

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ СИСТЕМНОГО СТАБІЛІЗАТОРА ПОТУЖНОСТІ НА СТІЙКІСТЬ РОБОТИ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Марченко А.А., к.т.н., доцент, Лютер А.О., магістрант

КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра автоматизації енергосистем

Вступ. Синхронні генератори відіграють ключову роль в енергетичних системах, забезпечуючи левову частку генерації електричної енергії. Їх стійка робота є критично важливою для безперебійного електропостачання. Одним з факторів, що впливають на стійкість енергосистем, є низькочастотні коливання (НЧК), які можуть виникати через зміни навантаження, короткі замикання або зміни топології мереж. Збільшення частки відновлюваних джерел енергії, що мають нестабільний характер, посилює проблему НЧК.

Найпоширенішим методом демпфування НЧК є використання системних стабілізаторів потужності (англ. Power System Stabilizer – PSS). Вдосконалення PSS робить їх більш доступними та практичними, пропонуючи ефективний спосіб для забезпечення стійкості роботи синхронних генераторів. Незважаючи на значний прогрес у цій галузі, все ще існує потреба в дослідженнях впливу PSS на стійкість роботи синхронних генераторів [1].

Мета роботи. Метою статті є дослідження впливу системного стабілізатора потужності типу PSS1A на стійкість роботи синхронного генератора паралельно з мережею, в аварійному та післяаварійному режимах.

Матеріали та результати досліджень. Дослідження роботи синхронного генератора в аварійному і післяаварійному режимах, та вплив PSS на стійкість роботи буде проводитись на модифікованій стандартній схемі з прикладів бібліотеки моделювання Simulink комплексу Matlab [2]. На рис. 1 зображена досліджувана система, до складу якої входять:

- Блок генератор-трансформатор, генерованою потужністю 200 МВА на напругу 220 кВ;
- Блоки навантажень власних потреб та потреб споживачів;
- Зовнішня енергосистема нескінченної потужності;
- Блок симуляції трифазного КЗ;
- Система автоматичного регулювання збудження синхронного генератора (АРЗ СГ);
- Турбіна блоку;
- Пристрій ідентифікації НЧК
- Системний стабілізатор.

