

# ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ ШВИДКОСТІ ОБЕРТАННЯ ГІДРОАГРЕГАТУ

Марченко А.А., к.т.н., доцент, Майкович І.В., студентка  
КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра автоматизації енергосистем

**Вступ.** Автоматичне регулювання частоти відіграє визначальну роль у забезпеченні споживачів електричною енергією належної якості, а також надійності функціонування електроенергетичних систем. На агрегатному рівні підтримання частоти здійснюється шляхом впуску в турбіну води. Регулювання об'єму води, що надходить до турбіни, здійснюється водоприймачем та затвором навколо периферії турбіни. У разі зниження частоти система управління діє на завантаження турбіни (тобто збільшення потоку води), а при збільшенні частоти – на розвантаження. Системи управління та моделювання гідроелектростанцій в основному оснащені численними зворотними зв'язками, а також сучасними системами управління, такими, як нелінійна логіка та ПД-регулятор, що покращує їхні характеристики.

Автоматичні пристрої системи управління ГЕС мають забезпечувати:

- дистанційний або автоматичний пуск агрегату;
- підтримання встановленого рівня швидкості обертання та напруги;
- контроль роботи основних вузлів агрегату;
- дистанційну та аварійну зупинку обладнання.

**Мета роботи.** Створення системи управління гідроагрегату та дослідження режиму роботи при паралельній роботі з еквівалентом енергосистеми.

**Матеріали та результати дослідження.** На рис. 1 зображено основні компоненти гідроелектростанції: водозливна гребля, турбіна, генератор, затвір.  $H$  – висота верхнього б'єфу,  $U$  – об'єм води, що проходить через водозливну греблю,  $L$  – довжина водозливної греблі.

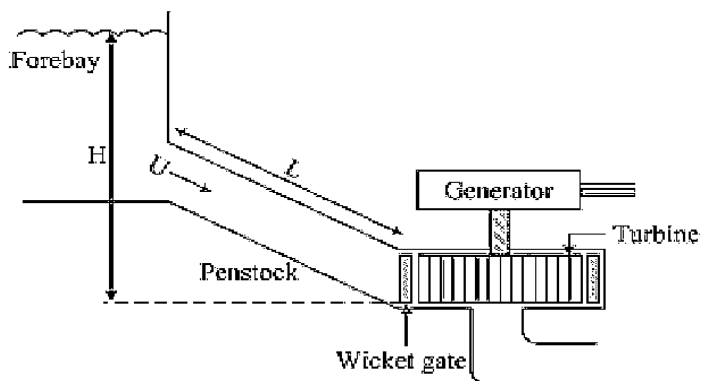


Рисунок 1 – Схема гідроелектростанції

Виходячи з аналізу рис. 1 та літературного огляду, [1] гідравлічну турбіну можна змодельовати нелінійною системою, показаною на рис. 2.

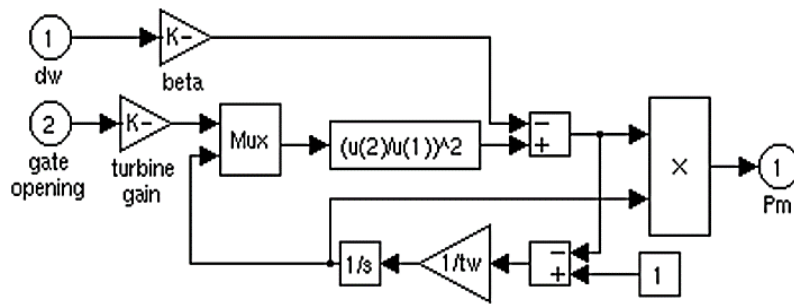


Рисунок 2 – Нелінійна модель гідротурбіни

Для регулювання потоку води, який потрапляє на лопаті турбіни, використовують напрямний апарат, який дозволяє змінювати швидкість обертання гідроагрегату. Для створення системи управління швидкістю гідротурбіни до моделі нелінійної гідравлічної турбіни, зображеної на рис. 2 включено блочний регулятор, гідротурбіну та систему регулювання ПІД-регулятором, як показано на рис. 3 [1].

