



Valorisation économique des Smart Grids

Contribution des gestionnaires de réseau
public de distribution

2017

Les nouveaux chemins de l'électricité

SOMMAIRE

1. Introduction	4
2. Une valorisation économique pour la collectivité	6
2.1. Méthodologie d'analyse coût bénéfice	6
2.2. Méthodologie d'analyse environnementale	6
2.3. Contexte énergétique et déclinaison des hypothèses sur les réseaux publics de distribution	6
3. Périmètre des études réalisées : la valorisation de six fonctions avancées smart grids	8
3.1. Les fonctions avancées étudiées sont représentatives des solutions smart grids sur les réseaux publics de distribution	12
3.2. Présentation des fonctions avancées	11
4. Structure et métiers majeurs impliqués dans les fonctions avancées sur le réseau public de distribution	14
4.1. Structure du réseau de distribution au niveau des postes sources et du réseau HTA	15
4.2. Les métiers du gestionnaire de réseau de distribution en relation avec les leviers considérés	15
4.3. Erable : outil Enedis de planification et de modélisation des réseaux	18
5. Observabilité et prévisions : services de prévision et simulation	21
5.1. Les fonctions de gestion prévisionnelle	22
6. Commandabilité et actions : services automatisés pour les gestionnaires de réseau de distribution	27
6.1. Auto-cicatrisation dynamique des incidents	28
6.2. Réglage dynamique centralisé de la tension	34
6.3. Régulation locale dynamique de puissance réactive chez les producteurs HTA	43
7. Commandabilité et actions : services de flexibilité	53
7.1. Cadre d'analyse	54
7.2. Écrêtement de production HTA	55
7.3. Utilisation de flexibilités pour des problématiques de soutirage en conduite et en exploitation	63
7.4. Anticipation de l'utilisation de flexibilité pour des problématiques de soutirage afin de reporter des investissements	68
7.5. Perspectives pour la mise en œuvre	78
8. Synthèse et conclusion	82

RÉSUMÉ

Les réseaux publics de distribution sont au cœur de la dynamique territoriale de la 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 saisisent par exemple les opportunités des nouveaux services que peuvent proposer les acteurs du système.

Au-delà des plus-values techniques des solutions, il est nécessaire d'anticiper leur déploiement en comprenant les conditions d'utilisation de ces solutions et les cas où elles apportent de la valeur pour l'intérêt collectif. C'est ce que permet la présente étude, en éclairant les pouvoirs publics et la filière des réseaux électriques intelligents sur les bénéfices apportés par ces nouvelles solutions et les problématiques de déploiement associées.

Cette étude constitue une étape clé dans l'industrialisation des solutions smart grids, avant les premiers déploiements à grande échelle et les expérimentations prévues par 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. En parallèle, le développement d'autres solutions smart grids se poursuit, notamment à des mailles territoriales plus petites, relevant du domaine de la basse tension.

Parmi toutes les fonctions smart grids, la présente étude s'est focalisée sur six fonctions avancées clés et représentatives des différents métiers des gestionnaires de réseau de distribution :

- La gestion prévisionnelle
- L'auto-cicatrisation dynamique des incidents
- La régulation centralisée de tension
- Le réglage dynamique local de la puissance réactive des producteurs HTA
- L'écrêtement de production HTA
- Les flexibilités pour résoudre des contraintes de soutirage

Les solutions étudiées présentent toutes des surplus positifs, pour l'ensemble de la collectivité nationale, sans préjuger de leur répartition entre les différents

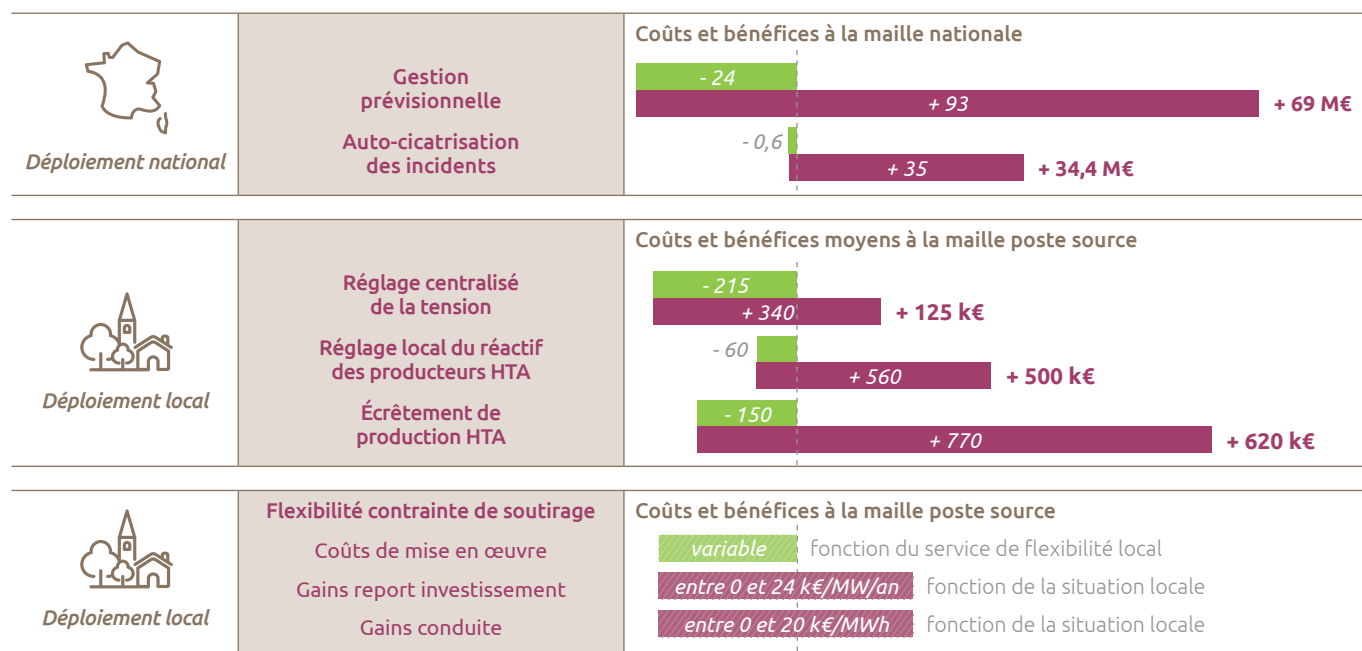
acteurs du système électrique. Les études ont été réalisées à un horizon 2030 et dans le contexte énergétique du Nouveau Mix 2030 décrit dans le Bilan prévisionnel RTE 2014¹.

- Le caractère prometteur de ces solutions ainsi mis en évidence conforte les choix des gestionnaires de réseau de distribution de les inscrire dans un développement vers l'industrialisation.
- Les logiques de déploiement se basent sur des visions nationales ainsi que des analyses au cas par cas, les solutions répondant à des situations locales.
- L'analyse des cas d'utilisation de ces solutions permet de souligner leur importance par des gains significatifs pour répondre aux enjeux des réseaux publics de distribution et notamment ceux de la transition énergétique : amélioration de la qualité de fourniture au service des clients, augmentation de la capa-

cité d'accueil sur nos réseaux existants et donc diminution des coûts pour la collectivité.

La méthodologie utilisée vise à garantir la pertinence et l'exploitabilité des résultats. Le cadre d'étude est commun avec les analyses coût bénéfice réalisées dans les démonstrateurs (hypothèses du contexte énergétique, valorisation à horizon 2030, optimum pour la collectivité, etc.). Ces études ont été réalisées à partir de données et de méthodes qui s'appuient sur le savoir-faire et les outils des gestionnaires de réseau de distribution, notamment en termes de planification et de gestion du réseau.

Figure 1 : Bénéfices et coûts des solutions étudiées à horizon 2030



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

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

¹ RTE, «Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France», 2014.



1

Introduction

La publication, le 18 août 2015, de la Loi relative à la Transition Énergétique et à la Croissance Verte² 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 une gestion des réseaux plus dynamique. À 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, adressé à l'ADEeF, l'ADEME, Enedis et RTE 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 la démarche globale entre l'ADEeF, l'ADEME, Enedis et RTE, à la demande des ministères.**

Ainsi, en appui du développement de la filière des smart grids, les gestionnaires de réseau de distribution ont étudié la valorisation de plusieurs fonctions avancées : celles-ci ont été choisies, parmi toutes celles développées, pour leur niveau de maturité élevé et leur caractère représentatif de différents métiers des gestionnaires de réseau de distribution. Ces analyses permettent d'éclairer les pouvoirs publics et la filière des réseaux électriques intelligents sur les bénéfices apportés par ces nouvelles solutions et les problématiques de déploiement associées.

Les analyses se sont notamment appuyées sur l'outil de modélisation des réseaux de distribution utilisé opérationnellement par Enedis pour réaliser ses décisions d'investissement. Ce choix permet de garantir la cohérence entre les signaux économiques envoyés par les résultats présentés dans cette étude et les décisions d'investissements des gestionnaires de réseau de distribution, ce qui est important notamment pour les fonctions avancées dont le déploiement est ciblé.

² Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

2

Une valorisation
économique pour
la collectivité

2.1 Méthodologie d'analyse coût bénéfice

La démarche de valorisation adoptée dans ces études s'appuie sur les principes d'analyses coût bénéfice décrits notamment par le Joint Research Centre³ et l'Electric Power Research Institute⁴.

Cette démarche constitue une analyse coût bénéfice dont l'objectif est de statuer sur la pertinence du déploiement de solutions smart grids du point de vue de la collectivité. Il s'agit de recenser l'ensemble des impacts des fonctions avancées sur les processus du système électrique, en quantifiant les bénéfices économiques correspondants, ainsi que les coûts de déploiement associés. Les analyses coût bénéfice ne présupposent pas de schéma réglementaire, organisationnel ou contractuel pour la répartition des coûts et des bénéfices entre les acteurs. Ce type d'analyse s'inscrit dans la continuité des travaux de valorisation économique menée dans les démonstrateurs smart grids (dont notamment les projets GRID4EU, iGreenGrid, Greenlys, Nice Grid, Solenn, Venteea et Smart Grid Vendée).

Cette démarche a été appliquée aux différentes fonctions avancées afin d'identifier les solutions pertinentes d'un point de vue économique. En outre, d'un point de vue méthodologique, ce rapport a permis les avancées suivantes :

- la définition d'un corpus méthodologique permettant de mener de front les analyses de solutions différentes sur les réseaux publics de distribution et de les comparer ;
- des méthodologies cohérentes avec les processus actuels de prises de décision d'investissements sur les réseaux publics de distribution afin d'évaluer le potentiel de fonctions avancées avec les mêmes critères que pour les leviers déjà industriels (utilisation du même outil que dans le cadre opérationnel) ;
- des méthodologies permettant d'étudier le potentiel de déploiement à la maille nationale de certaines fonctions avancées (celles pour lesquelles des hypothèses de répliquabilité des résultats peuvent être formulées).

L'intérêt économique de chacune des fonctions avancées étudiées est donc évalué en identifiant la valeur qu'elle peut apporter à la collectivité. Afin de refléter la rentabilité pour la collectivité du déploiement des différentes fonctions avancées, le taux d'actualisation pour l'évaluation socio-économique des investissements publics a été retenu comme unique taux⁵ des études de ce rapport. Le taux proposé dans le rapport du Commissariat général à la stratégie et à la prospective est de 4,5 %.

L'exercice est mené à l'horizon 2030 pour capter des bénéfices répartis sur une longue période de temps (par exemple : gains

sur la qualité d'alimentation ou sur les pertes techniques) alors que les investissements dans les solutions smart grids peuvent être concentrés sur les premières années (par exemple : développement des SI⁶ adéquats). La valeur actualisée nette des coûts et bénéfices tient donc compte :

- des coûts d'investissements et de pose initiaux ;
- des éventuels coûts de renouvellement des équipements ayant une durée de vie plus courte ;
- de la valeur d'usage éventuelle des équipements ayant une durée de vie plus longue (en particulier les investissements réseaux) ;
- des coûts annuels récurrents (opération et maintenance) évalués sur la durée du calcul.

2.2 Méthodologie d'analyse environnementale

L'analyse environnementale se base sur les impacts des fonctions avancées en termes d'émissions de CO₂. En l'absence d'hypothèses sur les cycles de vie des matériels nécessaires à l'instrumentation des fonctions avancées et de ceux des infrastructures des réseaux publics de distribution évitées, ces aspects n'ont pas été évalués. Ils représentent à dire d'experts des quantités non significatives.

2.3 Contexte énergétique et déclinaison des hypothèses sur les réseaux publics de distribution

Afin d'évaluer les coûts et les bénéfices, il est nécessaire de comparer à minima un scénario de référence et un scénario intégrant des solutions smart grids, lui-même conditionné par les caractéristiques du scénario de référence (croissance de la consommation, développement des énergies renouvelables...). Le contexte énergétique retenu dans le cadre des études présentées ici est le Nouveau Mix 2030 décrit dans le BP RTE 2014⁷. Ce contexte est marqué par un essor significatif de la sobriété énergétique, une forte pénétration des énergies renouvelables, une réduction de la part du nucléaire à 50 % du mix de production et un prix du CO₂ très élevé de 95 €/tonne. Il a été retenu d'un commun accord par l'ensemble des contributeurs du chantier évaluation socio-économique des smart grids. Ces hypothèses ont fait l'objet d'une déclinaison spécifique au périmètre du réseau de distribution, décrite ci-après.

Le scénario Nouveaux Mix prévoit 24,1 GW de capacités de production photovoltaïque et 27,6 GW de capacités de production éolienne

3 JRC, "JRC guidelines for CBA of Smart Grids projects", 2012.

4 EPRI, "Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects", 2012.

5 Ce taux n'équivaut pas au coût moyen pondéré du capital d'une activité régulée, qui correspond à la rémunération des apporteurs de capitaux (capitaux propres et dette) compte tenu du risque lié à l'activité régulée. Ce risque dépend des risques couverts ou non couverts par la régulation et de l'incertitude réglementaire perçue par les investisseurs.

6 SI : système d'informations

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

terrestre à l'horizon 2030, qui se traduisent par des objectifs, au périmètre des réseaux publics de distribution, de raccordement de 17 GW de production photovoltaïque et 13,4 GW de production éolienne terrestre.

La déclinaison de ces hypothèses au périmètre du réseau de distribution (repris dans le tableau 1) s'appuie sur des hypothèses de répartition des productions renouvelables par niveau de puissance. L'hypothèse est faite que les nouvelles productions poursuivent la répartition par niveau de puissance observée dans l'historique récent des raccordements. Connaître les volumes de productions raccordées par niveau de puissance est nécessaire pour identifier les installations dont le raccordement nécessite généralement la création d'un réseau spécifique et qui pourront à l'avenir être raccordées sur le réseau existant grâce au déploiement de certaines fonctions avancées étudiées (réglage dynamique centralisé de la tension, régulation dynamique locale de la puissance réactive des producteurs HTA et écrêtement de production HTA). Une limite à 7,5 MW a été identifiée dans l'historique des raccordements pour distinguer les producteurs pouvant généralement être raccordés sur des réseaux existants (d'une capacité inférieure à 7,5 MW) et ceux généralement raccordés sur des nouveaux réseaux (d'une capacité supérieure à 7,5 MW).

Cette limite a été utilisée comme premier crible d'analyse⁸ du gisement des installations pouvant généralement être raccordées sur des départs existants. En outre, chaque niveau de puissance est caractérisé par une taille unitaire des installations.

La répartition des installations de production par régions reproduit la répartition du scénario Nouveau Mix. Les capacités se raccordant d'ici 2030 sur les départs HTA sont définies en fonction des spécificités des différentes communes (taille des communes, zones urbaines ou rurales). Pour les départs où la probabilité d'accueillir de nouveaux producteurs raccordés HTA est importante, on simule le raccordement d'un tel producteur au niveau d'un des postes de distribution du départ. L'insertion des producteurs photovoltaïques en basse tension (BT) est quant à elle répartie aléatoirement au niveau des postes de distribution pour tenir compte de la variabilité des installations raccordées en basse tension à l'horizon 2030.

Enfin, concernant la déclinaison des hypothèses de consommation locale, les niveaux des historiques récents de consommation sont reproduits pour les configurations de référence (minimum et maximum de consommation à température normale ou température minimale de base).

Tableau 1 : Répartition des nouvelles productions photovoltaïques et éoliennes d'ici 2030 par niveau de puissance.

Caractéristiques du raccordement	Segment de puissance	Photovoltaïque			Éolien terrestre		
		Répartition (% P installée)	Puissance à raccorder (GW)	Taille unitaire considérée dans les études	Répartition (% P installée)	Puissance à raccorder (GW)	Taille unitaire considérée dans les études
Raccordement BT	< 9kW	15,6%	2,7	6 kW	-	-	-
	36 à 100 kW	8,7%	1,5	90 kW	-	-	-
	100 à 250 kW	10%	1,7	200 kW	-	-	-
Installations HTA éligibles à un raccordement sur un départ existant suivant les situations locales	1 à 5 MW	17,3%	3,0	2,5 MW	3,8%	0,5	3 MW
	5 à 7,5 MW	12,5%	2,1	6 MW	4,5%	0,6	6 MW
Installations HTA généralement raccordées en départ direct	7,5 à 10 MW	22,4%	3,8	9 MW	34,9%	4,7	9 MW
	> 10 MW	13,5%	2,2	11 MW	56,8%	7,6	12 MW
Total HTA + BT		17			13,4		

⁸ Il s'agit d'une limite nécessaire aux études réalisées dans le présent rapport en l'absence de la connaissance fine des demandes de raccordement d'ici 2030. Cette limite ne correspond pas à un critère réel de criblage des installations de production pour les raccordements, ceux-ci étant déterminés au cas par cas en fonction des spécificités locales.

Ce document présente l'application d'une démarche d'analyse coût-bénéfice aux fonctions avancées sélectionnées afin de statuer sur la pertinence économique pour la collectivité de leur déploiement au vu de leurs effets sur le système électrique.

Les méthodologies retenues pour évaluer les fonctions avancées sont cohérentes avec les processus de décision des gestionnaires de réseau public de distribution de manière à refléter au maximum les impacts économiques réels du déploiement des solutions étudiées. Le taux d'actualisation de 4,5% est celui retenu usuellement pour les évaluations socio-économique d'investissements publics.

L'analyse est conduite à un horizon 2030, en se basant sur le contexte énergétique du Nouveau Mix 2030 issu du bilan prévisionnel de RTE, dont certaines hypothèses ont été déclinées aux réseaux publics de distribution (segmentation de la production renouvelable notamment).

3

Périmètre
des études réalisées :
la valorisation de six
fonctions avancées
smart grids

Les fonctions avancées étudiées dans ce rapport sont les solutions technologiquement matures et industrialisables à un horizon proche, celles-ci étant pertinentes pour éclairer les acteurs sur les réflexions et modalités de déploiement à venir.

3.1 Les fonctions avancées étudiées sont représentatives des solutions smart grids sur les réseaux publics de distribution

3.1.1. Un périmètre large de fonctions smart grids sur les réseaux publics de distribution qui s'appuie sur un socle technique commun

Pour répondre aux enjeux de la transition énergétique et aux attentes des utilisateurs du réseau de distribution, les gestionnaires de réseau public de distribution développent un ensemble de solutions qui vise, d'une part, à faire évoluer l'infrastructure de base pour améliorer la performance du distributeur, et d'autre part à accompagner la transition énergétique des territoires.

Le premier objectif est d'accroître la performance du distributeur dans sa gestion des réseaux publics de distribution en améliorant la qualité de fourniture et l'efficacité de l'exploitation et de la maintenance.

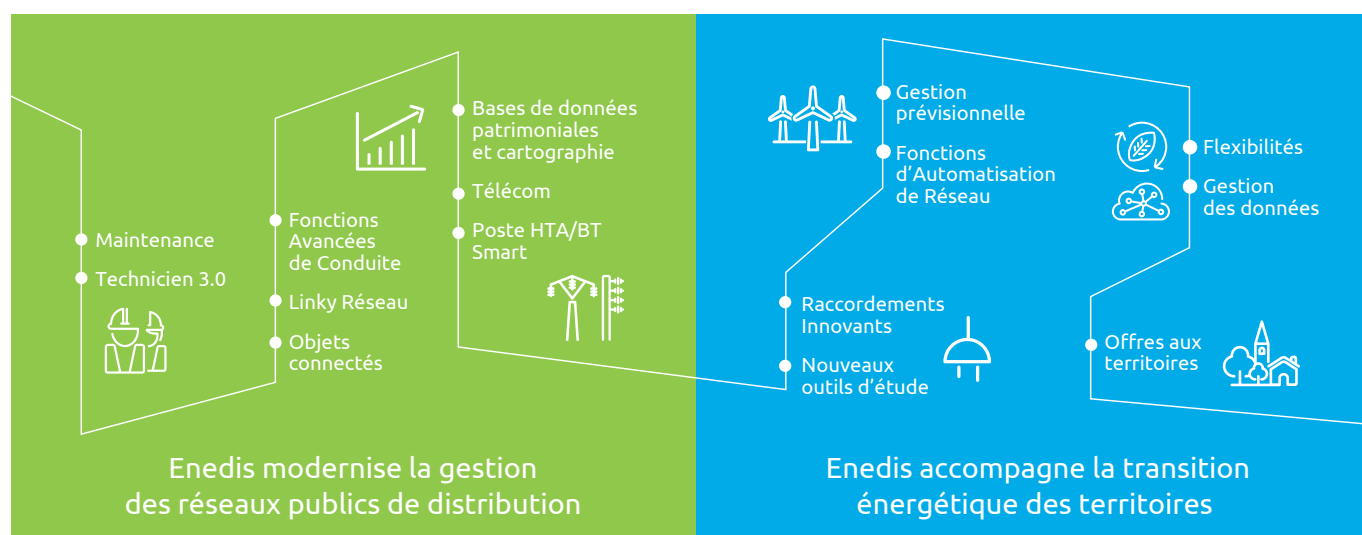
- Les ouvrages (postes sources, postes HTA/BT), leur mode d'exploitation et de maintenance font l'objet d'évolutions via l'introduction de nouvelles technologies : objets connectés, capteurs et systèmes de monitoring, approche big data, drones, réalité augmentée.
- Des évolutions de l'auto-cicatrisation dynamique des incidents sont en cours afin de traiter de manière automatique et rapide un plus grand nombre d'incidents. Des solutions pour améliorer la qualité de fourniture sont également en cours de

développement sur la base de l'infrastructure Linky. Enfin, les plans de protection et les plans de délestage évoluent pour faciliter l'intégration de la production décentralisée.

Le second objectif est d'accompagner les acteurs du système électrique et des territoires dans leurs projets de développement, en favorisant notamment l'intégration des énergies renouvelables.

- De manière concrète, il s'agit ainsi de raccorder les nouveaux utilisateurs du réseau (sites de production, de consommation ou de stockage) en tirant le meilleur parti du réseau existant. Les nouvelles solutions doivent permettre de trouver un meilleur optimum technico-économique en termes de coût global pour la collectivité (investissements et exploitation dans la durée). L'intégration de nouveaux leviers de gestion dynamique aux solutions à disposition des gestionnaires de réseau de distribution peut permettre de réaliser certains raccordements en évitant des renforcements. Enedis a ainsi entrepris le développement de solutions de modulation des puissances actives ou réactives des producteurs HTA. De nouveaux automatismes de régulation centralisée de tension offriront également la possibilité de régler en temps réel la tension HTA.
- Le fonctionnement du réseau public de distribution doit pouvoir être optimisé en tenant compte de l'ensemble des attentes des utilisateurs du réseau, des acteurs du marché et des collectivités. La sécurité des biens et des personnes, la sûreté du système électrique, la qualité de fourniture, la maximisation du productible renouvelable, la gestion des travaux sur le réseau sont autant de paramètres liant le système électrique

Figure 2 : Fonctions avancées smart grids envisagées par Enedis



et les réseaux aux usagers ; ils doivent être pris en compte de manière globale afin de trouver le point de fonctionnement optimal. Pour répondre à cet enjeu, Enedis développe des outils de gestion prévisionnelle, permettant de projeter l'état du réseau à partir de prévisions de consommation/production à différents pas de temps (du pluriannuel au temps réel) et des travaux programmés, d'identifier et de caractériser les contraintes susceptibles d'apparaître sur le réseau, puis de mettre en œuvre de façon anticipée les solutions pour lever ces contraintes (modification du schéma électrique, placement des travaux, flexibilités liées à la modulation de la puissance injectée par les producteurs ou de la charge par les consommateurs, modification des réglages d'exploitation, etc.).

Ces différentes solutions smart grids s'intègrent dans un système de distribution électrique s'appuyant sur un ensemble de composants techniques :

- des capteurs pour mieux connaître l'état des grandeurs électrotechniques du réseau, pour le pilotage en temps réel ainsi que pour alimenter les prévisions de production/consommation,
- des équipements numériques de traitement et de transmission des données collectées sur le réseau (au niveau des postes sources et des postes HTA/BT) vers les systèmes de pilotage ou d'aide à la décision centralisés dans une logique "système",
- des dispositifs d'échanges d'exploitation avec les producteurs,
- de nouvelles fonctions logicielles de supervision et contrôle temps réel,
- des outils d'étude et de simulation de réseau.

Ces composants peuvent être mobilisés par plusieurs fonctions : par exemple, les capteurs vont être nécessaires au réglage centralisé de la tension et à la gestion prévisionnelle ; les équipements de télécommunication des postes HTA/BT seront indispensables à la transmission des mesures collectées mais également au pilotage des organes télécommandés. Les fonctions smart grids s'inscrivent donc dans une démarche de modernisation du réseau de distribution qui doit tenir compte des besoins de renouvellement des technologies et des nouveaux besoins liés à la transition énergétique.

3.1.2. Les fonctions avancées étudiées ont été choisies parmi les plus matures à date

Parmi toutes les fonctions smart grids envisagées sur les réseaux publics de distribution, ont été choisies dans ce rapport les fonctions avancées technologiquement matures ou proches de l'être.

La plupart de ces fonctions a été développée et testée dans le cadre de démonstrateurs smart grids. Les solutions ayant le plus grand degré de maturité à date sur les réseaux publics de distribution sont celles positionnées à la maille du poste source et du réseau HTA.

Des solutions portant sur la gestion des réseaux BT sont également à l'étude et/ou en test, elles restent toutefois moins développées à ce jour et n'ont pas été intégrées au périmètre du présent rapport.

3.1.3. Les fonctions avancées choisies sont représentatives des types de déploiement envisagés

Certaines de ces fonctions innovantes (comptage communicant, numérisation du contrôle commande des postes, télécoms, etc.) sont d'ores et déjà incluses dans la trajectoire de référence de développement des réseaux publics de distribution. **Ces solutions permettent de faire évoluer les réseaux et facilitent le déploiement de nouvelles fonctions avancées qui peuvent être regroupées en deux catégories :**

- des solutions smart grids pouvant être déployées de manière généralisée ;
- des solutions smart grids pouvant être déployées de façon ciblée pour répondre à des situations locales.

3.1.4. Les fonctions avancées choisies permettent d'illustrer les bénéfices des smart grids au service de la transition énergétique

Les fonctions avancées étudiées dans ce rapport :

- **répondent à trois enjeux de la gestion de réseaux de distribution** : le maintien de la qualité et de la continuité de fourniture au coût optimal pour la collectivité, l'insertion des énergies renouvelables et la réponse aux situations locales pour accompagner au mieux la transition énergétique ;
- **assurent différents bénéfices pour la collectivité** : réduction de la non-qualité, économies d'investissements réseaux, réduction de l'énergie non injectée par les producteurs HTA ou gains sur les pertes réseaux.

3.2

Présentation des fonctions avancées

On distingue les fonctions avancées qui apportent un service d'observabilité et de prévisions, celles qui apportent un service de commandabilité et d'action, pour une part automatisé et pour une autre part permis par la flexibilité d'un acteur tiers du système électrique.

3.2.1. Observabilité et prévisions

Dans un contexte de variabilité croissante des flux de consommation et de production, la conduite du réseau devient plus exigeante pour répondre simultanément à l'ensemble des attentes des utilisateurs du réseau : qualité de la fourniture pour les clients, capacité à injecter sur le réseau pour les producteurs, possibilité de réaliser des travaux pour les opérateurs de réseaux d'une manière optimisée, possibilité d'activer des programmes de flexibilités. La croissance de la production renouvelable raccordée sur les réseaux de distribution est un facteur augmentant la complexité de satisfaction de ces exigences.

- Les **fonctions de gestion prévisionnelle (GP)** d'Enedis s'appuient sur des outils de prévision et de simulation permettant de détecter des contraintes ou une fragilisation du réseau HTA à différents horizons temporels (du pluriannuel à l'infrajourna-

lier) et de proposer des solutions pour lever les contraintes, minimiser les pertes, augmenter la sécurité d'alimentation du réseau et maximiser l'évacuation des productions d'énergies renouvelables.

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

Ces fonctions avancées permettent aux gestionnaires de réseau public de distribution de disposer de leviers d'action physiques sur le système électrique.

Dans un contexte de multiplication des producteurs sur le réseau HTA, et demain de développement potentiel des effacements, les outils d'aide à la décision et les automatismes doivent tenir compte de l'ensemble des configurations possibles pour garantir une gestion optimale des incidents et garantir la meilleure qualité de service aux producteurs raccordés au réseau HTA.

- **L'auto-cicatrisation dynamique des incidents** permet d'**étendre l'appui apporté aux chargés de conduite dans la gestion des incidents à une plus grande variété de situations réseau** en simplifiant le diagnostic et l'analyse, en automatisant la localisation et l'isolement du défaut, et en mettant en œuvre un schéma de reprise optimum. De tels automatismes de résolution des incidents permettent de fiabiliser des actions de conduite et de **réduire le délai de réalimentation des clients coupés** ce qui contribue à améliorer la **qualité de fourniture des clients du réseau**.

Le raccordement de producteur sur les réseaux de distribution impacte significativement le profil de tension de ces réseaux. La tension varie en fonction du niveau de consommation des clients et d'injection des producteurs, et peut sortir des plages contractuelles.

- **Le réglage dynamique centralisé de la tension** permet dans ce contexte une gestion dynamique de la tension de consigne au poste source pour maintenir les variations de tension dans les plages contractuelles tout au long des départs. En cas de non respect des plages contractuelles détecté par un estimateur d'état de la tension sur les départs HTA, la tension est réglée de façon dynamique grâce à une modification automatique de la valeur de consigne de tension. 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 solution classique.
- De façon complémentaire, l'absorption de puissance réactive par les producteurs HTA permet de limiter les hausses de tension au point d'injection et de faciliter le raccordement des installations de production sur le réseau existant. La **régulation locale dynamique de la puissance réactive chez les producteurs HTA** permet d'aller plus loin que la régulation actuellement en place, où le niveau d'absorption de puissance réactive est indépendant de l'état du réseau. D'une part, les producteurs HTA sont alors uniquement sollicités en périodes de contrainte du réseau. D'autre part, la valeur maximale d'absorption de puissance réactive d'un producteur peut être augmentée, s'il le souhaite et que ses machines le permettent, afin d'augmenter la capacité d'accueil du réseau existant.

3.2.3. Commandabilité et actions : services de flexibilité

Ces fonctions avancées permettent aux gestionnaires de réseau public de distribution de disposer de leviers d'action mis à disposition par les utilisateurs de ces réseaux. Les flexibilités étudiées dans ce rapport correspondent à des potentiels de baisse ou de hausse du niveau d'injection ou de soutirage d'énergie active. L'objectif est de faciliter la gestion du réseau en cas de contraintes d'injection (quand la production devant transiter est trop élevée) ou de contraintes de soutirage (quand la consommation est trop élevée).

- **L'écèlement de production HTA** permet de moduler à la baisse le niveau d'injection des producteurs en cas de contraintes, sur les réseaux de distribution, liées à l'insertion de productions. Les moyens de production offrent aujourd'hui une flexibilité relativement limitée ; cependant, la puissance active produite peut techniquement être limitée dans des délais très brefs. L'écèlement de production HTA est ainsi envisagé pour accroître la capacité d'accueil des réseaux existants et limiter les coûts d'insertion des productions renouvelables, notamment pour les cas nécessitant des travaux de renforcement importants.
- L'utilisation de **flexibilités pour gérer des contraintes de soutirage** est un levier qui vient offrir de nouvelles possibilités aux chargés de conduite. Les flexibilités peuvent être utilisées en alternative ou en complément aux leviers usuels de conduite et d'exploitation dans plusieurs types de situation et rendre la gestion du réseau public de distribution encore plus dynamique. Ainsi, elles peuvent permettre de faciliter la reprise en cas d'incident ou d'assurer la continuité de l'alimentation en phase de travaux. Par ailleurs, la capacité des gestionnaires de réseau public de distribution à anticiper l'utilisation de flexibilité pourrait leur permettre à terme de reporter certains investissements, en premier lieu au niveau des postes sources. Cette étude se focalise sur les opportunités d'utilisation des flexibilités pour régler des contraintes de soutirage, sans présupposer la nature ou la source de ces flexibilités. Ainsi, tout moyen de gestion active de la demande, de stockage ou de production dispatchable (qu'il soit raccordé en HTA ou en BT) pourrait constituer un service de flexibilité valorisable par les gestionnaires de réseau public de distribution.

Parmi toutes les fonctions smart grids, la présente étude s'est focalisée sur six fonctions avancées clés et représentatives des différents métiers des gestionnaires de réseau de distribution :

- La gestion prévisionnelle
- L'auto-cicatrisation dynamique des incidents
- Le réglage dynamique centralisé de la tension
- La régulation locale dynamique de la puissance réactive chez les producteurs HTA
- L'écèlement de production HTA
- Les flexibilités pour résoudre des contraintes de soutirage

4

Structure et métiers
majeurs impliqués
dans les fonctions
avancées sur le réseau
public de distribution

Les éléments ci-dessous sont décrits en préambule aux études : ils sont génériques aux métiers des gestionnaires de réseau public de distribution et sont nécessaires à la compréhension des effets des fonctions avancées étudiées sur les réseaux publics de distribution. Ainsi quelques grands principes concernant la structure du réseau de distribution ainsi que les métiers des gestionnaires de réseau public de distribution les plus impactés par les leviers étudiés sont présentés.

4.1 Structure du réseau de distribution au niveau des postes sources et du réseau HTA

Le réseau de distribution HTA est connecté au réseau HTB par des postes sources (environ 2 500) qui comportent un ou plusieurs transformateurs HTB/HTA. Les tensions HTB concernées sont 225, 90 ou 63 kV. Les tensions HTA nominales les plus courantes sont 20 et 15 kV, quelques réseaux étant exploités en 10 ou 13 kV.

Des automatismes à l'intérieur du poste source sont mis en place pour permettre de secourir le jeu de barres HTA⁹ du poste source en cas de perte d'un transformateur HTB/HTA ou d'une alimentation HTB si le poste source en comporte plusieurs.

Le réseau HTA (plus de 600 000 km de lignes au total) assure la liaison entre le jeu de barres HTA des postes sources et les postes de livraison, qui peuvent être des postes privés utilisateurs ou des postes HTA/BT de distribution publique (plus de 700 000 en France). Il est constitué de lignes aériennes, de câbles souterrains et d'organes de manœuvre HTA télécommandés ou manuels permettant le tronçonnement du réseau. Ces réseaux sont arborescents et non bouclables : il n'y a pas de liaison électrique en HTA entre deux postes sources, en dehors de situations transitoires entre deux manœuvres d'exploitation. Les utilisateurs du réseau situés entre deux organes de manœuvres sont considérés comme appartenant à la même "poche". Un départ HTA (plusieurs dizaines de milliers de départ en France) est défini comme étant l'ensemble des ouvrages HTA alimentés à partir d'une même cellule disjoncteur d'un poste source.

On distingue deux types de départs :

- Un départ est dit direct s'il raccorde un seul utilisateur. Il est conçu en général selon un tracé administrativement et techniquement réalisable dessiné au plus court ;
- Un départ est dit partagé lorsqu'il alimente plusieurs utilisateurs HTA et/ou postes HTA/BT de distribution publique. Il est conçu de manière à optimiser le tracé pour l'ensemble des utilisateurs. C'est le type de départ le plus commun.

En fonction des situations, le réseau HTA peut être reconfiguré pour optimiser la desserte des clients. Deux types de schémas existent :

- Le schéma normal d'exploitation qui est utilisé la majorité du temps. C'est le schéma qui permet en temps normal de réaliser le meilleur compromis entre la qualité d'alimentation (tension, continuité de desserte), la répartition des charges et la réduction des pertes électriques ;

- Les schémas de secours correspondent aux schémas utilisés lorsqu'un ouvrage (ou plus) est rendu indisponible suite à un incident ou en période de travaux. On parle de schéma N-1, ..., N-k en fonction du nombre d'ouvrages indisponibles sur la zone. La constitution de ces schémas repose sur des études préalables puis sur l'utilisation des organes de manœuvres HTA et le bouclage de certains départs HTA entre plusieurs postes sources. Dans le cas de départs partagés, la capacité du réseau à réalimenter en situation dégradée l'ensemble des utilisateurs n'est pas systématique et relève d'une analyse technico-économique. En ce qui concerne les départs directs, le secours relève de la contractualisation et est facturé au client.

En l'absence de production raccordée sur le réseau HTA, la tension diminue du poste source jusqu'aux consommateurs. L'arrivée de production sur des départs partagés existants impacte significativement le profil de tension de ces réseaux : l'injection de production sur le réseau augmente le niveau de tension au point de raccordement. Cela peut avoir un impact sur la qualité de la tension pour les utilisateurs du réseau, si celle-ci dépasse les limites contractuelles.

4.2 Les métiers du gestionnaire de réseau de distribution en relation avec les leviers considérés

Chaque gestionnaire de réseau de distribution est notamment responsable du développement et de l'exploitation des réseaux qui lui sont concédés de manière à assurer la qualité de la desserte, le raccordement et l'accès aux réseaux de manière non discriminatoire. Pour répondre à ces exigences, leurs activités comprennent entre autres le raccordement de nouveaux clients, la planification de renforcement pour renouveler et optimiser le réseau ainsi que les activités opérationnelles de conduite et d'exploitation pour préparer les travaux et agir en temps réel pour assurer la continuité de l'alimentation, la sûreté du système avec le gestionnaire de réseau de transport, la gestion des accès des exploitants aux ouvrages du réseau pour garantir la sécurité des intervenants, ainsi que la relation avec les producteurs et les consommateurs notamment dans les situations d'incident ou de travaux.

L'ensemble de ces activités évolue et s'adapte afin d'intégrer au mieux les leviers smart grids les plus pertinents et d'assurer une gestion du réseau de distribution moderne, dynamique et

⁹ Ensemble de barres équipotentielles interfaçant des départs HTA et un transformateur HTB/HTA.

efficace. Une présentation succincte de quelques-uns des principes de ces activités est nécessaire à la compréhension des leviers smart grids étudiés dans ce rapport et des hypothèses conduisant à leur valorisation.

4.2.1. Le raccordement

L'opération de raccordement correspond aux ouvrages nécessaires et suffisants pour satisfaire l'évacuation ou l'alimentation en énergie électrique des installations du demandeur à la puissance de raccordement demandée en minimisant la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement. Le raccordement d'un utilisateur au réseau HTA nécessite d'identifier la solution répondant aux besoins du demandeur sans conséquence négative sur le fonctionnement du réseau ou la qualité de fourniture des autres utilisateurs. Cette solution s'inscrit dans la structure du réseau existant ou à venir de la zone concernée.

Pour déterminer la solution de raccordement, il est nécessaire de mener à minima des études sur la tenue thermique des ouvrages du réseau, sur la tenue du plan de tension, sur la tenue aux courants de défaut et sur les schémas de comptage. Des études complémentaires comme par exemple des calculs sur les courants harmoniques injectés ou sur les niveaux de déséquilibre des tensions peuvent être nécessaires en fonction des caractéristiques des équipements électriques des installations. Dans le cas des installations comportant des groupes de production, des études spécifiques sont à effectuer.

Dans le cas du raccordement d'une installation de production, pour identifier la solution qui minimise les coûts tout en respectant les fondamentaux expliqués plus hauts transcrits dans la Documentation Technique de Référence des gestionnaires de réseau de distribution, les calculs électriques correspondant aux études sur la tenue thermique des ouvrages du réseau et sur le plan de tension sont réalisés dans la situation de référence. La situation de référence correspond au réseau, en schéma normal et secourant d'exploitation, avec la consommation du départ producteur à sa valeur minimale, l'ensemble des producteurs injectant leur puissance active maximale en adoptant le réglage de puissance réactive figurant dans les clauses d'accès au réseau.

- Lorsqu'une contrainte sur la tenue thermique du transit permanent est détectée, le raccordement est adapté au minimum technique dans le respect des sections économiques¹⁰ ;
- Lorsqu'une contrainte de tension est détectée (élévation de tension trop importante), les capacités constructives en puissance réactive du demandeur et des producteurs existants sont utilisées. Si nécessaire, la tension de consigne du transformateur HTB/HTA peut être modifiée et, si cela ne suffit pas, la solution de raccordement doit être adaptée.

4.2.2. La planification (hors raccordement)

La planification des investissements a pour objectif d'optimiser les décisions sur le développement et le maintien en conditions opérationnelles du réseau de distribution et ainsi d'assurer le meilleur niveau de qualité de la desserte au meilleur coût : l'expression usuelle est celle d'un optimum coût-qualité dans la durée (les ouvrages de distribution ayant une durée de vie comptable de 40 ans).

Contrairement aux investissements de raccordement, les investissements liés à la planification correspondent à des renforcements ou extensions du réseau qui ne sont pas déclenchés par l'apparition soudaine de la demande d'un utilisateur du réseau unique. Il s'agit d'investissements qui représentent une opportunité d'améliorer le rapport coût-qualité d'ouvrages du réseau mutualisés entre de multiples utilisateurs, consommateurs comme producteurs. Ces investissements doivent également permettre au réseau de rester conforme aux exigences réglementaires concernant les risques majeurs (climatique, inondation, sismique...) et la protection de l'environnement.

Si la réglementation applicable aux raccordements impose la solution minimisant le coût facturable au demandeur¹¹, les autres décisions de planification étudiées dans ce rapport visent l'obtention d'un optimum coût-qualité pour la collectivité. La définition de cet optimum repose sur la capacité du distributeur à prendre en compte dans ses études la valeur de la non-qualité pour la collectivité.

- En soutirage, cette valorisation se fait via le coût de la puissance coupée (en €/kW) et celui de l'Énergie Non Distribuée (END) (en €/kWh). Ces éléments représentent le coût pour la société dans son ensemble de la coupure d'un kW et du non acheminement d'un kWh. Il reflète donc, entre autres, la gêne ressentie par les clients et la perte économique liée à la perte d'activité pendant la coupure.
- En injection, seule la part énergie est prise en compte. Il s'agit de l'Énergie Non Injectée (ENI) par les producteurs raccordés sur le réseau de distribution, qui se chiffre également en €/kWh. Le coût de la non-qualité en injection correspond à celui de l'énergie devant se substituer à la production n'ayant pas pu être injectée et est de l'ordre de grandeur du coût variable de production de l'électricité. De ce fait, l'impact de la non-qualité subie en injection est considéré comme environ 100 fois plus faible que celui à la non-qualité subie en consommation. L'ENI est ainsi négligée devant l'END dans les études mêlant consommation et production. À l'inverse, l'ENI doit être prise en compte dans le cas de levier ayant un impact uniquement sur les niveaux d'injection d'un producteur.

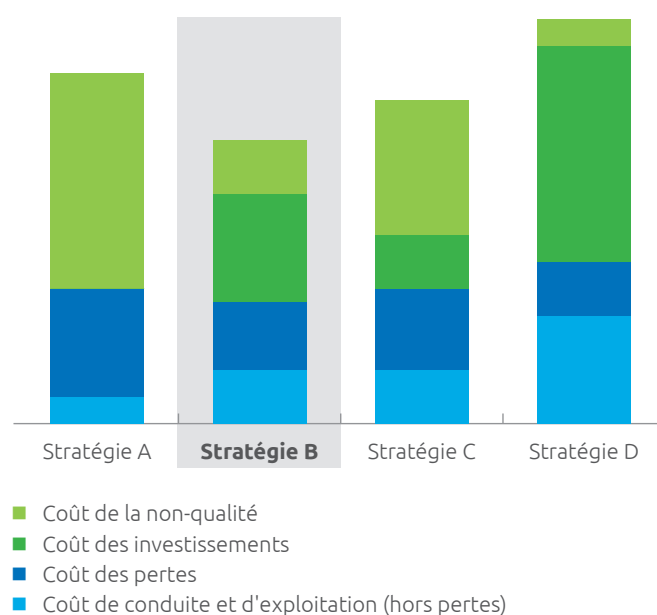
Afin d'atteindre un optimum coût-qualité pour la collectivité, les analyses technico-économiques menant aux différentes décisions

¹⁰ La section économique est celle qui a le coût de revient (coût d'établissement et coût d'exploitation) actualisé minimal.

