

Modes de pilotage d'un réseau de distribution électrique : Performances et infrastructures nécessaires

Paul ENJOLRAS¹, Jonathan COIGNARD¹, Yvon BESANGER¹, Van Hoa NGUYEN², Nouredine HADJSAID¹

¹Univ. Grenoble Alpes, CNRS, Grenoble INP, G2Elab, F-38000 Grenoble, France

²EDF R&D Lab Paris Saclay, F-91120 Palaiseau, France

RESUME – Le travail réalisé vise à analyser les performances de deux modes de pilotage d'un réseau de distribution HTA. Le premier mode est basé sur une connaissance optimale du réseau et une communication parfaite entres les équipements. Le deuxième mode, plus sobre, est uniquement basé sur des mesures locales et une communication minimale. L'objectif est de limiter les contraintes électriques de surtension et surintensité liées à l'intégration de producteurs d'énergie renouvelable. Dans les deux cas, c'est l'utilisation de leviers côté producteurs qui est mis en œuvre, avec à la fois un pilotage de la puissance active et réactive. Les impacts en termes d'énergie pour les utilisateurs pilotés ont été quantifiés. Dans le premier pilotage, le respect des contraintes est satisfait quel que soit les configurations de réseau étudiées, au détriment d'écarts parfois important. Le deuxième mode de pilotage, efficace pour limiter les élévations de tension, ne permet pas de résoudre les contraintes en courant.

Mots-clés— Réseau de distribution électrique, résilience, leviers de pilotage, infrastructure de communication, producteurs HTA.

1. INTRODUCTION

Historiquement, le raccordement de nouveaux utilisateurs sur le réseau électrique (producteurs, consommateurs ou les deux), se base sur des hypothèses de dimensionnement des infrastructures « à la pointe ». Un renforcement passif du réseau (e.g., une section de câbles plus grande, de nouvelles lignes) est donc parfois nécessaire [1] et ce modèle économique d'investissement long-terme a longtemps été privilégié. Cette méthode bien que fiable et robuste, implique que pour une majorité d'heures dans l'année, les infrastructures réseaux soient surdimensionnées.

Une alternative consiste à prendre en compte, dès l'étape de dimensionnement, une capacité à piloter ces nouveaux utilisateurs (e.g., en puissance active et réactive) [2]. Cela a longtemps été interdit pour des raisons juridiques dans le code de l'énergie mais le cadre réglementaire est maintenant plus favorable et rend ce pilotage possible dans certaines situations [1]. Les renforcements passifs du réseau peuvent donc être limités sous condition de disposer de leviers de pilotage suffisamment résilients[3], [4].

Notre contribution consiste à déployer et comparer des algorithmes robustes, intelligibles et ayant une faible empreinte numérique, en acceptant *a priori* un compromis sur leur efficacité. Ils sont testés à travers deux modes de pilotage et dans

diverses configurations du réseau mettant en avant leurs limites. Ces travaux sont réalisés dans l'optique d'accélérer la mise en place de possibilités de pilotage à la place de renforcements matériels.

1.1. Etat de l'art sur les modes de pilotage

Sur le réseau de distribution français, le pilotage est réalisé depuis les ACR (Agence de Conduite Régionale) [5]. Il y en a environ une trentaine en France, elles gèrent la supervision et le pilotage d'équipements présents sur des poches de réseau HTA assez importantes (de l'ordre de 80 postes sources HTB/HTA). Ce pilotage pourrait être qualifié de « centralisé » puisque la supervision et le contrôle d'un grand nombre d'équipement est rassemblé en un unique point. Généralement plus simple algorithmiquement parlant, ce fonctionnement peut atteindre ses limites lorsque le nombre d'équipements à piloter et la supervision afférente devient trop importante [6]. Par ailleurs, le système central représente une fragilité importante dans l'architecture de pilotage (« single-point-of-failure ») [7].

Les postes sources et les postes de distribution (HTA/BT ou HTA/HTA) pourraient aussi être des niveaux pertinents de contrôle et supervision des réseaux HTA et BT respectivement. Une partie des postes sources récents sont à contrôle-commande numérique (PCCN) et déjà équipés d'une infrastructure informatique importante. Les postes HTA/BT, disposent aussi d'un certain nombre d'outils qui pourront aider à la supervision et au pilotage de charges BT (e.g. concentrateur, boîtier de téléconduite) Au vu de leur nombre important sur le réseau (plusieurs milliers pour les postes sources, et centaines de milliers pour les postes de distribution), déployer des fonctions de pilotage dans ces infrastructures peut nécessiter un investissement important et une complexité algorithmique accrue. Cela doit donc être réfléchi et ne pas être systématique. En revanche, ce fonctionnement évite la centralisation et le traitement d'un grand nombre de données en un unique point [8], on pourrait qualifier ce pilotage de « décentralisé ».

