



КПІ ім. Ігоря Сікорського
Навчально науковий інститут
атомної та теплової енергетики



*«Контроль та регулювання паротурбінних
установок атомних електричних станцій»*

Лекція № 3.

Синхронізація турбогенератора з енергосистемою.
Принцип дії системи автоматичного регулювання.
Силове поле турбомашини

*Пешко Віталій Анатолійович,
к.т.н., доц. каф. теплової та
альтернативної енергетики*

Київ 2022

Синхронізація електрогенератора з енергосистемою

Синхронізація – процес ввімкнення синхронної машини на паралельну роботу з іншою синхронною машиною або енергосистемою.

Для синхронних генераторів ТЕС і АЕС розрізняють два основні методи синхронізації: точна і самосинхронізація.

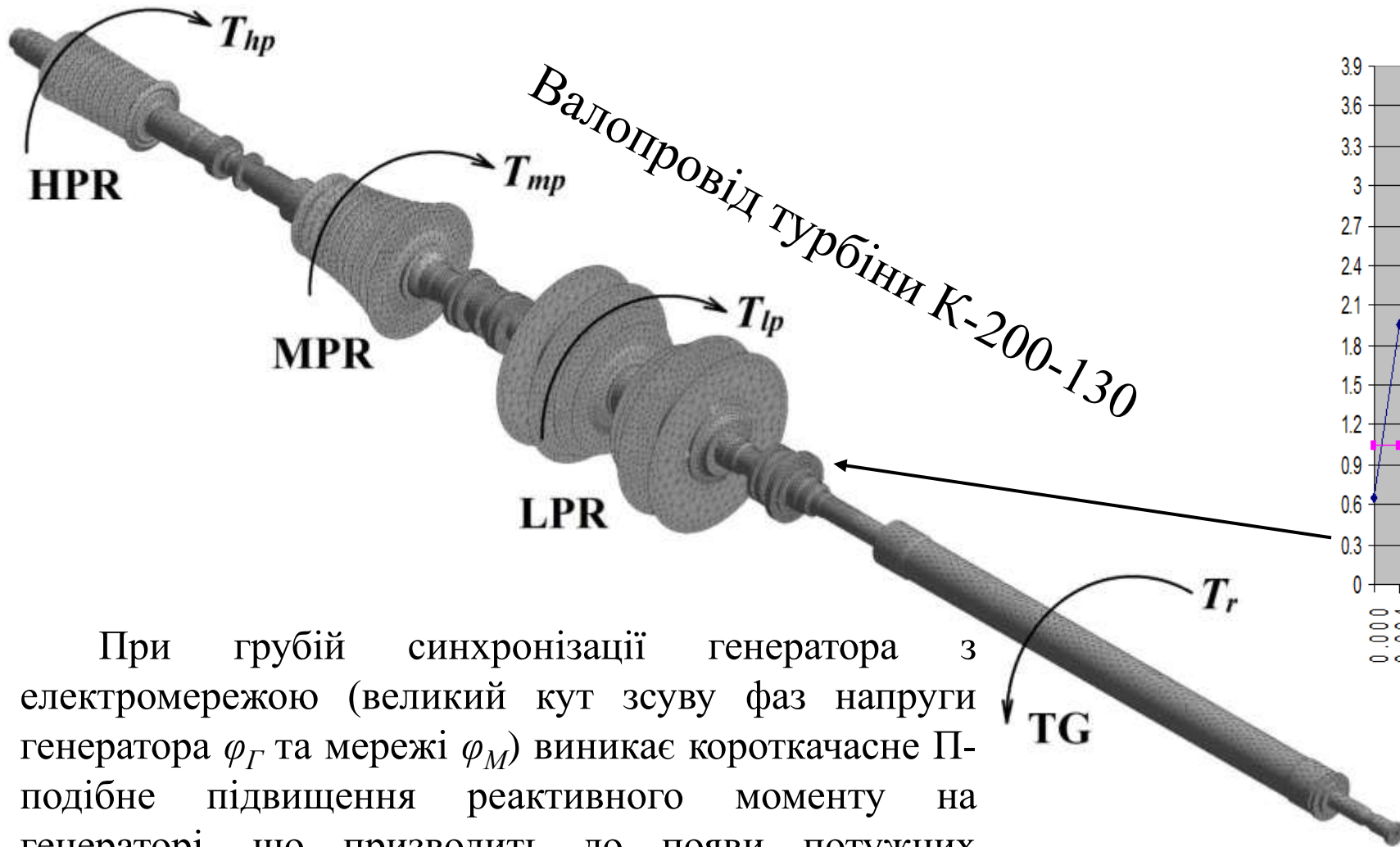
Метод *точної синхронізації* є основним і має застосовуватись для більшості експлуатаційних випадків.

Характерні особливості точної синхронізації:

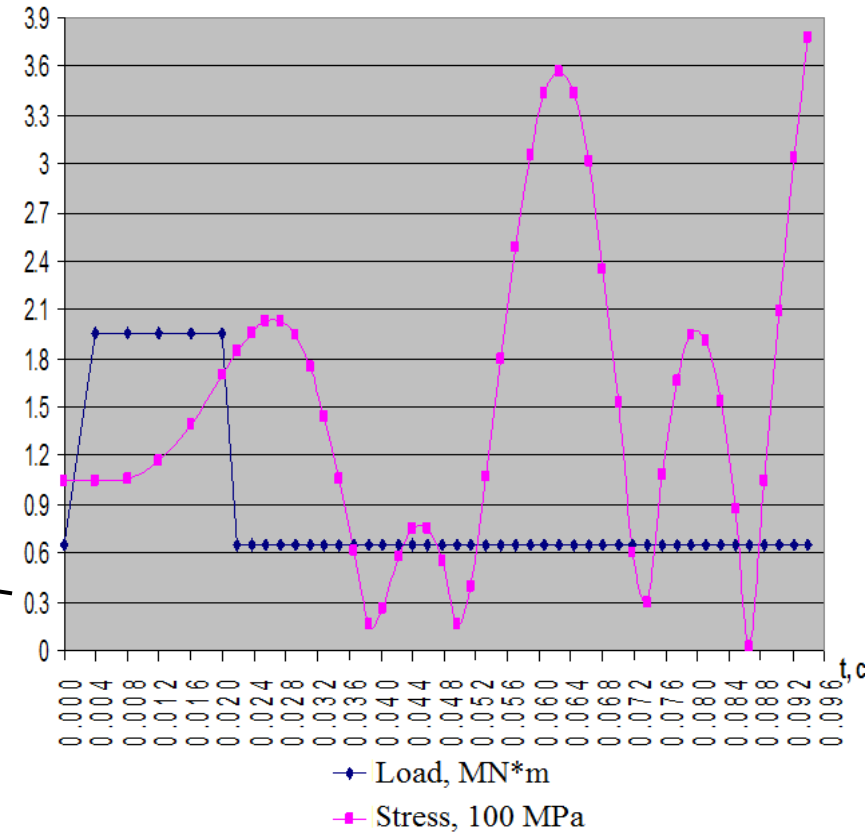
- 1) малий зрівнювальний струм $I_{зр}$ або нульовий у випадку ідеальної синхронізації;
- 2) незначний вплив синхронізації генератора на енергосистему;
- 3) процес є довготривалим і складним в реалізації;
- 4) тяжкі наслідки грубої синхронізації – поява зрівнювального струму, що значно перевищує струм при трифазному короткому замиканні $I_{2c} > I_{кз}$.

При грубій синхронізації величина реактивного гальмівного моменту на електрогенераторі може перевищувати номінальне значення в 3-6 разів.

Напруження від дії крутильних коливань в муфті між РНТ та РГ при грубій синхронізації електрогенератора



При грубій синхронізації генератора з електромережою (великий кут зсуву фаз напруги генератора φ_G та мережі φ_M) виникає коротчасне П-подібне підвищення реактивного моменту на генераторі, що призводить до появи потужних крутильних коливань та значних напружень в муфті між ротором низького тиску та генератора.

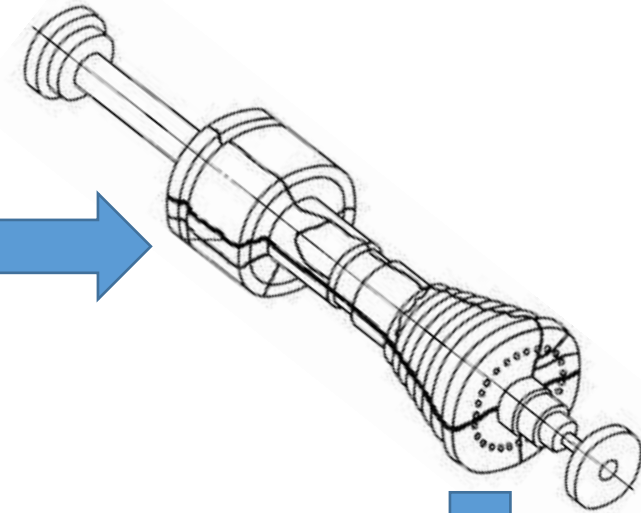
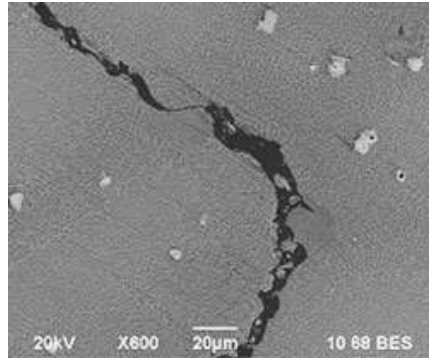


Аварія на Каширській ТЕС через критичний розвиток втомних тріщин від дії крутильних коливань при грубій синхронізації

У 2002 р. сталась велика аварія на 3 блоці Каширської ТЕС (московська область, рФ), що призвела до повного руйнування генератора ТВМ-300 та парової турбіни К-300-240.

Причиною аварійної події став критичний розвиток втомних тріщин в роторі генератора в області підшипника № 6, за механізмом високоциклової втоми внаслідок дії крутильних коливань.

Дії крутильних коливань валопровід зазнає внаслідок різкої зміни реактивного гальмівного моменту на генераторі. В даному випадку, підвищення реактивного моменту сталося через ряд грубих спроб синхронізації генератора з електромережею.



Синхронізація електрогенератора з енергосистемою

Метод *самосинхронізації* може бути використаний для малопотужних електрогенераторів парових турбін (до 220 МВт) та гідротурбін будь-якої потужності при ліквідації тяжких аварій в енергосистемах.

Самосинхронізація виконується без попереднього збудження електрогенератора до його виходу на паралельну роботу з енергосистемою.

Характерними особливостями методу самосинхронізації є:

- 1) простота та швидкість реалізації;
- 2) обов'язкова наявність зрівнювальних струмів $I_{зр}$ при синхронізації (приблизно вдвічі менше за струм при короткому замиканні);
- 3) значне падіння напруги в енергомережі.

Можливість самосинхронізації електрогенератора має бути передбачена заводом-виготовлювачем.

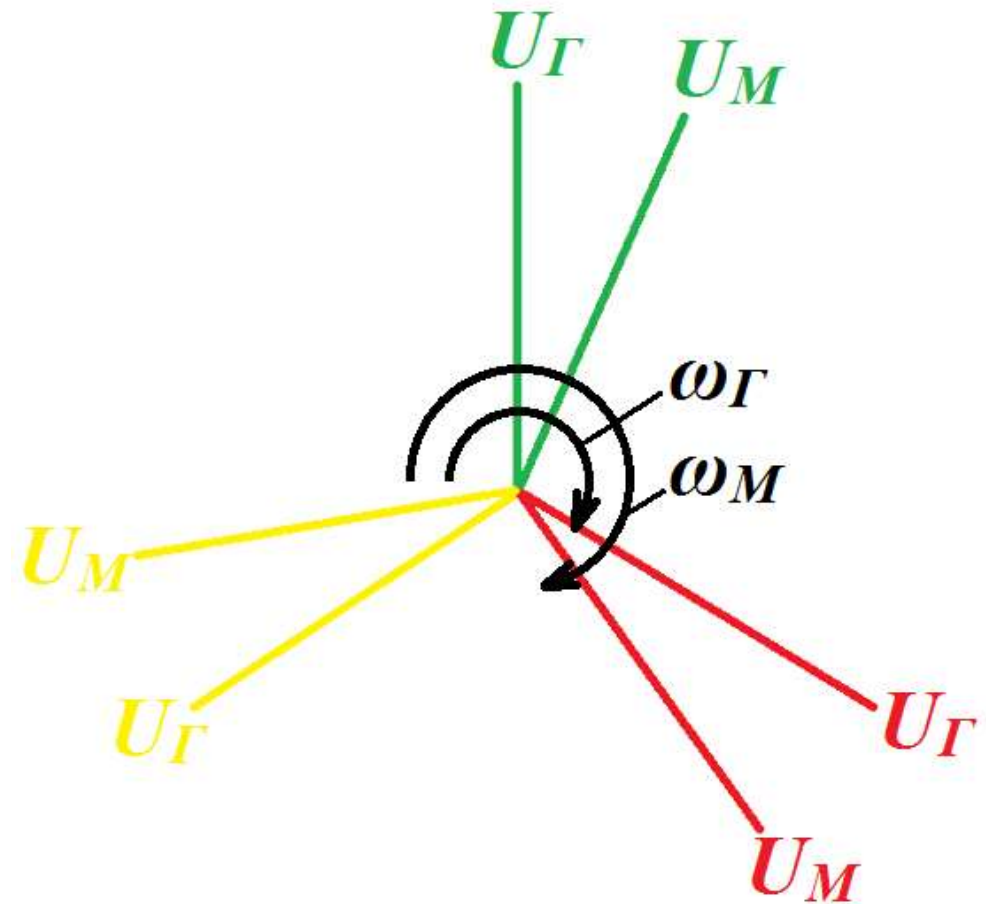
Синхронізація електрогенератора з енергосистемою

Для ввімкнення синхронних генераторів на паралельну роботу з енергосистемою *методом точної синхронізації* необхідно досягти:

1) рівності значень напруги вмикаемого генератора U_G та електромережі U_M ; Допустиме відхилення при автоматичній синхронізації $\Delta U_{AC} = 1 \%$, при ручній – $\Delta U_{PC} = 5 \%$.

2) співпадіння фаз напруги генератора φ_G та мережі φ_M . Допустима різниця фаз $\Delta\varphi = 10 \%$.

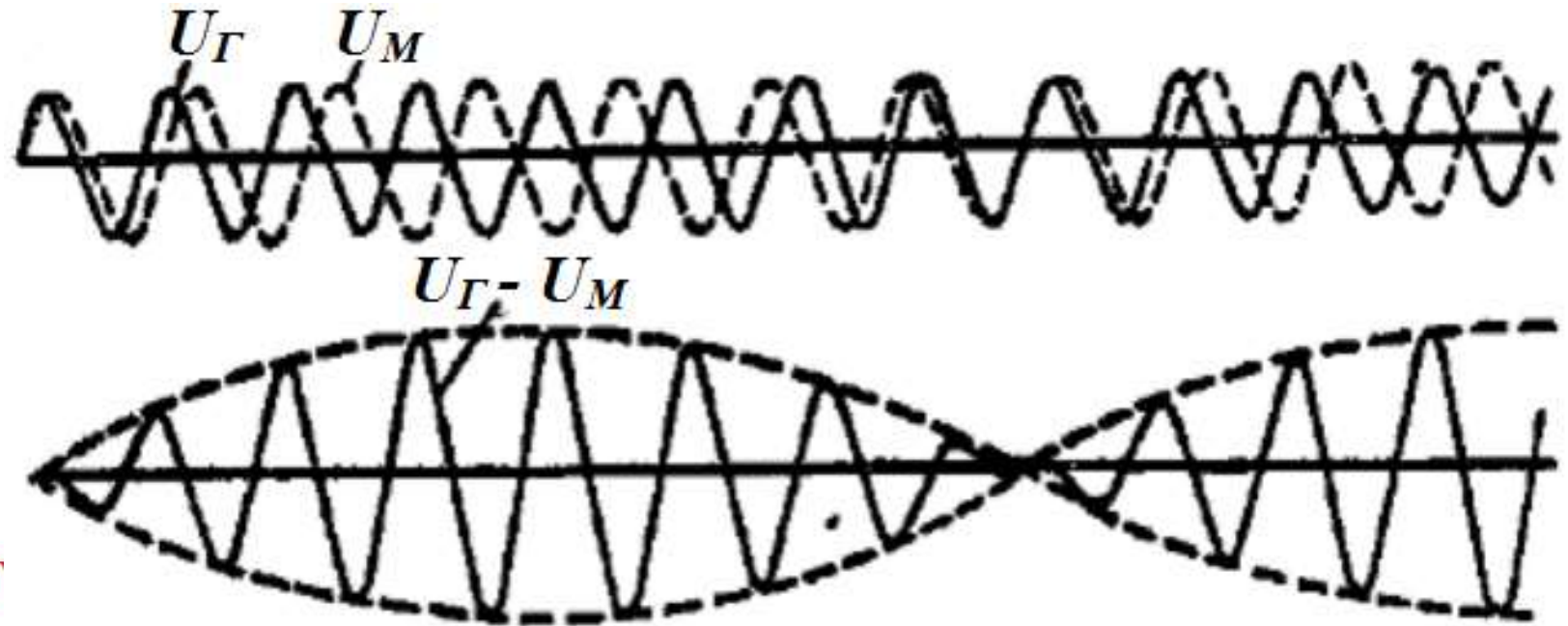
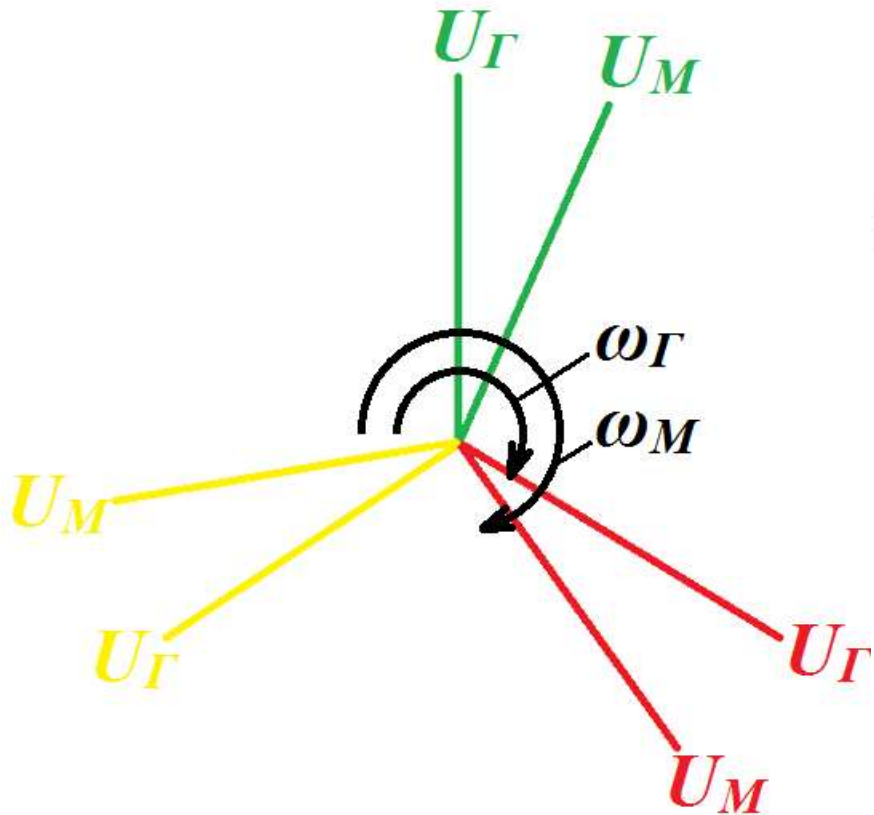
3) рівності частот вмикаемого генератора n_G та електромережі n_M . Допустиме відхилення частоти $\Delta n = 0,1 \%$ (тобто 0,05 Гц).



Синхронізація електрогенератора з енергосистемою

Для ввімкнення синхронних генераторів на паралельну роботу з енергосистемою методом точної синхронізації необхідно досягти:

- 1) $U_{\Gamma} \approx U_M$; $\Delta U_{AC} = 1\%$, $\Delta U_{PC} = 5\%$;
- 2) $\varphi_{\Gamma} \approx \varphi_M$; $\Delta\varphi = 10\%$;
- 3) $n_{\Gamma} \approx n_M$; $\Delta n = 0,1\%$.



Синхронізація електрогенератора з енергосистемою

Рівність значень напруги вмикаємого генератора U_G та електромережі U_M досягається шляхом регулювання струму збудження генератора $I_{зб}$, а рівність частот n_G та n_M забезпечується за рахунок регулювання витрати пари на турбіну G_0 .

Відслідковування рівності напруги та частоти струму, а також кута різниці фаз між генератором та мережею виконується за допомогою додаткових приладів, що умовно зветься колонкою синхронізації.

Зазвичай, колонка синхронізації містить: вольтметр та частотомір на вимірювання параметрів електричного струму з боку генератора та аналогічні прилади для вимірювання параметрів з боку енергосистеми, а також синхроноскоп.

Синхроноскоп показує різницю кутів зсуву фаз між ЕРС генератора та напругою на шинах.

Оскільки теоретично можливо досягти рівності величини напруги $U_G = U_M$ та частоти струму $n_G = n_M$ при протифазі генератора та енергомережі $\varphi_G - \varphi_M = \pi$, врахування показань синхроноскопу при синхронізації є обов'язковим.

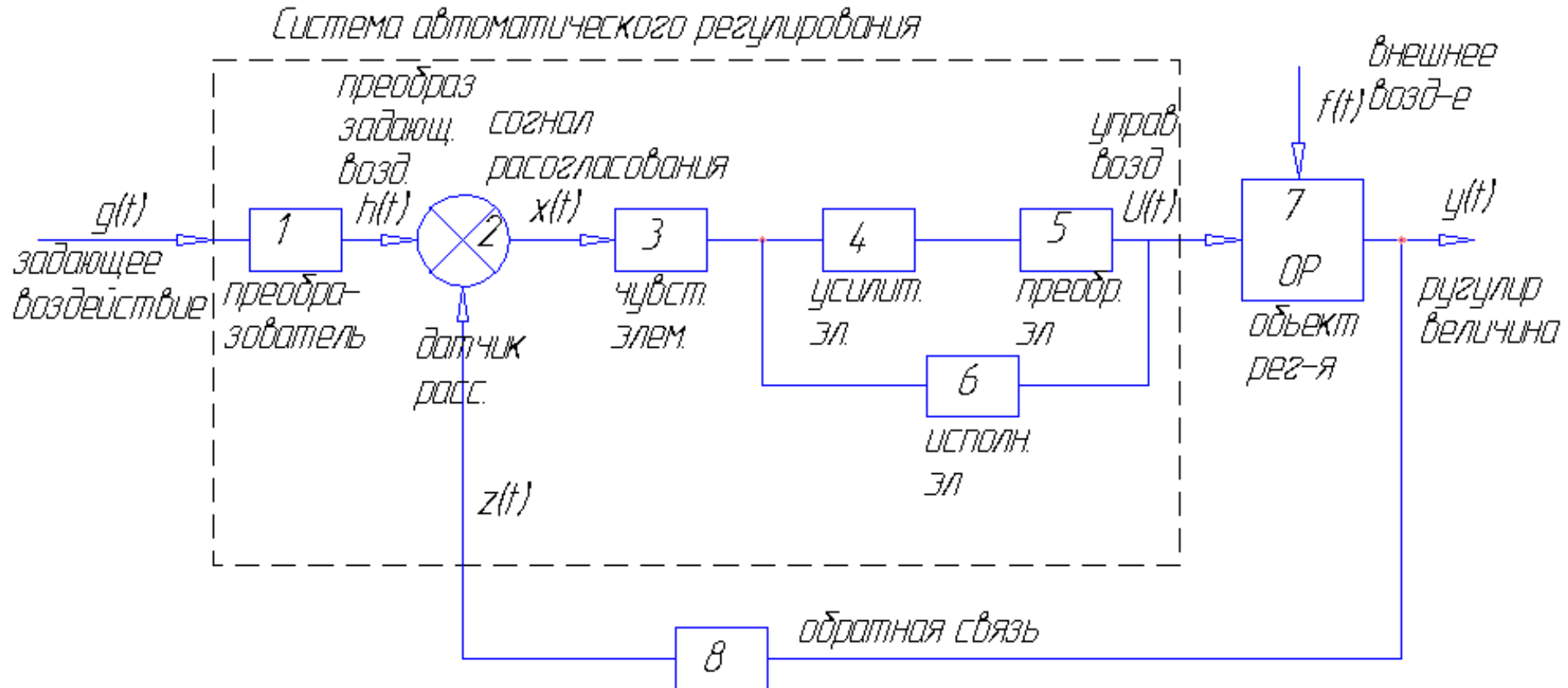
Колонка синхронізації енергоблоку



Принцип дії САР

Завдання будь-якого регулювання полягає у виявленні відхилення параметрів від заданих величин або законів і подальшому впливу на процес так, щоб відхилення звести до допустимого мінімуму.

Параметрами процесу називається набір певних величин, що характеризують роботу агрегату або технологічний процес.



Принцип дії САР

Регульованою величиною $y(t)$ називається величина, зміною якої треба управляти. Для турбоустановки це кутова швидкість обертання ротора ω , тиск в опалювальному відборі, тиск в промисловому відборі, рівень конденсату в конденсаторі, мережевому підігрівачі або підігрівачі живильної води, температура газу перед ГТ і т.д.

Зовнішній вплив $f(t)$ - це такий вплив на об'єкт регулювання, що прагне порушити функціональний зв'язок між управляючою дією і регульованою величиною. У турбоустановки це невимушена зміна навантаження (M_T); зміна початкових параметрів (p_0 і T_0); зміна вакууму p_K ; зміна витрати пари у відборі і т.д.

Управляюча дія $U(t)$ - це фізична величина, за допомогою якої управляють регульованою величиною. Наприклад, переміщення регулюючих клапанів є управляючою дією у відношенні до витрати пари G , крутного моменту M_T і потужності турбіни N .

Сигнал розбіжності $x(t)$ формується датчиком розбіжності в процесі операції віднімання перетвореної задаючої дії $h(t)$ і виміряного результату дії системи автоматичного регулювання $z(t)$, тобто $x(t) = h(t) - z(t)$.

Задаюча дія $g(t)$ є вхідною величиною для САР. *Перетворена задаюча дія $h(t)$* отримується за допомогою перетворювача для її адаптації до САР.

Вимірний результат дії САР $z(t)$ характеризує стан об'єкта регулювання і формується за допомогою зворотного зв'язку.

Принцип дії САР

Об'єктом регулювання (ОР) називають технічне обладнання, в якому хоча б один параметр є регульованою величиною.

Системою автоматичного регулювання називають таку систему, в якій зберігається необхідна залежність між управляючою дією $U(t)$ і регульованою величиною $y(t)$. Наприклад, підтримка $\omega = const$ забезпечується комплексом пристроїв, що взаємодіють між собою і складають систему автоматичного регулювання паротурбінної установки.

Якщо система автоматичного регулювання генерує управляючу дію $U(t)$ незалежно від стану об'єкта регулювання, то вона є *незамкненою системою регулювання*.

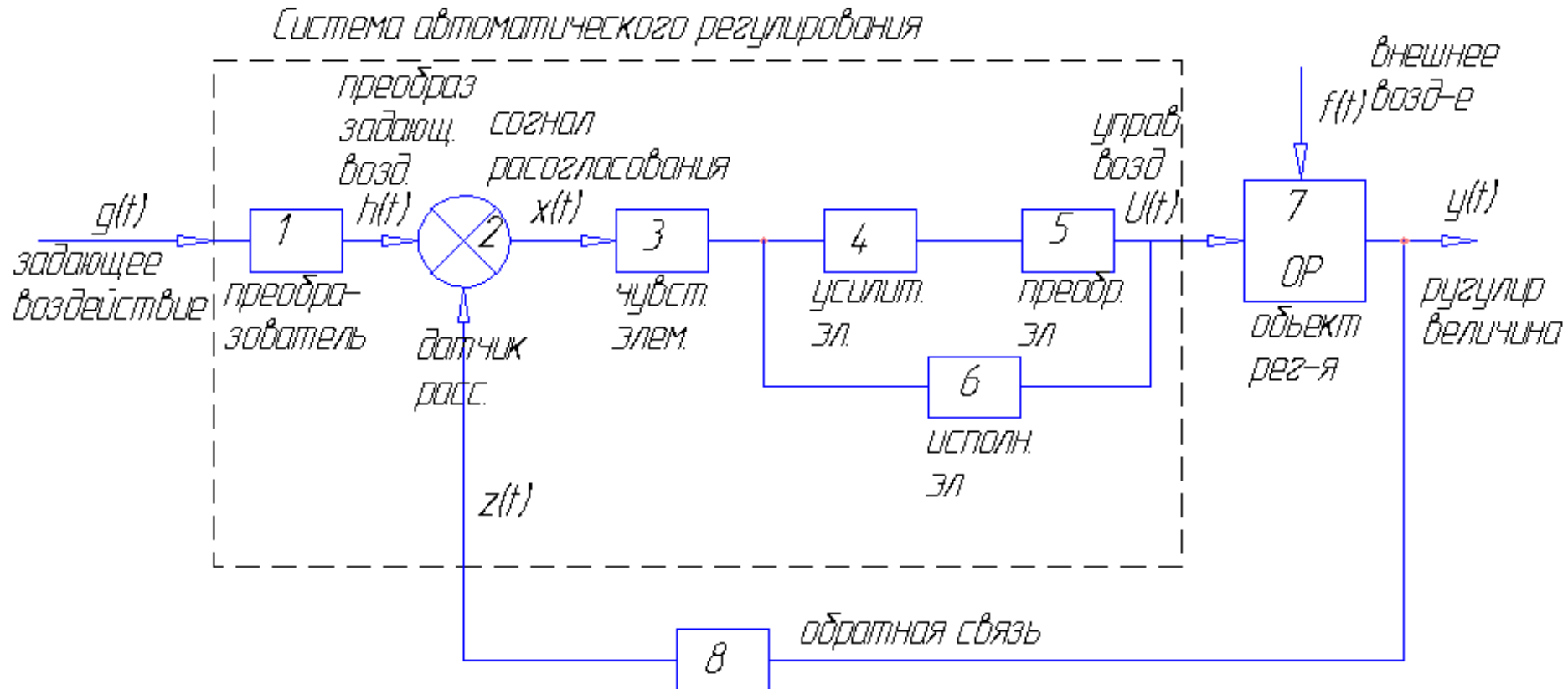
Якщо САР генерує управляючу дію $U(t)$ як результат віднімання задаючої дії $g(t)$ та виміряного результату дії $z(t)$, то це *замкнута САР*.

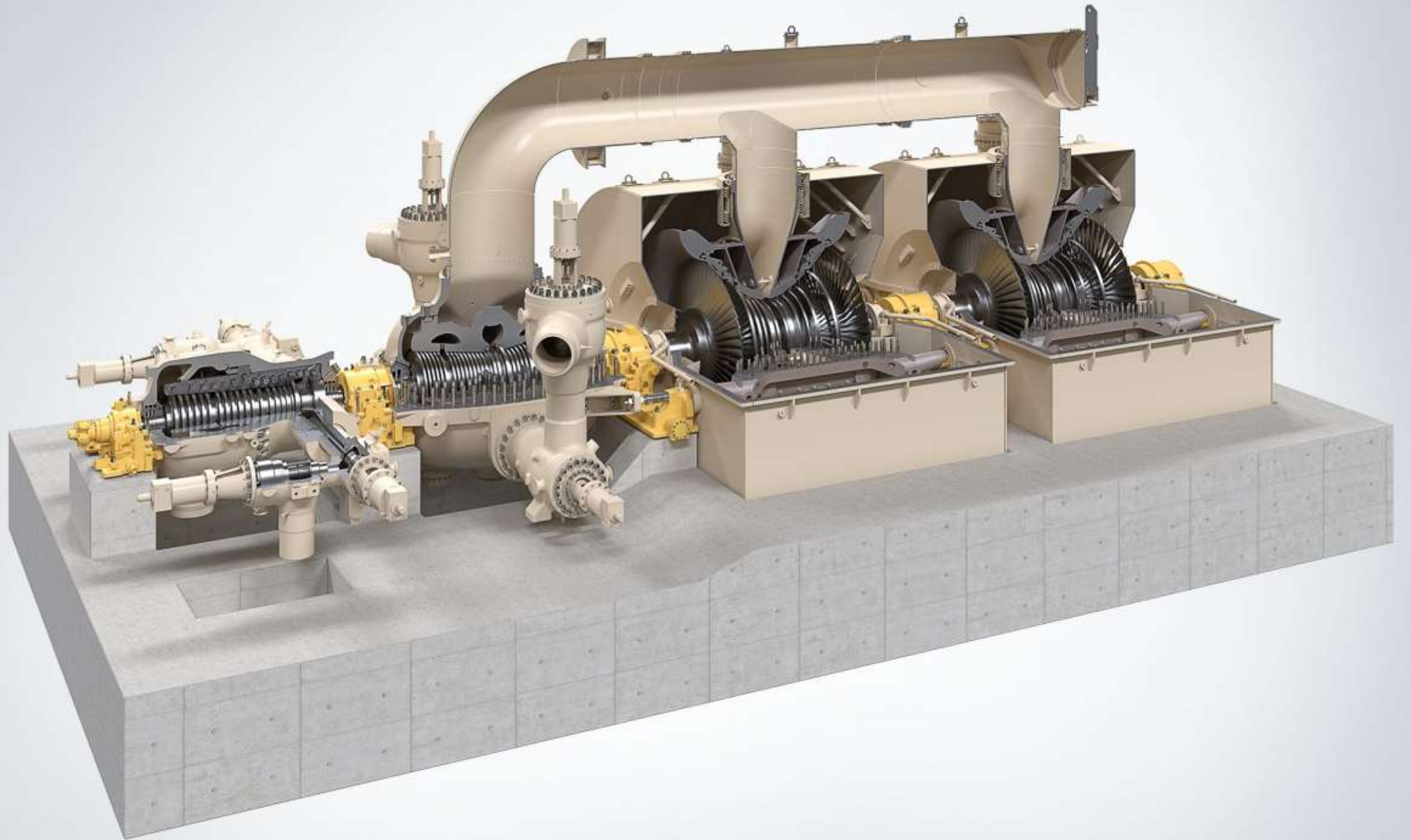
САР, що обладнана підсилювально-перетворюючими елементами для посилення управляючої дії $U(t)$, називається *системою непрямого регулювання*.

Якщо підсилювально-перетворюючі елементи відсутні, то САР називається *системою прямого регулювання*.

Принцип дії САР

Принцип дії САР полягає в тому, що перетворювач задаючої дії 1 перетворює задаючу дію $g(t)$ до виду, що зручний для САР $h(t)$, яка поступає на датчик розбіжності 2. Тут формується сигнал розбіжності $x(t) = h(t) - z(t)$, який подається на чутливий елемент 3, що є вимірювачем $x(t)$. Підсилювально-перетворюючий пристрій 4, 5 і виконуючий елемент 6 формують управляючу дію $U(t)$ на об'єкт регулювання при певній величині зовнішнього впливу $f(t)$. Таким чином, регульована величина $y(t)$ підтримується на заданому рівні.





Силове поле турбомашини

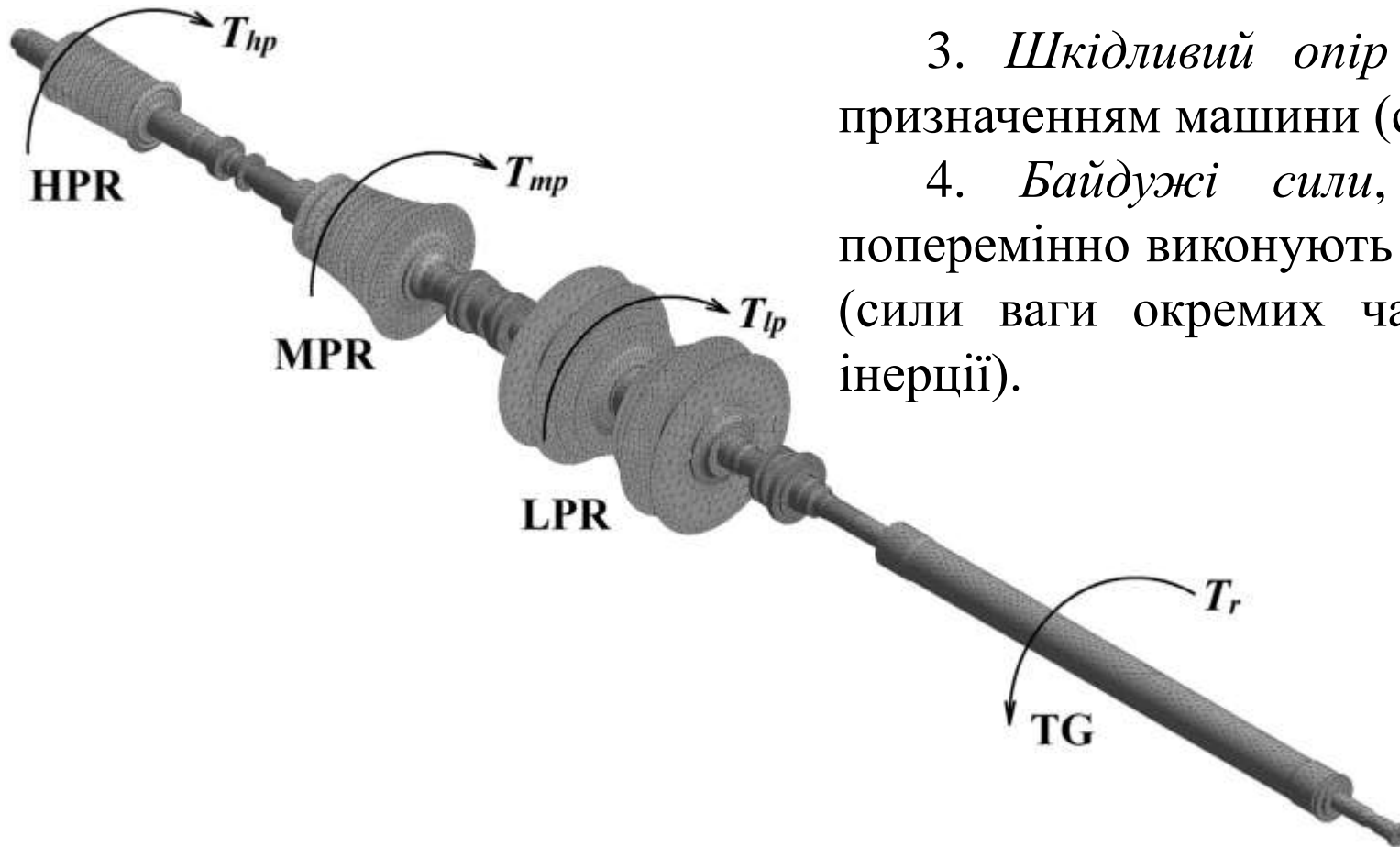
Силове поле турбомашини формують:

1. *Рушійні сили* – призначенням яких є виконання корисної роботи та долати корисний і шкідливий опір – крутний момент турбіни M_T (тиск пари на лопатки турбіни).

2. *Корисний опір* – подолання якого є призначенням турбіни – гальмівний момент генератора M_T (опір генератора).

3. *Шкідливий опір* – подолання якого не є прямим призначенням машини (сили тертя).

4. *Байдужі сили*, які в балансі роботи машини поперемінно виконують як негативну, так і позитивну роботу (сили ваги окремих частин машини, сили пружин, сили інерції).



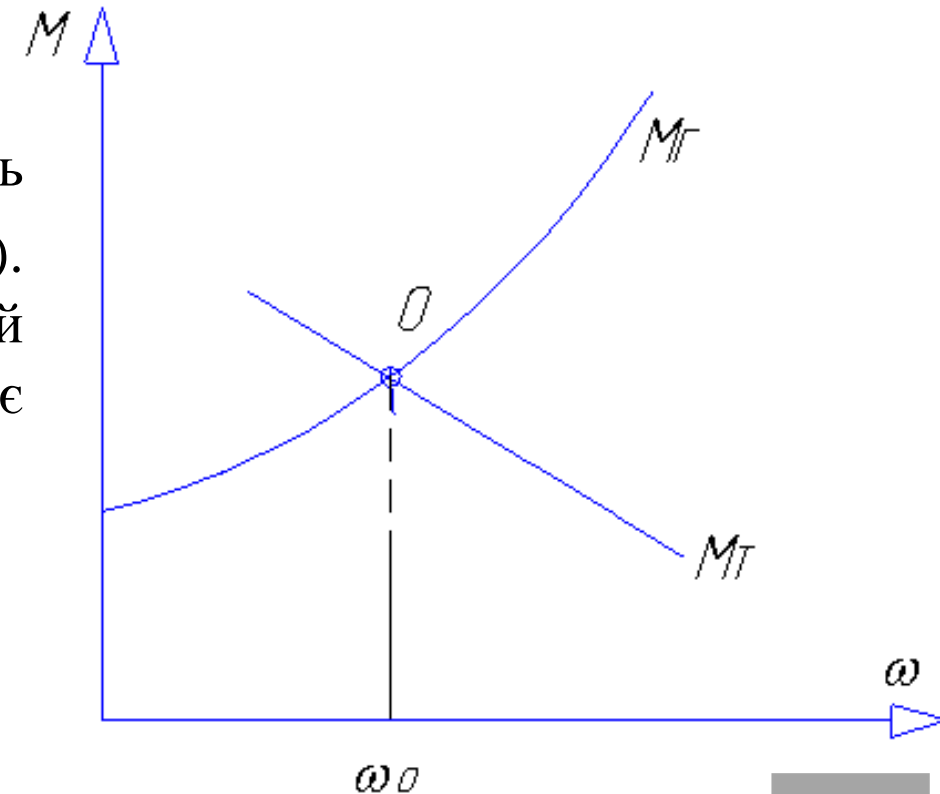
Силове поле турбомашини

Якщо силове поле турбомашини знаходиться в рівновазі, то ротор обертається з постійною кутовою швидкістю, що випливає з теореми моменту кількості руху ротора.

Відповідно до теорії про зміну моменту кількості руху похідна за часом від головного моменту кількості руху системи відносно осі ротора дорівнює головному моменту зовнішніх сил відносно цієї осі, тобто

$$\frac{\partial(I \omega)}{\partial t} = M_T - M_\Gamma$$

Якщо $M_T = M_\Gamma$, то $\frac{\partial \omega}{\partial t} = 0$, тоді $\omega = const$, що свідчить про настання *рівноважного режиму роботи* (точка 0). Рівноважний режим роботи знаходиться на перетині ліній крутного M_T і гальмівного моменту M_Γ , чому відповідає номінальна кутова швидкість ω_0 .



Силове поле турбомашини

Зміна навантаження мережі означає перехід генератора на іншу характеристику $M_{Г1}$ і до нового рівноважного стану – ω_1 , який характеризується критично небезпечною швидкістю обертання турбіни.

Задача стабілізації ω вирішується шляхом переходу турбіни на нову характеристику $M_{Т1}$ за рахунок зміни її потужності, яка в свою чергу, змінюється завдяки зменшенні витрати пари G .

Тобто завданням регулювання є такий автоматичний вплив на крутний момент турбіни, при якому рівноважні режими роботи досягаються при невеликих змінах кутової швидкості ротора $\Delta\omega_{\min}$.

Це досягається клапанами ($U(t)$), коли за допомогою паророзподільчих органів приводять у відповідність рушійні сили та сили опору.

