Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

# ~~Référentiel~~Documentation Technique de Référence

## Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT
## Article 4.3 ~~–~~– Stabilité

Document valide pour la période du ~~15 mai 2008~~XXX à ce jour – Version 4

~~11~~164 ~~4~~ pages

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

~~**Utilisateur concerné** : producteur, distributeur~~

~~Rappel des exigences Réglementaires~~

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

## SOMMAIRE

1 RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES ..... 53
2 ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LES UTILISATEURS ..... 53
3 MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES UTILISATEURS ..... 64

# 1 RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES

- Article 8.3 du cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale en énergie électrique (avenant du 10 avril 1995 à la convention du 27 novembre 1958).

- ~~Article 12 du décret 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les~~ Arrêté du 6 juillet 2010 précisant les modalités du contrôle des performances des installations ~~en vue de leur~~ de production raccordées aux réseaux publics d'électricité en moyenne tension (HTA) et en haute tension (HTB)
- Règlement n°2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau ~~**public de transport d'électricité [1].**~~des installations de production d'électricité.

- ~~Articles 23 et 24 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique [2].~~

- ~~Article 19 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution.~~

- ~~Arrêté du 27 octobre 2006 modifiant l'arrêté du 17 mars 2003 modifié relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique.~~

- Règlement n°2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation.
- Règlement n° 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.
- Arrêté du XXX relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

# 2 ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LES UTILISATEURS

Le maintien de la stabilité des ~~groupes de production~~installations raccordées sur le réseau électrique lors d'un « événement normal » est un enjeu important pour le système électrique vis-à-vis de la sûreté de son fonctionnement, de l'équilibre production-consommation et de la qualité de l'onde de tension. Par événement normal, on entend notamment :

- changement de consigne sur ~~l'installation~~une installation de production ou un système HVDC (ex : changement de consigne sur le régulateur de tension) ;
- ouverture ~~d'une~~d'un disjoncteur de poste ou de ligne sur le réseau public de transport (changement de schéma d'exploitation) ;
- court-circuit normalement éliminé sur le réseau public de transport.

Lors de ces évènements, les risques ~~associés à une perte de stabilité des groupes de production~~redoutés sont :

- le déclenchement ~~d'und~~'une ou plusieurs ~~groupes~~unités de production et/ou système HVDC, affectant l'équilibre production-consommation ;
- l'apparition ~~de battements de tension et~~ d'oscillations de puissance~~,~~ sur une (mode d'oscillation local) ou plusieurs unités de production synchrones (mode d'oscillation interzone), affectant la qualité de l'onde de tension et pouvant mener au point suivant;
- l'apparition d'une perte de synchronisme sur une ou plusieurs unités de production synchrones entrainant des battements de tension et pouvant mener à l'extension de la perte de stabilité ~~d'un groupe~~ à d'autres ~~groupes~~unités de production, ~~entraînant~~menant à une rupture de synchronisme sur une zone. La conséquence peut être un écroulement du réseau sur la zone considérée, voire sur plusieurs zones adjacentes.

# 3 MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES ~~PRODUCTEURS ET LES DISTRIBUTEURS~~ UTILISATEURS

Les exigences en matière de capacités constructives sont décrites dans les chapitres ci-après :

- Pour une unité de production :

  Les exigences applicables aux unités de production nouvelles ou modifiées de façon substantielle sont précisées dans la DTR à l'article 5.1.1 Exigences de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production,

  - Pour les problématiques de stabilité sur court-circuit ou sur report de charge, au paragraphe 4.6 Robustesse
  - Pour les problématiques de comportement dynamique de la régulation de tension au paragraphe 4.4 Capacité en réactif et réglage de la tension

  Concernant les unités de production modifiées de façon substantielle, des précisions sont apportées dans la DTR à l'article 5.2 – Modification d'une installation.

- Pour une installation de consommation :

  Ces dispositions seront précisées dans une version ultérieure de la DTR.