Avec l'arrivée des nouveaux utilisateurs comme les sources à énergie renouvelable (EnR), un pilotage très local peut aussi être envisagé, dans lequel chaque équipement agit de manière autonome. Cela présente un avantage certain aussi bien économique, qu'en terme de fiabilité et robustesse, puisqu'aucune infrastructure de communication n'est requise [4]. En revanche, l'efficacité dans le traitement des contraintes peut être limitée par le manque de coordination entres

équipements, chacun n'aura de fait qu'une vision très limitée car très locale du réseau [9].

1.2. Contributions

L'étude porte sur la comparaison de deux modes de pilotage au sein d'un réseau HTA. Dans le premier, la supervision et le contrôle-commande sont effectués depuis le poste source, il s'inspire de [10]. Afin de simplifier la modélisation, on considère que le poste-source a une connaissance parfaite du réseau, aussi bien des impédances, que des puissances transitant à chaque nœud. Il s'agit d'un cas idéal. Également, un lien de communication parfait existe entre le PS et chacun des producteurs. C'est, par définition, un mode de pilotage ayant une empreinte numérique importante [11] [12].

Dans le second mode de pilotage, seules des fonctions locales sont mises en œuvre, il n'y a pas de communication avec le reste du réseau donc aucune forme de coordination. L'équipement a uniquement accès à la tension au niveau de son point de connexion au réseau et un minimum de communication permet de faire le lien avec l'équipement pilotant le site de production. Ce type de contrôle commande est généralement implémenté pour les centrales de production HTA ayant une puissance de raccordement $\geq 1\text{MW}$ [13]. Comparé au mode de pilotage précédent, c'est un fonctionnement sobre numériquement, il nécessite très peu de ressources informatiques, et se distingue par sa simplicité.

L'objectif ici est de faire respecter les contraintes usuelles de tension (20 kV $\pm$ 5%) et d'éviter toute congestion ou surcharge des lignes et transformateurs (contraintes en courant). Les leviers pris en compte sont le pilotage de la puissance active et réactive au niveau d'installations de production HTA.

Le changeur de prise en charge des transformateurs du poste source est un autre levier de pilotage classiquement utilisé pour régler la tension d'un réseau. Néanmoins, dans cette étude, ce dispositif n'est pas modélisé et une tension fixe est imposée au primaire du transformateur du poste source.

2. METHODE

2.1. Algorithmes de pilotage

Les deux méthodes de contrôle considérées ont chacune pour objectif un fonctionnement dans les plages admissibles de tension et d'intensité. Les algorithmes sont développés sous Python.

2.1.1. Pilotage depuis le poste source

Le premier algorithme de pilotage représente un fonctionnement où le poste-source pilote des producteurs en leur envoyant un point de fonctionnement Q et une éventuelle consigne d'écritement de puissance active. Ce fonctionnement sera modélisé par la résolution d'un calcul de répartition de charge optimal, ou « optimal power flow » (OPF) en anglais. Les équations régissant ce type de problème sont non-linéaires et différentes simplifications peuvent alors être adoptées afin de le résoudre [14], [15]. On utilisera ici un modèle linéaire des équations adapté aux réseaux radiaux (Linear Distflow). Pour cette linéarisation, la principale simplification consiste à négliger les pertes en lignes, et considérer un déphasage faible des tensions. Les termes au carré restant dans les équations peuvent alors être simplifiés avec un changement de variable ($X = x^2$). S'agissant d'un réseau HTA triphasé, on le suppose parfaitement équilibré et la modélisation se fera alors en monophasé.

Prenons $G = (B, L)$ un graphe orienté où B représente l'ensemble des nœuds et L l'ensemble des liens (ou branche). Un lien l est caractérisé par le couple (i, j) s'il pointe du nœud i vers le nœud j . La modélisation se fait sur l'horizon temporel T où t représente un pas de temps. On peut alors écrire les 4 principales équations dénotant les flux de puissances actives (1), réactives (2) et le courant sur chaque branche (3), ainsi que le niveau de tension à chaque nœud (4).

$$p_{i,j}^l(t) = P_j(t) + \sum_{k \in \tau(j)} p_{j,k}^l(t), \forall (l, t) \in \{L, T\} \quad (1)$$

$$q_{i,j}^l(t) = Q_j(t) + \sum_{k \in \tau(j)} q_{j,k}^l(t), \forall (l, t) \in \{L, T\} \quad (2)$$

$$i_{i,j}^l(t)^2 \times u_i(t)^2 = p_{i,j}^l(t)^2 + q_{i,j}^l(t)^2, \forall (l, t) \in \{L, T\} \quad (3)$$

$$u_j(t)^2 = u_i(t)^2 - 2(r_{i,j}^l \times p_{i,j}^l(t) + x_{i,j}^l \times q_{i,j}^l(t)), \quad \forall (l, t) \in \{L, T\} \quad (4)$$

L'indice, $k \in \tau(j)$ utilisé dans (1) et (2) représente tous les nœuds k à l'aval de j (Figure 1).