¹¹ Le levier "régulation dynamique locale de la puissance réactive des producteurs HTA" est déployé au moment du raccordement du producteur HTA (cf. section 6.3). Concernant le levier "écrêtement de production HTA", aucun schéma régulateur, organisationnel ou contractuel permettant d'écarter de la production HTA n'existe actuellement, mais la régulation pourra envisager des situations où le levier est déployé au moment du raccordement d'un producteur faisant le choix d'une solution de raccordement avec limitation possible de la puissance injectée (cf. section 7.2).

du gestionnaire de réseau de distribution prennent en compte cette valeur au même titre que les coûts de fonctionnement du gestionnaire de réseau de distribution. Ainsi, pour chaque décision d'investissement, le gestionnaire de réseau de distribution va considérer différentes stratégies qui lui semblent a priori pertinentes et sélectionner celle qui permet de minimiser le coût complet pour la collectivité (figure 3). À noter que cette stratégie ne sera ni celle qui minimise la non-qualité, qui coûterait extrêmement chère, ni celle qui minimise les différents coûts explicites (i.e. hors valorisation de la non-qualité) qui conduirait à un niveau de qualité extrêmement faible.

Figure 3 : Choix de stratégie présentant l'optimum coût-qualité pour la collectivité



On peut noter que le "coût de la non-qualité" qui apparaît sur la figure 3 correspond au coût de la non-qualité potentielle, estimée a priori et exprimée sous la forme d'une "espérance" (au sens mathématique) ou moyenne de non-qualité, estimée a priori. À posteriori, sur une période donnée, la qualité peut s'avérer supérieure si aucun incident ne s'est produit (ou que la météo était plutôt clémente au moment des incidents) et, symétriquement, être inférieure si l'incident a eu lieu à un moment où la charge était importante ou si les conditions climatiques perturbent les interventions nécessaires à la réalimentation des clients. Si le fait de réduire à l'avance cette non-qualité résiduelle via des renforcements n'est pas justifié du point de vue des coûts encourus par la collectivité, elle pourrait en revanche être éventuellement traitée de manière opportuniste si elle se réalise. C'est une des applications de la flexibilité qui sera étudiée dans la section traitant de l'utilisation des flexibilités pour la conduite et l'exploitation (section 7.3).

Ces études sont aujourd'hui menées à l'aide de l'outil de modélisation des réseaux utilisé notamment au sein d'Enedis : Erable (section 4.3). Il est utilisé à tous les niveaux de l'entreprise pour

les études de planification aussi bien pour les études classiques que pour celles mettant à profit des solutions smart grids, ce qui garantit un socle méthodologique commun.

L'accueil de la production répartie et l'arrivée de nouveaux usages poussent à une évolution de ces processus de décision de manière à les intégrer et à assurer un réseau toujours optimal du point de vue coût-qualité pour la collectivité. Le processus de décision d'investissement poste source et l'impact potentiel que pourrait avoir l'utilisation de flexibilités sont décrits dans ce rapport dans la section traitant de l'utilisation des flexibilités pour le report d'investissement.

4.2.3. La conduite et l'exploitation

L'objectif d'optimum coût-qualité du dimensionnement du réseau ne peut être atteint qu'en ayant une idée précise des capacités du gestionnaire de réseau à réagir et à rétablir une desserte de bonne qualité en situation de contrainte réseau ou de coupure client. Ces capacités correspondent aux domaines de conduite et d'exploitation du réseau. L'exploitation et la conduite interagissent dans les phases de préparation des travaux, intégrant la coordination des travaux sur le réseau public de transport, ainsi que la dimension continuité d'alimentation et la sécurité des personnes et des biens.

En temps réel, la conduite des postes sources et du réseau HTA consiste à en superviser l'état (charge, incident...) grâce à l'instrumentation déployée (capteurs divers) et à agir par le biais d'actionneurs lors de situations opérationnelles tendues. Ainsi, lorsque des clients sont mal alimentés ou coupés, la conduite peut utiliser les organes de manœuvres situés sur le réseau HTA pour modifier la configuration du réseau et mettre en place, temporairement, un nouveau schéma optimal.

La capacité d'un gestionnaire de réseau de distribution à reprendre des clients grâce à ces différents interrupteurs est directement liée à la structure du réseau (pour certaines topologies, la reprise en situation d'incident peut être impossible) et aux charges en transit (la reprise par un poste secourant suppose que ce poste dispose de la marge nécessaire). Les technologies smart grids permettent aux gestionnaires de réseau de distribution d'automatiser une part croissante de ces processus à travers les fonctions d'auto-cicatrisation dynamique des incidents pour reprendre une large part des clients en quelques minutes (section 6.1).

L'exploitation du réseau, dans l'acception utilisée par Enedis, correspond aux actions réalisées sur le terrain notamment dans le cadre d'incident et de travaux. L'exploitation gère les accès au réseau afin de garantir la sécurité des intervenants. À cette fin, elle dispose en temps réel des états du réseau, des accès existants au réseau, et des opérations de maintenance en cours.

Elle déploie des solutions sur le terrain de manière à limiter la gêne, notamment chez des clients qui ne peuvent pas être réalimentés par des manœuvres de conduite. Enedis a à sa disposition plusieurs solutions pour limiter cette gêne : par exemple, le déploiement de groupes électrogènes et la mobilisation d'équipes pouvant intervenir sur le réseau sans coupure ("travaux sous tension").

Les groupes électrogènes permettent de réalimenter les clients d'un poste de distribution ou d'une grappe de postes de distribution et peuvent être déployés lors d'une période de réparation suite à un incident ou, de manière anticipée, lors d'une période de travaux de maintenance sur la zone. Lorsqu'ils peuvent être mis en œuvre, les travaux sous tension permettent de réaliser certaines interventions sur le réseau sans aucune coupure client. Ces solutions sont mises à profit dans le cadre du processus de gestion des travaux qui vise à diminuer la gêne des utilisateurs de différentes manières allant de l'information préalable à la concertation (pour placer les travaux au moment le moins gênant pour les usagers concernés).

Dans ce cadre, les fonctions de gestion prévisionnelle permettent notamment de programmer les travaux pour limiter les durées de coupure des producteurs en croisant des données de prévision et des données opérationnelles (section 5.1).

Les fonctionnalités smart grids d'auto-cicatrisation dynamique des incidents, de gestion prévisionnelle et de flexibilités décrites par la suite permettent une conduite et une exploitation des réseaux plus dynamique et plus efficace en donnant aux gestionnaires de réseau de distribution de nouveaux leviers d'actions.

Les fonctions avancées étudiées au périmètre du réseau public de distribution ont des impacts directs sur plusieurs métiers des distributeurs, du développement du réseau (raccordement et planification de renforcements) à sa conduite et son exploitation.

Leur déploiement passe ainsi par une évolution de l'ensemble des métiers, pour optimiser la gestion du réseau public de distribution.

La pertinence de ces déploiements est étudiée du point de vue de la collectivité dans son ensemble, et non de celui des distributeurs, de manière à ne mettre en place que les solutions qui dégageront un surplus collectif. Ce dernier pourra se traduire pour les utilisateurs du réseau de différentes manières suivant les leviers : diminution du temps de coupure, augmentation du productible renouvelable, raccordement plus rapide, etc.

4.3

Erable : outil Enedis de planification et de modélisation des réseaux

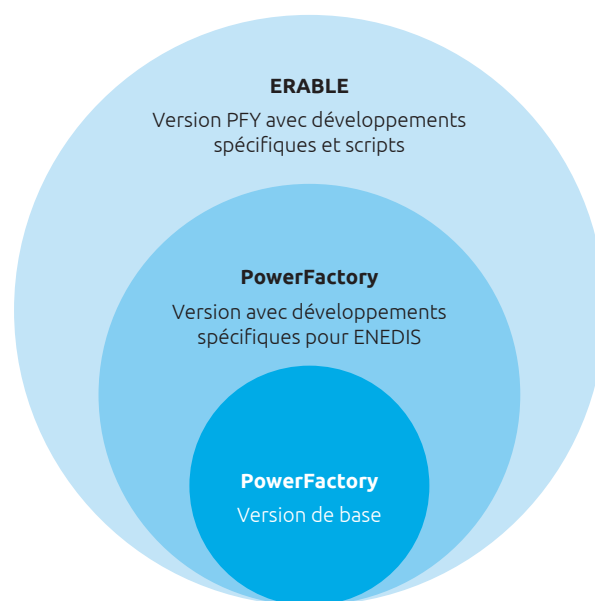
Certains des leviers présentés dans la suite du rapport se traduisent par des évolutions des processus de développement du réseau de distribution. De manière à garantir la cohérence de ces études et de leurs résultats avec les modes de fonctionnement d'Enedis, le comportement électrique des leviers a été simulé via le logiciel Erable qui est l'outil de planification des développements du réseau, utilisé opérationnellement.

4.3.1. Un outil de modélisation des réseaux

Erable est le nom de l'outil utilisé par tous les chargés d'étude de développement des réseaux au sein d'Enedis. Cet outil repose sur le logiciel commercial PowerFactory® qui permet de faire des calculs électriques sur des réseaux de transport, de distribution ou des réseaux industriels. Il est ainsi largement utilisé dans le monde par des gestionnaires de réseau de distribution et de transport pour la planification de leurs réseaux et également par des bureaux d'études. Il a été progressivement adapté pour répondre aux besoins d'Enedis par des développements supplémentaires réalisés par l'éditeur.

Les fonctionnalités du logiciel commercial sont aussi enrichies en continu par des compétences propres à Enedis, en utilisant le langage de programmation proposé par l'outil. Ce logiciel s'intègre dans l'environnement plus large des Systèmes d'Informations d'Enedis, en particulier avec le Système d'Informations Géographiques (SIG), pour assurer la cohérence avec la description du réseau et des charges pour les études.

Figure 4 : Description des liens entre PowerFactory et Erable

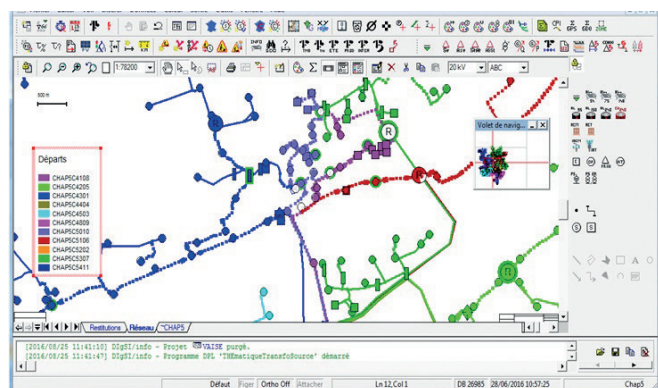


Définition de différents profils utilisateurs avec des fonctionnalités codées par ENEDIS pour s'adapter au savoir faire métier
Interface avec d'autres SI (le système d'information géographique en particulier)

Version du logiciel licenciée à ENEDIS
Elle intègre des développements spécifiques (paramétrage des postes sources...)

Version commercialisée la plus actuelle du logiciel

Figure 5 : IHM de l'outil Erable



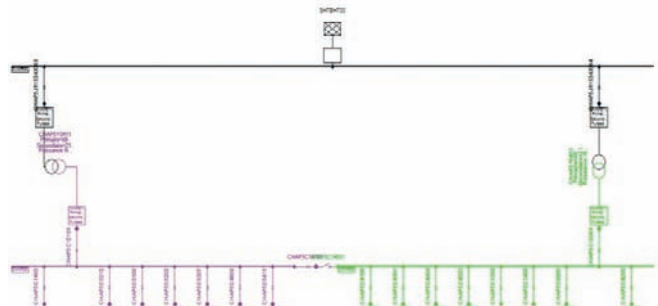
4.3.2. Principes de réalisation des études de réseau HTA

Lors d'une étude de réseau HTA, une zone est déterminée par plusieurs postes sources voisins. Cette zone constitue le projet d'étude dans Erable. Ce projet comprend la description géo-référencée du réseau HTA avec les longueurs des câbles, leurs caractéristiques électriques, les interrupteurs en réseaux (manuels et télécommandés), les postes électriques avec la description des éléments qui les composent. Par exemple, la description d'un transformateur de poste source décrit : sa puissance, ses tensions nominales, les plages du régleur en charge, etc.

Figure 6 : Réseau géo-localisé avec fond de plan IGN



Figure 7 : Description des internes des postes



Les clients HTA sont modélisés avec leur puissance souscrite et l'estimation de leur contribution à la pointe caractéristique du réseau sur lequel ils sont raccordés. Les producteurs sont modélisés avec leur puissance de raccordement, le type de régulation de réactif et le paramétrage de cette régulation. Les réseaux BT sont agrégés en une charge située au niveau du transformateur HTA/BT, mais en conservant l'information du nombre de clients en aval qui peut être utile lors des calculs de reprise en situation d'incident.

Pour toutes les consommations sur le réseau, les puissances utilisées pour le calcul sont issues d'un processus de détermination des puissances de référence permettant de prendre en compte les effets de foisonnement des charges constatés par les mesures au niveau des têtes de départs et des postes sources. Cela permet de considérer dans les calculs électriques des **niveaux de charge réalistes** et non conservatifs dont on connaît la **probabilité d'occurrence**. La monotone de charge du poste source du projet est principalement établie en fonction de la thermosensibilité de la charge desservie.

Le projet comporte également :

- une bibliothèque de matériels couramment utilisés dans les réseaux publics de distribution exploités par Enedis dont un utilisateur peut se servir pour décrire le réseau à créer ;
- des statistiques régionalisées de taux de défaillance par type d'ouvrage (lignes et transformateurs qui sont utilisés dans les calculs de fiabilité) ;
- des informations sur les lignes soumises aux aléas climatiques (zones boisées, zones ventées ou neigeuses, etc.), par exemple pour aider à prioriser les enfouissements des liaisons aériennes.

Ces données sont récupérées par les utilisateurs lors de la création du projet d'étude et proviennent d'un serveur centralisé. La description du réseau vient d'un export régulier du SIG d'Enedis, les données sur les charges proviennent d'autres traitements sur ce serveur. Chaque projet d'étude permet de conserver des modifications du réseau datées (ajout d'un départ avec un producteur, modification de paramètre de charge, etc.) sous forme de "variation". Une sélection des variations à activer permet de définir un cas d'étude dans lequel l'utilisateur peut lancer des calculs et enregistrer leurs résultats. La réalisation de plusieurs études permet l'inter-comparaison de plusieurs stratégies (conduite du réseau en l'état, investissement, changement de schéma d'exploitation, évolution des charges, etc.). Ce système de variation est utilisé en particulier pour décrire et partager entre les métiers les travaux programmés et les raccordements à venir de clients afin que chacun puisse travailler avec une version la plus fidèle possible du réseau y compris de façon prospective (notamment pour tenir compte de la file d'attente des raccordements prévus dans les prochains mois).

4.3.3. Calculs possibles

Le logiciel permet un certain nombre de calculs électriques s'appuyant sur les standards de la littérature ou de travaux menés avec des universités, en particulier pour les calculs électriques de flux de puissance et de court-circuit. Il a été adapté pour y ajouter des

calculs pré-paramétrés permettant de réaliser ces calculs de flux de puissance dans des situations normées à différents niveaux de consommation et de production correspondant aux situations de référence.

Les calculs permettent de déterminer les contraintes sur le réseau en schéma normal, mais aussi en cas d'incident. Des algorithmes de reprise permettent en effet de simuler la perte d'un élément de réseau et les capacités de reprise du réseau en simulant l'action des leviers à disposition de la conduite en cas d'incident réel. Pour chaque incident simulé à un niveau de charge donné, les différentes étapes de cette reprise (manœuvres télécommandées puis manuelles) peuvent être simulées, en prenant en compte des données concernant le temps de reprise, le nombre de clients coupés et une estimation de l'énergie non distribuée (END).

Enfin, à partir des comparaisons de différents cas d'étude, des bilans technico-économiques sont possibles. Ces bilans permettent de comparer les coûts pour la collectivité de chacune des stratégies simulées dans Erable. Ces coûts prennent notamment en compte : les pertes sur le réseau, les autres coûts d'exploitation, l'énergie non distribuée et les coûts d'investissements correspondant à ces stratégies.

4.3.4. Outil unique pour les études Enedis

Erable est utilisé pour les études classiques de développement de réseau réalisées quotidiennement par les chargés d'étude, mais aussi dans le cadre des développements de solutions smart grids. Enedis a intensivement utilisé les possibilités de développement de scripts permises par le logiciel pour enrichir progressivement les capacités de l'outil (loi de régulation de la puissance réactive, modélisation de la charge, etc.) en créant de nouveaux modules qui sont testés sur des périmètres restreints (démonstrateurs, projets internes, etc.) et peuvent être partagés entre les utilisateurs. La présence d'un socle technique commun aux études usuelles et aux études avec des solutions innovantes permet d'en garantir la cohérence et de faciliter d'éventuels déploiements à plus grande échelle de ces dernières.

La plupart des leviers et résultats présentés dans ce rapport reposent en partie sur l'utilisation de cet outil, de ses capacités de calcul et de sa modularité.

Enedis s'est dotée d'un outil de modélisation des réseaux publics de distribution : il permet des calculs sur la base des réseaux réels, en prenant en compte les données descriptives du réseau et des charges ainsi que de leurs évolutions prévisionnelles. Cet outil est à la base des décisions d'investissement du gestionnaire de réseau de distribution et est utilisé à la fois pour les études de développement de réseau et pour les analyses des leviers smart grids. Cela garantit la compatibilité de ces études avec les processus de décision. Des méthodes équivalentes sont utilisées par les autres gestionnaires de réseau de distribution.

5

Observabilité et
prévisions : services
de prévision et
simulation

5.1 Les fonctions de gestion prévisionnelle

5.1.1. Principe de fonctionnement

Les fonctions de gestion prévisionnelle (GP) d'Enedis s'appuient sur des outils de prévision et de simulation permettant de détecter des contraintes ou une fragilisation du réseau HTA à différents horizons temporels (du pluriannuel à l'infrajournalier) et de proposer des solutions pour lever les contraintes, minimiser les pertes, augmenter la sécurité d'alimentation du réseau et maximiser l'évacuation des productions renouvelables. Ces fonctions interagissent avec les outils de gestion prévisionnelle de RTE pour assurer une optimisation globale du système électrique.

L'évaluation de contraintes permises par la GP prend en compte les excursions de tension en dehors des plages réglementaires et le surcroît de transit par rapport à la capacité des différents ouvrages. La GP établit ensuite des programmes anticipés de fonctionnement optimal des réseaux faisant appel à différents leviers, tels que la planification optimale des chantiers, la reconfiguration de réseaux HTA, ainsi que l'ensemble des fonctions avancées décrites dans ce rapport.

Dans les programmes d'optimisation mis en œuvre, ces différents leviers sont combinés selon des critères techniques et économiques. À terme, les outils de gestion prévisionnelle permettront également de modifier les conditions de fonctionnement des fonctions avancées temps réel de manière à les adapter à un contexte prévisionnel particulier (crise climatique, déséquilibre important entre production et consommation sur une zone, indisponibilité partielle d'un levier temps réel, etc.).

Les outils de gestion prévisionnelle sont mis à disposition des agences de conduite et de l'ensemble des acteurs participant en interne d'Enedis aux processus conduite, exploitation, maintenance et raccordement.

L'évaluation proposée se concentre sur les apports des outils d'aide à la planification des travaux. Les autres gains de la gestion prévisionnelle sont notamment évalués à travers les différentes fonctions avancées décrites dans ce rapport.

La gestion prévisionnelle est un processus opérant plusieurs systèmes d'informations SI et permettant de disposer de prévisions et simulations sur différents horizons de temps, pour :

- optimiser la planification des travaux dans un contexte de forte croissance des productions HTA ;
- anticiper les contraintes pouvant apparaître sur le réseau ;
- identifier les leviers à actionner pour les résoudre (modification du schéma de conduite, flexibilités de production / consommation, réglage de tension, etc.).

L'évaluation proposée se concentre sur les apports des outils d'aide à la planification des travaux, ceux-ci étant les plus mûrs techniquement.

5.1.2. Hypothèses de mise en œuvre

Des coûts de développement des systèmes d'informations (SI) sont nécessaires concernant les outils d'Enedis pour :

- le développement de nouveaux algorithmes ;
- l'évolution des SI en complément des fonctions actuelles ;
- la mise à niveau des données utiles aux fonctions de gestion prévisionnelle.

Les coûts initiaux correspondants sont évalués à 15 M€ au périmètre d'Enedis, auxquels s'ajoutent des coûts de maintenance corrective et évolutive sur la durée de vie de la solution et estimés à 10 % de l'investissement initial par an.

Il est à noter qu'aucun coût additionnel n'est nécessaire du côté des producteurs.

Tableau 2 : Hypothèses de coûts de mise en œuvre des outils de gestion prévisionnelle.

Type de coûts	Coûts actualisés en €2016
CAPEX SI Réseau	15 M€
OPEX annuel SI Réseau	10 %

La mise en œuvre de la gestion prévisionnelle nécessite essentiellement des développements SI pour l'évolution des outils de conduite de l'ordre de 15 M€ au périmètre d'Enedis auxquels s'ajoutent des coûts annuels de maintenance corrective et évolutive.

5.1.3. Gisement considéré

5.1.3.1. Cas d'usage

Comme précisé précédemment, les outils de gestion prévisionnelle ont atteint un niveau suffisant de maturité à date pour l'optimisation du placement des travaux de maintenance ou raccordement. Les travaux en question sont rendus nécessaires par le maintien d'une performance élevée de qualité de fourniture et le raccordement de nouveaux utilisateurs au réseau public de distribution.

Ces travaux peuvent être à l'origine d'indisponibilités partielles ou totales des réseaux, ou de limitations partielles ou totales des producteurs. Ces indisponibilités sont contractualisées dans le Contrat d'Accès au Réseau de Distribution pour l'injection (CARD-I) qui couvre les besoins des réseaux de transport et distribution, pour travaux (notamment renouvellement ou maintenance des postes sources), incidents et pour l'exploitation. Les durées d'indisponibilité

contractualisées dans le CARD-I reflètent les besoins de maintenance des réseaux. Les volumes contractualisés dans la version 2016 du CARD-I sont en moyenne¹² de 155 heures/an pour le réseau de distribution et de 120 heures/an pour le réseau de transport.

Concernant les impacts en soutirage, les travaux pris en compte ne sont pas à l'origine d'END dans la mesure où la gestion prévisionnelle est conçue dans un premier temps pour les travaux au niveau des postes sources d'ores et déjà organisés de façon à ne pas entraîner de coupures de consommateurs (la consommation est en effet reprise par une reconfiguration du réseau). Cela pourra être une autre source de gain lorsque la gestion prévisionnelle permettra également de traiter les travaux sur les ossatures réseaux.

Il est à noter que lorsque les durées d'indisponibilité des réseaux dépassent les durées contractuelles, le producteur est alors indemnisé pour compenser la perte de productible supplémentaire. La durée de ces indisponibilités en dehors des engagements contractuels est de second ordre par rapport aux durées contractualisées dans le CARD-I, ramené au parc de production renouvelable au périmètre d'Enedis.

L'optimisation du placement des travaux HTB, poste source et réseau HTA vise à concentrer et à coordonner ces derniers de manière à limiter les impacts à la fois sur la désoptimisation du système électrique local, mais aussi sur les limitations de production des centrales raccordées sur les zones impactées par ces travaux. Le placement des travaux programmés chaque année s'appuie sur une étude statistique intégrant les charges et les productions, ce qui permet de proposer des périodes favorables. La capacité à détecter les périodes favorables de travaux est un objectif d'intérêt croissant dans un contexte d'augmentation des installations raccordées sur les réseaux publics de distribution. Jusqu'à présent, l'optimisation du placement des travaux s'appuie sur l'expertise des agents mais l'augmentation du nombre d'installations raccordées¹³ complique cette tâche qui sera dorénavant outillée par des fonctions de calculs prévisionnels s'appuyant sur des statistiques climatologiques de puissances consommées et produites. La maîtrise de la prévision au plus près des travaux permet l'ajustement optimisé des leviers pour assurer la sécurité du système.

Les périodes d'indisponibilités des ouvrages électriques induisent de l'énergie non injectée (ENI) car le producteur ne peut pas évacuer tout ou partie de sa production pendant ces périodes. Actuellement, pour minimiser les volumes d'ENI pour les producteurs, les périodes de moindres productions sont privilégiées pour placer les travaux de maintenance des gestionnaires de réseaux et du producteur, qui peuvent également être regroupés, pour réduire le nombre ou l'impact des limitations. **La gestion**

prévisionnelle permet de nouvelles opportunités de placement des travaux pour continuer à minimiser l'ENI dans un contexte d'augmentation importante de la production renouvelable raccordée sur les réseaux. En effet, grâce aux outils de prévisions et de simulations¹⁴, l'état du réseau peut être mieux projeté à différents horizons temporels, et l'impact sur la sécurité et la continuité d'alimentation du système électrique est mieux maîtrisé, ce qui autorise **plus de marge pour le placement des travaux**. L'outil facilite à la fois le placement des travaux aux périodes de moindre productible et de moindre impact sur la continuité d'alimentation du réseau, mais permet aussi de mieux coordonner les travaux et d'optimiser les limitations de production si nécessaire.

5.1.3.2. Critère de déploiement

Le déploiement de ce levier est intégré dans un **processus d'industrialisation généralisé à la maille nationale**. Les outils de gestion prévisionnelle devront être déployés au niveau des agences de conduite ainsi qu'aux interfaces d'échange avec les producteurs raccordés au réseau HTA (Dispositif d'Échange d'Information d'Exploitation, portail internet dédié aux producteurs).

Grâce aux outils de prévisions et de simulations intégrés à la gestion prévisionnelle, l'état du réseau peut être projeté à différents horizons temporels et l'impact des travaux sur les contraintes électriques du réseau peut être mieux évalué, de sorte que le niveau de continuité d'alimentation 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) dans un contexte d'augmentation significative de la production renouvelable raccordée sur les réseaux publics de distribution.

5.1.4. Méthode d'évaluation

L'optimisation du placement des travaux avec la gestion prévisionnelle permettra de réduire l'impact des travaux sur les volumes d'ENI dans un contexte d'insertion massive de production renouvelable sur les réseaux publics de distribution. Il s'agit bien de maximiser la production annuelle pouvant être évacuée en plaçant les travaux aux meilleures périodes pour les producteurs, sans pour autant diminuer le nombre d'heures d'indisponibilité dues aux travaux, ceux-ci étant nécessaires au bon maintien d'une performance élevée des réseaux.

Sans les fonctions de gestion prévisionnelle, compte tenu du foisonnement des installations sur le territoire et de l'ensemble

¹² La fréquence des travaux de maintenance dépend du type de travaux et varie entre une fois par an et une fois tous les 15 ans.

¹³ Environ 4 500 producteurs sont actuellement raccordés en HTA, et environ 3 500 nouveaux producteurs pourraient être raccordés d'ici 2030 compte tenu des hypothèses retenues pour la répartition des producteurs par segments de puissance (section 2.3).

¹⁴ Notamment l'outil ERABLE (section 4.3).

des travaux réalisés pendant un an, on suppose que le productible perdu lors des périodes d'indisponibilité à l'horizon 2030, est équivalent au facteur de charge annuel moyen des producteurs indisponibles. On considère par ailleurs que les durées des travaux de maintenance correspondent aux indisponibilités contractualisées dans la version 2016 du CARD-I. Avec ces hypothèses, l'ENI à l'horizon 2030 au périmètre France est estimée à environ 2,3 TWh pour les 38,4 GW de production renouvelable raccordés en HTA, soit à environ 2 TWh au périmètre d'Enedis. Les hypothèses concernant la puissance raccordée et les facteurs de charge par filière sont présentées dans le tableau ci-après. L'ENI pour travaux est estimée pour 275 heures de travaux de maintenance annuelle par installation.

Tableau 3 : Estimation de l'ENI en 2030 considérant une production moyenne au niveau du facteur de charge de la filière pour 275 heures de travaux de maintenance.

Type de production	Puissance raccordée en HTA en 2030 (GW)	Facteur de charge moyen ¹⁵ (% de l'année)	ENI travaux estimée en 2030 (GWh)
Photovoltaïque	13,4	14	500
Éolien	23,1	23	1 500
Hydraulique	1,0	50	140
Bio-énergies	0,9	50	130
Total	38,4	équivalent : 21	2 270

Les retours d'expériences des agences de conduite ayant expérimenté les outils d'optimisation du placement des travaux permettent d'estimer une réduction de 10 % de l'ENI grâce aux outils de gestion prévisionnelle sans impacts sur la qualité des travaux de maintenance. Ce potentiel correspond à l'objectif de réduction de l'ENI pouvant être atteint à l'horizon 2030. Il trouve sa justification dans une meilleure coordination des travaux, mais aussi dans l'ajustement au plus près des besoins réels et l'engagement optimisé des leviers pour assurer la sécurité du système, s'appuyant en particulier sur les Dispositifs d'Echanges et d'Information d'Exploitation (DEIE) et le portail d'exploitation avec les Producteurs.

Le coût de l'ENI pour la collectivité correspond au coût de l'énergie devant se substituer à la production renouvelable. L'impact sur les coûts de production du point de vue du système électrique correspond à la différence entre le coût variable de l'énergie de substitution et celui de l'énergie écartée qui est nul dans le cas d'énergies renouvelables. Le coût variable de l'énergie de substitution correspond au coût marginal de la production centralisée, évalué à partir du coût de production marginal moyen. À noter que le coût du MWh d'ENI augmente entre 2017 et 2030, compte tenu de la valeur actuelle et des hypothèses retenues dans le scénario Nouveau Mix en 2030.

Les retours d'expériences des Agences de Conduite Régionales (ayant expérimenté les outils d'optimisation du placement des travaux) permettent d'estimer une réduction de 10 % de l'ENI grâce aux outils de gestion prévisionnelle sans impacts sur la qualité des travaux de maintenance.

Les gains sont liés à une meilleure coordination des travaux, à l'ajustement au plus près des besoins réels et à l'engagement optimisé des leviers pour assurer la sécurité du système.

5.1.5. Résultats

Du fait de la croissance des énergies renouvelables, **la gestion prévisionnelle permet une réduction d'ENI comprise entre 85 et 200 GWh/an d'ici 2030 induisant une réduction de coût, i.e. un bénéfice pour la collectivité compris entre 3 et 19 M€/an au périmètre d'Enedis**. Ces gains augmentent avec les années compte tenu de la croissance de la production raccordée aux réseaux HTA ; c'est-à-dire quand les outils de gestion prévisionnelle permettent d'aller plus loin dans l'optimisation des travaux et la réduction d'ENI que ce que permet la coordination actuelle des travaux. Les bénéfices augmentent également avec les années compte tenu de l'augmentation du coût de l'énergie de substitution en cas d'ENI qui suit l'augmentation du coût de production moyen entre 2017 et 2030.

De ce fait, **les gains nets pour la collectivité, i.e. les économies réalisées moins les coûts de mise en œuvre, sont estimés entre 62 et 70 M€ au périmètre d'Enedis d'ici 2030. La variation des gains captés d'ici 2030 provient de l'hypothèse retenue pour la date de mise à disposition des outils de gestion prévisionnelle (2017 ou 2020).**

La gestion prévisionnelle permet une réduction d'ENI comprise entre 85 et 200 GWh/an au périmètre d'Enedis entre 2017 et 2030 induisant une économie pour la collectivité comprise entre 3 et 19 M€/an.

Les gains nets pour la collectivité, i.e. les économies réalisées moins les coûts de mise en œuvre, sont estimés entre 62 et 70 M€ d'ici 2030 au périmètre d'Enedis, suivant le moment où la fonction permet des gains additionnels par rapport aux règles actuelles de placement des travaux.

5.1.6. Analyse environnementale

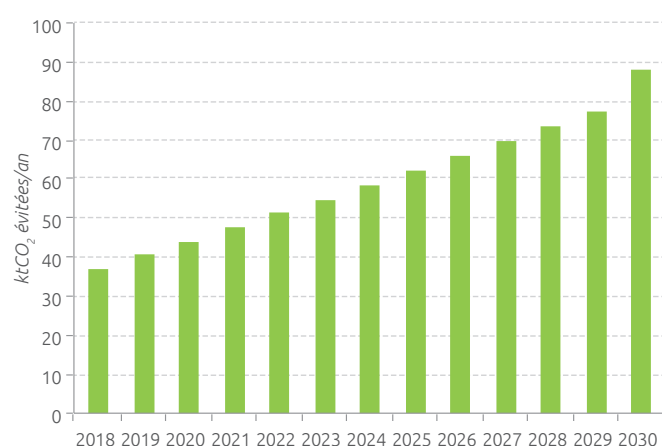
En limitant les périodes d'indisponibilités des ouvrages dues aux travaux, les outils de gestion prévisionnelle permettent d'augmenter les volumes d'énergie renouvelable pouvant être injectée sur les réseaux. La gestion prévisionnelle a à l'inverse peu d'im-

¹⁵ Les facteurs de charge sont ceux constatés pour le parc actuel (source : RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2015), sauf pour celui de l'hydraulique HTA, qui provient de travaux de l'Energy Technology Systems Analysis Program de l'Agence Internationale de l'Énergie sur les technologies de production (source : http://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E06-hydropower-GS-gct_ADfina_gs.pdf).

pacts en soutirage, la consommation étant déjà reprise par une reconfiguration du réseau pour les travaux concernés. Cette augmentation se traduit par une diminution de la production conventionnelle et des émissions de CO₂ qui lui sont associées. L'impact sur les émissions de CO₂ est évalué à partir du contenu CO₂ marginal¹⁶ du parc de production. Les valeurs de contenu CO₂ marginal du parc de production actuel et dans le scénario Nouveau Mix à l'horizon 2030 ont été interpolées linéairement.

Le bénéfice en termes d'émissions de CO₂ évitées évolue entre 35 et 90 ktCO₂/an évitées d'ici 2030 ce qui induit **un bilan environnemental positif de 770 ktCO₂ évitées d'ici 2030.**

Figure 8 : Emissions annuelles de CO₂ évitées avec les outils de gestion prévisionnelle.



5.1.7. Synthèse du levier

La première brique fonctionnelle de 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 :

1. la meilleure maîtrise des impacts sur la sécurité permise par l'outil permet de nouvelles opportunités de placement des travaux grâce aux prévisions de production/consommation ;
2. la détermination au plus juste en J-1 et Infra Journalier des ajustements de puissance des utilisateurs du réseau.

Dans ce contexte d'insertion massive de productions HTA, la gestion prévisionnelle permettra de **réduire de 10 % l'énergie non injectée** par rapport à la situation de référence (si les outils de gestion prévisionnelle n'étaient pas déployés). Cette réduction n'a pas d'impact sur la durée des travaux et sur la qualité de la maintenance mais les travaux sont placés de façon à minimiser encore plus l'énergie non injectée.

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) cumulé pour la collectivité estimé entre 62 et 70 M€ au périmètre d'Enedis d'ici 2030.**

Les outils développés et déployés pour la mise en œuvre de cette brique fonctionnelle constituent également une étape préalable au déploiement d'autres fonctions avancées. Des évolutions sont notamment prévues pour aller jusqu'à l'optimisation en temps réel : coordination des gestions prévisionnelles de RTE et d'Enedis, intégration de l'appel à des flexibilités à la baisse ou à la hausse lors de contraintes sur les ouvrages Poste Source ou HTA, etc.

Une expérimentation menée par Électricité Strasbourg Réseau (ESR) Projet Smart Grid Européen "DREAM"

ESR a rejoint fin 2013 un consortium de 12 partenaires européens dans un programme intitulé "DREAM" pour "Distributed Renewable resources Exploitation in electric grids through Advanced heterarchical Management". Le projet, d'une durée de 40 mois, est soutenu par le 7^e programme cadre de R&D de l'Union Européenne et s'est terminé en décembre 2016.

Il a pour objectif de valider une nouvelle approche de gestion «hétéarchique» des réseaux électriques afin de mieux valoriser la production des énergies renouvelables sur les réseaux HTA et BT et d'en permettre un plus grand taux de pénétration. L'objectif était de tester la mise en place d'agents intelligents autonomes répartis localement sur ces réseaux afin d'apporter en premier lieu une réponse locale, en y intégrant les flexibilités proposées par les consommateurs ainsi que les sources d'énergies renouvelables mis à disposition par les auto-producteurs. Dans le cas où cette réponse locale n'est pas suffisante, les agents ont été paramétrés pour solliciter automatiquement le niveau supérieur et si nécessaire remonter jusqu'au système de conduite central.

Les partenaires au sein du projet sont des universitaires pour le développement des concepts et algorithmes de calcul, un fournisseur d'équipements intelligents et des opérateurs de réseau, comme ESR, qui vont expérimenter sur leur réseau réel ces concepts afin d'en démontrer la faisabilité technique et l'efficacité économique. Une des particularités de ce projet est qu'ESR a effectué les tests sur une zone de son réseau réel.

...

¹⁶ Le contenu CO₂ marginal annuel moyen a été utilisé dans l'évaluation des émissions de tCO₂ dans la mesure où les fonctions avancées étudiées ont des impacts toute l'année et pas uniquement lors des périodes de forte production renouvelable (la gestion prévisionnelle a des impacts lors des périodes de maintenance, les créations de départs évitent les pertes dès que la production HTA concernée produit, etc.).

...

Ces tests se sont déroulés durant le deuxième semestre 2016 et ont porté sur les problématiques suivantes :

- Résolution de contraintes de tension en HTA (haute ou basse)
- Optimisation de la charge d'une zone HTA (avec proposition de reconfiguration topologique si nécessaire)

La résolution autonome de ces contraintes a été effectuée grâce à l'utilisation (combinée ou non) des flexibilités suivantes :

- Soutirage d'énergie active en modulant la puissance de charge de 4 prises de recharge accélérée (22kVA) de véhicule électrique (fonction avancée "flexibilités pour des contraintes de soutirage")
- Régulation de la puissance réactive (consommée ou produite) d'un producteur d'électricité photovoltaïque (fonction avancée "réglage local de la tension")

Des fonctionnalités de réseaux auto-cicatrisants ont également été développées et sont restées en mode surveillance durant plusieurs mois sur le réseau de distribution de la zone de test. Ces fonctionnalités ont été préalablement testées et validées. Par contre, en l'absence de tout évènement durant la période de test, il n'a pas été possible d'en observer le fonctionnement suite à un défaut réel.

Une expérimentation menée par GEREDIS Projet VERDI

Le programme VERDI propose un système de pilotage de charge intelligent dans le contexte des smart grids afin de faire face à la demande qui accompagnera le développement du marché du véhicule électrique et de faciliter l'intégration de la production intermittentes sur les réseaux.

Une des thèses du programme a notamment permis de définir des algorithmes de prévision J-1 des courbes de charge à l'échelle d'un poste pour ce en fonction des données de consommation antérieures et des températures prévues et de baser l'ensemble des stratégies de supervision sur ces prédictions puis de les réviser en fonction des mesures effectives à l'instant t.

6

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

6.1

Auto-cicatrisation dynamique des incidents**6.1.1. Principes de fonctionnement**

Les automatismes actuels de réalimentation automatique suite à incident sont déployés depuis plusieurs années et visent à apporter un appui aux chargés de conduite dans la gestion des incidents, en simplifiant le diagnostic et l'analyse, en automatisant la localisation et l'isolement du défaut, et en mettant en œuvre un schéma de reprise optimum. De tels automatismes de résolution des incidents permettent de fiabiliser des actions de conduite et de réduire le délai de réalimentation des clients coupés en particulier lors d'incidents multiples.

Les outils d'aide à la décision et les automatismes de résolution des incidents doivent garantir une gestion optimale des incidents pour la plus grande variété de configurations de réseau. La fonction proposée vise à :

- étendre le champ d'action des automatismes de résolution des incidents à plus de situations de défauts ;
- augmenter leur efficacité grâce à l'intégration d'outils de calcul plus puissants permettant de garantir la faisabilité et la sécurité de la reprise quel que soit le schéma d'exploitation lors du défaut ;
- augmenter leur performance par l'utilisation d'informations complémentaires provenant par exemple de l'infrastructure Linky ou de prévisions météorologiques.

Les principaux enjeux sont d'améliorer la qualité de fourniture des consommateurs et de garantir la meilleure qualité de service aux producteurs raccordés au réseau HTA.

L'objectif est d'aller plus loin que ce qui est fait actuellement dans le traitement automatique des incidents en intégrant des modules de calcul d'évaluation de la reprise plus performants pour augmenter les possibilités de reprise et le développement de trois nouvelles fonctionnalités :

- des automatismes de résolution des incidents au niveau des postes sources automatisant la réalimentation des départs impactés par l'incident. Après localisation du défaut et vérification des télésignalisations, les automatismes permettront de réalimenter les départs par leur départ secourant ;
- la prise en compte des impacts foudre pour établir une corrélation avec les incidents affectant une zone donnée, afin d'envoyer les équipes d'intervention plus rapidement au bon endroit ;
- la réalimentation automatique sur les portions saines du réseau en présence de producteurs.

6.1.1.1. Gisement de déploiement

Le déploiement de ce levier est intégré dans un processus d'industrialisation généralisé à l'échelle nationale. Les automatismes de gestion des incidents seront déployés au niveau des agences de conduite.

6.1.1.2. Hypothèses d'évaluation communes aux différentes fonctionnalités

L'amélioration de la qualité (ou la réduction de la non-qualité d'alimentation) se traduit par une réduction du volume d'énergie non distribuée (END) au moment d'un incident, qui représente le coût pour la société dans son ensemble du non-acheminement d'un kWh d'électricité. La réduction d'END permise par les automatismes est évaluée à partir des historiques récents d'incidents d'Enedis (2011-2015) en supposant qu'ils correspondent à l'évolution de référence.

Les gains estimés sont exprimés en MWh d'END évitée. Le coût de l'END correspond au coût pour la collectivité dans son ensemble de la non-consommation d'1 MWh en cas de coupure totale de l'alimentation d'un client : il reflète entre autres la gêne ressentie par les clients et la perte économique liée à la perte d'activité pendant la coupure. Pour tout événement dont l'ampleur est inférieure à 30 MWh d'END, le coût de l'END pour la collectivité est estimé à 9200 €/MWh.

En parallèle de la réduction de l'END, la réduction du temps de coupure permet également de limiter l'énergie non injectée (ENI) des producteurs impactés par l'incident. Les gains en ENI doivent être évalués à partir du coût de l'énergie devant se substituer à la production renouvelable en cas d'incidents. Les gains en ENI en €/MWh sont de l'ordre de grandeur du coût marginal de production de l'électricité, en moyenne annuelle 30 €/MWh actuellement et de 90 €/MWh en 2030 et sont donc environ 100 fois plus faibles que ceux en END. L'ENI est ainsi négligée dans les études mêlant consommation et production. Notons également que, pour des raisons de sécurité, les producteurs doivent rester découplés du réseau tant qu'ils n'ont pas reçu l'autorisation de recouplage par l'agence de conduite, ce qui peut limiter l'impact des automatismes sur la réduction d'ENI.

Les automatismes de réalimentation automatique suite à incidents visent à apporter un appui aux chargés de conduite dans la gestion des incidents. La localisation du défaut et son isolement sont traités automatiquement par une mise en œuvre rapide d'un schéma de reprise tenant compte de la configuration réelle. Le champ d'action des automatismes est étendu à :

- la résolution des incidents au niveau des postes sources ;
- la prise en compte des impacts foudre ;
- la réalimentation automatique des portions saines du réseau en présence de producteurs.

Leur efficacité est par ailleurs accrue par l'adjonction de modules de calcul de la reprise plus performants.

L'amélioration de la qualité (ou la réduction de la non-qualité) traduit principalement par une réduction du volume d'énergie non distribuée (END) au moment d'un incident.

6.1.2. Hypothèses de mise en œuvre

La mise en œuvre de ces solutions s'appuie sur les chaînes de communication¹⁷ déjà déployées notamment au sein d'Enedis et ne nécessite pas de déploiement complémentaire de matériels sur le réseau.

De plus, des coûts de développement SI sont nécessaires pour :

- l'évolution des SI en complément des fonctions classiques ;
- la mise à niveau des données utiles à ces automatismes et à de nombreux autres projets d'Enedis.

Les coûts initiaux pour l'évolution des outils de conduite sont de 600 k€ au périmètre d'Enedis. Les coûts de déploiement et de maintien en conditions opérationnelles sont marginaux par rapport aux solutions déjà existantes.

La mise en œuvre des automatismes s'appuie sur les chaînes de communication déjà déployées et ne nécessite pas de déploiement de matériels sur le réseau mais uniquement des développements SI pour l'évolution des outils de conduite, de l'ordre de 600 k€ au périmètre d'Enedis.

