



HAL
open science

Simulation de solutions alternatives au renforcement du réseau pour le raccordement de producteurs HTA

Josselin Fournel, Alberto Pagnetti, Gilles Malarange

► **To cite this version:**

Josselin Fournel, Alberto Pagnetti, Gilles Malarange. Simulation de solutions alternatives au renforcement du réseau pour le raccordement de producteurs HTA. Symposium de Genie Electrique, Jun 2016, Grenoble, France. hal-01361629

HAL Id: hal-01361629

<https://hal.science/hal-01361629v1>

Submitted on 7 Sep 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Simulation de solutions alternatives au renforcement du réseau pour le raccordement de producteurs HTA

Josselin FOURNEL, Alberto PAGNETTI, Gilles MALARANGE

EDF R&D, Département EFESE (Economie, Fonctionnement et Etudes des Systèmes Energétiques), Palaiseau, France

RESUME – Lors des études de planification pour le raccordement d'un producteur au réseau de distribution moyenne tension (HTA), des contraintes locales de tension, de courant ou de charge au transformateur peuvent être détectées. L'outil R&D présenté dans ce document permet de simuler le raccordement d'un producteur sur une longue période (une ou plusieurs années) avec un pas de temps de 10 minutes. Il évalue les contraintes induites par ce producteur, et teste des solutions alternatives au renforcement du réseau, telles que le réglage local de puissance réactive ou l'écrêtement de production, séparément ou combinées. Les résultats des calculs électrotechniques de l'outil ont été validés par comparaison avec des mesures sur un réseau de distribution réel. Un exemple d'application de l'outil est détaillé. Des travaux restent à réaliser pour traiter des cas plus complexes, notamment avec plusieurs producteurs sur un même réseau, et pour générer des données d'entrée adaptées à cet outil.

Mots-clés - Réseaux électriques de distribution, production décentralisée, simulation, load-flow.

1. INTRODUCTION

L'insertion des moyens de production décentralisés, tels que producteurs éoliens et photovoltaïques (PV) est susceptible de générer des contraintes de tension, de courant dans les lignes ou de surcharge dans les transformateurs HTB/HTA. Les contraintes de tension en HTA apparaissent si la tension sort des bornes $U_n \pm 5\%$ à tout point du réseau, U_n étant la tension nominale du réseau, qui est souvent 20 kV ou éventuellement 15 kV sur le réseau de distribution français. Les contraintes de courant ou surcharge surgissent si le courant dans les lignes ou la puissance dans les transformateurs dépassent la valeur maximale admissible de l'ouvrage. Ces seuils de contraintes sont définis dans la Documentation Technique de Référence d'ERDF [1].

Pour lever les contraintes pouvant apparaître lors des études de raccordement, le Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) peut agir sur certains leviers, comme la tension de consigne du transformateur du poste source ou la valeur de $\tan(\varphi)$ des producteurs ; et quand ces leviers ne suffisent pas, il renforce le réseau pour raccorder un nouveau producteur.

¹ Le départ dédié relie le producteur directement au poste source ; n'étant pas partagé avec des clients consommateurs, la tension contractuelle peut être fixée à une valeur supérieure au poste de livraison du producteur, ce qui lui donne une marge

Il s'agit de remplacer les ouvrages concernés (remplacer une ligne par une autre de section supérieure, ou un transformateur...) ou éventuellement d'en créer de nouveaux (un départ dédié pour le producteur, par exemple¹). Plusieurs solutions alternatives au renforcement du réseau existent, et sont potentiellement moins coûteuses pour la collectivité [2]. Elles reposent pour la plupart sur une gestion avancée de la puissance active ou réactive des producteurs HTA. La régulation locale de tension et l'écrêtement de production constituent des leviers particulièrement intéressants.

Le GRD utilise aujourd'hui pour ses études de raccordement des points dimensionnants, comme « production maximale et consommation minimale ». Ces hypothèses choisies permettent de connaître les situations contraignantes qui peuvent se produire. L'utilisation d'une approche statistique, basée sur des données d'entrée temporelles au pas de temps 10 minutes, permet de fournir un état plus complet du réseau concerné avant et après raccordement, et de quantifier l'éventuel bénéfice apporté par une ou plusieurs solution(s) alternative(s) sur une durée représentative.