Pour ~~Le producteur doit vérifier la stabilité de son installation, préalablement à son raccordement, par des études sur logiciels dont il doit communiquer les résultats à RTE (cf. article 23 de l'arrêté [2]).~~

~~Ces études, à l'exception de l'étude du comportement sur creux de tension, sont des études génériques effectuées à l'aide de schémas de réseau simplifiés standards où l'installation de production est mise en antenne sur un réseau de tension et fréquence constantes ("réseau infini") au travers de son transformateur et de réactances de liaison. Ces réactances sont paramétrées en fonction de deux valeurs (a) et (b) standards en fonction de la puissance de l'installation :~~

- ~~Installation > 800 MW : a = 0,05 p.u ; b = 0,60 p.u ;~~
- ~~Installation > 250 MW et ≤ 800 MW : a = 0,05 p.u ; b = 0,54 p.u ;~~
- ~~Installation ≤ 250 MW : a = 0,05 p.u ; b = 0,30 p.u ;~~

~~la base des p.u étant la tension $U_{dim}$ et la puissance apparente nominale de l'alternateur.~~

~~De plus, pour les études de stabilité sur court-circuit, le temps d'application du défaut est également un temps standard dépendant du niveau de tension :~~

- ~~en HTB3 : T = 85 ms ;~~
- ~~en HTB2 : T = 85 ms ;~~
- ~~En HTB1 : T = 150 ms ;~~

~~Si l'installation comporte plusieurs groupes, le producteur doit réaliser les études décrites ci-dessous pour chacun des groupes de l'installation.~~

~~L'ensemble de ces études et critères de stabilité définissent un niveau minimal de performance en matière de stabilité. Si ces études montrent que l'installation n'est pas capable de vérifier certains critères de stabilité spécifiés dans le présent article, le raccordement peut être alors conditionné à la mise en place de dispositions à la charge du producteur permettant de ne pas perturber le fonctionnement du réseau. Pour cela, RTE réalise des études de stabilité complémentaires à celles du producteur (cf. article 2.1).~~

~~En revanche, si l'installation de production satisfait ces exigences minimales et si les études de stabilité sur réseau réel (cf. article 2.1) menées par RTE identifient des contraintes de stabilité sur le réseau suite à l'insertion de l'installation de production, alors, la modification du schéma de raccordement, le renforcement du réseau, l'adaptation des protections installées sur les ouvrages RTE avoisinants, ou les limitations de production de puissance active ou réactive de l'installation sont à la charge de RTE. Comme pour les renforcements de réseau pour contraintes de transit, les limitations de fonctionnement prises en attendant l'adaptation du réseau (modification du schéma de raccordement, renforcement du réseau, adaptation des protections installées sur les ouvrages RTE) sont à la charge du producteur.~~

- un système HVDC :

  Les exigences applicables aux systèmes HVDC nouveaux ou modifiés de façon substantielle sont précisées dans la DTR à l'article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes en courant continu à haute tension ».

- Les exigences ci-après s'appliquent aux gestionnaires de réseaux de distribution:

Conformément à l'article 19 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution, les gestionnaires de réseaux de distribution s'assurent de la stabilité des installations de production raccordées sur leurs réseaux et prévoient leurs comportements en cas d'occurrence de défauts sur le RPT. Avec leurs producteurs, ils vérifient, par des études préalables, que l'occurrence d'un défaut HTB ne génère pas de déclenchements indésirables des groupes de production raccordés sur leurs réseaux, soit par perte de stabilité, soit par fonctionnement intempestif des protections de découplage. Les études à mener pour atteindre ces objectifs sont précisées dans l'arrêté du 17 mars 2003 modifié pour les groupes raccordés en HTA.

### 3.1 Stabilité en petits mouvements

Le raccordement de l'installation est représenté par sa mise en antenne sur un réseau infini au travers de son transformateur et d'une réactance de liaison qui peut varier entre (a) et (b).

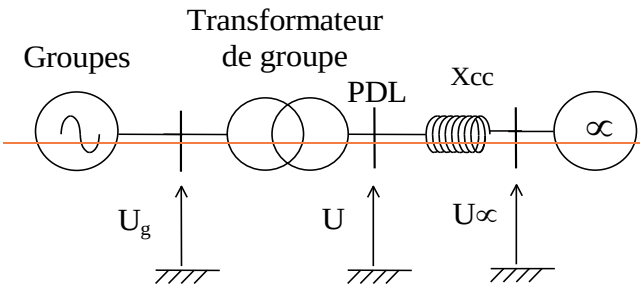



*Schéma de principe pour l'étude de la stabilité en petit mouvement*

Pour toute valeur de la réactance de liaison ($x_{cc}$) comprise entre (a) et (b), l'installation doit rester stable quel que soit son régime de fonctionnement dans les plages normale et exceptionnelle de tension et de fréquence, et quels que soient les niveaux de puissance active et réactive qu'elle produit.