Les termes $P_j(t)$ et $Q_j(t)$ représentent la puissance injectée et soustrée au nœud j par une éventuelle charge et/ou un éventuel producteur. Par exemple, pour un nœud j avec un producteur (*prod*) et un consommateur (*conso*) :

$$P_j(t) = P_j^{conso}(t) - P_j^{prod}(t), \forall (j, t) \in \{B, T\} \quad (5)$$

$$Q_j(t) = Q_j^{conso}(t) - Q_j^{prod}(t), \forall (j, t) \in \{B, T\} \quad (6)$$

$P_j^{conso}(t)$, $Q_j^{conso}(t)$ sont des grandeurs constantes sur un pas de temps donné et évoluent sur la durée de la simulation en suivant des profils de charge prédéfinis. $P_j^{prod}(t)$, $Q_j^{prod}(t)$ sont explicités dans les équations (9) et (10). $Q_j^{conso}(t)$ et $Q_j^{prod}(t)$ peuvent désigner à la fois de la puissance réactive capacitive ou inductive.

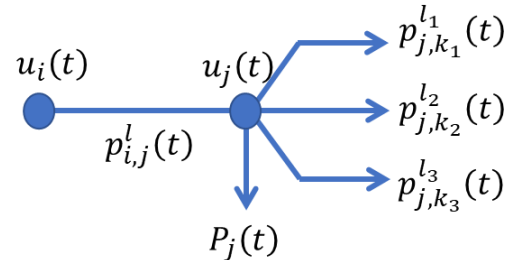


Figure 1 : Modélisation d'un réseau radial, exemple avec les puissances actives uniquement

En plus de ces équations, le respect des contraintes réseau définies dans la partie 1.2 se traduit par les équations (7) et (8).

$$0.95 \leq \frac{u_j(t)}{U_N} \leq 1.05, \forall (j, t) \in \{B, T\} \quad (7)$$

$$i^l(t) < I_{max}^l \times \alpha, \forall(l, t) \in \{L, T\} \quad (8)$$

Où U_N est la tension nominale du réseau (20 kV) et I_{max}^l le courant admissible de la ligne l . α est un coefficient explicité dans les résultats. Il permet de limiter le transit dans les lignes à une valeur inférieure au courant admissible afin de garder une marge de non-dépassement. Une équation similaire à (8) permet de limiter le courant transitant dans les transformateurs HTB/HTA des postes sources.

Finalement, pour chaque nœud j où un producteur est présent, les onduleurs possèdent aussi des capacités constructives représentées par les équations (9) et (10).

$$P_j^{prod}(t) = P_j^{max}(t) - p_j^{écrit}(t), \forall(j, t) \in \{B, T\} \quad (9)$$

$$S_j^{prod^2} > P_j^{prod}(t)^2 + q_j^{prod}(t)^2, \forall(j, t) \in \{B, T\} \quad (10)$$

Où $P_j^{max}(t)$ est la production maximale disponible au niveau du moyen de production et au pas de temps t . $p_j^{écrit}(t)$ est une des variables de l'optimisation qui permet de réduire la puissance injectée par un producteur. $q_j^{prod}(t)$ est une autre variable de l'optimisation qui permet de faire injecter ou absorber de la puissance réactive par les producteurs. S_j^{prod} est la puissance apparente nominale de l'onduleur.

Le problème d'optimisation peut alors s'écrire sous la forme d'une fonction objectif :

$$\min \sum_{j \in B} \sum_{t \in T} (cP \times p_j^{écrit}(t) + cQ \times |q_j^{prod}(t)|) \quad (11)$$

Cette fonction est soumise aux équations réseaux (1), (2), (3) et (4), aux contraintes (7) et (8) ainsi qu'au fonctionnement des onduleurs de productions (9) et (10). Cette écriture est inspirée des travaux de [15], notamment la même stratégie est adoptée afin de s'affranchir de la valeur absolue dans la fonction objectif (non-linéarité).

Une fois les points de fonctionnements P et Q obtenus pour chaque producteur grâce à l'OPF, un calcul de répartition de charge classique est effectué avec ces points. Cela permet de se rapprocher du résultat que l'on obtiendrait sur un réseau physique (avec des pertes).

2.1.2. Pilotage local

Le deuxième mode de pilotage est uniquement local et sans communication. Les équipements pilotés sont des onduleurs.