La partie 2 présente les principales alternatives au renforcement identifiées et étudiées à EDF R&D. La partie 3 décrit un outil R&D développé, permettant de simuler le raccordement d'un producteur sur un réseau de distribution, d'évaluer les contraintes induites et de tester certaines alternatives au renforcement. Dans la partie 4, un exemple est simulé sur un réseau de distribution réel en France, et permet de valider les résultats de l'outil par comparaison avec des mesures de tension issues d'instrumentation en réseau. Enfin, la partie 5 présente un cas d'étude et des perspectives d'application de cet outil.

2. ALTERNATIVES AU RENFORCEMENT

Les solutions alternatives au renforcement visent à permettre le raccordement de producteurs décentralisés sur un réseau de distribution en limitant les renforcements nécessaires sans toutefois générer de contraintes.

Les leviers principaux sont présentés ci-après.

d'élévation de tension en valeur absolue, comparé au cas où il serait raccordé sur un départ mixte avec d'autres consommateurs.

a) Le réglage avancé de la puissance réactive des producteurs : il s'agit d'exploiter pleinement la capacité des producteurs HTA et BT à fournir ou à absorber de la puissance réactive afin de maximiser leur injection en puissance active lorsque la tension est élevée. La Figure 1 présente deux méthodes de gestion de puissance réactive : par facteur de puissance ($\tan(\varphi)$) constant, ou en suivant une loi $Q=f(U)$ avec bande morte, semblable à celle proposée aux producteurs HTA dans la Documentation Technique de Référence d'ERDF [3]. Ces deux méthodes peuvent permettre de résoudre les contraintes de tension, mais n'ont pas d'impact sur les contraintes de courant ou de surcharge dans les réseaux de distribution.

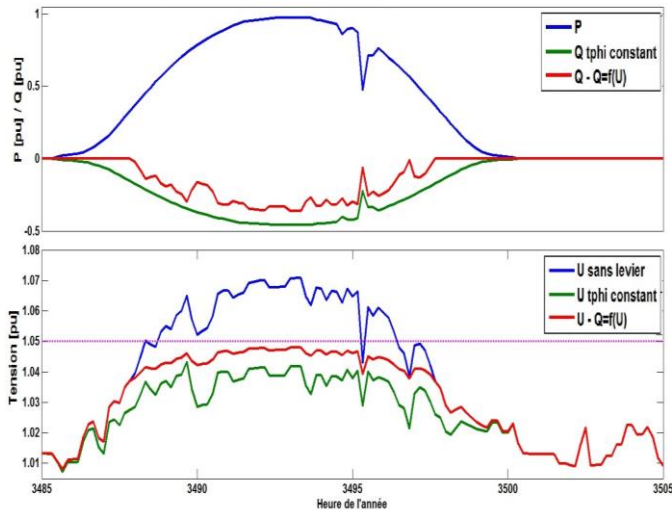


Figure 1 : Illustration de deux méthodes de gestion de puissance réactive par un producteur HTA

Des solutions basées sur un réglage local de type $Q=f(U)$ ont été expérimentées en France [4]. Une solution de réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution, bénéficiant de la mutualisation de réglage des producteurs, est détaillée dans [5].

b) L'écrêtement ponctuel de production consiste à envoyer ponctuellement à un producteur une consigne de puissance active inférieure à la puissance qu'il est capable d'injecter sur le réseau. Ce levier peut permettre au producteur de raccorder une puissance plus élevée sur le réseau, en contrepartie d'une perte de productible lorsqu'il y a un risque avéré de contraintes de tension, de courant ou de surcharge au transformateur. L'écrêtement de production est aujourd'hui opérationnel dans des circonstances exceptionnelles sur les réseaux de transport et de distribution, mais reste à un stade de R&D lorsqu'il s'agit de l'exploiter comme alternative au renforcement dans les réseaux de distribution [6]. L'écrêtement de production et son impact sur la tension est illustré sur la Figure 2. Il permet de résoudre les contraintes de tension, mais également les contraintes de courant ou de surcharge dans un transformateur HTB/HTA en amont du producteur.

