

УДК 621.311

О. С. Яндутьський, д. т. н., проф.; А. А. Марченко, к. т. н., доц.; А. Б. Нестерко**ОЦІНКА ДИНАМІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК БАГАТОМАШИНИХ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ НА ОСНОВІ ДАНИХ СИСТЕМИ
МОНІТОРИНГУ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ**

Метою впровадження системи моніторингу перехідних процесів є підвищення надійності та якості електропостачання шляхом прийняття керівних рішень у темпі реального часу на основі аналізу синхронізованих вимірів. Обробка отриманих із системи моніторингу перехідних режимів (СМІР) даних передбачає врахування динамічних властивостей електроенергетичної системи (ЕЕС). Характер електромеханічних перехідних процесів багатомашинних ЕЕС більшою мірою визначають інерціями обертових мас генераторів, двигунів та комплексними опорами електричних зв'язків між ними.

Сучасні тенденції розвитку електроенергетики виявили проблеми подальшої інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Інверторне присіднання ВДЕ не забезпечує зворотного зв'язку джерел енергії з електричною мережею, що призводить до зменшення запасу кінетичної енергії (ЗКЕ) обертових мас енергосистеми. У свою чергу ЗКЕ є швидкодіючим резервом потужності, який забезпечує стійкість роботи електричної системи до реакції первинних регуляторів частоти та активної потужності. Зважаючи на те, що присіднані за допомогою інверторів ВДЕ не мають інерційного відгуку (ІВ), для збереження стійкої роботи ЕЕС необхідно розробити методи та засоби підвищення ІВ ВДЕ.

Отже, актуальним є завдання аналізу перехідних процесів ЕЕС з ВДЕ та розробки методів підвищення запасів кінетичної енергії обертових мас електроенергетичної системи.

Ключові слова: електроенергетична система, система моніторингу перехідних режимів, регулювання частоти, запас кінетичної енергії, інерційний відгук, віртуальна інерція, відновлювані джерела енергії, когерентні групи генераторів.

Вступ

Одним із пріоритетів розвитку найбільших ЕЕС світу є створення та впровадження систем моніторингу перехідних режимів, які використовують для підвищення рівня інформаційного забезпечення та якості управління режимами ЕЕС та енергооб'єднань. Особливостями СМІР, на відміну від сучасних систем телеметрії, є часова синхронізація вимірюваних параметрів режимів шляхом використання переданих із супутників сигналів точного часу й висока дискретність реєстрації параметрів, що й визначає широкий спектр їхнього застосування. В об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України (рис. 1) СМІР дають найбільший ефект під час аналізу причин і наслідків технологічних порушень і системних аварій, під час верифікації динамічних моделей ЕЕС, під час оцінювання станів ЕЕС і розв'язання задач інформаційного забезпечення оперативно-диспетчерського керування.

Отже, впровадження СМІР дозволило виявити декілька напрямків їх практичного використання:

1. Верифікація цифрових моделей ОЕС та їхніх окремих елементів:
 - моделей пристроїв автоматичного регулювання та керування;
 - уточнення моделей генерування та навантаження, їхніх статичних і динамічних характеристик;
 - цифрової моделі ОЕС загалом.
2. Аналіз аварій, що вже відбулися:
 - розробка методологічного аналізу системних аварій та аварій регіонального рівня;
3. Отримання якісного наближення для розрахунку режиму в реальному часі: використання векторів напруг у вузлах мережі, у яких встановлено реєстратори СМІР, дозволяє зробити «каркас» математичної моделі, суттєво послабити проблему сходимості та

знизити час розрахунку режиму.

4. Виявлення та аналіз низькочастотних коливань.



Рис. 1. Схема розміщення пристроїв СМПП в ОЕС України

Цифрова математична модель ЕЕС є системою нелінійних диференціальних рівнянь із заданими початковими умовами.

Багатомашинну ЕС описують системою нелінійних диференціальних рівнянь (1)

$$\frac{\partial \delta_i}{\partial t} = \omega_i,$$

$$\frac{2H_i \omega_i S_{вст}}{\omega_s^2} \frac{\partial \omega_i}{\partial t} + D_i \omega_i = P_{мех} - \left(E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \right) \quad (1)$$

де δ_i, δ_j – відхилення кутів повороту роторів від синхронно обертової декартової системи координат i -го і j -го генераторів відповідно [рад]; ω_i – відхилення частоти i -го генератора від синхронно обертової декартової системи координат [рад/с]; H_i – постійна інерції i -го генератора [с]; D_i – коефіцієнт демпфування i -го генератора [МВт·с/рад]; $S_{вст}, P_{мех}$ – установлена та механічна потужність відповідно [МВт]; E_i, E_j – відповідно ЕРС i -го і j -го генераторів [В]; G_{ii} – активна власна провідність вузла i , до якого підключений i -й генератор [См].

Потужність у вузлі i дорівнює електричній потужності i -ї синхронної машини (СМ), визначається як

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j), i = 1, 2, \dots, n, \quad (2)$$

де Y_{ij} – повна взаємна провідність між i -м і j -м вузлами [См]; θ_{ij} – аргумент повної комплексної провідності між i -м і j -м вузлами [рад].

Параметр моделі (1) H_i – постійна інерції електроенергетичної системи, яка характеризує запас кінетичної енергії обертових мас електрично приєднаних агрегатів електричних станцій. Залежно від режиму ЕЕС визначають склад і перелік електричних станцій приєднаних до ЕЕС, унаслідок чого зміна в часі величини інерції є природною властивістю ЕЕС. Під час збурення накопичена в синхронних обертових масах кінетична енергія

забезпечує швидкодійну реакцію на збурення до дії первинних регуляторів частоти. Зважаючи на вищесказане, актуальною є розробка методів контролю наявних ЗКЕ, використання яких дозволить передбачити характер перехідних режимів ЕЕС.

Уплив відновлюваних джерел енергії на запас кінетичної енергії ЕЕС

Аналіз тенденцій розвитку електроенергетики на основі SmartGrid показав, що найближчим часом головними чинниками зміни характеру роботи ЕЕС будуть:

- значний обсяг упровадження ВДЕ та сприяння інтеграції великомасштабних проектів відновлювальної енергетики з високою часткою генераторів, підімкнених через силові перетворювачі;

- використання технологій зберігання та акумулювання енергії з різними постійними часу, значна частка яких використовуватиме інверторне приєднання до мережі;

- розподіл електроенергії від нових генерувальних потужностей на основі високовольтних мереж постійного струму, що використовують силові напівпровідникові перетворювачі, які відокремлюють нові первинні джерела енергії від наявної електричної системи.

ВДЕ, первинним джерелом енергії для яких є енергія вітру, наприклад, вітрові турбіни з постійною частотою обертання, використовують синхронні генератори і, як наслідок, кінетичну енергію цих агрегатів додають до ЗКЕ ЕЕС. З іншого боку, джерела енергії, такі як фотоелектричні сонячні електростанції (СЕС), що використовують інвертори для виробництва змінного струму, не мають зворотного зв'язку між частотою системи і власною кінетичною енергією. Перетворювачі потужності, що використовують у цих системах, як правило, орієнтовані виключно на оптимізацію процесу екстракції енергії. При цьому потужність СЕС, як правило, є тільки функцією сонячного випромінювання і не залежить від режимних параметрів мережі [1].

Особливістю ВДЕ є також те, що швидкість обертання вітрової турбіни може зменшитися від номінальної частоти обертання аж до мінімального значення, незалежно від частоти мережі. Крім того, у результаті приєднання за допомогою інверторів генератори призводять до зменшення інерційного відгуку. Проте останні дослідження [2] показали можливість забезпечення ефективного ІВ ВДЕ за допомогою регуляторів віртуальної інерції.

Тому важливими завданнями є визначення допустимих обсягів використання ВДЕ в енергобалансі, підтримка безпечного рівня ЗКЕ ЕЕС, покращення динамічних характеристик ЕЕС шляхом використання кінетичної енергії рухомих частин вітрових турбін та резервів потужності СЕС.