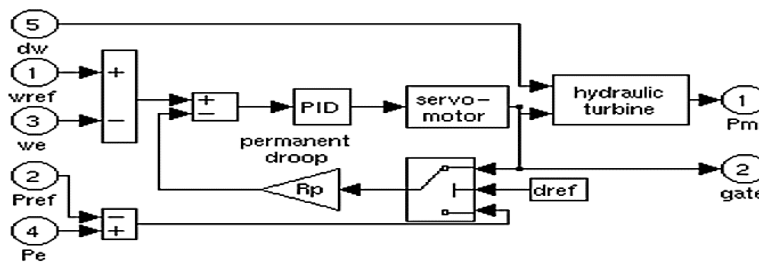


Рисунок 3 – Система управління швидкістю гідротурбіни

Система управління швидкістю гідротурбіни подає сигнал на двигун затвору водоприймача, який, в свою чергу, піднімається чи опускається, чим регулює кількість води, яка проходить до лопатей турбіни. Даний блок моделюється системою другого порядку, показаною на рис. 4 [2].

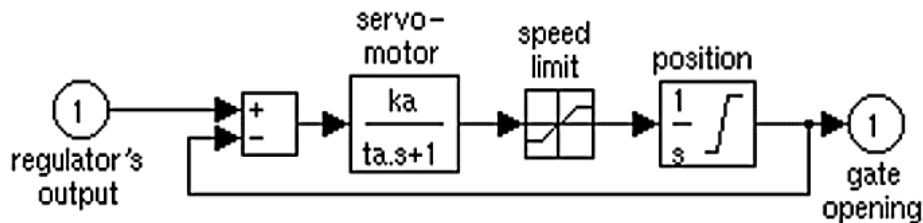


Рисунок 4 – Модель двигуна затвору водоприймача

З огляду на всі компоненти, описані раніше на рис. 3-4, створено тестову модель агрегату ГЕС з регулятором рис. 5 у середовищі Matlab / Simulink. До її складу входять гідравлічна турбіна з регулятором, генератор, трансформатор, навантаження та еквівалент енергосистеми. Регулювання швидкості обертання

виконуються за допомогою ПД-регулятора [3]. Оптимальні параметри регулятора можна отримати, використовуючи критерії оптимальності [4]. Трифазне коротке замикання створюється блоком емуляції. В моделі використовується трифазний генератор потужністю 200 МВА, з гідравлічною турбіною, номінальною швидкістю якої 115,4 об. / хв. Генератор підключено до мережі 110 кВ через трансформатор потужністю 250 МВА. Дана система живить лінію 110 кВ, на якій імітується навантаження 11 МВт, та 6 МВт.

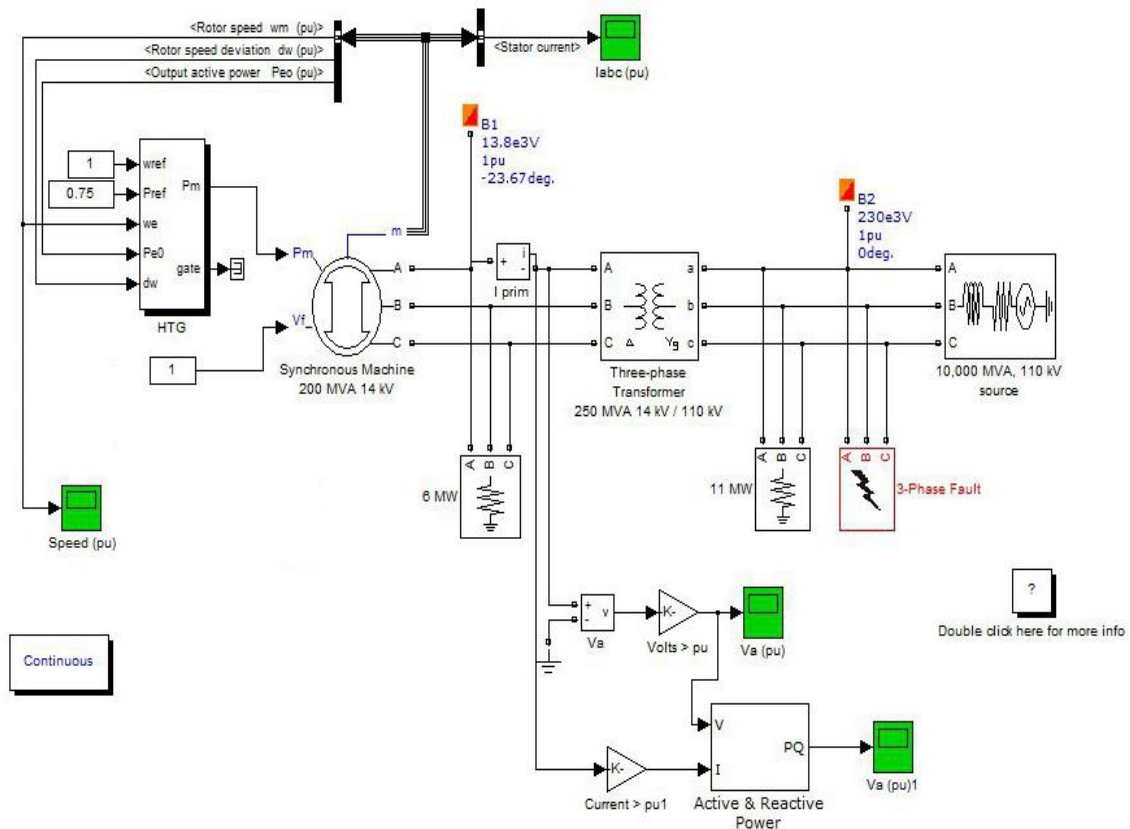


Рисунок 5 – Модель агрегату ГЕС з регулятором в тестовій схемі

При моделюванні системи гідротурбіна-генератор, виконаємо емуляцію короткого замикання в момент часу  $t=0.2\text{с}$ . За результатами моделювання отримано чотири графіки: зміни швидкості обертання, вихідної напруги, реакції виконавчого механізму та активної і реактивної потужності в часі, які наведені на рис. 6-9.

