



DELIBERATION N° 2020-132

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 juin 2020 portant communication sur le retour d'expérience des démonstrateurs *Smart grids*

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a notamment pour mission de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals, et ce, en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique, en particulier ceux relatifs à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, à la maîtrise de la demande en énergie et à l'augmentation de la part de production d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie finale.

Dans ce contexte, la CRE accompagne et encourage l'évolution des réseaux d'électricité et de gaz naturel vers des réseaux intelligents (*Smart grids*). Depuis près de 10 ans déjà, elle mène une démarche d'information et de partage d'expertise sur les réseaux intelligents au travers de diverses actions (forums thématiques, rencontres territoriales, consultation des acteurs, etc.), ce qui lui a notamment permis de créer le premier *think tank* institutionnel français sur les *Smart grids* avec un site Internet dédié au sujet (www.smartgrids-cre.fr).

À l'issue d'une large consultation de l'ensemble des acteurs, la CRE a formulé dans une délibération de 2014¹, 41 recommandations d'évolution des cadres juridique, technique et économique pour favoriser le développement de démonstrateurs. Elle a, par la suite, publié trois délibérations² pour élargir la portée de ces propositions et réaliser des bilans d'avancement. Ces recommandations et ces demandes ont contribué à stimuler les initiatives, en particulier pour identifier les freins au lancement des démonstrateurs.

Entre 2017 et 2019, des chantiers spécifiques ont été menés et se sont conclus par la publication de rapports et de délibérations sur les thèmes des données³, de l'autoconsommation⁴, du véhicule électrique⁵ et du stockage d'électricité⁶.

Plusieurs dizaines de démonstrateurs ont été lancés depuis une dizaine d'années, impliquant de multiples acteurs, permettant de tester diverses fonctionnalités et d'acquérir à présent un retour d'expérience significatif. De la phase de démonstration, certaines fonctionnalités passent aujourd'hui au stade du déploiement et de l'industrialisation qui devient un des principaux enjeux, la dynamique industrielle tardant parfois à s'enclencher.

¹ Délibération de la CRE du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Orientation/smart-grids-recommandations-sur-leur-developpement>

² Délibération de la CRE du 25 février 2015 portant communication sur le développement des réseaux intelligents : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/reseaux-intelligents> ; Délibération de la CRE du 8 décembre 2016 portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/reseaux-intelligents2> ; Délibération de la CRE du 22 novembre 2017 portant communication sur les feuilles de route des gestionnaires de réseaux relatives au développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/developpement-des-reseaux-intelligents>

³ Rapport du comité d'études relatif aux données dont disposent les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'énergie : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Rapport-donnees-gestionnaires-de-reseaux-et-d-infrastructures-d-energie>

⁴ Délibération de la CRE du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Orientation/autoconsommation>

⁵ Les réseaux électriques au service des véhicules électriques : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Vehicules-electriques>

⁶ Le stockage d'électricité en France : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Le-stockage-d-electricite-en-France>

La présente délibération vise à établir un retour d'expérience de ces démonstrateurs : quelles solutions innovantes ont-ils permis de faire émerger ? Est-il pertinent de les généraliser ? Existe-t-il encore des freins à lever pour permettre cette généralisation ? Quelles actions doivent désormais être encouragées pour accélérer la transformation des réseaux ?

Ce retour d'expérience est synthétisé selon 3 axes :

- **Les nouveaux usages** : les EnR, le véhicule électrique, l'autoconsommation et le stockage sont des exemples de nouveaux usages qui se développent, dont l'intégration dans les réseaux doit être facilitée ;
- **L'optimisation de la gestion des réseaux** : les technologies numériques, qui équipent de plus en plus les réseaux, offrent une meilleure observabilité et une pilotabilité accrue, permettant une amélioration des performances et la qualité de service offerte aux utilisateurs ;
- **Les données** : le déploiement des compteurs évolués (Linky et GAZPAR) enrichit les acteurs du système électrique de nouvelles données. Ces données sont source d'innovations pour les acteurs de l'ensemble de la chaîne de valeur (gestionnaires de réseaux, fournisseurs d'énergie, fournisseurs de services, etc.) et constituent un outil crucial pour rendre les réseaux plus intelligents.

SOMMAIRE

1. DES SOLUTIONS POUR FACILITER L'EMERGENCE DES NOUVEAUX USAGES	4
1.1 ACCROITRE LA CAPACITE D'INSERTION DES ENR.....	4
1.2 APPORTER DES REPONSES AU DEVELOPPEMENT DE L'AUTOCONSOMMATION	7
1.3 ACCOMPAGNER LE DEPLOIEMENT DU VEHICULE ELECTRIQUE.....	8
1.4 PERMETTRE AU STOCKAGE DE RENDRE DE NOUVEAUX SERVICES AU SYSTEME ELECTRIQUE	10
2. DES MOYENS POUR AMELIORER LA GESTION DES RESEAUX.....	11
2.1 OPTIMISER L'EXPLOITATION DES RESEAUX	11
2.2 L'APPORT DU COMPTAGE EVOLUE DANS LA GESTION DES RESEAUX.....	12
2.3 FAIRE APPEL AUX FLEXIBILITES.....	12
3. LES DONNEES, UN OUTIL AU SERVICE DE L'INNOVATION	15
3.1 L'APPORT DU COMPTAGE EVOLUE POUR LES CONSOMMATEURS FINALS	15
3.2 LA MISE A DISPOSITION DES DONNEES PERMET DE NOUVEAUX SERVICES	15
4. SYNTHESE DES DEMANDES DE LA CRE	18

1. DES SOLUTIONS POUR FACILITER L'EMERGENCE DES NOUVEAUX USAGES

La France est résolument engagée dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la maîtrise de la demande en énergie et l'augmentation de la part de production d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie finale. Cet engagement se traduit par des mesures concrètes, telles que la mise en place d'objectifs ambitieux en matière d'insertion des énergies renouvelables (EnR) - biométhane, photovoltaïque (PV), éolien notamment -, de déploiement de la mobilité propre, etc.

Ainsi, les usages des réseaux évoluent rapidement. La production pilotable, historiquement raccordée au réseau de transport, voit sa part diminuer progressivement au profit de la production EnR, moins pilotable et largement raccordée au réseau de distribution. Les usages des réseaux vont continuer à évoluer à un rythme soutenu dans les prochaines années. En particulier, de nombreuses capacités de stockage seront raccordées aux réseaux (plus de 300 MW en file d'attente début 2020) ainsi que près de 7 millions de points de recharge pour les véhicules électriques (VE) et les véhicules hybrides rechargeables (VHR) à l'horizon 2030⁷, etc.

Il est essentiel que les réseaux anticipent ces évolutions et s'y adaptent. Dans ce contexte, les démonstrateurs ont testé et développé des solutions pour intégrer au mieux ces nouveaux usages dans les réseaux. Il s'agit désormais de passer au déploiement industriel de ces solutions.

1.1 Accroître la capacité d'insertion des EnR

L'insertion des EnR fait apparaître de nouveaux enjeux pour les réseaux. Plusieurs démonstrateurs ont donc testé des solutions innovantes pour faciliter l'insertion des EnR, allant de l'optimisation de l'implantation des EnR au pilotage de la production pour en limiter l'impact sur les réseaux, en passant par la mise en œuvre de raccordements innovants.

La première des solutions consiste à optimiser l'implantation des sites de production EnR, pour permettre des raccordements moins coûteux et plus rapides. Pour cela, des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et RTE ont mis en ligne un outil permettant aux développeurs de projets EnR d'optimiser leurs choix d'implantation des parcs : le site Internet *Capareseau.fr*⁸. Les capacités d'accueil en injection y sont publiées. En particulier, il met en évidence la capacité réservée aux EnR au titre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) sur chaque poste. Ce site est utilisé par de nombreux producteurs qui y voient une opportunité pour choisir plus efficacement l'implantation de leurs futurs sites. A ce titre, il constitue un moyen efficace pour faciliter l'insertion des EnR. De manière analogue, les gestionnaires de réseaux de gaz ont conjointement développé un outil en ligne⁹ permettant de visualiser les territoires a priori favorables au regard du droit à l'injection¹⁰ de biométhane. Ainsi, les développeurs de projets de biométhane peuvent (i) savoir facilement si les conditions sont a priori réunies pour injecter des quantités importantes de biométhane ainsi que (ii) disposer d'une visibilité sur les conditions de mutualisation dans les tarifs de réseaux des investissements de renforcement d'une zone donnée.

D'autres solutions visent à réduire l'impact sur les réseaux de la production EnR, par son pilotage, pour optimiser les investissements nécessaires. La production EnR a un impact sur les réseaux auxquels elle est raccordée : hausse de la tension, instabilité, contraintes, etc. Des travaux de renforcements sur les réseaux, généralement coûteux, peuvent être nécessaires pour intégrer cette production. L'enjeu est donc de réduire, lorsque cela est pertinent d'un point de vue économique, l'impact sur les réseaux de la production EnR décentralisée pour optimiser les coûts de raccordement associés. Dans le démonstrateur **SMAP**, Enedis a testé une solution pour réduire les problèmes de tension haute provoquée par une installation de production EnR raccordée en basse tension (BT) (cf. annexe 1. SMAP et Smart Grid Vendée : insertion des ENR sur les réseaux de distribution). Les installations ont été programmées pour absorber de la puissance réactive¹¹ dans le but de réduire la tension localement. La solution s'est révélée pertinente du point de vue technico-économique, pouvant permettre d'éviter jusqu'à 30% de renforcements sur le réseau BT. Dans ce démonstrateur, Enedis a également testé des limitations ponctuelles de la puissance active injectée pour éviter les contraintes de tension haute, par le pilotage des onduleurs des installations PV raccordées au réseau BT, par le gestionnaire de réseau. Ces tests ont été concluants techniquement. Cependant, avant d'envisager son déploiement industriel, Enedis souhaite poursuivre les travaux pour déterminer les dispositifs techniques adaptés à l'échelle d'une généralisation. Des solutions de flexibilité ont également été testées pour soulager des contraintes sur les réseaux (cf. partie 2.2).

Des offres de raccordement intelligentes (ORI) permettent d'optimiser le dimensionnement des ouvrages de raccordement, ou le délai de mise en service du raccordement d'un utilisateur, à sa demande, en contrepartie de

⁷ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

⁸ Le site est accessible ici : <https://capareseau.fr/>

⁹ Le site est accessible ici : <https://projet-methanisation.grdf.fr/tester-mon-potentiel/carte-de-zonage-indicative>

¹⁰ Article L. 453-9 du code de l'énergie

¹¹ Absorber de la puissance réactive permet de diminuer localement la tension, à l'inverse, en injecter augmente la tension localement.

l'écrêtement d'une part marginale de production (cf. encadré ci-dessous). En 2017, le SyDEV (Syndicat Départemental d'Energie et d'équipement de la Vendée) a testé avec Enedis ce type de raccordement. A la demande de Vendée Energie, un producteur solaire de Vendée filiale du SyDEV, deux solutions de raccordement pour la centrale photovoltaïque de Talmont-Saint-Hilaire ont été étudiées : une offre de raccordement de référence (ORR) et une offre de raccordement intelligente (ORI). Cette dernière consiste à réaliser un raccordement à la puissance de raccordement demandée tout en limitant les injections sur certaines périodes avec engagement contractuel du gestionnaire de réseau de distribution sur le volume maximal de limitations. Le retour d'expérience de Smart grid Vendée confirme concrètement l'intérêt technico-économique que peuvent avoir les ORI pour les utilisateurs de réseaux à la fois en termes de coût mais également en termes de délais. La publication d'un décret¹² en mars 2020 a introduit le principe des ORI dans la réglementation pour le raccordement des installations EnR, ce qui en permet la mise en œuvre généralisée. La CRE est favorable au principe de l'ORI, comme elle l'avait indiquée dans une délibération du 8 février 2018¹³. Lors de la consultation publique organisée par la CRE au printemps 2019 sur les évolutions envisagées des procédures de raccordement¹⁴, les acteurs s'étaient également montrés en grande majorité favorables aux ORI, ce qui a conduit la CRE à demander aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution dans ses délibérations du 12 décembre 2019¹⁵, de prévoir l'intégration des ORI dans les procédures de traitement des demandes de raccordement.

Les offres de raccordement intelligentes (ORI) permettent d'optimiser le dimensionnement des ouvrages de raccordement, ou le délai de mise en service du raccordement d'un utilisateur, à sa demande, en contrepartie de l'écrêtement d'une part marginale de production.

Dans le démonstrateur Smart grid Vendée, Vendée Energie, un producteur solaire de Vendée filiale du SyDEV a bénéficié d'une ORI. En choisissant l'ORI, le producteur a bénéficié d'un raccordement plus rapide (les travaux sur le réseau HTA ont duré 4 mois au lieu de 6 mois¹⁶) et à moindre coût (réduction de 60% des coûts de raccordement), en échange d'un écrêtement ponctuel de production (cf. tableau 1). L'installation garde par ailleurs la possibilité de participer à d'autres mécanismes de flexibilité le cas échéant.

	Offre de raccordement de référence	Offre de raccordement intelligente
Puissance de la centrale	5 MWc	5 MWc
Volume maximum d'énergie écrêtée	0	< 250 MWh/an sur 3 ans ¹⁷
Loi de régulation Q=f(U)	Loi standard, imposée par la DTR ¹⁸	Loi standard, conforme à la DTR
Longueur du raccordement HTA	3300 m	40 m
Coût de raccordement	494 k€	179 k€
Délai des travaux sur le réseau HTA en domaine public	6 mois	4 mois

¹² Décret n° 2020-382 du 31 mars 2020 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

¹³ Délibération de la CRE du 8 février 2018 portant proposition d'arrêté sur les principes généraux de calcul de la contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Proposition/raccordement-distribution>

¹⁴ Consultation publique n° 2019-012 du 23 mai 2019 relative aux procédures de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Procedures-de-raccordement-aux-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite>

¹⁵ Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 portant orientations sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Orientation/orientations-sur-les-conditions-d-approbation-le-contenu-et-l-elaboration-des-procedures-de-traitement-des-demandes-de-raccordement-au-reseau-publ>

Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 portant décision sur les règles d'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité et le suivi de leur mise en œuvre : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/regles-d-elaboration-des-procedures-de-traitement-des-demandes-de-raccordement-aux-reseaux-publics-de-distribution-d-electricite-et-le-suivi-de-leur>

¹⁶ Le gain peut être très supérieur selon les configurations et les travaux nécessaires : dans le cas du parc éolien de Chauché, le délai de raccordement a été réduit de 8 mois, pour une puissance minimale garantie en injection de 10 MW sur les 11,7 MW installés.

¹⁷ La durée de 3 ans correspond à la durée initiale de l'expérimentation. Le producteur étant satisfait de la situation, Enedis et le producteur ont convenu que l'expérimentation serait pérennisée. Dans ce démonstrateur, le volume maximum d'énergie écrêtée représente moins 5% du productible.

¹⁸ Documentation Technique de Référence



Tableau 1 : Caractéristiques et avantages de l'offre de raccordement intelligente (cas de la centrale PV de Talmont Saint-Hilaire)
(Source : Enedis)¹⁹



Smart grid Vendée est un projet qui a été mené entre 2013 et 2018 en Vendée, doté d'un budget de 27.7 M€ et d'un financement via un PIA de l'ADEME d'un montant de 9.5 M€. Smart Grid Vendée a été mené par le SyDEV, Enedis, RTE, Actility, Alstom, Engie Inéo (ex-Cofely Inéo), Legrand et le CNAM.

Des solutions visent à maximiser l'injection de la production EnR dans les réseaux. Dans **Smart grid Vendée**, Enedis a testé des outils pour synchroniser les périodes de maintenance pour garantir des fenêtres d'injection de production EnR les plus longues possible (cf. annexe 1. SMAP et Smart Grid Vendée : insertion des ENR sur les réseaux de distribution). En pratique, grâce au portail « *Dispo Réseau* »²⁰, les producteurs raccordés en HTA connaissent la planification des travaux de maintenance sur le réseau et peuvent synchroniser leur période de maintenance. Ces outils fonctionnent et sont utilisés par les acteurs. Enedis a industrialisé cette solution. En gaz, un outil similaire a été développé dans le démonstrateur **West grid Synergy**.

Des solutions comme le maillage et les rebours visent à augmenter les capacités d'accueil des EnR sur les réseaux de gaz. A partir du réseau de transport, des mailles du réseau de distribution assurent la livraison de gaz jusqu'aux consommateurs à des pressions de plus en plus basses. Les infrastructures de gaz ne permettent pas, en l'état, de faire remonter le gaz à des niveaux de pression supérieure. Les capacités d'accueil des EnR sont donc limitées car, sans investissement spécifique, le raccordement de sites de production sur une maille de réseau²¹ mènera à une saturation progressive de celle-ci : ces sites ne pourront injecter qu'à concurrence de la consommation de la maille à laquelle ils sont raccordés. Les investissements de renforcement du réseau sont approuvés par la CRE au regard des conditions établies par le décret n° 2019-665 du 28 juin 2019²² et précisées dans sa délibération du 14 novembre 2019²³. Ainsi, ces investissements de renforcement seront éligibles à une mutualisation dans les tarifs de réseaux notamment si le ratio technico-économique du programme d'investissement (Investissements de renforcement / Volumes probabilisés de biométhane) est inférieur à un seuil fixé par arrêté²⁴. Il peut s'agir de maillages ou de rebours. Les maillages consistent à relier deux zones de distribution afin d'augmenter le volume total de consommation qui peut être alimenté par un site de production de biométhane, ainsi que le foisonnement des consommations de la zone. Dans le projet **West Grid Synergy** (cf. annexe 2. West Grid Synergy, rendre les réseaux de gaz plus flexibles), GRDF a par exemple réalisé un maillage des réseaux de distribution de Pontivy et de Noyal-Pontivy²⁵. La seconde solution, le rebours, permet de remonter le gaz vers un palier de pression supérieure les surplus de biométhane qui ne peuvent pas être consommés localement peuvent ainsi être « remontés », principalement des réseaux de distribution vers les réseaux de transport. A ce jour, GRTgaz et GRDF ont mis en service deux postes de rebours dans le projet **West Grid Synergy**. Ces mises en service ont permis de répondre à de nombreux enjeux techniques (spécifications techniques des compresseurs, modalités d'exploitation, mise en œuvre des flux de données entre gestionnaires de réseaux pour piloter le rebours, évolution des modes de pilotage des réseaux, etc.).

