

VALORISATION SOCIO-ÉCONOMIQUE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS

Synthèse commune des contributions



Juillet 2017

VALORISATION SOCIO-ÉCONOMIQUE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS

- L'expertise forte en termes d'analyse socio-économique des bénéfices des solutions *smart grids*, ainsi que les méthodes et outils développés par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution français, leur ont permis d'apporter des réponses nouvelles auxquelles les études existantes en France ou en Europe ne répondaient pas à ce jour.
- La valeur économique des réseaux électriques intelligents justifie le déploiement de l'ensemble des solutions étudiées à court ou moyen terme en France métropolitaine.
- À l'horizon 2030, l'ensemble des fonctions *smart grids* étudiées pourraient apporter à terme des bénéfices nets de l'ordre de 400 M€/an pour la collectivité, dont plusieurs dizaines de M€/an pour le réseau public de transport, auxquels s'ajouteront les bénéfices réalisés par les gestionnaires de réseau public de distribution.



Un approfondissement de la première analyse socio-économique de 2015

La France s'est engagée depuis plusieurs années dans une transition énergétique. Cette ambition s'est traduite dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 18 août 2015, qui définit des objectifs en matière d'évolution du mix de production, de maîtrise de la consommation et de transferts d'usages vers l'électricité. En particulier, le développement de la production électrique d'origine renouvelable (EnR), variable et décentralisée, et les évolutions des modes de consommation, notamment le développement de la mobilité électrique, soulèvent de nombreux défis pour l'ensemble des acteurs du système électrique.

Les innovations matérielles, logicielles ou organisationnelles, permises notamment par les technologies de l'information et de la communication, dites *smart grids*, offrent des solutions pour relever ces défis. De nombreuses solutions ont déjà pu être validées techniquement par les acteurs du système électrique dans différents cadres (nombreux démonstrateurs *smart grids*, participation des acteurs aux mécanismes de marchés, etc.). Afin d'accompagner un déploiement rationnel de ces solutions *smart grids*, initié dans le cadre de Solution Ville Durable de la Nouvelle France Industrielle, **les ministres en charge de l'énergie et de l'économie, ont souhaité disposer d'analyses quantitatives publiques sur l'intérêt socio-économique (intérêt économique, environnemental et évaluation des effets sur l'emploi) de différentes solutions *smart grids*.**

Un premier rapport, publié par RTE en juillet 2015⁽¹⁾, traitant des enjeux des *smart grids* pour le réseau de transport et la gestion de l'équilibre offre demande, a permis (i) d'établir un premier cadre méthodologique adapté à l'évaluation de la

valeur socio-économique des solutions *smart grids* au périmètre production-consommation-transport et (ii) d'identifier les solutions *smart grids* qui pourraient être prometteuses d'un point de vue économique, environnemental et en termes de potentiel de création d'emplois.

Les nouveaux travaux présentés ici approfondissent ce travail :

- ➔ Sur le périmètre production-consommation-transport, (i) en passant d'analyses portant sur des déploiements de faible ampleur (à la marge du système), à des analyses tenant compte de la profondeur des gisements (« passage à l'échelle »), des effets des niveaux de déploiement sur la valeur économique et des effets de concurrence entre les différentes solutions *smart grids* pour finalement proposer des scénarios de déploiement global économiquement pertinents, (ii) en analysant la robustesse des premiers résultats par des études menées pour d'autres hypothèses déterminantes (caractéristiques des services apportés par les solutions *smart grids*, coûts, etc.) et (iii) en intégrant l'analyse du cycle de vie des matériels déployés à l'analyse des effets environnementaux ;
- ➔ En étendant le périmètre des études par l'intégration d'analyses sur les réseaux publics de distribution : (i) en évaluant les bénéfices économiques de certaines fonctions avancées sur la base des méthodologies d'investissement et d'indicateurs issus de l'exploitation des réseaux publics de distribution, (ii) en éclairant les logiques de déploiement de ces solutions et les perspectives de mise en œuvre et (iii) en évaluant les bénéfices environnementaux des fonctions concernées.

(1) « Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents », publié par RTE avec ses partenaires : ADEME, ANCRE, GE, CRE, DGE, EDF, ENGIE, Enedis, G2ELab, Schneider Electric, URM.

Cette synthèse résume ici les principaux enseignements des analyses menées à la fois par les gestionnaires de réseaux publics de distribution et par le gestionnaire du réseau public de transport. Ces résultats s'inscrivent dans un travail global mené entre l'ADEeF, l'ADEME, Enedis et RTE et en concertation avec les acteurs de la filière. Ils seront complétés à l'automne 2017 par une évaluation des effets sur l'emploi.



Pour plus de détails, le lecteur pourra se référer aux contributions de RTE et à celles réalisées par Enedis et l'ADEeF :

- Contribution sur les réseaux publics de distribution réalisée par Enedis et l'ADEeF⁽²⁾
- Synthèse de la contribution sur les réseaux publics de distribution réalisée par Enedis et l'ADEeF⁽³⁾
- Réseaux électriques intelligents : Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble - Contribution de RTE - Rapport abrégé⁽⁴⁾
- Réseaux électriques intelligents : Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble - Contribution de RTE - Synthèse⁽⁵⁾

Un périmètre d'étude englobant transport, distribution et équilibre offre-demande

Les smart grids regroupent un nombre important de fonctions. Celles-ci peuvent être spécifiques à chacun des gestionnaires de réseaux ou à la gestion de l'équilibre offre-demande, elles peuvent aussi rendre des services à plusieurs niveaux. Ces fonctions sont l'objet de développement en propre des opérateurs de réseaux ou peuvent faire appel à la participation et à la mise à disposition d'acteurs extérieurs (c'est le cas de différentes formes de flexibilité).