6.1.3. Gestion des incidents au niveau des postes sources

6.1.3.1. Cas d'usage

Les incidents poste source correspondent :

- à un défaut au niveau d'un ouvrage d'un distributeur à l'intérieur du poste source (disjoncteur HTB, transformateur HTB/HTA, grille HTA, jeu de barres HTA, cellules HTA, etc.). L'origine de ce défaut peut être située dans le poste lui-même ou sur le réseau ;
- à un défaut en amont du poste source sur le réseau de transport.

Leur fréquence d'occurrence est faible, toutefois leur impact sur la clientèle peut être important avec de 10 000 à 30 000 clients impactés.

La rapidité de réalimentation des clients lors d'un incident au niveau d'un poste source s'appuie sur une organisation adaptée consistant à préparer les actes de conduite en envisageant des défaillances-types sur la base de scénarios de puissance fixe couvrant la majorité des cas prévisibles. Des schémas de reprise sont établis pour tous les types de défaut susceptibles d'apparaître. Ils précisent les manœuvres à effectuer dans un ordre préétabli afin d'optimiser la réalimentation de la clientèle en tenant compte des différentes contraintes liées à la clientèle et aux réseaux.

Lors d'un incident, le chargé de conduite s'appuie sur ces schémas de reprise :

- Il commence par réalimenter la clientèle par le réseau HTA des postes sources adjacents. Pour cela, il réalise les manœuvres des Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT) permettant de reprendre le maximum de la charge initiale du départ en défaut.
- Puis il sollicite des agents d'exploitation pour intervenir sur les "points principaux d'interventions", les points stratégiques du réseau permettant de maximiser la réalimentation.
- Enfin, il engage des actions spécifiques de réalimentation (moyens de production autonomes, liaisons provisoires, etc.) si toute la puissance du poste source n'a pas été reprise au terme de la première phase de réalimentation. La puissance coupée lors de cette dernière phase est davantage réduite grâce à la reconfiguration du réseau mise en place à l'issue de la phase précédente.

Le temps nécessaire pour la phase de réalimentation par les postes sources adjacents dépend notamment de l'adéquation entre le schéma de reprise élaboré pour une défaillance-type et la situation réelle de consommation au moment de l'incident. Si les écarts entre les deux situations sont importants, la réalimentation peut être plus complexe à mettre en œuvre et le chargé de conduite a besoin de plus de temps de réflexion pour adapter la reprise à la configuration réelle.

Les automatismes de résolution des incidents permettront :

- d'accélérer la phase de réalimentation par le réseau HTA des postes sources adjacents en automatisant les manœuvres des organes télécommandés ;
- d'augmenter la capacité de reprise en tenant compte des conditions réelles de puissance : les reports de charge d'un poste source à l'autre sont évalués en tenant compte de l'état actuel et de l'état projeté du réseau, ce qui permet d'utiliser au mieux les marges de manœuvre réellement disponibles ;
- d'assurer la pertinence du schéma de reprise sur une durée déterminée grâce aux prévisions de consommation et de production court-terme.

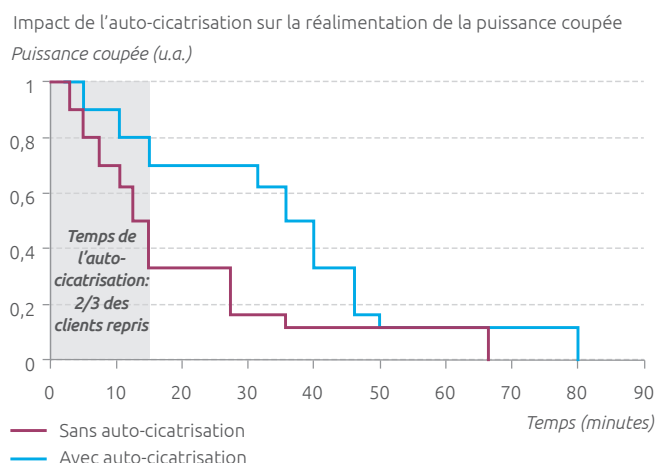
À noter que la pertinence du schéma de reprise sur une durée déterminée sera assurée par les fonctions de gestion prévisionnelle décrites précédemment grâce aux prévisions court-terme qu'elles exploitent.

Avec les automatismes, l'objectif est de réalimenter 2/3 des clients coupés en moins de 15 minutes si les réseaux ont la capacité de transiter la puissance coupée via les postes sources adjacents.

La figure 9 illustre la reprise progressive des clients coupés pour un incident poste source. La courbe bleue illustre une reprise progressive pour un incident de 80 minutes sans automatismes d'auto-cicatrisation des incidents. La courbe violette matérialise l'impact possible de l'auto-cicatrisation avec la réalimentation de 2/3 des clients coupés en moins de 15 minutes.

¹⁷ Ensemble des éléments télésignalés, par exemple : Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT), détecteurs de défauts.

Figure 9 : Illustration de la réalimentation des clients en cas d'incident poste source et bénéfice de l'auto-cicatrisation.



Par ailleurs, les schémas de reprise actuellement mis en œuvre par les chargés de conduite sont établis de façon préventive en supposant un réseau dans une configuration normale au moment de l'incident, ce qui peut limiter le niveau de réalimentation si la situation au moment de l'incident est plus favorable que celle supposée dans la configuration normale. La définition de schémas de reprise d'incidents en configuration réelle permet des gains en temps de reprise qui sont intégrés dans l'évaluation proposée.

6.1.3.2. Évaluation technico-économique

6.1.3.2.1. Non-qualité des incidents au niveau des postes sources

Chaque année, 600 incidents au niveau des postes sources liés à un défaut au niveau d'un ouvrage et d'une durée supérieure à trois minutes sont à l'origine d'environ 1,3 GWh d'END au périmètre d'Enedis. De plus, on dénombre environ 350 défauts par an sur le réseau de transport conduisant à des interruptions au niveau des postes sources et à l'origine d'environ 1,1 GWh d'END. L'analyse est réalisée pour les défauts au périmètre d'Enedis. Concernant les défauts au niveau du réseau de transport, une analyse plus approfondie est nécessaire notamment à cause de la possibilité d'incidents touchant plusieurs postes sources et limitant de ce fait la possibilité de reprise par les réseaux via les postes sources adjacents.

Le tableau suivant présente le nombre annuel moyen d'incidents postes sources constatés à la maille d'Enedis et l'END correspondante. Quatre catégories d'incidents ont été définies à partir du temps de réalimentation des derniers clients coupés. Cet indicateur correspond à la durée d'interruption totale de l'incident mais ne correspond pas au temps de réalimentation de l'ensemble des clients coupés, la reprise étant progressive (figure 9).

Tableau 4 : Nombre annuel d'incidents au niveau d'un poste source en fonction du temps de réalimentation des derniers clients.

Temps de coupure des derniers clients réalimentés	Nombre	END annuelle (MWh/an)	END / incident (MWh)	% nombre	% END
< 15 minutes	335	170	0,5	54 %	13 %
De 15 à 60 minutes	105	210	2,0	17 %	16 %
De 1 à 4 heures	135	450	3,3	22 %	34 %
> 4 heures	40	480	11,7	7 %	37 %
Total général	615	1 310	2,1	100 %	100 %

On constate que, pour un peu plus de la moitié des incidents, la réalimentation des derniers clients coupés se fait en moins de 15 minutes. **Pour ces incidents d'une durée inférieure à 15 minutes, la réalimentation est efficace sans automatisme et les gains potentiels liés à l'auto-cicatrisation sont marginaux.**

Les incidents pour lesquels la réalimentation du dernier départ est supérieure à 4 heures correspondent à des incidents majeurs. L'impact des automatismes sur des incidents d'une telle ampleur sera traité à part car la complexité des situations correspondantes limite leur efficacité.

6.1.3.2.2. Évaluation de la réduction de la non-qualité par type d'incident

Dans l'exemple de la figure 9, la réduction de la non-qualité correspond à la différence de surface entre les deux courbes représentées.

Pour les incidents de moins d'une heure, l'impact en END est estimé en supposant que la réduction de l'END est proportionnelle à la réduction du temps de coupure, en supposant pour les besoins d'évaluation une puissance coupée constante sur l'incident. La valeur de la puissance coupée est déterminée à partir de l'END de l'incident et reflète l'impact de la réduction d'une minute de coupure. Ainsi, pour un incident de 40 minutes, le gain permis avec les automatismes est de réalimenter deux-tiers des clients en moins de 15 minutes (ce qui se traduit par une réduction de deux tiers pendant les 25 dernières minutes de coupure). **Les gains pour les incidents de moins d'une heure correspondent à une réduction de l'END d'environ 65 MWh/an, ce qui équivaut à un gain moyen d'environ 0,6 MWh/incident.**

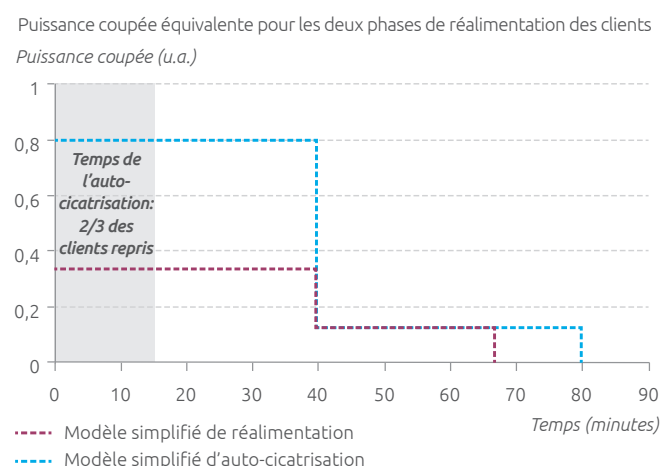
Pour les incidents compris entre 1 et 4 heures, l'impact en END est estimé suivant le même principe en supposant cette fois-ci deux valeurs de puissance coupée équivalente :

18 Cette durée est déterminée à partir des temps de reprise de chaque départ du poste source après incident et reflète le temps de reprise moyen des départs du poste source, pondéré suivant le nombre de clients des départs.

- Jusqu'au temps de réalimentation moyen de l'ensemble des clients coupés¹⁸, la puissance coupée équivaut à la puissance moyenne correspondant à l'END subie pendant la phase de reprise progressive des clients ;
- Entre ce temps et le temps de réalimentation des derniers clients coupés, la puissance est davantage réduite.

La figure suivante illustre les valeurs de puissance coupée équivalente à partir de l'exemple précédent, pour lequel le temps de réalimentation moyen de l'ensemble des clients était estimé à 40 minutes.

Figure 10 : Modélisation moyenne du temps de reprise pour évaluer la réduction d'END permise avec l'auto-cicatrisation.



Les gains d'END sont évalués à partir des puissances coupées équivalentes sur les deux phases de l'incident :

- Après l'action des automatismes et jusqu'au temps de réalimentation moyen, la réduction d'END est estimée comme la différence entre la puissance coupée équivalente et la coupure d'un tiers des clients uniquement (cas avec les automatismes) ;
- Avec la reprise plus rapide permise par les automatismes, les actions correctives nécessaires à la reprise des derniers clients coupés sont mises en place plus rapidement et on évalue également la réduction d'END relative à la réduction du temps d'interruption total.

Les gains pour les incidents compris entre 1 et 4 heures correspondent à une réduction de l'END d'environ 165 MWh/an, ce qui équivaut à un gain moyen d'environ 1,2 MWh/incident.

Pour les 40 incidents majeurs dans l'année ayant une durée de réalimentation supérieure à 4 heures, la reprise de 2/3 des clients coupés ne pourra pas être atteinte en 15 minutes du fait de la complexité des situations rencontrées. L'auto-cicatrisation permettra toujours d'accélérer la réalimentation mais pour une fraction de clients coupés plus faible. L'impact en END évitée est calculé à partir de celui pour les incidents non exceptionnels, en considérant le même gain moyen par incident. Considérant un gain de 1,2 MWh/incident, **le gain pour les incidents de plus de 4 heures est estimé à une réduction de l'END d'environ 50 MWh/an.**

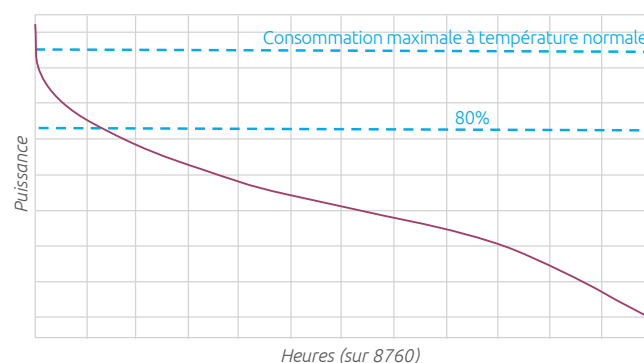
Le tableau suivant synthétise les éléments précédemment décrits.

Tableau 5 : END annuelle pouvant être évitée avec l'auto-cicatrisation au niveau des postes sources.

Type d'incidents	Nombre d'incidents	END évitée par incident (MWh/incident)	Gains annuels en END (MWh/an)
< 15 min	335	0	0
De 15min à 1h	105	0,6	65
De 1h à 4h	135	1,2	165
> 4h	40	1,2	50

Enfin, il est à noter que les gains en END seront plus faibles si la reprise du transformateur n'est que partielle. En effet, quand la puissance initialement soutirée est proche de la puissance maximale du transformateur, il est possible que les réseaux n'aient pas la capacité de transiter la puissance coupée via les postes adjacents. La figure ci-après illustre la monotone de charge observée pour un poste source sur une année donnée : dans l'exemple, la charge du poste source est supérieure à 80 % de la consommation maximale à température normale sur 10 % de l'année. Pour un incident survenant à ces niveaux de puissance, la réalimentation des clients coupés serait alors plus complexe à mettre en œuvre par rapport aux autres heures de l'année.

Figure 11 : Monotone de charge d'un poste source de l'année 2015.



Les niveaux de sécurisation et puissances atteintes varient selon les postes sources et les années observées. On considérera toutefois dans la présente étude que pour l'ensemble des postes sources :

- 90 % des incidents, survenant pour des puissances coupées inférieures à la consommation maximale à température normale, peuvent être repris intégralement par les réseaux via les postes adjacents. Les gains en END sont ceux estimés précédemment ; et que
- 10 % des incidents, survenant pour des puissances coupées proches de la consommation maximale à température normale, (pour une charge supérieure à 80 % ce niveau de consommation), ne peuvent pas être intégralement réalimentés par les réseaux. Les gains en END sont plus faibles que ceux estimés précédemment.

La réduction en termes d'END permise par l'auto-cicatrisation au niveau des postes sources est ainsi évaluée à 95 % du gisement évalué initialement.

6.1.3.2.3. Résultats

La réduction possible d'END par l'auto-cicatrisation au niveau des postes sources est estimée à 265 MWh/an au périmètre d'Enedis. Compte tenu du coût de l'END, **les gains pour la collectivité de la fonctionnalité sont estimés à un gain cumulé de 2,5 M€/an ce qui correspond à 25,6 M€ d'ici 2030.**

Avec l'auto-cicatrisation dynamique des incidents au niveau des postes sources, l'objectif est de réalimenter 2/3 des clients coupés en moins de 15 minutes si les réseaux ont la capacité de transiter la puissance coupée via les postes sources adjacents. La réduction possible d'END est estimée à 265 MWh/an, ce qui correspond à un bénéfice de 2,5 M€/an et de 25 M€ d'ici 2030 au périmètre d'Enedis. Des gains similaires sont attendus au périmètre des autres distributeurs d'électricité en France.

6.1.4. Corrélation impacts foudre

6.1.4.1. Cas d'usage

Le but de cette fonctionnalité est de fiabiliser les automatismes de résolution des incidents par apport d'informations externes. Dans ce cas précis, il s'agit de corréler les impacts foudre et un déclenchement HTA. L'objectif est d'accélérer la reprise des clients en découplant rapidement la portion du réseau impactée par la foudre et en reconnectant plus rapidement les portions saines.

Sans l'information concernant la localisation de l'impact, le temps de reprise des clients est conditionné par la phase de localisation manuelle de la portion impactée.

L'apport de cette fonctionnalité correspond à des gains en termes de reprise de clients coupés pendant la phase de localisation. Les automatismes de résolution des incidents n'auront en effet pas d'impact sur la durée de dépannage.

6.1.4.2. Évaluation technico-économique

On constate en moyenne 1400 incidents/an liés aux impacts foudre pour 1,7 GWh d'END annuelle dans l'historique récent. On considère qu'il n'y a pas d'impact pour les incidents dont la durée de localisation est supérieure à 4 heures car une telle durée de localisation reflète des incidents complexes nécessitant une intervention humaine pour la localisation du défaut et ne pouvant être améliorée par les automatismes.

L'analyse est ainsi réalisée sur le périmètre des 1200 incidents/an liés aux impacts de foudre d'une durée de localisation inférieure à 4 heures. La durée moyenne de localisation constatée est de 80 minutes et à l'origine de 0,5 MWh d'END/incident.

Pour l'ensemble des autres incidents sur les réseaux HTA, la durée de localisation moyenne est de 68 minutes¹⁹. **La mise en place de la fonction permettra de réduire la durée de localisation au niveau du temps de localisation moyen constaté.** La fonction avancée permet donc une réduction du temps de coupure de 12 minutes par incident (pendant la phase de localisation). Comme pour les incidents au niveau des postes source, on suppose pour les besoins de l'évaluation que la réduction d'END est proportionnelle à la réduction du temps de coupure. La réduction d'END est donc estimée à 0,07 MWh/incident, soit une réduction d'END de 85 MWh/an. Compte tenu du coût de l'END, **les gains pour la collectivité de la fonctionnalité sont estimés à 0,75 M€/an ce qui correspond à 7,7 M€ d'ici 2030.**

Avec l'auto-cicatrisation pour les incidents liés aux impacts foudre, l'objectif est de réduire la durée de localisation au même niveau que pour les autres types de défauts touchant les réseaux HTA, soit une réduction d'environ 12 minutes. La réduction possible d'END est estimée à 85 MWh/an, ce qui correspond à un bénéfice de 0,75 M€/an et de 7,7 M€ d'ici 2030 au périmètre d'Enedis. Des gains similaires sont attendus au périmètre des autres distributeurs d'électricité en France.

6.1.5. Gestion des incidents en présence de producteurs

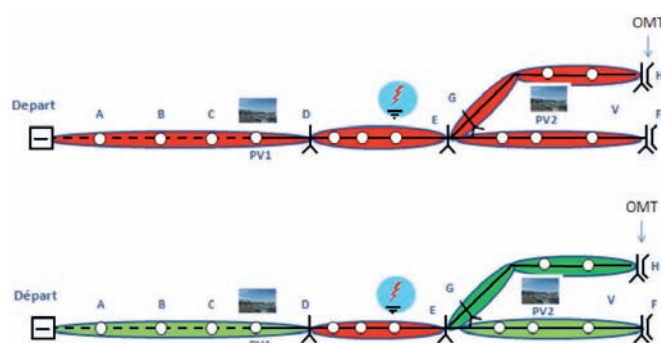
6.1.5.1. Cas d'usage

L'objectif des automatismes est de permettre une réalimentation automatique des poches saines, y compris en présence de producteurs ce qui n'est pas le cas actuellement. L'objectif est de limiter le temps de coupure des clients d'un départ où est raccordé un producteur, en s'appuyant sur les Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT) pour optimiser le taux de reprise en circonscrivant au maximum la poche de clients où l'incident s'est produit. La mise en place de ces automatismes est essentielle compte tenu de l'augmentation prévue des raccordements de producteurs sur les réseaux publics de distribution.

La figure 12 illustre le cas d'un incident sur un départ avec la présence de deux producteurs HTA. Actuellement, les portions saines ne sont pas réalimentées automatiquement (en rouge) et le chargé de conduite active les OMT manuellement pour réalimenter les clients coupés sur ces portions. Elles pourront être réalimentées automatiquement (en vert), sans action du chargé de conduite, avec le déploiement des automatismes adéquats.

¹⁹ Le calcul de la durée de localisation moyenne de l'ensemble des incidents HTA ne tient pas des incidents pour laquelle la localisation est immédiate (par exemple : incidents liés à un véhicule) ainsi que des incidents climatiques dont le temps de localisation n'est comparable pas aux autres incidents.

Figure 12 : Réalimentation automatique d'un départ en présence de producteurs sans les automatismes (en haut : pas de reprise automatique) et avec les automatismes (en bas : les poches à droite et à gauche sont réalimentées par les automatismes).



Pour des simplicités nécessaires à la mise en œuvre de la première version des automatismes, les départs avec producteurs ne pouvaient pas être réalimentés automatiquement. 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. Ainsi, ces automatismes permettent de réduire le temps de coupure des clients coupés sur les portions saines des départs avec producteurs et le volume d'END correspondant²⁰.

6.1.5.2. Évaluation technico-économique

On constate en moyenne 3000 incidents/an sur les réseaux HTA en présence de producteurs correspondant à 1,8 GWh d'END annuelle sur les deux dernières années²¹. La proportion d'incidents sur des départs HTA avec producteurs est cohérente avec la proportion de départs avec producteurs comme le montre le tableau ci-après.

Tableau 6 : Pourcentage des départs HTA avec et sans producteurs et part relative d'incidents HTA.

Départs avec ou sans production HTA	Sans	Avec
Pourcentage des départs HTA	90 %	10 %
Pourcentage des incidents annuels	88 %	12 %
Part de l'END / an	88 %	12 %

L'impact en END est évalué de la même façon que pour les incidents liés aux impacts de foudre. On limite également l'analyse aux incidents dont la durée de localisation est inférieure à 4 heures, correspondant à 2 800 incidents et 1,1 GWh d'END.

En s'appuyant sur le même périmètre d'incidents que précédemment, on constate que la durée de localisation est en moyenne de 45 secondes plus rapide pour les incidents sans producteurs. Ce constat reflète une réalité opérationnelle : les réalimentations effectuées par le chargé de conduite sont efficaces pour réalimenter les départs HTA avec producteurs. Il reste cependant une légère marge d'optimisation (de 45 secondes) avec la mise en place de ces automatismes. En supposant également que la réduction d'END est proportionnelle à la réduction du temps de coupure, la réduction d'END est estimée à 4 kWh/incident, soit une réduction d'END d'environ 10 MWh/an. Compte tenu du coût de l'END, **les gains pour la collectivité de la fonctionnalité sont estimés à 0,1 M€/an. En tenant compte des nouveaux producteurs HTA à raccorder d'ici 2030, les gains à l'horizon 2030 sont estimés à 1,5 M€.**

La gestion des incidents en présence de producteurs permet d'étendre l'efficacité des automatismes aux départs avec producteurs, ce qui correspond à un bénéfice de 1,5 M€ d'ici 2030, compte tenu des objectifs d'insertion de la production renouvelable.

6.1.6. Analyse environnementale

Il est difficilement possible de préjuger du lien entre la réduction de l'énergie non distribuée permise par l'auto-cicatrisation dynamique des incidents et une augmentation de la consommation d'énergie totale. Suivant les clients coupés, l'énergie non consommée au cours d'un incident est reportée totalement ou partiellement après l'incident. Si le report est total, l'auto-cicatrisation ne se traduit pas par une augmentation de l'énergie consommée et son impact environnemental n'est pas significatif. Si le report est nul, l'auto-cicatrisation se traduit par une augmentation de l'énergie consommée à hauteur de l'énergie non distribuée évitée, soit 360 MWh/an, et donc par un impact environnemental d'environ 2 ktCO₂ additionnelles d'ici 2030. L'impact environnemental réel est situé entre ces deux bornes et est directement lié à une augmentation de la qualité de fourniture des clients.

6.1.7. Synthèse du levier

L'objectif des automatismes de résolution des incidents est de réalimenter les clients plus rapidement et ainsi de réduire la non-qualité liée aux incidents sur le réseau. Les gains pour la collectivité sont estimés à partir de l'énergie non distribuée (END). **Les différentes extensions prévues pour ces automatismes permettent d'éviter environ 360 MWh/an, ce qui se traduit par un bénéfice pour la collectivité d'environ 3,3 M€/an et d'environ 35 M€ d'ici 2030 au périmètre d'Enedis. Des gains similaires sont attendus au périmètre des autres gestionnaires de réseau public de distribution.**

²⁰ Notons que même en présence de ces automatismes, les producteurs doivent rester découplés du réseau tant qu'ils n'ont pas reçu l'autorisation de recouplage par l'agence de conduite.

²¹ L'analyse est conduite à partir de l'historique d'incidents 2014-2015 pour tenir compte des récents raccordements.

6.2 Réglage dynamique centralisé de la tension

Le raccordement de producteurs sur les réseaux publics de distribution impacte significativement le profil de tension de ces réseaux. La tension varie en fonction du niveau de consommation des clients et d'injection des producteurs, et peut sortir des plages contractuelles. Trois fonctions avancées présentées dans ce rapport permettent de traiter ce type de contrainte en réduisant le besoin de renforcements ou de créations d'ouvrage : le réglage dynamique centralisé de la tension, la régulation locale dynamique de puissance réactive chez les producteurs HTA et l'écrêtement de production HTA. Le choix de la fonction adaptée à chaque situation relève des spécificités locales et des études au cas par cas seront réalisées au fur et à mesure du développement des énergies renouvelables sur les réseaux publics de distribution.

6.2.1. Principe de fonctionnement

6.2.1.1. Intérêt de la fonction avancée

Le réglage centralisé de la tension permet une gestion dynamique de la tension de consigne au poste source permettant de maintenir les variations de tension dans les plages contractuelles tout au long des départs. Ainsi, en cas de non-respect des plages contractuelles détecté par un estimateur d'état de la tension sur les départs HTA, la tension est réglée de façon dynamique grâce à une modification automatique de la valeur de consigne de la régulation de tension du transformateur du poste source.

6.2.1.2. Description de la fonction avancée

La régulation de tension se décompose de la façon suivante :

1. estimation des tensions en tous nœuds du réseau HTA par un estimateur d'état centralisé (situé au niveau de l'agence de conduite) à partir de mesures réelles fournies par des capteurs positionnés sur les nœuds du réseau où la reconfiguration par télécommande s'opère, des télémesures des départs HTA au niveau du poste source et d'une estimation du niveau de consommation des clients basée sur un modèle de charge ;
2. détermination des consignes de tension à appliquer aux automates de régulation de tension au niveau des postes sources de manière à ramener les tensions en tous nœuds du réseau HTA entre les limites de tension admissibles ;
3. transmission des consignes de tension au poste source.

Le réglage dynamique de la tension de consigne permet de résoudre les contraintes comme l'illustre le schéma ci-après :

Figure 13 : Réglage de la tension de consigne à la baisse en cas de contraintes de tension haute sur un départ HTA du poste source.

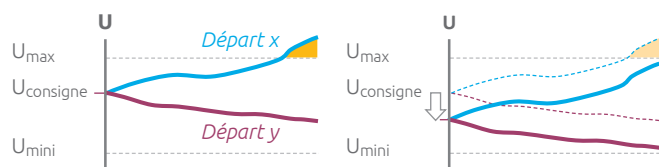
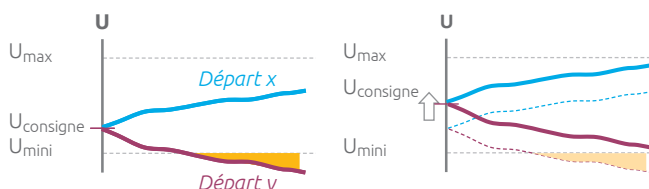


Figure 14 : Réglage de la tension de consigne à la hausse en cas de contraintes de tension basse sur un départ HTA du poste source.



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 admissibles : en cas de forte production HTA et/ou BT et de faible consommation, les contraintes de tension haute sont résolues par la baisse de la tension de consigne ; en cas de faible production et de forte consommation, les contraintes de tension basse sont résolues par la hausse de la tension de consigne.

Le réglage dynamique de la tension permet d'éviter des excursions de tension entre des départs HTA d'un même poste source dans le cas où elles ne pourraient être résolues en permanence par une consigne de tension fixe : cela correspond à des situations où des contraintes de tension haute et basse sur différents départs HTA n'ont pas lieu simultanément. Dans ces cas, la régulation dynamique peut diminuer les renforcements nécessaires du réseau.

Dans le cas de contraintes simultanées (au-delà de certains seuils), il n'existe pas de consigne de tension, même ajustée dynamiquement au niveau du poste source, permettant de les résoudre ; les travaux de renforcement du réseau sont alors nécessaires pour limiter les contraintes de tension. Ils seront toutefois limités par la mise en œuvre du réglage dynamique.

6.2.1.3. Typologie des contraintes traitées avec le réglage centralisé de la tension

Le réglage centralisé de la tension est une alternative aux travaux réseau liés à des contraintes de tension HTA apparaissant suite à l'insertion de nouvelles productions HTA et BT. Les gains pour la collectivité correspondent à la réduction des coûts liés aux renforcements et/ou aux créations d'ouvrages nécessaires dans la situation de référence.

Compte tenu des pratiques actuelles, le réglage centralisé de la tension est une solution qui permettra de lever plusieurs types de contraintes techniques, mais dont les degrés de maturité sont différents. Les contraintes identifiées à date sont :

- des contraintes de tension basse HTA faisant suite à une baisse de la tension de consigne au niveau du poste source pour accueillir un producteur HTA dans les limites contractuelles ;
- des contraintes de tension haute HTA générées par le raccordement d'un producteur HTA sur un départ existant subsistant après abaissement de la tension de consigne ;
- des contraintes de tension haute HTA liées au refoulement de production BT vers le réseau HTA subsistant après abaissement de la tension de consigne.

Lever des contraintes de tension HTA du premier des cas de figure décrits précédemment correspond à la première étape de déploiement du réglage dynamique de la tension.

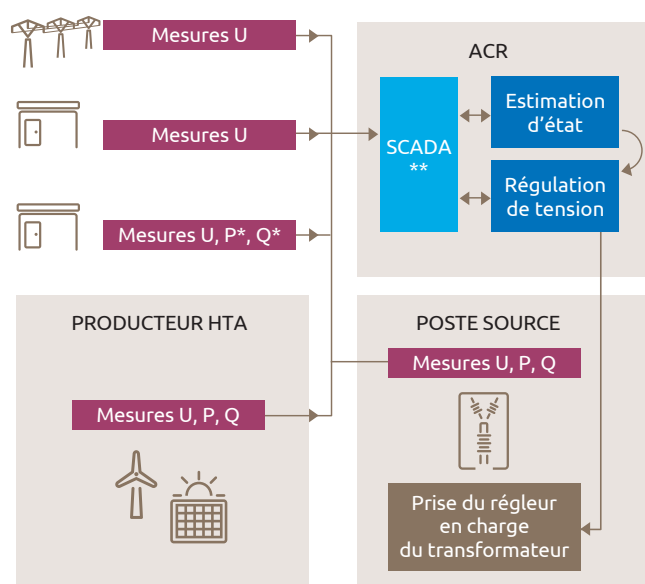
Le réglage de la tension de consigne se fait de façon dynamique quand l'estimateur d'état détecte des variations en dehors des plages de tension admissibles. Il permet d'éviter les excursions de tension non admissibles ne pouvant être résolues par une consigne de tension fixe au niveau du poste source.

La régulation dynamique est alors une alternative aux travaux de renforcements nécessaires.

6.2.2. Hypothèses de mise en œuvre

La mise en œuvre de cette solution nécessite des mesures précises de la tension qui seront transmises à l'estimateur d'état au niveau des agences de conduite.

Figure 15 : Principes de fonctionnement du réglage centralisé de la tension : les télémesures au niveau du producteur, du réseau et du poste source sont transmises au SCADA de l'agence de conduite où les tensions des départs sont estimées en temps réel. Si nécessaire, une nouvelle tension de consigne est calculée et transmise au régleur en charge du transformateur.



* Pour postes HTA/BT avec refoulement important
** Système de contrôle et d'acquisition de données

Des mesures sont réalisées en différents points du réseau :

- des mesures de tension au niveau de certains postes HTA/BT, prioritairement aux nœuds de reconfiguration automatique, en poste ou en réseau aérien, qui constituent des points stratégiques du réseau. Trois points de mesure par départ sont nécessaires pour l'ensemble des départs du poste source. Dans le cadre de la modernisation des postes HTA/BT d'Enedis, ces postes seront équipés de technologies numériques permettant le traitement et la transmission des mesures à l'agence de conduite ;
- des mesures de tension et de puissances active et réactive au niveau des producteurs HTA, réalisées par les équipements des installations, seront transmises à l'agence de conduite par un Dispositif d'Echange et d'Information d'Exploitation (DEIE) à liaison permanente. Comme pour les installations HTA non-marginales ou supérieures à 5 MW actuellement, les productions supérieures au seuil défini dans la transcription du code "Requirements for Generators²²" seront équipées de DEIE à l'échéance 2020. Ces coûts sont donc inclus dans la trajectoire de référence ;
- d'autres mesures de tension au niveau des postes HTA/BT avec une production massive injectée sur le réseau BT et refoulée vers la HTA ;
- des mesures de tension et puissances active et réactive au niveau des départs du poste source.

Une évolution du contrôle-commande des postes sources à un palier numérique, permettant de disposer de mesures au niveau des départs du poste source, de leur transmission à l'estimateur d'état et de l'asservissement de la valeur de consigne du transformateur, est un préalable à la mise en œuvre de la fonction. Cette évolution est intégrée dans le cadre du renouvellement du contrôle-commande des postes sources mené par Enedis depuis plusieurs années.

Le tableau suivant présente les hypothèses de coûts retenues pour l'instrumentation de la solution au niveau de l'ensemble des départs d'un poste source moyen (en supposant qu'un poste source alimente en moyenne 12 départs).

Tableau 7 : Hypothèses de coûts d'instrumentation du réglage centralisé de la tension pour un poste source.

Type de coûts	Coûts actualisés en €2017 (hors pose ²³)
CAPEX Réseau	215 k€
OPEX annuel Réseau	2 %
CAPEX Production	Inclus dans la référence
OPEX annuel Production	Inclus dans la référence

²² Le code "Requirements for Generators" (RfG) est un des codes de réseau européens définissant des règles adoptées par l'Union Européenne pour être appliquées à travers les États membres sous la forme de règlements européens. L'objectif est de faciliter l'harmonisation, l'intégration et l'efficacité du marché européen de l'électricité. Le code RfG est un des codes de raccordement couvrant les règles et exigences de raccordement des producteurs aux réseaux.

Cf. : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>

²³ Les coûts de pose sont bien intégrés dans les calculs économiques.

La mise en œuvre de la régulation centralisée de tension nécessite des mesures précises, un estimateur d'état déployé au niveau de l'Agence de Conduite et l'asservissement de la valeur de consigne du transformateur du poste source. L'évolution du contrôle-commande des postes sources à un palier numérique est un préalable au déploiement de la fonction.

6.2.3. Gisement considéré

6.2.3.1. Cas d'usage

Le déploiement du réglage centralisé de la tension sera un **déploiement ciblé** en fonction de sa pertinence technico-économique. **La fonction sera déployée au sein des postes sources pour lesquels des contraintes de tension pourront être résolues par une tension de consigne variable** si les coûts d'instrumentation sont compensés par les économies réalisées.

Le schéma ci-après, permet de distinguer les postes sources pour lesquels le réglage centralisé de la tension a un intérêt en fonction des situations étudiées :

- la solution est inutile quand il existe une valeur de la tension de consigne fixe au niveau du poste source qui permet de garantir l'absence de contraintes de tension ;
- la solution est utile si elle permet d'éviter que la tension ne dépasse les valeurs admissibles sur les réseaux à l'aide d'une modification dynamique de la tension de consigne au niveau du poste source. Cela correspond aux situations où une valeur fixe de consigne est inopérante pour lever toutes les contraintes, mais que celles-ci peuvent être résolues, quand elles arrivent séparément, grâce à la modification dynamique de la tension de consigne ;
- la solution est insuffisante si à un instant donné, il n'existe aucune valeur de consigne permettant d'éviter que les tensions sortent de la plage admissible. Le réglage centralisé de tension n'est pas techniquement suffisant et pourrait être associé à des travaux.

6.2.3.2. Postes sources concernés

Ces trois situations permettent d'identifier des types de réseaux pour lesquels le réglage centralisé de la tension présente un intérêt, notamment pour les postes sources ayant à la fois :

- une installation de production HTA de taille moyenne, pouvant être raccordée sur un départ existant, ou un niveau élevé de productions BT (forcément sur un départ HTA existant), générant dans les deux cas des élévations de tensions HTA et nécessitant de baisser la tension de consigne en cas de forte production et de faible consommation ;
- une topologie de type rural, dont les départs peuvent être longs et sur lesquels des baisses de tension peuvent nécessiter de relever la tension de consigne en cas de forte consommation ;
- sous réserve que les besoins de réglage de la tension à la hausse et la baisse ne soient pas simultanés.

Dès lors, il est essentiel que le déploiement de la solution soit ciblé car le réglage dynamique de la tension n'aura pas d'utilité technique pour tous les postes sources, notamment ceux :

- sans production HTA et/ou BT ;
- pour lesquels les productions HTA sont raccordées en départ direct (notamment les installations de puissance élevée).

6.2.3.3. Exemple d'un poste source en zone rurale

On présente le cas d'un poste source pour lequel le réglage centralisé de la tension pourrait être utile en cas d'insertion de nouvelles productions d'ici 2030. Cet exemple illustre le premier cas de figure décrit à la section 6.2.1.3 correspondant à l'apparition de contraintes de tension basse HTA faisant suite à une baisse de la tension de consigne au niveau du poste source pour accueillir un producteur HTA. Ce poste source correspond à un cas en zone rurale avec des longueurs importantes ce qui entraîne des chutes de tension significatives en période de forte charge. Ainsi, sur cet exemple, si de la production renouvelable arrive sur un départ, le réglage centralisé de la tension sera nécessaire pour lever des contraintes de tension.

Figure 16 : Situations illustrant la pertinence du réglage centralisé de la tension.

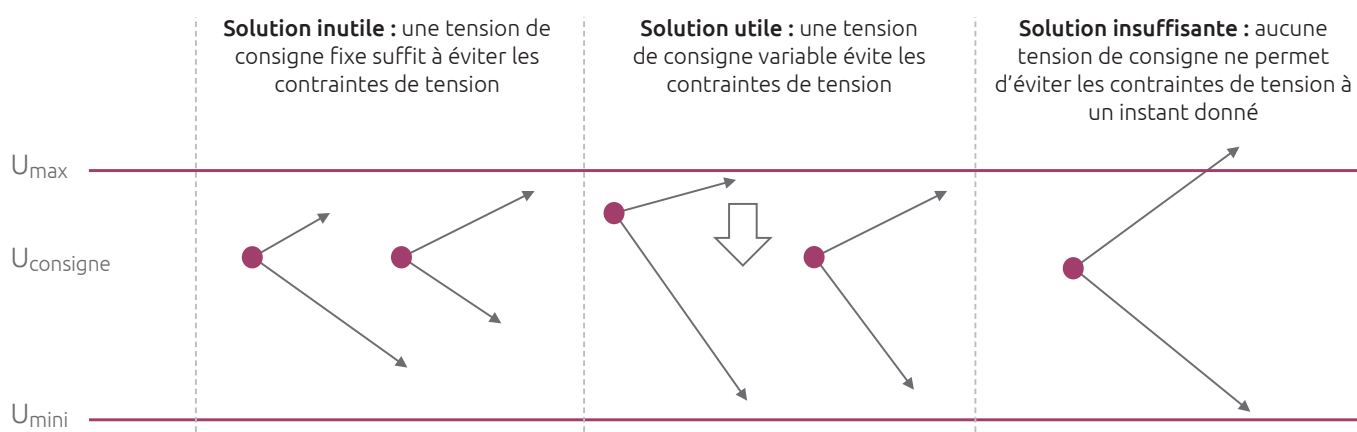
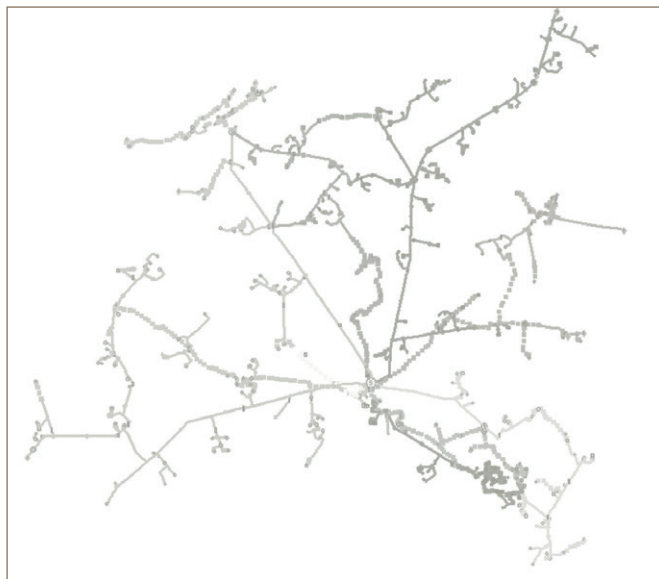


Figure 17 : Ensemble des départs HTA d'un poste source en zone rurale extrait de l'outil de modélisation des réseaux d'Enedis (Erable). Le raccordement de productions HTA et BT d'ici 2030 sera simulé sur cet exemple ainsi que les travaux de renforcement nécessaires.



Cet exemple permet d'illustrer la démarche d'évaluation du potentiel technico-économique du réglage centralisé de la tension qui devra être réalisée au cas par cas compte tenu de la variété des situations locales.

Le réglage centralisé de la tension présente un intérêt notamment pour les postes sources :

- où est raccordé soit une installation de production HTA de taille moyenne soit un niveau élevé de productions BT nécessitant de baisser la tension de consigne en cas de forte production et de faible consommation ;
- de topologie de type rural avec des départs longs nécessitant de relever la tension de consigne en cas de forte consommation.

6.2.3.4. Hypothèses à l'horizon 2030

Les installations concernées par le réglage centralisé de la tension sont celles pouvant être raccordées sur un départ partagé grâce à la mise en œuvre du levier, c'est-à-dire celles de taille moyenne. Les installations de puissance importante seront en effet systématiquement raccordées sur des départs directs car les contraintes qu'elles généreraient sur un départ partagé sont trop importantes et ne peuvent pas être résolues avec les fonctions étudiées. Le gisement des installations concernées représente environ 30 % de la production photovoltaïque et 8 % de la production éolienne raccordées d'ici 2030, soit 6,2 GW de capacités raccordées (section 2.3).

Les études sont réalisées en simulant le raccordement de producteurs des différents segments de puissance pouvant être raccordés.

Le raccordement des installations est simulé à partir de la taille unitaire moyenne constatée pour les différents niveaux de puissance de raccordements : 2,5 MW pour les producteurs photovoltaïques de puissance comprise entre 1 et 5 MW ; 3 MW pour les producteurs éoliens de puissance comprise entre 1 et 5 MW ; 6 MW pour les producteurs de puissance comprise entre 5 et 10 MW.

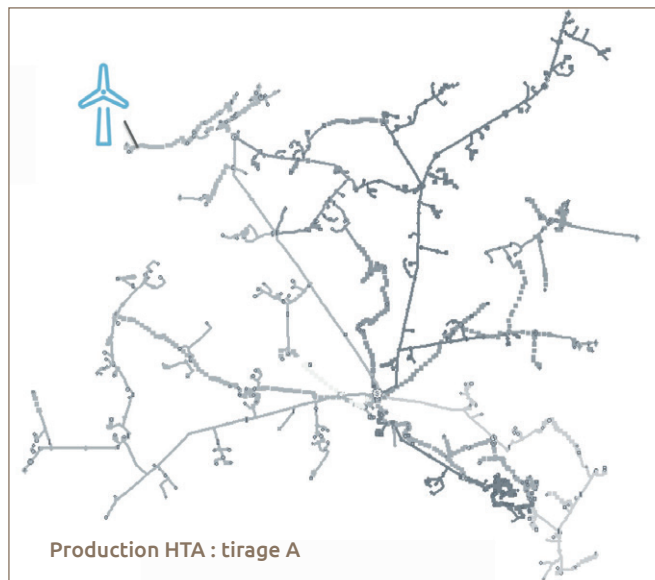
Enfin, 2 trajectoires d'arrivée de productions photovoltaïques BT par poste HTA/BT et 10 trajectoires d'arrivée des productions sur les départs HTA existants sont simulées pour l'analyse de l'impact de cette fonction avancée. Toutes les trajectoires sont considérées équiprobables.