La CRE a rappelé dans sa délibération du 14 novembre 2019²⁶, qui précise les modalités de mise en œuvre du droit à l'injection (zonage de raccordement, cartographie des territoires a priori favorables au regard du droit à l'injection, etc.), que le développement de la filière biométhane doit se faire dans le respect du principe d'efficacité

¹⁹ Communiqué de presse sur le lancement des offres de raccordement intelligentes : https://www.enedis.fr/sites/default/files/field/documents/DP_ORI.PDF

²⁰ Le site internet est disponible ici : <https://www.disporeseau-enedis.fr/>

²¹ Réseaux et installations en aval d'un poste de détente.

²² Décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit

²³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/mecanismes-encadrant-l-insertion-du-biomethane-dans-les-reseaux-de-gaz>

²⁴ Arrêté du 28 juin 2019 définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie

²⁵ A fin avril 2020, le besoin d'injection dans la poche de réseaux est de l'ordre de 1350 Nm³/h. Le maillage a permis de porter le débit d'étiage de 320 Nm³/h sur la maille MPB Pontivy/Le Sourn/Saint-Thuriau et de 50 Nm³/h sur celle de Noyal-Pontivy à 400 Nm³/h au total aujourd'hui.

²⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/mecanismes-encadrant-l-insertion-du-biomethane-dans-les-reseaux-de-gaz>

économique afin d'atteindre un coût optimisé pour la collectivité et enfin que ces solutions représentent des investissements importants qui peuvent s'avérer inutiles si *in fine* les projets ne se développent pas au rythme prévu. D'autres solutions de flexibilité temporaires sont alors, dans certains cas, préférables (cf. partie 2.3).

Dans les zones non interconnectées (ZNI), où l'intégration de la production EnR est un enjeu encore plus crucial pour la stabilité des réseaux compte tenu de leur taille plus réduite, des outils offrant une meilleure connaissance des réseaux ont permis d'augmenter le pourcentage de la production EnR intermittente dans le mix instantané. Dans le cadre des projets ACCUEIL et AVENIR, EDF SEI a défini une méthodologie pour identifier les véritables limites techniques d'insertion des sites de production EnR. Elle repose sur des méthodes statistiques. Il s'agit d'évaluer la probabilité de pouvoir gérer le système électrique même en cas d'incident, en fonction du taux d'EnR dans le mix instantané. La méthodologie a montré qu'en réalité, les seuils techniques étaient plus élevés que ceux fixés dans la réglementation. Les seuils ont donc été relevés, pour être plus fidèles à la réalité, et fixés dans les PPE des territoires. Les seuils de déconnexion sont d'ores et déjà passés de 30% à 35% en Martinique²⁷ et en Guadeloupe²⁸ par exemple.

Les démonstrateurs ont permis de mettre en lumière de nombreuses solutions pour accroître la capacité d'insertion des EnR : optimisation de l'implantation des sites, offres de raccordement intelligentes, limitation de l'impact des EnR sur les réseaux par une régulation locale de tension, maximisation de l'injection des EnR, etc. L'éventail des solutions est large et permet de jouer sur plusieurs leviers, dont certains doivent encore être approfondis, pour augmenter les capacités d'accueil des EnR sur les réseaux, en particulier s'agissant :

- *des offres de raccordement intelligentes (ORI). Les ORI permettent d'optimiser le dimensionnement des ouvrages de raccordement, ou le délai de mise en service du raccordement d'un utilisateur, à sa demande, en contrepartie de l'écrêtement d'une part marginale de production. Le cadre réglementaire a récemment évolué pour permettre leur mise en œuvre généralisée pour le raccordement des installations de production EnR. La CRE rappelle sa demande aux gestionnaires de réseaux d'électricité d'intégrer les ORI dans les procédures de traitement des demandes de raccordement²⁹ ;*
- *des flexibilités temporaires sur le réseau de gaz. Afin de déclencher les investissements au moment le plus opportun, la CRE rappelle sa demande aux gestionnaires de réseaux de gaz d'étudier la mise en place, le cas échéant, de solutions temporaires de flexibilité, si elles s'avèrent plus économiques dans un premier temps que le déclenchement de l'investissement en lui-même³⁰ ;*
- *de l'intégration de la production EnR dans les zones non interconnectées (ZNI). La CRE demande aux gestionnaires de réseaux d'électricité de poursuivre les travaux afin d'établir les conditions technico-économiques pour élever les seuils de déconnexion conformément aux PPE de ces territoires.*

1.2 Apporter des réponses au développement de l'autoconsommation

De plus en plus de consommateurs souhaitent privilégier les circuits courts et recourir à de la production locale, y compris pour ce qui concerne l'énergie. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte³¹ (LTECV) a introduit un premier cadre pour l'autoconsommation. Plus récemment, la loi relative à la croissance et la transformation des entreprises (PACTE)³² a introduit l'autoconsommation collective et deux directives européennes³³ ont introduit les communautés d'énergie citoyenne et les communautés d'énergie renouvelable.

Afin de répondre aux enjeux techniques et contractuels liés au développement de l'autoconsommation, la CRE a lancé en 2017 un vaste chantier sur ce thème. Celui-ci a donné lieu à une délibération portant orientations sur le

²⁷ Décret n° 2018-852 du 4 octobre 2018 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Martinique

²⁸ Décret n° 2017-570 du 19 avril 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guadeloupe

²⁹ Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 portant orientations sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Orientation/orientations-sur-les-conditions-d-approbation-le-contenu-et-l-elaboration-des-procedures-de-traitement-des-demandes-de-raccordement-au-reseau-publ>

³⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/mecanismes-encadrant-l-insertion-du-biomethane-dans-les-reseaux-de-gaz>

³¹ LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

³² LOI n° 2019-486 du 22 mai 2019 relative à la croissance et la transformation des entreprises

³³ Directive 2018/2001 du parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

cadre technique et contractuel de l'autoconsommation³⁴ et à la mise en place d'un TURPE spécifique optionnel à l'autoconsommation collective³⁵ qui reflète les coûts générés sur les réseaux par les autoconsommateurs.

Depuis, plusieurs opérations d'autoconsommation collective ont été lancées et ont permis d'acquérir des retours d'expérience sur les volets juridique et contractuel, technique et économique (cf. annexe 3. Partag'elec : mise en place d'une opération d'autoconsommation collective). Montée à Pénestin, une commune du Morbihan, l'opération **Partag'elec** a par exemple réuni 1 site en autoconsommation individuelle et 12 sites de consommation. Ils partagent l'énergie produite par les 40 kWc de PV installés localement. Le projet d'autoconsommation collective Partag'elec a démontré la faisabilité technique des projets, permise, notamment grâce aux évolutions successives des Systèmes d'information (SI) d'Enedis. D'un point de vue juridique, des difficultés ont été rencontrées lors de la mise en place de la personne morale organisatrice (PMO) et des modalités contractuelles. Un guide³⁶, publié par Enedis, apporte désormais la pédagogie nécessaire sur ces enjeux. Enfin, les analyses coût/bénéfice qui ont accompagné ce projet ont permis de montrer qu'à ce jour, sans dispositif de soutien, le projet n'est pas rentable.

Depuis la mise en place du cadre juridique de l'autoconsommation, le nombre d'opérations d'autoconsommation croît, on recense aujourd'hui plus de 60 000 autoconsommateurs individuels et une trentaine d'opérations d'autoconsommation collective. Le retour d'expérience des opérations montées montre que le cadre technique et contractuel est désormais fonctionnel. Cependant, à ce jour, le modèle économique de l'autoconsommation collective ne semble pas trouver encore sa rentabilité sans dispositif de soutien.

La CRE sera attentive aux retours d'expérience des projets d'autoconsommation collective étendue, de communautés d'énergie citoyenne et de communautés d'énergie renouvelable, qui permettront de préciser le cadre pérenne relatif à de telles opérations, permettant d'assurer leur développement, tout en limitant leur impact sur l'équilibre du système électrique.

1.3 Accompagner le déploiement du véhicule électrique

Les transports représentent un tiers de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre en France, ce qui fait de la mobilité un enjeu majeur de la transition énergétique. La PPE fixe pour 2023 un objectif de 1.2 million de voitures particulières électriques en circulation (électriques et hybrides rechargeables) et plus de 100 000 points de recharge publics. Ces points de recharge sont directement raccordés aux réseaux électriques, leur impact sur ces derniers doit donc être anticipé. La CRE a analysé le sujet et publié un rapport en 2018³⁷ dans lequel elle présente les conclusions et pistes d'études issues du chantier mené par la CRE. Les principaux enjeux relevés par la CRE concernent le raccordement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE), le pilotage de la recharge pour limiter son impact sur le réseau et l'accès des véhicules électriques à tous les marchés et services système grâce en particulier à l'agrégation de points multiples. Des démonstrateurs se sont penchés sur ces enjeux et constituent d'ores et déjà des solutions industrialisables.

Des solutions de raccordements pour faciliter l'insertion des IRVE dans l'habitat collectif sont industrialisables. Dans le projet **BienVenu**, l'insertion des IRVE dans l'habitat collectif a été étudiée sous l'angle technique - divers schémas de raccordement ont été testés et des algorithmes de pilotage ont été développés - et juridique - les démarches administratives, décrites dans la réglementation (droit à la prise), ont été analysées (cf. annexe 5. Bienvenu : facilitation de l'insertion des IRVE dans l'habitat collectif). Ce projet a été suivi de la publication d'un livre blanc³⁸ qui apporte la pédagogie indispensable à la compréhension des règles encadrant l'installation des points de recharge dans les immeubles d'habitation collectifs. De plus, le consortium y présente les divers schémas de raccordement possibles pour les IRVE dans l'habitat collectif.

Des solutions de raccordements innovants de bornes de recharge sur des lampadaires d'éclairage public sont industrialisables. Deux expérimentations, menées en parallèle par Bouygues Energies et Services (BES), en partenariat avec le SyDEV et Enedis d'une part, et par Citelum (EDF) et FDE62 d'autre part, ont démontré la pertinence technico-économique, dans certaines conditions particulières, du raccordement de bornes de recharge sur des lampadaires d'éclairage public (annexe 6. Citycharge et REMORA : développement de raccordements innovants

³⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Orientation/autoconsommation>

³⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Tarification-Autoconsommation-et-modification-deliberation-TURPE-HTA>

³⁶ La majeure partie de la documentation relative à l'autoconsommation collective fournie par Enedis est disponible ici : <https://www.enedis.fr/autoconsommation-collective>

³⁷ Les réseaux électriques au service des véhicules électriques : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Vehicules-electriques>

³⁸ Recommandations pour l'installation d'une infrastructure de recharge de véhicules électriques dans le résidentiel collectif existant. http://www.bienvenu-idf.fr/images/Livre_Blanc.pdf

d'IRVE). L'expérimentation de La Roche-sur-Yon (BES, SyDEV et Enedis) a donné lieu à la publication d'un guide de bonnes pratiques³⁹. Depuis qu'Enedis a intégré à son catalogue une prestation de décompte pour le segment professionnel, toutes les solutions de raccordement innovantes testées dans ces démonstrateurs sont industrialisables sur sa zone de desserte⁴⁰.

Dans le cas d'un raccordement d'IRVE dans des dépôts de bus électriques, Enedis a testé des offres de raccordement innovantes. Pour cela, Enedis a proposé au gestionnaire d'une flotte de bus de choisir entre 2 options de raccordements, chacune d'elles garantissant la pleine charge de la flotte en début de service. La première option de raccordement, de référence, consistait à réaliser une alimentation et un secours de 15 MW chacun tandis que la seconde option, innovante, consistait à réaliser 2 alimentations de 7,5 MW chacune, capables de soutenir individuellement 15 MW en secours, sans créer de contrainte locale. Cette seconde option permettait de raccourcir les délais de raccordement (en réduisant les travaux nécessaires) et d'optimiser les coûts de 30%. Enedis estime que cette solution est, dans certains cas, généralisable avec une adaptation du cadre juridique.

La CRE constate que les démonstrateurs ont permis d'identifier l'intérêt technico-économique des raccordements innovants d'IRVE, en particulier :

- **Dans les immeubles collectifs, dans lesquels une diversité de modes de raccordement doit être rendue possible comme le décrit Enedis dans le livre blanc, que la CRE considère comme une initiative très positive, faisant suite au démonstrateur BienVenu⁴¹. La CRE rappelle sa demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution de mettre en œuvre ces différents raccordements sans discrimination⁴² ;**
- **L'installation de points de recharge pour VE sur les dispositifs d'éclairage public. Ce type d'installation doit pouvoir être généralisé à chaque fois qu'il est rentable. Pour cela, à l'instar de l'évolution récente du catalogue de prestations annexes d'Enedis, la CRE demande à tous les gestionnaires de réseaux publics de distribution de rendre la prestation de décompte, qui est nécessaire pour la mise en œuvre de certains schémas de raccordement, accessible aux consommateurs professionnels du segment C5, quitte à adopter dans un premier temps des modalités transitoires afin d'être en mesure de répondre dès à présent à toutes les demandes de décompte, dès lors qu'elles respectent les critères d'éligibilité ;**
- **Les raccordements innovants pour les dépôts de bus et de flottes de véhicules électriques. Pour permettre la généralisation de ce type de solutions, la CRE recommande l'évolution du cadre réglementaire relatif aux offres de raccordement intelligentes afin qu'elles soient proposées aux consommateurs, à l'instar de ce que le décret n° 2020-382 du 31 mars 2020 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables a récemment permis pour les producteurs EnR.**

Des solutions de pilotage de la recharge ont été identifiées. Le pilotage de la recharge des véhicules électriques offre de nombreuses opportunités : réduction de l'impact de la recharge sur le réseau et donc de son coût, fourniture de services en échange d'un revenu, etc. Afin d'explorer les diverses options, les démonstrateurs **aVEnir**, **FlexMob'ile** et **SMAC** ont identifié les cas d'usage suivants : l'optimisation des puissances souscrites et les raccordements intelligents d'IRVE pour optimiser les coûts et les délais de raccordement, la synchronisation des périodes de production EnR avec la recharge pour proposer une recharge verte (annexes 4. aVEnir, Flexmob'ile et SMAC : meilleure intégration des IRVE dans les réseaux).

Les démonstrateurs ont permis de définir des cas d'usages du pilotage de la recharge. Des études complémentaires sont désormais nécessaires pour définir les modalités techniques de mise en œuvre, le cadre contractuel, etc. des cas d'usages identifiés.

³⁹ Le guide de préconisations pour l'installation de points de recharge pour véhicules électriques sur un dispositif d'éclairage public est accessible ici : <https://www.entreprises.gouv.fr/secteurs-professionnels/guide-de-preconisations-pour-installation-de-points-de-recharge-pour>

⁴⁰ Le nombre de lampadaires en France est d'environ dix millions d'unités. En fonction des configurations des câbles du réseau d'éclairage public, de la puissance souscrite disponible, de l'emplacement du lampadaire sur la chaussée, Enedis estime à 200 000 le nombre de lampadaires pouvant accueillir une borne de recharge.

⁴¹ Recommandations pour l'installation d'une infrastructure de recharge de véhicules électriques dans le résidentiel collectif existant. http://www.bienvenu-idf.fr/images/Livre_Blanc.pdf

⁴² Les réseaux électriques au service des véhicules électriques : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Vehicules-electriques>

1.4 Permettre au stockage de rendre de nouveaux services au système électrique

Assurer le bon fonctionnement des systèmes électriques comportant une forte proportion d'énergies renouvelables fait apparaître des besoins croissants de flexibilité pour assurer à tout instant le bon équilibre entre l'offre et la demande. Le stockage de l'électricité constitue une des réponses possibles aux besoins de flexibilités.

En France, des démonstrateurs ont montré que le stockage était une technologie mature et fonctionnelle mais que pour assurer leur rentabilité, les dispositifs de stockage devaient le plus souvent être capables de fournir plusieurs services. Les projets Nice Grid et Venteea ont, à eux seuls, testé une dizaine de services : services aux producteurs, services aux consommateurs, services aux réseaux (cf. annexe 7. Nice Grid et Venteea : étude des fonctionnalités du stockage). Ces expérimentations ont démontré la compatibilité technique du stockage pour les services testés. Les analyses coût/bénéfice ont néanmoins confirmé qu'à ce jour, la rentabilité n'est pas acquise lorsqu'un service unique est offert.

