

Critère de stabilité analytique pour les régulations locales de tension des producteurs décentralisés

Marjorie COSSON^{1, 3}, Hervé GUEGUEN², Pierre HAESSIG², Didier DUMUR¹,
Cristina STOICA MANIU¹, Vincent GABRION³, Gilles MALARANGE³

¹ Laboratoire des Signaux et Systèmes (L2S, UMR 8506 CentraleSupélec – CNRS – Université Paris-Sud), Département Automatique, 3 rue Joliot Curie, 91192 Gif-sur-Yvette, France ; ² CentraleSupélec-IETR, Avenue de la Boulaie, CS47601, 35576 Cesson Sévigné Cedex, France ; ³ EDF R&D, Département EFESE, 92410 Clamart, France.

RESUME – Parmi les conséquences du développement massif de la production raccordée aux réseaux de distribution, le maintien de la tension dans les bornes admissibles est un enjeu important. Afin de limiter les excursions de tension dues aux producteurs décentralisés, des régulations locales de la puissance réactive des producteurs sont envisagées. Cependant, ces régulations peuvent mettre en danger la stabilité des réseaux. Ces travaux proposent d'établir formellement un critère de stabilité ajustant la rapidité de la régulation aux paramètres du réseau. Un réglage valable pour l'ensemble des départs moyenne tension est proposé.

Réseaux électriques de distribution, stabilité, régulation locale de tension, production décentralisée.

1. INTRODUCTION

Au cours des dernières années, le nombre de producteurs raccordés aux réseaux de distribution – appelés producteurs décentralisés – a fortement augmenté, modifiant ainsi le fonctionnement des réseaux électriques de distribution. Une des conséquences est l'augmentation de la tension sur les réseaux de distribution accueillant de la production décentralisée. Pour être capable de maintenir la tension dans les bornes admissibles, plusieurs solutions ont été envisagées par les gestionnaires de réseaux de distribution. La première consiste à renforcer les lignes électriques afin d'augmenter la capacité d'accueil des réseaux mais cette solution est très coûteuse. Afin d'éviter ces investissements, de nombreuses alternatives au renforcement des réseaux électriques ont été étudiées dans la littérature [1]. On ne citera ici que les régulations locales de puissance réactive en fonction de la tension dites régulations $Q(U)$. Le producteur décentralisé mesure de la tension à ses bornes et ajuste, en temps réel, sa consigne de puissance réactive suivant une courbe donnée. La forme de la loi de commande présentée figure 1 est celle retenue par ERDF [2].

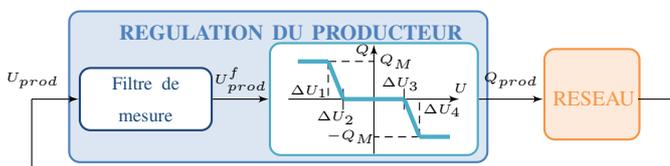


Fig. 1. Structure générale du système étudié

Ces régulations fonctionnent en boucle fermée comme on peut le voir figure 1. Ceci peut représenter un risque pour la stabilité des départs. Dans la littérature, à notre connaissance, peu de travaux traitent des problématiques de stabilité des régulations $Q(U)$. En effet, ce type d'études pose des défis lorsque les systèmes étudiés ne sont pas linéaires. Ici, la loi de commande $Q(U)$ est affine par morceaux avec cinq zones de fonctionnement (figure 1). Afin de tester la stabilité de réseaux accueillant un ou plusieurs producteurs équipés de régulations $Q(U)$, des simulations et des expérimentations ont été menées.

Les différents départs étudiés par [3] ou [4] restent stables malgré les régulations $Q(U)$. Cependant, d'autres travaux tirent des conclusions contraires. Par exemple, [5] identifie des cas d'instabilité de la tension en simulant le fonctionnement d'un producteur équipé d'une régulation $Q(U)$. Sans formalisation de l'analyse de stabilité des régulations $Q(U)$, il semble compliqué de pouvoir généraliser les résultats. Récemment, [6] propose une étude analytique de la stabilité d'une régulation $Q(U)$ dans une des zones linéaires de la loi de commande $Q(U)$ (figure 1). Cette hypothèse permet d'étudier la stabilité du système par ses valeurs propres mais restreint fortement le champ de validité de l'étude. Dans des travaux préliminaires [7], on a développé une méthode permettant de s'affranchir de cette hypothèse grâce à la construction de "l'abstraction discrète" du système.

Ici, on formule un critère de stabilité pour un réseau accueillant un producteur équipé d'une régulation $Q(U)$. Il est exprimé en fonction des paramètres de la régulation et du réseau. Une généralisation de ce critère est proposée afin d'obtenir un réglage des paramètres de la régulation assurant la stabilité quel que soit le réseau auquel le producteur est raccordé.