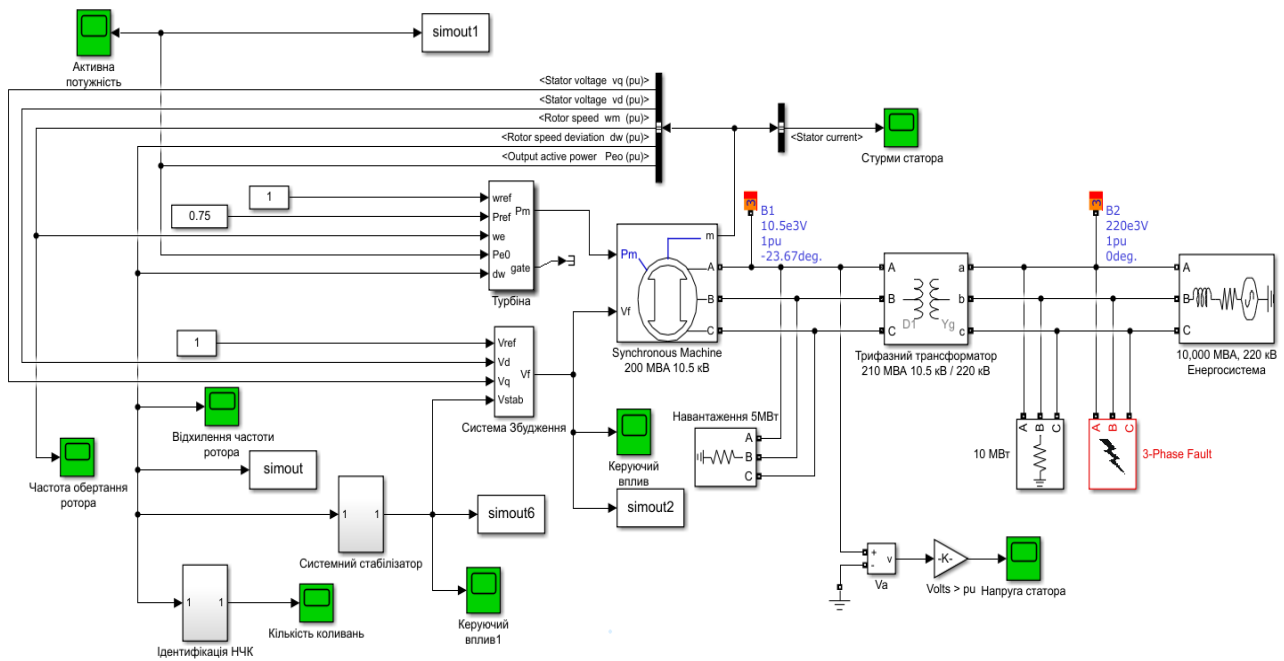


Рисунок 1 – Модель досліджуваної системи

Модифікація моделі полягає в додаванні розробленого пристрою ідентифікації низькочастотних коливань, який за виявлення встановленої кількості НЧК недопустимої амплітуди в післяаварійному режимі, з визначеною витримкою часу, показує підключення сигналу з системного стабілізатора потужності в додатковий канал системи АРЗ СГ.

В досліджуваній системі використовується системний стабілізатор типу PSS1A, який за своєю природою є стабілізатором на основі швидкості обертання ротора [3]. В якості вхідного сигналу стабілізатора використовується відхилення куткової швидкості обертання ротора. Головним недоліком такого типу є те, що вхідний сигнал швидкості може містити велику кількість перешкод, що може спричинити дестабілізуючий ефект [4]. Структурна схема Speed-based PSS та схема використовуваного стабілізатора типу PSS1A зображені на рис. 2 та рис. 3, відповідно.



Рисунок 2 – Структурна схема Speed-based PSS

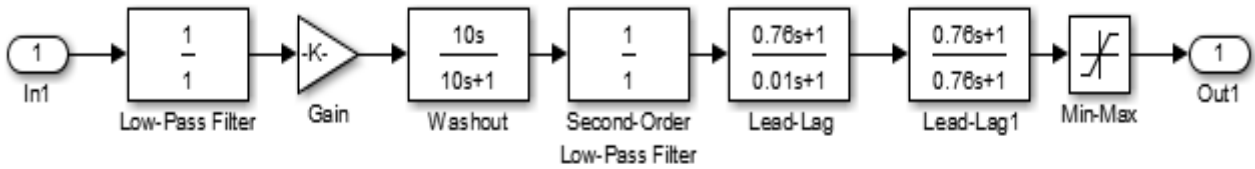


Рисунок 3 – Структурна схема стабілізатора PSS1A

Моделювання проводитиметься для режиму роботи системи після усунення трифазного КЗ в мережі. Планом моделювання є наступна послідовність режимів:

- 1) Нормальний режим роботи генератора (0 – 0,5 с);
 - 2) Виникнення та протікання трифазного КЗ (0,5 – 0,6 с);
 - 3) Післяаварійний режим з ідентифікацією та усуненням НЧК (0,6 – 1 с).
- Загальний час моделювання становить 4 с.

Результати моделювання для систем без PSS та з його використанням наведені на рис. 4 – 6.

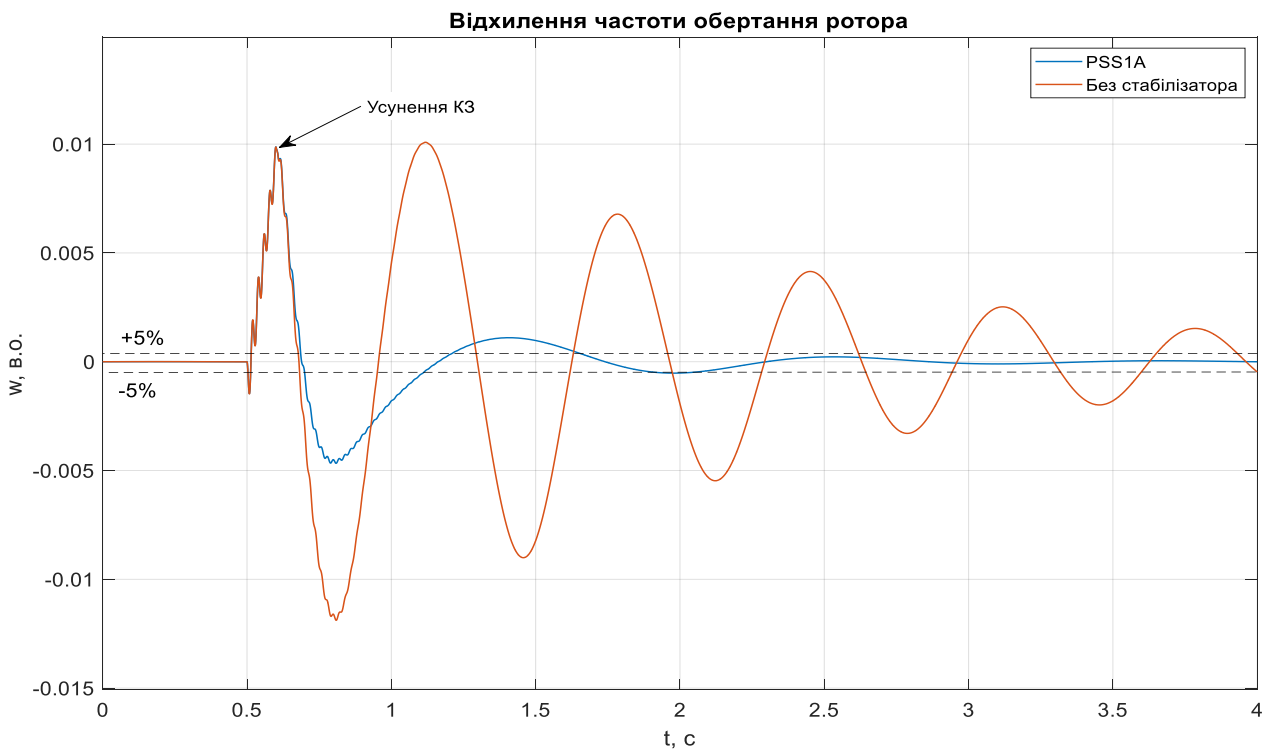


Рисунок 4 – Перехідні процеси відхилення кутової частоти обертання ротора

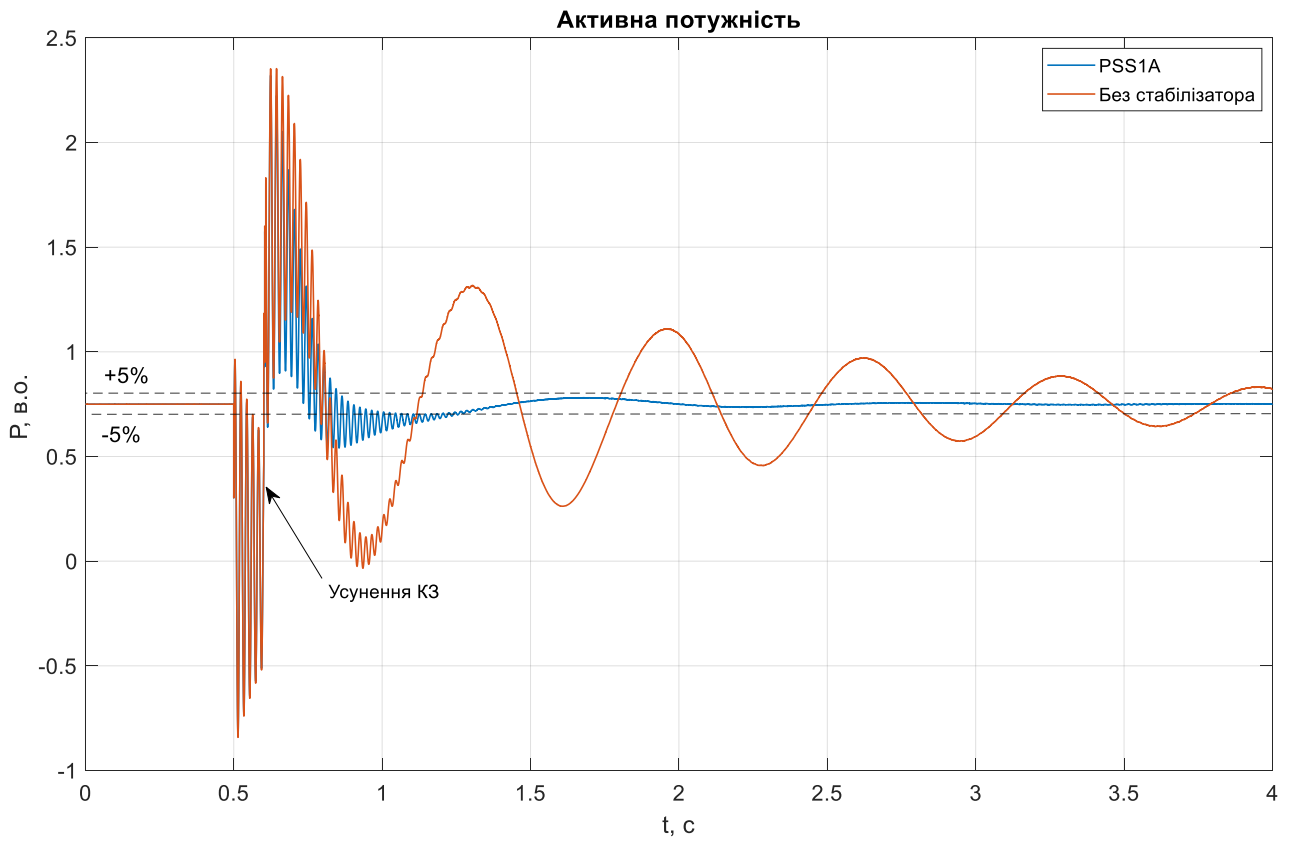


Рисунок 5 – Перехідні процеси активної потужності генератора

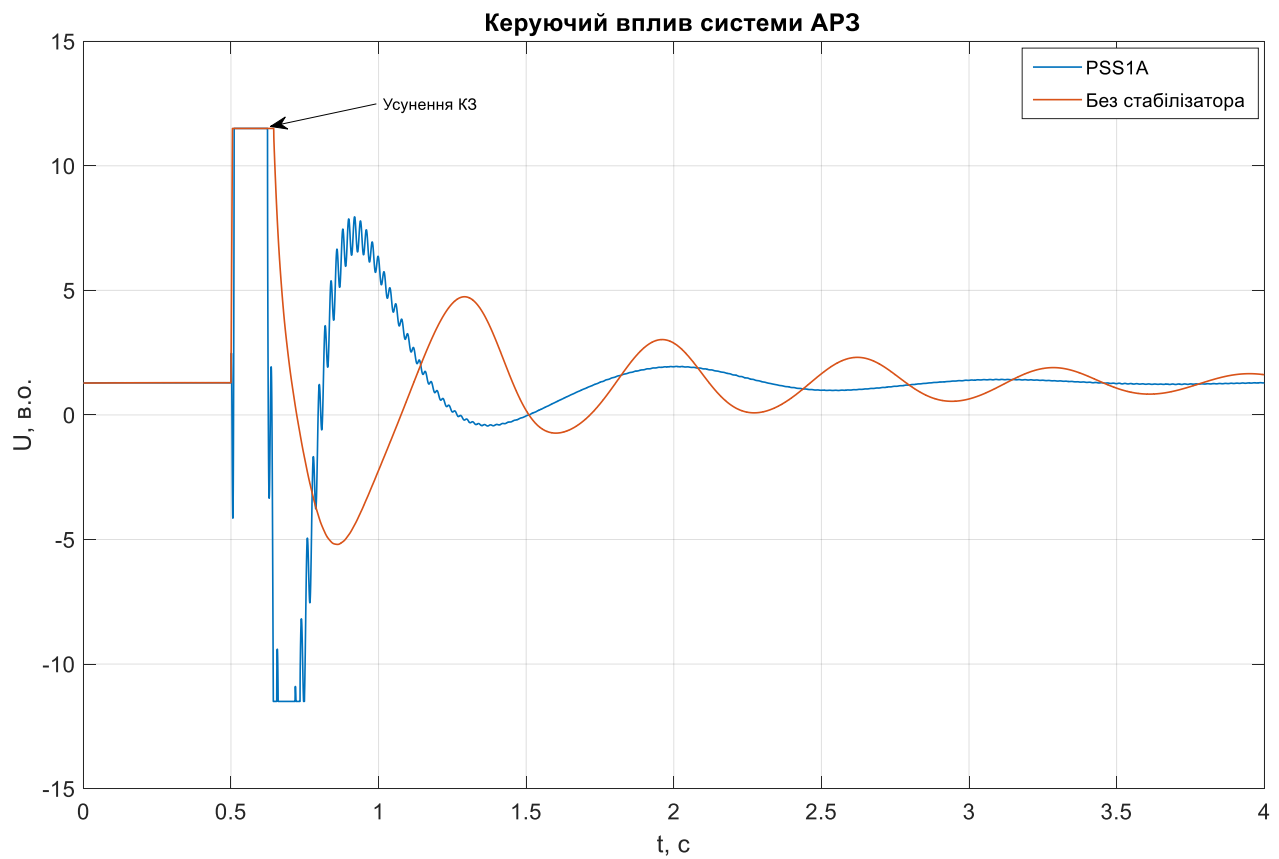


Рисунок 6 – Перехідні процеси керуючого впливу системи АРЗ СГ

На рис. 4 спостерігаємо що при використанні системного стабілізатора, відхилення кутової частоти обертання ротора повертається до допустимих меж $-5\% \dots 5\%$ вже через секунду після усунення короткого замикання. Для випадку системи без використання стабілізатора, вищезгаданий показник повертається до допустимих значень вже після кінця моделювання.

Перехідний процес генерованої активної потужності, зображений на рис. 5, показує близькі результати. Головною відмінністю доповненої моделі є значене зменшення перерегулювання перехідного процесу протягом першої секунди з моменту збурення, в порівнянні з системою зі стандартним комплексом АРЗ.

Зображений на рис. 6 перехідний процес керуючого впливу показує різкий «стрибок» сигналу в область від'ємних значень в момент виникнення КЗ, пов'язаний з високим рівнем швидкодії стабілізатора. В подальшому, ця швидкодія дозволяє зменшити час повернення параметрів генерації до показників усталеного режиму, та відповідно, мінімізувати необхідний керуючий вплив.

Висновки: Аналізуючи графіки перехідних процесів відхилення кутової швидкості обертання ротора, генерованої активної потужності та сигналу керуючого впливу системи АРЗ СГ, можемо стверджувати про значне підвищення стійкості системи у відповідь на збурення.

Варто зазначити, що використання системного стабілізатора при виявленні НЧК в аварійному і післяаварійному режимах, дозволило збільшити не тільки стійкість системи, а й швидкість її реакції на збурення та повернення до усталеного режиму, наближеного до початкового. При цьому, помітне значне зменшення перерегулювання в перехідних процесах відхилення кутової частоти обертання та активної потужності. Вказана зміна має позитивний вплив на зносостійкість та термін експлуатації, як рухомих обертових мас генератора-турбіни, так і статичних електромагнітних елементів та силової електроніки.

Підсумовуючи, можемо стверджувати про доцільність використання системних стабілізаторів типу PSS1A для підвищення стабільності та стійкості електроенергетичних систем в аварійних та післяаварійних режимах роботи.

Перелік посилань

1. Марченко А. А. Засоби підвищення стійкості систем електропостачання з відновлюваними джерелами енергії / В. С. Гулий, А. О. Лютер // XXV Міжнародна науково-практична конференція «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» Україна. Київ. 22–24.05.2024 / Інститут відновлюваної енергетики НАНУ— Київ, 2024. — С. 188—190.

2. Simulink. Model-Based and System-Based Design. Using Simulink. The Math Works, Inc. USA, 2002.

3. Report, IEEE Committee. "Excitation system models for power system stability studies." *IEEE Transactions on power apparatus and systems* 2 (1981): 494-509.

4. Kundur P.S. Power System Stability and Control // McGraw-Hill Professional. – 1994. – 1176 p.