



Valorisation économique des Smart Grids

Contribution des gestionnaires de réseau
public de distribution

Synthèse 2017

Valorisation économique des smart grids

Contribution des gestionnaires de réseau public de distribution

Les réseaux publics de distribution accompagnent la transition énergétique par le développement des smart grids et étudient leur valorisation économique.

La publication, le 18 août 2015, de la Loi relative à la Transition Énergétique et à la Croissance Verte¹ constitue une évolution majeure pour les réseaux électriques. Cette loi définit en effet des objectifs ambitieux en matière de production et d'usage d'électricité décarbonée, en particulier de production renouvelable et de mobilité électrique. Ces deux usages, pour l'essentiel raccordés aux réseaux publics de distribution, appellent des réponses innovantes et des réseaux plus adaptatifs. A ce titre, la loi prévoit également un certain nombre de dispositions relatives aux flexibilités et à l'autoconsommation, qui viennent compléter le déploiement de nouveaux équipements et dispositifs de gestion des réseaux de distribution.

Les réseaux publics de distribution sont au cœur de cette dynamique territoriale de transition énergétique. Les gestionnaires de réseau de distribution ont décidé depuis plusieurs années, notamment par une politique d'innovation forte à travers de nombreux démonstrateurs, d'accompagner et de faciliter la transition énergétique : ils se sont pleinement engagés pour assurer leurs missions de manière toujours plus performante tout en inventant le réseau de demain, qui sera plus "smart", plus numérique et plus interactif, au service des clients, des acteurs du marché de l'électricité et des territoires. Pour cela, les gestionnaires de réseau de distribution saisiront par exemple les opportunités des nouveaux services que peuvent proposer les acteurs du système.

Cette dynamique de la filière des réseaux électriques intelligents connaît un développement international et a été confortée en France par la création en avril 2015 de l'association Think Smart Grids. Celle-ci a notamment pour missions le développement et la promotion de la filière française.

Dans ce contexte de transition réaffirmée avec des objectifs ambitieux, la question de la valorisation économique de ces solutions est un enjeu central, comme cela a été souligné dans un courrier des ministres de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique, demandant d'apporter des éléments sur ces questions pour les différents réseaux. **La présente étude constitue la contribution des gestionnaires de réseau de distribution à cette analyse. Elle s'inscrit dans une démarche globale entre l'ADEME, l'ADEeF, Enedis et RTE, à la demande des ministères.**

Cette étude vise à réaliser l'analyse des coûts et des bénéfices pour la collectivité des fonctions étudiées, à un horizon 2030 et dans le contexte énergétique du Nouveau Mix 2030 décrit dans le BP RTE 2014².

Ainsi, l'étude a eu pour objectifs d'éclairer les pouvoirs publics et la filière des smart grids, en apportant des éléments de valorisation économique pour les réseaux publics de distribution.

Les smart grids sur les réseaux publics de distribution, un ensemble de solutions essentiel à la réussite de la transition énergétique.

Les solutions smart grids modernisent la gestion des réseaux ; en particulier, elles visent à assurer le maintien de la qualité et de la continuité de fourniture à un coût optimal pour la collectivité, à améliorer la performance de l'exploitation et de la maintenance des réseaux et à accompagner la transition énergétique des territoires.

L'analyse des solutions réalisée dans cette étude **présente aux acteurs de la filière et aux pouvoirs publics des fonctions ayant un degré de maturité avancé à date, leur valorisation possible, leur rôle dans la transition énergétique et les logiques de déploiement qui leur sont associées.**

Les fonctions choisies sont les suivantes : auto-cicatrisation dynamique du réseau, fonctions de gestion prévisionnelle, régulation centralisée de la tension, régulation locale dynamique du réactif, flexibilités de production ou pour répondre à des contraintes de soutirage.

Des résultats économiques pertinents s'appuyant sur les outils et méthodes des gestionnaires de réseau de distribution, en cohérence avec les déploiements, soit à l'échelle nationale, soit pour répondre à des situations locales.

Les travaux de valorisation économique de ces fonctions avancées ont permis d'identifier différents types de gains : diminution de l'énergie non distribuée, diminution de l'énergie non injectée, diminution des pertes sur les réseaux, investissements reportés ou évités, etc. **Ils donnent une première vision d'ensemble des bénéfices possibles des solutions smart grids sur les réseaux publics de distribution.**

Les analyses se sont notamment appuyées sur l'outil utilisé opérationnellement par Enedis pour réaliser ses décisions d'investissement. Cet outil comporte une modélisation des réseaux physiques et permet d'effectuer des études en situation réelle. **Les résultats exposés dans la présente étude sont donc cohérents avec des décisions d'investissement effectives et préfigurent des logiques de déploiement.**

1 - Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

2 - RTE, "Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France", 2014.