Deux lois de contrôle sur la tension sont mises en place simultanément, $Q=f(U)$ et $P=f(U)$. La régulation en puissance réactive est similaire à celle utilisée aujourd'hui pour les producteurs HTA [16].

On peut voir sur la Figure 2 que pour une situation classique de surtension, l'onduleur va absorber du réactif jusqu'à un maximum de -0,5 p.u. lorsque la tension se situe entre 1,02-1,04 p.u. Au-delà, c'est la puissance active qui est limitée jusqu'à 0 lorsque la tension atteint 1,05 p.u.

Aucun contrôle n'est mis en œuvre pour éviter d'éventuelles congestions sur les lignes et transformateurs. En effet, de telles contraintes n'apparaissant par forcément là où se trouve l'équipement contrôlé, et au vu de l'absence volontaire de communication, ce pilotage n'est pas possible en l'état.

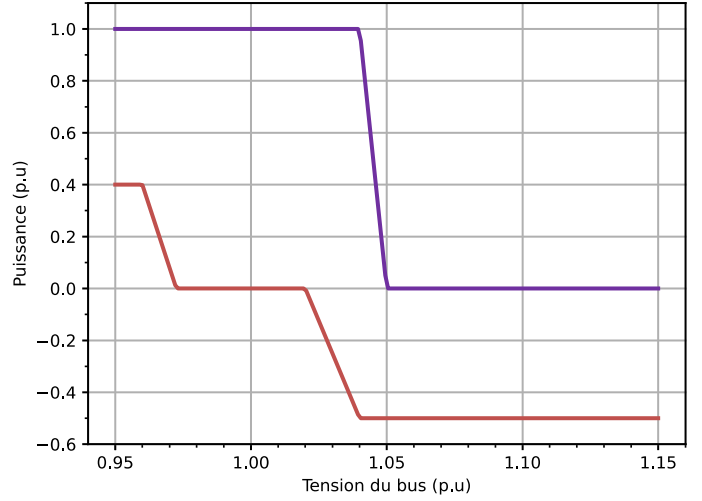


Figure 2 : Lois de contrôle locale : P(U) en violet, Q(U) en rouge

2.2. Métriques de Comparaison

Dans un premier temps, le réseau est placé dans une situation initiale sans pilotage qui servira de référence. Il s'agit ensuite de comparer les deux méthodes de contrôle entre elles et avec la situation initiale.

Dans chaque situation, on évalue la capacité du réseau à respecter les contraintes (tension et courant), puisque ce sont les principaux objectifs d'un Gestionnaire de Réseau de Distribution. L'Energie Non Injectée (ENI) et le recours à l'injection/absorption de réactif par les producteurs sont aussi deux métriques importantes [17]. L'ENI représente indirectement des pertes économiques pour le système. Concernant l'utilisation du réactif, il s'agit de sommer à la fois l'énergie absorbée et injectée au niveau d'un onduleur (en valeur absolue). En effet, ce qui nous importe c'est la « surutilisation » des onduleurs pour le réactif, entraînant un vieillissement accéléré. Aucune hypothèse de surdimensionnement des onduleurs afin de gérer du réactif n'est prise en compte dans cette étude.

3. RESULTATS

3.1. Réseau étudié

Le réseau HTA étudié est issu de la base de donnée Simbench [18]. Des profils de charges et de productions sont directement intégrés au réseau, avec les données d'une année complète au pas de temps de 15 min. Le réseau est modélisé du poste-source jusqu'aux charges HTA (Figure 3). Les charges et producteurs BT sont agrégés au niveau de charges HTA équivalentes. Les principales caractéristiques de ce réseau sont présentées dans le Tableau 1.

Tableau 1 : Caractéristiques du réseau HTA étudié

Nombre de bus	97
Longueur totale des lignes (km)	116
Nombre de producteurs	94
Nombre de consommateurs	92
Puissance de production installée (MW)	24
Puissance de consommation installée (MW)	28
Energie injectée par la production locale – 1 semaine (MWh)	622
Energie soutirée par les charges – 1 semaine (MWh)	837