Le tableau suivant résume le périmètre d'étude et les différentes fonctions qui ont été étudiées dans le cadre de ces travaux ainsi que dans le cadre du précédent rapport de juillet 2015. Pour plus de détails sur la description des fonctions, le lecteur pourra se référer au glossaire figurant à la fin de ce document.

(2) http://www.enedis.fr/sites/default/files/Rapport_evaluation_eco_des_Smart_Grids.pdf

(3) http://www.enedis.fr/sites/default/files/Synthese_evaluation_eco_des_Smart_Grids.pdf

(4) http://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_abrege_2017.pdf

(5) http://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_synthese_2017.pdf



Périmètre de valorisation		
Offre - demande	Réseau de transport	Réseau de distribution

Observabilité et prévisions

Rapport de juillet 2015 	Observabilité de la production EnR distribuée	Contexte actuel + NMx 2030		
	Estimation dynamique des capacités de transit sur le réseau de transport	Sans objet		Sans objet
	Localisation automatique de défauts sur le réseau de transport	Sans objet		Sans objet
Rapport de 2017 	Gestion prévisionnelle du réseau de distribution	Sans objet	Sans objet	NMx 2030

Commandabilité et actions : services automatisés pour les gestionnaires de réseau de distribution

Rapport de 2017 	Auto-cicatrisation dynamique des incidents sur le réseau de distribution	Sans objet		NMx 2030
	Réglage dynamique centralisé de la tension sur le réseau de distribution	Sans objet		NMx 2030
	Régulation locale dynamique de la puissance réactive des producteurs HTA	Sans objet		NMx 2030

Commandabilité et actions : services de flexibilité

Rapports de 2017 	Commandabilité de la production EnR (écrêtement)	Contexte actuel + NMx 2030		NMx 2030
	Effacement/modulation de consommation industrielle et tertiaire	Contexte actuel + NMx 2030	Non considéré	
	Effacement/modulation de consommation résidentielle	Contexte actuel + NMx 2030		Approche générique pour tout type de flexibilité
	Stockage	Contexte actuel + NMx 2030		NMx 2030
Analyse du déploiement multi-fonctions : évaluation de la profondeur des gisements et des effets d'éviction entre fonctions				

Évaluation locale sur une ou plusieurs situations particulières basées sur une représentation du réseau, sans évaluation à la maille nationale (pour enjeux réseaux)

Évaluation (directement) à la maille nationale

Évaluation à la maille nationale sur la base d'évaluations locales

NMx 2030 : Scénario Nouveau Mix 2030 issu du Bilan Prévisionnel RTE 2014, correspondant notamment à une couverture de la consommation par les énergies renouvelables à hauteur de 40% et par le nucléaire à hauteur de 50%, avec des puissances installées de 36 GW d'éolien (terrestre et en mer) et 24 GW de photovoltaïque.
Contexte actuel : Projection du scénario « thermique haut » pour l'hiver 2017-2018 du Bilan Prévisionnel RTE 2016.

Principales conclusions : la valeur économique des *smart grids* justifie le déploiement de l'ensemble des solutions étudiées à court ou moyen terme

- Ces travaux ont permis de mettre en œuvre et de valoriser **une expertise forte en termes d'analyse socio-économique des bénéfices des solutions *smart grids* à travers des méthodes et outils développés par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution français**. Ces approches méthodologiques, portant sur les périmètres de chacun des gestionnaires de réseaux, apportent des **réponses nouvelles auxquelles les études existantes en France ou en Europe ne répondent pas à ce jour**.

Ces méthodes ont permis de quantifier les bénéfices de déploiements de solutions *smart grids*, en intégrant les valeurs locales pour les réseaux de transport et de distribution.

Les décisions de déploiement pouvant être variables selon les solutions, certains leviers sont déployés de façon généralisée tandis que d'autres répondent à des situations aux caractéristiques locales.

- **Les fonctions *smart grids* peuvent apporter de nombreux services et donc gains associés** : investissements évités dans de nouvelles capacités de production, optimisation du parc de production à travers la participation aux marchés d'énergie et aux différents services d'équilibrage offre-demande (réserves, ajustement, ...), diminution de l'énergie non distribuée, diminution de l'énergie non injectée, diminution des pertes sur les réseaux, optimisation de l'exploitation des réseaux, investissements réseau reportés ou évités.

- Les analyses permettent de mettre en évidence **la pertinence du déploiement industriel des solutions *smart grids* à court terme**, notamment pour les solutions de type observabilité, prévision ou commandabilité⁽⁶⁾, ainsi qu'une **pertinence économique à moyen terme avec des volumes significatifs de développement sur la flexibilité** notamment. On note par exemple que la valeur et les volumes associés augmentent significativement à l'horizon 2030 (de 3 à 9 GW de solutions de flexibilité entre le scénario 2017 et le 2030).