Cette approche conduit à des décisions de déploiement variables selon les fonctions : **certains leviers sont déployés de façon généralisée tandis que d'autres répondent à des situations aux caractéristiques locales**. Les valorisations ont permis de caractériser les critères de déploiement, notamment les spécificités locales, et pour certaines fonctions, de donner une estimation du volume de déploiement à la maille France en 2030. Des études réalisées au cas par cas permettront de justifier de la meilleure solution pour répondre à une problématique locale lorsqu'elle se présentera. Cette composante locale est complètement intégrée au processus de déploiement des solutions smart grids sur les réseaux publics de distribution.

Des fonctions avancées porteuses de valeurs pour la collectivité et prometteuses dans le contexte de la transition énergétique.

Les fonctions avancées étudiées présentent toutes des surplus positifs, pour l'ensemble de la collectivité nationale, sans préjuger de leur répartition entre les différents acteurs du système électrique (voir schéma ci-dessous).

Elles participent ainsi à la réussite de la transition énergétique à travers :

- **L'amélioration de la qualité de fourniture** : l'auto-cicatrisation dynamique du réseau réalise une meilleure reprise des clients en cas d'incident, ce qui représente un bénéfice pour la collectivité d'environ 35 M€ d'ici 2030. Les flexibilités contribuent également à l'amélioration de la qualité de fourniture en apportant des capacités de reprise complémentaires.
- **L'insertion accrue de la production** :
 - La gestion prévisionnelle permet d'optimiser la planification des travaux de maintenance des réseaux dans un contexte d'insertion significative de productions renouvelables raccordées sur le réseau HTA d'ici 2030 et ainsi de réduire de 10% l'énergie non injectée, sans impact sur la durée des travaux et sur la qualité de la maintenance. Les économies annuelles pour la collectivité évoluent entre 3 et 19 M€/an d'ici 2030, du fait de la croissance des énergies renouvelables. Le gain net (économies – coûts) cumulé pour la collectivité d'ici 2030 est estimé

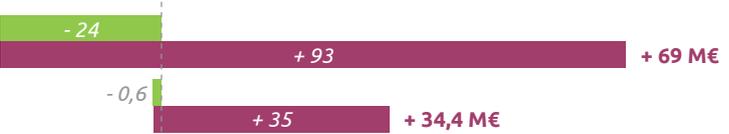
entre 62 et 70 M€. Par ailleurs, cette fonction est un prérequis essentiel pour la mise en œuvre d'autres fonctions avancées (réglage centralisé de la tension et flexibilités notamment).

- La régulation locale dynamique de puissance réactive et l'écrêtement de la production permettent une meilleure insertion des productions HTA tout en maîtrisant leurs impacts sur le réseau : les bénéfices nets moyens sont, respectivement, de 100 et 90 k€/MW pour les installations HTA concernées.
- **La meilleure prise en compte des spécificités locales du réseau pour accompagner au mieux la transition énergétique** :
 - Les leviers relatifs à la régulation de tension et aux flexibilités permettent de gérer des situations de contrainte locale : leur déploiement sera donc ciblé en fonction de ces situations spécifiques.
 - Les estimations à la maille France prévoient un niveau de déploiement de 220 MW de production HTA pour le réglage local dynamique et de 720 MW pour l'écrêtement de production HTA, ce qui correspond à un bénéfice net de respectivement 22 M€ et 65 M€ d'ici 2030. Les gains estimés pour ces deux fonctions sont complémentaires mais ne peuvent s'additionner : l'un ou l'autre des leviers (ou parfois les deux) sera déployé en fonction de la situation locale rencontrée.
 - Concernant le réglage centralisé de la tension, le potentiel technique de déploiement est évalué à 200 postes sources d'ici 2030, avec un ordre de grandeur du gain au niveau d'un poste source, quand la situation locale justifie la solution, pouvant atteindre 125 k€.

Les flexibilités étudiées sont l'écrêtement de production et les flexibilités pour résoudre des contraintes de soutirage ; ces dernières ont été étudiées pour répondre à des besoins de planification, de conduite et d'exploitation des réseaux publics de distribution.

L'écrêtement de production HTA permet de moduler à la baisse le niveau d'injection des producteurs en cas de contraintes sur les réseaux publics de distribution liées à l'insertion de productions. Il est

Bénéfices et coûts des solutions étudiées à horizon 2030

 Déploiement national	Gestion prévisionnelle Auto-cicatrisation des incidents	Coûts et bénéfices à la maille nationale 
 Déploiement local	Réglage centralisé de la tension Réglage local du réactif des producteurs HTA Écrêtement de production HTA	Coûts et bénéfices moyens à la maille poste source 
 Déploiement local	Flexibilité contrainte de soutirage Coûts de mise en œuvre Gains report investissement Gains conduite	Coûts et bénéfices à la maille poste source 

■ Coûts : instrumentation, systèmes d'informations, matériels, énergie écartée, ...

■ Bénéfices : diminution de l'énergie non distribuée et/ou non injectée, des pertes sur les réseaux, investissements reportés ou évités, ...

ainsi envisagé pour accroître la capacité d'accueil des réseaux existants et limiter les coûts d'insertion des productions renouvelables.

Concernant les flexibilités pour résoudre des contraintes de soutirage :

- En conduite et en exploitation, l'objectif de l'activation des flexibilités consiste à **améliorer le fonctionnement du réseau et ses coûts d'exploitation**, en schéma normal ou en schéma dégradé, en les utilisant en alternative ou en complément à des solutions usuelles comme les groupes électrogènes, dans des situations **qui ne justifiaient pas économiquement d'investissements**. Du fait de la faible probabilité d'occurrence de ces situations en un point donné du réseau, **ces activations se faisaient plutôt de manière opportuniste**.
- En planification, il est possible de prévoir une stratégie d'utilisation des flexibilités qui permettrait de **reporter la décision d'investissement tout en maintenant la qualité et la continuité de fourniture** (diminution suffisante de la non-qualité résiduelle). Le cas étudié est celui d'un **renforcement poste source** qui pourrait ainsi être repoussé d'une ou de plusieurs années. L'intégration des flexibilités dans le processus de décision d'investissement implique la réalisation d'études poussées concernant les incidents qui pourraient affecter le poste source et présuppose la capacité opérationnelle d'activer les flexibilités en conduite.

Pour résoudre des contraintes de soutirage, une approche par le besoin a été adoptée de sorte qu'aucun présupposé n'est fait sur la nature des flexibilités susceptibles d'apporter le service attendu. La valorisation des flexibilités varie en fonction des cas d'usage et de la situation locale qu'elles peuvent résoudre : cette valeur peut alors être significative.

Avoir adopté une vision focalisée sur le besoin en flexibilités implique qu'aucun présupposé n'est fait sur la nature des flexibilités qui pourront y répondre : ainsi toutes les solutions de flexibilités envisageables sont a priori éligibles à répondre. Par exemple, une diminution du soutirage est considérée de manière équivalente à une hausse de l'injection.

En termes de valeur, l'approche s'est focalisée sur les bénéfices du point de vue de la collectivité que pourraient apporter les flexibilités pour la gestion du réseau public de distribution. **Les éléments qui ressortent sont donc des estimations du surplus collectif maximal que pourraient dégager les flexibilités. Ces éléments sont comparables à un coût maximal que la collectivité pourrait être prête à payer pour que les flexibilités permettent d'atteindre un nouvel optimum coût-qualité dans le fonctionnement du système électrique.** Étant donné la faible fréquence des situations de coupure sur le réseau, les activations en un point donné du réseau seraient a priori rares ce qui se traduit par un surplus collectif maximal "capacitaire" en dessous des 30 €/kW/année de report. En revanche, comme chacune de ces activations faciliterait la reprise de clients coupés, un majorant du surplus "énergétique" correspond à la valeur de la coupure client. Cela conduit alors à un coût du même ordre de grandeur que celui de l'énergie non distribuée, soit 9 200 €/MWh pour des incidents classiques et 20 000 €/MWh pour des incidents dont l'ampleur dépasse les 30 MWh.

Lorsque l'utilisation des flexibilités pour résoudre des contraintes de soutirage sur les réseaux publics de distribution s'avère économiquement intéressante pour la collectivité, des mécanismes qui permettent de mobiliser efficacement les flexibilités des installations raccordées aux réseaux sont à étudier.

Des premières tendances se distinguent :

- **Les différents services permettant de répondre aux besoins des gestionnaires de réseau de distribution peuvent être décrits par combinaison des caractéristiques suivantes** (différentes sources de flexibilité pourront être potentiellement utilisées pour un même besoin en fonction du moment où la contrainte apparaît) :
 - Capacité à respecter les engagements de disponibilité : l'utilisation d'une flexibilité proposant une disponibilité même partielle peut constituer un optimum économique. En revanche, la disponibilité proposée doit être respectée car il n'y a pas de "plan B" en cas de défaillance ;
 - Délai de mobilisation : court pour la gestion des incidents, plus long pour les autres cas d'usage ;
 - Durée d'activation : quelques heures à quelques jours ;
 - Fréquence d'activation : ponctuelle ou potentiellement récurrente ;
 - Période d'utilisation : une journée à un an, voire quelques années.
- Le cadre contractuel est à élaborer : il devra être adapté aux **besoins locaux, et dans certains cas à la nécessité de forts engagements**.
- **Deux dispositifs peuvent être imaginés : l'accord de gré à gré et l'offre de marché.** Les modalités de rémunération des services sont à définir : selon les deux composantes capacitaire et énergétique ou, dans certains cas, sur la seule composante énergétique, ...

Cette étude constitue une étape clé dans l'industrialisation de premières solutions smart grids, avant les premiers déploiements à grande échelle et les expérimentations de flexibilités prévues par l'article 199 de la Loi relative à la Transition Énergétique et à la Croissance Verte. Par ailleurs, le développement d'autres solutions smart grids se poursuit, notamment à des mailles territoriales plus petites, relevant du domaine de la basse tension.

Le déploiement des smart grids répond à une logique de déroulement par étape : recherche et développement, démonstration et expérimentation, industrialisation et déploiement.

Les fonctions étudiées sont en fin de démonstration ou en cours d'industrialisation : **ainsi les résultats présentés constituent une étape dans l'industrialisation des solutions smart grids. Celle-ci se poursuit avec les premiers déploiements à grande échelle et des expérimentations sur les flexibilités, notamment prévues dans le cadre de l'article 199 de la Loi relative à la Transition Énergétique et à la Croissance Verte.**

Les fonctions étudiées portent sur la maille poste source et réseau HTA. **D'autres solutions et gisements de valeur sont encore à l'étude et en développement pour répondre aux enjeux locaux de la transition énergétique, avec l'intégration des énergies renouvelables, des nouveaux usages et des véhicules électriques à la maille territoriale des quartiers, c'est-à-dire à la maille électrique de la basse tension.**

Annexes

Fonctions de gestion prévisionnelle.....p.6

Auto-cicatrisation dynamique
des incidentsp.7

Réglage centralisé dynamique
de la tensionp.8

Régulation locale dynamique
de la puissance réactive
chez les producteurs HTA.....p.9

Écrêtement de production HTAp.10

Flexibilités pour des contraintes
de soutiragep.11

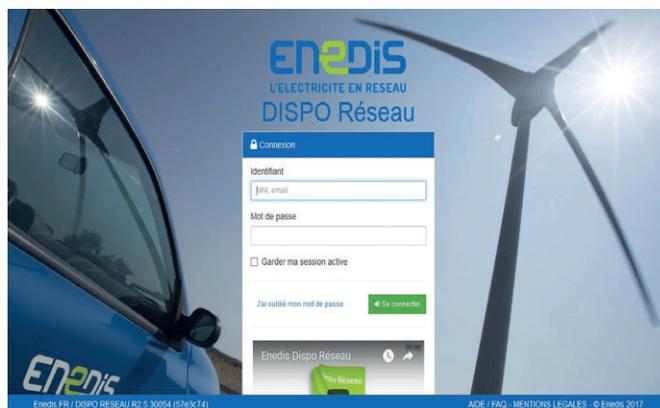
FONCTIONS DE GESTION PRÉVISIONNELLE

DÉFINITION

La gestion prévisionnelle s'appuie sur des outils de prévision et de simulation pour détecter des contraintes ou une fragilisation du réseau HTA à différents horizons temporels (du pluriannuel à l'infrajournalier). Des leviers sont proposés à l'exploitant pour lever les contraintes, minimiser les pertes, augmenter la sécurité d'alimentation et maximiser l'évacuation des productions renouvelables.

La gestion prévisionnelle permet, entre autres, **d'optimiser la planification des travaux** dans un contexte de forte croissance des productions HTA d'ici 2030. Grâce aux outils de prévisions et de simulations, l'impact sur la sécurité du système est mieux maîtrisé ce qui autorise plus de marge pour le placement des travaux. **La gestion prévisionnelle offre ainsi de nouvelles opportunités de placement des travaux pour continuer à minimiser l'énergie non injectée (ENI).**

Portail d'échanges pour la coordination avec les producteurs HTA, RTE et en interne Enedis



COÛTS

La mise en œuvre de ces solutions **ne nécessite pas de déploiement de matériels sur le réseau.**

Les coûts des outils de conduite sont de 15 M€, auxquels s'ajoutent des coûts annuels de maintenance corrective et évolutive.

MÉTHODE

- 1 Estimer l'énergie non injectée (ENI) en MWh liée aux indisponibilités pour maintenance des réseaux
- 2 Évaluer l'impact sur l'ENI de l'optimisation des travaux avec la Gestion Prévisionnelle

GAINS

La Gestion Prévisionnelle permet d'optimiser la planification des travaux de maintenance des réseaux dans un contexte d'insertion significative de productions HTA d'ici 2030 et ainsi **de réduire de 10 % l'énergie non injectée**, sans impact sur la durée des travaux et sur la qualité de la maintenance.

Les économies annuelles pour la collectivité évolueront entre 3 et 19 M€/an d'ici 2030, du fait de la croissance des énergies renouvelables, ce qui correspond à un gain net (économies - coûts) pour la collectivité cumulé estimé entre 62 et 70 M€. Cette fonction sera également essentielle pour la mise en œuvre d'autres fonctions avancées (notamment réglage centralisé de la tension, flexibilités).

AUTO-CICATRISATION DYNAMIQUE DES INCIDENTS

DÉFINITION

Les automatismes de résolution des incidents apportent un appui aux chargés de conduite en cas d'incident. La localisation du défaut et son isolement sont traités automatiquement pour une **mise en œuvre rapide d'un schéma de reprise** tenant compte de la configuration réelle. Ils garantissent également une **gestion optimale des incidents** pour une plus grande variété de configurations de réseau.

Gestion des incidents poste source	Prise en compte des impacts de foudre	Gestion des incidents en présence de producteurs
Reprise poste source : proposition d'un schéma de reprise et réalimentation automatique simplifiée	Corréler les impacts foudre et les incidents d'une zone pour intervenir plus rapidement	Périmètre d'action étendu aux portions du réseau où sont raccordées des unités de production HTA

COÛTS

La mise en œuvre de ces solutions **s'appuie sur les chaînes communicantes déjà déployées**.

Les coûts estimés pour l'évolution des outils SI de conduite sont de 600 k€ à Enedis.

MÉTHODE

Les automatismes de résolution des incidents permettent de réalimenter les clients plus rapidement et ainsi de **réduire la non qualité liée aux incidents sur le réseau**. La réduction de la non qualité est mesurée à partir de l'énergie non distribuée (END).

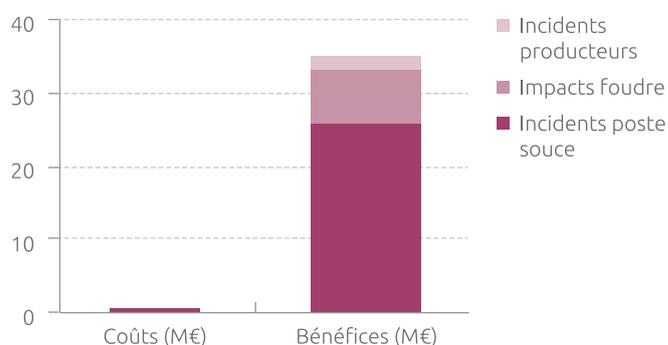
L'END a été évaluée en tenant compte de la courbe de réalimentation moyenne à partir des historiques d'incidents 2011 – 2015 (au périmètre d'Enedis).

GAINS

Ces évolutions permettent d'éviter environ 360 MWh/an, ce qui se traduit par **un bénéfice pour la collectivité de 3,3 M€/an et de 35 M€ d'ici 2030** (au périmètre d'Enedis).

- La gestion des incidents postes sources permet **de diminuer de 20 % la non-qualité générée par ces incidents**, et d'éviter 265 MWh d'END/an.
- La prise en compte des impacts de foudre accélère la reprise des clients en reconnectant les portions saines. La réduction possible d'END est estimée à 85 MWh/an.
- Dans un contexte d'augmentation de la production renouvelable sur les réseaux HTA, les algorithmes ont été améliorés afin de réalimenter les portions saines des départs HTA en présence de producteurs.

Coûts et bénéfices de l'auto-cicatrisation d'ici à 2030



RÉGLAGE CENTRALISÉ DYNAMIQUE DE LA TENSION

DÉFINITION

Avec cette fonction, le réglage de la tension de consigne au poste source se fait de façon dynamique quand les valeurs de tension estimées sur le réseau sont en dehors des plages de tension contractuelles. Cette fonction avancée permet d'éviter des excursions de tension sur des départs HTA d'un même poste source ne pouvant être résolues par une consigne de tension fixe sur l'année. Dans ces cas, la régulation dynamique diminue les besoins de travaux sur le réseau.

Réglage de la tension de consigne au poste source à la baisse en cas de contraintes de tension haute sur un départ HTA



COÛTS

La mise en œuvre nécessite des mesures précises, un estimateur d'état et l'asservissement de la valeur de consigne du transformateur du poste source. Le coût d'instrumentation d'un poste est estimé à environ 215 k€. L'évolution du contrôle-commande du poste source à un palier numérique est un préalable.

MÉTHODE

- 1 Simuler l'arrivée des productions HTA et BT
- 2 Étudier l'impact sur la tension des départs HTA
- 3 Évaluer l'intérêt de la fonction avancée

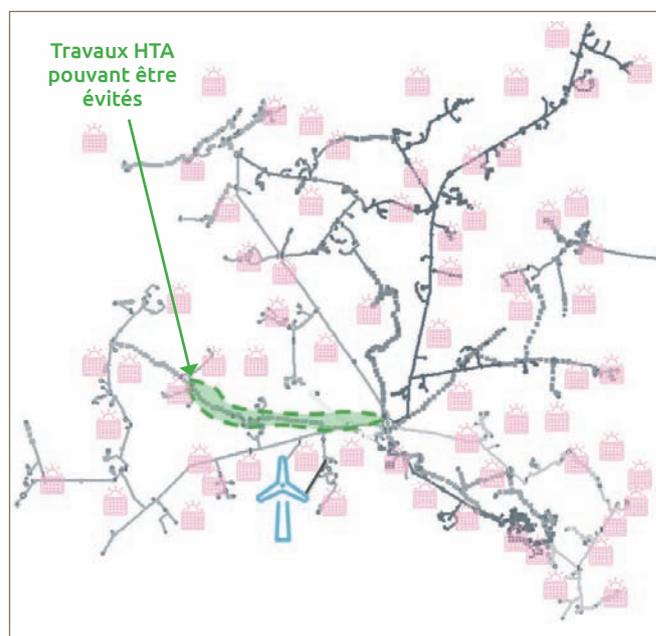
GAINS

L'intérêt de cette solution est fortement conditionné par les hypothèses d'insertion de la production renouvelable. Son **déploiement** sera donc **ciblé**.

Le **potentiel technique de déploiement est évalué à 200 postes sources d'ici 2030** pour trois types de contraintes.

L'**intérêt technico-économique** a été évalué pour la résolution des contraintes de tension basse HTA évitées suite à une baisse de la tension de consigne au niveau du poste source pour accueillir la production, ce qui correspond au cas d'usage le plus mûr fonctionnellement. Dans ce cas, l'**ordre de grandeur des gains attendus** au niveau d'un poste source **peut atteindre 125 k€**.

Exemple d'un poste source où la régulation centralisée de tension évite des travaux HTA



RÉGULATION LOCALE DYNAMIQUE DE LA PUISSANCE RÉACTIVE CHEZ LES PRODUCTEURS HTA

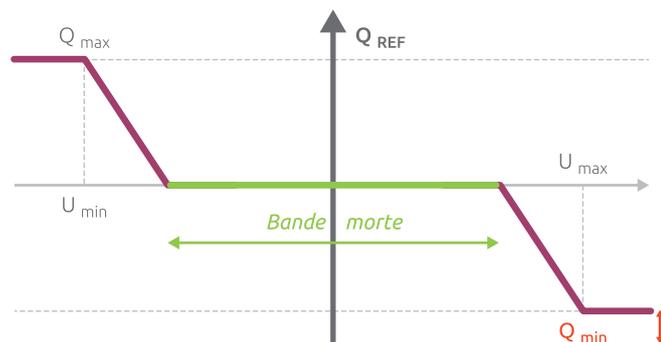
DÉFINITION

La régulation locale dynamique de tension permet, pour les producteurs raccordés sur un départ existant, d'aller plus loin que la régulation fixe actuelle (dite à tangente φ fixe) :

- en modulant l'absorption de puissance réactive pour **solliciter les installations uniquement en périodes de contrainte** ;
- en augmentant la valeur maximale d'absorption de puissance réactive (Q_{\min}) pour **augmenter la capacité d'accueil des départs existants**, tout en maîtrisant les pertes, si les capacités constructives des machines le permettent.

Les installations concernées sont celles de taille moyenne (1~8 MW, soit environ 30% des productions solaires et 8 % des productions éoliennes raccordées d'ici 2030).

Principe de fonctionnement



COÛTS

Aucune instrumentation spécifique n'est nécessaire sur le réseau. Côté producteurs, un surcoût moyen de 15 k€/MW est à prévoir pour augmenter la valeur maximale d'absorption de puissance réactive des dispositifs (Q_{\min}) si cela est nécessaire.

MÉTHODE

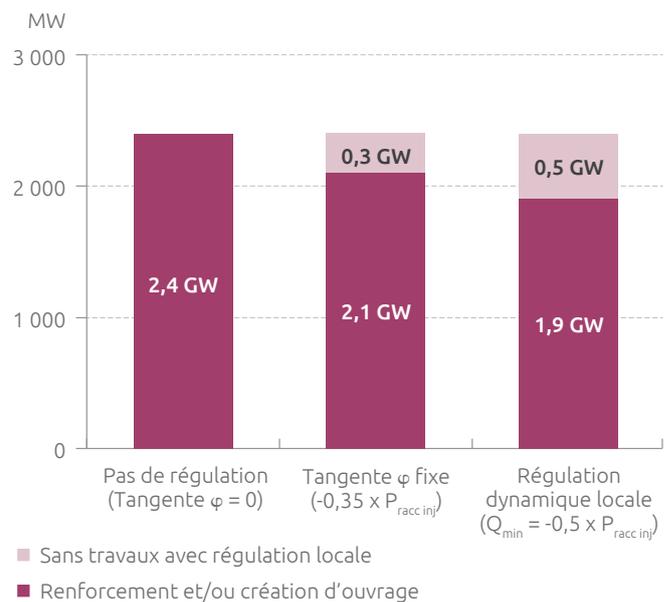
- 1 Déterminer le % de départs en contrainte en 2030 avec l'arrivée de production HTA et BT
- 2 Analyser l'impact de la régulation sur ce %
- 3 Calculer les durées annuelles de sollicitation en puissance réactive
- 4 Estimer l'impact sur les pertes

GAINS

La loi de régulation permet d'accroître la capacité d'accueil des départs HTA existants. Pour les installations concernées, les gains de cette fonction s'élèvent à 100 k€/MW.

Au niveau national, l'étude estime un **gain net de 22 M€**, ce qui correspond au raccordement de **220 MW** de production additionnels en départ existant. S'ajoute également un gain **d'1,5 M€ d'ici 2030** sur les pertes réseau avec la loi dynamique (par rapport à la régulation à tangente φ fixe). L'impact positif sur les coûts de raccordement pourra induire une augmentation du raccordement d'installations de taille moyenne, ce qui tendra à accroître le bénéfice global.

Besoins de renforcement et/ou création d'ouvrage avec régulation locale et coûts associés d'ici à 2030



ÉCRÊTEMENT DE PRODUCTION HTA

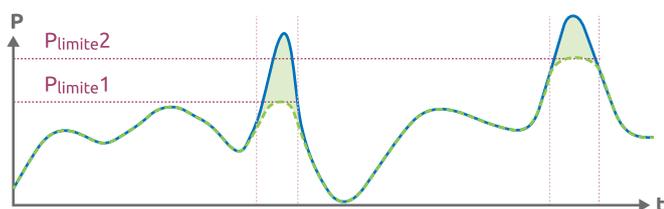
DÉFINITION

L'écrêtement de production HTA, ou la limitation de la production HTA, consiste à limiter le niveau d'injection de productions HTA pour éviter les contraintes de tension ou d'intensité liées à l'insertion de productions HTA et BT. **L'écrêtement de production HTA permet d'éviter des travaux et de réduire les coûts d'insertion de la production :**

- en raccordant un producteur HTA à moindre coût et/ou plus rapidement ; et/ou
- en évitant les contraintes sur le départ HTA liées à l'insertion de production BT.

Les installations concernées sont celles de taille moyenne (1~8 MW, soit environ 30% des productions solaires et 8 % des productions éoliennes raccordées d'ici 2030).

Limitation de la puissance



COÛTS

Sur le réseau, la mise en œuvre de l'écrêtement de production HTA nécessite des mesures de précision pour le suivi de l'écrêtement dont le coût de mise en œuvre moyen est estimé à 12 k€/installation. En outre, l'activation d'écrêtement de production entraîne un coût correspondant à celui de l'énergie se substituant à la production écrêtée.

MÉTHODE

- 1 Déterminer le % de départs en contrainte en 2030 avec l'arrivée de la production HTA et BT
- 2 Analyser l'impact de la fonction sur ce %
- 3 Évaluer les impacts en volume d'énergie non injectée et en déduire le gain sur les coûts d'insertion

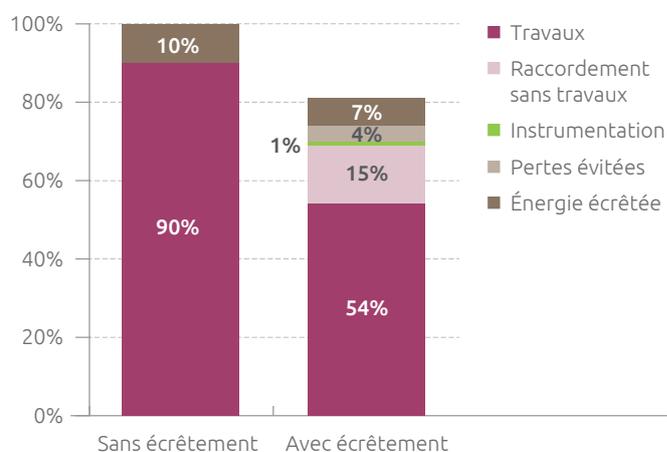
GAINS

À l'horizon 2030, environ 2 GW de production HTA de taille moyenne sur les 6,2 GW à raccorder seraient à l'origine de contraintes sur des départs existants (~500 départs). L'écrêtement de production **diminue les coûts d'insertion de la production** pour un nombre de producteurs significatif (~ 200 installations).

Pour les installations concernées, les gains pour la collectivité de cette fonction s'élèvent à **90 k€/MW**.

Au niveau national, l'étude estime **un gain net de 65 M€**, qui correspond au raccordement de **720 MW de production supplémentaire en départ existant**. L'impact positif sur les coûts de raccordement pourra induire une augmentation du raccordement d'installations de taille moyenne ce qui tendra à accroître le bénéfice global.

Coûts d'insertion de la production HTA et BT pour les départs en contrainte avec et sans écrêtement



FLEXIBILITÉS POUR DES CONTRAINTES DE SOUTIRAGE

DÉFINITION

L'étude concerne les problématiques liées à la charge au niveau des postes sources et des réseaux HTA.

Les flexibilités peuvent, dans certaines situations, permettre d'atteindre un meilleur optimum coût-qualité en intervenant en complément et/ou en alternative aux solutions usuelles.

Conduite / Exploitation	
<p>1</p> <p>Schéma normal <i>(épisode climatique extrême)</i></p> 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Prévion d'utilisation possible à J-4. Mobilisation effective à J-1/J ■ Activation : quelques heures. Occurrence très faible
<p>2</p> <p>Schéma secours suite à un incident</p> 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Incident court : peu/pas de préavis et quelques minutes pour répondre ■ Incident long : l'arrivée de moyens spécifiques peut prendre plusieurs heures ■ Activation : quelques heures. Situation dimensionnant les réseaux
<p>3</p> <p>Schéma secours suite à des travaux</p> 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Préavis : a minima 10 jours, jusqu'à plusieurs mois. Possibilité de créer un programme prévisionnel ■ Activation : durée des travaux ou durée des périodes de forte consommation pendant les travaux

Planification

Une fois l'utilisation de flexibilité en conduite et en exploitation maîtrisée, il est possible d'anticiper leur usage au stade de la planification.

Prendre en compte leur impact sur la non-qualité lors des études de renforcement peut permettre de décaler la date optimale de renforcement d'une ou plusieurs années.

MISE EN ŒUVRE

Les outils de prévision, de planification et de conduite du gestionnaire de réseau de distribution sont nécessaires à l'utilisation des flexibilités.

Les études ne préjugent ni de la nature ni de la source de la flexibilité. Toute solution dont le coût de mise en œuvre pour la collectivité est inférieur aux valeurs présentées ci-dessous peut être pertinente.

Une contrainte de soutirage peut aussi bien être traitée par une flexibilité à la baisse en consommation qu'à la hausse en injection.

ÉVALUATION DES GAINS

Conduite / Exploitation	
<p>1</p> <p>Schéma normal <i>(épisode climatique extrême)</i></p> 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Valeur maximale pour la collectivité dans le cas d'incidents courants de 9 200 €/MWh. Est à comparer avec les solutions alternatives
<p>2</p> <p>Schéma secours suite à un incident</p> 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Les fréquences d'appel seront entre 0 et quelques appels par an par poste source
<p>3</p> <p>Schéma secours suite à des travaux</p> 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Valeur maximale pour la collectivité de 2 500 €/MWh. Est à comparer avec les solutions alternatives ■ Les durées potentielles d'appel dépendent des cas et sont de l'ordre de plusieurs heures à plusieurs jours

Planification

À chaque cas d'investissement correspondent : un surplus collectif permis par la flexibilité, une puissance envisagée et une durée d'utilité en moyenne par an. Pour chacun de ces cas, une grande diversité de valeurs a été observée :

- valeur entre 0 et 24€/kW/an ou entre 0 et 11 600€/MWh
- puissance entre 0 et 16 MW
- durée d'appel entre 0 et 186 minutes
- fréquence entre 0 et quelques appels/an par poste source

Enedis, l'électricité en réseau

Enedis est une entreprise de service public, gestionnaire du réseau de distribution d'électricité.

Elle développe, exploite, modernise le réseau électrique et gère les données associées.

Elle réalise les raccordements, le dépannage 24h/24, 7j/7, le relevé des compteurs et toutes les interventions techniques. Enedis est indépendante des fournisseurs d'énergie qui sont chargés de la vente et de la gestion du contrat de fourniture d'électricité.

ADEeF - Association des Distributeurs d'Électricité en France

L'ADEeF rassemble tous les gestionnaires de réseau de distribution français d'électricité opérant sur le territoire métropolitain interconnecté en vue de défendre leurs intérêts communs.

Enedis

Tour Enedis, 34 place des Corolles
92079 Paris La Défense
www.enedis.fr

ADEeF

27, rue Saint Ferdinand
75017 Paris
www.aadeef.fr