La partie 2 présente la modélisation proposées du système étudié. Ensuite, la partie 3 détaille l'établissement du critère de stabilité dans le cas d'un réseau accueillant un seul producteur. Dans la partie 4, le critère de stabilité est appliqué à un cas d'étude réel. Les ordres de grandeur trouvés sont comparés aux valeurs préconisées dans les codes de réseau. La dernière partie présente les conclusions et les perspectives des travaux.

2. MODÉLISATION DU SYSTÈME

On considère un départ moyenne tension accueillant des consommateurs et des producteurs équipés d'une régulation locale de la puissance réactive en fonction de la tension. Cette régulation se compose d'un filtre passe-bas d'ordre un à temps discret et d'une loi de commande de la puissance réactive en fonction de la tension filtrée présentant une bande-morte et des saturations [2]. Le filtre de mesure, spécifié sous une forme récurrente, est caractérisé par son gain K_f et par un paramètre $a \in [0, 1]$. Plus a est proche de un, plus les variations de ΔU_k sont lissées, c'est-à-dire plus le filtre est lent. La pente maximale de la loi de commande $Q(U)$ est notée α . L'action, par le réseau, de la puissance réactive du producteur sur la tension à son point de connexion est considérée comme un gain K_R autour des conditions de fonctionnement considérées. Les variations de consommation sont modélisées par une perturbation de la tension au point de connexion. L'article final détaillera le système étudié ainsi que sa modélisation. A titre illustratif, le modèle du système pour un producteur est présenté figure 2.

3. CRITÈRE DE STABILITÉ POUR UN PRODUCTEUR

La méthode proposée permet d'étudier la stabilité du système dans chacune des zones linéaires mais aussi les commutations

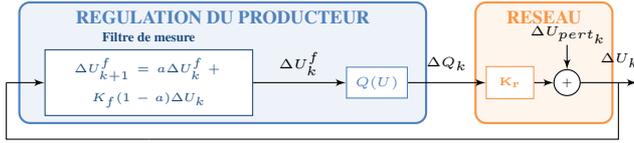


Fig. 2. Modèle du système établi pour en étudier la stabilité

possibles entre plusieurs zones de fonctionnement linéaire. Tout d'abord, les conditions nécessaires à l'existence d'une instabilité sont explicitées en étudiant les prédécesseurs possibles des zones de fonctionnement linéaire. Ceci permet de déduire des conditions suffisantes à la stabilité mais ces conditions sont très restrictives. Ensuite, elles sont affinées en réalisant une étude d'atteignabilité pour déterminer les conditions d'existence des points de fonctionnement instables. Les hypothèses faites et les calculs proposés seront détaillés dans l'article final.

Les calculs, qui seront présentés dans la version finale, permettent d'établir une condition suffisante à la stabilité d'un départ moyenne tension accueillant un producteur équipé de la régulation $Q(U)$ (figure 1). On limite la rapidité du filtre en fonction du gain du filtre (K_f), du pouvoir réglant du producteur (α) et de l'impact sur le réseau (K_r). Si a vérifie :

$$a \geq \frac{K_f K_r \alpha + 1}{K_f K_r \alpha - 1} = a_{lim} \quad (1)$$

alors le système est stable. Ce critère permet, en fonction de la distance du producteur au poste source (proportionnelle à K_r [8]) et de la puissance du producteur (proportionnelle à α), de trouver le filtre le plus rapide admissible $a = a_{lim}$. Ainsi, les gestionnaires de réseaux peuvent vérifier la stabilité d'un départ lorsqu'un producteur équipé de la régulation $Q(U)$ se raccorde. Si le système n'est pas naturellement stable, la relation (1) permet de régler le filtre pour assurer la stabilité du départ et ce sans limiter le pouvoir réglant du producteur ni sa position sur le départ.

4. DISCUSSION

4.1. Application du critère à un cas réel

La méthode d'étude de la stabilité proposée est appliquée à un départ moyenne tension réel français. Ce départ accueille une ferme éolienne de 6 MW située à une douzaine de kilomètres du poste source. La modélisation de ce départ permet d'obtenir $K_r = 0,13$ V/kVAr et $\alpha = -9,60$ kVAr/V. On choisit comme gain du filtre $K_f = 1$. Grâce au critère de stabilité établi (1), on peut dire que le système est stable si :

$$a \geq a_{lim} = 0,11. \quad (2)$$

Ainsi, dans cet exemple, le réglage du filtre est particulièrement important. En effet, si le filtre est trop rapide ($a < a_{lim}$) alors le système sera instable. En choisissant un filtre plus lent, le fonctionnement du système peut être stabilisé.

La figure 3 présente la réponse du système suite à un échelon de perturbation. Dans le premier cas $a = 0 < a_{lim}$ (en rouge), le fonctionnement est instable. Grâce au critère proposé (1), un filtre passe bas du premier ordre avec $a = 0,3 > a_{lim}$ est proposé pour stabiliser le fonctionnement du système (figure 3, en vert). Ce filtre correspond, en temps continu, à un filtre passe bas du premier ordre avec une constante de temps τ de l'ordre de 1,5 fois la période d'échantillonnage de la régulation. Pour conclure, on peut dire que le cas d'étude réel proposé n'est pas stable quel que soit a . La méthode proposée dans ces travaux permet de prédire ce risque et propose un réglage du filtre qui permet de stabiliser le fonctionnement du système.

Dans l'article final, l'existence de cas stables quel que soit a sera discutée et on montrera qu'il existe toujours un filtre passe-bas suffisamment lent pour assurer la stabilité du départ.

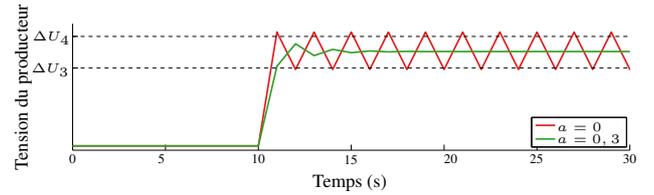


Fig. 3. Simulations dynamiques illustrant la stabilité du système lorsque le critère de stabilité n'est pas respecté ($a = 0$) et lorsqu'il l'est ($a = 0,3$).

4.2. Généralisation et comparaison avec les codes de réseaux

L'article final se propose de trouver un réglage de la rapidité du filtre qui soit valable dans tous les cas : quelle que soit la position du producteur, sa puissance, etc. Établir un critère "prêt à l'emploi" est un fort enjeu notamment pour la production basse-tension pour laquelle aucune étude de raccordement n'est faite aujourd'hui.

Une borne supérieure pour a_{lim} sera proposée en définissant le pire cas en fonction des ordres de grandeur des distances et puissances usuelles sur les réseaux de distribution français. L'article final détaillera la comparaison de cette valeur aux codes de réseau en vigueur en Europe. De plus, l'extension de la méthode proposée dans ces travaux à des départs accueillant plusieurs producteurs décentralisés sera discutée dans l'article complet.

5. CONCLUSIONS

Les travaux qui sont présentés dans cet article permettent d'établir formellement une condition suffisante à la stabilité des départs accueillant un producteur décentralisé équipé d'une régulation $Q(U)$ composée d'un filtre de mesure passe-bas du premier ordre et d'une loi de commande avec une bande morte et des saturations. Le critère proposé permet d'identifier les cas naturellement stables et, dans les autres cas, de régler les paramètres du filtre de mesure de manière à assurer la stabilité. Un réglage générique du filtre est proposé de manière à assurer la stabilité de l'ensemble des départs. Ces travaux seront ensuite étendus à des départs accueillant plusieurs producteurs afin de pouvoir étendre le domaine de validité du critère établi.

6. RÉFÉRENCES

- [1] H. Dutrieux, G. Delille, and B. Francois. Assessing the impacts of distribution grid planning rules on the integration of renewable energy sources. In *PowerTech, IEEE Eindhoven*, June 2015.
- [2] J. Witkowski, E. Lejay-Brun, G. Malarange, and L. Karsenti. Field demonstration of local voltage regulation on erdf mv network. In *Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on*, June 2013.
- [3] F. Beauné, A. Minaud, A. Pagnetti, G. Pelton, and L. Karsenti. Voltage regulation on DG connected to MV network study and experimentations. In *Challenges of implementing Active Distribution System Management, CIRED 2014 Workshop*, May 2014.
- [4] P. Esslinger and R. Witzmann. Experimental study on voltage dependent reactive power control Q(V) by solar inverters in low-voltage networks. In *Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on*, June 2013.
- [5] T. Stetz. *Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with Photovoltaic Systems : Technical and Economic Assessment*. PhD thesis, Kassel university, 2014.
- [6] F. Andren, B. Bletterie, S. Kadam, P. Kotsampopoulos, and C. Bucher. On the stability of local voltage control in distribution networks with a high penetration of inverter-based generation. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 62(4) :2519–2529, April 2015.
- [7] M. Cosson, H. Gueguen, D. Dumur, C.S. Maniu, V. Gabrion, and G. Malarange. Voltage stability of distributed generators by means of discrete abstraction. In *Control Applications (CCA), IEEE Conference on*, Sept 2015.
- [8] M. Cosson. Modélisation des variations d'amplitude de la tension d'un réseau de distribution. *JCGE*, 2015.