

# РЕГУЛЮВАННЯ КУТОВОЇ ШВИДКОСТІ ОБЕРТАННЯ РОТОРУ ТУРБОАГРЕГАТУ ПРИ РОБОТІ В РЕЖИМАХ ІЗОЛЬОВАНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ТА ПРИ ПАРАЛЕЛЬНОЇ РОБОТИ З ЕНЕРГОСИСТЕМОЮ

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

**Вступ.** Для надійної роботи електромережі необхідно, щоб показники якості електроенергії відповідали встановленим нормам. Одним з таких якісних загальносистемних показників електричної енергії є відхилення частоти, так як в усіх точках енергосистеми, що працює синхронно, частота однакова.

Зміна частоти здійснює вплив на роботу енергосистеми в цілому та на роботу окремих споживачів. Так як навантаження системи постійно змінюється, існує необхідність підтримання постійної частоти обертання агрегатів, шляхом зміни потужності, що можуть розвивати турбіни, при цьому постійно зберігаючи баланс потужності що виробляється, та потужності що споживається.

Причиною коливання частоти в енергосистемі може бути нестабільність роботи джерела електроенергії, різке збільшення чи зменшення навантаження, зменшення генеруючої потужності, тобто порушення балансу між сумарною потужністю первинних двигунів і навантаженням генераторів. У наслідок накиду чи скидання навантаження, а також у разі аварійного вимкнення окремих агрегатів виникає небаланс потужностей, що, власне, зумовлює зміни частоти в енергосистемі [1].

До можливих наслідків зниження частоти в енергосистемі можна віднести: перегрів і вихід з ладу блоків живлення, внаслідок зменшення частоти обертання генераторів, значно знижується продуктивність власних потреб електростанції, що у свою чергу, призводить до подальшого зниження частоти, в результаті виникає процес «лавини частоти», що призводить до зупинки електростанцій, втрати ними власних потреб і порушенню електропостачання споживачів. Як наслідок, в енергосистемі утворюється аварія з повною зупинкою паралельно працюючих станцій, відбувається поділ енергосистеми на окремо працюючі частини, порушення електропостачання значної частини споживачів.

Такий безперервний нагляд за збереженням балансу потужностей генерації та споживання в енергосистемі виконується автоматичними регуляторами частоти обертання парових, гідравлічних та газових турбін.

**Мета роботи.** Створення та дослідження математичної моделі системи регулювання частоти обертання ротору парової турбіни при паралельній роботі з еквівалентом енергосистеми та при роботі на ізольоване навантаження.

**Матеріали та результати дослідження.** У нормальному режимі роботи енергосистеми задане значення частоти підтримується регуляторами частоти обертання турбін і регуляторами, які впливають на впуск енергоносія (води чи

пару) у турбіну. У випадку небалансу між виробленою і спожитою потужністю зменшується частота обертання всіх агрегатів енергосистеми (як генераторів так і двигунів).

За допомогою регуляторів частоти виниклий дефіцит потужності можна усунути шляхом подачі енергоносія. У випадку успішного спрацювання, можна ліквідувати виникнення дефіциту потужності, використовуючи обертовий резерв генераторної потужності [1, 2].

Об'єктом дослідження прийнято математичну модель парової турбіни типу Т-250/300-240, за допомогою програмного комплексу Matlab/SIMULINK. Використовуючи дане програмне забезпечення, розроблено дві моделі, які демонструють роботу парової турбіни та її регулятора частоти обертань при різних зовнішніх умовах та режимах навантаження [3].

*Перша модель* – схема роботи генератора на потужну електроенергетичну систему. При моделюванні схеми були враховані всі можливі характеристики обладнання ліній електропередачі, перетворювальних пристроїв, а також самої системи. Розроблену систему можна поділити на чотири основні функціональні блоки: модель синхронного генератора та парової турбіни з регулятором швидкості, ЛЕП та споживач (навантаження). Розглянута схема наведена на рис. 1.

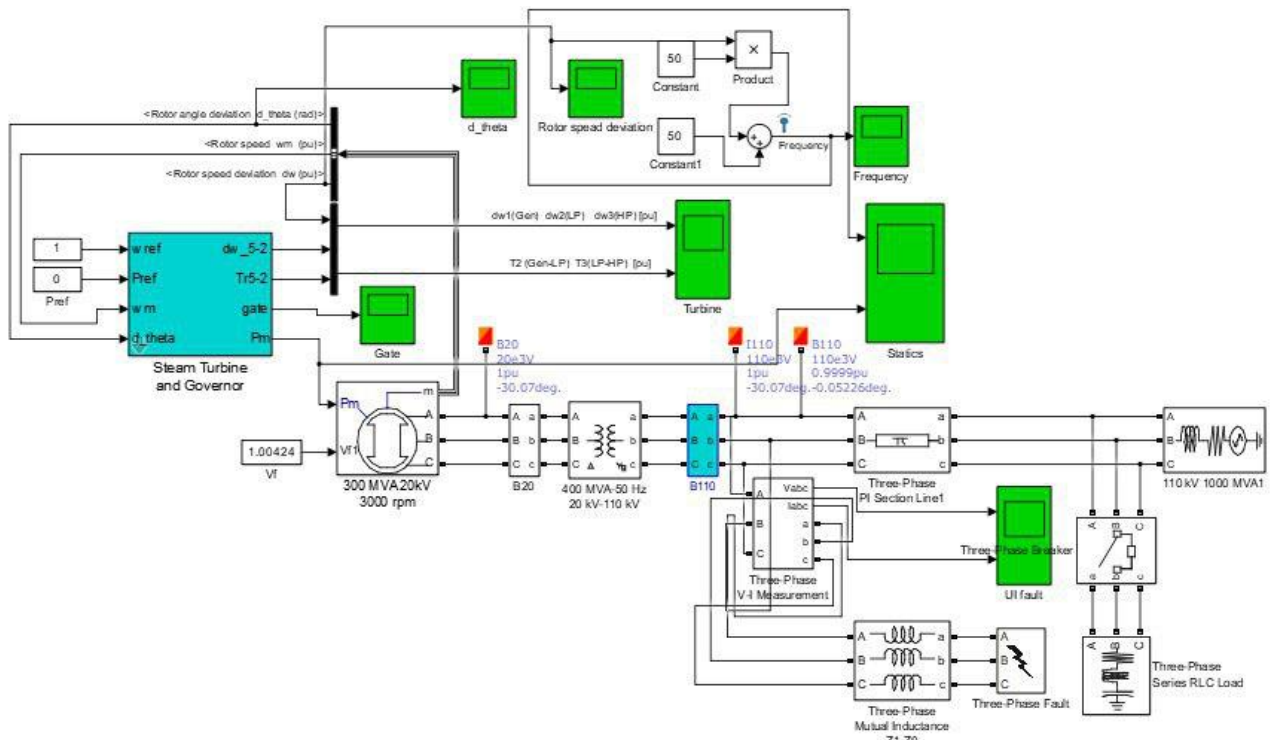


Рисунок 1 – Схема роботи турбогенератора на електричну мережу

*Друга модель* – схема роботи турбоагрегату на ізольоване навантаження, тобто моделювання роботи системи на місцеве навантаження без впливу зовнішньої електромережі. Для цього режиму роботи характерно, те, що вплив

зміни навантаження суттєво впливає на значення частоти, так як не має демпферуючого впливу електромережі. Це підштовхує до висновку, що регулювання частоти зміною кількості енергоносія автоматичним регулятором частоти обертання є першою необхідністю. На рис. 2 представлена описана схема.

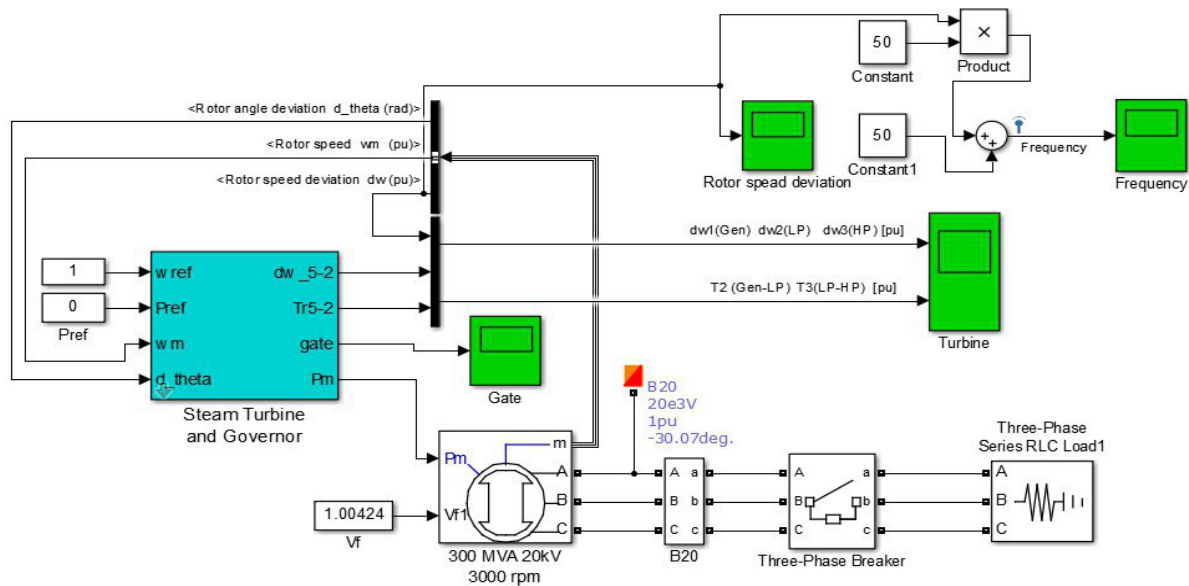


Рисунок 2 – Схема роботи турбогенератора на ізольоване навантаження

До основних елементів схем належать: парова турбіна та регулятор частоти обертання; синхронний генератор ( $P=353$  МВт); силовий трансформатор ( $S=400$  МВА); лінія електропередачі ( $l=100$  км); блок короткого замикання (з блоком, що імітує реактор); мережа ( $S=1000$  МВА); інше додаткове обладнання [4].

Для того, щоб виконати порівняння двох режимів роботи турбогенератора виконано імітацію стрибкоподібного включення навантаження та появи короткого замикання на ЛЕП.

Дослід виконано з наступними вхідними параметрами:

Схема роботи турбогенератора	Час включення навантаження, с	Час появи короткого замикання, с	Тривалість короткого замикання, с	Величина навантаження, МВА
на електромережу	2	6	0,3	112
на ізольоване навантаження	0,1	1,2	0,3	112

Отримано відповідні перехідні процеси коливання частоти для обох схем роботи турбогенератора, що представлені на рис. 3 та на рис. 4.

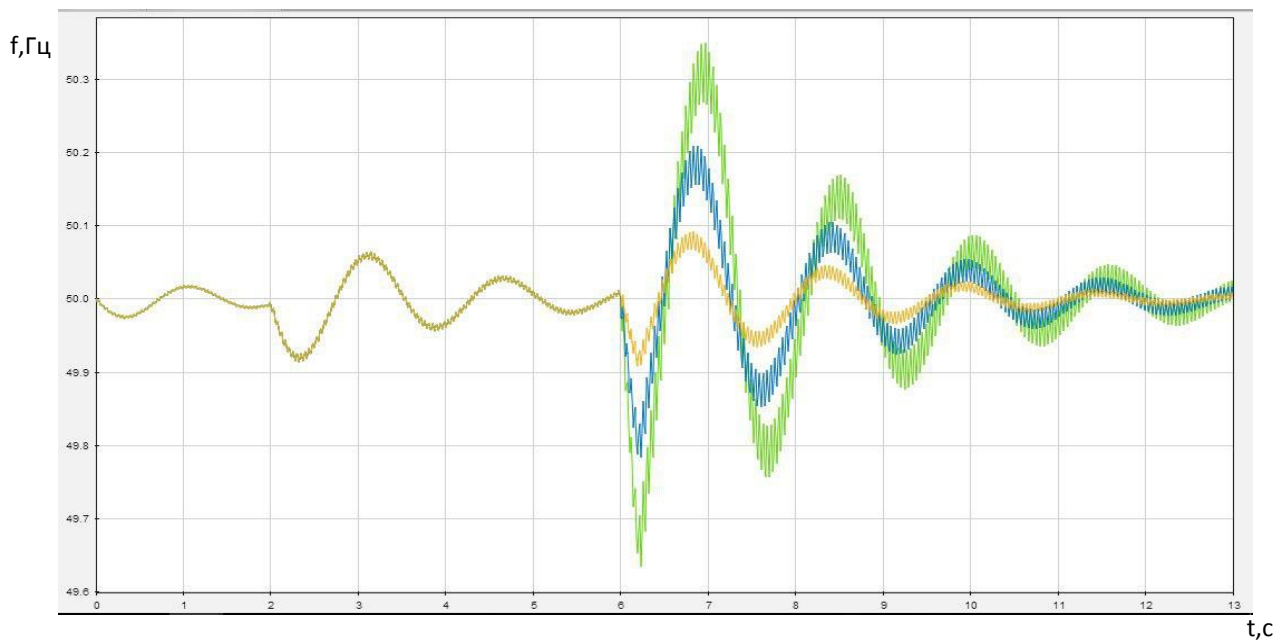


Рисунок 3 – Частота при однофазному (жовтий колір), двофазному (синій колір), трифазному (зелений колір) короткому замиканні при роботі турбогенератора на електромережу

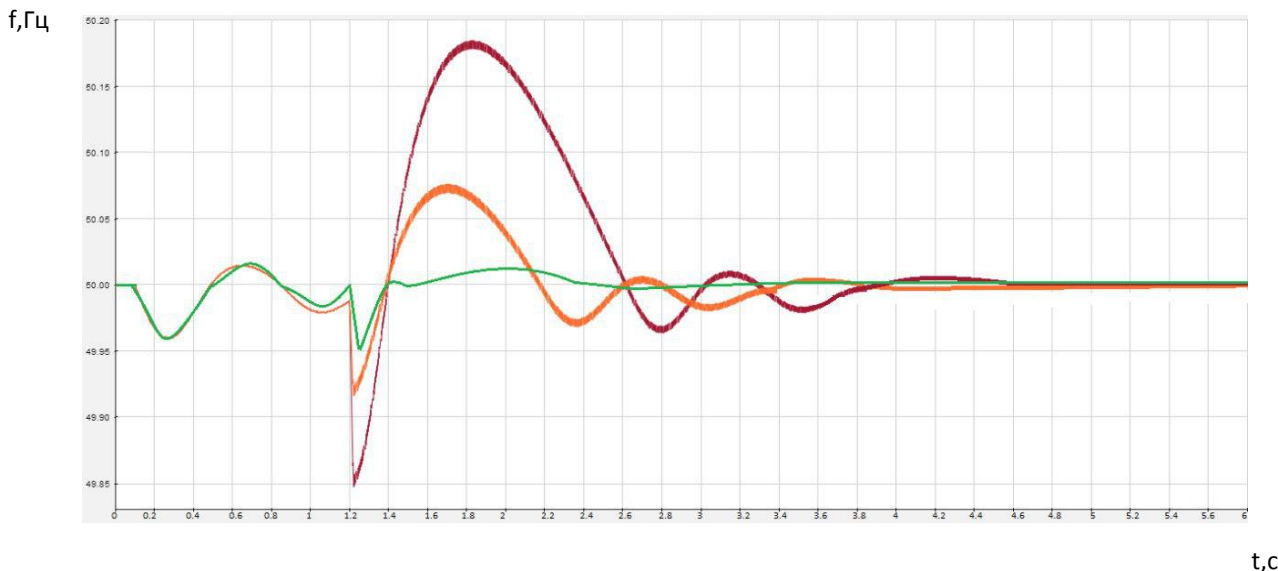


Рисунок 4 – Частота обертання ротору турбіни при введенні стрибкоподібного навантаження та однофазному (зелений колір), двофазному (оранжевий колір), трифазному (червоний колір) короткому замиканні при роботі турбогенератора на ізольоване навантаження

В ході дослідження, змодельовано роботу турбогенератора в двох системах роботи (на електромережу та на ізольоване навантаження) в програмному забезпеченні Matlab. В результаті виконаних дослідів, отримано характеристики, що наведені на рисунках 3, 4. В моделях було емульовано три-, дво-, однофазне

коротке замикання та стрибкоподібне включення навантаження. Для системи роботи турбогенератора на електричну мережу перехідний процес при зміні навантаження характеризувався зниженням частоти до значення 49,92 Гц (що становить 0,14% від номінального значення). При трифазному короткому замиканні частота знижується до значення 49,65 Гц, що уже більше, ніж гранично допустиме значення. Вихід на усталений режим відбувається на 13 секунд. В той час як для системи роботи турбогенератора на ізольоване навантаження перехідний процес при зміні навантаження характеризувався зниженням частоти до значення 49,96 Гц (що становить 0,08% від номінального значення). При трифазному короткому замиканні частота знижується до значення 49,85 Гц, що є допустимим значенням. Вихід на усталений режим відбувається на 4,7 секунд, що демонструє стабільну та швидку роботу регулятора частоти обертання.

**Висновки.** За результатами виконаних досліджень, можна зробити висновок, що найбільш складним режимом роботи для обох систем стало трифазне коротке замикання, так як коливання частоти в даному режимі виявилось найбільшим. Порівнюючи результати дослідження для обох систем роботи турбогенератора, варто відзначити певні відмінності: вихід на усталений режим відбувається швидше при роботі регулятора на ізольоване навантаження, а також в даному режимі мінімальне значення частоти при трифазному короткому замиканні є меншим, ніж при роботі схеми на мережу на 0,07 Гц, що пояснюється відсутністю впливу роботи мережі та наявністю ідеального споживача з сталим споживанням в ізольованій системі.

#### Перелік посилань

1. Яндульський О. С. Автоматичне регулювання в автоматичних системах / О. С. Яндульський, І. П. Заболотний, В. П. Кобазев. – Донецьк: Ноулідж, 2010. – 190 с.
2. Марченко А.А., Майкович І.В.. Імітаційна модель системи регулювання швидкості обертання гідроагрегату. [Електронний ресурс] – 2017 – Режим доступу: <http://jour.fea.kpi.ua/article/view/129885/125500>
3. Епштейн Р. М. Системи регулювання з груповим регулятором швидкості / Р. М. Епштейн, Б. Е. Митрофанов, М. Я. Руденський. – Москва: Енергія, 1986. – 365 с.
4. Electric Sream Power Turbine. – Mode of access : URL : <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/steaturbine.html>. – Title from the screen.