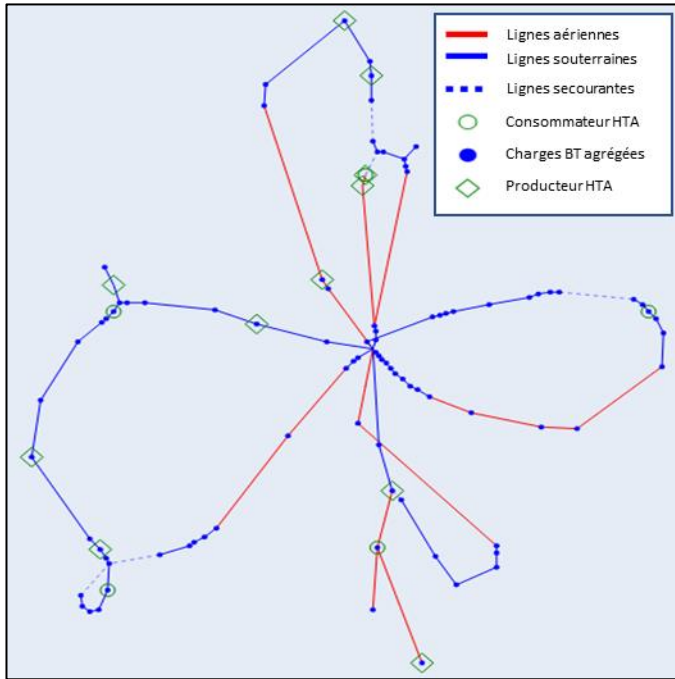


Figure 3 : Schéma électrique du réseau HTA étudié

3.2. Analyse temporelle

Pour la modélisation suivante, une semaine de l'année est choisie, elle présente un niveau important de production renouvelable. Le réseau initial avec les caractéristiques du Tableau 1, ne présente aucune contrainte en courant ou en tension. La puissance de production installée est volontairement augmentée à un niveau élevé afin de placer le réseau dans une situation où les seuils admissibles ne sont plus respectés : La tension est en dehors de la plage 0.95-1.05 p.u. et le taux de charge des lignes dépasse 70%. Ce seuil maximum est choisi volontairement inférieur à 100% car, même si cela est possible, il n'est pas recommandé d'utiliser une ligne au maximum de sa capacité pendant plusieurs minutes (vieillesse prématurée, pertes importantes).

Le solveur Gurobi [19] est utilisée pour résoudre l'OPF et le package Pandapower [20] pour les calculs de répartition de charges et les contrôleurs locaux.

La Figure 4 montre qu'avec les deux modes de pilotage définis dans la partie 2.1, la tension est maintenue dans la plage admissible. En revanche, le taux de charge n'est respecté que pour le pilotage depuis le poste source (PS), le pilotage local n'ayant pas les moyens de réguler le courant. Par ailleurs, on s'aperçoit aussi que l'absorption de réactif, dans le pilotage local, conduit à augmenter les contraintes de charges sur la ligne par rapport à la situation de référence, sans pilotage.

Le temps de simulation pour une semaine est de l'ordre de 15 min pour l'OPF alors qu'il n'est que d'environ 3 min pour le pilotage local. Le PC utilisé fonctionne avec un processeur 13^{ième} génération Intel(R) Core(TM) i7-13850HX, 2.10 GHz et 32 GO de RAM.

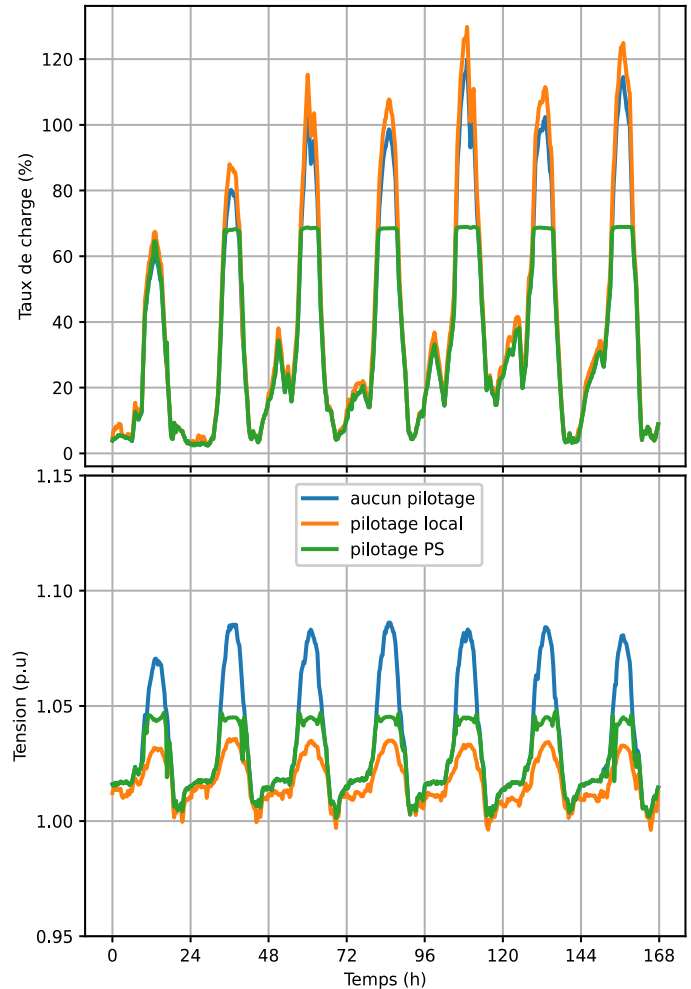


Figure 4 : [haut] Taux de charge sur une ligne représentative - [bas] Tension d'un bus représentatif - en fonction du temps