Afin de s'assurer qu'aucun frein juridique ou réglementaire n'entrave inutilement le développement du stockage, la CRE a mené, en 2019, une réflexion enrichie par une large consultation publique et des acteurs. Sans noter d'obstacle majeur au développement du stockage, la CRE a défini une feuille de route⁴³ appelant les différentes parties prenantes à mettre en place un cadre juridique, technique et économique permettant un développement du stockage pérenne et cohérent avec le système énergétique français et les ambitions de la PPE. En particulier, le stockage, comme toute autre solution de flexibilité, doit pouvoir offrir facilement les services qu'il peut apporter sur toute la chaîne de valeur du système électrique.

Afin que les stockages puissent être exploités au maximum de leurs capacités, et valoriser plusieurs des services qu'ils sont susceptibles d'offrir, la CRE a demandé à RTE, dans sa feuille de route « Stockage » de 2019, de faire évoluer les règles d'accès aux marchés pour que les dispositifs de stockage participent aux différents mécanismes de marché⁴⁴.

RTE a lancé le projet RINGO qui vise à tester l'utilisation de batteries pour gérer des congestions sur le réseau HTB1 (cf. annexe 8. RINGO : utilisation du stockage pour la résolution des congestions). Ce projet se déroule sur la période 2018-2023 et se décompose en deux phases. Lors de la 1^{ère} phase, RTE exploitera 3 batteries raccordées aux postes source de Jalancourt (ex-Vingeanne), Bellac et Ventavon pendant 3 ans maximum, pour gérer des congestions sur le réseau HTB1. Dans la 2^{ème} phase, les batteries seront cédées à des tiers. Dans cette perspective, en parallèle de la 1^{ère} phase, RTE mène une concertation (« GT Stockage ») afin de faciliter l'intégration des solutions de flexibilité offertes par des tiers pour gérer des congestions sur le réseau de transport.

La CRE rappelle, conformément à sa demande formulée dans la délibération sur le programme d'investissements de RTE de décembre 2019, que la mise en place d'un cadre de contractualisation de flexibilités pour la gestion des congestions, incluant notamment l'organisation d'appels d'offres, est un des objectifs du projet RINGO⁴⁵.

Le stockage par batteries est d'ores et déjà, avec plus de 60 MW de capacité attribuée, un moyen identifié pour répondre, en partie, aux besoins de flexibilité dans les zones non interconnectées (ZNI). Le stockage est aussi utilisé dans les ZNI pour atteindre des mix 100% renouvelable dans des microréseaux. A l'île de Sein, EDF SEI a testé l'utilisation d'une batterie Li-ion, pilotée par un EMS (Energy Management System) pour atteindre un mix 100% renouvelable (cf. annexe 9. Cirque de Mafate et Ile de Sein : atteinte de mix 100% renouvelable dans des microréseaux). Lorsque les conditions météorologiques sont favorables, les panneaux solaires fournissent l'essentiel des besoins énergétiques de l'île. Lorsque la production dépasse la consommation, les surplus sont stockés dans la batterie. Cette énergie stockée est ensuite réutilisée lorsque la production est insuffisante. L'algorithme de pilotage est garant de l'équilibre offre-demande et s'assure que les services système sont assurés en permanence. Même si ce système ne garantit pas encore un mix 100% renouvelable tout au long de l'année, ce pour quoi il n'est pas dimensionné, ces démonstrateurs sont des succès techniques.

⁴³ Document de réflexion et d'orientations de la CRE sur le stockage d'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Le-stockage-d-electricite-en-France>

⁴⁴ Document de réflexion et d'orientations de la CRE sur le stockage d'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Le-stockage-d-electricite-en-France>

⁴⁵ Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 19 décembre 2019 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour l'année 2020 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/programme-d-investissements-de-rte-pour-l-annee-2020>

2. DES MOYENS POUR AMELIORER LA GESTION DES RESEAUX

Le déploiement des compteurs intelligents et, de manière plus large, la numérisation des réseaux, permettent aux gestionnaires de réseaux de disposer, d'une part, d'une connaissance beaucoup plus fine de l'état de leurs réseaux (observabilité) et, d'autre part, de nouvelles solutions pour les exploiter (pilotabilité). Plusieurs démonstrateurs *Smart grids* ont testé comment améliorer la gestion des réseaux et en optimiser la performance grâce à ces nouveaux outils.

La gestion du réseau peut être également optimisée en faisant appel aux flexibilités offertes par les utilisateurs des réseaux : sites de consommation ou de production. La flexibilité, et les problématiques qu'elle emporte, ont ainsi fait l'objet de travaux menés dans des démonstrateurs.

2.1 Optimiser l'exploitation des réseaux

Les réseaux de distribution de gaz et d'électricité sont progressivement digitalisés. De nouveaux types de capteurs et d'actionneurs sont disposés sur le réseau le rendant plus observable, mieux pilotable et donc plus performant. Les capteurs sont disposés à différents points critiques : postes de détente en gaz et de transformation en électricité, postes d'injection d'EnR (biométhane, etc.), postes de rebours, etc. Par ailleurs, plus de 30 millions de compteurs évolués ont été déployés sur les réseaux de gaz et d'électricité. Ils fournissent des informations riches et une meilleure connaissance de l'état du réseau au plus proche du temps réel.

Les informations recueillies grâce à ces dispositifs sont à la source de nouvelles solutions pour améliorer les processus opérationnels sur les réseaux de gaz et d'électricité. Il peut par exemple s'agir de télésurveillance et d'alerte permettant des actions de prévention des incidents ou de remédiation les plus précoces possible.

Des démonstrateurs ont montré la pertinence technico-économique de certaines fonctions avancées du réseau (FAR) (cf. annexe 10. Poste électrique intelligent : numérisation le réseau électrique). RTE a par exemple testé un système de DLR (Dynamic Line Rating) qui repose sur l'utilisation de capteurs qui donnent une information sur l'ampacité d'une ligne, c'est-à-dire le courant admissible sur cette ligne. L'ampacité dépend des conditions climatiques : lorsque le vent souffle sur les lignes, il les refroidit, augmentant ainsi leur ampacité. Grâce à cette information, le réseau peut être piloté plus finement et de manière dynamique, au-delà des limites fixes plus conservatrices qui sont appliquées en l'absence d'information sur l'état réel de la ligne.

Pour résoudre les problématiques de tension haute sur les réseaux de distribution, deux fonctions avancées du réseau (FAR) ont été testées et ont montré leur intérêt : une fonction de régulation centralisée de tension et une fonction de réglage dynamique local de la puissance réactive des producteurs HTA (cf. annexe 1. SMAP et Smart Grid Vendée : insertion des EnR sur les réseaux de distribution). Dans le premier cas, des consignes de tension sont appliquées aux automates de régulation de tension au niveau des transformateurs des postes sources, de manière à ramener les tensions en tous nœuds du réseau HTA dans les limites de tension admissibles. Pour cela, un estimateur d'état calcule dans un premier temps les tensions en tout point du réseau en se basant sur des mesures réelles fournies par des capteurs positionnés à des points pertinents du réseau et des estimations du niveau de consommation. Dans un second temps, un algorithme détermine la consigne à appliquer aux automates de tension. Les consignes sont actualisées en temps réel. Grâce à cela, des sites de production peuvent, dans certains cas, être intégrés sans renforcement, en départ mixte par exemple. Dans le second cas, les installations de production absorbent de la puissance réactive pour limiter les hausses de tension, en suivant une consigne dynamique et locale. L'absorption ou l'injection de puissance réactive a lieu au niveau du point d'injection, où les hausses de tension sont maintenues dans les limites admissibles. Lorsque ces solutions sont mises en œuvre, elles facilitent l'insertion des EnR sur le réseau existant. L'analyse technico-économique de la seconde solution s'est avérée positive. Enedis l'a intégrée à sa DTR. En revanche, des travaux complémentaires sur la première solution sont à poursuivre en vue d'une éventuelle industrialisation (déploiement de Dispositifs d'Echange d'Informations d'Exploitation, modification du CARD-I, etc.).

Les gestionnaires de réseaux testent également le déploiement de nouvelles générations d'automates, qui répartissent automatiquement la production aux différents nœuds du réseau (cf. annexe 10. Poste électrique intelligent : Numérisation le réseau électrique). En cas de contraintes de transit sur les liaisons aériennes liées à la production EnR, des algorithmes d'analyse dynamique de la situation pourront actionner les automates qui changent la topologie du réseau et adaptent la production. RTE a engagé le projet Nouveaux Automates de Zone Adaptatifs (NAZA) dans ce but.

La CRE constate que la numérisation du réseau est une opportunité pour améliorer la gestion du système et que des démonstrateurs ont abouti à des résultats techniquement probants. Il semble désormais nécessaire de mener des analyses coût-bénéfice au cas par cas pour s'assurer de la pertinence d'un déploiement industriel.

2.2 L'apport du comptage évolué dans la gestion des réseaux

Le déploiement du compteur évolué (Linky et GAZPAR) apporte des bénéfices aux réseaux. Les réseaux peuvent être mieux dimensionnés grâce à une meilleure connaissance des flux d'énergies qui y transitent, ce qui constitue une économie pour la collectivité. La détection des anomalies est en outre plus rapide et peut, dans certains cas être anticipée.