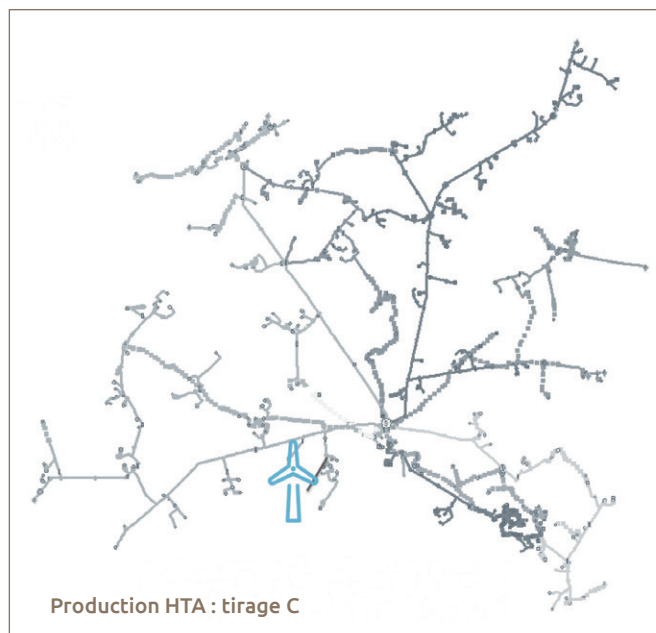
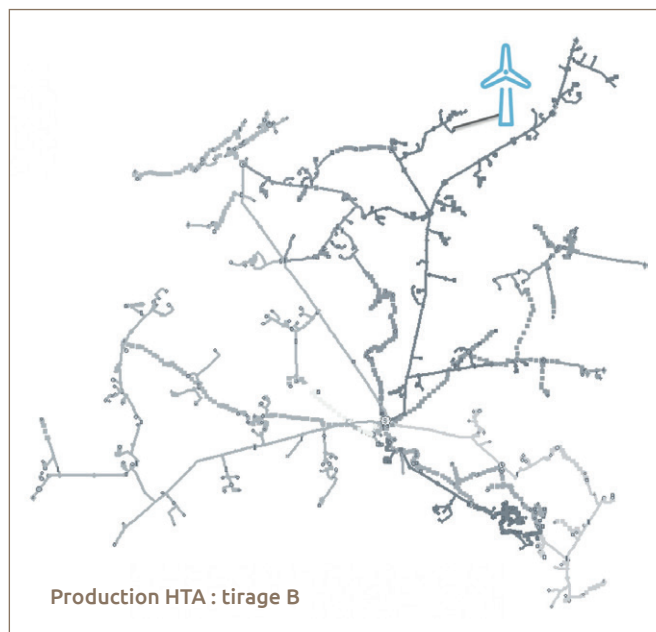
À titre d'illustration, les hypothèses du scénario Nouveau Mix (en 2030) sont déclinées sur le poste source en zone rurale présenté précédemment, ce qui permet d'évaluer l'intérêt technique du réglage centralisé de la tension sur cet exemple. Les différentes trajectoires de production éolienne et photovoltaïque décrites ci-dessous illustrent sur un exemple l'ensemble des situations de production devant être étudiées pour chaque poste source afin d'estimer l'intérêt de la solution à la maille nationale.

La figure 18 illustre le raccordement de productions HTA possibles sur le poste source en fonction des hypothèses de déploiement de la production en France en 2030 déclinées localement. Les 10 trajectoires de déploiement de la production HTA conduisent pour cet exemple à quatre implantations possibles de production HTA :

- trois trajectoires possibles d'implantation sont présentées avec le raccordement sur différents départs d'une installation éolienne ;
- la dernière trajectoire correspond au cas également possible de l'arrivée d'aucune production HTA sur ce poste source d'ici 2030.

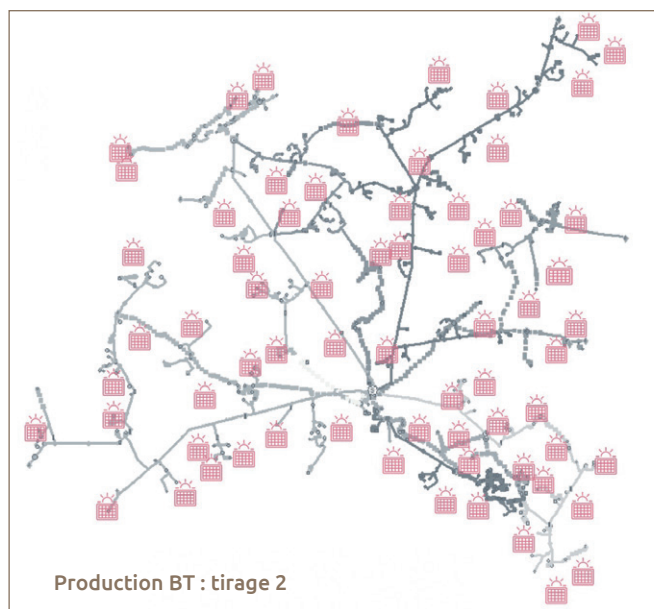
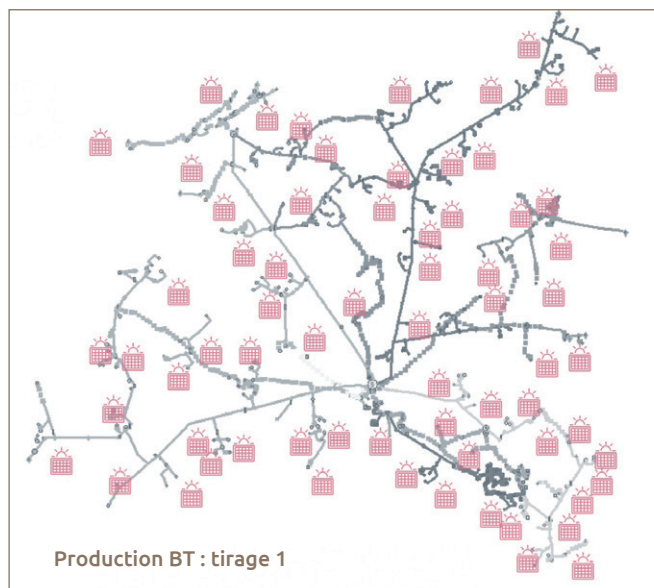
Figure 18 : Répartition de la production éolienne ou photovoltaïque raccordée d'ici 2030 sur les réseaux HTA pour le même poste source (dans l'exemple, la production HTA est associée à de la production éolienne).





De la production BT sera également raccordée sur ce poste d'ici 2030 dans tous les cas, aussi bien pour les trois trajectoires d'implantation de production HTA de la figure précédente que pour celle sans raccordement. Deux trajectoires équiprobables de raccordement de production BT ont été simulées pour répartir l'arrivée de la production photovoltaïque BT entre les différents postes HTA/BT en France. La figure suivante présente la déclinaison locale de ces trajectoires pour le poste source précédent.

Figure 19 : Illustration des deux répartitions possibles de production photovoltaïque BT d'ici 2030 estimées en déclinant localement les hypothèses du Nouveau Mix.



Le tableau 8 synthétise la probabilité d'occurrence de différentes configurations possibles en fonction de la probabilité de chaque trajectoire (plusieurs trajectoires aboutissent à la même configuration de déploiement de production HTA). Quelle que soit la trajectoire, de la production HTA et/ou BT sera raccordée. Pour l'étude technique, on s'intéresse à toutes les configurations possibles, qui sont pondérées en fonction de leur probabilité d'occurrence en 2030.

Tableau 8 : Probabilités d'insertion des productions HTA et BT d'ici 2030 pour l'exemple de poste source situé en zone rurale.

Trajectoire BT \ Trajectoire HTA	Trajectoire sans production HTA	Trajectoire A	Trajectoire B	Trajectoire C
Trajectoire 1	30 %	10 %	5 %	5 %
Trajectoire 2	30 %	10 %	5 %	5 %

Les installations de production concernées par le réglage dynamique centralisé de la tension correspondent aux installations de taille moyenne. Ces installations représentent environ 30 % de la production photovoltaïque et 8 % de la production éolienne à raccorder d'ici 2030 compte tenu des hypothèses retenues pour le raccordement par niveau de puissance. Le gisement correspond à 6,2 GW de nouvelles capacités raccordées d'ici 2030.

Les études sont réalisées en simulant le raccordement de producteurs des différents segments de puissance. Deux trajectoires d'arrivée de productions photovoltaïques BT par poste HTA/BT et 10 trajectoires d'arrivée des productions sur les départs HTA existants sont simulées pour l'analyse de l'impact de cette fonction avancée. Toutes les trajectoires sont considérées équiprobables.

consommation représentatives des contraintes pouvant apparaître sur les réseaux.

- Configuration 1 : Pas de production / consommation à température minimale de base²⁵ (P_{tmb}) : les chutes de tension maximales apparaissent dans de telles conditions.
- Configuration 2 : Production maximale / consommation minimale à température normale (= 20% P_{max}) : avec l'injection de la production, les élévations de tension maximales apparaissent dans de telles conditions.
- Configuration 3 : Production maximale / consommation maximale à température normale (P_{max}) : cette configuration correspond à l'écart maximal de tension pouvant être observé à un instant précis entre deux départs du poste source.

Ces calculs permettent de définir deux indicateurs nécessaires pour identifier si la fonction avancée présente un intérêt.

- L'écart de tension absolu maximal : il s'agit de la différence maximale de tension observée au cours d'une année, c'est-à-dire la différence entre la hausse de tension la plus élevée et la chute de tension la plus sévère, sur l'ensemble des départs d'un poste source. Un écart important correspond à un poste source où les chutes de tension seraient importantes en configuration 1 et les élévations de tension seraient importantes en configuration 2.
- L'écart de tension instantané maximal : cette valeur, déterminée en général par la configuration 3, reflète l'écart maximal de tension pouvant exister à un instant donné. Une valeur supérieure à la plage de variation admissible de tension correspond à un poste source où il n'existe pas une tension de consigne permettant de supprimer les contraintes apparaissant sur deux des départs du poste.

L'intérêt technique du réglage centralisé de la tension dépend des valeurs prises par les deux indicateurs précédents :

- quand l'écart de tension absolu maximal est compris dans la plage de variation admissible de la tension, une consigne de tension fixe est possible et le réglage centralisé de la tension n'est pas pertinent ;
- lorsque l'écart de tension absolu maximal est supérieur à la plage de variation admissible de la tension, une consigne de tension fixe n'est pas possible et le réglage centralisé de la tension aura un intérêt technique si l'écart de tension instantané maximal est quant à lui compris dans la plage de variation admissible de la tension ;

6.2.4. Éléments d'évaluation technico-économique

6.2.4.1. Étude technique

Les principes décrits dans cette section présentent la méthode d'évaluation de l'intérêt du réglage centralisé de la tension pour un poste source donné, compte tenu des installations raccordées ou dans la file d'attente des demandes de raccordement²⁴. Ces principes s'appliqueront aux études qui seront réalisées au cas par cas pour décider du déploiement de la solution prochainement.

Afin d'estimer le gisement de postes sources pour lesquels la solution aura un intérêt d'ici 2030, les critères techniques sont appliqués à l'ensemble des postes sources à la maille nationale en tenant compte des probabilités d'insertion des productions HTA et BT (section 2.3) Les résultats, exprimés en probabilité, estiment le potentiel technique de déploiement de la solution à la maille nationale. Ils ne peuvent en aucun cas se substituer aux études qui seront réalisées au cas par cas en tenant compte des évolutions réelles des situations locales (productions raccordées, consommation).

6.2.4.1.1. Critères d'éligibilité des postes sources

Pour chaque poste source, les tensions extrêmes de l'ensemble des départs HTA sont calculées pour trois configurations production /

²⁴ Les demandes de raccordement sont classées selon leur date de qualification notifiée au demandeur. Le raccordement d'une installation pouvant affecter des demandes de raccordement ultérieures sur les réseaux, elles sont traitées par ordre chronologique en suivant leur ordre d'arrivée dans une file d'attente.

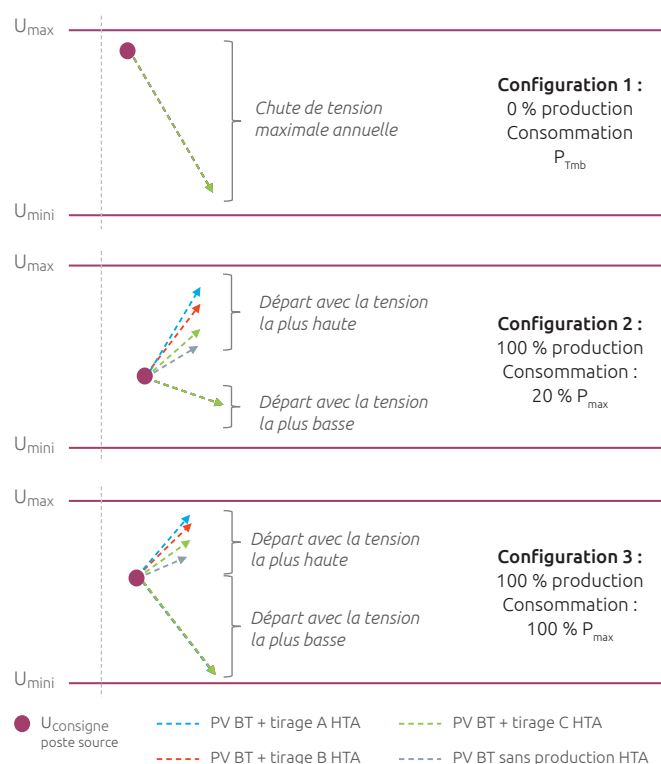
²⁵ Température froide dont la probabilité d'occurrence est de 1 jour par an (cf. Enedis NOI RES 07E).

- dans le cas contraire, le réglage centralisé de la tension ne sera pas suffisant pour résoudre les contraintes de tension.

6.2.4.1.2. Application des critères au poste source en zone rurale

La figure ci-dessous présente les chutes et élévations de tension dans les trois configurations précédentes du poste source utilisé comme exemple, évaluées pour les huit trajectoires de production HTA et BT au niveau du poste source en zone rurale précédent. Pour ce cas particulier, les trajectoires de production en BT conduisent aux mêmes variations de la tension : leurs impacts sont donc confondus dans l'illustration suivante.

Figure 20 : Variations de tension sur les départs du poste source pour les trois configurations extrêmes en fonction des trajectoires possibles de production renouvelable en 2030.



Pour chaque configuration, les écarts maximaux de tension observés entre deux départs du poste source sont représentés. Compte tenu des variations de tension dans les différentes situations, le réglage centralisé de la tension apparaît comme une solution pertinente dans cet exemple, et ce pour les quatre trajectoires locales possibles d'insertion de la production renouvelable.

L'intérêt technique du réglage centralisé de la tension est identifié à partir des valeurs prises en 2030 de l'écart de tension absolu maximal, observé sur une année, et de l'écart de tension instantané maximal.

Quand l'écart de tension absolu maximal est supérieur à la plage de variation admissible de la tension, une consigne de tension fixe n'est pas possible et le réglage centralisé de la tension a alors un intérêt technique, sous réserve que l'écart de tension instantané maximal soit compris dans la plage de variation admissible.

6.2.4.2. Étude technico-économique

L'étude technico-économique se focalise sur le cas d'usage du réglage centralisé de la tension le plus mûr fonctionnellement. Il s'agit de l'utilisation de la fonction avancée pour éviter des contraintes de tension basse HTA suite à une baisse de la tension de consigne au niveau du poste source pour accueillir un producteur HTA dans les limites contractuelles.

6.2.4.2.1. Gains par rapport à la situation de référence

Pour des contraintes de tension basse HTA évitées suite à une baisse de la tension de consigne au niveau du poste source pour accueillir un producteur HTA, le réglage centralisé de la tension est une alternative aux travaux sur le réseau. Les gains pour la collectivité correspondent à la réduction des coûts liés aux renforcements et/ou aux créations d'ouvrages nécessaires dans la situation de référence, à savoir les travaux nécessaires pour éviter des contraintes de tension basse liées à la baisse de la tension de consigne.

6.2.4.2.2. Coûts de déploiement du réglage dynamique centralisé de la tension

Dans ce cas, des travaux HTA nécessaires pour limiter les excursions de tension en dehors des plages admissibles sont évités. Les coûts d'insertion de production avec le réglage centralisé de la tension correspondent aux coûts d'instrumentation du poste source et du réseau HTA avec les matériels présentés dans la section 6.2.2.

6.2.4.2.3. Illustration avec le poste source en zone rurale

L'analyse technique sur l'exemple a mis en évidence l'intérêt technique du réglage centralisé pour les différentes trajectoires locales d'insertion de la production renouvelable d'ici 2030. Les coûts de renforcement pouvant être évités sont ensuite comparés à ceux de mise en œuvre du réglage centralisé de la tension pour évaluer la pertinence économique.

La figure 21 met en évidence les travaux de renforcement nécessaires dans la situation de référence (i.e. sans le réglage centralisé de la tension).

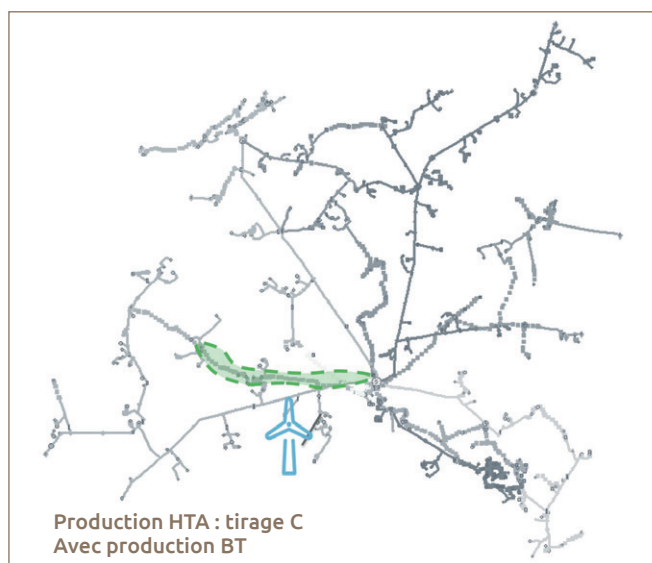
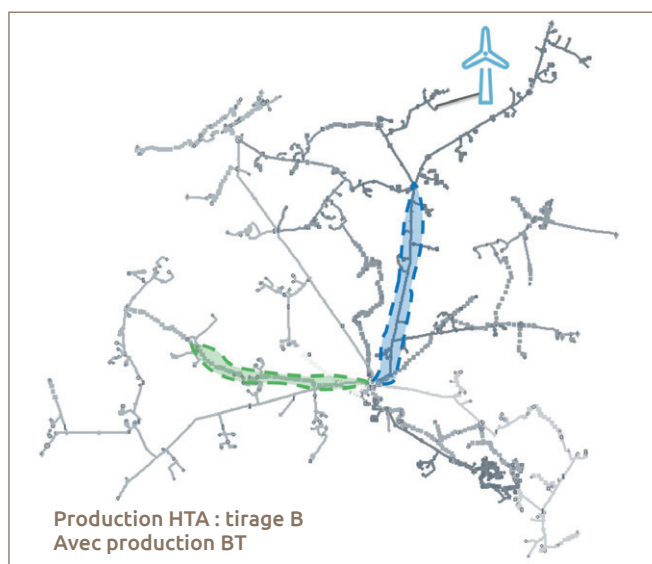
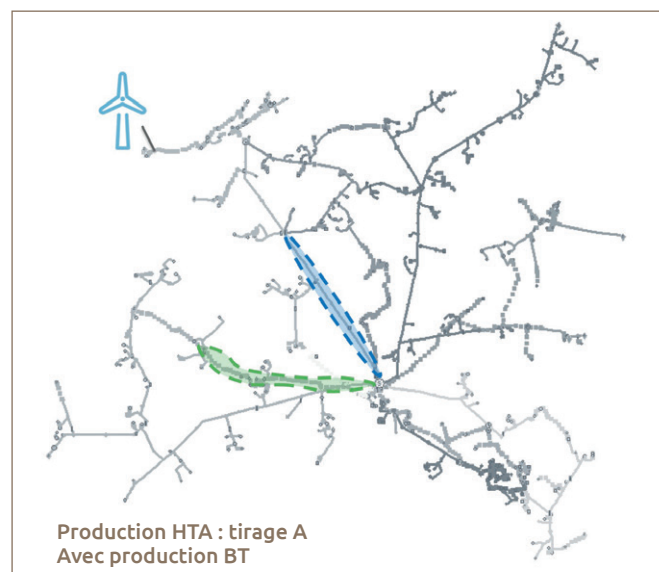
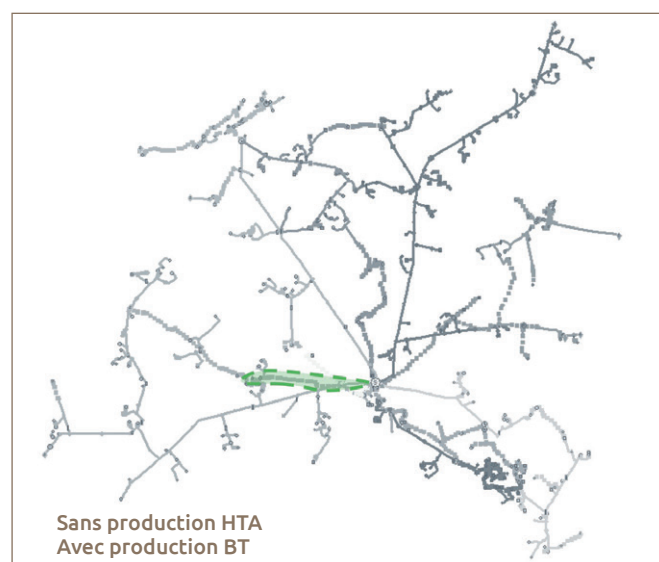
Pour chaque trajectoire locale, on distingue parmi les travaux sur le réseau de la situation de référence :

- les sections de départs identifiées par un fond vert correspondent aux travaux qui seront évités grâce au réglage centralisé de la tension ;
- les sections de départs identifiées par un fond bleu correspondent aux coûts de renforcement du départ du producteur

qui sont nécessaires dans la situation de référence et avec le réglage centralisé de la tension.

Les gains pour la collectivité correspondent aux coûts des travaux pouvant être évités (i.e. ceux sur fond vert). La comparaison de ces coûts évités avec les coûts d'instrumentation détermine la pertinence économique de la solution.

Figure 21: Travaux réseau nécessaires à l'horizon 2030 pour les différentes trajectoires locales (production HTA et BT) : ceux sur fond vert seront évités avec le réglage centralisé de la tension ; ceux sur fond bleu nécessaires avec ou sans le réglage centralisé de la tension.



Dans l'exemple, le **réglage centralisé de la tension permet d'éviter des travaux liés à l'insertion des productions HTA et/ou BT pour chaque situation** :

- dans la trajectoire avec uniquement de la production BT et la trajectoire C, tous les travaux nécessaires suite à l'insertion des productions sont présentés en vert, ce qui signifie qu'ils sont évités avec la mise en place du réglage centralisé de la tension ;
- dans les trajectoires A et B, les travaux évités avec le réglage centralisé de la tension correspondent à ceux sur les départs en contraintes et où n'est pas raccordée la production HTA. En effet, les travaux sur les départs avec le producteur HTA ne peuvent pas être évités avec le réglage centralisé de la tension compte tenu des pratiques actuelles de raccordement²⁶.

²⁶ Les travaux sur le départ du producteur sont nécessaires pour limiter les variations de tension sur ce départ conformément à la documentation technique de référence.

Les bénéfices pour la collectivité sont évalués à partir d'hypothèses normatives sur les coûts des travaux. Ces analyses ne peuvent pas se substituer aux études qui seront réalisées sur des situations de réseau réelles.

L'intérêt du réglage centralisé de la tension est conditionné par les scénarios de déploiement des énergies renouvelables, qui modifient les niveaux de travaux pouvant être évités.

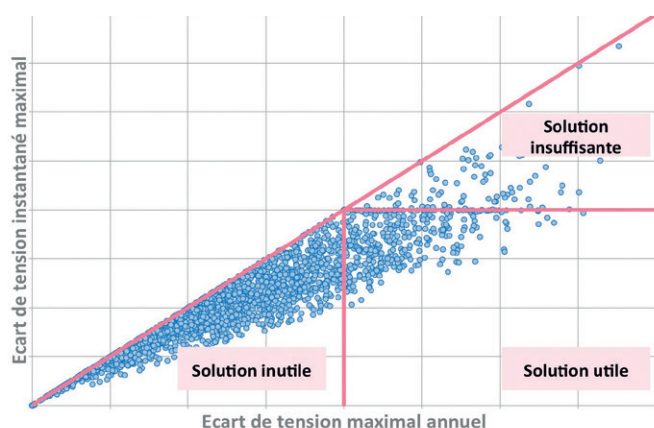
Les gains pour la collectivité correspondent à la réduction des coûts liés aux renforcements et/ou aux créations d'ouvrages qui auraient été nécessaires dans la situation de référence. Ces gains seront captés quand ils permettent de compenser les coûts d'instrumentation consentis. Le cas échéant, la fonction avancée n'est pas déployée et les renforcements ou créations d'ouvrage de la situation de référence sont réalisés.

6.2.5. Résultats

6.2.5.1. Résultat pour une trajectoire possible d'insertion locale des productions HTA et BT

La figure ci-après présente pour une des 20 trajectoires d'arrivée des productions HTA et BT les écarts de tension, maximal instantané et maximal annuel, constatés en 2030.

Figure 22 : Écarts de tension des postes sources pour une des 20 trajectoires possibles d'insertion des productions HTA et BT en 2030. Pour cette trajectoire, l'intérêt de la solution pour chaque poste source est déterminé à partir des écarts de tension constatés.



Chaque poste source est décrit par :

- l'écart de tension maximal annuel, présenté en abscisse, qui explicite graphiquement l'intérêt ou non d'une tension de consigne variable. Quand l'écart est inférieur à la variation admissible de tension, une tension de consigne fixe peut être trouvée pour éviter les contraintes de tension et le réglage centralisé de la tension n'est pas utile ;
- l'écart de tension maximal instantané, présenté en ordonnée, qui illustre graphiquement l'efficacité d'une tension de consigne

variable. Quand l'écart de tension instantané est supérieur à la variation admissible de tension, le réglage centralisé de la tension ne sera pas suffisant car aucune tension de consigne n'est satisfaisante à un instant donné.

Dans cette représentation, les différents postes sources se trouvent par construction toujours en dessous de la diagonale "x = y", l'écart maximal instantané ne pouvant être supérieur à l'écart maximal annuel observé sur une année.

Ces résultats techniques permettent ainsi d'identifier pour une trajectoire donnée le gisement de postes sources pour lesquels le réglage centralisé de la tension est techniquement pertinent. Les postes sources sont en effet classés dans trois catégories, suivant que le réglage centralisé de la tension est :

- inutile : une tension de consigne fixe suffit à éviter les contraintes de tension ;
- utile : une tension de consigne variable évite les contraintes de tension ;
- insuffisant : aucune tension de consigne ne permet d'éviter les contraintes de tension à un instant donné.

6.2.5.2. Potentiel du réglage centralisé dynamique de la tension

Les résultats précédents, simulés pour les 20 trajectoires d'insertion décrites à la section 6.2.3.4, sont pondérés par leur probabilité d'occurrence afin d'estimer le potentiel de déploiement du réglage centralisé de la tension en 2030. **Les résultats indiquent que le potentiel technique de déploiement du réglage centralisé de la tension est de 200 postes sources d'ici 2030 pour les trois cas d'usage étudiés (cf. section 6.2.1.2).**

Pour un déploiement lié à une baisse de la tension de consigne au poste source suite au raccordement d'un producteur HTA et quand la solution est économiquement pertinente, l'ordre de grandeur des gains attendus au niveau d'un poste source peut atteindre 125 k€.

Le réglage centralisé de la tension sera notamment mis en œuvre sur les zones lauréates de l'appel à projets REI 6 (SMILE et FLEXGRID) afin d'affiner les hypothèses de déploiement.

Le potentiel technique de déploiement est évalué à 200 postes sources d'ici 2030 pour les trois cas d'usage possibles.

Pour un déploiement lié à une baisse de la tension de consigne au poste source suite au raccordement d'un producteur HTA et quand la solution est économiquement pertinente, l'ordre de grandeur des gains attendus peut atteindre 125 k€ par poste source d'ici 2030.

6.2.6. Analyse environnementale

En augmentant la possibilité de raccordement de producteurs renouvelables sur des réseaux existants, le réglage centralisé dynamique de la tension permet d'éviter la création de nouveaux départs et ainsi d'éviter les pertes qui auraient été générées sur ces départs.

Les résultats à une maille locale présentés dans le présent rapport n'ont pas permis d'évaluer cet aspect.

6.2.7. Synthèse du levier

Des études technico-économiques ont été réalisées pour estimer le gisement de postes sources pour lesquels le réglage centralisé de la tension a un intérêt. Ces études tiennent compte des probabilités d'insertion des productions HTA et BT d'ici 2030 pour l'ensemble des postes sources. Avec ces hypothèses, le potentiel technique de déploiement est évalué à 200 postes sources d'ici 2030 pour les trois cas d'usage décrits à la section 6.2.1.2.

Ce résultat démontre notamment le caractère ciblé du déploiement de la solution, dont l'intérêt est fortement conditionné par les hypothèses d'insertion de la production renouvelable. Deux critères principaux ont été identifiés pour caractériser les postes sources sur lesquels cibler le déploiement du réglage centralisé de la tension :

- **une topologie de type rural**, dont les départs peuvent être longs et sur lesquels des baisses de tensions peuvent nécessiter de relever la tension de consigne en cas de forte consommation ;
- **une installation HTA de taille moyenne**, pouvant être raccordée sur un départ existant, ou un niveau élevé de productions BT.

Dans ces situations, une tension de consigne variable au niveau du poste source sera pertinente pour limiter les contraintes de tension pouvant apparaître d'ici 2030, sous réserve que les travaux évités sur les réseaux compensent les coûts d'instrumentation.

6.3 Régulation locale dynamique de puissance réactive chez les producteurs HTA

Cette fonction permet également de traiter les contraintes de tension en réduisant le besoin de renforcements ou de création d'ouvrage, et est complémentaire du réglage dynamique centralisé de la tension et de l'écrêtement de production HTA. Les trois fonctions avancées permettent de résoudre des contraintes de tension sur des départs HTA avec de la production au moyen de trois leviers techniques différents : impact sur la sollicitation en puissance réactive, variation dynamique de tension au niveau du poste source, ou impact sur le niveau de puissance active injectée.

Le choix de la fonction adaptée à chaque situation relève des spécificités locales et des études au cas par cas seront réalisées au fur et à mesure du développement des énergies renouvelables sur les réseaux publics de distribution.

Dans les études de ce rapport, les potentiels de déploiement ont été évalués de manière indépendante. Il est ainsi possible que plusieurs des fonctions avancées soient adaptées pour résoudre la contrainte d'une même situation locale en 2030. De la même façon, le potentiel de déploiement lié à une mise en œuvre conjointe de deux solutions n'a pas été étudié²⁷.

²⁷ Par exemple, la mise en œuvre de la régulation de puissance réactive et de l'écrêtement de la production peut permettre de résoudre des contraintes de tension que les deux solutions ne résolvent pas si l'une ou l'autre était mise en œuvre seule.

Une expérimentation menée par l'URM d'un transformateur HTA/BT avec réglage de la tension en charge

Comme la fonction de régulation centralisée de la tension le montre, un système de réglage en charge de la tension existe déjà sur les transformateurs de puissance des postes sources.

En 2013, URM a démarré une expérimentation d'un principe similaire, mais sur un transformateur HTA/BT équipé d'un système de régulation de tension en charge.

Contrairement aux transformateurs HTA/BT traditionnels, dont le changement de prise de réglage de tension ne peut être manœuvré qu'hors tension, le nouveau transformateur permet de réguler la tension secondaire à une valeur de consigne fixée par le gestionnaire de réseau de distribution, tout en préservant l'alimentation de la clientèle en aval.

Ce nouveau système présente un avantage certain dans les zones présentant des variations de tension sensibles, et permet notamment :

- de renforcer la stabilité des réseaux présentant des sites mixtes de consommation et de productions décentralisées,
- de stabiliser la tension des sites de fortes consommations (de type industrielles par exemple),
- de compenser les chutes de tension sur les départs longs.

Le gestionnaire de réseau de distribution ou le client privé peuvent ainsi améliorer la qualité de fourniture sans effectuer de renforcement des réseaux électriques amont.

Pour l'expérimentation sur le réseau HTA d'URM, un transformateur de 630 kVA a été mis en service dans un poste urbain alimentant un site industriel équipé de panneaux photovoltaïques. Il a effectué en moyenne 11 manœuvres de changement de prises par jour.

L'expérimentation a permis de démontrer l'efficacité et la fiabilité de la régulation de tension sur un site opérationnel. On notera toutefois que ce système ne pouvant traiter que les problèmes de tension du poste HTA/BT équipé, son déploiement sera étudié au cas par cas et particulièrement sur les postes où le taux de production est important et/ou intermittent, en calculant sa rentabilité par rapport à une solution de renforcement de réseau.

6.3.1. Principe de fonctionnement

6.3.1.1. Intérêt de la fonction avancée

L'absorption de puissance réactive par les installations de production permet de limiter les hausses de tension au point d'injection et ainsi de faciliter le raccordement des installations de production sur le réseau existant.

La régulation locale dynamique de tension est une nouvelle régulation permettant d'améliorer la loi d'absorption de puissance réactive actuellement mise en place sur les réseaux. La mise en œuvre de cette solution s'appuie sur les retours d'expérience de deux expérimentations :

- une sur un site éolien au niveau du poste source de Vendœuvre-sur-Barse dans la région Grand Est (en marge du démonstrateur Venteea) ;
- l'autre sur deux sites photovoltaïques raccordés sur un même départ HTA au niveau du poste source de Barjols dans le Var.

Cette nouvelle loi de régulation a fait l'objet, début 2016, d'une mise à jour de la documentation technique de référence d'Enedis²⁸ et est disponible de façon optionnelle pour les nouveaux producteurs se raccordant sur les réseaux HTA. Bien que l'étude s'appuie sur les principes de mise en œuvre décrits dans la documentation technique de référence, l'analyse technico-économique est menée du point de vue de la collectivité. Les coûts et bénéfices sont étudiés au périmètre de l'ensemble des acteurs du système électrique et l'étude ne présuppose aucun schéma régulateur, organisationnel ou contractuel pour leur répartition entre ces acteurs.

6.3.1.2. Description de la fonction avancée

6.3.1.2.1. Principes de la régulation dynamique de puissance réactive

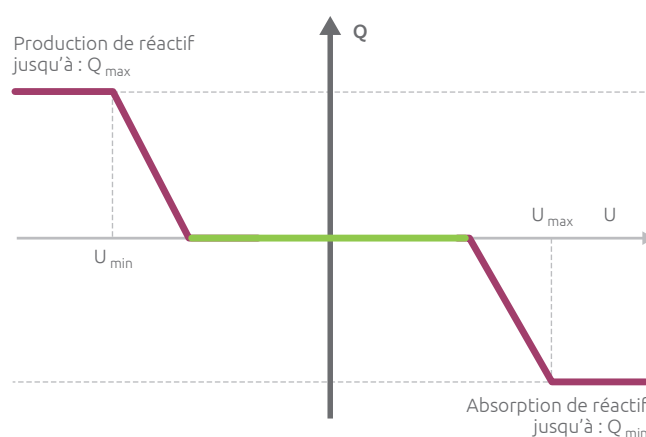
Jusqu'à présent, la capacité de réglage des sites de production était utilisée par une régulation de la puissance réactive dite à tangente φ fixe : le rapport entre l'énergie réactive injectée/soutirée (Q) et l'énergie active (P) injectée au niveau du point de raccordement de l'installation de production est constant (i.e. tangente $\varphi = Q/P = \text{constante}$). Dans ce cas, le niveau de puissance réactive absorbée par le site de production était indépendant du niveau de tension sur le réseau.

La loi de régulation fixée par Enedis est appelée " $Q = f(U)$ avec bande morte" :

- L'équation $Q = f(U)$ signifie que le niveau de puissance réactive absorbée ou injectée par l'installation dépend de la tension à ses bornes. **Elle introduit donc une corrélation entre la sollicitation en puissance réactive de l'installation et les variations de la tension pouvant apparaître sur le réseau.**
- La notion de bande morte indique que la loi est conçue pour limiter la contribution des sites aux seules périodes où la tension s'approche des limites contractuelles, ce qui permet de limiter les pertes par rapport à une régulation à tangente φ fixe.

Le principe de fonctionnement est présenté dans le schéma suivant.

Figure 23 : Principe de la régulation locale dynamique de puissance réactive : l'absorption et l'injection de puissance réactive dépendent de la tension au point de raccordement sur le réseau.



Ce mode de régulation ne concerne que les raccordements sur un départ HTA existant. Pour un raccordement de la production via un départ direct depuis le poste source (i.e. un départ dédié au site de production), le mode de régulation est toujours un rapport constant entre l'énergie réactive et l'énergie active²⁹ car les variations de tension dans le départ HTA seront uniquement liées à la production.

6.3.1.2.2. Augmentation optionnelle de la capacité d'absorption

La réglementation en vigueur (décret et arrêté du 23 avril 2008) impose des capacités constructives minimales en puissance réactive pour les sites raccordés sur le réseau HTA qui sont reflétées dans la documentation technique de référence :

- puissance réactive maximale en injection : $0,4 \times P_{\text{racc inj}} \leq Q_{\text{max}}$;
 - puissance réactive maximale en absorption : $Q_{\text{min}} \leq -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$;
- où $P_{\text{racc inj}}$ est la puissance de raccordement en injection, correspondant à la puissance de production maximale nette livrée au réseau public de distribution (production maximale moins consommation minimale du site).

Lors de la mise en place d'une loi de régulation locale dynamique de puissance réactive, le producteur peut également indiquer au moment de l'étude de raccordement les capacités constructives en puissance réactive de son installation qui peuvent aller au-delà des capacités minimales réglementaires.

Si tel est le cas, l'installation a alors la capacité d'absorber plus de puissance réactive en cas de contraintes de tension, ce qui peut être exploité par la loi de régulation en étendant la capacité d'absorption des installations jusqu'à $Q_{\text{min}} = -0,5 \times P_{\text{racc inj}}$ si le producteur le souhaite.

²⁸ Document technique de référence. "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" : http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-PRO-RES_05E.pdf.

²⁹ Régulation avec une tangente φ contractuelle fixe.

L'intérêt d'une absorption plus élevée est d'augmenter si nécessaire la capacité de l'installation à compenser les élévations de tension, et donc d'accroître la puissance de production pouvant être raccordée sur le départ existant sans créer de contraintes de tension.

Il est à noter que ce niveau de capacité d'absorption n'est pas envisagé pour une régulation à tangente φ fixe car l'impact sur les pertes serait trop important, à la fois pour le réseau et pour les producteurs, la consigne étant appliquée toute l'année.

La loi de régulation locale dynamique module la contribution en puissance réactive des installations de production en fonction des contraintes de tension pouvant apparaître sur le réseau, ce qui permet de limiter leur sollicitation en puissance réactive par rapport à la régulation avec tangente φ fixe.

De plus, la loi de régulation locale dynamique permet d'étendre la capacité d'absorption des installations jusqu'à $Q_{\min} = -0,5 \times P_{\text{racc inj}}$ si le producteur le souhaite et que les capacités constructives de son installation le permettent, ce qui augmente la capacité de l'installation à réguler les élévations de tension à son point de raccordement.

6.3.2. Hypothèses de mise en œuvre

Cette solution ne nécessite aucune instrumentation spécifique sur le réseau.

Chez les producteurs, des équipements complémentaires et un dimensionnement adapté de l'installation peuvent être requis pour augmenter la capacité d'absorption en puissance réactive ($Q_{\min}$) de leur installation. En effet, les capacités minimales réglementaires requièrent une capacité d'absorption de $-0,35 \times P_{\text{racc inj}}$ qui peuvent être étendues à $-0,5 \times P_{\text{racc inj}}$ afin d'augmenter la capacité de l'installation à réguler les élévations de tension à son point de raccordement.

La régulation dans les limites du seuil réglementaire n'est associée à aucun coût de mise en œuvre car il s'agit d'un standard des onduleurs du marché actuel et correspond à la situation de référence.

Le coût moyen des dispositifs techniques permettant l'atteinte d'une performance à $-0,5 \times P_{\text{racc inj}}$ (i.e. convertisseurs plus performants notamment) est estimé à 15 k€/MW raccordé. Ces coûts normatifs sont nécessaires pour comparer les gains de raccordement lorsqu'ils existent avec les coûts de mise en œuvre de la solution.

Le tableau suivant présente les hypothèses de coûts retenues pour l'instrumentation de la solution.

Tableau 9 : Hypothèses de coûts d'instrumentation de la régulation dynamique locale de puissance réactive.

Type de coûts	Coûts actualisés en €2017 (hors pose ³⁰)
CAPEX Production $Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$	Inclus dans la référence
OPEX annuel Production $Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$	Inclus dans la référence
CAPEX Production $Q_{\min} = -0,5 \times P_{\text{racc inj}}$	15 k€/MW
OPEX annuel Production $Q_{\min} = -0,5 \times P_{\text{racc inj}}$	2 %

La solution ne nécessite aucune instrumentation spécifique sur le réseau. Le coût moyen des dispositifs techniques permettant aux installations l'atteinte d'une performance à $-0,5 \times P_{\text{racc inj}}$ est estimé à 15 k€/MW raccordé.

6.3.3. Gisement considéré

6.3.3.1. Cas d'étude

Les installations de production raccordées en HTA impactent le réseau lors des périodes de production importante : l'étude se concentre donc sur les bénéfices apportés par l'augmentation de leur capacité d'absorption de puissance réactive (et non sur leur capacité d'injection).

L'étude prend comme situation de référence la solution à tangente φ fixe. Différentes solutions de régulation sont étudiées :

- la loi de régulation dynamique locale avec une valeur maximale d'absorption à $-0,35 \times P_{\text{racc inj}}$;
- la loi de régulation dynamique locale avec une valeur maximale d'absorption à $-0,5 \times P_{\text{racc inj}}$;
- pas de régulation locale : cette situation permettra d'illustrer l'apport d'une solution de régulation locale.

Concernant l'augmentation de la production BT sur les réseaux, on considère qu'elle sera raccordée sans régulation particulière conformément au cadre réglementaire actuel.

6.3.3.2. Installations concernées

La problématique de l'impact de nouveaux sites de production sur la tension se pose au moment du raccordement.

- Lorsque le site est raccordé en départ direct (départ dédié au site de production), un réglage par tangente φ fixe contractuelle est proposé au producteur³¹.

³⁰ Les coûts de pose sont bien intégrés dans les calculs économiques.

³¹ Sur un départ direct, les variations de tension sont uniquement dues au producteur et la régulation avec tangente φ fixe et la régulation dynamique sont quasiment équivalentes. Le coût d'équipement de l'installation n'est alors pas justifié dans ce cas.

- Lorsque le site est raccordé en départ existant, l'impact du raccordement sur la tension du départ est plus contraignant puisque des consommateurs sont également raccordés sur le départ.

Ainsi cette régulation locale dynamique de puissance réactive s'étudie dans le cas de raccordement de sites de production en départs existants. Si aucune loi de régulation ne permet d'éviter des contraintes de tension, le raccordement de l'installation nécessitera des travaux HTA, à savoir le renforcement du réseau existant ou la création d'un départ dédié.

Les installations de production susceptibles de se raccorder sur des départs existants en HTA sont les installations de taille moyenne, de capacité comprise entre 1 et 7,5 MW. Parmi ces dernières, les installations concernées par le réglage local dynamique de la tension sont notamment celles qui n'auraient pas pu être raccordées sur des départs existants avec la loi de régulation à tangente φ fixe et qui peuvent l'être avec l'augmentation de la capacité d'absorption en puissance réactive permise par la loi de régulation dynamique.

Dans la mesure où **le producteur décide de la mise en œuvre du levier** quand il est économiquement pertinent, il s'agit d'un **déploiement ciblé**.

La régulation locale dynamique de tension est pertinente pour le raccordement de sites de production en départs existants, ce qui concerne les installations de taille moyenne entre 1 et 7,5 MW.

La situation de référence est la régulation à tangente φ fixe, avec une valeur fixée à 0,35. Y sont comparées l'absence de régulation locale dynamique, et les lois de régulation locale dynamique à $-0,35$ et à $-0,5 \times P_{\text{racc.inj}}$.

6.3.3.3. Hypothèses à l'horizon 2030

Comme pour le réglage dynamique centralisé de la tension, les installations concernées par la régulation dynamique locale de la puissance réactive des producteurs HTA sont celles pouvant être raccordées sur un départ partagé grâce à la mise en œuvre du levier. Les installations concernées sont celles de taille moyenne. Les installations de puissance importante seront en effet systématiquement raccordées sur des départs directs car les contraintes qu'elles généreraient sur un départ partagé sont importantes et ne peuvent pas être résolues avec les fonctions étudiées. Le gisement des installations concernées représente environ 30 % de la production photovoltaïque et 8 % de la production éolienne raccordées d'ici 2030, soit 6,2 GW de capacités raccordées (section 2.3).