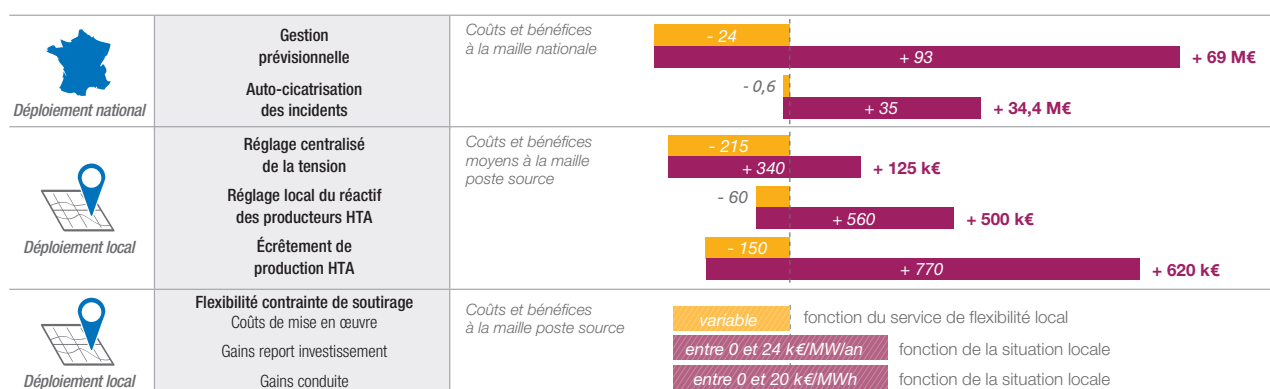
Bilan économique du déploiement de solutions *smart grids* à l'horizon 2030.

Pour chaque solution, la première ligne des graphiques représente des coûts de déploiement et d'utilisation, la seconde les bénéfices générés. Le gain pour la collectivité est la différence entre ces deux lignes. On rappelle ici que les analyses restituées quantifient la valeur économique des solutions *smart grids* au périmètre de la collectivité sans considérer la répartition de la valeur entre les différents acteurs du système électrique. Les bénéfices identifiés ne doivent donc pas être interprétés comme les revenus que peuvent attendre les acteurs investissant dans ces solutions.

(6) Notamment, parmi les solutions étudiées, les services automatisés pour les gestionnaires de réseau de distribution, le stockage par batterie pour la fourniture de services système, les effacements industriels pour les différents services pour l'équilibre offre-demande et les écrêtements de production EnR pour l'optimisation du dimensionnement des réseaux de transport et de distribution.



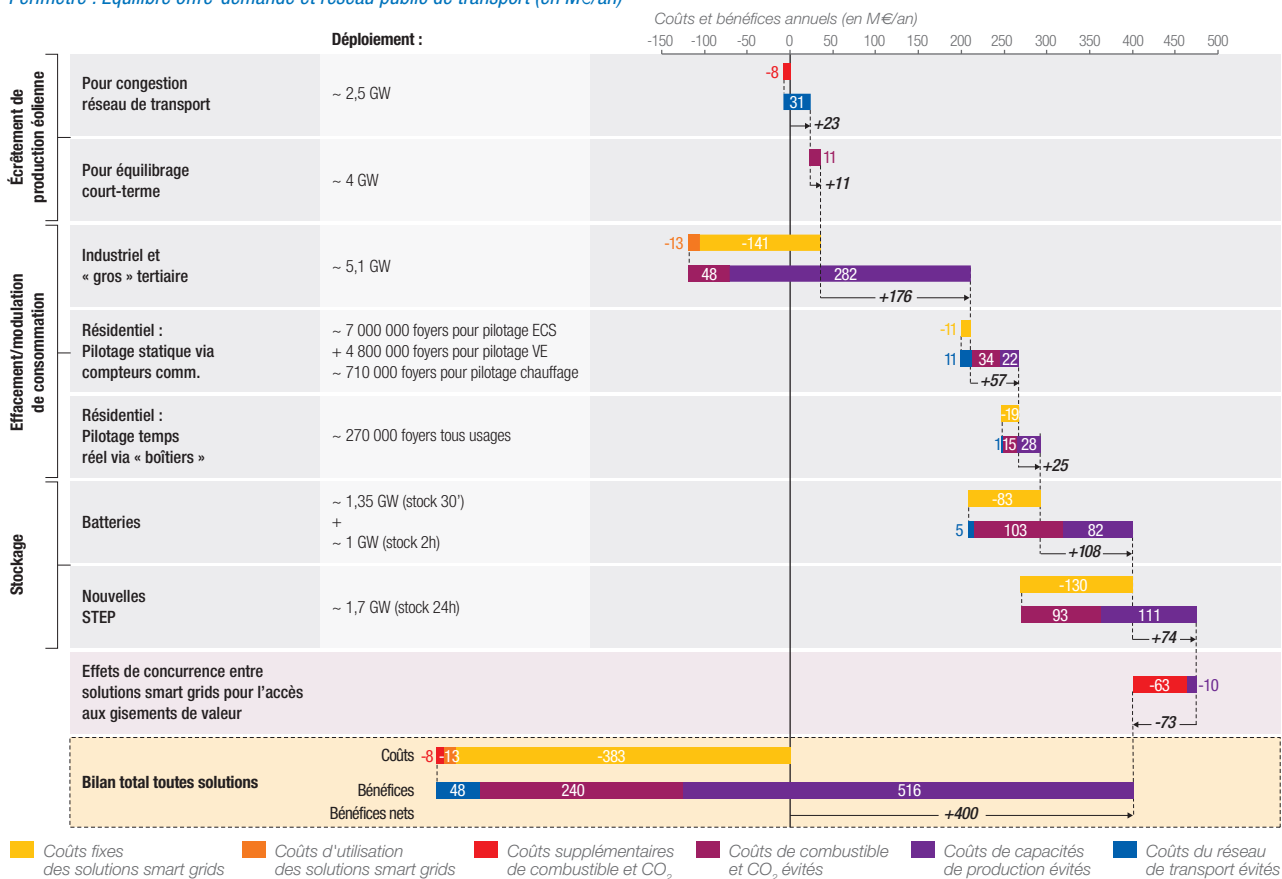
Périmètre : Réseau public de distribution (en M€ cumulés d'ici 2030)



■ 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...