Des solutions de maintenance, qui s'appuient sur les données des compteurs évolués (Linky), améliorent la qualité de service. A partir des données issues des compteurs évolués (Linky), Enedis a pu réduire le temps d'intervention pour certaines opérations de maintenance (cf. encadré ci-dessous). Dans le prolongement de l'expérimentation **GreenLys**, Enedis a aussi développé des modèles de prévision de l'état du réseau. Enedis travaille plus particulièrement sur la capacité à anticiper des pannes et à réaliser des opérations de maintenance (prédictive) pour les éviter. Les algorithmes de maintenance prédictive peuvent améliorer la qualité de service, avec une réduction du temps de coupure et une augmentation de la satisfaction des clients.

L'expérimentation GreenLys et les travaux menés à sa suite ont démontré la faisabilité technique des solutions de surveillance et de prédiction. D'autre part, l'analyse coût-bénéfice de cette fonctionnalité est positive⁴⁶. Selon Enedis, cette solution doit être industrialisée. La CRE demande que cette solution soit généralisée au plus tôt. A cet égard, la CRE demande à Enedis, pour le 1^{er} décembre 2020, de lui fournir un calendrier de déploiement de cette solution, ainsi que d'autres fonctionnalités de gestion intelligente du réseau rendues possibles grâce au compteur Linky (aide au diagnostic de pannes, facilitation du traitement des réclamations clients, identification et résolution d'excursions de tensions, etc.).

Des solutions de maintenance, qui s'appuient sur les données des compteurs évolués (Linky), améliorent la qualité de service.

Dans le projet **GreenLys**, Enedis s'est appuyée sur les fonctionnalités des concentrateurs et des compteurs évolués (Linky) déployés chez 1000 clients résidentiels et 40 clients tertiaires pour qu'ils remontent des informations pouvant aider à la gestion du réseau (coupures, excursions de tension, etc.). A partir de ces données, Enedis peut intervenir de manière très rapide, en détectant et caractérisant des défauts grâce aux compteurs. Les temps d'intervention sont ainsi réduits, les temps de coupure le sont donc aussi. Les compteurs étant téléopérables, certaines interventions peuvent être résolues à distance. Les fonctionnalités d'alerte en cas de coupure développées dans cette expérimentation, ont permis d'améliorer la qualité de service.



GreenLys (2012-2016) est un projet piloté par Enedis auquel participaient Engie, GEG, Grenoble INP, Schneider Electric, Alstom, ATOS, le CEA, RTE, RAEE et Hespul. Ce projet, mené à Grenoble et Lyon était doté d'un budget de 43 M€, financé en partie par un PIA de l'ADEME à hauteur de 9.6 M€. L'ambition de GreenLys était d'expérimenter des solutions de pilotage intelligent du réseau et des outils de planification.

2.3 Faire appel aux flexibilités

En fonction de la localisation des soutirages et injections, des contraintes locales peuvent apparaître sur les réseaux de gaz ou d'électricité. Au lieu de renforcements pour répondre à des contraintes temporaires, il peut être plus économique de faire appel à des solutions de flexibilités, en modulant l'injection ou le soutirage de certains sites. Des expérimentations ont étudié différents aspects de la flexibilité des réseaux.

Pour augmenter les capacités d'injection de biométhane sur les réseaux de distribution de gaz tout en évitant ou repoussant des renforcements parfois coûteux, des solutions de flexibilité temporaires sont expérimentées. Lorsque le ratio technico-économique d'une zone (Investissements de renforcement / Volumes probabilisés de biométhane) est suffisant, les gestionnaires peuvent réaliser des investissements (maillages ou rebours) pour insérer les sites de production de biométhane (cf. partie 1.1). Ces solutions représentent néanmoins des investissements importants (un rebours coûte par exemple environ 2,5 à 3 M€) qui peuvent s'avérer inutiles si *in fine* les projets ne se développent pas comme initialement prévu. D'autres solutions de flexibilité temporaires sont alors, dans certains cas, préférables. GRDF a déjà identifié 3 solutions de flexibilité temporaire : le stockage, l'asservissement de la consommation et le gaz porté. Le stockage temporaire consiste à stocker les surplus sur le site de production ou sur le réseau, sous forme liquide ou comprimée, en vue de l'injecter à un moment plus propice

⁴⁶ Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/resultats-de-l-experimentation-linky/dossier-sur-l-experimentation-linky-juin-2011>

pour le réseau. C'est l'objet d'un projet mené avec la société AZOLA. L'asservissement de la consommation consiste à exploiter la consommation des clients industriels en asservissant celle-ci à l'état de saturation du réseau, dans le but de libérer de la capacité d'injection. Cet asservissement peut notamment se faire au niveau des stations GNV-GNC, qui disposent déjà des équipements nécessaires (compresseur et capacités de stockage), mais aussi chez un industriel en y installant ces équipements, ou en l'incitant, par exemple financièrement, à consommer au moment opportun. Le gaz porté consiste à liquéfier ou comprimer la production de biométhane afin de la transporter (via réseau routier) et de l'injecter sur une poche de réseau non contrainte en consommation. La mutualisation de ce point d'injection avec plusieurs projets permettrait des gains significatifs.

Les expérimentations de flexibilité sur les réseaux de gaz ont contribué à alimenter la position de la CRE relative au raccordement de nouvelles capacités d'injection de biométhane dans sa délibération « biométhane » de 2019⁴⁷, demandant que le recours à des flexibilités temporaires soit privilégié pour éviter ou repousser un investissement lorsque cela s'avère économiquement plus efficace.

Les véhicules électriques constituent une source de flexibilité potentielle importante pour le système électrique, estimée à plusieurs GW en France en 2030⁴⁸. En effet, lorsqu'ils sont raccordés au réseau, les véhicules électriques sont susceptibles de se comporter comme des stockages puisqu'ils pourraient être capables, dans certaines conditions, d'injecter de l'électricité. Des démonstrateurs ont été mis en œuvre pour tester différentes modalités d'appel de ces flexibilités d'un point de vue technique, juridique, réglementaire et économique (cf. annexe 4. aVEnir, FlexMob'île et SMAC : meilleure Intégration des IRVE dans les réseaux et Etude du potentiel de la recharge intelligente et du V2X). Ces démonstrateurs explorent des cas d'usage allant du pilotage de la recharge pour optimiser les puissances de raccordement à l'utilisation du *vehicle-to-grid*⁴⁹ (V2G) pour des besoins locaux du réseau, en passant par la synchronisation de la production EnR locale et de la recharge de VE.

La CRE constate que les démonstrateurs permettent d'envisager le développement des flexibilités des véhicules électriques sur le réseau de distribution d'électricité grâce à la modulation de la recharge des véhicules électriques ou au V2G. Le déploiement de ces flexibilités à l'échelle industrielle appartient maintenant au secteur concurrentiel. Au-delà de sa feuille de route sur le stockage, la CRE n'a pas identifié d'obstacle réglementaire ou technique majeur. Elle reste à l'écoute des acteurs pour faire évoluer les règles lorsque ce sera nécessaire.

Afin d'éviter les délestages, le démonstrateur SOLENN a testé une solution de flexibilité de dernier recours : l'écrêtement ciblé de consommation (cf. encadré ci-dessous). Le projet SOLENN, piloté par Enedis, a été déployé dans une zone régulièrement soumise à des contraintes. Lorsque les contraintes apparaissent, plutôt que de délester l'ensemble des installations, Enedis réduit la puissance maximale disponible au niveau du compteur de certains sites de consommation. La puissance électrique totale disponible depuis le réseau électrique est ainsi répartie entre tous les foyers consommateurs pendant la durée de la contrainte, évitant ainsi des coupures et permettant, pour les consommateurs, le maintien de l'alimentation de certains équipements.

La CRE constate que le démonstrateur SOLENN a permis de mettre en lumière que l'écrêtement de puissance est techniquement possible, et qu'il est une alternative au délestage favorable aux consommateurs résidentiels. La CRE demande donc à Enedis de travailler à la mise en place d'un cadre contractuel pour l'écrêtement de puissance comme source de flexibilité, et comme dernier recours en alternative aux délestages, pour rendre cette solution industrialisable.

Afin d'éviter les délestages, le démonstrateur SOLENN a testé une solution de flexibilité de dernier recours : l'écrêtement ciblé de consommation.