3.3. Analyse paramétrique

La principale limite du pilotage local a pu être soulevée dans la partie précédente. L'analyse suivante consiste à augmenter progressivement la puissance installée des productions renouvelables sur le réseau (Tableau 2), et mesurer pour chaque scénario les métriques définies dans la partie 2.2.. Les producteurs sont ajoutés de manière aléatoire et le type de production (PV, éolien, Hydraulique ou Biomasse) respecte en proportion ceux du réseau initial (grande majorité de PV). Une contrainte de tension ou d'intensité est comptée pour chaque pas de temps où les seuils sont dépassés d'admissibles (+/-5% pour la tension et charge supérieure à 70% de l'intensité admissible pour les lignes). Si un seuil est dépassé plusieurs pas de temps de suite, cela compte pour autant de contraintes.

Tableau 2 : Données initiales de l'analyse paramétrique

Puissance installée de production (MW)	30	40	50	60	70	80
Energie injectée sans pilotage (MWh)	248	343	435	563	664	784

On s'aperçoit sur la Figure 5 qu'à partir de 50-60 MW installés sur ce réseau, le contrôle local n'est plus suffisant puisque des contraintes de surcharge apparaissent sur les lignes. Le contrôle depuis le poste-source, lui, permet de respecter les contraintes pour toutes les puissances simulées, au détriment d'une ENI de plus en plus importante (Figure 6, haut).

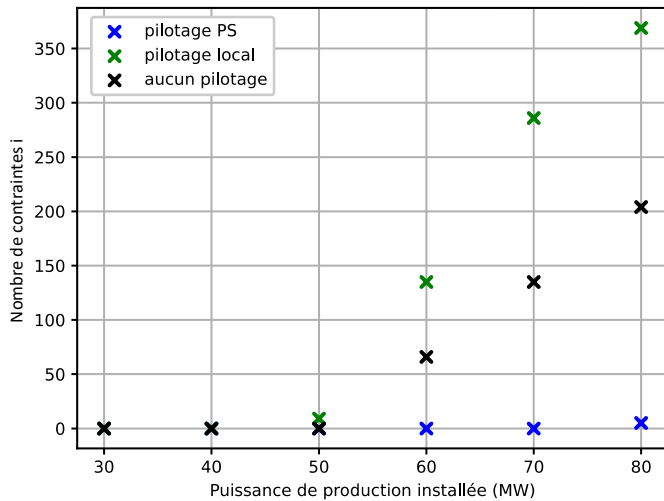


Figure 5 : Nombre de contraintes de surcharge sur les lignes en fonction de la puissance de production installée

Concernant les contraintes en tension, les deux modes de pilotages permettent de rester dans les plages admissibles même avec 80 MW de puissance installée. Dans le scénario de référence, sans pilotage, les premières contraintes en tension apparaissent au-delà de 40 MW installés.

Finalement, sur la Figure 6-haut, on peut voir que le recours aux écrêtements avec le pilotage depuis le poste source commence à 60 MW, cela coïncide bien avec les premières contraintes de surcharge. On s'aperçoit aussi qu'avec le pilotage local l'utilisation de réactif augmente de manière quasiment linéaire avec l'augmentation de la puissance installée alors qu'elle a tendance à stagner avec le pilotage au PS (Figure 6-bas). Cela s'explique par le fait qu'écrêter la production afin d'éviter les surcharges va aussi dans le sens de limiter les élévations de tension, d'où une utilisation moindre du réactif.

4. CONCLUSION

L'étude porte sur la comparaison de deux modes de pilotage du réseau de distribution. Le premier est situé au niveau du poste source, il se veut omniscient et a pour objectif la recherche de l'optimalité du système (cas idéal). L'autre est un pilotage local et sans communications, réparti sur chacun des équipements de production. Il est caractérisé par une sobriété numérique et de mise en œuvre. Ces deux modes de pilotage s'appuient sur le réglage des puissances active et réactive au niveau de producteurs afin de respecter au mieux les contraintes électriques du réseau. Le mode de pilotage local de par sa définition, ne permet que de faire respecter les seuils de tension admissibles, en utilisant le réactif disponible au niveau des onduleurs de production. Il fonctionne même pour des puissances de production installées importantes. Le pilotage depuis le poste source a davantage d'informations à sa disposition qui lui permettent de faire respecter en plus, les contraintes de surcharge des lignes et transformateurs. Pour cela, l'écrêtement d'une partie de la production est nécessaire.

4.1. Perspectives

Parmi les suites possibles de ces travaux, la première chose pourrait être d'améliorer le pilotage local afin de tenir compte des contraintes d'intensité. Cela doit inévitablement passer par l'ajout de plus ou moins de capteurs et liens de communications entre le réseau et le site de production. L'enjeu pourrait être de trouver avec quelles communications minimales (par exemple, juste avec les lignes qui encadrent le producteur) le pilotage local devient à nouveau suffisant.

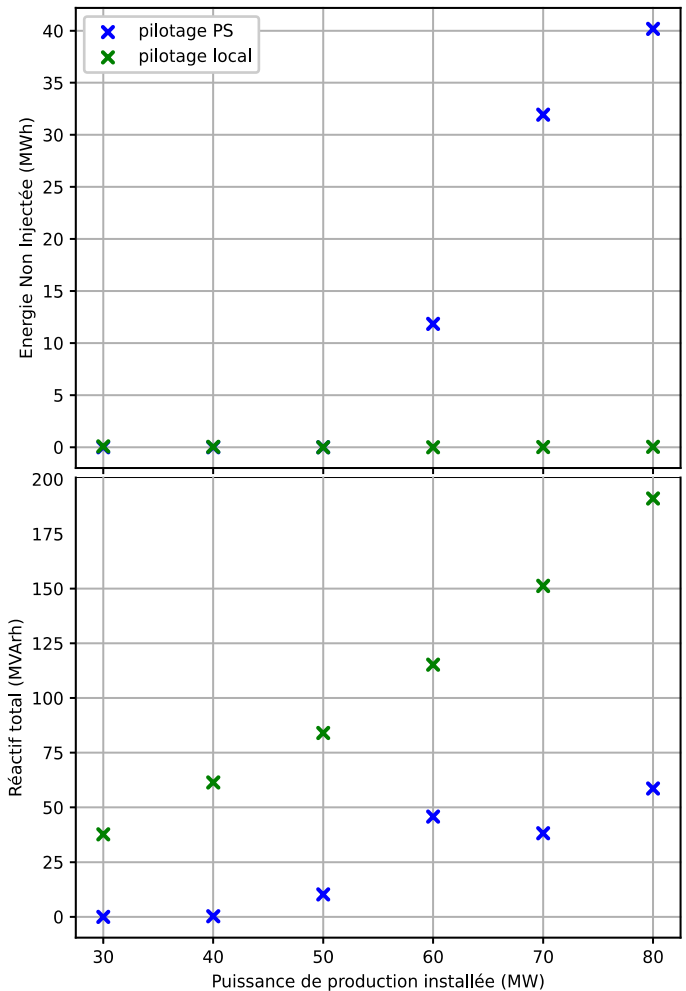


Figure 6 : [Haut] ENI - [Bas] Utilisation de réactif - en fonction de la puissance de production installée

Le régulateur de prise en charge des transformateurs de postes sources pourrait aussi être utilisé. Sur le réseau de distribution français, ce dispositif fonctionne avec une consigne fixe. Il est toutefois possible de lui fournir une consigne de tension variable en fonction de l'état du réseau. On peut alors baisser la consigne lorsque la production est importante et la consommation faible et vice versa. Sa principale limite est qu'il contrôle la tension d'un ensemble de départs, son utilisation est donc limitée à des situations où l'ensemble de ses départs ont des contraintes « dans le même sens ».

Bien que l'accent soit mis sur le pilotage des moyens de productions, les renforcements matériels du réseau ne sont pas à exclure complètement. En réalité, pour chaque nouveau producteur, ou augmentation de puissance d'un producteur existant, une analyse technico-économique peut être réalisée. D'un côté les coûts du raccordement avec pilotage et sans renforcement sont estimés (instrumentation du réseau, ENI simulée etc.). De l'autre, le coût des travaux de renforcement permettant le raccordement sans pilotage est calculé. La difficulté est d'estimer les évolutions du réseau et des potentiels futurs raccordement dans ces calculs. Pour une zone où un unique producteur est amené à se raccorder, il peut être plus pertinent de mettre en place un pilotage et d'éviter des renforcements conséquents. A l'inverse, si plusieurs producteurs vont se raccorder dans le même secteur, le renforcement peut être plus intéressant car mutualisable.

Cela pose aussi la question de l'équité dans la répartition du pilotage au niveau des utilisateurs impactés. En effet, dans un

réseau où le recours au réactif et aux écrêtements est fréquent comment répartir au plus juste les consignes ? Un ou plusieurs indicateurs pourraient être créés afin de définir cette notion de répartition et d'équité. Il y aura ensuite probablement un compromis à trouver entre efficacité du pilotage et répartition de l'impact sur les utilisateurs [21].