Оцінка ЗКЕ багатомашинних електроенергетичних систем

Для оцінки динамічних характеристик багатомашинних ЕЕС перехідні режими за виникнення небалансу умовно можна розділити на три частини (рис. 2):

- $t_0 \rightarrow t_1$ коли динаміку ЕЕС визначають електромагнітні перехідні процеси;
- $t_1 \rightarrow t_2$ коли динаміку ЕЕС визначають електромеханічні перехідні процеси;
- t_2+ коли динаміку ЕЕС визначають системи автоматичного керування.

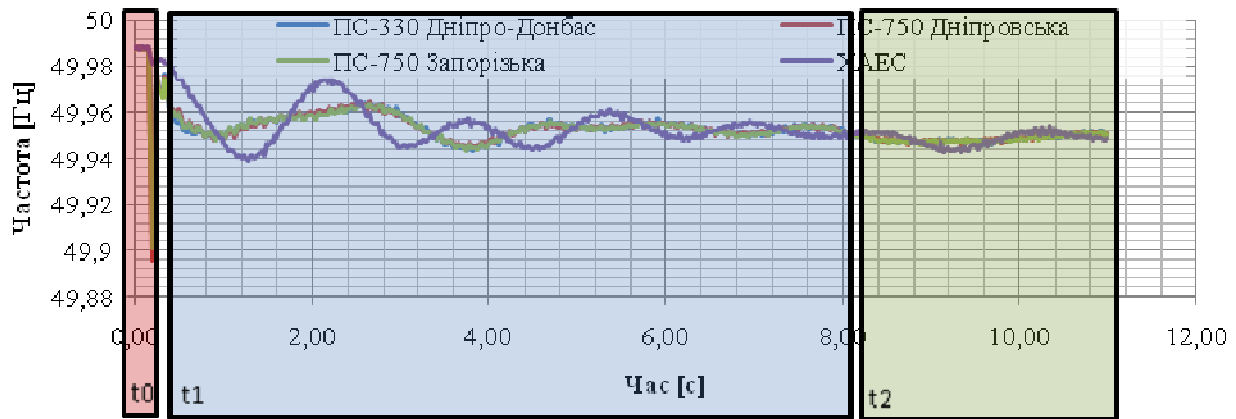


Рис. 2. Перехідний процес зміни частоти на шинах ЕЕС за аварійного відімкнення блоку 1 ГВт на Запорізькій АЕС

Оцінку динамічних характеристик ЕЕС доцільно проводити на основі даних електромеханічних перехідних процесів, оскільки на цьому часовому проміжку переважно відсутній вплив систем первинного регулювання частоти.

Після виникнення небалансу активної потужності в ЕЕС частота в окремих частинах електросистеми змінюється по-різному (рис. 2). Аналіз перехідного процесу зміни частоти на шинах ЕЕС під час аварійного відімкнення блоку 1 ГВт на Запорізькій АЕС (рис. 2) показав, що швидкість зміни частоти генераторів, розташованих ближче до місця виникнення небалансу (МВН), більша, ніж для більш електрично віддалених. Це зумовлено початковим розподілом небалансу відповідно до електричної відстані від генераторів до МВН (рис. 3).

Під час перехідного процесу в ЕЕС синхронізувальна потужність утримує електричну частоту обертання поля статора синхронних генераторів однаковою для всіх генераторів, приєднаних до мережі. Проте через різний розподіл небалансу по агрегатах та наявність слабких системних зв'язків під час збурення утворюються групи генераторів із миттєвими частотами, що в перехідному режимі дещо відрізняються між собою, не порушуючи загальний синхронізм системи. Такі групи прийнято [1] називати когерентними групами генераторів (КГГ) (за частотою), або кластерами. Когерентність може проявлятися на коротких інтервалах часу (швидка когерентність) та на довгих (повільна когерентність). Для оцінки динамічних характеристик КГГ доцільно визначати групи з повільною когерентністю.

Аналіз ПП по частоті під час аварійного відімкнення блоку 1 ГВт на Запорізькій АЕС виявив три когерентні групи генераторів в ОЕС України (рис. 3). Склад КГГ здебільшого зумовлений структурою зв'язків елементів ЕЕС та не залежить від типу та місця збурення, якщо це збурення не змінює основну структуру зв'язків системи.

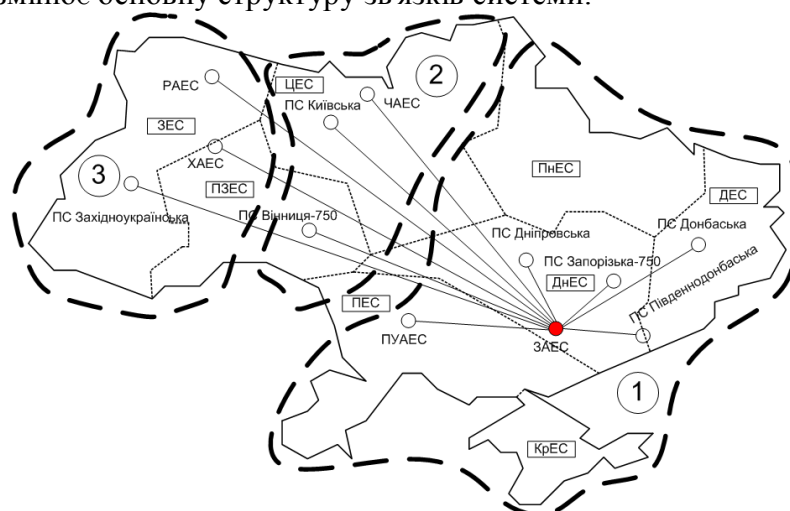


Рис. 3. Когерентні групи генераторів під час відімкнення блоку на ЗАЕС

Характерні миттєві частоти кластерів називають частотами центрів інерції. Завдання визначення частоти центру інерції за даними СМІР зводиться до фільтрації міжсистемних коливань [3] апроксимацією кривих перехідних процесів методом найменших квадратів, фільтрацією Фур'є та вейвлет-фільтрацією.

Для визначення частот центрів інерції кластерів була проведена фільтрація методами дискретного вейвлет-перетворення (ДВП) [4] та перетворення Фур'є з урахуванням можливої відсутності даних СМІР по усіх генераторах групи (рис. 4).

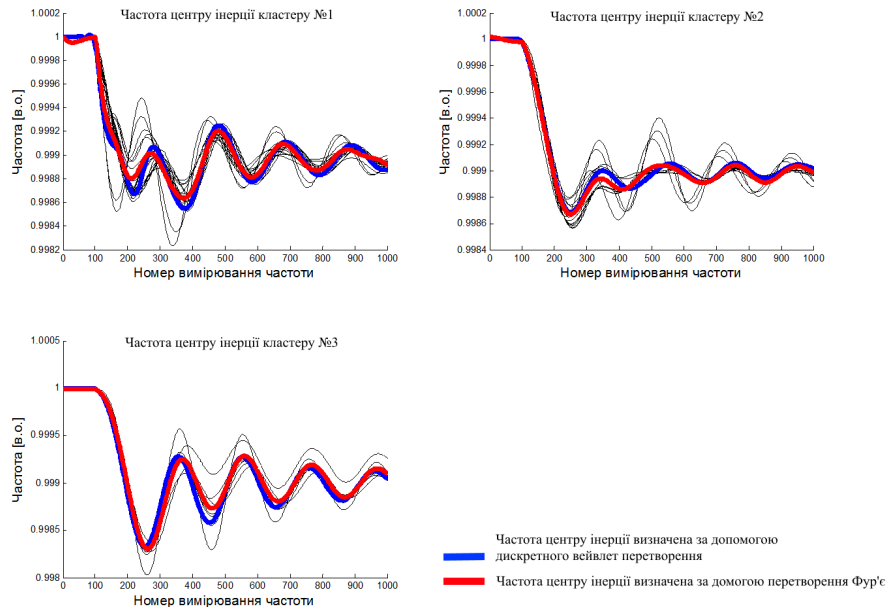


Рис. 4. Частоти центрів інерції трьох кластерів під час збурення на ЗАЕС

Відсутність даних СМІР по усіх генераторах групи компенсувалася нормуванням спектральної потужності коливань генераторів у когерентних групах. Таким чином коливання з різною амплітудою, але протилежною фазою (внутрішні коливання КГГ) при зворотному перетворенні спектрів Фур'є в сигнали коливань будуть повністю компенсовані.