Le projet SOLENN, piloté par Enedis, a été déployé dans deux communes de l'agglomération de Lorient qui sont régulièrement soumises à des contraintes. Les compteurs Linky de 300 foyers volontaires ont été programmés pour répondre à des consignes envoyées par Enedis en cas de contraintes. Lorsque celles-ci apparaissent, plutôt que de délester l'ensemble des installations, Enedis réduit jusqu'à 80% la puissance maximale disponible au niveau du compteur de chaque foyer, avec un seuil minimum disponible de 2 kVA. La puissance électrique totale disponible depuis le réseau électrique est ainsi répartie entre tous les foyers consommateurs pendant la durée

⁴⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/mecanismes-encadrant-l-insertion-du-biomethane-dans-les-reseaux-de-gaz>

⁴⁸ Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique : <https://www.rte-france.com/fr/document/enjeux-du-developpement-de-l-electromobilite-pour-le-systeme-electrique>

⁴⁹ Les capacités de stockage du VE sont utilisées pour rendre des services aux réseaux.

de la contrainte. L'écrêtement de puissance permet à chacun de disposer d'un minimum d'électricité pour subvenir aux besoins électriques de première nécessité (lumière, réfrigérateur, congélateur) et d'éviter des coupures.

Le projet a démontré la faisabilité technique du dispositif, dans un cadre expérimental avec des contraintes réseau simulées. De plus, les foyers interrogés ont jugé le dispositif pertinent puisqu'il évite à tous les consommateurs d'être délestés. Cependant, la généralisation de ce levier reste à date complexe en raison des coûts, de l'occurrence des cas d'usage possibles sur le réseau public de distribution et de l'articulation avec des flexibilités pour ces mêmes clients. Par ailleurs, à ce jour, aucun cadre contractuel ne permet d'exploiter cette fonctionnalité du compteur qui pourrait être utilisée par le gestionnaire de distribution comme alternative aux délestages mais aussi par des tiers pour fournir des services de flexibilité.



Solenn (SOLidarité ENergie iNnovation) est un projet qui a été mené à Lorient entre 2015 et 2018. Doté d'un budget de 13 M€, il a bénéficié d'un PIA de l'ADEME de 5.3 M€. Le projet a réuni plus d'une dizaine d'acteurs dont RTE et Enedis et visait tester des solutions permettant de mobiliser les territoires et leurs habitants, autour de deux enjeux : la maîtrise de la demande en électricité (MDE) et la sécurisation de l'alimentation électrique.

3. LES DONNEES, UN OUTIL AU SERVICE DE L'INNOVATION

Le réseau se digitalise et de nombreuses données sont collectées, notamment grâce au déploiement de compteurs évolués. A ce jour, plus de 25 millions de compteurs évolués (Linky) ont été installés sur les réseaux de distribution d'électricité et plus de 5 millions de compteurs évolués (GAZPAR) ont été installés sur les réseaux de distribution de gaz. Le comptage évolué et les données qui en sont issues sont une source d'innovations par les acteurs de l'ensemble de la chaîne de valeur (gestionnaires de réseaux, fournisseur d'énergie, fournisseur de services, etc.), au bénéfice du consommateur final.

3.1 L'apport du comptage évolué pour les consommateurs finals

En plus des bénéfices pour les gestionnaires de réseaux (cf. partie 2.2), les compteurs évolués en électricité et en gaz apportent également de nombreux bénéfices pour le client. La relève des compteurs se fait à distance, le client n'est donc plus obligé d'être présent le jour de la relève. Par ailleurs, les relevés étant plus fréquents (au moins mensuels), les clients peuvent choisir d'être facturés sur la base de leur consommation réelle et non plus estimée. De plus, en électricité, les fonctionnalités du compteur offrent aux fournisseurs la possibilité de proposer des offres de fournitures innovantes à leurs clients.

En électricité, le compteur évolué (Linky) permet également de piloter des appareils en aval du compteur, afin qu'ils consomment aux heures les plus favorables, à confort équivalent. Historiquement, les compteurs électriques pilotaient le déclenchement du chauffe-eau pendant les heures creuses. Le pilotage apportait un bénéfice au réseau, en reportant une consommation importante aux heures les moins tendues pour le système et, pour le consommateur, aux heures les moins chères. Il est désormais possible avec un compteur évolué Linky de piloter 8 usages (chauffe-eau, recharge des VE, chauffage, climatisation, etc.), ce qui augmente les bénéfices pour le réseau et les consommateurs. Afin de certifier la compatibilité des appareils récepteurs de Télé-Information Client (TIC) avec les compteurs Linky, Enedis a créé le marquage *Linky Ready*.

Cette solution de pilotage, via les contacts secs virtuels du compteur, est la plus économique pour la collectivité, raison pour laquelle la CRE a recommandé initialement que le pilotage des usages (comme la recharge des VE) soit réalisé à partir de ce canal. Pourtant, à ce jour, aucun fournisseur d'énergie n'exploite cette fonctionnalité et aucun fournisseur de services (tiers) n'a accès à cette option de pilotage, cet accès n'ayant pas été prévu originellement pour les tiers. En outre, aucune demande de labellisation de produit exploitant les contacts secs virtuels n'a été effectuée. Cela peut notamment résulter en premier lieu de l'absence de consensus lors de la concertation avec les fournisseurs d'énergie visant à établir un standard pour le pilotage des usages. En effet, sans standard, les acteurs de l'aval compteur ne peuvent concevoir d'appareils pilotables interopérables. Cela peut résulter en second lieu de l'impossibilité pour les fournisseurs de services (tiers) d'accéder à cette interface, alors que ces derniers sont très actifs sur le segment du pilotage des consommations et de la maîtrise de l'énergie.

Les fournisseurs de services (tiers) sont très actifs sur le marché de la maîtrise de l'énergie et du pilotage des usages mais n'ont pas accès au système de pilotage via le compteur. La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'étudier l'ouverture des fonctionnalités de Linky aux fournisseurs de services autorisés (tiers) pour développer les usages du compteur avant la fin de l'année 2020.

3.2 La mise à disposition des données permet de nouveaux services

Les données mises à disposition des tiers autorisés, dans le respect de la réglementation en vigueur en matière de protection des données à caractère personnel⁵⁰, sont source d'innovations pour tous les acteurs de la chaîne de valeur (gestionnaires de réseaux, fournisseurs d'énergie, fournisseurs de services, etc.). Les données énergétiques sont accessibles et visualisables, permettant aux clients finals de mieux comprendre leur consommation d'énergie. **Smart Electric Lyon**, par exemple, a mis en évidence que, moyennant un accompagnement adapté, des applications digitales aidaient les consommateurs à maîtriser leur consommation d'énergie (cf. encadré ci-dessous). Depuis, de nombreux services se sont développés pour les clients. Ces derniers peuvent ainsi comparer leur consommation à celle de foyers similaires et ainsi envisager des actions de maîtrise de l'énergie pour réduire leur facture d'énergie, bénéficier de diagnostics énergétiques, etc.

Afin d'accélérer le déploiement de ces outils par les fournisseurs d'énergie, la réglementation prévoit que les gestionnaires de réseaux développent certaines fonctionnalités sur les espaces clients des utilisateurs : gestion des consentements, téléchargement des données de consommation / production, transmission des index de consommation, etc. Cependant, la CRE constate que certaines

⁵⁰ En particulier le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données à caractère personnel et à la libre circulation de ces données (dit « Règlement Général pour la Protection des données », ou « RGPD »), et la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés.

fonctionnalités prévues par la réglementation sont toujours en cours de déploiement, par exemple l'activation par le client de la sortie locale du compteur (TIC) via son espace client. La CRE rappelle sa demande aux gestionnaires de réseaux, formulée dans la délibération « Données » d'octobre 2018, de mettre en œuvre rapidement les fonctionnalités prévues par la réglementation⁵¹.

Les données mises à disposition des tiers autorisés sont source d'innovations pour tous les acteurs de la chaîne de valeur (gestionnaires de réseaux, fournisseurs d'énergie, fournisseurs de services, etc.).

Dans le projet **Smart Electric Lyon**, l'objectif était d'élaborer, aux côtés des particuliers, entreprises et communes de la Métropole de Lyon, des outils qui permettent à chacun de devenir acteur de sa consommation énergétique au quotidien. Des foyers et des sites tertiaires ont donc été équipés de solutions digitales et de services innovants : équipements de gestion, domotique, applications web ou smart phone, Equipement Radio Local (ERL), etc. Les outils et les services ont permis de mieux gérer les dépenses d'électricité et d'optimiser le confort des clients. L'application « *Mon suivi d'électricité* » développée par EDF a permis aux 20 500 foyers expérimentateurs d'économiser 4 GWh d'énergie. Le démonstrateur a mis en évidence que, moyennant un accompagnement adapté, des applications digitales aidaient les consommateurs à maîtriser leur consommation d'énergie.



SMART ELECTRIC LYON

Smart Electric Lyon est un projet qui a été mené à Lyon de 2012 à 2017. Il a bénéficié d'un budget de 71 M€ et d'un PIA de l'ADEME. Il a rassemblé de nombreux acteurs du secteur de l'énergie parmi lesquels des fournisseurs, des équipementiers, des universitaires et des gestionnaires de réseaux.