5. REFERENCES

- [1] ENEDIS, « Principes d'étude et règles techniques pour déterminer une solution technique de raccordement ou de modification du raccordement au Réseau Public de Distribution géré par Enedis (NMO-RAC_007E) », [En ligne, 02/2025] <https://www.enedis.fr/documents>, 2024, [En ligne]. Disponible sur: <https://www.enedis.fr/documents>
- [2] L. Karsenti, « Solutions smart grids pour mieux intégrer les EnR aux réseaux de distribution », *Techniques de l'ingénieur*, 2018.
- [3] A. Narayan, M. Brand, et S. Lehnhoff, « Quantifying the resilience of ICT-enabled grid services in cyber-physical energy system », *Energy Informatics*, vol. 6, n° 1, p. 23, 2023, doi: 10.1186/s42162-023-00287-y.
- [4] P. Ge, F. Teng, C. Konstantinou, et S. Hu, « A resilience-oriented centralised-to-decentralised framework for networked microgrids management », *Applied Energy*, vol. 308, p. 118234, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118234>.
- [5] A. Doulet, « D4230 V3 - Réseaux de distribution - Exploitation », *Techniques de l'ingénieur*, 2024.
- [6] ETIP SNET, « Holistic architectures for future power systems - White Paper », [En ligne, 02/2025] <https://smart-networks-energy-transition.ec.europa.eu/publications/etip-publications>, 2019.
- [7] W. Murray, M. Adonis, et A. Raji, « Voltage control in future electrical distribution networks », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 146, p. 111100, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111100>.
- [8] K. E. Antoniadou-Plytaria, I. N. Kouveliotis-Lysikatos, P. S. Georgilakis, et N. D. Hatziaargyriou, « Distributed and Decentralized Voltage Control of Smart Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, n° 6, p. 2999-3008, 2017, doi: 10.1109/TSG.2017.2679238.
- [9] S. Bolognani, R. Carli, G. Cavraro, et S. Zampieri, « On the Need for Communication for Voltage Regulation of Power Distribution Grids », *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 6, n° 3, p. 1111-1123, 2019, doi: 10.1109/TCNS.2019.2921268.
- [10] A. Angioni et al., « Design and Implementation of a Substation Automation Unit », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, n° 2, p. 1133-1142, 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2614493.
- [11] UK Power Network, « Projet "Constellation" livrable D1 », [En ligne 02/2025] https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/projects/constellation#project-single_accordion, 2022, [En ligne]. Disponible sur: https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/projects/constellation#project-single_accordion
- [12] G. Björkman, P. Noglik, E. Hamrin, et J. Nedomlel, « GRID4EU - Préfiguration des réseaux électriques de demain (ABB) », 2016.
- [13] ENEDIS, « Présentation du eDEIE (« evolved » Dispositif d'Échange d'Information d'Exploitation) entre Enedis et un site producteur raccordé en HTA sur le réseau public de distribution (NOI-RES_090E) », [En ligne 02/2025] <https://www.enedis.fr/documents>, 2025, [En ligne]. Disponible sur: <https://www.enedis.fr/documents>
- [14] R. Rigo-Mariani et V. Vai, « An iterative linear DistFlow for dynamic optimization in distributed generation planning studies », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 138, p. 107936, juin 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107936.
- [15] M. A. Putratama, « Towards Decentralization of Voltage Management Strategies for Smart Distribution Systems : application to energy communities », PhD Thesis, Université Grenoble Alpes, 2022.
- [16] ENEDIS, « Principe et conditions de mise en œuvre d'une régulation locale de puissance réactive pour les Installations de Production raccordées au Réseau Public de Distribution HTA (NOI-RES_60E) », [En ligne 02/2025] <https://www.enedis.fr/documents>, 2017, [En ligne]. Disponible sur: <https://www.enedis.fr/documents>
- [17] H. Soualah, G. Jodin, R. Le Goff Latimier, et H. Ben Ahmed, « Energy Not Exchanged: A Metric to Quantify Energy Resilience in Smart Grids », *Sustainability*, vol. 15, n° 3, 2023, doi: 10.3390/su15032596.
- [18] S. Meinecke et al., « SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis », *Energies*, vol. 13, n° 12, 2020, doi: 10.3390/en13123290.
- [19] « The Leader in Decision Intelligence Technology », Gurobi Optimization. Consulté le: 25 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.gurobi.com/>
- [20] L. Thurner et al., « Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n° 6, p. 6510-6521, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.
- [21] F. Olivier, P. Aristidou, D. Ernst, et T. Van Cutsem, « Active Management of Low-Voltage Networks for Mitigating Overvoltages Due to Photovoltaic Units », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, n° 2, p. 926-936, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2410171.