Початковий розподіл небалансу в ЕЕС відбувається відповідно до електричної відстані до МВН. Визначення електричної відстані від генераторів до МВН доцільно проводити еквівалентуванням графової моделі поточкорозподілу в ustalених режимах (рис. 5). Прямо пропорційне співвідношення між еквівалентними провідностями до місця збурення дає розподіл небалансу по генераторах.

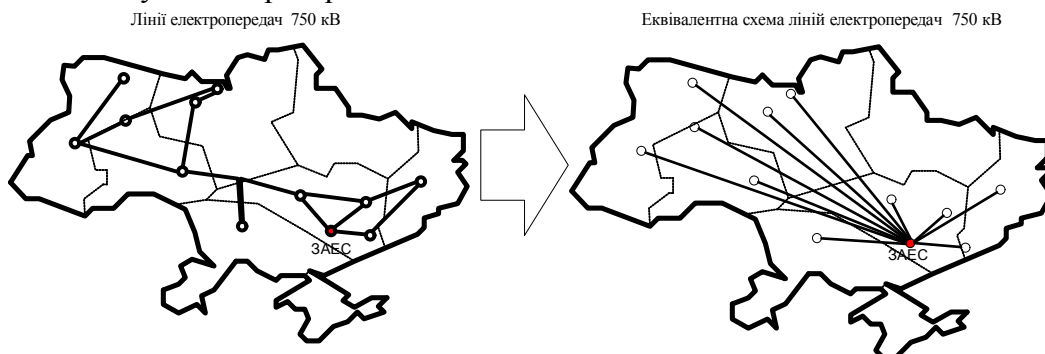


Рис. 5. Електрична відстань до місця виникнення небалансу на ЗАЕС

Генератори, що мають менший вхідний опір відносно місця збурення беруть на себе більшу частину навантаження небалансу. Отриманий розподіл потужності навантаження відповідає складнику $P_{\text{мех}_i} - P_{\text{ел}_i} = P a_i$ моделі (1).

Отже, визначивши всі необхідні складові рівняння динаміки, значення постійної інерції еквівалентного генератора КГГ [5, 6] визначають залежністю (3).

$$H_i = \frac{Pa}{2 \cdot S_{rated}} \cdot \frac{\omega_s^2}{\omega_r} \cdot \frac{1}{\frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2}}, \quad (3)$$

де S_{rated} – установлена потужність еквівалентного генератора КГГ [МВт]; δ – робочий кут еквівалентного генератора КГГ [рад]; ω_r – кутова частота ротора еквівалентного генератора [рад/с]; ω_s – синхронна кутова частота ротора еквівалентного генератора [рад/с]; H_i – постійна інерції еквівалентного генератора [с].

Як зазначалося раніше, швидкість зміни частоти ЕЕС протягом перших секунд після збурення визначають величиною запасеної кінетичної енергії системи. Система з високою інерцією дає низьку швидкість зміни та вищий мінімум частоти, оскільки системи первинного регулювання частоти турбін мають більше часу на активацію. За частоти нижчої певного критичного рівня автоматика відокремлює ВДЕ на автономну роботу, що у свою чергу призведе до подальшого утягнення режиму, зменшення частоти і, в гіршому випадку, до системної аварії. Так експериментально було визначено [7], що в разі значних збурень за підвищених рівнів швидкості зміни частоти зі збільшенням рівнів вітрової генерації не всі генератори (вітрові і синхронні) зможуть залишатися в синхронізмі з мережею (порушується динамічна стійкість).

Дослідження показали [7], що значне збурення біля великого скупчення вітрових електричних станцій (ВЕС) може зумовлювати відокремлення ВЕС на автономну роботу, що створить значний дисбаланс активної потужності в системі. Це може призвести до ще більш серйозної аварії, якщо ВЕС швидко не приєднається до мережі та не відновить видачу активної потужності.

Отже, розв'язання цієї проблеми полягає або у зменшенні швидкості зміни частоти, або у збільшенні швидкодії первинних регуляторів потужності. Проте зменшення швидкості зміни частоти або збільшення запасу кінетичної енергії обертових мас вбачається більш гнучким та економічно вигідним рішенням [7].

Інерційний відгук та моделювання процесів зміни системної інерції

Обертові частини агрегатів, приєднаних до ЕЕС, накопичують кінетичну енергію, яка вивільняється під час зміни частоти в системі. Збільшення потужності синхронної машини в перші секунди перехідного режиму (інерційний відгук) ΔP_i є функцією постійної інерції, встановленої потужності СМ, системної частоти та описується залежністю (4).

$$\Delta P_i = H_i \cdot P_i \frac{\partial f_{sys}}{\partial t}, \quad (4)$$

де H_i – постійна інерції j -го генератора [с]; P_i – встановлена потужність агрегата [МВт]; f_{sys} – системна частота [в. о.].

У разі відсутності в генерувальній установці ЗКЕ, наприклад, у СЕС необхідно забезпечити інерційний відгук установки за допомогою швидкого регулювання активної потужності. Контролер, що забезпечує ІВ генераторів без ЗКЕ, прийнято називати контролером віртуальної інерції (КВІ) [7]. У випадку СЕС найпростішим законом керування для КВІ є диференціальний за значенням $\frac{\partial f_{sys}}{\partial t}$. При втраті генерувальних потужностей або раптовому збільшенні навантаження потужність для забезпечення ІВ за допомогою СЕС надходить з оперативного резерву на завантаження станції. Наразі розробляють мережеві кодекси, які регламентують для ВДЕ автоматичну підтримку резервів на завантаження на заданому рівні [8]. Резерви на розвантаження для СЕС відповідають поточній потужності станції та використовуються КВІ під час відключення потужних ліній електропередач, що еквівалентно втраті навантаження в ЕЕС. Ураховуючи вищесказане, розроблено структуру диференціального КВІ в системі керування СЕС (рис. 6).

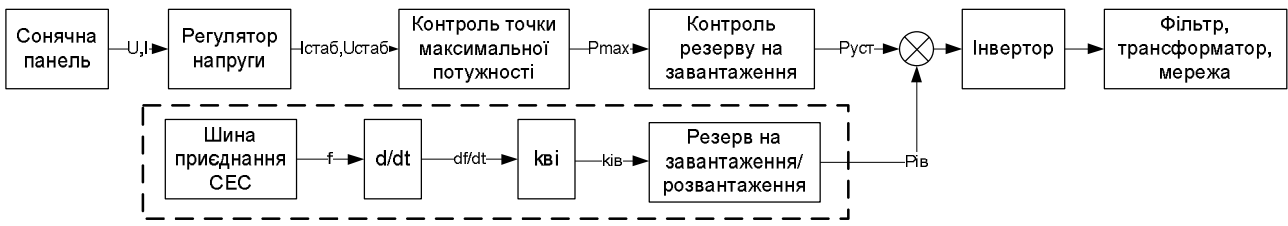


Рис. 6. Диференціальний контролер віртуальної інерції в структурі керування СЕС

Основним параметром, який визначає величину ІВ КВІ, є коефіцієнт віртуальної інерції k_{vi} , що входить у структуру контролера у якості пропорційної ланки (рис. 6). Потужність інерційного відгуку P_{vi} формується з урахуванням знаку $\frac{\partial f_{sys}}{\partial t}$ та наявних оперативних резервів.

Для дослідження характеру перехідних процесів за зміни величини інерції ЕЕС внаслідок заміщення значної частки синхронних генераторів на ВДЕ використана чотиривузлова ділянка мережі, представлена на рис. 7. Усі використані в моделі синхронні генератори мають однакову потужність та постійну інерції H_i , при цьому сумарна постійна інерції ділянки мережі змінювалась від 32 с (рис. 7 а) до 16 с (рис. 7 б).

Збурення в ЕЕС вносилось на шині № 4 (+4МВт), результати розрахунку частоти в перехідному режимі наведені на рис. 8.