#### 3.1.1 Evaluation de la robustesse

Cette évaluation est réalisée par le calcul des marges de stabilité telle que définies dans l'annexe du présent article pour le point de fonctionnement $P = P_{max} = \Pi_{max}$, $Q = 0$ et $U = U_{dim}$ au PDL ainsi que pour les trois points de fonctionnement suivants :

A : $P = P_{max} = \Pi_{max}$, $Q = 0{,}32.P_{max}$ et $U = U_{dim}$ au PDL

B : $P = P_{max} = \Pi_{max}$, $Q = 0{,}3.P_{max}$ et $U = U_{dim} - 0{,}1U_n$ au PDL

C : $P = P_{max} = \Pi_{max}$, $Q = -0{,}35.P_{max}$ et $U = U_{dim}$ au PDL

La régulation d'excitation de chaque groupe de production doit présenter pour l'ensemble des points de fonctionnement demandés :

- Une marge de module supérieure ou égale à 0,34
- Une marge de module complémentaire supérieure à 0,33
- Une marge de retard supérieure à 34 ms

Ces calculs sont réalisés pour les deux valeurs extrêmes de réactance de liaison Xcc = « a » et Xcc = « b ».

Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR), l'évaluation de la robustesse sera réalisée en supposant l'APR hors service.

#### 3.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension

Cette étude consiste à réaliser un échelon de +2% sur la consigne du réglage primaire de tension de l'installation initialement à $P = P_{max} = \Pi_{max}$, $Q = 0$ et $U = U_{dim}$ au point de livraison (PDL). La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR), cet échelon est réalisé en supposant successivement l'APR hors service et en service (avec niveau RST constant).

L'installation de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d'amortissement de la puissance active au point de livraison à +/-1% de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

### 3.1.3 Echelon de niveau du réglage secondaire de tension

Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR), l'étude suivante doit être réalisée en complément : échelon de +4% sur le niveau RST de l'installation initialement à $P = P_{max} = \Pi_{max}$, $Q = 0$ et $U = U_{dim}$ au point de livraison (PDL). L'APR est supposé en service. Le niveau RST est déterminé par le point de fonctionnement de l'installation défini précédemment.

L'installation de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

## 3.2 Stabilité sur report de charge

Il s'agit d'évaluer les risques de perte de stabilité de l'installation lors de changements de schémas d'exploitation du réseau public de transport.

Pour cela, le raccordement de l'installation est représenté par sa mise en antenne sur "réseau infini" au travers de son transformateur et des réactances de liaison d'impédance 2b (voir schéma).

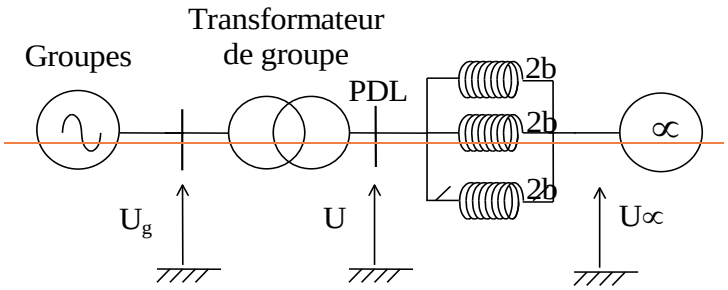



*Schéma de principe pour l'étude de la stabilité sur report de charge.*

L'ouverture d'une des trois lignes de réactance 2b ne doit notamment pas entraîner de tours électriques ni de découplage de l'installation, initialement à $P = P_{max} = \Pi_{max}$, $Q = 0$ et $U = U_{dim}$ au point de livraison (PDL).

L'installation de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d'amortissement de la puissance électrique au point de livraison à +/-5% de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR), cette étude est réalisée en supposant successivement l'APR hors service et en service (avec niveau RST constant).