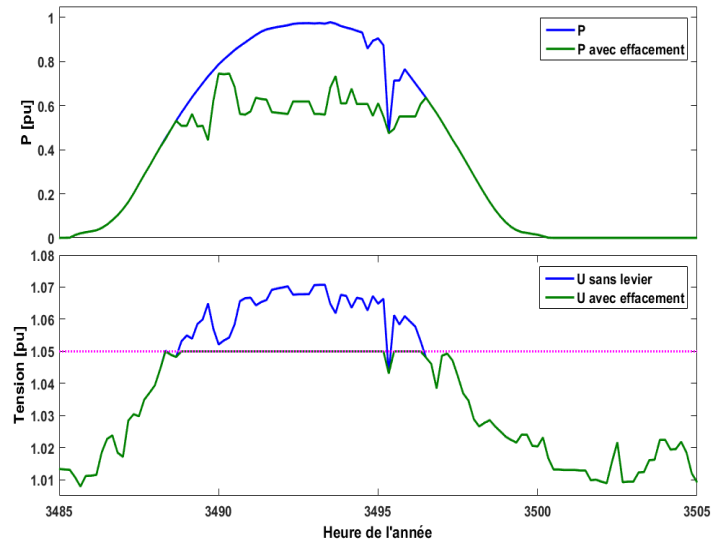


Figure 2 : Illustration du levier Écrêtement de production

La simulation de l'écrêtement de production sur une longue période est nécessaire afin de quantifier un volume global de perte de productible. Ce volume dépend fortement de la stratégie d'implémentation qui sera choisie. Plusieurs stratégies d'écrêtement sont décrites dans [6] :

- La stratégie Pbase consiste à fixer une consigne de puissance unique, calculée en planification, qui sera envoyée au producteur sur une plage de 30 minutes à chaque fois qu'une contrainte est détectée sur un ouvrage. Cette stratégie a l'avantage d'être relativement simple à implémenter, mais conduit à des volumes d'énergie effacée importants
- La stratégie Pmeasure est une méthode optimisée, qui calcule à chaque demi-heure la valeur de la consigne à envoyer au producteur. Pour une contrainte de charge au transformateur par exemple, cette valeur dépend de la production avant l'activation de l'écrêtement, et du dépassement de puissance au transformateur. Cette méthode est plus complexe à mettre en place, mais permet de diminuer le volume d'énergie écartée sur une longue période.
- Enfin, une stratégie utilisant des prévisions a été définie et testée, en supposant plusieurs niveaux d'incertitude sur les prévisions. Utiliser des prévisions permet d'anticiper les contraintes, et présente donc un réel intérêt. Cependant, l'erreur commise sur les prévisions peut dégrader significativement les volumes d'énergie à effacer.

Ces trois stratégies sont simulées dans l'outil présenté en partie 3.

3. OUTIL DE SIMULATION

Les alternatives au renforcement ont été étudiées depuis plusieurs années en France. Il n'existe cependant pas d'outil permettant de dimensionner ces leviers sur une longue période sur la base de load-flows AC (calculs de flux de puissance) au pas de temps 10 minutes. L'outil Test Statistique des Alternatives au Renforcement (TSAR) a été développé par le Département EFESE d'EDF R&D (en utilisant comme moteur de calcul le logiciel DIGSILENT PowerFactory®) afin de remplir cet objectif. Il permet de simuler le comportement du réseau pendant une ou plusieurs années de fonctionnement, et notamment :

- de raccorder un nouveau producteur HTA et d'évaluer les éventuelles contraintes de tension et de courant (dans les lignes ou dans le transformateur HTB/HTA en amont du producteur) dues à ce nouveau producteur,
- d'activer les solutions alternatives au renforcement décrites dans la partie 2, séparément ou conjointement, afin de résoudre les contraintes détectées.

La structure de l'outil TSAR est décrite dans la Figure 3.

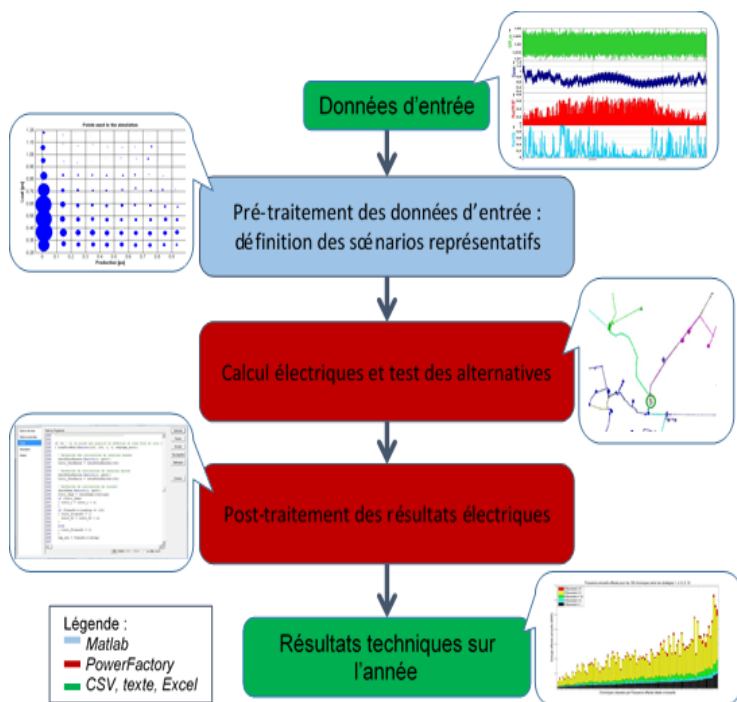


Figure 3 : Structure de l'outil de simulation TSAR

L'outil utilise comme données d'entrée des chroniques locales annuelles de production éolienne, de production photovoltaïque et de consommation au pas de temps 10 minutes. TSAR peut également utiliser une donnée d'entrée supplémentaire : la tension au jeu de barres HTA. Celle-ci pourrait servir éventuellement à simuler le fonctionnement du régulateur en charge.

Un prétraitement de clustering, dont la théorie est décrite dans [7], est effectué sur les données d'entrée à l'aide du logiciel Matlab®. Cette étape permet de réduire de manière significative les calculs à effectuer. Il s'agit, en effet, d'éviter de calculer plusieurs fois une situation qui se reproduit dans l'année. Pour cela, la méthode de clustering définit un plan d'expérience, c'est-à-dire un ensemble de classes.

Pour ce faire, chaque axe/dimension est découpé en un nombre donné de divisions, aussi appelées classes. A chaque classe est associé un point représentatif : il s'agit du barycentre des points qui appartiennent à cette classe.

La procédure est illustrée dans la Figure 4.

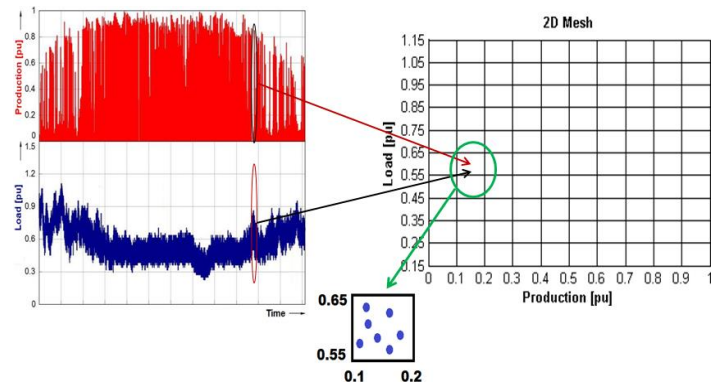


Figure 4 : Construction du maillage permettant la réduction du temps de calcul (ici en 2 dimensions)

Après la simulation, une méthode simple d'interpolation est réalisée, qui permet de reconstruire le profil temporel approché de certaines valeurs intéressantes pour le calcul (les pertes, la tension au point de connexion du producteur, la puissance réactive absorbé par le producteur ou encore la consigne de puissance écrêtée). La façon de reconstruire les grandeurs temporelles et les erreurs limitées d'approximation commises sont décrites en [7]. La reconstruction est nécessaire pour implémenter les techniques d'écrêtement que nous avons détaillées auparavant, du fait de phénomènes inter temporels, et de durées d'activation des leviers supérieures à 10 minutes. Elle permet aussi de dimensionner des systèmes de stockage, qui pourraient être couplés à l'écrêtement pour récupérer l'énergie autrement perdue. Le document [8] présente un démonstrateur avec stockage de 2 MW suivant une stratégie « multi-services et multi-acteurs ». Entre autres services, l'écrêtement de production excédentaire est proposé.

Des travaux sont en cours pour voir comment appliquer des techniques plus avancées de réduction du temps de calcul [9], avec des plans d'expérience plus complexes, ainsi que des méthodes d'interpolation pour la reconstruction des résultats temporels, notamment les valeurs de tension et courant avec une précision encore accrue. Il est en effet important de minimiser l'erreur induite par cette méthode, pour calculer des périodes temporelles longues. La méthode actuelle permet de garantir une erreur inférieure à 1 % sur les résultats annuels, mais une meilleure précision est visée.

Après la phase de pré-traitement, les points représentatifs identifiés sont simulés par calcul de load-flow dans DIGSILENT PowerFactory®. Les contraintes de tension, courant et charge sont estimées avant utilisation des leviers, puis ceux-ci sont testés. Pour une grille contenant 10 classes de production éolienne, 10 classes de production photovoltaïque et 10 classes de consommation par exemple, 1000 calculs de load-flows seront effectués au maximum, quelle que soit la période d'étude.

Le temps de calcul est encore davantage réduit, du fait que certains points représentatifs ne se produisent jamais (ils ont donc un poids statistique nul et n'ont pas besoin d'être calculés).