Des tiers autorisés proposent des services innovants aux consommateurs à partir des données accessibles via les nouveaux canaux développés par les gestionnaires de réseaux. Enedis et GRDF ont développé des portails d'accès aux données pour les tiers autorisés, Enedis Data Connect et GRDF ADICT (Accès aux Données Individuelles des Clients par des Tiers). Ces 2 programmes sont des succès comme en témoigne l'intérêt des tiers pour ces canaux d'accès : près de 150 tiers ont à ce jour fait des demandes d'accès à ces canaux. Parmi eux, des bailleurs d'immeubles, des sociétés de conseil ou encore des collectivités proposent à leurs clients des services de maîtrise de l'énergie ou de conseil énergétique, etc.

Les canaux d'accès aux données des fournisseurs de services sont relativement récents et ne permettent pas, à ce jour, d'accéder aux données dans des conditions équivalentes aux fournisseurs d'énergie. La CRE veillera, conformément à sa demande formulée dans la délibération « Données » d'octobre 2018, qu'à terme, les acteurs en concurrence sur les mêmes services aient accès aux mêmes données dans des conditions équivalentes⁵².

Les données disponibles en open data constituent également un support à l'innovation. Ces données, disponibles sur des sites gérés par l'administration⁵³ ou par les gestionnaires de réseaux sont exploitées de différentes façons : certaines données agrégées sont utilisées pour établir, mener et évaluer les politiques énergétiques sur les territoires, d'autres sont utilisées par des startups pour développer leurs services, etc. EDF SEI a même mis en ligne, sur sa plateforme open data, un signal binaire pour le pilotage de la recharge des véhicules électriques dans les ZNI⁵⁴. Ces plateformes sont souvent issues de démonstrateurs. La plateforme *Caparéseau*.fr⁵⁵, qui vise à optimiser l'implantation des sites de production EnR sur les réseaux, a été développée dans le démonstrateur **Smart grid Vendée**.

Des gestionnaires de réseaux et des collectivités testent de nouveaux outils, les « datalabs », qui permettront aux collectivités d'améliorer la gestion énergétique de leurs équipements. Grâce aux datalabs, les collectivités pourront donner à certains fournisseurs de services (tiers) des accès à leurs propres données ; ces tiers autorisés lui proposeront des services en retour. Enedis et la métropole de Nantes ont développé un datalab qui est encore en phase de test mais donne déjà des résultats : des tiers ont déjà proposé des services qui sont en cours de test, tels que

⁵¹ Délibération de la CRE du 11 octobre 2018 portant communication sur l'état d'avancement des travaux relatifs aux données dont disposent les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'énergie : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/Etat-d-avancement-des-travaux-relatifs-aux-donnees-dont-disposent-les-gestionnaires-de-reseaux-et-d-infrastructures-d-energie>

⁵² Délibération de la CRE du 11 octobre 2018 portant communication sur l'état d'avancement des travaux relatifs aux données dont disposent les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'énergie : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/Etat-d-avancement-des-travaux-relatifs-aux-donnees-dont-disposent-les-gestionnaires-de-reseaux-et-d-infrastructures-d-energie>

⁵³ Plateforme ouverte des données publiques françaises : <https://www.data.gouv.fr/fr/>

⁵⁴ Par exemple, signal envoyé par EDF SEI pour le pilotage de la recharge en Martinique : <https://opendata-martinique.edf.fr/explore/dataset/signal-reseau-martinique-recharge-vehicule-electrique/information/>

⁵⁵ Caparéseau permet d'estimer les capacités de raccordement au niveau des postes de transformation (cf. partie 1) : <https://www.capareseau.fr/>

la détection de consommations anormales d'un bâtiment en dehors des périodes d'activité, le potentiel solaire d'un bâtiment, etc. Des plateformes de données territoriales voient aussi le jour et sont facilitées par la collaboration entre collectivités et opérateurs de réseau. La plateforme Terristory⁵⁶ est un exemple où ces acteurs s'allient pour proposer aux territoires une vision multi-énergie alimentée par les données des différents opérateurs. Pour Enedis, des travaux complémentaires sont nécessaires, notamment pour préciser les cas d'usages.

Des gestionnaires de réseaux se lancent dans des programmes de recherche en open source pour mutualiser les savoir-faire. En effet, les gestionnaires de réseaux font face à des enjeux similaires (impact du développement du VE, de l'insertion des EnR, etc.) et la mise en commun des ressources pourrait permettre de trouver des solutions plus résilientes et plus sécurisées. RTE a lancé en 2018 une collaboration avec la Linux Foundation Energy (LF Energy) en proposant des projets open source. La démarche étant récente, les gains quantitatifs n'ont pas encore été évalués.

La CRE est favorable au développement de services autour des données afin qu'ils apportent des bénéfices concrets aux consommateurs. Elle rappelle que les initiatives (open data, open source, datalabs, etc.) doivent être, en premier lieu, des moyens de répondre au mieux aux attentes des acteurs en améliorant la qualité des données, en poursuivant l'enrichissement des contenus et en poursuivant les actions de pédagogie à l'intention des utilisateurs.

⁵⁶ Le site est accessible ici : <https://auvergnerhonealpes.terristory.fr/>

SYNTHESE DES DEMANDES DE LA CRE

Le retour d'expérience des démonstrateurs montre que plusieurs solutions *Smart grids*, sont devenues des réalités au bénéfice des réseaux et de ses utilisateurs. En effet, de nombreuses solutions, dont l'intérêt technico-économique a été démontré, permettent de mieux intégrer les nouveaux usages aux réseaux, d'améliorer la gestion des réseaux et de valoriser les données de l'énergie. Malgré des résultats riches d'enseignements et plusieurs mises en œuvre notables de solutions qui ont passé le stade du démonstrateur, c'est l'industrialisation qui est encore parfois en jeu et qui doit continuer à mobiliser l'ensemble des acteurs et des gestionnaires de réseaux.

D'autres solutions nécessitent des approfondissements et des études complémentaires. En particulier, à la lumière des retours d'expérience, certaines solutions doivent être étudiées en priorité. La CRE :

- demande aux gestionnaires de réseaux de développer tous les leviers pour augmenter les capacités d'accueil des EnR sur les réseaux, en particulier en matière de raccordement et de flexibilité ;
- recommande aux pouvoirs publics de généraliser les offres de raccordement intelligentes pour les consommateurs. Ce cadre permettra, notamment, de généraliser les raccordements innovants des dépôts de bus et de flottes de véhicules électriques ;
- demande à Enedis de travailler à la mise en place un cadre contractuel pour l'écrêtement de puissance comme source de flexibilité offerte par des tiers, et comme dernier recours en alternative aux délestages ;
- demande à Enedis d'étudier la possibilité de donner accès à certains tiers autorisés (non fournisseurs) aux données et aux fonctionnalités de Linky pour en développer les usages, dans le respect de la réglementation en vigueur en matière de protection des données à caractère personnel ;
- appelle les gestionnaires de réseaux et, plus largement, l'ensemble des acteurs à poursuivre leur collaboration et les actions en faveur de l'industrialisation des solutions pertinentes et de favoriser l'émergence d'une filière industrielle française des *Smart grids*.

Les démonstrateurs *Smart grids* ont, en tout état de cause, d'ores et déjà apporté des éclairages utiles pour faire progresser les réseaux, que leurs résultats aient été ou non les résultats attendus. La CRE demande donc aux gestionnaires de réseaux et plus largement à l'ensemble de la filière de poursuivre ces démarches expérimentales et de partager leurs retours d'expérience respectifs. Dans cette optique, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de transmettre à la CRE, au plus tard à la fin du premier semestre de chaque année à partir de 2021, les retours d'expérience des démonstrateurs en cours et achevés et le bilan des actions précitées.

La dynamique mise en œuvre depuis plusieurs années, qui a permis aux *Smart grids* de passer d'une phase d'expérimentation à une réalité doit se poursuivre, pour que les enjeux techniques, économiques et juridiques soient mieux identifiés puis traités et que les *Smart grids* se déploient à grande échelle.

Afin que la régulation ne soit pas un frein injustifié à l'innovation mais au contraire accompagne son mouvement, la CRE mettra très prochainement en œuvre le dispositif d'expérimentation, dit « *bac à sable* », instauré par la loi relative à l'énergie et au climat. Ce dispositif permettra à la CRE d'octroyer des dérogations temporaires aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux pour le déploiement, à titre expérimental, de technologies ou de services innovants en faveur de la transition énergétique et des réseaux intelligents.

Ce cadre permettra de tester également des règles de régulation, contribuant à stimuler à la fois l'innovation et le déploiement de solutions techniques faisant progresser les réseaux au bénéfice de la collectivité.

La présente délibération sera publiée sur le site Internet de la CRE et sur le site Internet dédié (www.smartgrids-cre.fr).

Délibéré à Paris, le 11 juin 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO