

# ОСОБЛИВОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА, ЩО ЗАБЕЗПЕЧУЄ ЖИВЛЕННЯ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ, ІЗОЛЬОВАНОЇ ВІД ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Вінницький національний технічний університет

## Анотація

*В даній роботі досліджуються технічні аспекти, що визначають особливості роботи регуляторів синхронних генераторів в ізолюваному режимі, систему аварійного та резервного скидання навантаження на основі частоти, дизайн системи управління енергопостачанням, включаючи експлуатаційні характеристики турбін, інерційність системи і режими переходу з паралельного режиму в автономний.*

**Ключові слова :** ізолюваний режим, генератор, регулятор обертів, автоматичний регулятор напруги (АРН), автоматичне частотне розвантаження (АЧР), система контролю потужності (СКП), інерція.

## Abstract

*This paper investigates the technical aspects that determine the peculiarities of the operation of synchronous generator regulators in isolated mode, the frequency-based emergency and backup load shedding system, the design of the power supply management system, including the performance characteristics of turbines, system inertia, and modes of transition from parallel to autonomous mode.*

**Keywords :** isolated mode, generator, speed regulator, automatic voltage regulator (AVR), automatic frequency unloading (AFU), power control system (PCS), inertia.

## Вступ

Системи розподіленого генерування в ізолюваних мережах характеризуються своєрідними особливостями, коли мова йде про забезпечення стійкості та ефективного управління. Завдяки низькій інерційності та складній конфігурації, вони потребують впровадження алгоритмів керування потужністю, які використовують різні методи стабілізації напруги та частоти.

Система керування потужністю (СКП) в острівному (ізолюваному режимі) включає в себе регулятор обертів первинного двигуна (наприклад гідрогенератор), автоматичний регулятор напруги, а також систему аварійного та резервного скидання навантаження на основі частоти (АЧР) для компенсації великих збоїв у роботі генерування та ліній електропередачі.

Фундаментальні технічні особливості ізолюваної системи визначаються частотою та напругою. Частота визначається швидкістю обертання валу генератора, в той час як напруга залежить від зміни магнітного потоку через обмотки статора генератора при обертанні ротора генератора.

Частота генератора залежить від балансу між тиском і швидкістю потоку води, що протікає через турбіну, і величиною електричного навантаження. В умовах ізолюваної міні-гідроелектростанції часто трапляються раптові зміни навантаження або ресурсів генерування в системі, які можуть призвести до підвищення або зниження частоти. У таких системах регулювання частоти здійснюється одним з двох способів. Перший спосіб - це використання механічного регулятора, який поступово відкриває клапан подачі води для збільшення потоку в той момент, коли відбувається зниження частоти, і поступово закриває клапан, коли частота зростає. Контур негативного зворотного зв'язку підтримує частоту досить постійною за більшості умов.

Другий спосіб – це поступове збільшення навантаження, генератор можна сповільнити, поки він не досягне точної швидкості (в об/хв) для належної частоти змінного струму [1].

Всі види регулювання частоти мало чим можуть допомогти в ситуації, коли навантаження перевищує генеруючу потужність джерела - на жаль, це поширене явище в багатьох міні-мережах у країнах, що розвиваються. Якщо навантаження перевищує генеруючу потужність, генератор сповільнюється, частота падає, і, як правило, настає відключення. Більш досконалі системи енергопостачання використовують автоматичні реле, які відключають навантаження, коли частота починає падати (системи автоматичного частотного розвантаження).

### Особливості роботи в ізольованій мережі (проблеми з інерцією)

Оскільки інерційність ізольованої системи є відносно низькою порівняно з енергосистемою, збурення в системі матиме більший вплив на частоту системи. Рівняння (1) представляє зв'язок інерції з частотою в синхронній машині.

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (1)$$

де

$J$  - сумарний момент інерції;

$\omega_m$  - кутова швидкість ротора;

$T_m$  - механічний момент;

$T_e$  - електричний момент;

Рівняння (1) показує, що швидкість зміни частоти ( $df/dt$ ), або кутове прискорення, обернено пропорційне інерції. Чим менша інерція, тим більша швидкість зміни частоти при заданому дисбалансі моменту.

Для випадків, пов'язаних зі скиданням навантаження, дисбаланс крутного моменту, спричинений втратою одиниці генерування, описується рівнянням (2).

$$\left( \frac{P_m - P_e}{\omega} \right) = T_m - T_e \quad (2)$$

Сумарний електричний крутний момент приблизно дорівнює механічному моменту в стабільній системі. Втрата генерування призводить до збільшення навантаження на генератор, що залишився, а отже, до збільшення механічного моменту в системі. У момент виникнення збурення механічний момент залишається постійним, доки не почнуть реагувати контролери регулятора швидкості генератора. Ця часова затримка між виникненням події та початком реакції регулятора залежить від параметрів налаштування системи управління регулятором. Відповідно, до того, як регулятори почнуть реагувати, в системі буде присутній гальмівний момент ( $T_a$ ), як показано в (3), і частота почне знижуватись.

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{T_a}{J} \quad (3)$$

Де  $T_a = T_m - T_e$  - чистий гальмівний момент, виникає при сталому навантаженні та зменшенні  $T_m$  відносно  $T_e$ .

З рівняння (3) видно, що інерційність енергосистеми ( $J$ ) впливає на швидкість спаду частоти - чим більша інерційність, тим повільніший спад.

На рис.1, що є результатом комп'ютерного моделювання показано реакцію потужності гідротурбіни  $P_m$  на ступінчасту зміну потужності генератора  $P_e$ .

## Hydro turbine

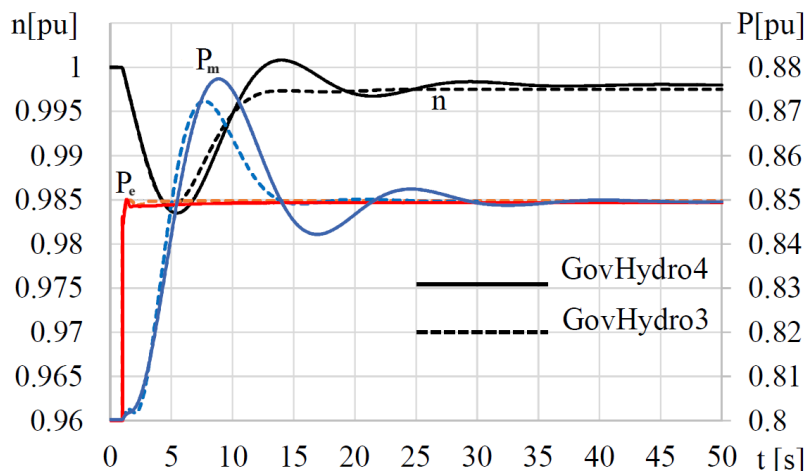


Рисунок 1 – Реакція потужності гідротурбіни на ступінчасту зміну навантаження. GovHydro4 представляє модель гідротурбіни з традиційним механіко-гідрравлічним регулятором, що складається з головного гідрравлічного клапана та сервоприводу. GovHydro3 є спрощенням оригінальної схеми з урахуванням зміни кількох параметрів.  $n$  – швидкість обертання гідротурбіни, де  $n=1$  відповідає номінальному значенню.

Процес регулювання гідротурбіни має найвищий момент інерції (в порівнянні з паровою та газопоршневою турбінами) і, отже, найбільш значне відхилення швидкості [2].

### Представлення структури реалізації ізолюваного режиму

Перехід від паралельної роботи в об'єднаній електричній мережі до ізолюваного режиму роботи вимагає, щоб системою виконувались певні кілька умов, в правильній послідовності і в потрібний час:

1). Система повинна розпізнати ненормальний стан електромережі і відключити автоматичний вимикач (або кілька вимикачів), розташованих у відповідному місці, щоб відокремити генератор та ізолюване навантаження міні-мережі від основної електромережі.