Stabilité sur court-circuit

Pour évaluer les risques de perte de synchronisme, le raccordement de l'installation est représenté par sa mise en antenne sur réseau infini au travers de son transformateur et de 4 réactances de liaison d'impédance 3b (voir schéma) :

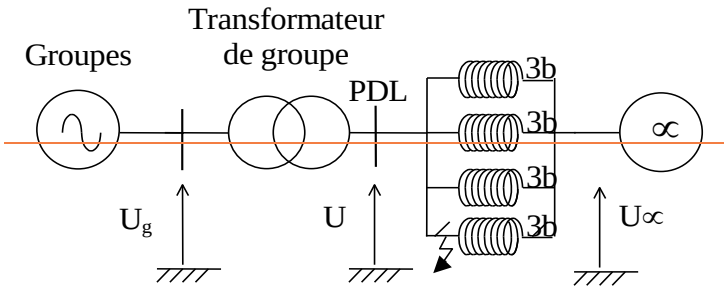



*Schéma de principe pour l'étude de la stabilité sur court-circuit.*

Pour le régime initial $U = U_{dim}$, $P = P_{max} = \Pi_{max}$, Q=0 au point de livraison, un défaut triphasé, situé sur une des lignes de réactance 3b % côté transformateur de groupe et à une distance de l'extrémité de la ligne égale à 1% de sa longueur totale, éliminé par l'ouverture de celle-ci en un temps T, ne doit pas entraîner de perte de synchronisme de l'alternateur qui doit rester couplé au réseau public de transport. De plus, l'amortissement du régime oscillatoire doit être tel que la puissance électrique s'établisse à plus ou moins 5% de sa valeur finale en moins de 10 secondes.

Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR), cette étude est réalisée en supposant l'APR hors service.

## 3.3 Perte de synchronisme

Afin de ne pas perturber la qualité de l'onde de tension, les installations de production de puissance inférieure à 120 MW doivent se découpler dès la détection d'une perte de synchronisme, c'est à dire dès lors qu'un nombre de tours électriques ou d'inversions de puissance convenu avec RTE est atteint.

Les installations de production de puissance supérieure à 120 MW doivent disposer d'une capacité constructive telle que leurs groupes puissent supporter sans dommage, avant de se séparer du réseau :

- quatre tours d'angle interne ;
- 20 inversions de puissance.

La séparation du réseau intervient dès que l'un ou l'autre des 2 critères est atteint.

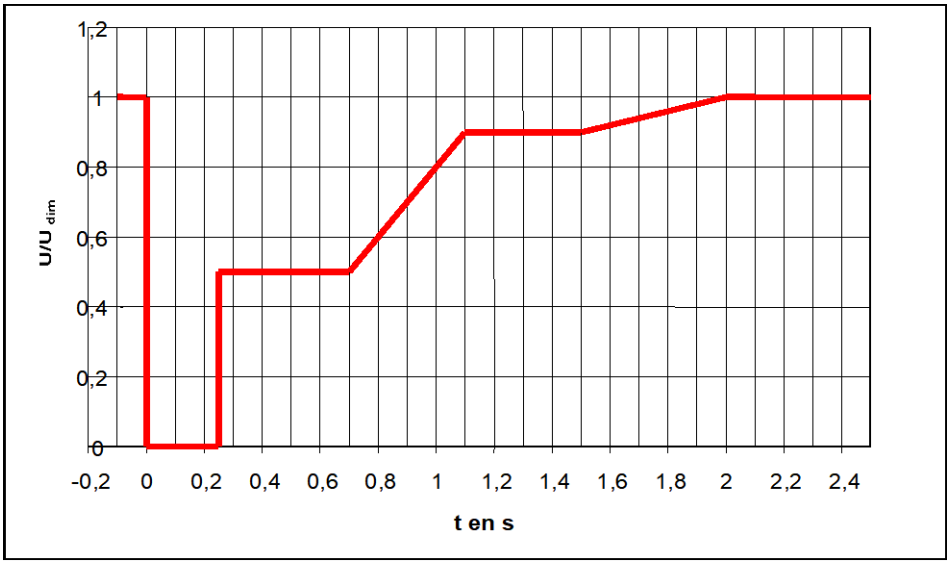
## 3.4 Comportement des installations lors d'un creux de tension – (comportement des auxiliaires)

Les creux de tension, observés sur le réseau et auxquels peut être soumise l'installation de production, peuvent affecter le fonctionnement de l'installation, et notamment les auxiliaires, mais ne doivent pas provoquer le déclenchement de l'ensemble de l'installation.

En fonction du type de réseau auquel elle est connectée, l'installation doit donc être capable de supporter sans déclenchement les creux de tension d'amplitude inférieure aux gabarits suivants, lorsque ces derniers n'entraînent pas de rupture de synchronisme :

✓ **Installation raccordée à un réseau de répartition** :

- creux de tension 100% pendant 250 ms,
- palier à 0,5 $U_{dim}$ pendant les 450 ms suivantes,
- retour linéaire à 0,9 $U_{dim}$ pendant les 400 ms suivantes,
- palier à 0,9 $U_{dim}$ pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à $U_{dim}$ pendant les 500 ms suivantes.

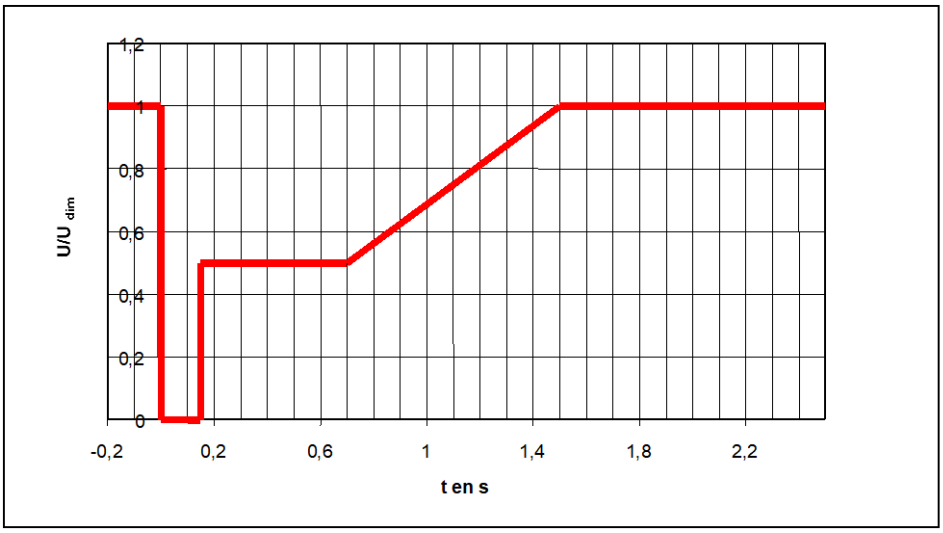



*Gabarit de creux de tension pour les réseaux de répartition*

✓ **Installation raccordée au réseau d'interconnexion :**

- creux de tension 100 % pendant 150 ms,
- palier à 0,5 $U_{dim}$ pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à $U_{dim}$ pendant les 800 ms suivantes.

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour




~~*Gabarit de creux de tension pour les réseaux d'interconnexion*~~

~~Nota : La type de réseau au point de raccordement, interconnexion ou répartition, est précisée par RTE. Le réseau HTB3 et la partie du HTB2 équipée en « plan proche » – c'est à dire avec un plan de protection de performance équivalente à celui équipant le réseau HTB3 en raison de contraintes de stabilité – constituent le réseau d'interconnexion, le reste du réseau HTB2 et les réseaux HTB1 constituant le réseau de répartition.~~

# ANNEXE : PRINCIPES DE CALCUL DES MARGES DE STABILITE

## DEFINITIONS

### Boucle de régulation

La structure classique d'une régulation est la suivante (figure 1) :

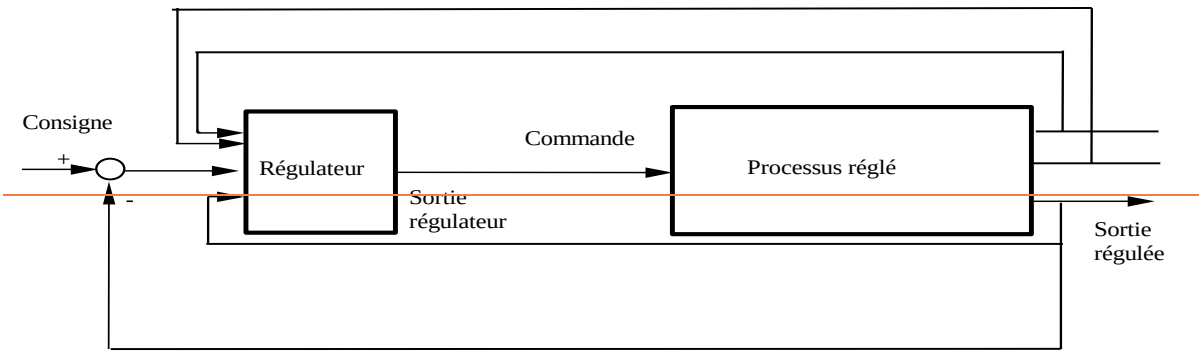



figure 1

Sur un tel schéma on peut définir la fonction de transfert en boucle ouverte et la fonction de transfert en boucle fermée.

La fonction de transfert en boucle ouverte H(p) correspond à l'ouverture de la boucle **entre le régulateur et la commande** et est égale à la transmittance : [Sortie régulateur ] / [Commande].

### Marges de stabilité

La stabilité d'un système bouclé est définie par la position de sa transmittance en **boucle ouverte H(p)** (p opérateur de Laplace) par rapport au point -1 dans le plan de Nyquist (figure 2). On définit classiquement en automatique les marges de stabilité suivantes :

- **La marge de gain Mg est la valeur dont on peut multiplier la transmittance H(p) pour qu'elle passe par le point -1.**

Physiquement la marge de gain est égale à la valeur qui multipliée au gain du régulateur entraîne l'instabilité.

- **La marge de phase Mp est l'angle $\phi$ tel que $Arg[H(j\omega 0)]=\pi+\phi$ avec $\omega 0$ pulsation au gain unité.**

Document valide pour la période du XXX à ce jour

- **La marge de retard Mr est égale la marge de phase divisée par ω0. Mr=Mp/ω0.**

Physiquement la marge de retard correspond au retard pur qui, inséré dans la boucle de régulation, entraîne l'instabilité

- **La marge de module Mm est définie comme la distance minimale au point -1. Mm=Min ( |1+H(p)| ).**

C'est l'inverse du coefficient de résonance harmonique[1] de la fonction de sensibilité $S = \frac{1}{1+H}$.

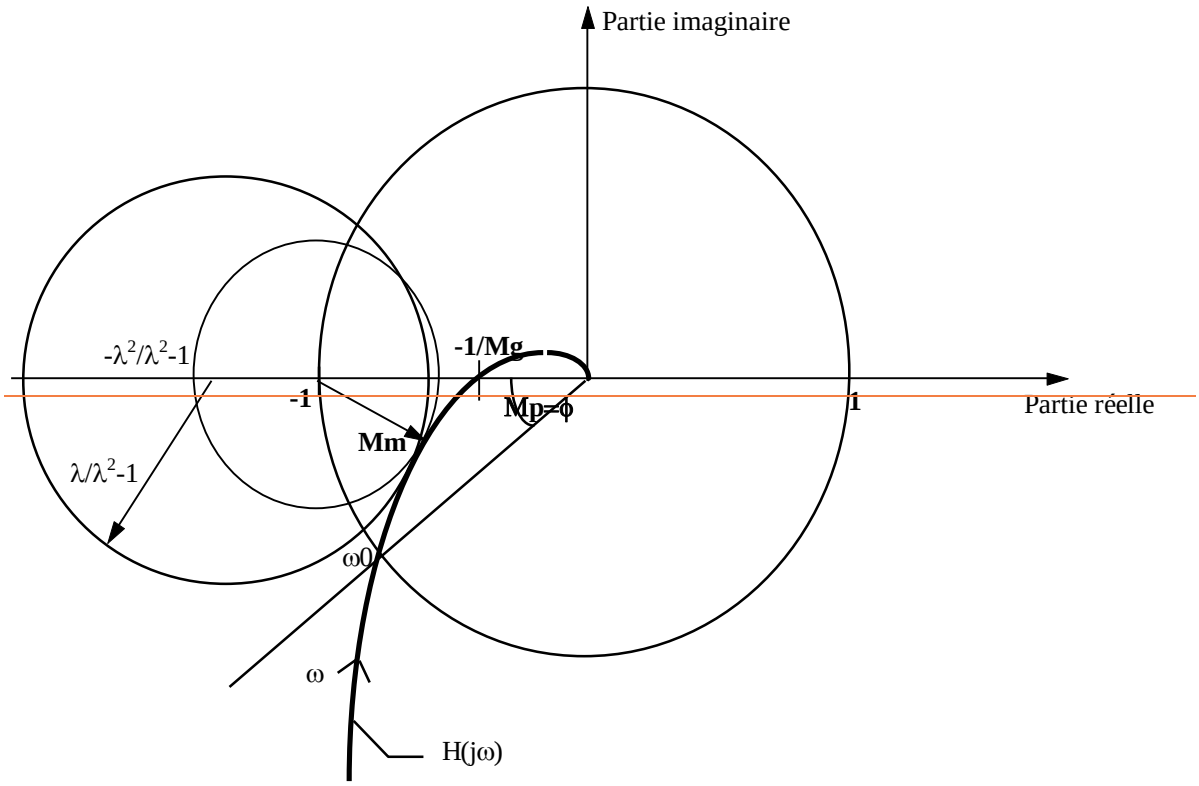
- **La marge de module complémentaire Mmc est définie comme l'inverse du coefficient de résonance harmonique de la fonction de sensibilité complémentaire T=1-S=H/(1+H)**

Si on appelle λ la valeur du coefficient de résonance harmonique de T, la fonction de transfert en boucle ouverte sera extérieure au " λ-cercle " de centre $\frac{-\lambda^2}{\lambda^2-1}$ et de rayon $\frac{\lambda}{|\lambda^2-1|}$ dans le plan de Nyquist (courbe de variation de la fonction de transfert en fonction de la fréquence du signal ω).

La spécification demandée est Mmc > 0,33 c'est à dire λ < 3,03. Le " λ-cercle " correspondant a donc pour centre [-1,12 ; 0] et un rayon de 0,37

[1] le coefficient de résonance harmonique d'une fonction de transfert H(p) est égale à max (|H(p)|).

Document valide pour la période du XXX à ce jour

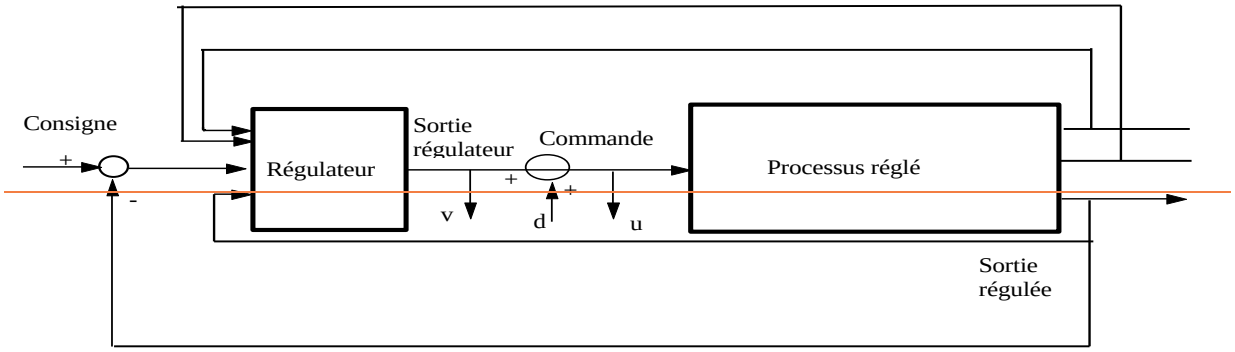



~~Figure 2~~

## ~~PRINCIPE DES MESURES DES MARGES DE MODULES~~

~~La marge de module et la marge de module complémentaire peuvent être mesurées~~ **~~en boucle fermée~~** ~~en injectant un signal additionnel entre la sortie du régulateur et la commande.~~

Document valide pour la période du XXX à ce jour




~~La fonction de transfert entre d et -v, -v(p)/d(p), est égale à la fonction de sensibilité complémentaire T.~~

~~La fonction de transfert entre d et u, u(p)/d(p), est égale à la fonction de sensibilité S.~~

~~De plus, cette mesure permet d'évaluer la marge de retard du régulateur.~~