De la même façon, les études sont réalisées en simulant le raccordement de producteurs des différents segments de puissance³² pouvant être raccordés.

Les installations de production concernées par la régulation dynamique locale de la puissance réactive des producteurs HTA sont celles de taille moyenne, qui correspondent à environ 30 % de la production photovoltaïque et 8 % de la production éolienne à raccorder d'ici 2030 compte tenu des hypothèses retenues pour le raccordement par niveau de puissance. Le gisement correspond à 6,2 GW de nouvelles capacités raccordées d'ici 2030.

6.3.4. Évaluation technico-économique

Les analyses présentées ci-après ont été réalisées sur la base d'hypothèses normatives afin d'évaluer la pertinence technico-économique de ce levier à la maille nationale à l'horizon 2030. Ces éléments ne peuvent pas se substituer aux analyses technico-économiques qui seront menées dans les études de raccordement des producteurs.

6.3.4.1. Étude technique

L'objectif de cette section est de mettre en évidence l'intérêt technique de la régulation locale dynamique de la tension pour résoudre des contraintes qui seraient générées par l'insertion de production HTA.

Les simulations sont faites uniquement pour l'année 2030, en intégrant toute la production devant être raccordée à cet horizon.

L'analyse technique se décompose en trois étapes :

- détermination du pourcentage de départs qui pourraient être en contrainte en 2030 avec l'arrivée d'un producteur HTA et détermination de l'impact de la régulation locale dynamique de puissance réactive sur le nombre de départs en contrainte ;
- calcul des durées annuelles de sollicitation en puissance réactive des différentes régulations ;
- évaluation de l'impact de la mise en place de la régulation locale dynamique sur les pertes HTA.

6.3.4.1.1. Résolution des contraintes de tension permise par la régulation locale de puissance réactive

1 200 postes sources sont susceptibles d'accueillir de nouveaux producteurs HTA d'ici 2030, ce qui représente environ 14 000 départs. Des simulations sont réalisées pour ces 14 000 départs afin d'évaluer si le raccordement d'un niveau de production HTA et BT sur chaque départ fait apparaître des contraintes.

Trois situations de raccordement sont étudiées pour chaque départ de l'échantillon :

- le raccordement d'un producteur HTA de 2,5 MW, représentant le segment photovoltaïque de puissance 1 à 5 MW, et de la production BT estimée sur ce départ en 2030 ;

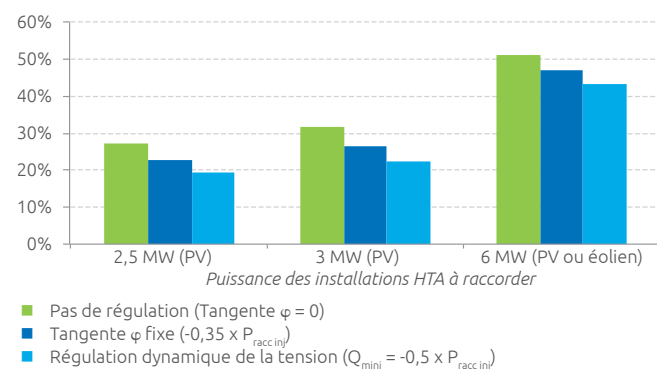
³² Comme pour le réglage centralisé dynamique de la tension, le raccordement des installations est simulé à partir de la taille unitaire moyenne constatée pour les différents niveaux de puissance de raccordements : 2,5 MW pour les producteurs photovoltaïques de puissance comprise entre 1 et 5 MW ; 3 MW pour les producteurs éoliens de puissance comprise entre 1 et 5 MW ; 6 MW pour les producteurs de puissance comprise entre 5 et 7,5 MW.

- le raccordement d'un producteur HTA de 3 MW, représentant le segment éolien de puissance 1 à 5 MW, et de la production BT estimée sur ce départ en 2030 ;
- le raccordement d'un producteur HTA de 6 MW, représentant le segment photovoltaïque et éolien de puissance 5 à 7,5 MW, et de la production BT estimée sur ce départ en 2030.

La figure ci-après présente pour chaque situation, précisée en abscisse, le pourcentage de départs en contrainte, et l'impact de la régulation de puissance réactive. Les départs en contrainte avec et sans régulation de puissance réactive sont déterminés pour la configuration de consommation et production du réseau utilisée dans les études de raccordement³³. À ce stade, les éléments ne donnent pas d'indication sur le pourcentage de départs en contrainte en France en 2030 puisque l'analyse est faite en supposant toutes les possibilités de raccordement de producteurs HTA pour chaque départ.

Quand des contraintes apparaissent sur un départ, cela signifie que ce départ ne pourra pas accueillir, sans travaux en HTA, à la fois la production BT estimée à l'horizon 2030 et un producteur HTA du niveau de puissance considérée, précisé en abscisse.

Figure 24 : Pourcentage des départs existants susceptibles d'être en contrainte avec l'arrivée des productions HTA et BT prévues en 2030. Pour chaque segment de production HTA à raccorder (2,5 MW ; 3 MW ; 6 MW), le pourcentage de départs en contrainte est estimé par rapport à tous les départs existants susceptibles d'accueillir de nouveaux producteurs HTA.



On constate que quelle que soit la régulation de puissance réactive mise en place, celle-ci diminue le nombre de départs potentiellement en contrainte avec l'insertion de production BT et l'arrivée d'un producteur HTA.

La capacité d'absorption de puissance réactive est le facteur différenciant sur le nombre de départs HTA en contrainte : ainsi les impacts sur le nombre de départs en contraintes et sur la capacité d'accueil des départs existants sont identiques pour une régulation à tangente φ fixe et une loi de régulation locale dynamique ayant toutes deux une capacité d'absorption identique.

On constate également qu'**augmenter la capacité d'absorption de l'installation permet d'aller plus loin et de limiter un plus grand nombre de contraintes liées à l'élévation de tension et donc de diminuer le nombre de départs en contrainte**. Un tel niveau d'absorption de puissance réactive n'est pas envisagé pour une régulation à tangente φ fixe car l'impact sur les pertes serait trop important.

Afin d'estimer le nombre de départs en contrainte pour lesquels la loi de régulation locale dynamique a un intérêt technique en France en 2030, les résultats précédents doivent ensuite être combinés avec les hypothèses de croissance des productions solaires et éoliennes terrestres.

La loi de régulation locale dynamique avec $Q_{\text{min}} = -0,5 \times P_{\text{racc inj}}$ diminue de 12 % le nombre de départs en contraintes de tension par rapport à la loi de régulation à tangente φ fixe. L'impact relatif de la régulation dynamique est plus important dans le cas des petites productions, le nombre de départs en contrainte étant plus faible pour les petites installations dans la situation de référence.

L'étude de raccordement d'une installation HTA sur le réseau de distribution évalue pour des configurations données³⁴ si le raccordement d'un producteur avec une loi de régulation jusqu'à $-0,35 \times P_{\text{racc inj}}$ crée des contraintes de tension sur le départ. Le raccordement est réalisé sur un départ existant s'il ne génère pas de contraintes sur le départ. Sinon, des travaux sont nécessaires (renforcement ou création d'un départ direct depuis le poste source).

Tableau 10 : Impacts de la régulation locale de puissance réactive sur les départs existants où le raccordement d'un producteur HTA serait à l'origine de contraintes dans la situation de référence.

Segment de puissance	Photovoltaïque				Éolien terrestre			
	Puissance à raccorder (GW)	Départs avec contrainte à tangente φ fixe ($Q_{\text{min}} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$)		Contraintes évitées avec $Q = f(U)$ ($Q_{\text{min}} = -0,5 \times P_{\text{racc inj}}$)	Puissance à raccorder (GW)	Départs avec contrainte à tangente φ fixe ($Q_{\text{min}} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$)		Contraintes évitées avec $Q = f(U)$ ($Q_{\text{min}} = -0,5 \times P_{\text{racc inj}}$)
		Nb	P (GW)			Nb	P (GW)	
1 à 5 MW	3	269	0,7	15 %	0,6	44	0,1	13 %
5 à 7,5 MW	2,2	167	1	7 %	0,7	47	0,3	7 %

³³ Les configurations utilisées dans les études de référence sont présentées dans la documentation technique de référence Enedis_PRO_RES_05E (cf. note de bas de page N°28).

³⁴ Conformément à la documentation technique de référence Enedis_PRO_RES_05E (cf. note de bas de page N°28).

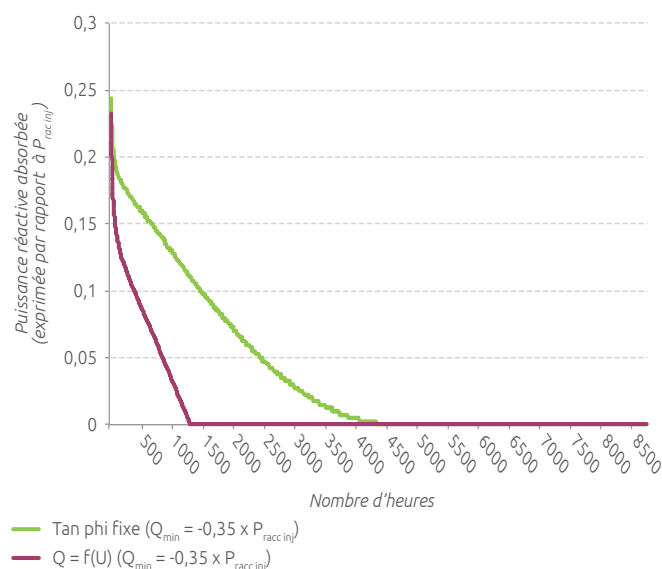
Avec l'augmentation de la capacité d'absorption en puissance réactive jusqu'à $-0,5 \times P_{\text{racc.inj}}$, les résultats du tableau 10 montrent que des contraintes de tension sur un départ existant peuvent être évitées pour des capacités de production plus importantes. La capacité pouvant être raccordée sur les départs existants est de ce fait plus élevée.

6.3.4.1.2. Impacts de la nouvelle loi de régulation sur la sollicitation des producteurs

Par ailleurs, une moindre sollicitation en absorption de puissance réactive permet de limiter le vieillissement des machines de production. Les deux figures suivantes illustrent la limitation de la sollicitation des installations de production en absorption de puissance réactive sur un cas réel pour une durée de sollicitation d'un an.

Dans le premier cas, le raccordement sur un départ existant est déjà possible sans travaux avec la loi de régulation tangente φ fixe. L'utilisation de la loi de régulation locale dynamique permet de diminuer le volume d'énergie réactive absorbée par le producteur d'environ 70 %, toujours sans nécessiter de travaux sur le réseau.

Figure 25 : Sollicitation en puissance réactive d'un producteur photovoltaïque raccordé sur un départ existant, en fonction de la loi de régulation.

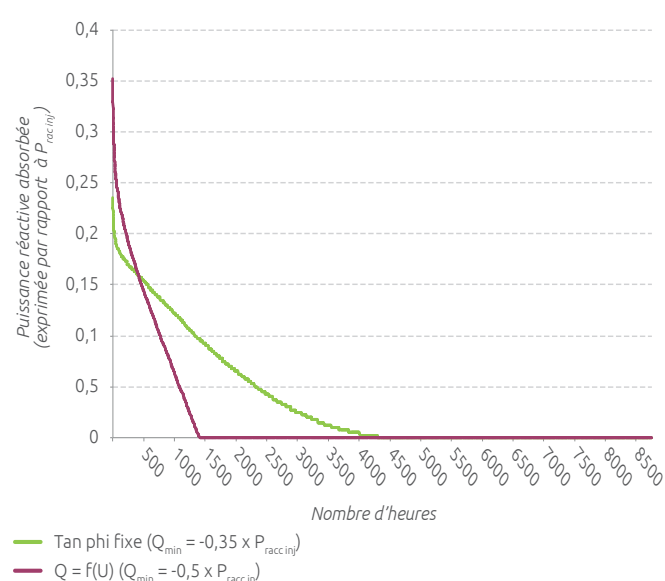


Sur cet exemple, on constate que la sollicitation est toujours inférieure à $Q_{\min}$.

La figure suivante présente un cas où le raccordement sur le départ existant nécessite des travaux avec la loi de régulation à tangente φ fixe. Avec la loi de réglage dynamique allant jusqu'à $Q_{\min}$ à $-0,5 \times P_{\text{racc.inj}}$, les travaux sont évités et l'énergie réactive annuelle absorbée par le producteur est réduite de 55 % par rapport à la régulation avec tangente φ fixe. On constate égale-

ment que la puissance réactive instantanée est plus importante avec le réglage local dynamique : cela correspond aux moments où des contraintes apparaissent avec tangente φ fixe sont évitées, ce qui permet le raccordement du producteur sur le départ sans travaux de renforcement ou la création d'un départ direct.

Figure 26 : Sollicitation en puissance réactive d'un producteur photovoltaïque en fonction de la loi de régulation



Les deux exemples montrent que la loi de régulation locale dynamique permet à la fois de limiter la sollicitation en puissance réactive des installations et d'éviter des travaux au moment du raccordement, ce qui limite les coûts d'insertion de la production renouvelable.

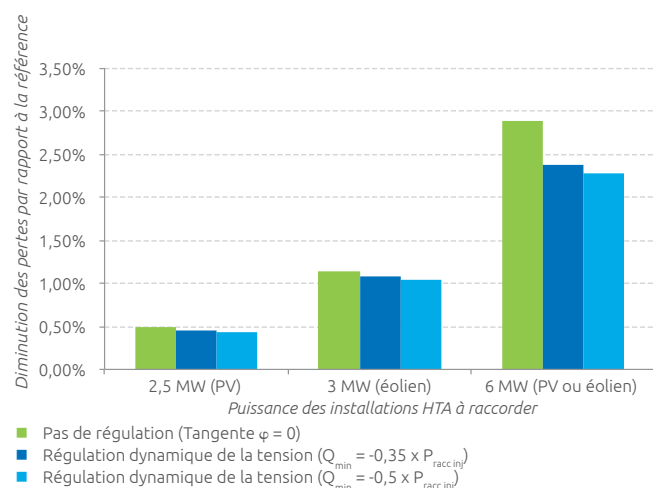
6.3.4.1.3. Impact de la régulation locale sur les pertes réseaux

Par ailleurs, la régulation en puissance réactive a un impact sur les pertes sur les réseaux pour toute la durée de vie de l'installation.

La variation des pertes sur le réseau HTA après le raccordement du producteur sur un départ existant est calculée pour les différentes lois de régulation à partir des courbes de production et consommation à un pas de temps de 10 minutes. Cette analyse se base sur un échantillon correspondant à 10 % des départs étudiés précédemment. L'impact est évalué pour tous les départs de l'échantillon en simulant alternativement le raccordement d'un producteur HTA pour chacun des niveaux de puissance raccordée.

La figure 27 présente la variation du niveau de pertes sur le réseau HTA sur une année par rapport à la solution de référence à tangente φ fixe ($Q_{\min}$ à $-0,35 \times P_{\text{racc.inj}}$). Une diminution des pertes par rapport à cette situation de référence correspond à un gain du point de vue du système électrique et est donc présentée avec un signe positif.

Figure 27 : Variations des pertes par rapport à la situation de référence (régulation à tangente φ fixe).



On constate que :

- Les pertes réseaux sont inférieures avec les lois de régulation locale dynamique, quel que soit le niveau d'absorption fixé, à celles avec une régulation à tangente φ fixe à -0,35 de la situation de référence ;
- Le cas sans régulation constitue le niveau minimal de pertes sur un départ. Les lois de régulation dynamiques permettent de se rapprocher du niveau minimal de pertes ;
- La diminution des pertes entre une solution de régulation locale dynamique à -0,5 et une à -0,35 n'est pas significative.

Une augmentation du niveau d'absorption du réactif combinée à une régulation locale dynamique de la tension permet d'insérer davantage de production renouvelable sur les réseaux tout en maîtrisant le niveau de pertes techniques.

La participation des producteurs à la régulation de tension permet déjà, avec la régulation à tangente φ fixe, d'augmenter le nombre d'installations HTA pouvant être raccordées sur des départs existants sans travaux.

Augmenter la capacité d'absorption en puissance réactive permet d'augmenter encore davantage le nombre d'installations pouvant être raccordées à moindres coûts sur des départs existants sans créer de contraintes de tension.

La loi de régulation locale dynamique diminue fortement la sollicitation en absorption de puissance réactive des installations, ce qui limite le vieillissement des installations.

Les pertes réseaux avec les lois de régulation locales dynamiques sont inférieures, quel que soit le niveau d'absorption fixé, à celles avec la régulation à tangente φ fixe. Les lois de régulation locale dynamique permettent de se rapprocher du niveau minimal de pertes.

6.3.4.2. Étude technico-économique

Quand l'intérêt technique est avéré, l'intérêt économique de la régulation dynamique locale de la tension est évalué en comparant les coûts et les bénéfices. Cette section présente les éléments d'analyse à considérer pour déterminer la pertinence économique de cette solution.

Les travaux évités dépendent des spécificités locales et l'évaluation d'un gisement à la maille nationale ne permet pas cette finesse d'analyse. Les résultats sont donc déterminés à partir d'hypothèses normatives qui ne peuvent pas se substituer aux études de raccordement devant être réalisées au cas par cas.

6.3.4.2.1. Bénéfices par rapport à la situation de référence

Comme précisé précédemment, les bénéfices pour la collectivité sont estimés par rapport à la régulation de puissance réactive à tangente φ fixe à -0,35. Les bénéfices attendus pour la collectivité sont de deux ordres :

- des renforcements et/ou créations d'ouvrages évités pour le raccordement de la production renouvelable ;
- une maîtrise des pertes sur les réseaux publics de distribution.

La diminution des coûts de renforcement et / ou de création d'ouvrages correspond au cas où la mise en œuvre d'une solution de réglage local dynamique permet de diminuer suffisamment les contraintes de tension sur un départ existant et ainsi d'y insérer la production renouvelable alors qu'un départ direct ou des travaux de renforcements du départ HTA auraient été nécessaires avec la régulation à tangente φ fixe. Pour les besoins de l'étude, les coûts sont évalués de façon normative à partir des longueurs moyennes constatées pour l'insertion de production HTA en départ direct et en considérant le coût moyen d'un km de travaux.

L'augmentation des pertes pour un raccordement en départ direct par rapport au raccordement sur un réseau existant est également prise en compte.

Notons qu'à la fin de la durée de vie de l'installation de production, considérée de 20 ans pour l'étude, les investissements réseaux ont toujours une valeur du point de vue de la collectivité, correspondant à la valeur d'usage à la fin de la durée de vie de l'installation de production. En effet, le départ direct peut être utilisé jusqu'à la fin de sa durée de vie. Cette valeur est prise en compte dans le calcul économique.

6.3.4.2.2. Coûts de déploiement

Les coûts d'insertion de la production avec le réglage local dynamique de la tension correspondent :

- aux coûts des dispositifs techniques permettant l'atteinte d'une performance à $-0,5 \times P_{\text{racc inj}}$ précisés dans la section 6.3.2. ;
- aux coûts des travaux de raccordement du producteur en départ existant. Ces coûts sont évalués à partir des longueurs moyennes constatées avec l'insertion de production HTA en départ existant et en considérant le coût moyen d'un km de travaux.

Enfin, l'analyse tient compte de la variation des coûts de protection des installations selon qu'elles soient raccordées sur de nouveaux départs (solution de référence) ou sur des réseaux existants (réglage local dynamique de la tension).

L'intérêt économique de la régulation locale dynamique de la tension est évalué en comparant :

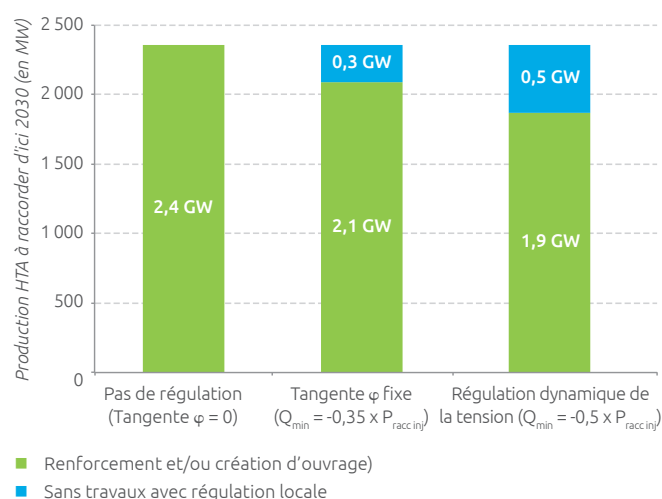
- les bénéfices attendus pour la collectivité : les économies en travaux HTA et la maîtrise des pertes sur les réseaux publics de distribution ;
- les coûts d'insertion de la production avec le réglage local de la tension correspondent aux coûts des dispositifs techniques permettant l'atteinte d'une performance à $-0,5 \times P_{\text{racc inj}}$ et la variation des coûts de protection.

6.3.5. Résultats

6.3.5.1. Optimisation de la capacité d'accueil des réseaux existants

Le graphique suivant présente l'application de la méthode technique au contexte de croissance des énergies renouvelables du scénario Nouveau Mix. Les résultats sont présentés au périmètre des installations de taille moyenne qui seront raccordées d'ici 2030 et qui sont éligibles au déploiement de la fonction.

Figure 28 : Evolution des travaux nécessaires pour l'insertion de la production HTA de taille moyenne avec la régulation locale dynamique de puissance réactive.



On constate que sans aucune régulation près de 2,4 GW d'installations de taille moyenne en France devraient être raccordés en départ direct ou nécessiter des travaux de renforcement HTA. Ce chiffre est à rapprocher des 6,1 GW d'installations de taille moyenne estimés dans le scénario Nouveau Mix, ce qui correspond à 3,8 GW pouvant être raccordés en départs existants sans loi de régulation.

La participation des productions au réglage local de la tension permet l'insertion de 0,3 à 0,5 GW de production en plus en départs existants, soit une augmentation comprise entre 7 et 12 % par rapport à une situation sans régulation de puissance réactive. L'augmentation de la capacité d'absorption dans ces conditions montrent que la loi de régulation locale dynamique avec $Q_{\min} = -0,5 \times P_{\text{racc inj}}$ permet d'optimiser la puissance renouvelable qui peut être raccordée au réseau HTA sans travaux de renforcements.

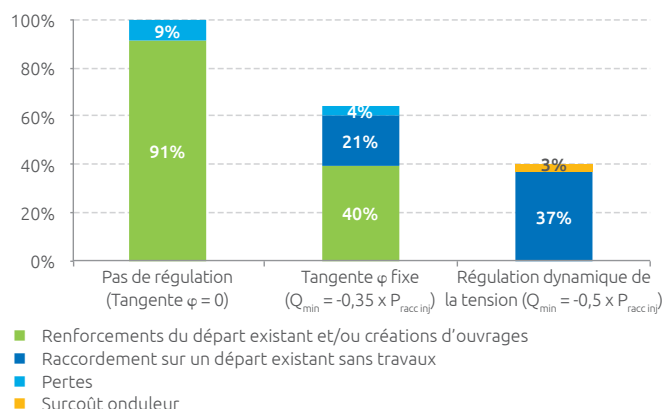
Enfin, des travaux de renforcement ou de création de départs directs seront nécessaires pour environ 1,9 GW de la production HTA de taille moyenne se raccordant d'ici 2030.

6.3.5.2. Optimisation des coûts d'insertion des productions renouvelables HTA

6.3.5.2.1. Bénéfices pour les installations concernées par la régulation de la tension

Le graphique suivant présente la variation des coûts d'insertion pour les départs où la régulation de puissance réactive permet d'éviter des travaux HTA, ce qui correspond aux 0,5 GW de productions HTA identifiés précédemment.

Figure 29 : Coûts d'insertion des productions HTA de taille moyenne pour les installations concernées par la régulation de la tension.



La situation de référence avec tangente φ fixe permet de réduire les coûts d'insertion d'1/3 par rapport à une situation sans régulation locale. Pour les producteurs pouvant participer à la régulation de puissance réactive jusqu'à $Q_{\min} = -0,5 \times P_{\text{racc inj}}$, les coûts d'insertion des productions HTA sont encore réduits d'1/3 environ par rapport à la situation de référence (et de 60 % par rapport à une situation sans régulation locale).

L'augmentation des pertes liées à la création d'un départ direct a été prise en compte dans l'étude économique, ce qui explique que les pertes soient plus importantes quand davantage de producteurs sont raccordés sur des départs directs. Ces pertes sont différentes de celles présentées en section 6.3.4.1.3. qui correspondaient à la variation des pertes sur le départ existant en fonction de la loi de régulation de puissance réactive. Pour

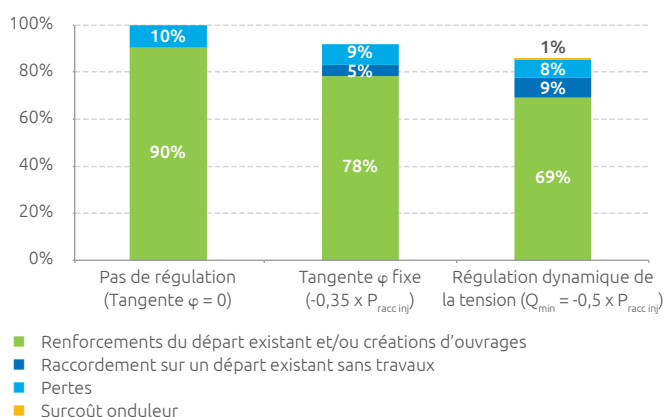
rappel, les pertes sur le départ existant où est raccordé le producteur diminuent avec la réduction des sollicitations en puissance réactive. Cet impact est également pris en compte dans l'analyse mais n'est pas visible car très faible.

La réduction de coût permise par la fonction ramenée aux producteurs pour lesquels l'extension de la capacité d'absorption de puissance réactive jusqu'à $Q_{\min} = -0,5 \times P_{\text{racc inj}}$ correspond à un gain net de 100 k€/MW par producteurs concernés.

6.3.5.2.2. Bénéfices pour l'ensemble des départs en contrainte sans régulation locale

Le graphique suivant présente enfin l'évolution des coûts d'insertion des installations HTA de taille moyenne nécessitant des travaux sans régulation de puissance réactive, à savoir les 2,3 GW mis en évidence dans la section précédente.

Figure 30 : Coûts d'insertion des installations HTA de taille moyenne nécessitant des travaux sans régulation de puissance réactive.



La loi de régulation locale dynamique, avec une capacité d'absorption de puissance réactive pouvant aller jusqu'à $-0,5 \times P_{\text{racc inj}}$, permet de réduire davantage les coûts d'insertion des productions renouvelables tout en maîtrisant l'impact sur les pertes.

Les 1,9 GW de la production HTA de taille moyenne se raccordant d'ici 2030 et nécessitant des travaux, quelle que soit la loi de régulation de la tension, représente 69 % des coûts d'insertion (auxquels s'ajoutent 8 % relatifs au coût des pertes).

L'étude estime un niveau de déploiement pour 220 MW de production HTA, qui correspond à un gain net de 22 M€ d'ici 2030 au niveau national, auquel s'ajoute 1,5 M€ de bénéfices sur les pertes en remplaçant la régulation par tangente φ fixe par une loi dynamique ($Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$) pour une assiette plus large de productions HTA (pas uniquement les 220 MW adoptant $Q_{\min} = -0,5 \times P_{\text{racc inj}}$).

Compte tenu de l'impact positif de la régulation locale dynamique de puissance réactive sur les coûts de raccordement, sa mise en œuvre peut également induire une augmentation du volume d'installations de taille moyenne par rapport aux hypo-

thèses retenues à partir des historiques récents de raccordement (section 2.3). Cela aurait alors pour effet d'augmenter le volume de productions pour lesquelles la solution est économiquement pertinente et d'accroître les bénéfices.

Pour les producteurs pouvant adopter la régulation locale dynamique de tension avec $Q_{\min} = -0,5 \times P_{\text{racc inj}}$, les coûts d'insertion sont réduits en moyenne d'un tiers par rapport à la référence ($Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$), ce qui correspond à un gain net de 100 k€/MW pour les producteurs concernés.

L'étude prévoit un niveau de déploiement pour 220 MW de production HTA, ce qui correspond à un gain net de 22 M€ d'ici 2030 au niveau national, auquel s'ajoute 1,5 M€ de bénéfices sur les pertes en remplaçant la régulation par tangente φ fixe par une loi dynamique ($Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$).

6.3.6. Analyse environnementale

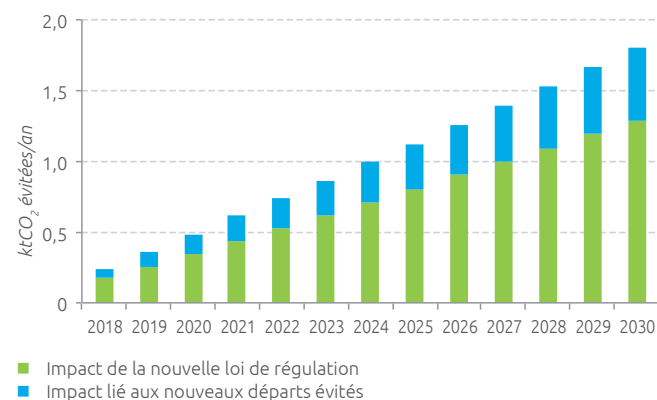
La régulation locale de la puissance réactive permet de limiter les pertes sur le système électrique :

- une moindre sollicitation des producteurs en absorption de puissance réactive réduit le niveau des pertes par rapport à la solution de référence ; et
- les pertes liées au raccordement d'un producteur sur un nouveau départ sont évitées. La diminution des pertes entre la situation où le producteur serait raccordé en départ existant ou sur un nouveau départ correspond à un pourcentage de l'énergie injectée.

L'impact environnemental du déploiement de la fonction est déterminé à partir du contenu CO_2 marginal du parc de production comme pour la gestion prévisionnelle.

Le bénéfice net environnemental de la fonction est positif comme le montre la figure ci-après. Le bénéfice en termes d'émissions de CO_2 évitées varie d'environ 0,1 à 2 ktCO_2/an évitées d'ici 2030 ce qui correspond à 13 ktCO_2 évitées d'ici 2030.

Figure 31 : Émissions annuelles de CO_2 évitées avec la régulation locale de puissance réactive chez les producteurs HTA.



6.3.7. Synthèse du levier

La régulation locale dynamique de tension permet pour les producteurs raccordés sur un départ existant d'aller plus loin que la régulation 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.

La loi de régulation dynamique de la tension est plus efficace en termes de capacité d'accueil des réseaux que la loi à tangente φ fixe et permet ainsi de réduire les coûts d'insertion des productions HTA en exploitant les capacités du réseau existant. 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.**

Par ailleurs, on rappelle que les potentiels de déploiement ont été étudiés de manière indépendante entre les différentes fonctions avancées permettant de résoudre les contraintes de tension. Dans certaines situations spécifiques, ces fonctions pourront éventuellement être complémentaires ou en concurrence. À cet effet et compte tenu des spécificités locales, il est prévu que le déploiement de chaque fonction avancée soit étudié au cas par cas en tenant compte notamment des déploiements déjà entrepris sur la zone.

Au niveau national, l'étude estime un gain net de 22 M€ d'ici 2030, ce qui correspond au raccordement de 220 MW de production additionnels en départ existant. À ces bénéfices, **s'ajoute également un gain d'1,5 M€ sur les pertes**, lié à la mise en place de la régulation dynamique avec $Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$ à la place de tangente φ fixe.

Compte tenu de l'impact positif de la régulation locale dynamique de puissance réactive sur les coûts de raccordement, sa mise en œuvre peut également induire une augmentation du volume d'installations de taille moyenne par rapport aux hypothèses fondées sur les historiques récents de raccordement (cf. section 2.3).

7

Commandabilité
et actions : services
de flexibilité

7.1

Cadre d'analyse

7.1.1. Typologie des services de flexibilités

Les flexibilités étudiées dans cette section correspondent à des potentiels de baisse ou de hausse du niveau d'injection ou de soutirage d'énergie active. Elles pourraient faciliter la gestion du réseau public de distribution pour deux types de contrainte :

- les contraintes d'injection : situation où l'injection est trop élevée ;
- les contraintes de soutirage : situation où la consommation est trop élevée.

Cette section définit et évalue les opportunités d'utilisation des flexibilités pour la gestion du réseau public de distribution dans ces deux situations. Cela correspond aux caractéristiques que doivent présenter des flexibilités pour que leur utilisation puisse compléter ou se substituer aux solutions traditionnellement employées dans la gestion du réseau. Cette démarche correspond à la recherche du meilleur moyen de gérer une situation contrainte, sans a priori sur la nature exacte du moyen de flexibilité mis en œuvre. En particulier, elle vise à caractériser les flexibilités qui pourraient rendre des services à la gestion du réseau public de distribution, notamment en termes de prévisibilité, de durée, de localisation ou de profondeur du besoin. Ces éléments sont essentiels pour parvenir ensuite à sélectionner les offres de flexibilité adaptées et à les activer au moment et à l'endroit où elles pourraient être utiles. Une telle caractérisation permet également d'identifier quelle aurait été la solution de référence sans recours à des flexibilités. **Le coût de la solution de référence et ses effets sur le réseau public de distribution permettent de déterminer la valeur potentielle des flexibilités pour la collectivité qui correspond au surplus collectif que leur utilisation peut dégager. Cette valeur est également le coût de mise en œuvre maximal (incluant les coûts pour l'ensemble des acteurs) en dessous duquel leur utilisation dans la gestion du réseau public de distribution est pertinente pour la collectivité.**

En contrainte d'injection, il est possible de soulager les contraintes à travers une stimulation de la consommation ou un écrêtement de la production. Ce sont des solutions qui ont été (ou sont encore) testées dans les démonstrateurs Nice Grid et Smart Grid Vendée. Dans ce rapport, l'écrêtement de production HTA a été privilégié du fait de son niveau de maturité plus avancé. La possibilité d'écrêter de la production HTA correspond ainsi à la mise en œuvre de flexibilités dans le cas de contraintes d'injection afin de limiter les investissements réseau dus à une insertion massive de production HTA et BT.

En soutirage, l'importance de la caractérisation du besoin réside dans le caractère local du réseau public de distribution et des contraintes qui peuvent y être rencontrées. Ainsi, même si une opportunité de valorisation des flexibilités est identifiée sur le réseau public de distribution, cette valeur ne peut être captée que si la flexibilité adéquate est également présente sur la zone. Par ailleurs, pour les flexibilités de soutirage, l'accent est mis sur les services que peuvent fournir les flexibilités pour la gestion du

réseau public de distribution pour la résolution de problématiques liées à l'intensité en HTA ou au niveau poste source, sans préjuger du niveau de tension auquel ces flexibilités seraient raccordées (HTA ou BT). Ce choix repose sur une logique de maturité des solutions et se fonde donc sur la meilleure visibilité et prévisibilité de la charge des postes sources et des réseaux HTA (plus d'observabilité, de foisonnement) par rapport aux réseaux BT et aux postes HTA/BT. La plus grande taille des mailles poste source et réseau HTA permet en outre d'augmenter la probabilité de présence de flexibilités qui pourraient répondre aux besoins exprimés. Enfin, la résolution de contraintes de tension à l'aide de flexibilités apparaît moins mature que celles d'intensité au vu de l'importance qu'à la localisation des flexibilités sur leur impact en tension et de l'instrumentation supplémentaire nécessaire pour avoir de la visibilité en temps réel sur le plan de tension.

7.1.2. Cas d'usage liés à l'utilisation de flexibilités

7.1.2.1. Écrêtement de production

L'insertion des productions renouvelables HTA et BT peut générer des contraintes de tension ou d'intensité sur les réseaux publics de distribution. L'écrêtement de production HTA consiste à limiter le niveau d'injection de productions HTA en périodes de contraintes alors que des travaux plus coûteux auraient été nécessaires sinon.

7.1.2.2. Flexibilités pour résoudre des contraintes de soutirage

Les cas d'usage liés à l'utilisation de flexibilités de soutirage peuvent être répartis en deux catégories :

- les flexibilités sont utilisées en temps réel dans la stratégie de conduite et d'exploitation du réseau public de distribution ;
- l'utilisation de flexibilité est anticipée dans les stratégies de planification du réseau de manière à reporter des investissements.

Lorsqu'il n'est pas économiquement justifié d'investir sur la zone (ou lorsque l'investissement n'est pas réalisable dans les temps, par exemple en cas de croissance non prévue de la charge), la flexibilité pourrait être utilisée dans le cadre de la conduite et de l'exploitation du réseau public de distribution pour diminuer les coûts d'exploitation et/ou les coûts de non-qualité. Trois cas d'usage se rapportent à cette catégorie et sont approfondis dans la section 7.3, il s'agit de l'usage de la flexibilité en schéma normal, en schéma dégradé incident et en schéma dégradé travaux.

La prise en compte de la possibilité de solliciter des flexibilités au stade de la conduite et de l'exploitation conduirait au report de certains investissements. En effet, intégrer dans les calculs de planification les caractéristiques des flexibilités présentes sur la zone (réactivité, volume, puissance, coût...) et la capacité du gestionnaire de réseau de distribution à y faire appel (cadre réglementaire, outils de prévision et d'activation...) modifierait le volume de non-qualité résiduelle ce qui, dans certains cas, se traduira par l'apparition d'un meilleur optimum coût-qualité en repoussant l'investissement de quelques années. Ce cas d'usage est détaillé dans la section 7.4 dans le cadre du report d'un investissement au niveau poste source. À noter que même si le report d'investissement est un des premiers

cas d'usage à avoir été identifié pour l'utilisation de flexibilité, il nécessite la capacité d'activer des flexibilités en temps réel ce qui correspond à l'utilisation de flexibilités en conduite et en exploitation. Par conséquent, le report d'investissement n'est a priori pas le premier cas d'usage accessible d'un point de vue technique.

Dans les sections suivantes, les spécificités de ces cas d'usage sont analysées afin d'identifier les caractéristiques que devraient posséder des services de flexibilité pour pouvoir servir d'alternatives ou de compléments aux solutions usuelles. Des éléments méthodologiques liés à l'évaluation de la valeur ajoutée que pourraient produire les flexibilités seront également fournis.

Les solutions techniques permettant de fournir les flexibilités ne sont par contre pas abordées, la vision proposée est une vision des opportunités d'utilisation côté réseau public de distribution et de la valeur qui pourrait y être associée. Cela a notamment pour effet de ne pas préjuger de la nature de la flexibilité répondant à la contrainte : une contrainte de soutirage peut tout aussi bien être traitée par une flexibilité à la baisse en soutirage que par une flexibilité à la hausse en injection, qu'elle soit raccordée en HTA ou en BT.

Pour des contraintes d'injection, la solution ayant le niveau de maturité le plus avancé compte tenu des retours des démonstrateurs est l'écêtement de production HTA. L'écêtement de production HTA consiste à limiter le niveau d'injection de productions HTA en périodes de contraintes alors que des travaux plus coûteux auraient été nécessaires sinon. D'autres solutions du type "déplacement de la consommation" sont également envisageables à plus long terme.

L'utilisation des flexibilités pour des contraintes de soutirage peut se faire en conduite et en exploitation. L'anticipation de ces activations au stade de la planification pourrait permettre de reporter des investissements.

Avoir adopté une vision focalisée sur les opportunités d'utilisation implique qu'aucun présupposé n'est fait sur la nature des flexibilités qui pourront y répondre, laissant totalement ouvertes toutes les possibilités de solutions envisageables et sollicitables (une diminution du soutirage est ainsi considérée de manière équivalente à une hausse de l'injection).

7.2

Écêtement de production HTA

Cette fonction permet de traiter les contraintes de tension en réduisant le besoin de renforcements ou de création d'ouvrage, et est complémentaire à la régulation locale dynamique de puissance réactive chez les producteurs et à la régulation centralisée de tension.

Le choix de la fonction avancée adaptée à chaque situation relève des spécificités locales et des études au cas par cas seront réalisées au fur et à mesure du développement des énergies renouvelables sur les réseaux publics de distribution.

On rappelle que dans les études de ce rapport, les potentiels de déploiement ont été évalués de manière indépendante.

7.2.1. Principe de fonctionnement

L'écêtement de production HTA consiste à limiter le niveau d'injection de productions HTA en périodes de contraintes de tension ou d'intensité alors que des travaux plus coûteux auraient été nécessaires pour les éviter sinon. Cette solution est envisagée pour limiter les investissements réseau dus à une insertion massive de production HTA et BT.

L'étude qui suit ne présuppose aucun schéma régulateur, organisationnel ou contractuel permettant d'écêter de la production HTA pour répondre à un besoin de gestion de contrainte du réseau public de distribution. La régulation devra cependant envisager différemment les situations où le producteur fait le choix d'une solution de raccordement moins onéreuse et assume les conséquences d'éventuelles limitations, aux situations pour lesquelles le gestionnaire de réseau recourt à un service auprès de producteurs existants.

L'écêtement de production HTA est utile quand des contraintes liées aux productions HTA et BT apparaissent en schéma normal d'exploitation, c'est-à-dire en dehors des périodes d'incidents ou de travaux. Limiter la production HTA sur ces périodes permet d'éviter les contraintes sur les réseaux et ainsi d'éviter ou de reporter des travaux.

La limitation de production HTA peut être nécessaire quelques heures dans l'année, lorsque les contraintes apparaissent. L'injection de la production HTA est alors limitée en-dessous d'un niveau de production limite "Plim" qui dépend de la situation du réseau (consommation / production) à cet instant. La puissance HTA au-delà de ce niveau est écêtée tant que la contrainte existe.

En limitant ces contraintes sur le réseau, l'écêtement de production HTA permet d'éviter des travaux et de limiter les coûts d'insertion de la production renouvelable. L'étude se focalise sur l'intérêt de l'écêtement de production comme alternative aux travaux de renforcement sur les réseaux HTA. D'autres cas d'usages, comme l'alternative à des travaux au niveau d'un poste source (i.e. création d'un transformateur), pourront faire l'objet d'analyses ultérieures.

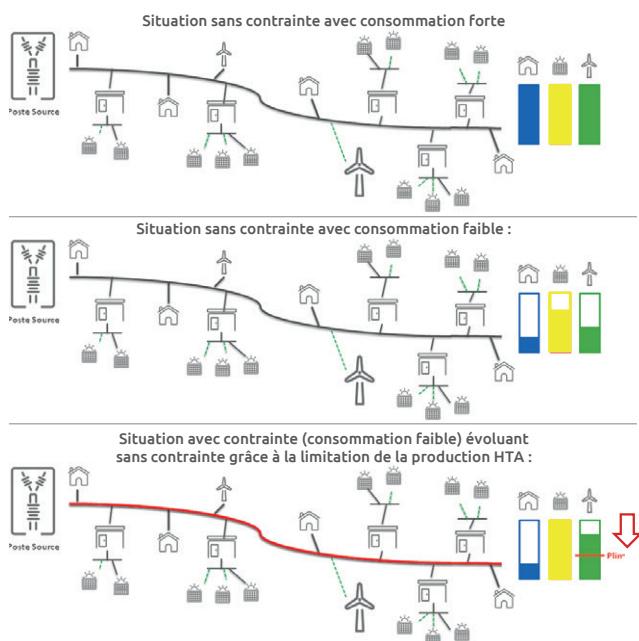
Considérons l'exemple d'un départ avec une installation éolienne HTA et de la production photovoltaïque raccordée en BT. La production pourra être soit injectée, soit écêtée selon la configuration de consommation et production :

- Quand la consommation est importante et les niveaux de production élevés, aucune contrainte n'apparaît sur le réseau HTA, les productions locales peuvent être évacuées car la consommation locale permet d'éviter l'apparition de contraintes. À cet instant, aucun écêtement de production n'est nécessaire.
- Quand la consommation est modérée et que les niveaux de production ne sont pas à pleine puissance sur le départ, le réseau est suffisamment dimensionné pour évacuer les productions photovoltaïques et éoliennes à cet instant.

- Quand la consommation reste modérée sur le départ mais que les niveaux de production sont importants, des contraintes peuvent alors apparaître sur le réseau. Afin d'éviter l'apparition de la contrainte, la production éolienne HTA est limitée à un niveau d'injection "Plim" et toute la puissance au-delà de cette limite est écrêtée.

La figure suivante illustre ces trois configurations. Dans les deux premiers cas, les niveaux production et consommation ne nécessitent pas de limitation de la production. Le dernier cas représente un instant, où les conditions de production et consommation sont à l'origine d'une contrainte sur le réseau, indiquée en rouge, pouvant être éliminée en activant la limitation de la production HTA en-dessous du niveau Plim.

Figure 32 : Illustration de l'impact de la limitation de production HTA pour un départ en fonction de la situation de production et consommation. Dans les deux premiers cas, il n'y a pas de limitation de la production. Dans le dernier cas, une contrainte (en rouge) peut être évitée en limitant la production HTA en-dessous de P_{lim} .