Périmètre : Équilibre offre-demande et réseau public de transport (en M€/an)



Source Enedis / ADÉF

Source RTE

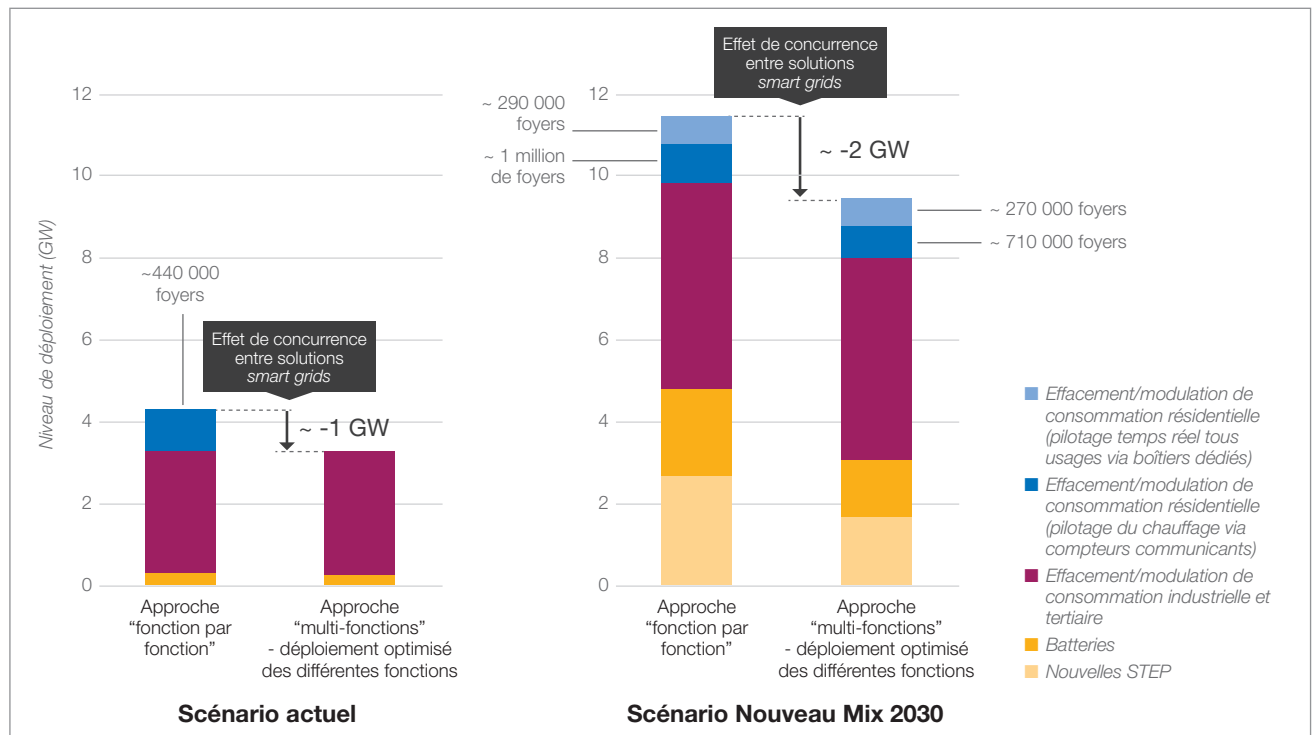
VALORISATION SOCIO-ÉCONOMIQUE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS

- ➔ À l'horizon 2030, l'ensemble des fonctions *smart grids* étudiées pourraient apporter à terme des bénéfices nets de l'ordre de 400 M€/an pour la collectivité, dont plusieurs dizaines de M€/an pour le réseau public de transport, auxquels s'ajouteraient les bénéfices réalisés par les gestionnaires de réseau public de distribution.
- ➔ En ce qui concerne les flexibilités, une partie significative du gisement pourra trouver une rentabilité à l'horizon 2030. Chaque flexibilité peut rendre plusieurs services :
 - Des services nationaux : équilibrage court terme, arbitrage sur les marchés de l'énergie, contribution au dimensionnement du parc de production sur le critère de sécurité d'approvisionnement, pour lesquels l'essentiel de la rentabilité provient de la valeur capacitaire (à l'exception de l'écrêtement de production EnR) ;

- Des services locaux, pour lever les contraintes sur les réseaux de transport et de distribution, qui constituent des leviers de rentabilité supplémentaire.

- ➔ Dans un contexte où les solutions de flexibilité peuvent apparaître comme susceptibles de fournir des services analogues et être potentiellement concurrentes, l'évaluation menée par RTE du déploiement global des flexibilités montre que **toutes les flexibilités étudiées trouvent leur place en 2030 et l'ensemble des capacités associées pourraient atteindre 9 GW**. Les effets d'éviction entre fonctions apparaissent comme assez limités. **Les déploiements des différentes flexibilités étudiées apparaissent donc complémentaires.**
- ➔ Ces travaux ayant été réalisés avec une approche du point de vue de la collectivité, les services identifiés comme rentables pour la collectivité ne le seront pas nécessairement du point de vue des acteurs économiques. Les

Niveaux de déploiement économiquement pertinents des différentes solutions de flexibilité smart grids



Source RTE



conditions de réalisation des projets dépendent donc dans certains cas d'évolutions du cadre législatif réglementaire au niveau français ou européen.

- **Enfin, d'un point de vue de l'analyse environnementale, les résultats de l'évaluation portant sur les émissions de CO₂** montrent principalement des résultats positifs, y compris en intégrant le cycle de vie des matériels⁽⁷⁾, excepté pour l'écrêtement de production qui peut avoir un bilan légèrement négatif pour des fonctions liées à l'optimisation du dimensionnement des réseaux de transport⁽⁸⁾ et de distribution.

Illustration d'un cas d'étude commun sur l'écrêtement

Une étude commune a été réalisée sur une zone spécifique locale (détaillée dans le glossaire) pour laquelle des écrêtements de production peuvent être activés pour des besoins des gestionnaires de réseaux publics de distribution et de transport.

Le cas réel étudié, modélisant un producteur photovoltaïque raccordé sur le réseau HTA, montre à l'horizon 2030, l'existence de périodes où les besoins d'activations des deux gestionnaires de réseaux publics sont concomitants : dans le cas étudié, environ 30% de l'énergie écrêtée pour la gestion des contraintes du réseau public de distribution correspond à des écrêtements également utiles pour les besoins du réseau de transport.

(7) Sur le périmètre équilibre offre-demande et réseau de transport.

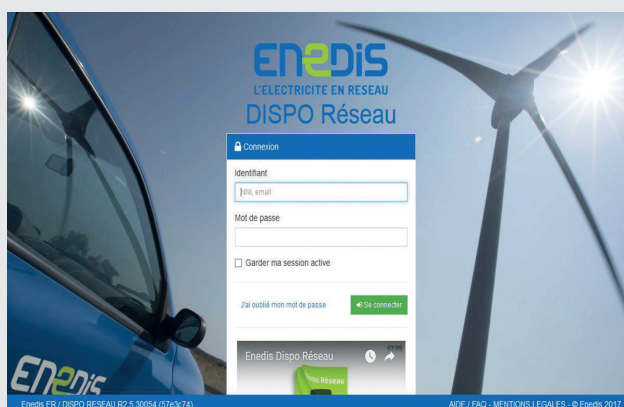
(8) Pour l'écrêtement, la valeur économique très importante dégagée justifie la légère dégradation environnementale, sauf à attribuer une valeur aux émissions de CO₂ de plus de 1000 €/tCO₂.

Gestion prévisionnelle du réseau public de distribution

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 EnR.

La gestion prévisionnelle permet entre autres d’optimiser la planification des travaux dans un contexte de forte croissance des productions raccordées sur le réseau 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.

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



Auto-cicatrisation dynamique des incidents sur le réseau public de distribution

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 garan-

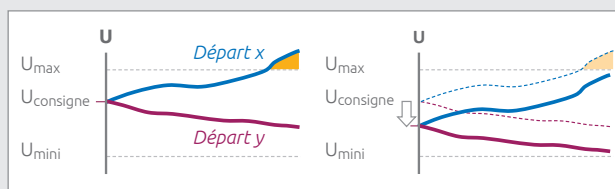
tissent également une gestion optimale des incidents pour la plus grande variété de configurations de réseau.

Gestion des incidents postes sources	Prise en compte des impacts de foudre	Gestion des incidents en présence de producteurs
Reprise postes sources: 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

Réglage dynamique centralisé de la tension sur le réseau public de distribution

Le réglage de la tension de consigne 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 à la baisse en cas de contraintes de tension haute sur un départ HTA



Régulation locale dynamique de la puissance réactive chez les producteurs HTA

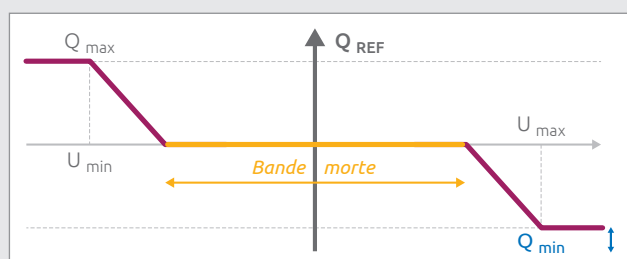
La régulation locale dynamique de tension permet pour les producteurs raccordés sur un départ existant d’aller plus loin que la régulation fixe actuelle (dite à tangente φ fixe) :

- 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 installations le permettent.

Principe de fonctionnement

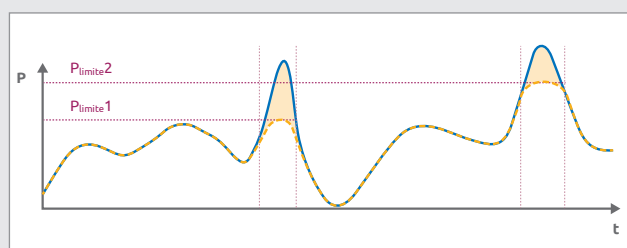


Commandabilité de la production EnR (écrêtement)

Les installations de production éolienne et photovoltaïque peuvent être commandables (dans la limite de la disponibilité de la ressource primaire – la force du vent ou l'ensoleillement) et leur puissance active peut être modulée à la baisse (on parle d'écèlement).

L'écèlement de production, ou la limitation de la production, consiste à réduire temporairement le niveau d'injection de production pour contribuer à l'équilibrage temps réel du système électrique ou éviter des contraintes sur les réseaux de transport et de distribution.