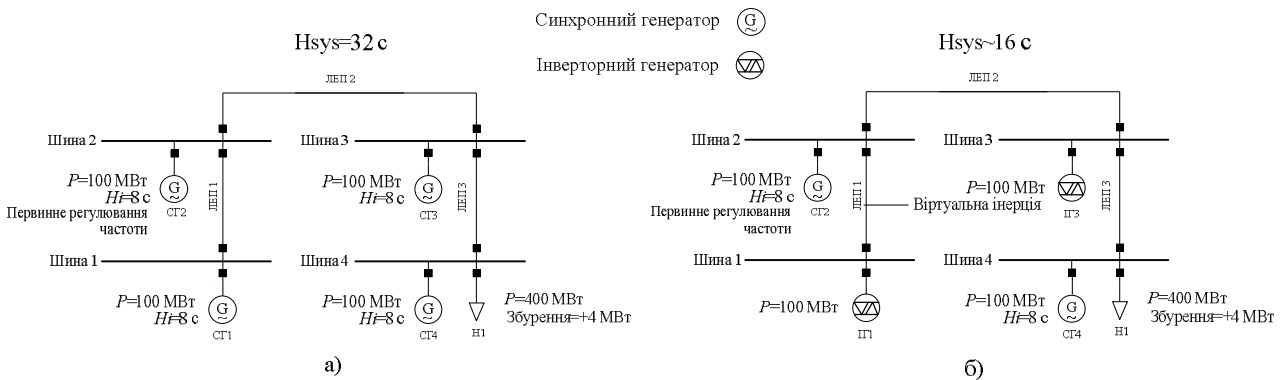


Рис. 7. Тестова мережа для дослідження впливу постійної інерції на характер перехідного процесу

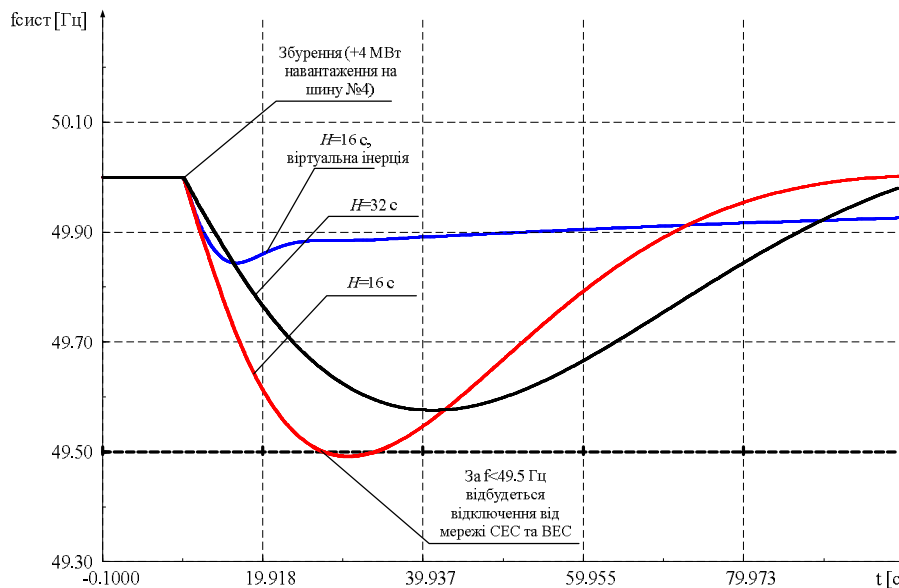


Рис. 8. Результати моделювання збурення на шині № 4 за різних постійних інерцій системи

Аналіз отриманих результатів досліджень показав значну зміну відхилення частоти від

49.56 Гц ($\Delta f=0.44$ Гц) за відсутності ВДЕ з інверторним приєднанням до 49.49 Гц ($\Delta f=0.51$ Гц) при зменшенні кількості приєднаних синхронних генераторів на 50% з еквівалентною заміною їх на ВДЕ з інверторним приєднанням (ІГ1, ІГ3). Важливо зазначити, що згідно з мережевими кодексами європейських ЕЕС відхилення частоти більше, ніж на 0.5 Гц від номінальної призведе до відімкнення сонячних і вітрових електричних станцій від мережі, що може зумовити збільшення дефіциту потужності [8]. За використання КВІ відхилення частоти зменшилось у три рази ($\Delta f=0.159$ Гц), і це запобігло від'єднанню генерувальних потужностей.

Висновки

У роботі запропоновано метод оцінки запасів кінетичної енергії когерентних груп генераторів та ЕЕС на основі даних СМПР. Для визначення початкового розподілу небалансу запропоновано використовувати дані графової моделі потокорозподілу, яка дозволяє визначити вхідні опори генераторів ЕЕС відносно місця виникнення небалансу.

На прикладі даних перехідного режиму під час збурення на Запорізькій АЕС, за даними СМПР, проведено фільтрацію внутрішніх коливань КГГ, визначено форми частоти центрів інерції КГГ ОЕС України.

Проведені дослідження показали необхідність розв'язання проблеми зменшення рівнів запасу кінетичної енергії електроенергетичної системи при інтеграції ВДЕ. Подальше впровадження ВДЕ має супроводжуватися розробкою ефективних методів забезпечення інерційного відгуку для основних типів відновлюваних джерел. Для ВДЕ з інверторним приєднанням показана ефективність використання КВІ для забезпечення ІВ. З метою оптимізації якості перехідного процесу за частотою ІВ від КВІ повинен узгоджуватися з динамічними властивостями ЕЕС та роботою вже наявних систем автоматичного керування.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Rodriguez C. Dynamic stability of grid-connected photovoltaic systems / C. Rodriguez, G. A. J. Amaratunga // In Power Engineering Society General Meeting. IEEE. – 2004. – P. 2193 – 2199.
2. Wesenbeeck M. Van Grid Tied Converter with Virtual Kinetic Storage / M. Van Wesenbeeck, S. De Haan, P. Varela, K. Visscher // Power Tech. IEEE Bucharest, Bucharest. – 2009. – 28 June – 2 July 2009. – P. 1 – 7.
3. Буткевич О. Ф. Деякі аспекти моніторингу низькочастотних коливань режимних параметрів енергооб'єднань / О. Ф. Буткевич, В. В. Чижевський // Праці Інституту електродинаміки НАН України : зб. наук. праць. Спец. вип. – 2010. – С. 72 – 77.
4. Avdakovic S. Wavelet transform applications in power system dynamics / S. Avdakovic, A. Nuhanovic, M. Kusljagic, M. Music // Electric Power Systems Research. – 2012. – № 83 (1). – P. 237 – 245.
5. Inoue T. Estimation of power system inertia constant and capacity of spinning-reserve support generators using measured frequency transients / T. Inoue, H. Taniguchi, Y. Ikeguchi, K. Yoshida // IEEE Trans. Power Syst. – Feb. 1997. – vol. 12, no. 1. – P. 136 – 143.
6. Chassin D. P. Estimation of WECC system inertia using observed frequency transients / D. P. Chassin, Z. Huang, M. K. Donnelly, C. Hassler, E. Ramirez, C. Ray // IEEE Trans. Power Syst. – 2005. – vol. 2, no. 2. – P. 1.190 – 1.192.
7. Ciapessoni E. Renewable power integration in Sicily: Frequency stability issues and possible countermeasures / E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Gatti, A. Pitto // Bulk Power System Dynamics and Control-IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid (IREP). IREP Symposium. – 2013. – P. 1 – 7.
8. Yazdani A. A control methodology and characterization of dynamics for a photovoltaic (PV) system interfaced with a distribution network / A. Yazdani, P. P. Dash // Power Delivery, IEEE Transactions. – 2009. – № 24 (3). P. 1538 – 1551.

Яндульський Олександр Станіславович – д. т. н., професор, декан факультету електроенерготехніки та автоматики, тел.: (044) 236-41-11.

Марченко Анатолій Андрійович – к. т. н., доцент кафедри автоматизації енергосистем, тел.: (044) 454-93-08.

Нестерко Артем Борисович – асистент кафедри автоматизації енергосистем, тел/ф.: (044) 406-82-36, e-mail: nesterko@fea.kpi.ua.

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут».

**O. S. Yandulskiy, Dc. Sc. (Eng.), Prof.; A. A. Marchenko, Cand. Sc. (Eng.), Assist. Prof.;
A. B. Nesterko**

EVALUATION OF DYNAMIC CHARACTERISTICS OF MULTIMACHINE ELECTRIC POWER SYSTEMS ON THE BASE OF DATA OF TRANSIENT MODES MONITORING SYSTEM

The aim of introduction of transient mode monitoring system is the increase of reliability and energy supply quality by means of decision making in real time rate on the base of synchronized measurement analysis. Processing of the data, obtained from the system of transient modes monitoring (STMM) provides the account of dynamic properties of electric power system (EPS). The character of electromechanical transient processes of multimachine EPS is determined, to a great extent, by the inertia of rotating masses of generators, motors and complex resistances of electric couplings between them.

Modern trends in the development of power industry revealed problems, dealing with further integration of renewable sources of energy (RSE). Inverter connection of RSE does not provide the feedback of energy sources with electric grid, that results in reduction of kinetic energy store (KES) of rotating masses of energy system. In its turn, KES is fast acting reserve of power, that provides stability of electric system operation to reaction of primary regulators of frequency and active. Taking into account the fact that RSE, connected by means of inverters do not have inertia response (IR), in order to maintain stable operation of EPS it is necessary to develop methods and tools for increasing IR of RSE.

Thus, the analysis of transient processes in EPS with RSE and development of methods, aimed at increase of kinetic energy stores of rotating masses of electric power system is an urgent problem.

Key words: *electric power system, transient modes monitoring system, frequency regulation, kinetic energy store, inertia response, virtual inertia, renewable sources of energy, coherent groups of generators.*

Introduction

One of the priority lines in the development of the world largest EPS is creation and introduction of the systems for transient modes monitoring. These systems are used for improvement of information support and quality of EPS and energy enterprises modes operation. Characteristic feature of STMM, unlike the existing telemetering systems, is time synchronization of modes measured parameters by means of using the exact time signals transmitted from the satellites and high discreteness of parameters registration, that determines wide range of technology application. In unified energy system (UES) of Ukraine (Fig. 1) systems of transient modes monitoring are effective for the analysis of reasons and consequences of technological faults and system failures, for verification of EPS dynamic models, evaluation of EPS states, solution of the problems dealing with the information support of on-line-dispatching control.

Introduction of the system of transient modes monitoring pursues the following aims of their practical usage:

1. Verification of digital models of UES and their separate elements:
 - Models of the devices of automatic regulation and control;
 - Refinement of models of generation and load, their static and dynamic characteristics;
 - Digital model of UES on the whole.
2. Analysis of already happened failures:
 - Development of methodological analysis of system failures and regional level failures;
3. Obtaining quality approximation for mode calculation in real time: usage of voltage vectors in grid nodes, where STPM registrators are installed, enables to create «the framework» of mathematical model, considerably reduce the problem of convergence and decrease the time of mode calculation.
4. Detection and analysis of low frequency oscillations.



Fig. 1. Scheme of STPM devices location in UES of Ukraine

Digital mathematical model of EPS is the system of non-linear differential equations with the set initial conditions.

Multimachine ES is described by the system of non-linear differential equations (1)

$$\frac{\partial \delta_i}{\partial t} = \omega_i$$

$$\frac{2H_i \omega_i S_{ins.}}{\omega_s^2} \frac{\partial \omega_i}{\partial t} + D_i \omega_i = P_{mec.} - \left(E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \right) \quad (1)$$

where δ_i, δ_j – deviation of rotors turning angles from synchronized rectangular coordinates of i^{th} and j^{th} generators, correspondingly [rad.]; ω_i – deviations of i^{th} generator frequency from synchronized rectangular coordinate [rad/s]; H_i – constant inertia of i^{th} generator [s]; D_i – damping factor of i^{th} generator [MW·s/rad]; $S_{ins.}, P_{mec.}$ – installed and mechanical powers, correspondingly [MW]; E_i, E_j – EMF of i^{th} and j^{th} generators, correspondingly [V]; G_{ii} – active self-conductance of the node i , to which i^{th} generator is connected [S].

Power in the node i equals electric power of i^{th} synchronous machine (SM) and is determined as

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j), i = 1, 2, \dots, n \quad (2)$$

where Y_{ij} – mutual admittance between i^{th} and j^{th} nodes [S]; θ_{ij} – argument of complex admittance between i^{th} and j^{th} nodes [rad].

The parameter of the model (1) H_i – constant inertia of EPS, characterizing kinetic energy store of rotating masses of electrically connected sets of power stations. Depending of the mode of EPS the composition and list of power stations, connected to EPS, as a result, change in time of the inertia value is quite natural property of EPS. In case of emergency power imbalance kinetic energy, accumulated in synchronous rotating masses, provides fast acting reaction on the disturbance, prior the action of primary frequency regulators. Taking into account the above-mentioned, the problem of the development of control methods of existing, KES is very important, their control will allow to forecast the character of transient modes in EPS.

Impact of renewable sources of energy on kinetic energy store of EPS

Analysis of the trends of power industry development, based on SmartGrid, showed that in the near future the dominating factors influencing the changes of EPS operation will be:

- large volume of RSE introduction and promotion of the integration of large-scale projects of renewable power generation with high share of generators, connected across power converters;
- application of technologies, dealing with storage and accumulation of energy with various time constants, considerable part of which will use inverter connection to the network;
- distribution of electric energy from new generation capacities on the base of high voltage direct current networks, using power semiconductor converters, that separate new primary sources of energy from the existing electric system.

Renewable sources of energy (RSE), wind energy being the primary source of energy, for instance, wind turbines with constant rotation frequency, use synchronous generators, and, as a consequence, kinetic energy of these generators is added to KES of EPS. On the other hand, sources of energy, such as photovoltaic solar power station (SPS), using the inverters for alternating current generation, do not have the feedback between the frequency of the system and their own stores of kinetic energy. Power converters, used in these systems, are oriented as a rule, only for optimization of energy extraction process. Power of SPS, in this case, is only the function of solar radiation and does not depend on mode parameters of the network [1].

Characteristic feature of RSE, such as wind stations, is that the speed of wind turbine rotation may decrease from nominal rotation frequency to minimal value, regardless of the network frequency. Besides, as a result of connection by means of inverters, generators result in the decrease of inertia response. However the latest studies [2] showed the possibility to provide efficient inertia response (IR) of RSE by means of virtual inertia regulators.

That is why, determination of admissible volumes of RSE usage in energy balance, maintaining of safe level of EPS KES, improvement of EPS dynamic characteristics by means of usage of rotating parts of wind turbines kinetic energy and SES power reserves is very important problem.

Estimation of KES of multimachine electric energy systems

For estimation of dynamic characteristics of multimachine EPS in the case of imbalance transient modes could be conventionally divided into 3 parts (Fig. 2):

- $t_0 \rightarrow t_1$ when EPS dynamics is determined by electromagnetic transient processes;
- $t_1 \rightarrow t_2$ when EPS dynamics is determined by electromechanical transient processes;
- $t_2 +$ when EPS dynamic is determined by the systems of automatic control.

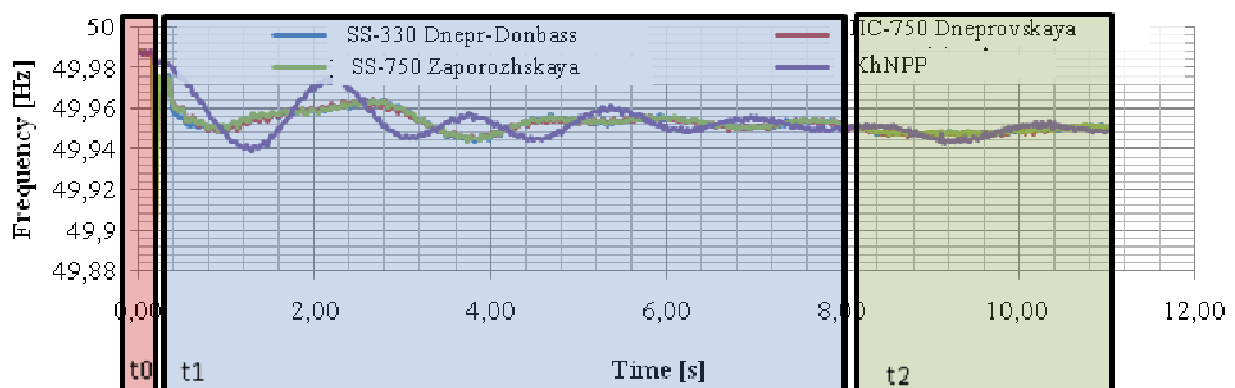


Fig. 2. Transient process of frequency change at the buses of EPS in case of emergency disconnection of 1 GW unit at Zaporizhia NPP

It is expedient to perform estimation of EPS dynamic characteristics on the base of the data of electromechanical transient processes, because in this time interval the impact of the systems of

frequency primary regulation is missing.

After imbalance of active power in EPS occurs, frequency in separate parts of energy system changes differently (Fig. 2). Analysis of transient process of frequency change on EPS buses in case of emergency disconnection of 1 GW unit at Zaporizhia NPP (Fig. 2), showed that the rate of frequency change of generators, located closer to the place where imbalance originated (PIO). It is stipulated by initial distribution of imbalance in accordance with electric distance from the generator to PIO (Fig. 3).

During transient process in EPS, synchronizing power maintains electric frequency of synchronous generators stator field rotation the same for all generators, connected to the network. However, due to different distribution of imbalance per units and weak system couplings, in case of disturbance groups of generators with instantaneous frequencies are formed, these groups in transient mode slightly differ, without violating general synchronism of the system. Such groups are called coherent groups of generators (CGG) [1] (be frequency) or clusters. Coherence can be manifested in short time intervals (rapid coherence) and in long time intervals (slow coherence). For estimation of dynamic characteristics of CGG it is expedient to use groups with slow coherence.

Analysis of transient process (TP) by frequency in case of emergency disconnection of 1 GW unit of Zaporizhia NPP determined three coherent groups of generators in UES of Ukraine (Fig. 3). The composition of CGG is mainly stipulated by the structure of couplings of EPS elements and does not depend on the type and place of the disturbance, if this disturbance does not change the basic structure of system couplings.

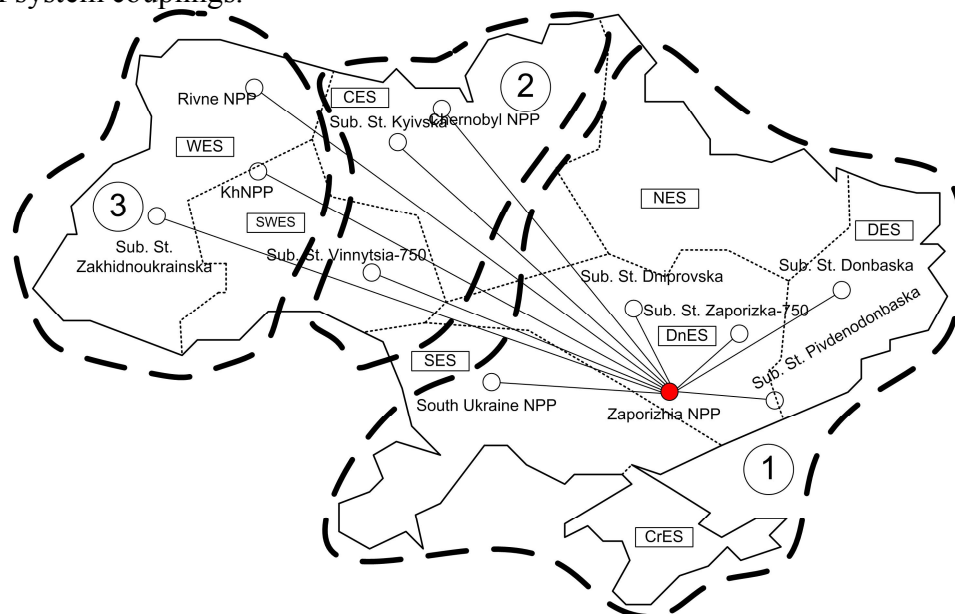


Fig. 3. Coherent groups of generators in case of disconnection of the unit at Zaporizhia NPP

Characteristic instantaneous frequencies of the clusters are called frequencies of inertia centers. The problem of determination of inertia centre frequency according to the STPM data is reduced to filtration of intersystem oscillations [3] by the approximation of transient processes curves, applying the method of least squares, Fourier filtration or wavelet filtration.

For determination of the frequencies of clusters inertia centers filtration, applying the methods of discrete wavelet transformation (DWT) [4] and Fourier transform, taking into account possible absence of STPM data on all the generators of the group, was carried out (Fig. 4).

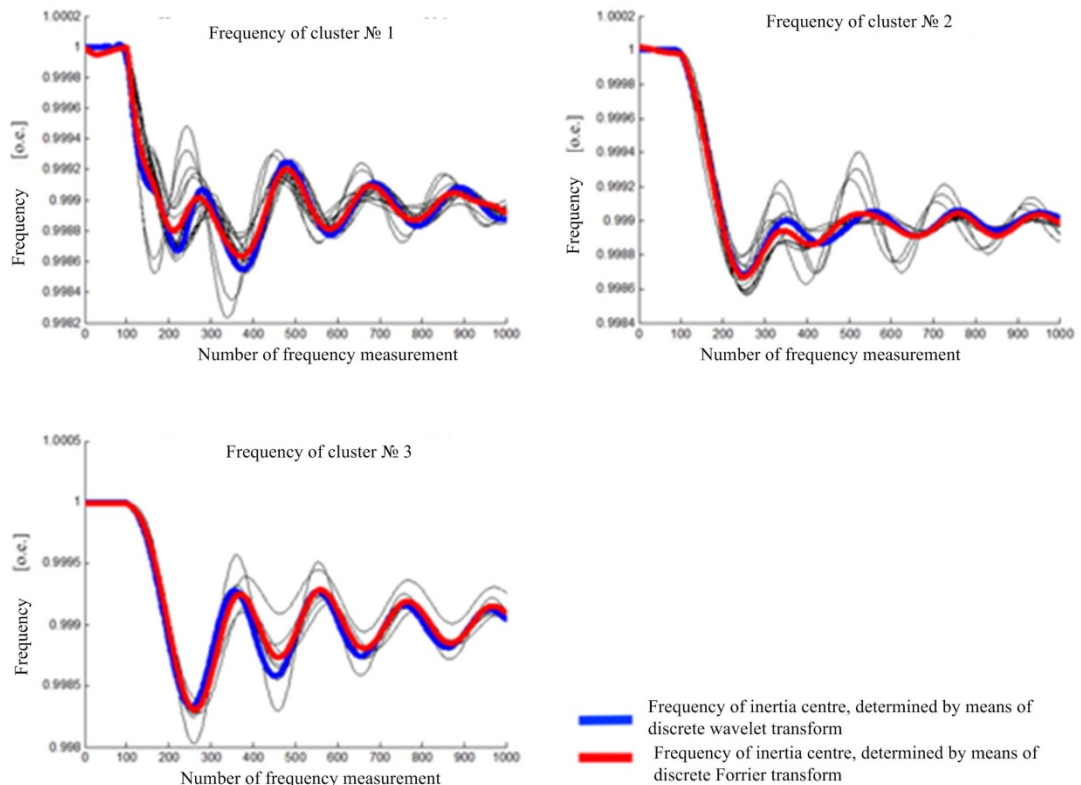


Fig. 4. Frequencies of inertia centers of three clusters in case of disturbance and Zaporizhia NPP

Absence of STPM data regarding all the generators of the group was compensated by valuation of spectral power of generators oscillations in coherent groups. Thus, oscillations with different amplitude but opposite phase (internal oscillations of CGG) in case of reverse transformation of Fourier spectra into oscillations signals will be completely compensated.

As it was mentioned above, initial distribution of the imbalance in EPS occurs according to the value of electric distance to PIO. Determination of electrical distance from generators to PIO is expedient to perform by reducing graph model of flux distribution in steady-state modes (Fig. 5). Direct proportional relation between equivalent conductances to the place of disturbance determines the imbalance distribution by generators.

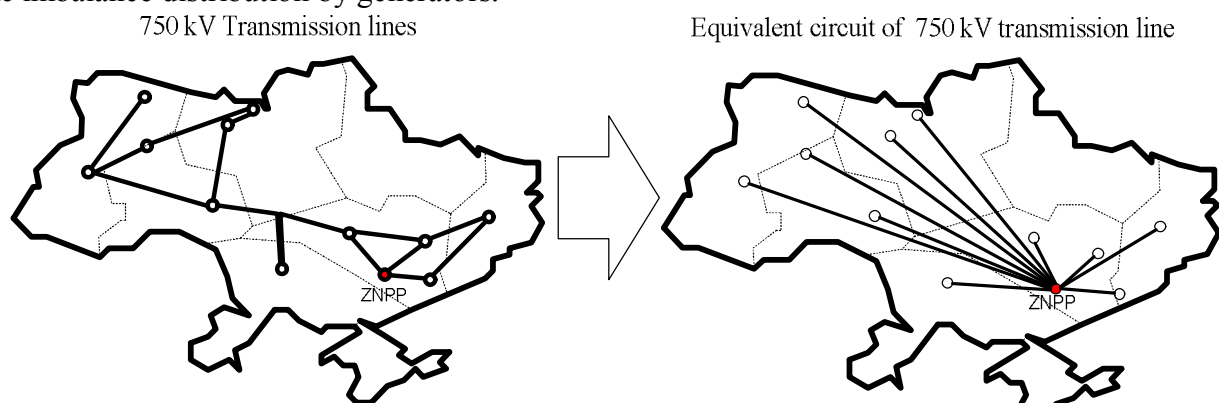


Fig. 5. Electrical distance to the place of imbalance origin at Zaporizhia NPP

Generators, having smaller input resistance relatively the place of disturbance, take greater part of imbalance load. The obtained distribution of load power corresponds to the component $P_{prec_i} - Pel_i = Pa_i$ of the model (1).

Thus, having determined all the necessary components of dynamic equation, the value of inertia constant of CGG equivalent generator [5, 6] is determined by the dependence (3).

$$H_i = \frac{Pa}{2 \cdot S_{rated}} \cdot \frac{\omega_s^2}{\omega_r} \cdot \frac{1}{\frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2}} \quad (3)$$

where S_{rated} – installed power of CGG equivalent generator [MW]; δ – operating angle of CGG equivalent generator [rad]; ω_r – angular frequency of equivalent generator rotor [rad/s]; ω_s – synchronous angular frequency of equivalent generator rotor [rad/s]; H_i inertia constant of equivalent generator [s].

As it was mentioned above, the rate of EPS frequency change during the first seconds after the disturbance is determined by the value of the stored kinetic energy of the system. The system with high inertia has low rate of change and higher frequency minimum as the systems of primary regulation of turbine frequency have more time for activation. If the frequency is below certain critical level, automatic devices switch renewable sources of energy into autonomous operation, that, in its turn, will lead to further loading of the operation mode, frequency decrease and, in worse case, to system failure. It was determined experimentally [7], that in case of considerable disturbances, increased levels of frequency change rate with increased levels of wind generation, not all the generators (wind and synchronous) could remain in synchronism with the grid (dynamic stability is violated).

Research showed [7], that considerable disturbances in great cluster of wind electric stations (WES) can be caused by switching of WES into autonomous operation, that creates large imbalance of active power in the system. This can lead to more serious failure, if WES are not connected to the network and restore the generation of active power.

Thus, the solution of given problem is either in decreasing frequency change rate or in of speed increase of primary regulators of power. However, decrease of frequency change rate or increase of kinetic energy store of rotating masses is considered as more flexible and economically efficient solution [7].

Inertia response and modeling of system inertia change processes

Rotating parts of the units, connected to EPS, accumulate kinetic energy, that is released during frequency change in the system. Increase of synchronous machine power in the first seconds of transient mode (inertia response) ΔP_i is the function of inertia constant, installed power of SM, system frequency and is described by the dependence (4).

$$\Delta P_i = H_i \cdot P_i \frac{\partial f_{sys}}{\partial t} \quad (4)$$

where H_i – inertia constant of j^{th} generator [s]; P_i – installed power of the unit [MW]; f_{sys} – system frequency [e. u.].

If KES in generating unit is not available, for instance, in case of solar power plants, it is necessary to provide inertia response of the unit by means of rapid regulation of active power. Controller, providing IR of the generators without KES, is called the controller of virtual inertia (CVI) [7]. In case of SES, the simplest control law for CVI is differential one, by the value $\frac{\partial f_{sys}}{\partial t}$. If generation powers are lost or in case of sudden increase of the load, the power to provide IR by means of SES, is obtained from spinning reserve for load of power station. Nowadays, networking codes, regulating for RSE automatic support of reserves for loading at preset level, are developed [8]. Reserves for off-loading for solar electric stations [SES] correspond to current power of the station and are used by CVI, for instance, while disconnection of powerful transmission lines, that is equivalent to load loss in EPS. Taking into account the above-mentioned, the structure of differential CVI in the system of SPP control has been developed (Fig. 6).

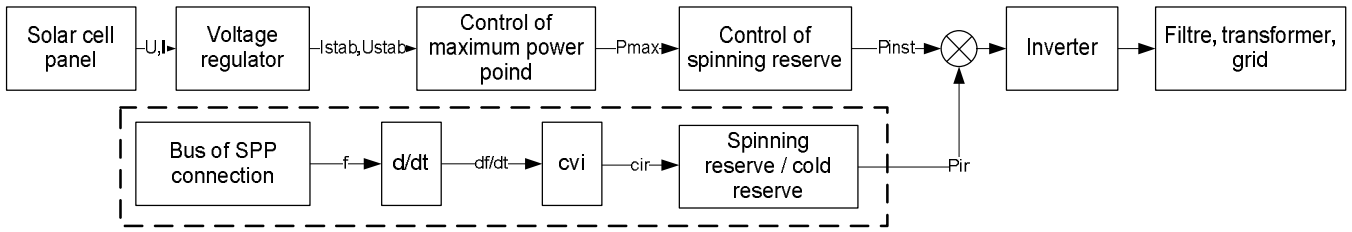


Fig. 6. Differential controller of virtual inertia in the structure of SES

Main parameter, determining the value of CVI IR is the coefficient of virtual inertia k_{vi} , making part of the controller as proportional unit (Fig. 6). Power of inertia response P_{ir} is formed, taking into account the sign $\frac{\partial f_{sys}}{\partial t}$ and available on-line reserves.

For investigation of the character of transient processes while the change of inertia value of PS as a result of substitution of considerable share of synchronous generators by RSE, 4 node test circuit, shown in Fig. 7 is used. All synchronous generators, used in the model, have the same power (100 MW) and inertia constant H_i (8 s), total inertia constant of the network section changed from 32 s (Fig. 7 a) to 16 s (Fig. 7 b).

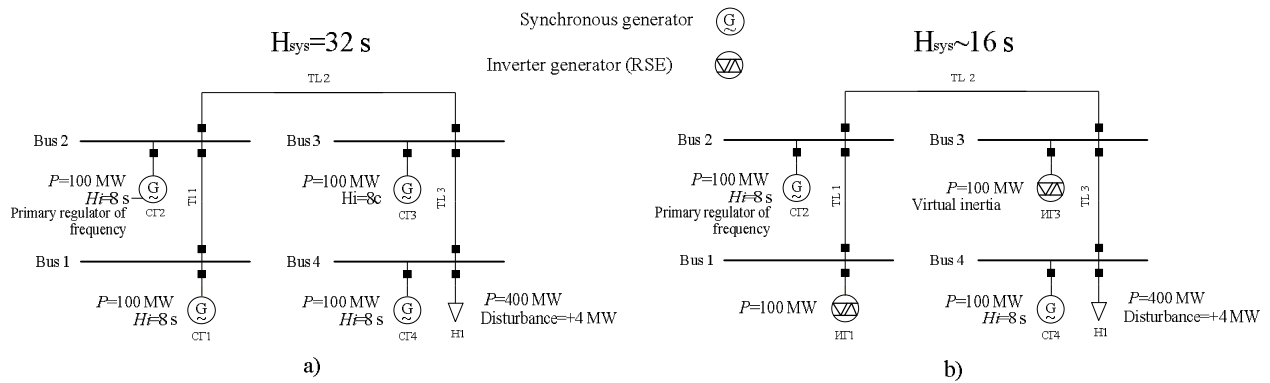


Fig. 7. Test circuit for study the impact of inertia constant on the character of transient process by frequency

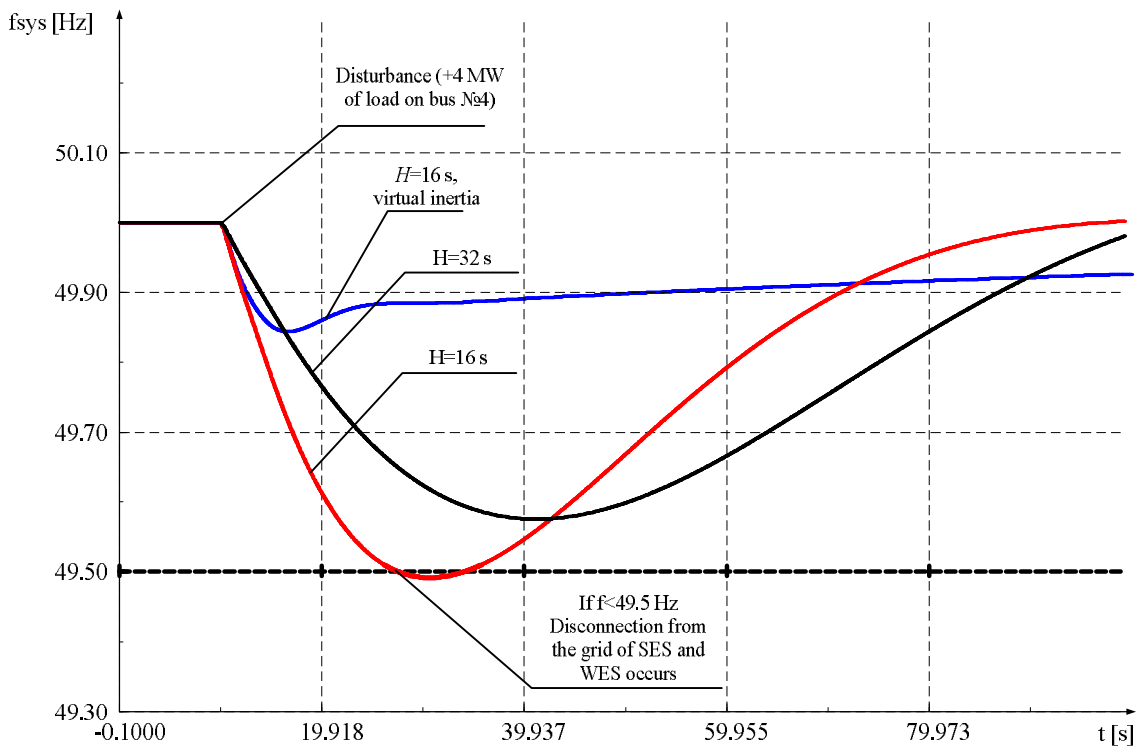


Fig. 8. Results of disturbance simulation on the bus №4 at various inertia constants of the system

Disturbance in EPS was introduced at the bus №4 (+ 4 MW), the results of frequency calculation in transient mode are given in Fig. 8.

The analysis of the obtained results showed considerable change of frequency deviation from 49.56 Hz ($\Delta f = 0.44$ Hz) in case of absence of RSE with inverter connection to the frequency 49.49 Hz ($\Delta f = 0.51$ Hz) if the number of connected synchronous generators is decreased by 50% (with their equivalent replacement for RSE with inverter connection (IG1, IG3)). It is important to note, that according to networking codes of European EPS frequency deviation for more than 0.5 Hz from nominal leads to disconnection of solar and wind power plants from the grid, that may cause deficit of power [8]. When CVI is used frequency deviation decreased 3 times ($\Delta f = 0.159$ Hz), that prevented the disconnection of generating powers.

Conclusions

Method of estimation of kinetic energy store of coherent groups of generators and EPS on the base of SMTP is suggested in the paper. For determination of initial distribution of imbalance it was suggested to use the data of flux distribution graph model, that enables to determine input resistances of EPS generators relatively the place of imbalance origin.

On the example of transient mode data in case of disturbance at Zaporizhia NPP according to SMTP data, filtration of internal oscillations of CGG is carried out, frequency forms of CGG inertia centers of UES of Ukraine are determined.

The research carried out, showed the necessity of solving the problem of decreasing the levels of kinetic energy store of electric power system in case of RSE integration. Further introduction of RSE must be accompanied with the development of efficient methods, aimed to provide inertia response for main types of renewable sources of energy. For RSE with inverter connection the efficiency of CVI usage to provide IR is showed. For optimization of transient process quality by the frequency of IR from CVI must be coordinated with dynamic properties of EPS and operation of already existing system of automatic control.

REFERENCES

1. Rodriguez C. Dynamic stability of grid-connected photovoltaic systems / C. Rodriguez, G. A. J. Amaratunga // In Power Engineering Society General Meeting. IEEE. – 2004. – P. 2193 – 2199.
2. Wesenbeeck M. Van Grid Tied Converter with Virtual Kinetic Storage / M. Van Wesenbeeck, S. De Haan, P. Varela, K. Visscher // Power Tech. IEEE Bucharest, Bucharest. – 2009. – 28 June – 2 July 2009. – P. 1 – 7.
3. Буткевич О. Ф. Деякі аспекти моніторингу низькочастотних коливань режимних параметрів енергооб'єднань / О. Ф. Буткевич, В. В. Чижевський // Праці Інституту електродинаміки НАН України : зб. наук. праць. Спец. вип. – 2010. – С. 72 – 77.
4. Avdakovic S. Wavelet transform applications in power system dynamics / S. Avdakovic, A. Nuhanovic, M. Kusljagic, M. Music // Electric Power Systems Research. – 2012. – № 83 (1). – P. 237 – 245.
5. Inoue T. Estimation of power system inertia constant and capacity of spinning-reserve support generators using measured frequency transients / T. Inoue, H. Taniguchi, Y. Ikeguchi, K. Yoshida // IEEE Trans. Power Syst. – Feb. 1997. – vol. 12, no. 1. – P. 136 – 143.
6. Chassin D. P. Estimation of WECC system inertia using observed frequency transients / D. P. Chassin, Z. Huang, M. K. Donnelly, C. Hassler, E. Ramirez, C. Ray // IEEE Trans. Power Syst. – 2005. – vol. 2, no. 2. – P. 1.190 – 1.192.
7. Ciapessoni E. Renewable power integration in Sicily: Frequency stability issues and possible countermeasures / E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Gatti, A. Pitto // Bulk Power System Dynamics and Control-IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid (IREP). IREP Symposium. – 2013. – P. 1 – 7.
8. Yazdani A. A control methodology and characterization of dynamics for a photovoltaic (PV) system interfaced with a distribution network / A. Yazdani, P. P. Dash // Power Delivery, IEEE Transactions. – 2009. – № 24 (3). P. 1538 – 1551.

Yandulskyi Olexander – Dc. Sc. (Eng.), Professor, Dean of the Department of Electric Power Engineering and Automation, tel.: (044) 236-41-11.

Marchenko Anatoliy – Cand. Sc. (Eng.), Assistant Professor with the Department of Energy Systems Automation, tel.: (044) 454-93-08.

Nesterko Artem – Assistant with the Department of Energy Systems Automation, tel./f.: (044) 406-82-36, e-mail: nesterko@fea.kpi.ua.

National Technical University of Ukraine «Kyiv Polytechnical Institute».