L'écrêtement de production HTA consiste à limiter le niveau d'injection de productions HTA afin de limiter les contraintes de tension ou d'intensité liées à l'insertion de productions HTA et BT sur les réseaux publics de distribution.

En limitant les contraintes sur le réseau, l'écrêtement de production HTA permet d'éviter des travaux et de limiter les coûts d'insertion de la production renouvelable.

7.2.2. Hypothèses de mise en œuvre

7.2.2.1. Instrumentation

La mise en œuvre de cette solution nécessite, sur le départ où se trouve l'installation HTA, des mesures de précision pour le suivi de la limitation. Les mesures sont transmises aux agences de conduite. Des mesures de tension et de puissances active et réactive sont réalisées :

- au niveau de la tête de départ (dans le poste source) et de deux points de mesure sur le départ du producteur. Les points de mesure sur le départ sont situés au niveau de postes HTA/BT du départ, prioritairement aux nœuds de reconfiguration automatique qui constituent des points stratégiques du réseau. Dans le cadre de la modernisation des postes d'Enedis, ces postes seront équipés de technologies numériques permettant le traitement et la transmission des mesures à l'agence de conduite ;
- au niveau des producteurs HTA, réalisées par les équipements des installations de production, elles seront transmises à l'agence de conduite par un Dispositif d'Échange et d'Information d'Exploitation (DEIE) à liaison permanente. Comme pour les installations HTA non-marginales ou supérieures à 5 MW actuellement, les productions supérieures au seuil défini dans la transcription du code "Requirements for Generators³⁵" seront équipées d'un DEIE à l'échéance 2020. Ces coûts sont donc inclus dans la trajectoire de référence.

Pendant l'exploitation, les contraintes de tension sont estimées avant le temps réel et un ordre temporaire de limitation de puissance est envoyé à l'installation HTA via le DEIE.

Le tableau suivant présente les hypothèses de coûts retenues pour l'instrumentation de la solution pour le producteur d'un départ HTA.

Tableau 11 : Hypothèses de coûts d'instrumentation pour la mise en œuvre de la limitation de production HTA.

Type de coûts	Coûts actualisés en €2016 (hors pose ³⁶)
CAPEX Réseau	12 k€
OPEX annuel Réseau	2 %
CAPEX Production	Inclus dans la référence
OPEX annuel Production	Inclus dans la référence

7.2.2.2. Énergie non injectée

En plus des coûts d'instrumentation, l'écrêtement de production HTA entraîne une perte de productible renouvelable, dont le coût pour la collectivité correspond au coût de l'énergie se substituant à la production écrêtée. L'impact sur les coûts de production du point de vue du système électrique correspond, en effet, à la différence entre le coût variable de l'énergie de substitution et celui de l'énergie écrêtée. Dans le cas d'écrêtement de production

³⁵ Cf. note de bas de page N°22.

³⁶ Les coûts de pose sont intégrés dans les calculs économiques.

renouvelable, le coût variable est considéré nul et le coût d'activation équivaut finalement au coût de l'énergie de substitution.

La prise en compte de l'énergie de substitution est cohérente avec une analyse pour la collectivité afin de s'assurer que la solution soit mise en place uniquement quand les bénéfices sont supérieurs à l'ensemble des coûts, y compris la perte de productible. La répartition de la valeur entre acteurs devra ensuite tenir compte des dispositifs de soutien à la production renouvelable.

La mise en œuvre de l'écrêtement de production HTA nécessite des mesures de précision sur le départ pour le suivi de l'écrêtement. L'écrêtement de production HTA entraîne également une perte de productible renouvelable, dont le coût pour la collectivité correspond au coût de l'énergie se substituant à la production écrêtée.

7.2.3. Gisement considéré

L'écrêtement de production sera **déployé de façon ciblée** pour les installations où la solution a du sens économiquement, c'est-à-dire quand la perte de productible et les coûts d'instrumentation sont compensés par l'économie en coûts d'insertion sur les réseaux.

7.2.3.1. Cas d'étude

En cas d'insertion importante de production BT ou au moment du raccordement d'une installation HTA, des études réseau sont effectuées pour évaluer les contraintes réseau générées par l'augmentation de la production. Ces études permettent de déterminer quand l'insertion d'un certain niveau de production sur un départ HTA nécessite le renforcement du départ HTA. L'écrêtement de production HTA permettra soit de raccorder un producteur HTA à moindre coût et plus rapidement, soit d'éviter les contraintes sur le départ HTA liées à l'insertion de production BT. Dans les deux cas, les modes de contractualisation seront à définir et ne font pas l'objet de l'étude.

Dans cette étude, il n'est pas possible de déterminer si les contraintes apparaissent au moment du raccordement de la production HTA ou après, la chronologie d'arrivée des productions HTA et BT sur les départs HTA n'étant pas connue. Les deux cas d'usages ci-dessus sont donc étudiés conjointement. L'étude permettra d'estimer un niveau de déploiement de l'écrêtement de production HTA utile d'ici 2030.

7.2.3.2. Installations concernées

Comme pour la régulation dynamique locale de tension, la question de l'écrêtement de production se pose pour les installations pouvant être raccordées sur des départs existants, c'est-à-dire les installations de taille moyenne (de capacité comprise entre 1 et 7,5 MW).

Les installations concernées sont :

- celles qui n'auraient pas pu être raccordées sur des départs existants sans l'écrêtement de la production, c'est-à-dire les installations pour lesquelles le raccordement de référence sur un départ existant engendre des contraintes. Le raccordement de référence sur un départ existant correspond à la mise en œuvre de la loi de régulation dynamique jusqu'à $Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$ telle que prévue dans la documentation technique de référence (cf. fonction avancée "Régulation locale dynamique de puissance réactive chez les producteurs HTA") ;
- celles déjà raccordées sur un départ pour lequel la croissance de la production BT après le raccordement de la production HTA entraîne des contraintes.

Pour les installations de taille importante (> 7,5 MW), les volumes d'énergie à écrêter associés à un raccordement sur départs existants sont trop importants et les économies en travaux ne compenseront en général pas les coûts de l'écrêtement. On fait l'hypothèse que les raccordements sur des départs directs sont privilégiés pour ces installations.

L'écrêtement de production est pertinent pour les installations raccordées sur des départs existants, c'est-à-dire les installations de taille moyenne.

La limitation de production HTA permettra soit :

- de raccorder un producteur HTA à moindre coût et plus rapidement ; soit
- d'éviter les contraintes sur le départ HTA liées à l'insertion de production BT.

7.2.3.3. Hypothèses à l'horizon 2030

Comme pour le réglage centralisé de la tension et la régulation dynamique locale de puissance réactive chez les producteurs HTA, les installations concernées par l'écrêtement des producteurs HTA correspondent aux installations de taille moyenne, qui représente environ 30 % de la production photovoltaïque et 8 % de la production éolienne raccordées d'ici 2030, soit 6,2 GW de capacités raccordées (section 2.3).

On constate que les installations concernées par le réglage centralisé de la tension, la régulation dynamique locale de la puissance réactive des producteurs HTA et l'écrêtement de production HTA sont les mêmes. Ces fonctions avancées sont donc en compétition, et la mise en œuvre de l'une ou l'autre des fonctions dépendra des caractéristiques locales. De la même façon, les études sont réalisées en simulant le raccordement de producteurs des différents segments de puissance³⁷ pouvant être raccordées.

³⁷ On rappelle que le raccordement des installations est simulé à partir de la taille unitaire moyenne constatée pour les différents niveaux de puissance de raccordements : 2,5 MW pour les producteurs photovoltaïques de puissance comprise entre 1 et 5 MW ; 3 MW pour les producteurs éolien de puissance comprise entre 1 et 5 MW ; 6 MW pour les producteurs de puissance comprise entre 5 et 7,5 MW

Les installations de production concernées par l'écrêtement de production HTA sont celles de taille moyenne, qui correspondent à environ 30 % de la production photovoltaïque et 8 % de la production éolienne à raccorder d'ici 2030 compte tenu des hypothèses retenues pour le raccordement par niveau de puissance. Le gisement correspond à 6,2 GW de nouvelles capacités raccordées d'ici 2030.

7.2.4. Évaluation technico-économique

Les analyses présentées ci-après ont été réalisées sur la base d'hypothèses normatives afin d'évaluer la pertinence technico-économique de ce levier à la maille nationale à l'horizon 2030. Ces éléments ne peuvent pas se substituer aux études technico-économiques qui seront menées localement pour la mise en place de l'écrêtement de production HTA.

7.2.4.1. Étude technique

L'objectif de l'étude est d'identifier le pourcentage de cas au niveau national où l'arrivée de la production BT et de la production HTA (de taille comprise entre 1 et 7,5 MW) en départ existant est possible avec l'écrêtement d'une partie de la production HTA et permet d'éviter des travaux HTA qui auraient été nécessaires dans la situation de référence (i.e. uniquement avec la loi de régulation dynamique jusqu'à $Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$).

L'analyse technique est réalisée en deux temps :

- pour chaque niveau de puissance pouvant être raccordée, le volume de départs qui pourraient être en contrainte de tension ou d'intensité avec l'arrivée d'un producteur HTA d'ici 2030 compte tenu de l'arrivée de la production BT est rappelé. Il s'agit effectivement des mêmes départs en contrainte qu'avec la loi de régulation $Q=f(U)$ avec $Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$ pris pour référence ici (section 6.3) ;
- la méthode d'évaluation de l'intérêt technique de l'écrêtement de production et des impacts en volumes d'énergie non injectée est présentée. Cette analyse s'appuie sur un échantillon restreint de départs en contrainte.

7.2.4.1.1. Départs HTA avec des contraintes suite à l'arrivée des productions HTA et BT

Comme pour la régulation locale dynamique de tension, l'échantillon d'étude est déterminé à partir des 1 200 postes sources susceptibles d'accueillir de nouveaux producteurs HTA d'ici 2030, ce qui représente 14 000 départs environ. Des simulations sont réalisées pour les 14 000 départs afin d'évaluer si le raccordement de la production en HTA et BT sur chaque départ fait apparaître des contraintes.

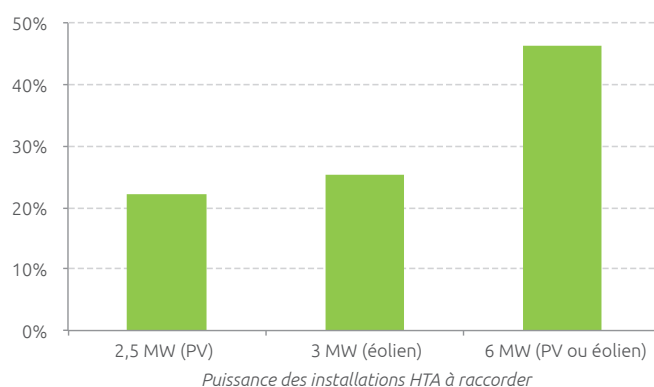
Trois puissances de raccordement sont étudiées pour chaque départ de l'échantillon :

- le raccordement d'un producteur HTA de 2,5 MW, représentant le segment photovoltaïque de puissance 1 à 5 MW, et de la production BT estimée sur ce départ en 2030 ;

- le raccordement d'un producteur HTA de 3 MW, représentant le segment éolien de puissance 1 à 5 MW, et de la production BT estimée sur ce départ en 2030 ;
- le raccordement d'un producteur HTA de 6 MW, représentant les segments photovoltaïque et éolien de puissance 5 à 7,5 MW, et de la production BT estimée sur ce départ en 2030.

La figure ci-après présente pour chaque situation, précisée en abscisse, le pourcentage de départs en contrainte (ces résultats correspondent au niveau de départs en contrainte constatées pour la régulation locale de puissance réactive à $Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$). Les départs en contrainte sont déterminés pour la configuration de consommation et production du réseau utilisée dans les études de raccordement. À ce stade, les éléments ne donnent pas d'indication sur le pourcentage de départs en contrainte en France en 2030 puisque l'analyse est faite en supposant toutes les possibilités de raccordement de producteurs HTA pour chaque départ.

Figure 33 : Rappel des pourcentages de départs avec contraintes pour des installations HTA de puissance de 2,5 MW ; 3 MW ou 6 MW raccordée avec la régulation locale dynamique pour $Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$ correspondant à la situation de référence. Les résultats reprennent ceux de la fonction avancée "Régulation locale dynamique de puissance réactive chez les producteurs HTA".



En croisant les résultats d'identification des départs potentiellement en contrainte avec l'arrivée d'une installation HTA pour un segment donné avec les hypothèses de croissance de la production renouvelable, on en déduit le nombre de départs en contrainte en 2030. Les résultats, présentés dans le tableau 12, permettent d'identifier le gisement de productions HTA concernées par l'écrêtement de production HTA, c'est-à-dire celles dont l'insertion sur des départs existants n'était pas possible sans travaux, en France en 2030 avec les hypothèses du scénario Nouveau Mix. Les résultats sont précisés à la fois en nombre de producteurs, en considérant un nouveau producteur HTA par départ, et en puissance HTA équivalente cumulée pour tous les départs concernés d'ici 2030.

À l'horizon 2030, environ 2 GW de production HTA de taille moyenne sur les 6,2 GW à raccorder serait à l'origine de contraintes sur des départs existants avec la régulation dynamique à $Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$ soit un peu plus de 500 départs.

Tableau 12 : Part de la production HTA pouvant créer des contraintes de tension ou d'intensité si les installations sont raccordées sur des départs existants et nombre de départs correspondants.

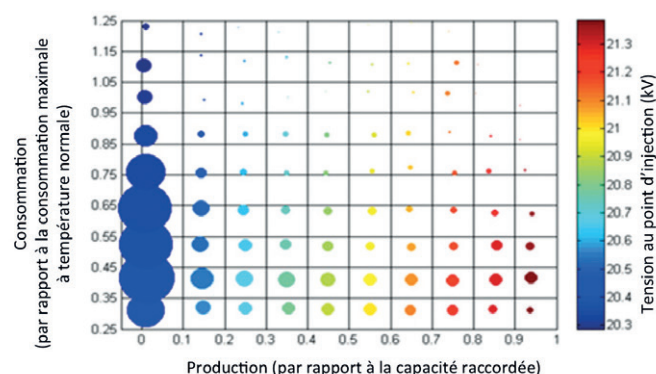
Segment de puissance	Photovoltaïque			Éolien terrestre		
	Puissance à raccorder (GW)	Départs en contrainte avec $Q = f(U)$ ($Q_{\min} = -0,35 P_{\text{racc inj}}$)	Puissance équivalente (GW)	Puissance à raccorder (GW)	Départs en contrainte avec $Q = f(U)$ ($Q_{\min} = -0,35 P_{\text{racc inj}}$)	Puissance équivalente (GW)
1 à 5 MW	3,0	261	0,65	0,5	43	0,1
5 à 7,5 MW	2,1	164	1	0,6	46	0,3

Notons que la chronologie d'arrivée des productions HTA et BT sur les départs HTA n'étant pas connue, il n'est pas possible de déterminer si les contraintes apparaîtront au moment du raccordement de la production HTA ou de la production BT.

7.2.4.1.2. Impacts de l'écrêtement de production HTA en termes d'énergie non injectée

L'étude est réalisée sur un échantillon restreint correspondant à 10% des départs étudiés précédemment, représentatif des départs en contrainte au niveau national, de sorte que les enseignements tirés de cette étude s'appliqueront à la maille France. Pour chaque départ étudié, l'ensemble des doublets {consommation ; production} possibles à l'horizon 2030 est simulé. Pour chaque doublet, un calcul électrique permet d'évaluer si le départ sera en contrainte de tension ou d'intensité ou non, en fonction du niveau de courant ou tension caractérisant le doublet, ce qui permet de construire la matrice des contraintes mettant en évidence les doublets {consommation ; production} critiques pour le départ. La figure ci-après donne un exemple de matrice des contraintes pour un départ. La couleur des points correspond à la valeur prise par la tension sur le départ et la taille des points est proportionnelle au nombre d'occurrences de chaque doublet production / consommation.

Figure 34 : Matrice des contraintes de tension pour un départ HTA en fonction du niveau de production (en abscisse) et de consommation (en ordonnée). (Source : Proceedings CIRED 2014, Pagnetti et al.³⁸)



Ensuite, les courbes annuelles de production et consommation du départ sont simulées pour une année. Chaque point production / consommation de l'année est caractérisé par un point de la matrice précédente ; chaque fois qu'une contrainte est détectée, une diminution de la puissance maximale pouvant être injectée par la production HTA est calculée pour ramener le courant ou la tension aux niveaux admis sur le départ. À partir de ces résultats, la fréquence, la durée et le niveau, auxquels une baisse de production est demandée, permettent de déterminer le volume d'énergie non injectée de la production et de reconstituer la chronique annuelle des écrêtements.

Les installations HTA concernées par l'écrêtement de production sont celles dont l'insertion sur des départs existants n'était pas possible sans travaux dans la situation de référence avec la régulation locale dynamique de la tension ($Q_{\min} = -0,35 \times P_{\text{racc inj}}$). Cela concerne environ 2 GW de production HTA de taille moyenne sur les 6,2 GW d'ici 2030.

L'écrêtement de production induit de l'énergie non injectée : la fréquence, la durée et le niveau auxquels une baisse de production est demandée sont estimés pour reconstituer la chronique annuelle des écrêtements.

7.2.4.2. Étude technico-économique

L'étude évalue les coûts et bénéfices pour la collectivité de l'écrêtement de production HTA. Les cas où l'écrêtement de production HTA en départ existant est plus intéressant que les travaux sur les départs HTA sont étudiés à partir des volumes d'énergie non injectée et des autres coûts de mise en œuvre de la solution. L'intérêt de ce levier comme alternative à d'autres types de travaux, e.g. dimensionnement de transformateurs HTB/HTA existe mais ces cas n'ont pas encore été évalués.

7.2.4.2.1. Bénéfices par rapport à la situation de référence

Les bénéfices attendus pour la collectivité sont des renforcements et/ou créations d'ouvrages évités au moment du raccordement de productions HTA ou BT. Les coûts d'insertion de la production

38 A. Pagnetti et al., "Probabilistic methods moving towards the field: a tool for DG connection studies featuring the alternatives to grid reinforcement", Proceedings CIRED 2014, paper 0188.

HTA ou BT pour la collectivité pour éviter les contraintes sur un départ existant sont évalués de façon normative à partir des longueurs moyennes constatées pour l'insertion de production HTA en départ direct et en considérant le coût moyen d'un km de travaux.

Dans cette situation, une augmentation des pertes par rapport à la situation où le producteur est raccordé en départ existant est considérée. Elle correspond à un pourcentage de l'énergie injectée par le producteur.

Notons qu'à la fin de la durée de vie de l'installation de production, considérée à 20 ans pour l'étude, les investissements réseaux ont toujours une valeur du point de vue de la collectivité, correspondant à la valeur d'usage à la fin de la durée de vie de l'installation de production. En effet, le départ direct peut être utilisé jusqu'à la fin de sa durée de vie. Cette valeur est prise en compte dans le calcul économique.

7.2.4.2.2. Coûts de déploiement de la limitation de production HTA

La limitation de production HTA permet l'insertion de productions sur des réseaux existants tout en évitant des travaux de création ou renforcement sur les réseaux HTA. Les coûts de réseaux HTA nécessaires à l'insertion de la production correspondent alors :

- aux coûts de raccordement du producteur HTA sur un départ existant. Ces coûts sont évalués à partir des longueurs moyennes constatées avec l'insertion de production HTA en départ existant et en considérant le coût moyen d'un km de travaux ;
- aux coûts d'instrumentation du départ avec les matériels présentés à la section 7.2.2. Ces coûts incluent dans certains cas des coûts de protection de l'installation, différents de ceux pour un raccordement sur un départ direct ;
- au coût variable de l'énergie de substitution. Le coût variable de l'énergie de substitution correspond au coût marginal de la production centralisée, évalué ici à partir du coût de production marginal moyen en 2030 dans le scénario Nouveau Mix.

Les volumes d'énergie non injectée et d'énergie de substitution sont considérés comme étant anticipés de manière parfaite par rapport aux besoins réels pour limiter les contraintes. Les résultats obtenus constituent ainsi un ordre de grandeur majorant des bénéfices de l'écêtement pour la collectivité, sa mise en œuvre opérationnelle nécessitant la prise en compte d'incertitudes de prévisions.

L'intérêt économique de l'écêtement de production HTA est évalué en comparant les coûts d'instrumentation et d'activation aux économies en travaux HTA :

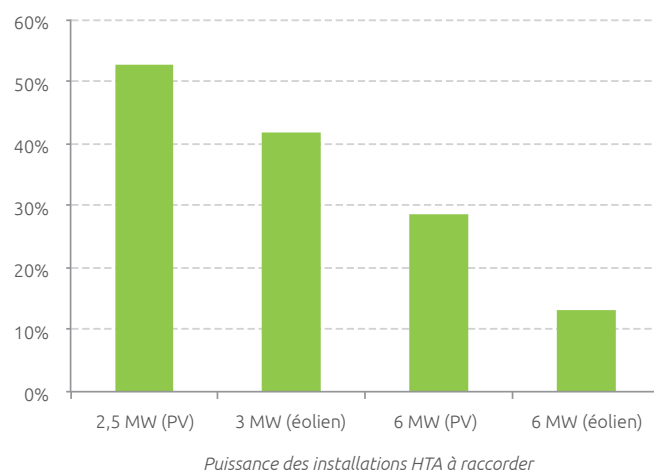
- Les bénéfices attendus pour la collectivité sont les économies en travaux HTA et la maîtrise des pertes sur les réseaux publics de distribution.
- Les coûts d'insertion de la production avec l'écêtement de production correspondent aux coûts des dispositifs techniques et au coût de substitution de l'énergie non injectée.

7.2.5. Résultats

7.2.5.1. Intérêt économique pour les départs contraints représentatifs

Le graphique ci-après présente, le pourcentage des départs en contrainte, pour lesquels l'écêtement de production HTA est plus intéressant économiquement que le raccordement de la production HTA sur un nouveau départ dédié. Les résultats ont été obtenus pour 10 % des départs en contrainte représentatifs des contraintes observées des départs à la maille France et s'appliquent donc à la maille nationale. L'analyse économique est réalisée conformément à la méthode précédente, à partir des volumes d'écêtement de chaque départ. Les résultats sont présentés par type de production et niveau de puissance raccordée.

Figure 35 : Pourcentage des départs en contrainte avec un producteur HTA pour lesquels l'écêtement de production a un intérêt économique en alternative aux travaux HTA.



L'écêtement de production HTA diminue les coûts d'insertion de la production pour un nombre significatif de départs.

On constate également que :

- l'écêtement de production est notamment pertinent pour plus de la moitié des productions photovoltaïques et 40 % des productions éoliennes de puissance comprise entre 1 et 5 MW en contrainte dans la situation de référence. L'écêtement de production est plus favorable pour les installations plus petites dans la mesure où les bénéfices en travaux HTA sont les mêmes pour chaque installation conformément aux hypothèses normatives, tandis que le volume d'énergie à écêter augmente avec la puissance raccordée. La solution est également pertinente, mais dans une moindre mesure, pour les productions dont la puissance est comprise entre 5 et 7,5 MW ;
- l'écêtement de production est plus intéressant pour la production photovoltaïque car le volume d'énergie à écêter sera plus important pour de la production éolienne (pour une même capacité raccordée) : la production éolienne est écêtée plus souvent que le photovoltaïque, ce qui renchérit le coût de l'écêtement de production.

Tableau 13 : Impacts de l'écrêtement de production sur les départs existants où le raccordement d'un producteur HTA serait à l'origine de contraintes dans la situation de référence.

Segment de puissance	Photovoltaïque			Éolien terrestre		
	Départs en contrainte	% des cas où l'écrêtement est intéressant	Puissance équivalente (GW)	Départs en contrainte	% des cas où l'écrêtement est intéressant	Puissance équivalente (GW)
1 à 5 MW	261	53 %	0,35	43	43 %	0,05
5 à 7,5 MW	164	29 %	0,3	46	13 %	0,05

7.2.5.2. Optimisation de la capacité d'accueil des réseaux existants

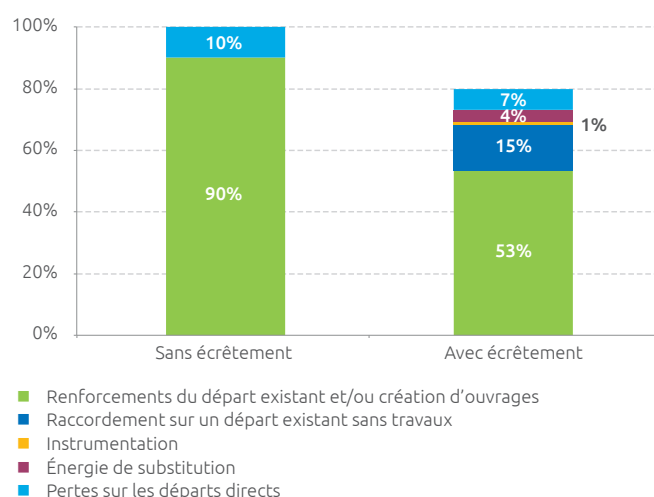
Une estimation du potentiel de déploiement de l'écrêtement de production est présentée dans le tableau ci-dessus, en combinant les résultats précédents avec le nombre de départs en contrainte au niveau national.

Avec l'écrêtement de production, 720 MW de production supplémentaires pourront être raccordés sur des réseaux existants. L'écrêtement de production permet donc d'optimiser la capacité d'accueil des réseaux existants.

7.2.5.3. Optimisation des coûts d'insertion de la production renouvelable

Le graphique ci-après présente l'impact du déploiement de l'écrêtement de production HTA sur les coûts d'insertion des productions renouvelables de taille moyenne. En effet, le périmètre considéré est le même que pour les résultats précédents concernant les capacités raccordées (uniquement les productions de taille moyenne). Les résultats sont présentés au périmètre des productions de taille moyenne (entre 1 et 7,5 MW) éligibles au déploiement de la fonction.

Figure 36 : Coûts d'insertion des productions renouvelables de taille moyenne (entre 1 et 7,5 MW) pour les départs présentant une contrainte dans la situation de référence.



L'écrêtement de production permet de réduire les coûts d'insertion de la production pour la collectivité de 20 %, en dehors de la prise en compte d'incertitudes de prévisions pour une mise en œuvre opérationnelle.

Ramenés aux installations où la solution aura intérêt à être déployée, ces travaux permettent d'estimer les gains nets permis par l'écrêtement de production d'environ 90 k€/MW au périmètre des producteurs concernés (d'ici 2030). Cette solution sera donc bénéfique à être déployée dans le contexte d'insertion massive de productions renouvelables prévu d'ici 2030. Au niveau national, l'étude estime un niveau de déploiement pour environ 720 MW de production, ce qui correspond à un gain net au niveau national de 65 M€ d'ici 2030.

Par ailleurs, on rappelle que les potentiels de déploiement ont été étudiés de manière indépendante entre les différentes fonctions avancées permettant de résoudre les contraintes de tension. Dans certaines situations spécifiques, ces fonctions pourront éventuellement être complémentaires ou en concurrence. À cet effet et compte tenu des spécificités locales, il est prévu que le déploiement de chaque fonction avancée soit étudié au cas par cas en tenant compte notamment des déploiements déjà entrepris sur la zone.

Compte tenu de l'impact positif de l'écrêtement de production sur les coûts de raccordement, sa mise en œuvre peut également induire une augmentation du volume d'installations de taille moyenne par rapport aux hypothèses retenues à partir des historiques récents de raccordement (section 2.3). Cela aurait alors pour effet d'augmenter le volume de productions pour lesquelles la solution est économiquement pertinente et d'accroître les bénéfices.

L'écrêtement de production diminue les coûts d'insertion de la production pour un nombre de départs significatifs. Cette solution est notamment pertinente pour plus de la moitié des productions photovoltaïques et 40 % des productions éoliennes de puissance entre 1 et 5 MW entraînant une contrainte dans la situation de référence. La solution est également pertinente, mais dans une moindre mesure, pour les productions dont la puissance est comprise entre 5 et 7,5 MW.

Les gains nets permis par l'écrêtement de production s'élèvent à 90 k€/MW au périmètre des producteurs concernés.

L'étude prévoit un niveau de déploiement pour 720 MW de production HTA, ce qui correspond à un gain net de 65 M€ d'ici 2030 au niveau national.

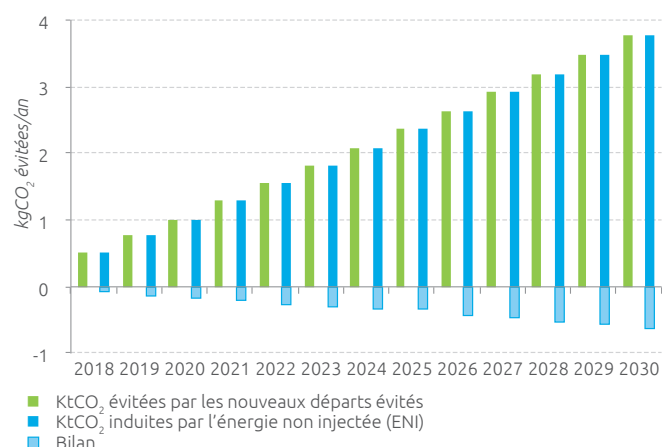
7.2.6. Analyse environnementale

L'écêtement de production HTA permet de réduire les renforcements dans les réseaux publics de distribution en contrepartie d'une augmentation de l'énergie non injectée (au moment de l'activation de l'écêtement). L'impact environnemental est ainsi tiré par le besoin de compensation par des moyens de production classiques des volumes d'énergie renouvelable écêtée.

Parallèlement, l'écêtement de production HTA permet d'éviter les pertes liées à la création de nouveaux départs avec l'augmentation de la possibilité de raccordement de producteurs sur des réseaux existants.

Ce deuxième effet compense quasiment le premier, de sorte que le bilan environnemental de la fonction avancée n'est que légèrement négatif comme le montre la figure ci-après. L'impact environnemental du déploiement de la fonction est déterminé à partir du contenu CO₂ marginal du parc de production comme pour les autres fonctions avancées. Il est inférieur à 1 ktCO₂/an évitées, soit seulement 4,5 ktCO₂ d'ici 2030.

Figure 37 : Bilan des émissions annuelles de CO₂ relatives à l'écêtement de production HTA : augmentation de l'Énergie Non Injectée (ENI) et diminution des pertes et des émissions associées avec les nouveaux départs évités.



7.2.7. Synthèse du levier

L'écêtement de production HTA permet d'éviter des travaux et de limiter les coûts d'insertion de la production :

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

L'étude prévoit un niveau de déploiement pour 720 MW de production HTA, ce qui correspond à un bénéfice net de 65 M€ d'ici 2030 au niveau national ; et à un bénéfice net moyen s'élevant à 90 k€/MW pour les installations HTA concernées. Les gains estimés à la maille nationale ne s'additionnent pas avec ceux captés par la régulation dynamique locale de la puissance réactive des producteurs HTA. Le déploiement de l'une et/ou l'autre des fonctions avancées dépendra des situations locales.

Cette valeur pourra être captée par différents véhicules ou modes de contractualisation, soit au moment du raccordement de la production HTA, soit par écêtement de production HTA après l'arrivée importante de production BT. Dans les deux situations, la flexibilité sera activée dans le cadre de mécanismes qui sont en cours de définition.

Compte tenu de l'impact positif de l'écêtement de production sur les coûts de raccordement, sa mise en œuvre peut également induire une augmentation du volume d'installations de taille moyenne par rapport aux hypothèses retenues à partir des historiques récents de raccordement.

Une expérimentation menée par SRD Projet IPERD

SRD, gestionnaire du réseau de distribution électrique sur 253 communes du département de la Vienne, a mené avec 2 autres partenaires, le CEA et Sécé environnement, un programme d'expérimentation IPERD (Insertion des Productions et Equilibre des Réseaux de Distribution) dont l'objectif était de tester des solutions de raccordement alternatives et innovantes en vue de faciliter l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau de distribution électrique en territoire rural particulièrement.

Il visait notamment à pouvoir comparer 3 solutions :

- la **solution de référence** : pratique actuelle de **renforcement** des infrastructures du réseau de distribution ;
- la **solution de type écêtement** de la production : mise en place de moyens simples de limitation, par le gestionnaire de réseau de distribution et en temps réel, du niveau de production d'un parc d'énergie renouvelable en particulier photovoltaïque ;
- la **solution de type stockage** local par batterie de production intermittente générant une contrainte de tension sur le réseau BT.

Les expérimentations ont montré que :

- La **solution de référence** prévaut par son aspect statique et robuste. Elle permet le raccordement au réseau de distribution public et une injection sans contrainte. Elle nécessite par ailleurs peu de maintenance. Elle peut trouver ses limites économiques seulement lorsque l'accumulation ou les niveaux de puissance atteints conduisent à certains cas de renforcements sur les niveaux de tension supérieurs.

■ La **solution d'écrêtement**, qu'elle soit dynamique au sens de l'envoi répété d'ordres de limitations adaptés ou statique dans le sens d'une limite de puissance d'injection, semble prometteuse dans certains cas :

- comme solution d'attente lorsque des travaux sont nécessaires
- comme solution permanente lorsque l'infrastructure n'est que très légèrement sous-dimensionnée pour l'accueil de la nouvelle production

Son recours doit être cadré en amplitude et, pour une situation temporaire, en durée. En revanche, un déploiement généralisé et élargi de ce mode de régulation temps réel pourra comporter une complexité lorsque plusieurs sites de productions génèrent conjointement des contraintes sur le réseau. Dans ce cas, la répartition des consignes d'écrêtement devra se faire selon un principe transparent et non discriminatoire, concerté avec les producteurs et explicité dans la Documentation Technique de Référence du gestionnaire de réseau de distribution.

■ Moyennant une expertise fine pour son positionnement et son pilotage intelligent temps réel, l'**utilisation d'un stockage batterie** est fonctionnelle pour réguler la tension d'un réseau basse tension, soumis aux aléas de productions décentralisées. Cette solution présente aussi l'avantage d'une gestion unifiée par le gestionnaire de réseau de distribution de la contrainte même forte sur le réseau (pouvant être générée par différents sites de productions aux caractéristiques variables).

7.3

Utilisation de flexibilités pour des problématiques de soutirage en conduite et en exploitation

Pour ces cas d'usage, l'accent est mis sur les problématiques rencontrées vis-à-vis de la consommation (contrainte de soutirage).

Comme vu précédemment (section 4.2.2), une planification optimale conduit à des réseaux comportant de la non-qualité résiduelle statistique, celle-ci peut être due à trois paramètres :

- des niveaux de charge à la fois très élevés et très rares contre lesquels il n'est pas économiquement pertinent de se prémunir ;
- des conjonctions d'un aléa climatique et d'un aléa réseau (incident) également rares et contre lesquelles il n'est pas économiquement pertinent de se prémunir ;
- des indisponibilités pour travaux.

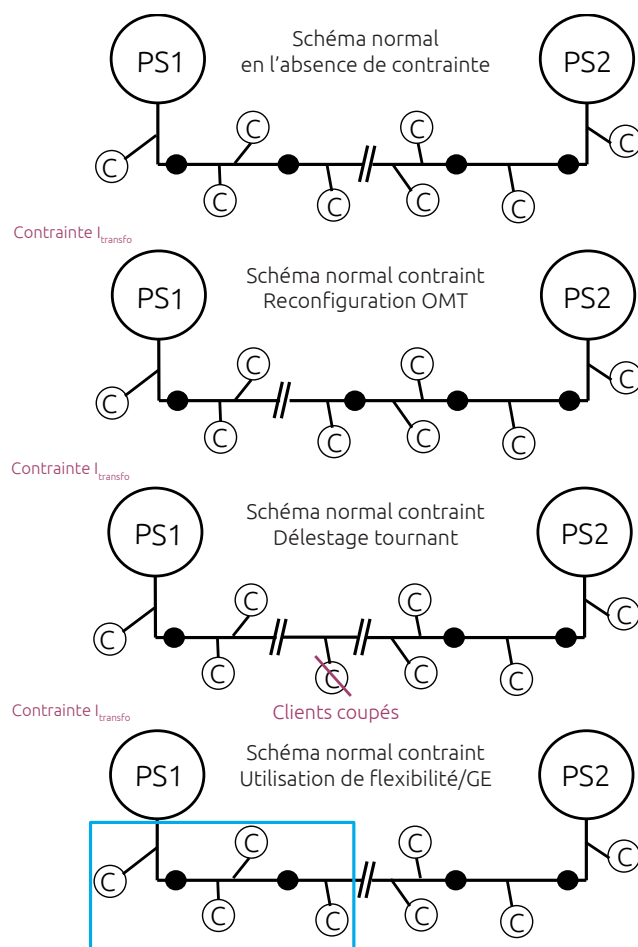
7.3.1. Utilisation de flexibilité en schéma normal

Ce cas d'usage correspond typiquement à l'occurrence d'un événement climatique extrême de type "vague de froid". La thermo-sensibilité de la consommation peut alors entraîner l'atteinte d'un niveau de consommation très élevé sur la zone et résulter par exemple en l'apparition d'une contrainte d'intensité au niveau du poste source. À

noter, un événement de type "tempête" ou "vague de chaud" génèrera plutôt des situations d'incident N-k et ne correspond donc pas à ce cas d'usage. Tout au plus, l'activation de flexibilités en schéma normal pourrait-elle être envisagée – dans certains cas – de manière à soulager le réseau et limiter les risques d'incident en cas de "vague de chaud".

Lorsque ce type d'événement se produit, les solutions usuellement mises en place sont la reconfiguration du réseau, la mise en place de groupes électrogènes ou le délestage tournant si nécessaire. La première solution se traduit par une augmentation des coûts de maintenance – le surplus collectif que peuvent dégager les flexibilités paraît alors minime –, la deuxième par des coûts d'exploitation liés au déploiement des groupes électrogènes et la dernière par une dégradation de la qualité d'alimentation (figure 38).

Figure 38 : Solutions pour la résolution de contraintes de transit au poste source en schéma normal (cas schématique de postes sources à départ unique)

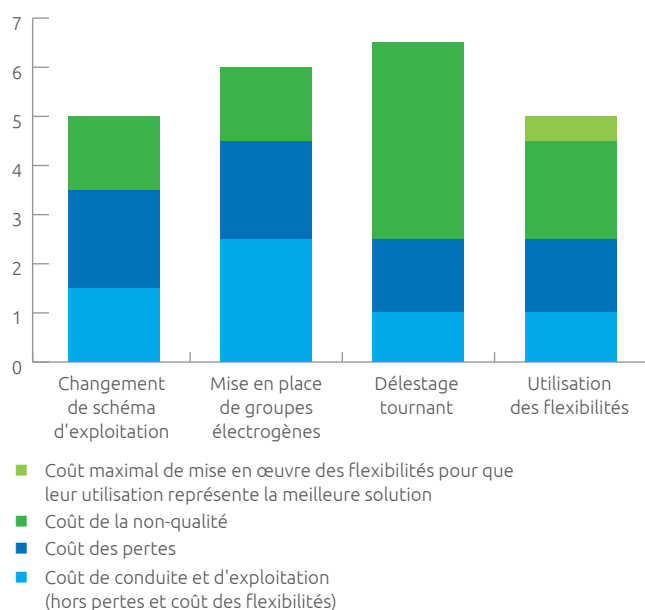


Clients pouvant être alimentés par groupes électrogènes pour soulager la contrainte ou pouvant fournir des flexibilités

- // Organe de manœuvre télécommandé fermé/ouvert
- Client HTA ou poste de distribution public

Des flexibilités à la baisse en soutirage ou à la hausse en injection peuvent éventuellement réduire ce type de contrainte et être valorisées en comparaison avec ces solutions usuelles.

Figure 39 : Exemple de structure des coûts pour différentes solutions



Ceci est un exemple de répartition des coûts pour différentes stratégies de gestion du réseau qui ne vaut pas répartition typique des coûts correspondant aux stratégies. Chaque solution présente une structure de coûts différente, la solution reposant sur l'utilisation des flexibilités est pertinente économiquement si son coût reste le plus faible une fois pris en compte les coûts de mise en œuvre des flexibilités pour la collectivité.

Ce type de situation est a priori extrêmement rare. En effet, la gestion du réseau à un niveau optimal pour la collectivité conduit à le dimensionner de manière à ce qu'il puisse faire face à la charge dans des situations de schéma dégradé et il est donc très exceptionnel qu'il ne puisse faire face à la charge en situation de schéma normal.

Par ailleurs, même si les zones les plus susceptibles de subir ce type de contrainte peuvent être identifiées à l'avance, la réservation et l'activation des flexibilités ne pourront se faire qu'à J-4 (premières informations météorologiques fiables, pré-réservation possible) ou à J-1/J (activation).

L'utilisation de la flexibilité en conduite et en exploitation en schéma normal (sans incident et sans travaux) correspond à une situation exceptionnelle liée par exemple à un événement climatique extrême de type "vague de froid".

Des événements de type "tempête" ou "vague de chaud" génèrent en général plutôt des incidents que des fortes hausses de consommation et relèvent donc plus du cas d'usage lié au schéma dégradé incident. Dans certaines situations, une mise en œuvre prévisionnelle de flexibilité en schéma normal pourrait toutefois diminuer le risque d'incident.

7.3.2. Utilisation de flexibilité en schéma dégradé sur incident

Ce cas d'usage correspond à un réseau en situation d'incident où la reprise des clients est bloquée par une contrainte électrique.

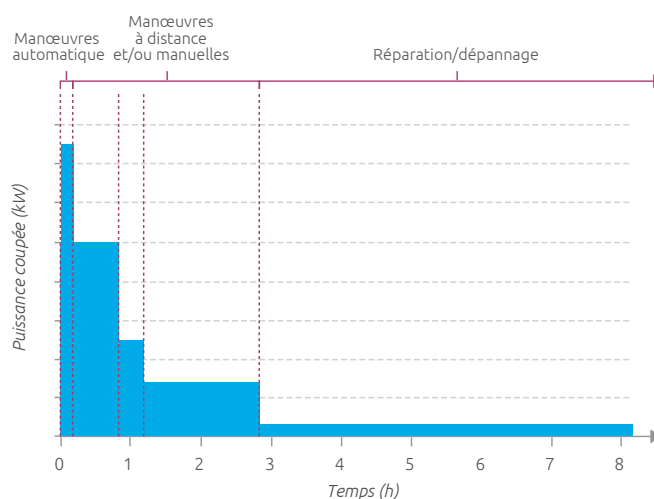
Les défaillances considérées ici sont supposées au niveau du poste source ou du réseau HTA. Enfin, l'utilisation des flexibilités n'est étudiée qu'après la période de reconfiguration automatique du réseau qui correspond à l'utilisation de la fonction d'auto-cicatrisation dynamique des incidents présentée auparavant dans ce document (section 6.1).

Pour rappel, lors d'un incident, la reprise progressive des clients suit une progression similaire à celle illustrée schématiquement en figure 40. Après une première phase de reconfiguration automatique via les Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT) (moins de quinze minutes), des manœuvres supplémentaires de ces OMT par les agents de conduite ainsi que l'intervention de techniciens sur le terrain pour localiser précisément l'incident et actionner des interrupteurs manuels permettent d'optimiser le taux de reprise en circonscrivant au maximum la poche de clients où l'incident s'est produit (c'est-à-dire jusqu'à rencontrer une nouvelle contrainte d'intensité, de tension ou liée à la structure du réseau).

Ce laps de temps correspond à la période dite de localisation et peut durer de quelques minutes à quelques heures. Elle est suivie de la période de dépannage qui correspond aux travaux de remise en état et peut durer de quelques heures à quelques jours, voire quelques mois dans des cas extrêmes tels que l'incendie d'un poste source.

La puissance coupée lors de cette dernière période est en général très réduite notamment grâce à la mise en place de moyens spécifiques tels que des groupes électrogènes ou des transformateurs mobiles par exemple.

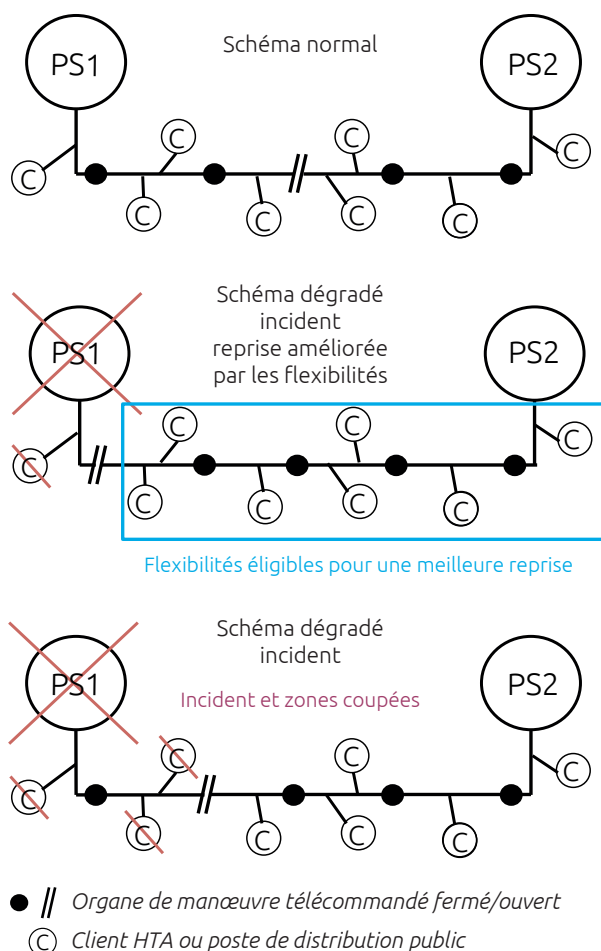
Figure 40 : Évolution schématique de la puissance coupée suite à un incident (durées indicatives)



Des flexibilités à la baisse en soutirage ou à la hausse en injection peuvent permettre au réseau de reprendre des poches de clients supplémentaires – une poche correspond à l'ensemble des clients raccordés entre deux interrupteurs – si la contrainte s'opposant à cette reprise est une contrainte électrique et si ces flexibilités ont une capacité suffisante et une localisation compatibles avec la contrainte rencontrée. Elles peuvent également intervenir en alternative ou en complément à la mise en place de moyens spécifiques en soulageant la charge à reprendre par ces moyens.

À noter que la reprise peut également être contrariée par des contraintes topologiques. C'est par exemple le cas des clients desservis par une section de réseau HTA qui ne peut être isolée de l'incident via des interrupteurs. La reprise de ces clients nécessite la mise en place de moyens de réalimentation (groupes électrogènes) ou la réalisation de travaux temporaires. Les flexibilités peuvent alors intervenir en appui à ces solutions, mais pas à en substitution.

Figure 41 : Utilisation de flexibilité pour améliorer la reprise suite à un incident poste source (cas schématique de postes sources à départ unique)



À l'exception des incidents liés à des phénomènes climatiques extrêmes (canicule ou tempête par exemple), ce type de situation est difficilement prévisible.

De plus, à l'exception de situations non anticipables au stade de la planification (telles que l'arrivée inopinée de charges importantes ou des délais de réalisation d'ouvrages HTB ou de postes sources), les incidents traités par ce cas d'usage sont uniquement des incidents dont l'occurrence ou la profondeur ne justifiaient pas un investissement. Des incidents de grande ampleur mais très rares peuvent donc correspondre à ce cas d'étude et présenter des situations où des flexibilités peuvent faciliter la reprise de nombreux clients.

Quelques cas spécifiques peuvent être envisageables et modifier ces paramètres :

- la présence de schémas dégradés liés à un incident en cours de traitement sur la même zone peut limiter les capacités de reprise puisque celles-ci sont alors mobilisées par ailleurs. La réservation de flexibilités à titre assurantiel vis-à-vis de possibles sur-incidents pourrait alors avoir un intérêt accru ;
- les incidents de longue durée (type poste source) peuvent être l'occasion d'utiliser les flexibilités pour conserver une capacité de reprise améliorée tout au long de la période, par exemple en les activant uniquement aux moments où la consommation est plus élevée.

En ce qui concerne les délais de mobilisation nécessaires pour les flexibilités, il est nécessaire de scinder les types d'incident en deux familles :

- les incidents courts qui ne nécessitent pas la mise en place de moyen de reprise une fois la phase de localisation terminée. Pour ces incidents, une reprise complète est possible grâce à des reconfigurations réseaux et, une fois les manœuvres terminées, il ne reste plus de non-qualité. Les flexibilités peuvent donc uniquement dégager un surplus pour la collectivité durant la période où des manœuvres sont effectuées et il faudrait donc des flexibilités capables de réagir en quelques dizaines de minutes à des demandes non anticipées et des outils permettant de les appeler dans ce laps de temps et dans des volumes adaptés à la charge pour potentiellement apporter une valeur ajoutée ;
- les incidents longs où une reprise totale n'est pas possible sans mise en place de moyens spécifiques. Dans ce cas, les flexibilités peuvent être utiles sur une plus longue période, soit en utilisation continue pour soulager les moyens de reprise, soit sur des activations plus ciblées par exemple lors des périodes de plus forte consommation.

En termes de gisement, ce cas d'usage représente un potentiel plus important que le cas d'usage en schéma normal.

En effet, de manière générale, lorsque les décisions d'investissement sur les postes sources et le réseau HTA sont justifiées pour la première fois, la non-qualité probabiliste associée au réseau est principalement composée de non-qualité liée à des situations d'incident.

En schéma dégradé suite à incident, les flexibilités se positionnent comme un levier capable d'aider, dans certains cas, à la reprise des clients une fois la reconfiguration automatique du réseau terminée (< 15 minutes) et l'incident circonscrit grâce à des premières manœuvres à distance des automates situés sur le réseau.

Elles peuvent alors intervenir pour augmenter, lorsque cela est possible, les taux de reprise au moment où des manœuvres supplémentaires sont réalisées ou, par la suite, en alternative ou en complément à la mise en place de moyens spécifiques tels que des groupes électrogènes ou des transformateurs mobiles.

7.3.3. Utilisation de la flexibilité en schéma dégradé sur travaux

Ce cas d'usage correspond à un réseau qui se retrouve en schéma dégradé suite à des travaux programmés. Les parallèles avec le cas d'usage "schéma dégradé sur incident" sont nombreux, notamment en ce qui concerne la possibilité d'utiliser des flexibilités pour soulager les besoins en moyens spécifiques. Le panel de solutions disponibles dans ce cas d'usage est tout de même plus large avec notamment la mobilisation d'équipes Travail Sous Tension qui permettent de réaliser certains travaux de manière transparente pour les clients.

La différence majeure entre les deux cas d'usage reste la capacité du gestionnaire de réseau de distribution à anticiper ces situations. En effet les situations de schéma dégradé travaux ne donnent lieu qu'à des coupures programmées dont le client a été averti à minima 10 jours à l'avance. Suivant les types de travaux, ceux-ci peuvent même être planifiés depuis plusieurs mois (voire années) – notamment dans le cadre de travaux de grande ampleur sur des postes sources. Cette anticipation rend le gisement a priori plus accessible. Il diminue en revanche le surplus collectif unitaire qui pourrait être dégagé par des flexibilités, puisque la gêne client liée à une coupure programmée et anticipée est moindre que dans le cas d'une coupure suite à incident.

L'utilisation de flexibilités pour éviter des coupures travaux nécessite par ailleurs une fiabilité très élevée. En effet, si l'activation de flexibilités est anticipée pour éviter des coupures programmées mais que ces flexibilités ne sont pas présentes au moment nécessaire, les clients doivent faire face à une coupure qui non planifiée. La non-qualité engendrée sera alors plus importante que ce qu'elle aurait été si aucune flexibilité n'avait été prévue et que les clients avaient simplement été prévenus de la coupure. Il pourrait également être possible d'utiliser les flexibilités de manière préventive non pas pour alimenter les clients pendant les travaux mais pour garantir les capacités de reprise en cas d'incident se produisant au cours d'une période de travaux – c'est notamment le cas lors de travaux de longues durées sur des ouvrages tels que les postes sources. Cette analyse de la sûreté des travaux en évaluant les possibilités de reprise en cas de sur-incident fait partie des fonctionnalités à venir de l'outil de gestion prévisionnelle présenté auparavant (section 5.1). Cette utilisation des flexibilités comme levier

complémentaire dans la planification des travaux est actuellement étudiée de manière approfondie et opérationnelle dans le cadre du démonstrateur Smart Grid Vendée.

En schéma dégradé dans le cadre de travaux programmés, le gisement de valeur est a priori plus accessible que dans un schéma dégradé suite à incident car il s'agit de situations planifiées plusieurs jours voire mois à l'avance. En revanche, le surplus collectif unitaire est plus faible car la gêne client liée à une coupure programmée et anticipée est moindre que pour une coupure inopinée.

7.3.4. L'utilisation des flexibilités en conduite et en exploitation présente pour la collectivité une valeur variable en fonction des situations

La description de ces cas d'usage a notamment permis de lister certains des leviers auxquels le gestionnaire de réseau de distribution a aujourd'hui recours dans des situations où les flexibilités peuvent représenter un intérêt. Comme mentionné dans l'introduction de la section traitant de l'utilisation des flexibilités pour la gestion du réseau public de distribution, la valeur potentielle des flexibilités du point de vue de la collectivité correspond au surplus collectif qu'elles peuvent permettre de dégager par rapport aux solutions actuelles. Cette valeur doit donc s'apprécier par comparaison avec le coût et les impacts de ces autres solutions.

La première "solution" aux contraintes rencontrées, notamment en situation de schéma dégradé, est la coupure client qui peut prendre la forme de délestage tournant, de client non repris en cas d'incident ou de coupure pour travaux. Comme mentionné précédemment, cette **coupure client a une valeur pour la collectivité qui représente le coût de la non-consommation**, en termes de gêne mais également de non création de valeur économique. Cette valeur varie suivant les situations et se compose d'une part en puissance et d'une part en énergie (tableau 14). Cette valeur correspond au **surplus collectif maximal qui pourrait résulter de l'utilisation de flexibilité pour reprendre des clients supplémentaires. Elle constitue par conséquent un majorant du coût que la collectivité pourrait être prête à payer pour éviter ces coupures**. À noter, enfin, que pour capter la valeur associée à la puissance coupée, il faut que la flexibilité soit activée suffisamment tôt pour que le client ne ressente aucune coupure ce qui ne sera pas forcément toujours possible, notamment en cas d'incident. La valeur associée à l'END peut par contre être captée en réalimentant le client après une coupure.

Tableau 14 : Valorisation de la coupure client du point de vue de la collectivité suivant les situations

	Coupures non programmées		Coupures pour travaux programmés
	END < 30 MWh	END > 30 MWh	
Puissance coupée	0,8 €/kW		
END	9,2 €/kWh	20 €/kWh	2,5 €/kWh

Dans le cas d'une coupure qui n'affecterait que des clients BT résidentiels, et en faisant l'hypothèse d'une puissance moyenne de 0,8 kW chez ces clients, ces valorisations de la non-qualité sont équivalentes à dire que le surplus collectif serait de :

- 2 €/client.heure coupé évité en cas de coupure pour travaux programmés ;
- 7,4 €/client.heure coupé évité en cas de coupure non programmée.

Ces applications numériques négligent la part puissance coupée de la valorisation de la non-qualité ce qui se justifie dans deux situations :

- coupure longue pour laquelle la part énergie devient largement supérieure à la part capacitaire de la non-qualité ;
- coupure réduite mais pas entièrement évitée.

Il est important de noter que ces éléments indiquent la valeur maximale associée à la reprise d'1 kWh d'END. Leur utilisation directe pour évaluer la pertinence de la mise en œuvre de flexibilité nécessite donc de supposer qu'1 kWh de flexibilité permette d'éviter 1 kWh d'END (hypothèse forte de fiabilité des prévisions, de la réponse et de l'effet).

À noter également que ces valeurs ne préjugent pas des schémas contractuels existants ou à construire, puisqu'il s'agit de surplus collectifs.

En outre, si une solution autre que la coupure client est mise en place dans la situation de référence, alors les valeurs présentées plus haut ne correspondent plus au surplus collectif maximal. Celui-ci doit alors être ré-évalué en tenant compte du coût de la solution et de son effet sur les clients (temps de mise en place, coût de mobilisation, coût de fonctionnement). Cela devrait se traduire en général par un surplus collectif unitaire plus faible étant donné que l'activation du levier aura été jugée économiquement pertinente.

Les leviers autres que la coupure identifiés plus avant dans cette section sont les suivants :

- mise en place de moyens spécifiques tels que des groupes électrogènes ou des transformateurs mobiles ;
- mobilisation d'équipe Travail Sous Tension.

L'utilisation des flexibilités pourrait notamment permettre de réduire le besoin en moyens spécifiques dans certaines situations.

Il y a trois cas d'usage de la flexibilité en conduite et en exploitation pour résoudre des contraintes liées au soutirage. Ces cas d'usage correspondent aux situations de schéma normal, de schéma dégradé sur incident et de schéma dégradé sur travaux.

Cas d'usage	Préavis d'appel / Délai de mobilisation	Durée d'activation et occurrence	Surplus collectif maximal
Schéma normal	Pré-réservation possible à J-4 Mobilisation effective à J-1/J	Quelques heures pour passer les périodes de plus forte consommation Occurrence a priori très faible	Réduction de la non-qualité (coupure non programmée 9,2 €/kWh) Alternative à la mise en place de moyens spécifiques
Schéma dégradé sur incident	Incident court : peu ou pas de préavis et quelques minutes pour répondre Incident long : l'arrivée de moyens spécifiques peut prendre plusieurs heures	Quelques heures, soit pour un retour à la normale soit pour couvrir la/les période(s) de forte consommation durant le dépannage Occurrence faible mais situation réseau dimensionnante. Le recours aux flexibilités peut donc être localement pertinent	Réduction de la non-qualité (coupure non programmée entre 9,2 et 20 €/kWh) Alternative à la mise en place de moyens spécifiques.
Schéma dégradé sur travaux	À minima 10 jours, potentiellement plusieurs mois Possibilité de créer un programme prévisionnel	Durée des travaux ou durée des périodes de forte consommation pendant les travaux	Réduction de la non-qualité (coupure programmée 2,5 €/kWh) Alternative à la mise en place de moyens spécifiques

L'intégration des flexibilités parmi les leviers de conduite et d'exploitation pourrait permettre de réduire la non-qualité résiduelle sur le réseau en limitant les coupures clients et en augmentant les taux de reprise en cas de schéma dégradé. Elle permettrait également de diminuer les appels à d'autres solutions tels que les groupes électrogènes, réduisant ainsi les coûts d'exploitation. La prise en compte de ces nouveaux leviers au stade de la planification pourrait permettre de reporter les investissements puisque la non-qualité liée aux incidents sera inférieure. Plus la capacité à mobiliser des flexibilités est probable (par exemple en passant par une réservation de capacité en amont), plus elle est susceptible d'avoir un impact sur les décisions d'investissement.

La modélisation des reports d'investissement permis par l'utilisation de flexibilités est l'objet du cas d'usage présenté dans la section suivante.

Au vu des différents coûts liés à ces moyens (mise en place, fonctionnement, entreposage, coût du capital...), le surplus collectif potentiel associé aux flexibilités serait différent suivant leur impact sur le terrain :

- une activation permettant de diminuer l'utilisation des moyens déployés se ferait en comparaison avec les coûts d'exploitation des moyens utilisés (exemple : le coût du fuel pour des groupes électrogènes) ;
- une activation permettant d'éviter le déploiement d'un ou plusieurs moyens (baisse de la puissance nécessaire permettant de déployer un transformateur ou un groupe électrogène de moins et/ou de moindre puissance) se ferait en comparaison avec le coût complet de mise en place et/ou de location ;
- une diminution sur le long terme des sollicitations en moyens spécifiques pourrait permettre de réduire les coûts d'entreposage et de capital.

Il faut toutefois noter que ces moyens spécifiques peuvent également avoir des fonctionnalités propres qui ne pourront être remplacées par les flexibilités. Par exemple, le déploiement de groupes électrogènes restera nécessaire dans des situations de réalimentation en situation d'incident de grande ampleur, durant lesquelles les flexibilités peuvent les soulager, mais pas entièrement s'y substituer.

En ce qui concerne l'activation de flexibilités en alternative à la mobilisation d'équipe Travail Sous Tension, il s'agit d'un cas d'usage qui paraît bien moins probable au vu du service rendu (travaux entièrement transparents pour les clients) et des surcoûts faibles entre un travail réalisé sous tension et un travail hors tension.

7.3.5. Analyse environnementale

L'utilisation de flexibilité pour des contraintes de soutirage peut permettre d'augmenter la qualité de fourniture des clients et/ou venir réduire l'utilisation d'autres solutions par le gestionnaire de réseau de distribution. Les résultats à une maille locale présentés dans le présent rapport n'ont pas permis d'évaluer quantitativement cet aspect mais l'analyse qualitative serait similaire à celle de la fonction d'auto-cicatrisation dynamique.

7.4

Anticipation de l'utilisation de flexibilité pour des problématiques de soutirage afin de reporter des investissements

L'objectif de cette section est de comprendre comment la prise en compte des flexibilités pourrait modifier les décisions d'investissement en se basant sur le processus de décision suivi pour planifier les investissements sur le réseau public de distribution et en prenant des cas réels d'investissement.

Le focus est mis sur les renforcements au niveau d'un poste source qui représentent une valeur unitaire forte et pour lesquels la localisation des flexibilités sur le réseau en aval importe moins que pour un renforcement HTA (toute flexibilité en aval du poste source pourra avoir un effet sur la charge en transit dans le poste source).

Dans une première partie, le processus de planification des investissements poste source est présenté. Dans une seconde partie, une adaptation de ce processus afin de prendre en compte les flexibilités est proposée. Enfin, les premiers résultats du modèle développé pour réaliser cette adaptation sont partagés et analysés.

7.4.1. Méthodologie de décision d'investissement

7.4.1.1. Grandes étapes d'une décision de renforcement source

Comme indiqué précédemment, le gestionnaire de réseau de distribution – dans le cadre de ses missions de service public – vise à développer et à exploiter le réseau de manière à atteindre un optimum coût-qualité pour la collectivité. Ce paradigme est, entre autres, critique dans les études de renforcement, puisque le gestionnaire de réseau de distribution réalise alors des études technico-économiques détaillées dont l'objectif est d'identifier la stratégie présentant le meilleur optimum coût-qualité. Les grandes étapes qui composent ces études chez Enedis sont résumées dans la figure 42.

Les réseaux en moyenne tension (HTA) et les postes sources sont dotés d'une capacité de redondance et leur conduite est automatisée, compte tenu des enjeux collectifs d'une éventuelle défaillance (typiquement de 1000 à 5000 utilisateurs par départ, et de 10 000 à 150 000 par poste source).

Figure 42 : Étapes des études d'investissement



Ces études décisionnelles passent notamment par la réalisation de bilans actualisés prenant en compte l'ensemble des coûts pour la collectivité explicites (investissement, pertes et autres coûts d'exploitation) et implicites (valorisation de la gêne due à la non-qualité). La constitution d'un tel bilan est présentée dans l'encadré "Constitution d'un bilan actualisé des coûts pour la collectivité".

Ces bilans sont réalisés à partir de monotones de charge tout aléa compris (voir encadré ci-dessous) et nécessitent des calculs très approfondis. Il est donc essentiel de commencer par un diagnostic afin d'identifier les besoins possibles de renforcement et les causes majeures du renforcement. Dans un second temps, les études complètes sont réalisées pour les zones pertinentes en ne retenant que les stratégies qui paraissent a priori les plus prometteuses (ne pas investir, augmenter la capacité de transformation, restructurer en profondeur leur réseau, etc.).

Monotone de charge tout aléa compris

Les monotones de charge tout aléa compris ont pour objectif de donner une représentation probabiliste de la charge au cours d'une année en reflétant l'impact que peuvent avoir d'une part le climat et d'autre part l'incertitude de prévision sur cette charge.

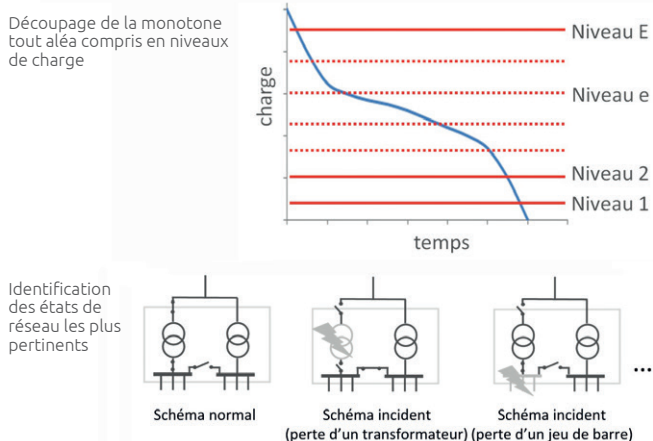
Par exemple, en ce qui concerne la prise en compte de l'aléa climatique, la monotone de charge pour une année n'est construite à partir de k prévisions de charge annuelle (composé de 8760 puissances horaires) correspondant à k aléas climatiques (k est de l'ordre de la centaine). Les 8760 x k puissances ainsi obtenues sont classées de manière décroissante afin de constituer la monotone et une durée de 1/k est donnée à chacune de ces puissances.

La courbe obtenue fournit l'espérance mathématique du temps (c'est-à-dire la durée moyenne en tenant compte des différents climats possibles) pendant lequel, au cours de l'année étudiée, la puissance appelée sera supérieure à une valeur donnée.

7.4.1.2. Le bilan actualisé comme outil d'inter-comparaison des stratégies de renforcement

Pour chacune des stratégies retenues pour les bilans actualisés, des calculs réseaux sont réalisés afin de modéliser le comportement du réseau et le volume de non-qualité en fonction des différentes situations d'incident (perte d'un transformateur, d'un jeu de barre...) et de charge. Les situations d'incidents retenues dans le calcul sont celles qui seraient le plus impactées par le renforcement étudié. En terme de charge, les niveaux de charge retenus correspondent à un découpage de la monotone de charge tout aléa climatique compris (plusieurs centaines de climats sont simulés) en paliers de puissance (figure 43).

Figure 43 : Détermination des niveaux de charge et des états de réseau retenus pour la réalisation des bilans actualisés



Constitution d'un bilan actualisé des coûts pour la collectivité

$$B_{act}^S = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{CC^S(n)}{(1+i)^n}$$

$$B_{act}^S = \left(\sum_{n=0}^N \frac{CC^S(n)}{(1+i)^n} \right) + \frac{V_r^S(N)}{(1+i)^N}$$

$$B_{act}^S = \left(\sum_{n=0}^N \frac{I^S(n) + C_p^S(n) + C_{exp}^S(n) + C_{NQ}^S(n)}{(1+i)^n} \right) + \frac{V_r^S(N)}{(1+i)^N}$$

Avec :

B_{act}^S = bilan actualisé de la stratégie S

$CC^S(n)$ = ensemble* des coûts pour la collectivité à l'année N de la stratégie S

$I^S(n)$ = montant des investissements à réaliser l'année n dans la stratégie S

$C_p^S(n)$ = espérance du coût des pertes à l'année n dans la stratégie S

$C_{exp}^S(n)$ = coût d'exploitation (notamment de maintenance) de l'année n dans stratégie S

$C_{NQ}^S(n)$ = valorisation de l'espérance de non-qualité à l'année n dans la stratégie S

$V_r^S(N)$ = valeur résiduelle à l'année N de l'ensemble des investissements réalisés sur la période [0 ; N] dans stratégie S

i = taux d'actualisation

N = année de fin d'étude

*Le but étant d'inter-comparer différentes stratégies de renforcement, seuls les coûts sensibles à la stratégie de renforcement retenue sont calculés.

À noter : la stratégie de référence correspond à une stratégie sans investissement supplémentaire et se traduit donc par $I^{NPI}(n) = 0$ pour tout n

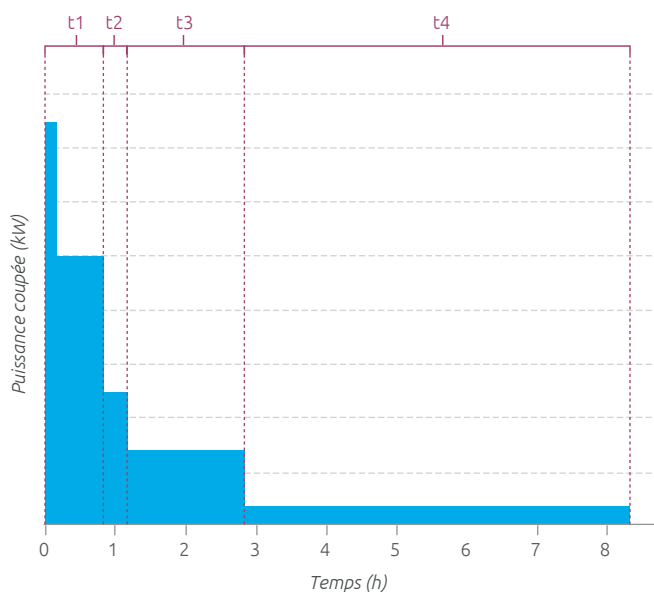
Ce calcul est dit probabiliste car, au vu de l'incertitude autour de la charge qui transitera et des incidents qui se produiront en chaque année n, les coûts liés aux pertes et à la non-qualité sont des espérances de coût. Le coût des pertes de l'année n est donc en réalité une moyenne pondérée des coûts des pertes pour l'ensemble des scénarios de charge envisageable en année n, pondérés par leur probabilité d'occurrence. De manière similaire, le coût de la non-qualité en année n est une moyenne pondérée de la non-qualité sur l'ensemble des scénarios croisés de charge et d'incidentologie envisageable pour l'année n, pondérés par leur probabilité d'occurrence. Ce dernier terme est d'une importance majeure pour ce cas d'usage et sera approfondi par la suite.

La prise en compte de l'aléa de charge dans les études, ainsi que de la probabilité des incidents, permet à Enedis d'avoir aujourd'hui une approche dite probabiliste. Celle-ci permet de garantir que les stratégies de gestion retenues sont bien celles qui permettront de minimiser les coûts pour la collectivité. Cela ne serait pas le cas dans le cadre d'une approche dite déterministe qui reposerait par exemple sur des seuils de puissance ou de taux de reprise à atteindre absolument, sans prendre en compte leur probabilité d'occurrence.

L'estimation du coût de la non-qualité dans les bilans actualisés des différentes stratégies passe donc par des simulations de l'évolution de la puissance coupée pour chacun des états de réseau et des niveaux de charge retenus (figure 44). Ces calculs sont réalisés par l'outil d'étude Erable et permettent de calculer la quantité d'END associée. L'évolution de la puissance coupée, bien que schématique, a pour objectif de modéliser au mieux les leviers de conduite et d'exploitation du gestionnaire de réseau de distribution tels qu'ils avaient été présentés dans le cas d'usage lié à la conduite en situation d'incident.

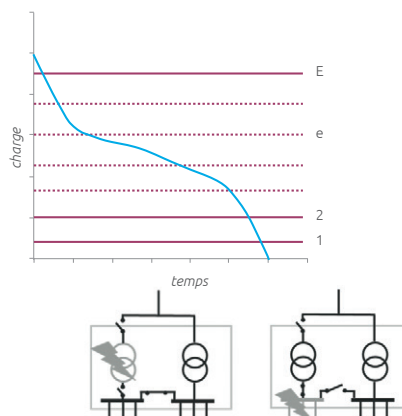
Cette cohérence entre les hypothèses de planification et la manière dont le réseau est ensuite conduit et exploité permet de bien justifier du fait que la solution retenue est celle qui permettra en situation d'exploitation d'avoir un réseau optimal d'un point de vue coût-qualité.

Figure 44 : Évolution schématique de la puissance coupée suite à un incident



L'utilisation d'une monotone de charge tout aléa climatique compris ainsi que celle des probabilités d'occurrence des différents incidents permet ensuite d'affecter une probabilité à chacune de ces situations. L'ensemble de ces END probabilistes est alors sommé de manière à obtenir l'espérance de coût de la non-qualité probabiliste qui est associée à chacune des trajectoires de coût étudiées (figure 45).

Figure 45 : Évaluation de la non-qualité probabiliste pour chaque combinaison d'état réseau et d'aléa climatique



	N-1 transformateur	N-1 jeu de barre	...	1
1	$p_1 \cdot p_{N-1} \cdot \text{END}_{N-1} \cdot c_{\text{END}}$	...	...	...
2	...	...	...	...
...	...	...	...	...
e	...	...	...	$p_e \cdot p_r \cdot \text{END}_{ie} \cdot c_{\text{END}}$

Calcul probabiliste de la non-qualité

La méthode de valorisation de la non-qualité utilisée par Enedis repose sur deux termes : puissance coupée et END.

L'objet de cette partie étant les flexibilités et leur utilisation curative pour faciliter la reprise de clients (et pas pour éviter entièrement les coupures), elles sont considérées comme n'ayant pas d'effet sur la quantité de puissance coupée et seule la part énergie non distribuée de la non-qualité sera donc prise en compte.

$$C_{NQ}^S(n) = \sum_e \sum_i p_e(n) \cdot p_i^S(n) \cdot \text{END}_{e,i}^S(n) \cdot c(\text{END}_{e,i}^S(n))$$

Avec :

$C_{NQ}^S(n)$ = valorisation de l'espérance de non-qualité à l'année n dans la stratégie S

$p_e(n)$ = probabilité d'être au niveau de charge durant l'année n (donnée par la monotone tous aléas compris)

$p_i^S(n)$ = probabilité de faire face à l'incident i dans la stratégie S à l'année n (dépend du taux de défaillance des ouvrages)

$\text{END}_{e,i}^S(n)$ = quantité d'énergie non distribuée si l'incident i survient à niveau de charge e dans la stratégie S à l'année n (donnée par la modélisation Erable)

$c(\text{END}_{e,i}^S(n))$ = valeur unitaire de l'énergie non distribuée en fonction de la quantité (tableau 14)

Une fois le coût de la non-qualité de chaque trajectoire associé à leur bilan actualisé, il est possible de les comparer et de retenir la solution optimale pour la collectivité. Dans le cas d'étude ici présenté, on suppose que c'est la stratégie d'investissement qui est alors retenue.

7.4.1.3. Identification de la date optimale d'investissement

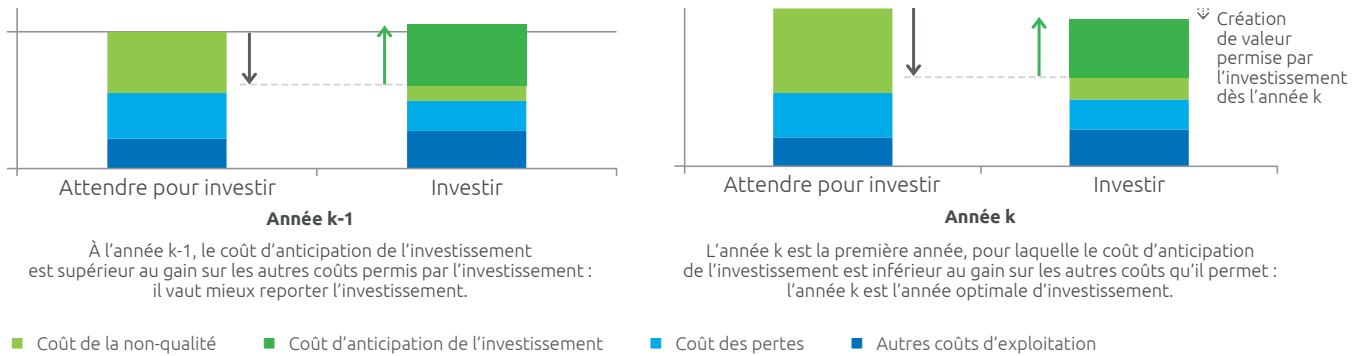
Une fois cette stratégie retenue, il est encore nécessaire d'optimiser sa date de réalisation. Cela revient à inter-comparer une famille de stratégies pour lesquelles seule la date de la réalisation diffère (l'investissement choisi est le même pour toutes les stratégies). In fine, l'année d'investissement retenue est celle qui minimise les coûts pour la collectivité.

De manière schématique, il est préférable pour la collectivité d'anticiper l'investissement en année k plutôt qu'en année $k+1$

dès lors que les gains réalisés grâce au renforcement pendant l'année k sont supérieurs au coût d'anticipation de l'investissement. L'encadré en page suivante détaille le raisonnement en comparant le bilan actualisé des deux stratégies en question.

En résumé, la décision de renforcement se fait en tenant compte principalement du coût des différentes stratégies de renforcement et de leur impact respectif sur la non-qualité qui est valorisée du point de vue de la collectivité. L'introduction d'un levier tel que les flexibilités qui viendrait affecter la quantité de non-qualité liée aux différents états du réseau et de sa charge (à l'image des cas d'usage en conduite et exploitation) pourrait donc effectivement venir modifier la décision d'investissement et, potentiellement, la repousser. Cela suppose la capacité de modéliser l'impact des flexibilités sur la non-qualité dans Erable (section 4.3). C'est ce que permet le modèle présenté par la suite.

Figure 46 : Détermination de la date optimale d'investissement



Détermination de la date optimale d'investissement

Soient S_k et S_{k+1} deux stratégies identiques qui consistent à n'effectuer qu'un seul investissement et qui ne diffèrent que par la date de réalisation de cet investissement :

$$B_{act}^{S_k} = \left(\sum_{n=0}^N \frac{CC^{S_k}(n)}{(1+i)^n} \right) + \frac{V_r^{S_k}(N)}{(1+i)^N} \quad \left| \quad B_{act}^{S_{k+1}} = \left(\sum_{n=0}^N \frac{CC^{S_{k+1}}(n)}{(1+i)^n} \right) + \frac{V_r^{S_{k+1}}(N)}{(1+i)^N}$$

Pour $n < k$, $CC^{S_k}(n) = CC^{S_{k+1}}(n) = CC^{NPI}(n)$ $I^{S_k}(k) = I^{S_{k+1}}(k+1) = I$ $CC^{S_{k+1}}(k) = CC^{NPI}(k)$

Pour $k+1 < n < N$, $CC^{S_k}(n) = CC^{S_{k+1}}(n)$

De plus, $B_{act}^{S_k} < B_{act}^{S_{k+1}} \Leftrightarrow 0 < B_{act}^{S_{k+1}} - B_{act}^{S_k}$

Donc, l'année k est l'année optimale s'il s'agit de la première année pour laquelle l'inéquation suivante est vérifiée :

$$0 < \frac{CC^{S_{k+1}}(k) - CC^{S_k}(k)}{(1+i)^k} + \frac{CC^{S_{k+1}}(k+1) - CC^{S_k}(k+1)}{(1+i)^{k+1}} + \frac{V_r^{S_{k+1}}(N) - V_r^{S_k}(N)}{(1+i)^N}$$

$$0 < \left(C_p^{S_{k+1}}(k) - C_p^{S_k}(k) \right) + \left(C_{NQ}^{S_{k+1}}(k) - C_{NQ}^{S_k}(k) \right) - I + \frac{I}{(1+i)}$$

$$\frac{i \cdot I}{(1+i)} < \left(C_p^{NPI}(k) - C_p^{S_k}(k) \right) + \left(C_{NQ}^{NPI}(k) - C_{NQ}^{S_k}(k) \right)$$

coût d'anticipation de l'investissement gains sur les pertes permis par l'investissement à l'année k gains sur la qualité permis par l'investissement à l'année k

La planification des investissements sur le réseau public de distribution repose sur l'inter-comparaison des bilans actualisés des coûts pour la collectivité des différentes stratégies envisageables. Ces coûts englobent des coûts explicites (exploitation, perte, investissement...) et implicites (non-qualité). Certains de ces coûts nécessitent une approche probabiliste qui permet d'optimiser le dimensionnement du réseau en tenant compte de la probabilité d'occurrence des différentes situations. Ce processus implique la modélisation d'un grand nombre de configurations de réseau à différents niveaux de charge afin de refléter la diversité des situations auxquelles les réseaux seront susceptibles de faire face.

La stratégie retenue est celle qui minimise la somme de ces coûts, ce qui implique que les investissements ne sont réalisés que s'ils permettent d'atteindre un optimum coût-qualité pour la collectivité.

7.4.2. Modélisation de l'impact des flexibilités et intégration au processus de décision d'investissement

L'objectif est de présenter une manière d'intégrer les flexibilités dans le processus de décision des investissements. L'idée directrice est ici que la dégradation de la qualité intrinsèque du réseau causée au stade de la planification par le renoncement au renforcement est compensée par la meilleure capacité de reprise apportée par les flexibilités au stade de la conduite. L'anticipation au stade de l'investissement du recours à des flexibilités constitue ainsi un transfert de risque entre deux horizons de temps dans la vie du réseau. L'évaluation économique du gain réalisé suppose idéalement d'avoir une connaissance précise des caractéristiques des solutions comparées : en particulier coût d'un renforcement d'une part, prix et fiabilité des flexibilités de l'autre.

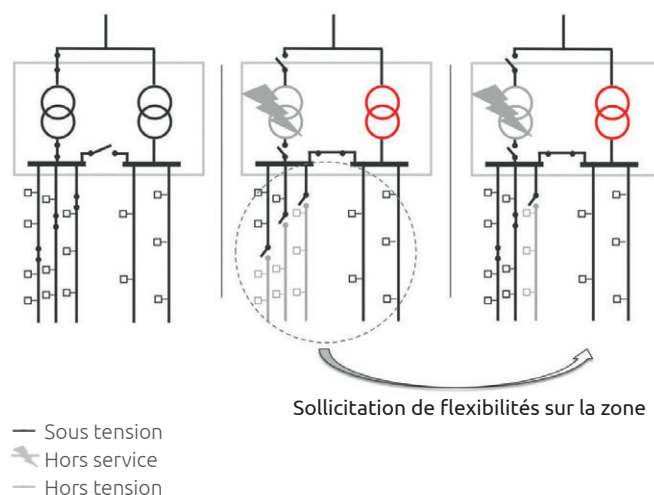
Pour ce faire, un cas concret de renforcement poste source est utilisé. Un modèle a été développé dans le contexte du démonstrateur Smart Grid Vendée³⁹. Ce modèle permet de calculer le bilan actualisé d'une stratégie d'utilisation des flexibilités⁴⁰ hors coût de mise en œuvre de ces flexibilités.

L'objectif d'utilisation des flexibilités est de réduire la non-qualité résiduelle sur le réseau suffisamment pour que la décision de renforcement soit repoussée d'une ou plusieurs années⁴¹. Focaliser l'étude d'utilisation des flexibilités sur une stratégie de report de renforcement plutôt que sur une stratégie d'alternative au renforcement permet de ne pas préjuger de la présence

de flexibilité sur une longue durée. Si la flexibilité présente s'avère suffisante pour le justifier, ce report peut ensuite être renouvelé d'année en année ce qui conduit à un résultat équivalent tout en laissant la possibilité d'investir ou d'abandonner l'investissement suivant l'évolution de la zone (croissance ou non des charges, disparition du gisement de flexibilité...).

Les flexibilités modélisées seront désignées comme étant des réductions de soutirage, mais une approche résultant d'une augmentation des injections (ou toute combinaison des deux) serait strictement équivalente d'un point de vue collectif.

Figure 47 : Augmentation du taux de reprise des clients grâce à l'utilisation de flexibilité à la baisse en soutirage ou à la hausse en injection



La figure 47 est une illustration de l'augmentation possible de la puissance reprise via des flexibilités - à la baisse en soutirage ou à la hausse en injection - dans le cas d'un incident au niveau d'un transformateur dans un poste source à deux transformateurs. Elle est équivalente, en pratique au cas d'usage en conduite décrit en 6.4.

Le modèle développé dans Smart Grid Vendée permet, notamment via l'outil de calcul réseau Erable qui a été présenté plus haut, de modéliser l'impact d'une flexibilité donnée sur la non-qualité dans le cas de divers incidents. En d'autres termes, le modèle est capable de recalculer l'espérance de non-qualité associée à une stratégie donnée en supposant l'activation de flexibilités suivant une stratégie précise (voir encadré en page suivante).

³⁹ Cf. A. Bouorakima, J. Boubert, M.A. Laffitau, "Valuation of DR in Distribution System Planning", article n° 334 publié au CIRED 2016.

⁴⁰ Cette stratégie sera présentée par la suite.

⁴¹ On notera que, face à une situation contraignante correspondant à une situation de réseau et une situation de demande données, l'approche conventionnelle faisant appel à un renforcement revient à modifier la situation du réseau, tandis que l'usage de flexibilités consiste à agir sur la charge (cf. J. Boubert, S. Boyard, F. Dispot, "An Investment Versus Flexibilities Comparison Framework", article n° 958 publié au CIRED de 2015).

Ainsi, la définition d'une stratégie d'utilisation des flexibilités et la prise en compte d'hypothèses de mise en œuvre des flexibilités sont nécessaires et doivent être faites préalablement à toute modélisation. En effet, l'impact des flexibilités sur la non-qualité en dépend directement. Dans le cas de l'étude présentée ici, le cadre suivant a été retenu :

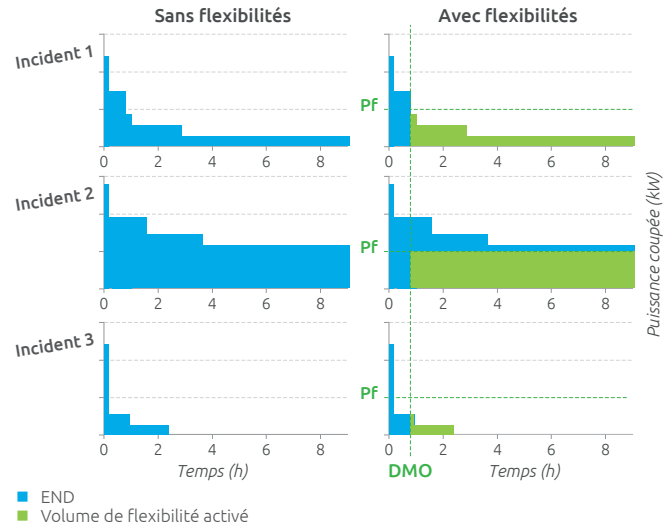
- activation pour chaque incident du volume de flexibilités disponible pour la durée de l'incident ;
- réponse parfaite du volume de flexibilités à la demande (notamment fiabilité totale du gisement de flexibilité) ;
- localisation idéale des flexibilités pour chaque incident (y compris répartition des flexibilités en plusieurs points sur un même incident) ;
- délai de Mise en Œuvre (DMO) des flexibilités de 40 minutes.

Ce dernier élément correspond au délai d'activation des flexibilités et reflète la capacité des flexibilités à intervenir plus ou moins rapidement pour diminuer la puissance coupée. Il englobe à la fois le temps de prise de décision concernant l'activation des flexibilités et le délai de réponse de ces flexibilités à la demande d'activation. Une étude de sensibilité de la valeur à ce paramètre sur un cas particulier figure au 7.4.3.2.

La réduction de non-qualité que cette stratégie d'utilisation des flexibilités permettrait peut être estimée grâce aux diagrammes d'évolution de la puissance coupée qui correspondent aux différents incidents et niveaux de charge.

La figure 48 donne quelques exemples visuels tandis que l'encadré ci-dessous formalise le calcul qui permet d'évaluer le coût associé à la non-qualité dans le cas d'une stratégie d'activation des flexibilités.

Figure 48 : Impact schématique d'une puissance P_f de flexibilités sur la puissance coupée dans le modèle pour trois exemples d'incident et de charge différentes



Comme mentionné précédemment, le modèle utilisé permet de calculer le bilan actualisé d'une stratégie d'utilisation des flexibilités hors coût de mise en œuvre de ces flexibilités. Il permet donc **d'évaluer l'impact d'une stratégie d'utilisation des flexibilités sur la non-qualité et de déterminer le surplus collectif maximal** qui y est associé. Par conséquent, grâce à ce modèle, il est possible de donner les conditions économiques à respecter pour que le report d'investissement à l'aide de flexibilités soit bien la stratégie optimale.

Coût de la non-qualité en cas d'utilisation de flexibilité

(En reprenant les notations du 6.2 et avec $SfI(Pf)$ une stratégie d'utilisation d'une puissance P_f de flexibilité)

$$C_{NQ}^{SfI(Pf)}(n) = \sum_e \sum_i p_e(n) \cdot p_i^{SfI(Pf)}(n) \cdot END_{e,i}^{SfI(Pf)}(n) \cdot c(EN_{e,i}^{SfI(Pf)}(n))$$

$$C_{NQ}^{SfI(Pf)}(n) = \sum_e \sum_i p_e(n) \cdot p_i^{NPI}(n) \cdot (END_{e,i}^{NPI}(n) - GfEND_{e,i}(Pf)) \cdot c(EN_{e,i}^{NPI}(n) - GfEND_{e,i}(Pf))$$

avec :

$C_{NQ}^S(n)$ = valorisation de l'espérance de non-qualité à l'année n dans la stratégie

$p_e(n)$ = probabilité d'être au niveau de charge e durant l'année n (donnée par la monotone tous aléas compris)

$p_i^S(n)$ = probabilité de faire face à l'incident i dans la stratégie S à l'année n (dépend du taux de défaillance des ouvrages)

$END_{e,i}^S(n)$ = quantité d'énergie non distribuée si l'incident i survient au niveau de charge e dans la stratégie S à l'année n (donnée par la modélisation ERABLE)

$c(EN_{e,i}^S(n))$ = valeur unitaire de l'énergie non distribuée en fonction de la quantité (tableau 14)

$GfEND_{e,i}(Pf)$ = quantité d'énergie non distribuée évitée grâce à l'utilisation d'une puissance P_f de flexibilité si l'incident i survient au niveau de charge e (calculé à l'aide du modèle SGV - figure 48)

d'un point de vue coût-qualité au périmètre de la collectivité. Déterminer le **surplus collectif** correspondant à la stratégie de report d'investissement revient donc à donner le **coût de mise en œuvre pour la collectivité d'une puissance Pf de flexibilités en dessous duquel la stratégie de report avec utilisation de flexibilités est économiquement plus intéressante pour la collectivité que la solution "investir"**. En l'occurrence, il sera pertinent de reporter d'un an le renforcement par rapport à la stratégie de référence et d'appeler une puissance Pf de flexibilités pendant la

durée du report si le coût pour la collectivité de mettre en œuvre une puissance Pf de flexibilités pendant un an est inférieur à l'économie de report de l'investissement minoré des gains annuels sur les pertes que permettrait l'investissement et de l'écart entre le niveau de qualité que permettrait l'investissement et celui que permet d'atteindre la mise en œuvre d'une puissance Pf de flexibilités. L'encadré ci-dessous détaille le raisonnement amenant à cette conclusion.

Détermination du surplus collectif maximal dégagé par les flexibilités

Soit S_{ref} la stratégie de référence dans laquelle le renforcement est réalisé à la date optimale n^* et aucune flexibilité n'est sollicitée et $S_{fl}(Pf)$ la stratégie où le renforcement est reporté d'un an (en n^*+1) et une puissance Pf de flexibilités est sollicitée durant l'année n^* pendant laquelle le renforcement est repoussé.

$$B_{act}^{S_{ref}} = \left(\sum_{n=0}^N \frac{CC^{S_{ref}}(n)}{(1+i)^n} \right) + \frac{V_r^{S_{ref}}(N)}{(1+i)^N} \quad \left| \quad B_{act}^{S_{fl}(Pf)} = \left(\sum_{n=0}^N \frac{CC^{S_{fl}(Pf)}(n)}{(1+i)^n} \right) + \frac{V_r^{S_{fl}(Pf)}(N)}{(1+i)^N}$$

Pour $n < n^*$, toutes les stratégies sont identiques :

$$CC^{S_{ref}}(n) = CC^{S_{fl}(Pf)}(n) = CC^{NPI}(n)$$

Pour $n > n^* + 1$, toutes les stratégies sont identiques :

$$CC^{S_{fl}(Pf)}(n) = CC^{S_{ref}}(n)$$

Par ailleurs, les différentes hypothèses prises se traduisent de la manière suivante :

$I^{S_{ref}}(n^*) = I^{S_{fl}(Pf)}(n^* + 1) = I$	(l'investissement est repoussé d'un an)
$CC^{S_{fl}(Pf)}(n^*) = CC_p^{NPI}(n^*) + C_{exp}^{NPI}(n^*) + C_{fl}(Pf) + C_{NQ}^{S_{fl}(Pf)}(n^*)$	(pas d'impact des flexibilités sur les pertes et les coûts d'exploitation)
$CC^{S_{fl}(Pf)}(n^* + 1) = I + C_p^{S_{ref}}(n^* + 1) + C_{exp}^{S_{ref}}(n^* + 1) + C_{NQ}^{S_{ref}}(n^*)$	

Le surplus collectif maximal $SC_{fl}(Pf)$ est égal à la différence entre la stratégie $B_{act}^{S_{fl}(Pf)}$ et la stratégie $B_{act}^{S_{ref}}$:

$$SC_{fl}(Pf) = B_{act}^{S_{ref}} - B_{act}^{S_{fl}(Pf)}$$

$$SC_{fl}(Pf) = \frac{CC^{S_{ref}}(n^*) - CC^{S_{fl}(Pf)}(n^*)}{(1+i)^{n^*}} + \frac{CC^{S_{ref}}(n^*+1) - CC^{S_{fl}(Pf)}(n^*+1)}{(1+i)^{n^*+1}} + \frac{V_r^{S_{ref}}(N) - V_r^{S_{fl}(Pf)}(N)}{(1+i)^N}$$

négligeable

$$SC_{fl}(Pf) = \left(C_p^{S_{ref}}(n^*) - C_p^{NPI}(n^*) \right) + \left(C_{NQ}^{S_{ref}}(n^*) - C_{NQ}^{S_{fl}(Pf)}(n^*) \right) - C_{fl}(Pf) + I - \frac{I}{(1+i)}$$

$$SC_{fl}(Pf) = \frac{i \cdot I}{(1+i)} - \left(C_p^{NPI}(n^*) - C_p^{S_{ref}}(n^*) \right) - \left(C_{NQ}^{S_{fl}(Pf)}(n^*) - C_{NQ}^{S_{ref}}(n^*) \right)$$

coût d'anticipation de l'investissement gains sur la qualité permis par l'investissement à l'année n^* écart de qualité à l'année n^* entre les deux stratégies

Ce surplus collectif maximal est par ailleurs équivalent au coût maximal de mise en œuvre des flexibilités au-dessus duquel il n'est pas pertinent d'envisager le report d'investissement à l'aide de flexibilités.

Afin d'obtenir une valeur intensive il est possible de diviser ce surplus/coût maximal par la puissance de flexibilités envisagée ou l'énergie correspondant à cette puissance ($E(Pf)$) :

$$\frac{SC_{fl}^{max}(Pf)}{Pf} \text{ en } \text{€}/kW \text{ ou } \frac{SC_{fl}^{max}(Pf)}{E(Pf)} \text{ en } \text{€}/kWh$$

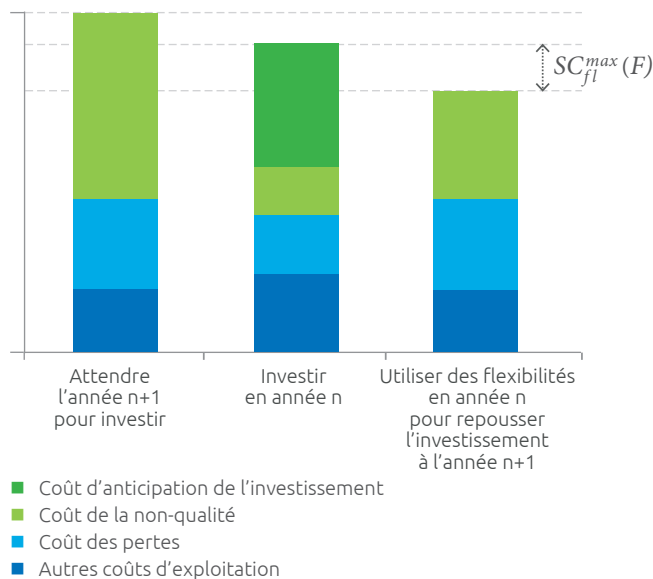
Le **surplus collectif maximal associé à la mise en œuvre de flexibilité peut donc être calculé**. Il correspond au coût maximal pour la collectivité de mise en œuvre des flexibilités en dessous duquel il peut être pertinent d'envisager un report d'investissement et peut être formalisé via la formule suivante :

$$SC_{fl}^{max}(Pf) = \frac{i.I}{(1+i)} - \left(C_p^{NPI}(n^*) - C_p^{Sref}(n^*) \right) - \left(C_{NQ}^{Sfl1(Pf)}(n^*) - C_{NQ}^{Sref}(n^*) \right)$$

Avec Pf la puissance flexible disponible, NPI la stratégie sans investissement, $Sref$ la stratégie avec investissement, $S^{fl1}(Pf)$ la stratégie d'utilisation des flexibilités et I l'investissement.

Ce surplus se retrouve également dans la figure 49.

Figure 49 : Illustration du surplus collectif maximal dégagé par une stratégie d'utilisation des flexibilités



Cette formule relie surplus collectif/coût de mise en œuvre maximal et puissance flexible. La stratégie associée à chacune de ces puissances flexibles dégagera donc un surplus collectif différent. Dans les résultats numériques présentés par la suite, la puissance permettant de majorer le surplus collectif unitaire maximal "capacitaire" (exprimé en €/kW) et ce surplus collectif unitaire maximal "capacitaire" seront mis en avant. L'encadré en page suivante présente quelques éléments concernant les différentes puissances possibles et les surplus collectifs unitaires qui y sont associés.

Le choix de se focaliser sur le surplus collectif "capacitaire" maximal obtenu renvoie à un majorant de la valeur maximale des flexibilités en tant que moyen de report d'investissement. En effet, la présence ou non de gisement de flexibilités sur la zone en contrainte pourrait empêcher l'accès à cette stratégie. Par ailleurs, certaines hypothèses prises dans le modèle renforcent ce statut de majorant :

- la réponse de la flexibilité est supposée parfaite, c'est-à-dire que le volume d'effacement réel correspond exactement à la consigne ;

Liens entre puissance flexible et surplus collectif maximal

À titre d'exemple, il existe notamment une puissance F^0 pour laquelle le surplus collectif maximal est nul ; autrement dit le report d'investissement n'est pertinent que si la mise en œuvre des flexibilités est gratuite. Cela permet de connaître la quantité minimale de flexibilités qui doit être disponible avant de pouvoir envisager tout report d'investissement.

$$SC_{fl}^{max}(F^0) = 0$$

$$\frac{i.I}{(1+i)} = \left(C_p^{NPI}(n^*) - C_p^{Sref}(n^*) \right) + \left(C_{NQ}^{Sfl1(F^0)}(n^*) - C_{NQ}^{Sref}(n^*) \right)$$

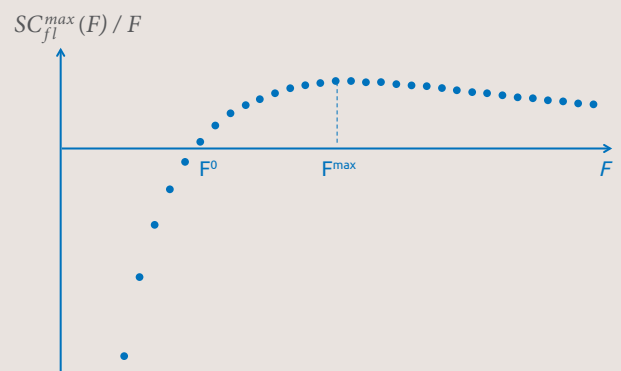
(i.e. l'économie de report est exactement compensée par le surcoût des pertes et la dégradation de la qualité)

De manière similaire, il est également possible d'identifier la puissance F_{max} qui permet de maximiser le surplus collectif unitaire maximal :

$$\frac{SC_{fl}^{max}(F_{max})}{F_{max}} \geq \frac{SC_{fl}^{max}(F)}{F}$$

C'est cette puissance et ce surplus collectif unitaire maximal qui seront mis en avant dans les résultats numériques. Par ailleurs, la figure 50 ci-dessous permet d'illustrer de manière qualitative l'évolution de $\frac{SC_{fl}^{max}(F)}{F}$ en fonction de F en singularisant bien la puissance minimale F^0 à partir de laquelle il peut être possible de reporter l'investissement et la puissance F_{max} pour laquelle le surplus collectif unitaire maximal est maximisé.

Figure 50 : Évolution qualitative du surplus collectif unitaire maximal dégagé par les flexibilités en fonction de la puissance flexible



- le volume de flexibilités est toujours considéré comme permettant de répondre à l'END générée par l'incident. Concrètement ce qui est simulé est une flexibilité dont on pourrait choisir la localisation en fonction de l'incident subi.

Ce surplus collectif maximal est équivalent au coût maximal en dessous duquel il pourrait être pertinent pour la collectivité de mettre en œuvre des flexibilités dans le but de repousser un investissement. Le modèle fournit également le volume d'énergie qui sera statistiquement appelé sur la période de report et donc, par calcul, la durée d'appel moyenne pour la stratégie d'appel dont les hypothèses ont été décrites plus haut.

Comme le modèle repose sur l'utilisation de taux de défaillance et de monotonies de charge, l'évaluation du volume d'énergie appelée et des durées d'appels est une évaluation en espérance qui ne donne pas d'information sur la durée maximale d'un appel donné ou sur la répartition du/des appel(s) au cours de la période de report.

Il est possible d'intégrer la prévision de l'utilisation de flexibilités dans le processus de décision des investissements au poste source. En fonction de la stratégie d'utilisation définie pour ces flexibilités, elles viennent réduire la non-qualité créée par les différentes situations d'incident.

Le modèle permet d'évaluer le surplus collectif capacitaire (en €/kW/année de report) maximal dégagé par ces flexibilités. Il correspond au coût maximal de mise en œuvre des flexibilités en-dessous duquel il serait pertinent pour la collectivité d'y avoir recours pour reporter un investissement.

7.4.3. Résultats des études de report d'investissement poste source à l'aide de la flexibilité

7.4.3.1. Surplus collectif maximal et volume associé

La méthode présentée ici a été appliquée à un ensemble de cas de renforcement de poste source pour évaluer le surplus collectif lié à un report d'investissement et le volume de flexibilités nécessaire en supposant un DMO de 40 minutes. Pour chacun de ces postes, une étude technico-économique préalable avait démontré que la stratégie de référence (ne prenant pas en compte les flexibilités) permettant d'atteindre un optimum coût-qualité était le renforcement du poste source par la mutation (c'est-à-dire le changement) et/ou l'ajout d'un transformateur. À noter que, par définition, pour tout poste où la stratégie optimale n'est pas l'investissement, ce cas d'usage n'est pas pertinent.

Sur l'ensemble des cas testés, des triplets de valeurs correspondant au surplus collectif maximal, à la puissance et à la durée d'utilité moyenne ont été obtenus. Pour chacun de ces caractéristiques, les résultats présentent une grande diversité. Les éléments obtenus sont résumés dans le tableau 15 :

Tableau 15 : Surplus collectif, capacité et durée utile d'appel des flexibilités pour le report d'investissement sur les situations de renforcement étudiées (DMO = 40 min)

	Majorant du surplus collectif capacitaire maximal	Surplus collectif énergétique correspondant	Capacité correspondante	Durée d'utilité moyenne (tout aléa)
	€/kW/année de report	€/MWh		
Plage de valeur	De 0 à 24 €/kW/année de report	De 0 à 11 600 €/MWh	De 0 à 16 MW	De 0 à 186 min/an

À noter :

Les surplus collectifs maximaux "capacitaire" et "énergétique" ne sont pas à sommer, il s'agit de deux métriques différentes permettant d'afficher la même valeur de manières différentes.

Ils ont été calculés pour une puissance F^{max} choisie de manière à maximiser le surplus collectif maximal capacitaire. Ils correspondent à la division du surplus collectif maximal dégagé par la stratégie d'utilisation des flexibilités étudiée par la puissance flexible et le nombre d'années d'utilisation (valeur capacitaire) ou par le volume d'énergie appelé (valeur énergétique).

Quelques points à garder à l'esprit pour analyser ces résultats :

- ces valeurs correspondent au report d'un investissement sur un an ;
- le modèle ne détermine pas le nombre d'appels annuels ou encore leur durée ;
- l'efficacité de la flexibilité, sa fiabilité et la prévisibilité du besoin ont été supposées parfaites puisque l'appel d'un kWh de flexibilités permet de reprendre un kWh d'END ;
- la flexibilité est supposée toujours localisée au meilleur endroit pour répondre à la contrainte. Autrement dit, la topologie du réseau n'est pas prise en compte pour estimer la capacité de la flexibilité à diminuer l'END et un kWh de flexibilité permet toujours de reprendre un kWh d'END.

Le surplus collectif présenté dans le tableau ci-dessus représente la valeur que la flexibilité peut dégager au niveau du système électrique, mais ne tient pas compte de ses coûts. Il peut donc être interprété comme le coût maximal admissible pour la collectivité qui englobe notamment les coûts d'installation de la solution, ses coûts d'exploitation et les coûts d'instrumentation côté réseau public de distribution.

Le contraste entre les valeurs affichées par kW/année de report et par kWh est important à noter. En effet, il souligne le caractère rare des situations dans lesquelles des flexibilités seraient utiles pour le réseau public de distribution dans ce cas d'usage. Le surplus collectif maximal par kWh est supérieure à la valeur de l'END pour les incidents courants (9 200 €/MWh) ce qui s'explique par le fait que pour un renforcement de poste source les incidents de grande ampleur (> 30 MWh d'END) peuvent jouer un rôle décisif dans la décision de renforcement – malgré leur probabilité très faible.

Dans les situations réelles étudiées, le majorant du surplus collectif maximal dégagé par la stratégie d'utilisation des flexibilités retenue pour décaler un investissement, varie de 0 à 24 €/kW/an du point de vue de la puissance ou de 0 à 11 600 €/MWh du point de vue de l'énergie. Il correspond au coût maximal de mise en œuvre des flexibilités pour la collectivité, en dessous duquel leur utilisation est pertinente économiquement.

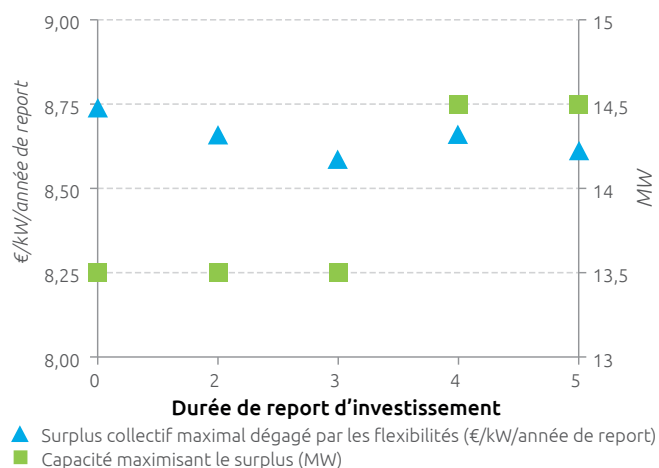
Ce large différentiel dans les ordres de grandeur est dû au fait que les appels permettant le report d'investissement correspondent à des situations d'incident et sont donc plutôt rares et dépendant des cas d'incident. De plus, comme ces flexibilités permettraient de reprendre des clients coupés, la valeur énergétique est du même ordre de grandeur que l'END.

7.4.3.2. Analyse de sensibilité des résultats vis-à-vis de la durée du report d'investissement, du DMO et des hypothèses de localisation des flexibilités

Trois analyses de sensibilité ont été réalisées et portent sur la durée du report d'investissement, le DMO et les hypothèses de localisation des flexibilités. Il ne s'agit pas ici d'associer des probabilités à ces différents éléments mais d'illustrer l'influence de divers facteurs sur la capacité des flexibilités à permettre un report d'investissement et de donner quelques indications quant à l'évolution du surplus collectif maximal dégagé par les flexibilités lorsque l'on retient d'autres hypothèses de mise en œuvre que celles retenues dans la partie précédente.

Concernant la durée de report d'investissement, l'étude a permis de confirmer que le surplus collectif unitaire des flexibilités est maximal pour un report d'une durée d'un an. Sur des périodes

Figure 51 : Évolution du surplus collectif dégagé par les flexibilités suivant la durée de report d'investissement (application à un cas précis de renforcement PS)



plus longues, la sensibilité est relativement faible mais de manière générale à la baisse. Des reports plus longs sont donc parfaitement envisageables dès lors que le surplus collectif reste supérieur aux coûts de mise des flexibilités pour la collectivité. On peut détailler deux facteurs :

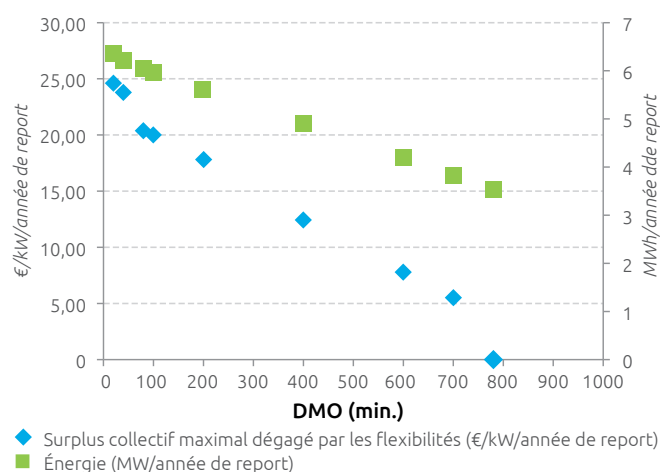
- la croissance de la charge sur la zone rend nécessaire l'activation d'une puissance plus importante de flexibilités (si un investissement était justifié au départ, c'est que la tendance d'évolution de la charge est à la hausse) ;
- l'actualisation des annuités successives entraîne une diminution de la valeur totale liée au report d'investissement.

Une augmentation du DMO peut également se traduire par une chute assez nette du surplus collectif maximal des flexibilités. L'impact de ce paramètre est directement lié à l'évolution de la reprise sur le poste source étudié et aux diagrammes d'évolution de la puissance coupée lors des incidents les plus dimensionnants pour le poste. Un DMO plus important se traduit par une activation plus tardive des flexibilités au cours des incidents, ce qui diminue le volume d'énergie appelé et donc leur impact sur la non-qualité.

Le cas étudié ci-dessous correspond par exemple à un poste où une large partie de l'END résiduelle provient d'un incident dont la durée est comprise entre 400 et 1 000 minutes (environ 7 à 17 heures). Par conséquent, des flexibilités avec un DMO supérieur à 1 000 minutes ont une valeur bien plus faible.

Concernant la localisation de la flexibilité, de manière à obtenir une valeur majorant le surplus collectif maximal dégagé par les flexibilités, c'est l'hypothèse d'une flexibilité mobile dispatchable à volonté qui a été retenue. Ainsi, les résultats présentés ci-dessus correspondent à une flexibilité capable d'intervenir en 40 min à des localisations qui peuvent varier entre les incidents et qui peuvent même être divisées entre plusieurs localisations suivant les besoins.

Figure 52 : Évolution du surplus collectif maximal dégagé par les flexibilités suivant le DMO (application à un cas précis de renforcement PS)



Un second type de répartition a été modélisé parmi l'infinité de localisations possibles : la répartition homogène de la flexibilité. Cette localisation correspond à une répartition uniforme de la flexibilité sur l'ensemble du réseau. Cela pourrait être proche de l'effet obtenu à l'aide d'un effacement homogène de l'ensemble des charges de la zone (HTA comme BT). Les simulations réalisées avec cette seconde répartition conduisent à un surplus collectif maximal compris entre 0 €/kW/an et 6 €/kW/an. Ces résultats soulignent que le surplus collectif associé à l'utilisation des flexibilités dépend assez largement de la localisation de cette flexibilité et ce bien que le cas d'un renforcement poste source soit en théorie le type de renforcement où la sensibilité à ce paramètre est la moindre.

Trois études ont été réalisées sur des cas particuliers afin d'illustrer à titre indicatif la sensibilité des valeurs présentées précédemment à la durée de report d'investissement, au délai de mise en œuvre (DMO) et à la répartition des flexibilités sur le réseau.

Sur les cas testés, le surplus collectif maximal dégagé par les flexibilités (en €/kW/année de report) est peu sensible à la durée du report d'investissement mais peut varier largement quand le DMO devient plus élevé que la durée des incidents qui justifient le renforcement ou quand les flexibilités ne peuvent pas être mobilisées exactement là où elles sont le plus utiles (selon l'incident).

Plus généralement, on observe que le surplus collectif dégagé dépend non seulement des caractéristiques de la zone en contrainte (transits locaux, structure du réseau, incidentologie, etc.) mais également des caractéristiques des flexibilités et de leur mise en œuvre envisagée (DMO, localisation, etc.) ce qui rend impossible la détermination d'une valeur a priori.

7.4.4. Conclusion concernant les cas d'usage de la flexibilité pour des contraintes de soutirage

Les cas d'usage présentés dans cette section permettent d'étudier l'intérêt de l'activation de flexibilités pour la gestion de contraintes de soutirage sur le réseau public de distribution dans le cadre de la conduite, de l'exploitation et de la planification des investissements.

En conduite et en exploitation, l'objectif de l'activation des flexibilités serait de **diminuer la non-qualité du réseau et/ou ses coûts d'exploitation**, en schéma normal ou en schéma dégradé, **qui ne justifiaient pas** d'investissement (car trop faible ou causée par des situations trop rares) en **alternative ou en complément à des solutions usuelles** comme les groupes électrogènes. Du fait de la faible probabilité d'occurrence de ces situations en un point donné

du réseau, ces **activations se feraient 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 en diminuant suffisamment 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. **Une contractualisation de flexibilités serait nécessaire pour justifier le report du renforcement**.

En termes de valeur, l'approche s'est focalisée sur les services que pourraient apporter les flexibilités pour la gestion du réseau public de distribution du point de vue de la collectivité. **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 rareté des situations de coupure sur le réseau, les **activations** en un point donné du réseau seraient a priori **peu fréquentes** 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 pourrait faciliter **la reprise de clients coupés** (ou, pour une valeur a priori moindre, venir en alternative à des activations de groupes électrogènes), le **surplus "énergétique"**⁴² correspondant est majoré par la valeur de la coupure client. Cela conduirait alors à un coût du **même ordre de grandeur que celui de l'END, soit 9 200 €/MWh pour des incidents classiques et 20 000 €/MWh pour des incidents dont l'ampleur dépasse les 30 MWh**.

7.5

Perspectives pour la mise en œuvre

Une approche par le besoin a permis d'identifier les différents cas d'usage dans lesquels l'utilisation de flexibilités pour la gestion des réseaux publics de distribution pourrait permettre de dégager un bénéfice pour la collectivité.

Le market design associé à ces utilisations des flexibilités devra donc permettre de capter la création de valeur pour la collectivité et d'assurer sa répartition vertueuse entre les différents acteurs. Il devra s'inscrire dans une démarche d'optimisation globale du système électrique, en tenant compte des éventuelles interactions avec les différents mécanismes de marché existants.

Au vu des résultats précédents, de grandes tendances de ce market design sont présentées ci-dessous.

⁴² À noter, les surplus collectifs maximaux "capacitaire" et "énergétique" ne sont pas à sommer. Ils représentent respectivement la division du surplus collectif maximal total par la puissance de flexibilité et le nombre d'année ("capacitaire") ou par le volume d'énergie qui serait appelé ("énergétique").

7.5.1. Description du gisement de valeur

Dans le cadre de la gestion des contraintes de transit en soutirage, les capacités flexibles pourraient le plus souvent être mobilisées pour faire face à des situations d'exploitation en schéma dégradé, lorsque des travaux programmés ou des incidents entraînent de la non-qualité. Dans ces conditions, elles pourraient permettre d'obtenir un meilleur optimum coût-qualité pour la collectivité, soit en complément (réduction de la non-qualité) soit en alternative (économie sur les coûts) aux solutions usuellement mises en œuvre, en particulier dans le cadre du report d'investissement.

En revanche, dans le cadre de la gestion des contraintes de tension ou de transit en injection elles pourraient être mobilisées en schéma normal. En effet, dans ce dernier cas, l'écrêtement de production, notamment prévu dans le cadre des offres de raccordement alternatives à puissance modulable, peut permettre d'optimiser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau public de distribution : en réduisant la production maximale un nombre d'heures limité, il est possible d'augmenter notablement l'énergie totale produite dans l'année tout en limitant les coûts de raccordement.

Pour chaque cas d'usage, la fréquence d'occurrence a été évaluée et les propriétés que devraient vérifier des services de flexibilités adaptés ont été déterminées. On peut dès lors définir des types de services standards, permettant de répondre aux différents besoins.

7.5.2. Les caractéristiques déterminantes des services de flexibilité pour les besoins du réseau public de distribution

Les différents services permettant de répondre aux besoins des gestionnaires de réseau de distribution peuvent être décrits par combinaison des propriétés suivantes :

- délai de mobilisation (DMO) : court (40 minutes) ou plus long (mobilisation en J-1) ;
- fiabilité : standard ou très élevée ;
- fréquence d'activation : ponctuelle ou potentiellement récurrente ;
- durée d'activation : quelques heures à quelques jours ;
- période d'utilisation : une journée à un an, voire quelques années.

Il est important de noter que la fiabilité d'un service de flexibilité doit s'entendre ici comme sa capacité à respecter les engagements contractés auprès des gestionnaires de réseau de distribution. Elle ne préjuge pas du caractère permanent de sa disponibilité et, en conséquence, n'est donc pas à mettre en regard de celle d'un câble électrique. En effet, les gestionnaires de réseau de distribution conduisent leurs études en prenant en compte un paysage de non-qualité statistique pour définir, dans chaque situation, le compromis technico-économique le plus efficient pour la collectivité. Aussi, l'utilisation d'une flexibilité proposant une disponibilité même partielle peut constituer un optimum économique parmi le panel des solutions techniques possibles.

En revanche, la disponibilité proposée et prise en compte dans les études doit être respectée en pratique pour atteindre l'optimum visé, faute de quoi la collectivité aurait à supporter des surcoûts potentiellement très importants. En effet, pour définir cet optimum, les gestionnaires de réseau de distribution évaluent le coût de chaque scénario envisageable à l'aune des caractéristiques de ses différentes composantes. En cas de défaillance d'une de ces composantes, les gestionnaires de réseau de distribution ne disposent donc d'aucune solution alternative prédéfinie pour réduire la non-qualité éventuellement engendrée⁴³.

Par ailleurs, la localisation géographique des capacités flexibles composant ces services revêt une importance primordiale. Les véhicules permettant de spécifier une offre de services devront donc permettre de déterminer précisément cette localisation.

De façon pratique, ces véhicules devront également permettre de préciser les modalités d'activation des services.

7.5.3. Un cadre économique adapté à des besoins locaux et à fort niveau d'engagement

Les majorants des surplus collectifs dégagés par les flexibilités dans chaque cas d'usage ont été établis, selon des métriques "capacitaire" (kW) et "énergétique" (kWh) qui constituent deux visions différentes de la valeur et ne sont donc pas sommables. Le caractère systématiquement local des besoins limite le nombre d'acteurs susceptibles de proposer des offres adaptées à ces besoins. Il ne permet donc pas de se baser sur le libre jeu de la concurrence pour définir et fixer les conditions, notamment économiques, associées à ces offres. Or il ne serait pas raisonnable d'introduire une rémunération excessive de ces offres au regard du coût effectif de leur mise en œuvre. Aussi, un principe de justification des coûts pourrait-il être mis en place, de façon à assurer une répartition vertueuse entre les différents acteurs du surplus collectif dégagé par l'utilisation des flexibilités par les gestionnaires de réseau de distribution.

Par ailleurs, l'apparition d'un nouvel espace économique pour la valorisation des capacités flexibles distribuées ne doit pas gréver les opportunités de valorisation déjà offertes par les espaces économiques existants mais, au contraire, constituer une opportunité supplémentaire. Dans ces conditions, les éventuelles dispositions contractuelles visant à assurer la disponibilité d'une flexibilité pour la gestion des besoins du réseau public de distribution ne comporteraient pas, sauf exception, de clause d'exclusivité.

En revanche, ces dispositions devraient, lorsque nécessaire, comporter un régime de pénalité incitatif permettant aux gestionnaires de réseau de distribution de refléter la qualité attendue du service, le cas échéant à différents horizons de temps, et de se prémunir contre d'éventuels arbitrages. En effet, dans le cadre d'un investissement reporté grâce à l'utilisation d'un service d'effacement par exemple, le gain réalisé par la collectivité serait inférieur au coût qu'elle devrait supporter en cas de défaillance de la flexibilité. Le coût justifié par l'offreur de service pourrait quant à lui

⁴³ En effet, dans le cas contraire, les coûts de cette solution alternative devraient être pris en compte dans le scénario considéré.

intégrer une composante relative au risque que la qualité de service attendue fait peser sur lui.

Enfin, les modalités de calcul des coûts supportés in fine par les différents gestionnaires de réseau pour la gestion des contraintes, grâce à l'utilisation de capacités flexibles devront être harmonisées. Cette harmonisation pourra avoir lieu dans le cadre de la déclinaison nationale de la régulation européenne Electricity Balancing. Elle pourra amener à adapter le principe en vigueur à date, selon lequel les surcoûts générés par les redispatchings (modifications du plan de production) prescrits par le gestionnaire de réseau de transport sont calculés par rapport au prix des offres d'ajustement activées au titre de l'équilibre offre demande.

7.5.4. Deux véhicules possibles : l'accord de gré à gré et l'offre de marché

Le véhicule adapté pour la spécification d'un service sera le plus généralement déterminé par la fiabilité attendue de ce service. Lorsque la fiabilité attendue du service est très élevée, le véhicule le plus adapté pourrait consister en un contrat de service définissant précisément les caractéristiques de chacune des propriétés identifiées ci-dessus, les périodes de disponibilité attendues, les modalités d'activation, les conditions de rémunération, le régime de pénalité ainsi que les moyens permettant aux gestionnaires de réseau de distribution de s'assurer du respect de ses engagements par l'offreur de services.

Il convient de remarquer qu'à l'exception du cas d'usage correspondant à l'amélioration du taux de reprise lors d'un incident de courte durée (hors report d'investissement) traité ci-dessous, l'ensemble des services attendus par les gestionnaires de réseau de distribution doit proposer une fiabilité très élevée.

Dans le cadre de la gestion d'un incident de courte durée (hors report d'investissement) les capacités de flexibilité peuvent être utilisées de façon opportuniste pour améliorer le taux de reprise. Cette utilisation opportuniste implique un niveau d'exigence plus limité en matière de fiabilité. Deux dispositifs peuvent être imaginés pour permettre aux acteurs de proposer leurs services aux gestionnaires de réseau de distribution :

- **Accord de gré à gré par le biais d'un appel d'offres** : ce dispositif pourrait particulièrement être adapté pour des capacités de flexibilité qui ne peuvent ou ne souhaitent pas participer à des mécanismes nationaux mais qui accepteraient, dans certaines situations, de soutenir localement et ponctuellement le réseau de distribution. La portée de l'accord pourrait être réduite aux canaux d'information (périodes de disponibilité, activation, etc.) et à la définition des coûts du service. Lorsque le gisement potentiel de flexibilité le permettra, les accords de gré à gré devront faire l'objet d'un appel d'offres préalable.
- **Offre de marché** : ce dispositif pourrait être adapté aux capacités de flexibilités participant également à des mécanismes nationaux. Il permettrait aux offreurs, en agrégeant leurs flexibilités à des mailles différentes, de proposer à la fois i) des services adaptés à la gestion des incidents de courte durée du réseau public de distribution et ii) des offres sur le mécanisme d'ajustement. Ceci leur permettrait d'augmenter les opportunités de valorisation de leurs capacités flexibles.

7.5.5. Une rémunération des services sur les composantes capacitaire et énergétique

Deux modalités principales de rémunération des services sont envisageables :

- rémunération basée sur les deux composantes capacitaire et énergétique ;
- rémunération basée sur la seule composante énergétique.

La première semble adaptée aux services contractualisés devant proposer de la disponibilité, sans assurance que le service sera in fine activé. La répartition de la valeur du service entre les deux composantes pourra être négociée au cas par cas, dans un cadre restant à préciser.

La seconde semble adaptée aux services contractualisés dont l'activation peut être anticipée dès la signature du contrat ainsi qu'aux services activés de façon opportuniste.

Dans tous les cas, la rémunération globale du service ne devra pas être supérieure à la valeur initialement estimée par les gestionnaires de réseau de distribution, qui correspond au coût maximal de sa mise en œuvre au regard de l'optimum collectif.

Il faut noter que dans le cas des offres de raccordement alternatives à puissance modulable, les conditions de limitation de puissance sont portées par le contrat d'accès au réseau et ne donnent pas lieu à rémunération explicite puisque l'économie sur les coûts de raccordement est déjà transférée au producteur.

7.5.6. Un marché ouvert à toutes les flexibilités

Le fait d'avoir adopté une approche par le besoin implique qu'aucun présupposé n'est fait sur la nature des flexibilités susceptibles d'apporter le service attendu. Cette approche permet ainsi de créer, de façon non discriminatoire, un cadre respectant les principes de neutralité technologique et de concurrence entre les différents acteurs. En particulier, une diminution du soutirage est considérée de manière équivalente à une hausse de l'injection. Des effets différents sur le TURPE pourront néanmoins être pris en compte lors du classement dans l'ordre de mérite.

Par ailleurs, toutes les flexibilités disposeront des mêmes opportunités, qu'elles participent déjà ou non aux mécanismes préexistants (MA / NEBEF).

Il faut remarquer que la flexibilité correspondant à la hausse de consommation n'a pas été considérée dans ce document. Le cas échéant, elle pourrait être utilisée de la même façon que la baisse de production.

De façon plus prospective, et afin de gagner en maturité sur l'évaluation du gisement que les gestionnaires de réseau de distribution seraient en mesure de faire émerger, une réflexion peut être menée sur l'identification a priori des capacités les plus à même de répondre à ses besoins.

Plusieurs grilles de lecture peuvent être utilisées. Tout d'abord, le sujet peut être analysé selon la répartition des coûts variables

et des coûts fixes des différentes technologies. Dans le cas d'un contrat emportant une assurance de disponibilité par exemple, une technologie avec un coût fixe faible et un coût variable élevé sera a priori mieux positionnée pour formuler une offre compétitive qu'une technologie avec un coût fixe élevé et un coût variable faible. Ce raisonnement peut être étendu en intégrant à la réflexion le fait qu'un client flexible a potentiellement déjà amorti tout ou partie de ses coûts fixes ou que la source de flexibilité est utilisée ou non dans un autre cadre (mécanisme d'ajustement, etc.).

La disponibilité du gisement peut constituer une autre grille de lecture. Par exemple, un industriel sera souvent plus à même de fournir un service de flexibilité lors des jours ouvrés plutôt que le week-end et les jours fériés. Ce raisonnement peut être décliné sur toutes les ressources identifiées. Ainsi, au-delà des éléments de coûts présentés ci-dessus, différentes sources de flexibilité pourront être potentiellement utilisées pour un même besoin en fonction du moment où la contrainte apparaît.

Selon la situation locale, le mode de contractualisation pourra tenir compte de ces aspects. Dans le cadre des contrats de réservation de puissance Réserve Rapide et Réserve Complémentaire, des lots distinguant les jours ouvrés des week-ends et jours fériés ont par exemple été progressivement mis en place afin de favoriser la participation de toutes les capacités.

Enfin, le délai de prévenance est également un élément susceptible de modifier l'ordre de mérite des flexibilités pouvant répondre aux besoins des gestionnaires de réseau de distribution. Plus les gestionnaires de réseau de distribution seront en mesure de donner de la visibilité en amont du temps réel sur la probabilité d'activation, plus le coût associé à la réservation de puissance sera susceptible d'être diminué. En effet, dans la formulation de leurs offres, les acteurs intégreront vraisemblablement dans la part fixe, la valeur en espérance associée à la perte d'opportunité sur les marchés.

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 devra être adapté à des besoins locaux et la nécessité de prendre en compte dans certains cas de forts engagements.

Deux véhicules sont possibles : l'accord de gré à gré et l'offre de marché. Elles devront permettre une rémunération des services selon les deux composantes capacitaire et énergétique ou, dans certains cas, sur la seule composante énergétique.

Le fait d'avoir adopté une approche par le besoin implique qu'aucun présupposé n'est fait sur la nature des flexibilités susceptibles d'apporter le service attendu. Cette approche permet ainsi de créer, de façon non discriminatoire, un cadre respectant les principes de neutralité technologique et de concurrence entre les différents acteurs.

8

Synthèse et conclusion

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

La publication, le 18 août 2015, de la Loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte⁴⁴ constitue une évolution majeure pour les réseaux électriques de distribution, par les objectifs qu'elle fixe, notamment en termes de production renouvelable et de mobilité électrique.

Les réseaux publics de distribution, qui accueillent l'essentiel des nouvelles capacités de production renouvelable, sont au cœur de cette évolution qui s'effectue au niveau local. Les gestionnaires de réseau public de distribution sont impliqués depuis plusieurs années dans la dynamique des réseaux électriques intelligents, tout d'abord à travers des démonstrateurs et désormais également par un processus de déploiement à grande échelle et d'industrialisation de ces solutions.

Pour apporter un éclairage économique à cette dynamique, des travaux ont été menés par les gestionnaires de réseau de distribution afin de valoriser le surplus collectif de certaines fonctions avancées ; ces études s'intègrent dans une démarche globale avec l'ADEEF, l'ADEME, Enedis et RTE.

L'analyse de ces fonctions réalisée dans ce rapport **présente aux acteurs de la filière et aux pouvoirs publics, des solutions 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.** Ces solutions modernisent la gestion des réseaux ; en particulier, elles visent à assurer le maintien de la qualité et de la continuité de fourniture au 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.

Les fonctions choisies sont les suivantes : auto-cicatrisation dynamique du réseau, 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 la maille 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 le présent rapport sont donc cohérents avec des décisions d'investissement effectives et préfigurent des logiques de déploiement.**

Cette approche conduit à des décisions de déploiement variables selon les solutions : **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 locales 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.

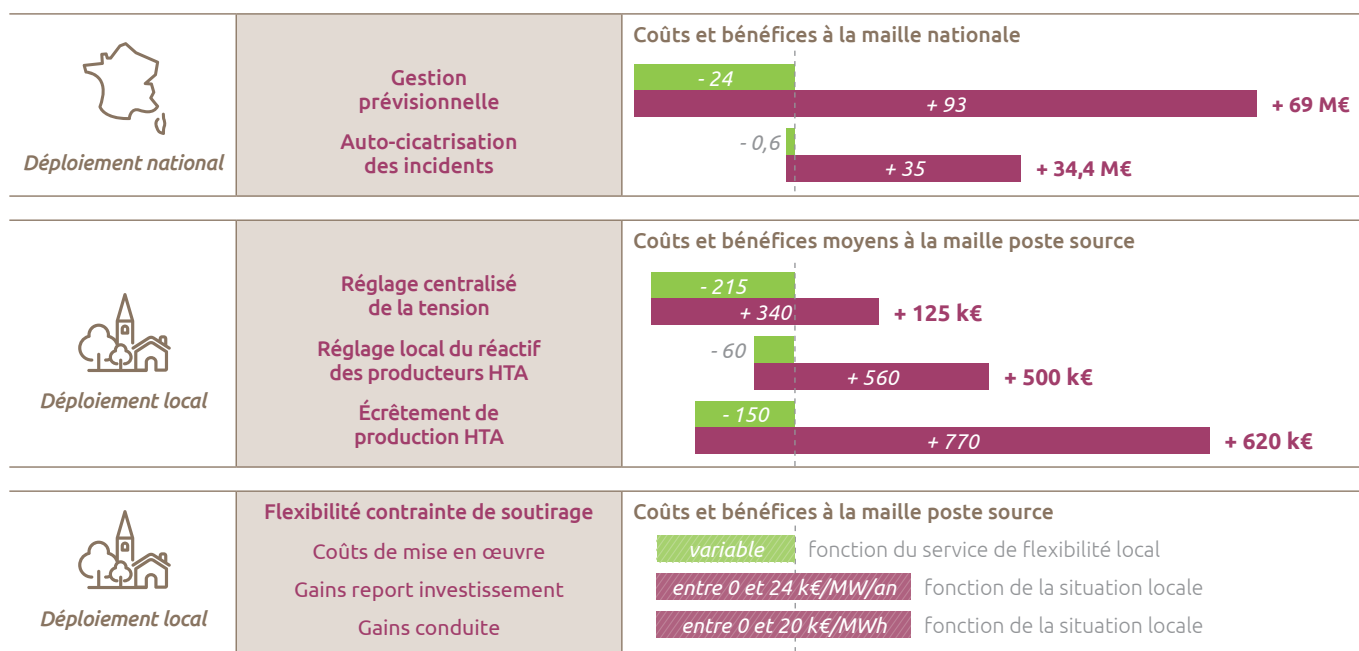
Les fonctions avancées étudiées présentent toutes des surplus positifs, pour l'ensemble de la collectivité nationale, sans préjuger de leur répartition entre les différents acteurs du système électrique.

Elles participent également à la réussite de la transition énergétique :

- **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 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'écêtement 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.

⁴⁴ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

Figure 53 : Bénéfices et coûts des solutions étudiées à horizon 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, ...

■ 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 correspondent à des situations de contrainte locale : le déploiement sera ciblé en fonction des situations locales.
- 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 leviers sont complémentaires mais ne peuvent s'additionner : l'un ou l'autre des leviers 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 dans le rapport 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 de distribution liées à l'insertion de productions. Il est ainsi envisagé pour accroître la capacité d'accueil des réseaux existants et limiter les coûts d'insertion des productions renouvelables.

Pour 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 feraient 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, le surplus "énergétique" correspondant est majoré par la valeur de la coupure client. Cela conduit alors à un coût du même ordre de grandeur que celui de l'END, 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, ...

Ce rapport 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 dans ce rapport 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 dans ce rapport 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.**

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.adeef.fr