Comme décrit auparavant, les résultats obtenus pour chaque point sont ensuite reconstruits pour l'ensemble des séries temporelles au pas de temps 10 minutes, afin d'obtenir des résultats sur l'année.

L'outil fournit en particulier les résultats annuels suivants :

- Pertes (en MWh)
- Nombre d'heures en contrainte (pour chaque type de contrainte) avant activation des leviers,
- Ouvrages contraintes avant activation des leviers
- Si l'écrêtement de production est activé : nombre de MWh effacés et nombre d'heures avec écrêtement, selon les différentes stratégies.
- Si le réglage local de puissance réactive est activé : nombre de MVARh injectés ou absorbés par le(s) producteurs.

L'utilisation statistique de ces résultats, pour connaître par exemple le volume d'énergie à écrêter pour un producteur sur une période importante en respectant un niveau de risque donné, est détaillée dans [10].

4. VALIDATION DES CALCULS ELECTROTECHNIQUES PAR COMPARAISON AVEC DES MESURES SUR UN RESEAU DE DISTRIBUTION REEL

Afin de valider les résultats fournis par l'outil, nous avons simulé plusieurs jours d'exploitation d'un réseau de distribution français en schéma normal, à partir de mesures réseau (données d'entrées). Les simulations ont été effectuées en utilisant directement les séries temporelles, dans la phase de pré-traitement. L'objectif était de valider les hypothèses prises pour les simulations (répartition de la charge, topologie et paramètres du réseau), et de vérifier que les calculs de load-flow sur PowerFactory® donnaient bien des résultats comparables avec des mesures. Dans un second temps, nous avons donc comparé les tensions obtenues par simulation au niveau d'un producteur HTA et d'un poste de distribution voisin avec des mesures issues de qualimètres (appareils de mesure de courant et/ou tension de précision, utilisés pour vérifier entre autre la qualité de la tension) installés sur ces sites.

Les mesures disponibles pour la simulation étaient :

- La puissance produite par le producteur HTA (P_{prod})
- La tension au jeu de barres du poste source HTA (U_{hta})
- La puissance en tête de départ HTA où le producteur est raccordé (P_{dep})

Les données d'entrée nécessaires pour lancer la simulation TSAR sont :

- Le profil de production du parc éolien P_{pu} , obtenu en normalisant les mesures par rapport à la puissance de raccordement du producteur.
- La tension en tête de départ U_{pu} , obtenue en normalisant les mesures ($U_n = 20$ kV)
- La courbe de charge des consommateurs C_{pu} sur le départ HTA où est raccordé le producteur. Elle est obtenue en normalisant la consommation P_{conso} calculée à partir des mesures.

La consommation est obtenue selon le calcul suivant qui permet entre autres de prendre en compte les pertes :

$$P_{conso} = P_{dep} + P_{prod} - P_{pertes}$$

La convention ici est que P_{dep} est positif si le départ est consommateur, et négatif si le départ exporte vers le poste source. P_{prod} est toujours positif, P_{pertes} aussi.

Les pertes ne peuvent pas être connues à travers les mesures, et elles sont approchées de la façon suivante : différentes valeurs constantes sont considérées selon le niveau de consommation / production ; les différentes valeurs utilisées ont été calculées en simulation, en s'assurant que le biais de cette approximation causait une erreur limitée.

Cette méthode nous permet de générer les entrées de TSAR sous Matlab®.

Toutes ces grandeurs sont en per unit, elles sont appliquées aux éléments du réseau selon leur puissance. Les consommateurs sont agrégés au niveau des postes de distribution HTA/BT. Les profils de charge peuvent être modifiés pour prendre en compte une augmentation (ou diminution) de la consommation sur les réseaux.

Après simulation, la validation du modèle s'est faite en comparant les tensions au niveau du producteur et du poste de distribution voisin avec les mesures issues des qualimètres situés sur site. La Figure 5 montre les résultats obtenus.

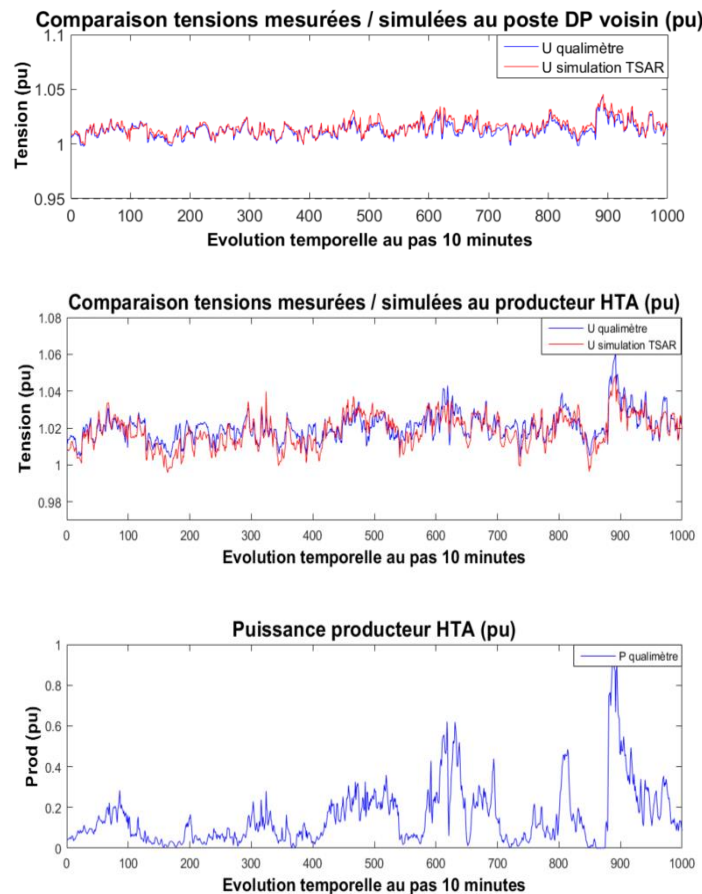


Figure 5 : Comparaison des résultats obtenus par simulation avec les mesures locales

Il a ainsi été possible de vérifier que les tensions simulées étaient extrêmement proches de celles mesurées. Les faibles écarts observés sont dus à la fois aux approximations de simulation (la répartition de la charge, la topologie du réseau, entre autres..), et à l'incertitude de mesure sur les qualimètres.

5. CAS D'ETUDE ET EXEMPLE D'APPLICATION

Il s'agit ici de présenter un exemple d'application de l'outil TSAR pour la planification des réseaux de distribution. Le cas choisi pour l'étude est un réseau de distribution français rural de 1500 nœuds avec une forte production décentralisée éolienne et photovoltaïque, et une consommation relativement faible. Nous avons simulé le raccordement d'un producteur HTA fictif situé loin du poste source, en extrémité de départ HTA afin de détecter des situations de contraintes de tension.

La Figure 6 présente une partie du réseau HTA test.

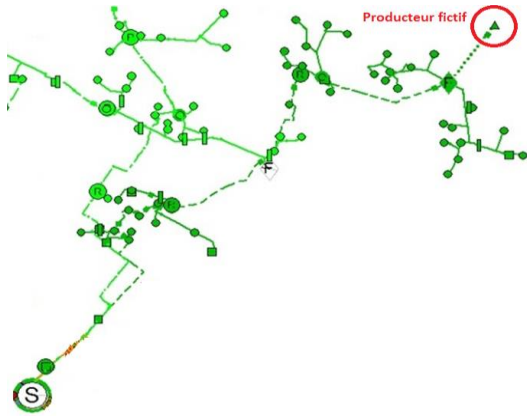


Figure 6 : Réseau test avec raccordement d'un producteur fictif en extrémité de départ HTA

Tout d'abord, l'état du réseau est simulé pour chaque point représentatif et des contraintes de tension sont détectées. La Figure 7 montre l'évolution des contraintes de tension lorsque la puissance raccordée augmente. La courbe bleue montre le résultat médian obtenu parmi le jeu de scénarios de données d'entrée testé. L'enveloppe verte autour de la médiane correspond aux résultats extrêmes (minimum et maximum) de ces scénarios. De même, l'évolution des pertes sur le réseau est montrée.

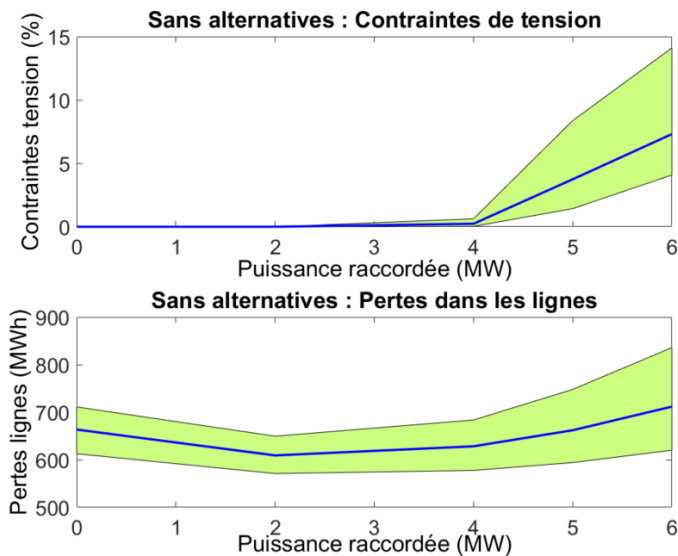


Figure 7 : Contraintes et pertes sur le réseau avant activation des leviers

Nous constatons que des contraintes de tension apparaissent à partir de 4 MW raccordés, et croissent rapidement, jusqu'à se produire (pour le pire scénario) pendant 15 % du temps pour une puissance de 6 MW.

De plus, dans ce cas d'étude, pour une puissance raccordée faible, les pertes réseau diminuent, puisqu'une partie de la puissance est consommée par les charges situées sur le même

départ. Les flux de puissance sont donc moins importants. Cependant, à partir d'une puissance de 2 MW, les pertes augmentent avec la puissance raccordée.

Pour résoudre les contraintes de tension qui sont présentes à partir de 5 MW, un premier levier est activé : le réglage local de tension en suivant une loi $Q(U)$.

La Figure 8 montre les contraintes de tension persistantes, et l'énergie réactive injectée pour résoudre ces contraintes avec le réglage local.

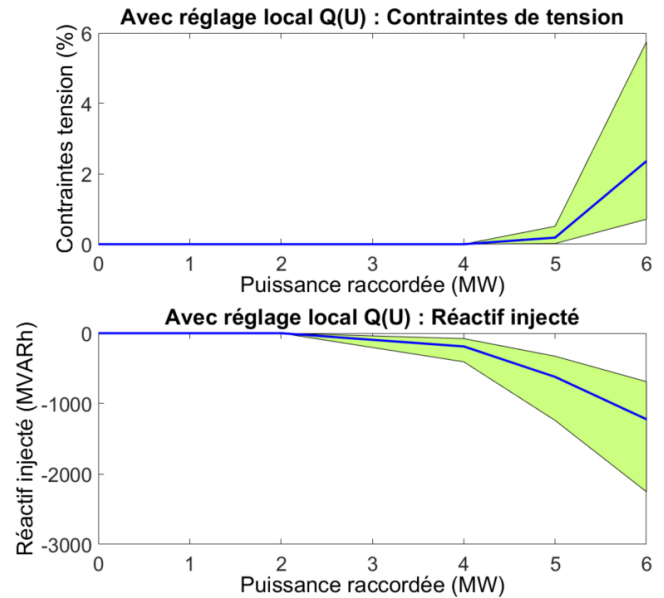


Figure 8 : Contraintes de tension et énergie réactive injectée lors que le levier "Réglage local Q(U)" est activé

Dans cet exemple, le réglage local de tension a permis de résoudre une grande partie des contraintes pour une puissance raccordée de 5 MW, mais des contraintes persistent à 6 MW : le maximum de contraintes est passé de 15 % à 6 %. La régulation locale simulée permet une absorption de puissance réactive jusqu'à $\tan\phi_{min} = -0.35$, et une partie des contraintes persistent malgré cette absorption de puissance réactive.

Ces contraintes persistantes devront donc être supprimées grâce à la mise en œuvre d'un autre levier, qui est l'écrêtement de production dans notre cas.

L'écrêtement permet la suppression totale des contraintes. La Figure 9 montre la répartition de l'énergie effacée, ainsi que l'énergie réactive injectée par la régulation $Q(U)$.

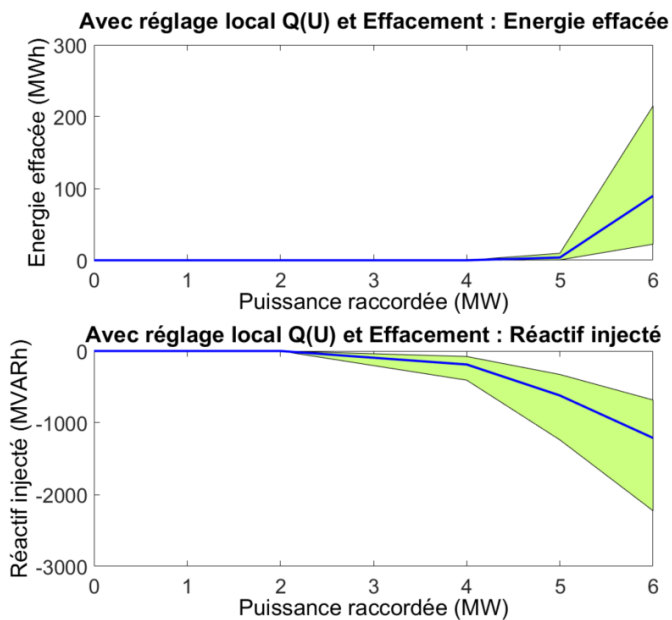


Figure 9 : Energie effacée et énergie réactive injectée lorsque les leviers "Réglage local Q(U)" et "Écrêtement de production" sont activés conjointement

Ici le volume maximal d'énergie à effacer est autour de 200 MWh dans l'année, soit moins de 2 % du productible total sur l'année. La variabilité obtenue selon les scénarios utilisés montre l'importance et la sensibilité des données d'entrée de la simulation.

Ainsi, l'approche proposée offre une vision statistique des résultats électrotechnique par l'utilisation de multiples scénarios annuels d'entrée, et par la simulation de chaque pas de temps 10 minutes dans l'année.

En particulier, le cas d'étude présenté permet de montrer, pour un point de raccordement donné, les contraintes de tension et de courant qui apparaissent à l'arrivée du producteur. TSAR montre aussi que les leviers alternatifs au renforcement permettent de lever ces contraintes, et donne une quantification de l'énergie réactive à injecter ainsi que du productible effacé sur une période longue.

6. CONCLUSIONS

L'outil R&D présenté dans cet article permet de simuler le comportement d'un producteur sur un réseau HTA pendant plusieurs années, et de tester deux alternatives au renforcement : le réglage local de tension selon une loi Q(U) et l'écrêtement de production. Les résultats de l'outil ont été validés sur un cas

d'étude en comparant les tensions simulées et celles mesurées par des capteurs en réseau.

Il reste cependant d'importants travaux à réaliser pour pouvoir traiter davantage de cas, en considérant notamment plusieurs producteurs sur un même réseau de distribution. L'activation des leviers doit alors se faire selon un jeu de règles prédéfini, avec une répartition de la puissance à effacer parmi les producteurs engagés.

Des avancées sont également réalisées sur les données d'entrée, puisque la sensibilité des résultats aux scénarios en entrée est importante. Il s'agit de générer un grand nombre de scénarios annuels locaux conjoints de production éolienne, photovoltaïque et de consommation, représentant des futurs potentiels, pour ensuite effectuer une analyse statistique sur les résultats.

7. REFERENCES

- [1] ERDF-PRO-RES_05E, « Étude de l'impact sur la tenue thermique et sur le plan de tension des ouvrages en réseau pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA »
- [2] G. Delille, G. Malarange, C. Gaudin, « Analysis of the options to reduce the integration costs of renewable generation in the distribution networks. Part 2: a step towards advanced connection studies taking into account the alternatives to grid reinforcement », in Proc. CIRED 2013, Stockholm, Sweden, paper n°1356.
- [3] ERDF-NOI-RES_60E, « Principe et conditions de mise en oeuvre d'une régulation locale de puissance réactive pour les installations de production raccordées au réseau public de distribution HTA »
- [4] J. Witkowski, E. Lejay-Brun, G. Malarange, L. Karsenti, "Field Demonstration of Local Voltage Regulation on ERDF MV Network", in Proc. CIRED 2013, Stockholm, Sweden, paper n°494.
- [5] O. Richardot, « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée », INP Grenoble (2006).
- [6] A. Pagnetti, J. Fournel, C. Santander, A. Minaud, « A comparison of different curtailment strategies for Distributed Generation » in Proc. CIRED 2015, Lyon, France, paper n°1026.
- [7] A. Pagnetti et G. Delille, « A simple and efficient method for fast analysis of renewable generation connection to active distribution networks », Electric Power Systems Research, 2015.
- [8] D. Colin, G. Delille, J. Lugaro, J-C. Pinna, C. Caton, B. François, G. Martin, « Enhancing the business model of distributed storage through optimized multi-service operation for TSO, DSO and generation owners: the VENTEEA real example », submitted to CIRED 2016, Helsinki, Finland.
- [9] H. Dutrieux, « Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes », Thèse Ecole Centrale de Lille, 2015.
- [10] J. Fournel, R. Nedellec, A. Pagnetti, A. Ahram, « On the use of yearly load scenarios to estimate the volume of curtailed generation », in IEEE Energy Conference (ENERGYCON) 2016, Leuven, Belgium, paper n°1317