Limitation de la puissance



Flexibilité : approche générique pour tout type de flexibilité utilisée pour le réseau public de distribution

Pour la partie des analyses réalisées sur le réseau public de distribution, les flexibilités étudiées correspondent à des

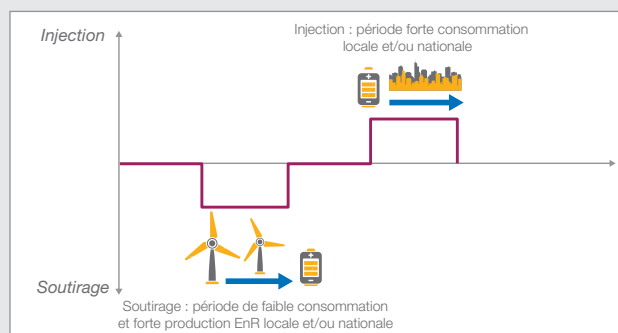
potentiels de baisse du niveau de soutirage ou de hausse du niveau d'injection d'énergie active. Toute flexibilité de ce type pourrait faciliter la gestion du réseau public de distribution à travers divers cas d'usage soit au stade de la conduite (gestion des incidents, facilitation des travaux), soit à celui de la planification des investissements. Chaque cas d'usage demande des caractéristiques propres (temps de réponse, profondeur, durée, localisation...) et tout moyen de flexibilité (stockage, production, effacement de consommation) répondant à ces caractéristiques pourrait être pertinent.

Stockage

Les moyens de stockage d'électricité permettent d'injecter sur les réseaux électriques de l'énergie préalablement soutirée. Différentes technologies de stockage⁽⁹⁾ existent et se différencient essentiellement par leur puissance, capacités de stockage en énergie, rendement et coûts.

Les solutions de stockage peuvent rendre de nombreux services pour le système électrique : contribution au dimensionnement du parc de production pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement, fourniture de services d'équilibre court-terme, déplacements d'énergies entre les heures aux coûts de production différenciés et gestion des congestions sur le réseau de transport et de distribution.

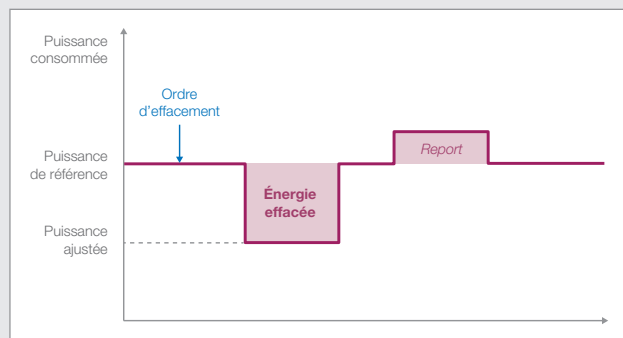
Les solutions de stockage par batteries électrochimiques (notamment Li-ion) font l'objet de progrès techniques importants, ce qui permet d'envisager des réductions de coûts et améliorations de performances significatives. Les batteries Li-Ion ainsi que les possibilités de nouvelles STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) ont été considérées dans ces études.



(9) Le stockage à travers les usages (par exemple sous forme thermique dans les « ballons d'eau chaude ») est considéré dans ces études dans le volet « gestion active de la demande ».

Gestion active de la demande

La gestion active de la demande représente l'aptitude des consommateurs à adapter temporairement et de façon spécifique leur consommation d'électricité aux besoins ponctuels du système électrique en réponse à un signal externe. Cette adaptation peut résulter soit d'une incitation tarifaire, soit d'un pilotage de certains usages par un opérateur indépendant – appelé opérateur d'effacement - qui valorise cette flexibilité en l'offrant au système électrique (par l'intermédiaire des différents marchés de l'électricité).



Différents types de consommateurs et d'usages électriques chez ces consommateurs peuvent en pratique apporter cette flexibilité.

Les différentes formes de gestion active de la demande peuvent rendre de nombreux services pour le système électrique : contribution au dimensionnement du parc de production pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement, fourniture de services d'équilibre court-terme, déplacements d'énergies entre les heures aux coûts de production différenciés et gestion des congestions sur le réseau de transport et de distribution.

Gestion active de la demande résidentielle

Dans le secteur résidentiel, la gestion active de la demande peut a priori concerner plusieurs usages. Les flexibilités sur les usages chauffage, production d'eau chaude sanitaire et recharge de véhicules électriques ont été considérées, en tenant compte de l'acceptabilité des consommateurs et des différentes solutions de mobilisation de ces flexibilités, présentant des contraintes d'utilisation et des coûts différenciés. En particulier, les compteurs communicants, en cours

de déploiement, permettent d'accéder à certaines formes de pilotage pour des coûts limités, du fait de l'utilisation de l'infrastructure des compteurs.

Gestion active de la demande industrielle et « gros » tertiaire

Certains process industriels ou tertiaires présentent des possibilités de flexibilité. Dans certains cas, cette flexibilité peut s'appuyer sur l'utilisation de groupes électrogènes, disponibles sur certains sites industriels ou tertiaires.

Déploiement global optimisé

Les analyses menées « solution par solution », permettent d'identifier les valeurs économique et environnementale associées au déploiement de chaque solution. Néanmoins, de telles analyses ne prennent pas en compte les conséquences du déploiement simultané d'autres solutions *smart grids*. Si elles permettent de donner des indications a priori sur la pertinence d'un déploiement, de telles analyses ne peuvent avoir qu'une portée restreinte car elles ne tiennent pas compte des effets d'éviction (ou au contraire de mutualisation) entre ces solutions. Ainsi, les déploiements identifiés comme « économiquement pertinents » pour chaque solution de flexibilité peuvent être potentiellement biaisés par l'absence de considération d'autres solutions, notamment si ces dernières rendent des services similaires pour des coûts moindres.

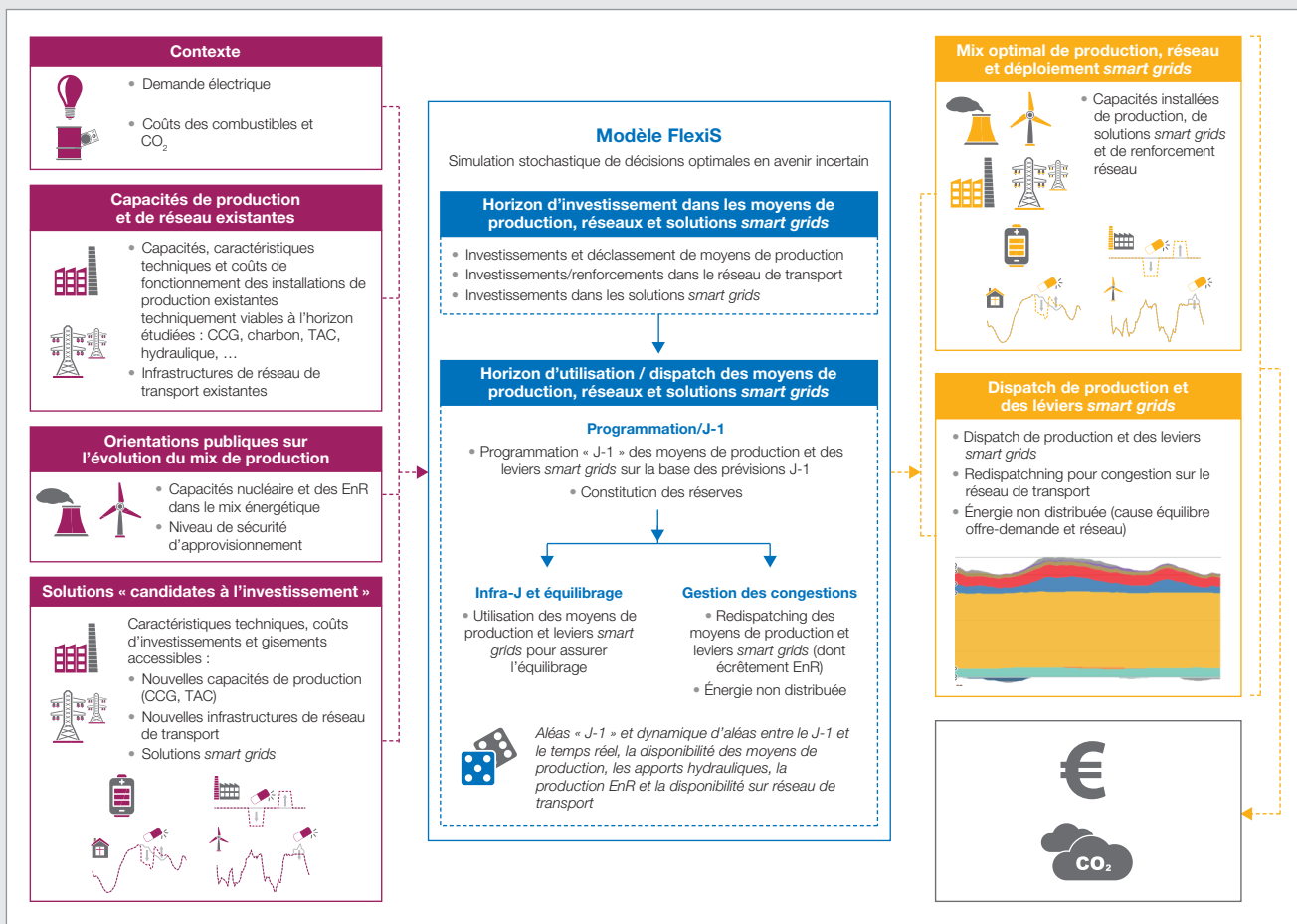
Ainsi, quand bien même chaque fonction *smart grids* pourrait trouver une rentabilité dans un système électrique où elle serait la seule à être déployée (toute chose étant égale par ailleurs), rien n'indique que ce soit toujours le cas dans le cadre d'un déploiement conjoint.

Pour remédier, l'analyse en « déploiement global optimisé » consiste à identifier le scénario de déploiement « multi-solutions » (i.e. comportant le déploiement de plusieurs fonctions avancées) qui correspond à l'optimum économique, c'est-à-dire le déploiement qui permet de maximiser les bénéfices pour le système électrique. Ce déploiement tient compte du passage à l'échelle et de la rivalité entre fonctions.

Un scénario de déploiement se caractérise par le niveau de déploiement de chaque fonction avancée considérée et leur localisation sur le réseau.



Principe de fonctionnement du modèle FlexiS pour l'évaluation du déploiement global optimisé



Description du cas d'étude sur l'analyse de la concomitance des besoins d'écrêtement de production pour gérer les congestions sur les réseaux de transport et de distribution.

Le cas d'étude correspond à une zone où, à l'horizon 2030, l'écrêtement de production HTA permettra à la fois d'éviter des contraintes liées à l'insertion de production BT et de limiter les investissements dans le réseau de transport dus à une insertion massive de production renouvelable sur les réseaux de distribution.

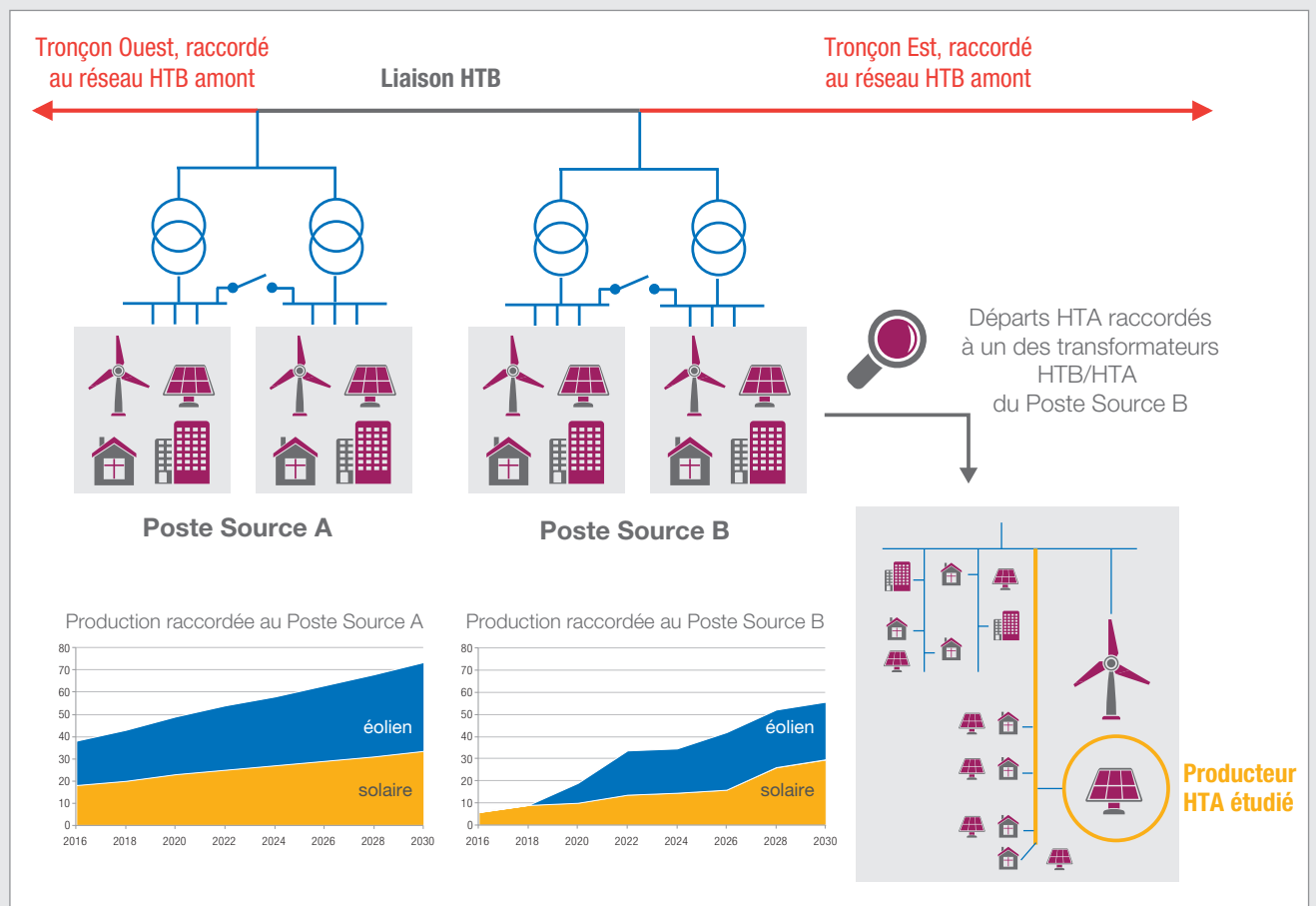
De ce fait, le cas d'étude se caractérise par une zone où se trouveront à l'horizon 2030 à la fois :

- une pénétration importante de la production diffuse BT, donc photovoltaïque, créant des contraintes sur le réseau HTA où est raccordé un producteur HTA (de taille moyenne) ayant la possibilité de moduler son niveau d'injection ;
- une pénétration importante de la production créant des contraintes sur le réseau de transport. Le cas d'étude s'est focalisé sur la présence de production éolienne sur la zone.

La figure suivante donne une vision schématique de la zone du cas d'étude à l'horizon 2030.

Glossaire

Présentation schématique des deux postes sources de la zone d'étude et du producteur HTA étudié et des hypothèses retenues d'arrivée des productions solaire et éolienne.



Source Enedis



À propos des auteurs

→ **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.

→ **ADEME** - Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale. L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, les économies de matières premières, la qualité de l'air, la lutte contre le bruit, la transition vers l'économie circulaire et la lutte contre le gaspillage alimentaire.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition Écologique et Solidaire et du ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

→ **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.

→ **RTE**

RTE est une entreprise de service public, garante du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique français. Il est le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité à haute et très haute tension qu'il exploite, entretient et développe et est responsable de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout instant.

Pour assurer la sécurité d'alimentation et l'optimisation économique du système électrique, RTE est légalement en charge de la conception et l'organisation des mécanismes de marché en France, en interaction avec les autres gestionnaires de réseau de transport européens, les acteurs du système électrique et les pouvoirs publics.



ADEeF

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

ADEME

20, avenue du Grésillé - BP 90406
49004 Angers Cedex 01
www.ademe.fr

Enedis

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

RTE

1, terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com