5
1.1.1. Аналіз поточної ситуації в ОЕС України	6
1.1.2. Автоматизовані засоби визначення граничних режимів та запасів за статичною стійкістю ...	10
1.1.3. Методологія визначення граничних за статичною аперіодичною стійкістю режимів у темпі оперативного керування енергосистемою	12
1.1.4. Підходи до обважнення режимів роботи ЕС у темпі оперативного керування	14
1.2. Основні обмеження режимів роботи ОЕС України ...	22
1.2.1. Визначення поняття та класифікація стійкості за напругою	23
1.2.2. Показники стійкості за напругою	26
1.2.3. Коректне врахування PQ-характеристик генераторів	28
1.3. Вимоги до підготовки моделі для розрахунку граничних режимів роботи перетинів	35
1.4. Засоби автоматизованого розрахунку допустимих режимних параметрів контрольованих перетинів	37
1.5. Дослідження чутливості граничного перетоку за перетином до схемно-режимних змін у мережі	40

Зміст

1.5.1. Аналіз впливу факту врахування/ неврахування СХН споживачів на значення граничного перетоку за перетином	41
1.5.2. Аналіз впливу зміни діапазонів регулювання за реактивною потужністю синхронних генераторів на граничний перетік за перетином	42
1.5.3. Аналіз впливу зміни кількості працюючих шунтуючих реакторів на граничний перетік за перетином	43
1.5.4. Аналіз впливу траєкторій обважнення режиму на граничний перетік за перетином	45
1.5.5. Аналіз впливу обсягів розвантаження споживачів на зміну граничного перетоку за перетином	48
1.5.6. Загальне порівняння чутливості граничного перетоку за перетином до схемно-режимних змін у мережі	50
Перелік використаної літератури	52
Основні скорочення до розділу 1	54
Розділ 2	
НИЗЬКОЧАСТОТНІ ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ КОЛИВАННЯ В ЕНЕРГООБ'ЄДНАННЯХ ТА ЇХ ДЕМПФІРУВАННЯ	55
2.1. Електромеханічні коливання в електроенергетичних системах та енергооб'єднаннях	55
2.2. Демпфірування електромеханічних коливань в енергосистемах за локальною інформацією	62
2.2.1. Системи автоматичного керування збудженням синхронних машин та демпфірування електромеханічних коливань	64
2.2.2. Демпфірування електромеханічних коливань з використанням засобів силової електроніки	94

2.3. Низькочастотні електромеханічні коливання та запобігання коливному порушенню стійкості енергооб'єднань	102
2.3.1. Задача аналізу НЧК в енергооб'єднаннях та вимоги до її розв'язання	103
2.3.2. Попереднє тестування методів аналізу сигналів	109
2.3.3. Селекція методів аналізу сигналів для використання в системі моніторингу НЧК	126
2.3.4. Узагальнення результатів ідентифікації домінантних мод НЧК	149
2.3.5. Вплив цифрової фільтрації сигналів на результати ідентифікації домінантних мод НЧК	154
2.3.6. Ідентифікація домінантних мод НЧК та миттєві значення параметрів режиму енергооб'єднання	161
2.3.7. Інтегрована система демпфірування НЧК в енергооб'єднаннях	168
2.4. НЧК в ОЕС України – деякі результати аналізу	177
Додаток	194
Перелік використаної літератури	212
Основні скорочення до розділу 2	226
Розділ 3	
СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМ У ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМАХ	229
3.1. Особливості дослідження динамічної стійкості паралельної роботи електростанцій ВДЕ з енергосистемою	229
3.2. Автоматизація розрахунків динамічної стійкості на етапах короткострокового планування режимів	243
3.3. Критерії оцінки динамічної стійкості сучасних енергосистем	248
3.4. Моделі обмежувачів мінімального і максимального збудження генераторів та їх вплив на довготривалі перехідні процеси регулювання напруги	258

3.5. Необхідність та підходи до валідації динамічної моделі ОЕС України	267
Перелік використаної літератури	274
Основні скорочення до розділу 3	276
Розділ 4	
СТІЙКІСТЬ ЗА ЧАСТОТОЮ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ ТА ЇХ ОБ'ЄДНАННЯХ	277
4.1. Аналіз вимог до автоматичного регулювання частоти ..	277
4.2. Зміна частоти при виникненні дефіциту потужності ...	281
4.3. Моделювання режимів енергосистеми за частотою з відновлюваними джерелами енергії	288
4.4. Системи забезпечення стійкості за частотою	296
4.5. Оцінка впливу частотних автоматик енергоблоків АЕС на стійкість енергосистем за частотою	299
4.6. Процеси зміни частоти та активної потужності при виникненні системних аварій	307
4.6.1. Аналіз режиму енергооб'єднання у разі поділу на несинхронно працюючі області	307
4.6.2. Моделювання режимів ОЕС України за частотою у разі її поділу на несинхронно працюючі області	310
Перелік використаної літератури	314
Основні скорочення до розділу 4	316

Наукове видання

Національна академія наук України
Інститут електродинаміки

БУТКЕВИЧ Олександр Федотович
КИРИЛЕНКО Олександр Васильович
ЛЕНЬГА Олег Володимирович
ЛУК'ЯНЕНКО Лук'ян Миколайович
ПАВЛОВСЬКИЙ Всеволод Віталійович
СТЕЛЮК Антон Олегович
ЧИЖЕВСЬКИЙ Володимир Валерійович

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ ТА ЇХ ОБ'ЄДНАНЬ

(українською мовою)

За загальною редакцією
академіка НАН України
О.В. Кириленка

Редактор Н.В. Новік
Комп'ютерна верстка Л.П. Ходаківської

Підп. до друку 14.05.2018. Формат 60x80/16. Офс. друк.
Папір офс. № 1. Гарн. Таймс. Ум. друк. арк. 19,4
Обл.-вид. арк 19. Тираж 300 прим.

Віддруковано у друкарні ТОВ «Про формат»,
м. Київ, пр-т Миру, 7, оф. 45.