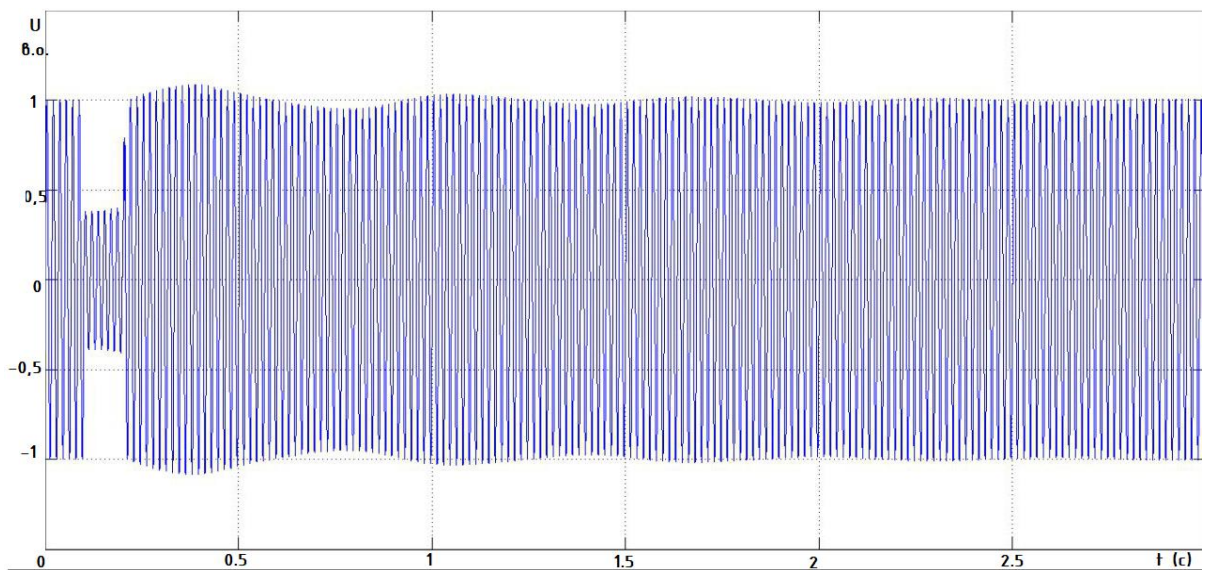


Рисунок 6 – Зміна вихідної напруги

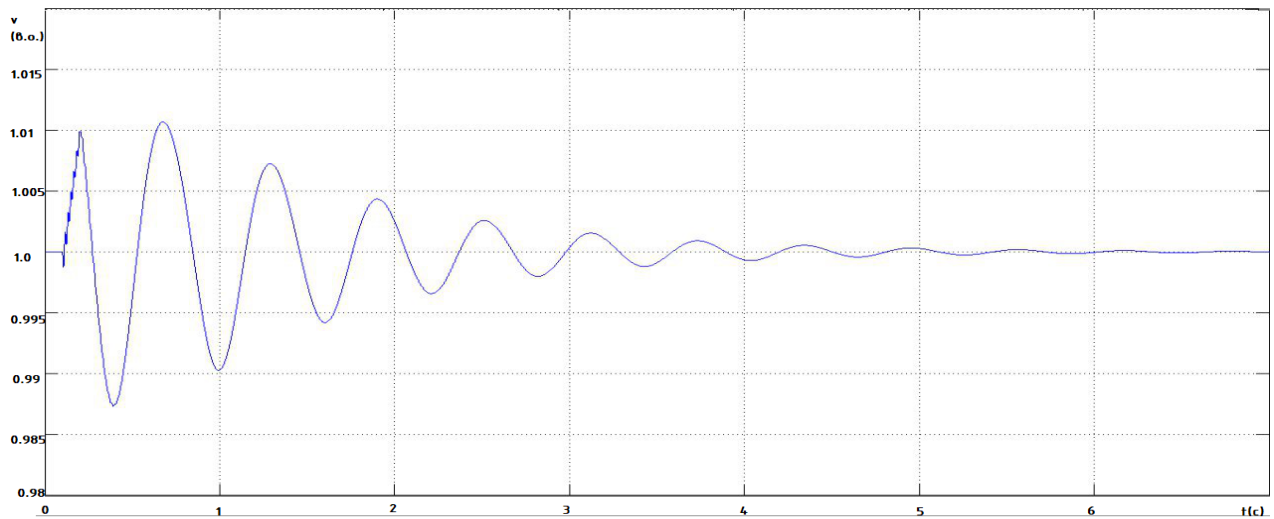


Рисунок 7 – Зміна швидкості

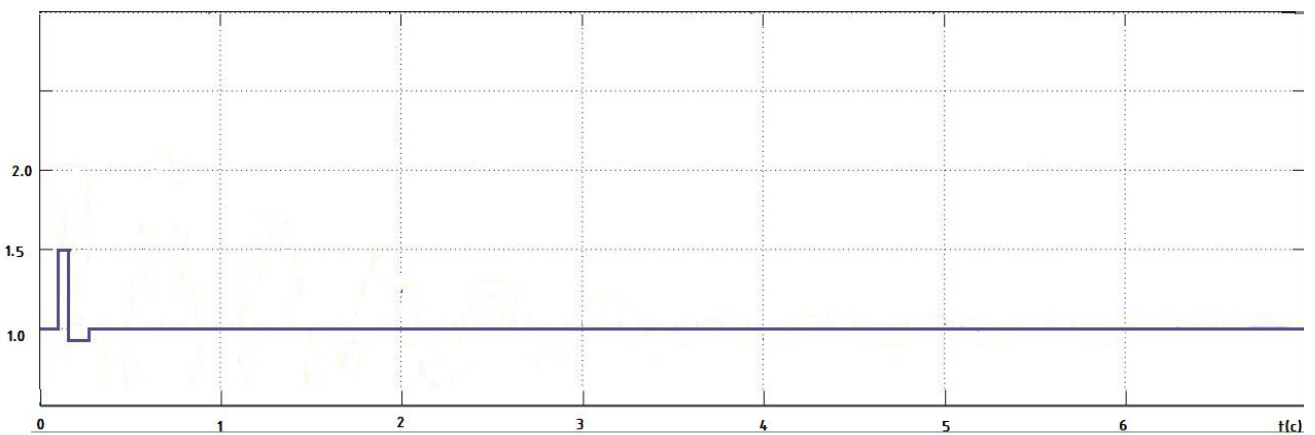


Рисунок 8 – Реакція виконавчого механізму на трифазне коротке замикання

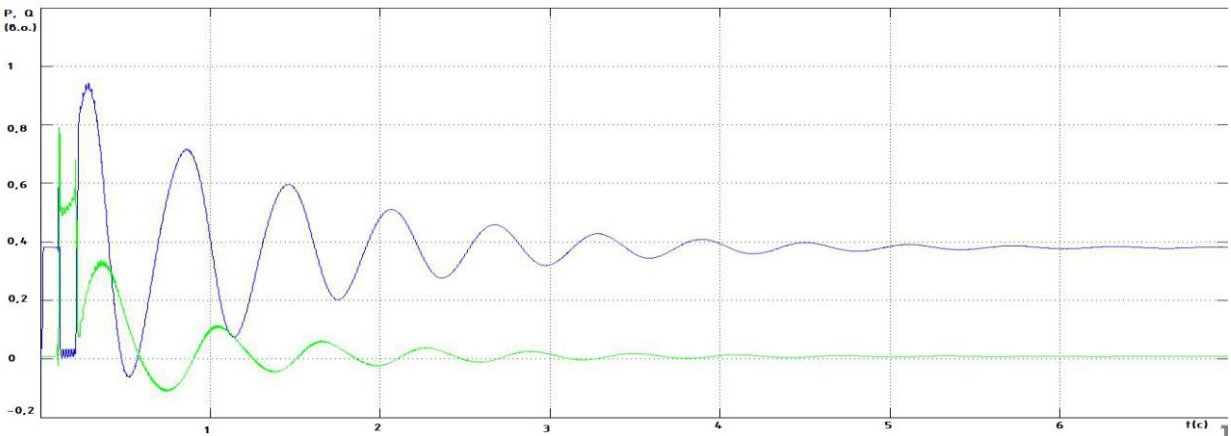


Рисунок 9 – Зміна активної та реактивної потужності

Графіки, які наведені на рис. 6-9 відповідно показують, що до введення збурення система була в стійкому стані з номінальною швидкістю 1 в.о., з вихідною напругою амплітуди 1 в.о.

Коротке замикання тривало близько 0,2 с, тобто на проміжку часу від 0,2 секунди до 0,4 секунди. В момент часу  $t=0.3\text{с}$  спостерігалось значне падіння вихідної напруги, яке становило 0,4 в.о. по амплітуді, натомість, швидкість обертання турбіни підвищилася до 1,01 в.о. Тобто, спостерігається реакція регулятора та виконавчого механізму на збільшення навантаження з метою збільшити швидкість обертання гідротурбіни відкриттям водоприймача. Коливання швидкості та напруги пояснюються швидкістю роботи сервомотора в системі регулювання.

**Висновки.** В ході дослідження виконано моделювання блоку гідроелектростанції в програмному забезпеченні Matlab. За результатом моделювання та аналізу результатів встановлено, що коливальні процеси зміни швидкості обертання турбіни, вихідної напруги, реактивної та активної потужності генератора носять затухаючий характер. Коливальні процеси потужності стабілізуються в допустимих межах за 3с., що показує ефективну роботу регулятора.

#### Перелік посилань

1. Review of Hydropower Plant Models. // International Journal of Computer Applications (0975 – 8887). – 2014. – №18. – С. 1–6.
2. Analysis of the Primary Control System of a Hydropower Plant in Isolated Model. // J. of the Braz. Soc. of Mech. Sci. & Eng.. – 2009. – №1. – С. 5–11.
3. A Mathematical Model and Its Application for Hydro Power Units under Different Operating Conditions [Електронний ресурс] // Energies. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: [www.mdpi.com/journal/energies](http://www.mdpi.com/journal/energies).
4. Яндутьський О.С., Марченко А.А., Хоменко О.В., Мацейко В.В. Оптимізація параметрів системного регулятора для автоматичного регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика». – 2013. - № 2(15). - С. 300-305