2). Після відключення генератор повинен негайно перейти з "паралельного режиму" в "автономний режим", задіявши засоби керування для регулювання частоти. У випадку гідроенергетичного проекту це може означати ввімкнення регулятора навантаження резистивного баласту або інших засобів, щоб турбіна оберталася з потрібною швидкістю. Може знадобитися негайне перемикання автоматичного регулятора напруги (АРН) генератора для роботи в іншому режимі. Наприклад, якщо при підключенні до електромережі регулятор працював у режимі регулювання коефіцієнта потужності (pfc), його потрібно буде переключити в режим регулювання напруги. На додаток до конфігурації генератора, налаштування різних захисних реле, ймовірно, будуть відрізнятися в автономному режимі, або будуть використовуватися окремі реле, оскільки струм КЗ генераторів малої потужності зазвичай менший, ніж в генераторів великої потужності в основній мережі, і допуски на напругу або частоту можуть бути ширшими в автономному режимі.

3). Системою контролю потужності (СКП) має бути проведений аналіз та визначений порядок дій щодо відключення реклоузерів в разі пониження частоти (ЗПЧ  $<$ ) та їх налаштування таким чином, щоб контроль здійснювався не лише по відхиленню частоти  $\Delta f$ , а й по швидкості зміни частоти  $\frac{df}{dt}$ . Таким чином можна точніше регулювати величину навантаження в залежності від частоти та потужності ГЕС, яка є маломаневреною.

4). Система повинна продовжувати відслідковувати лінійну напругу в основній мережі, і коли живлення мережі повертається до стабільних умов, надати можливість повторного підключення до ОЕС. Перед повторним підключенням генератор, що працює в острівному режимі повинен бути синхронізованим з основною мережею.

### Висновки

Найбільш економічним способом підвищення стійкості системи є збалансування співвідношення між навантаженням та виробництвом енергії (шляхом регулювання навантаження), що допомагає мінімізувати вплив збурень на енергосистему. Також використання високошвидкісних регуляторів і турбін з швидким часом реакції є ще одним методом стабілізації роботи генератора в ізолюваному режимі. Однак, надто чутливо налаштований регулятор може завдати шкоди системі створюючи перерегулювання та викликаючи повторні збурення системи. Щоб запобігти виходу частоти за межі стабільності внаслідок втрати генерування, динамічне високошвидкісне скидання навантаження стає важливим рішенням. Якщо навантаження перевищує генерування через неочікувані збої в енергосистемі, система швидкісного маневрування реагує на це, вимикаючи заздалегідь розраховану кількість навантаження, що дозволяє системі підтримувати баланс між генеруванням та навантаженням, мінімізуючи вплив на процеси в енергосистемі.

### СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Greacen, C. (2013), “A Guidebook on Grid Interconnection and Islanded Operation of Mini-Grid Power Systems Up to 200 kW”, Lawrence Berkeley National Laboratory;
2. Maslo K., Naba T. (2018), “Compatibility of turbine models for stability studies”, 2018 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), DOI: 10.1109/EPE.2018.8396044;

*Андрушко Станіслав Леонідович* – аспірант кафедри електричних станцій та систем, факультет електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Вінницький національний технічний університет, головний інженер ТОВ «Поділлятехналадка» м. Вінниця, приватний підприємець, ел.пошта : [stanislav.andrushko@gmail.com](mailto:stanislav.andrushko@gmail.com).

Науковий керівник : *Володимир Володимирович Кулик* – професор кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця.

*Andrushko Stanislav L.* - Postgraduate student of Electrical Stations and Systems Department, Faculty of Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, Vinnytsia National Technical University, Chief Engineer of Podillyatechnaladka LLC. Vinnytsia, private entrepreneur, e-mail: [stanislav.andrushko@gmail.com](mailto:stanislav.andrushko@gmail.com).

*Scientific supervisor Volodymyr V. Kulyk* - Professor of the Electrical Stations and Systems Department, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia