

DÉLIBÉRATION

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Les missions de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) la conduisent à accompagner l'évolution des réseaux d'électricité et de gaz naturel vers des réseaux intelligents (ou « *Smart grids* »). Elle veille en particulier au bon fonctionnement et au développement de ces réseaux au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique, notamment ceux concernant la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la maîtrise de la demande en énergie et l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale.

La CRE a lancé cette démarche dès 2010. Elle a notamment permis de mettre en place le premier *think tank* institutionnel français relatif aux *Smart grids* sur un site Internet dédié¹. Fin 2013, la CRE a réalisé une consultation publique sur le développement des réseaux intelligents², ayant abouti à l'établissement de 41 recommandations d'évolution des cadres juridique, technique et économique, nécessaires au développement des réseaux d'électricité intelligents en basse tension, qui ont été publiées dans sa délibération du 12 juin 2014³.

Dans celle-ci, la CRE a demandé au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE) et aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients de publier, pour le 1^{er} novembre 2014, une feuille de route de mise en œuvre des recommandations qui les concernent⁴. Au début de l'année 2015, les trois principaux gestionnaires de réseaux (RTE, Enedis et EDF SEI) ont présenté à la CRE lors d'une audition les principaux engagements contenus dans leur feuille de route.

Le 25 février 2015⁵, la CRE a publié une deuxième délibération en faveur du développement des réseaux intelligents afin de dresser un bilan des feuilles de route transmises à la CRE, d'instituer le principe d'une mise à jour annuelle de ces feuilles de route et de proposer de nouvelles recommandations, permettant notamment d'en étendre la portée au gaz naturel⁶ et à la mutualisation des divers réseaux d'énergie.

¹ Le site *Smart grids* de la CRE est accessible à l'adresse suivante :

<http://www.smartgrids-cre.fr>.

² Les documents relatifs à cette consultation publique de la CRE sont disponibles à l'adresse suivante :

<http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/developpement-des-reseaux-electriques-intelligents-en-basse-tension/>.

³ La délibération de la CRE est consultable à l'adresse suivante :

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/smart-grids-recommandations-sur-leur-developpement/>.

⁴ Ces feuilles de route sont publiées sur le site Internet de la CRE à l'adresse suivante :

<http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-intelligents/reseaux-electriques-intelligents/>.

⁵ La délibération de la CRE est consultable à l'adresse suivante :

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/reseaux-intelligents/>.

⁶ Les feuilles de route des gestionnaires de réseaux de gaz naturel sont publiées sur le site Internet de la CRE à l'adresse suivante :

<http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-intelligents/reseaux-de-gaz-intelligents/>.

DÉLIBÉRATION

8 décembre 2016

Au début de l'année 2016, les principaux gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel (RTE, Enedis, EDF SEI et GRDF) ont présenté à la CRE, lors d'une audition, l'état d'avancement de leurs feuilles de route respectives.

Dans la présente délibération, la CRE poursuit la démarche entreprise, en présentant un état d'avancement détaillé de la mise en œuvre de chacune des recommandations précédentes et formule 17 nouvelles recommandations.

Nota Bene : Au vu du calendrier de publication de la présente délibération, les mises à jour des feuilles de route des gestionnaires de réseaux sont attendues pour le 1^{er} juin 2017.

SOMMAIRE

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 1. | La CRE s'engage pour le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel | 4 |
| 1.1 | La CRE accompagne les expérimentations de <i>Smart grids</i> et rencontre régulièrement les porteurs de projet | 4 |
| 1.2 | La CRE publie, en 2014, des recommandations pour le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension et institue le principe de publication des feuilles de route | 6 |
| 1.3 | La CRE complète ses recommandations afin d'approfondir le traitement de certains sujets | 7 |
| 2. | Les actions entreprises à la suite des recommandations de la CRE et les nouvelles recommandations | 8 |
| 2.1 | Concernant les nouvelles technologies et les nouveaux services | 8 |
| 2.1.1 | Les recommandations portant sur le développement de nouveaux services liés aux systèmes de comptage évolué et à l'utilisation des données de l'énergie | 8 |
| 2.1.2 | Les recommandations permettant de favoriser l'expansion du véhicule électrique et hybride rechargeable | 19 |
| 2.1.3 | Les recommandations facilitant l'émergence du consommateur autoproduteur d'électricité | 27 |
| 2.1.4 | Les recommandations favorisant une approche de mutualisation locale des réseaux publics d'énergie | 32 |
| 2.1.5 | Les recommandations favorisant le développement des <i>Smart gas grids</i> | 33 |
| 2.2 | Concernant une meilleure exploitation des réseaux publics d'électricité | 34 |
| 2.2.1 | Les recommandations s'attachant à mieux exploiter les possibilités offertes par les installations de production et de consommation | 34 |
| 2.2.2 | Les recommandations permettant d'accompagner le développement du stockage d'électricité | 40 |
| 2.2.3 | Les recommandations contribuant à valoriser l'utilisation des technologies <i>Smart grids</i> apportant de la flexibilité aux réseaux | 43 |
| 2.2.4 | Les recommandations favorisant l'interopérabilité et la pérennité des technologies employées | 47 |
| 2.3 | Concernant l'augmentation de la performance globale du système électrique | 52 |
| 2.3.1 | Les recommandations visant une meilleure gestion du système électrique | 52 |
| 2.3.2 | Les recommandations liées à l'intégration de la flexibilité de la demande aux marchés de l'énergie | 59 |
| 2.3.3 | Les recommandations concernant l'insertion des moyens de stockage d'électricité sur les réseaux publics d'électricité | 61 |
| 2.3.4 | Les recommandations concernant les nouveaux enjeux en matière de sûreté du système électrique | 62 |
| 2.3.5 | Les recommandations portant sur les spécificités des systèmes électriques dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental | 64 |
| 3. | Synthèse des recommandations et des demandes de la CRE | 69 |
| 3.1 | Récapitulatif des nouvelles recommandations | 69 |
| 3.2 | État d'avancement des demandes de la CRE | 71 |
| 3.3 | Demandes de la CRE aux gestionnaires de réseaux | 77 |
| 4. | Annexes | 79 |
| 4.1 | Les schémas de commande des usages grâce aux contacts secs physiques et virtuels du compteur <i>Linky</i> | 79 |
| 4.2 | Les schémas de raccordement des installations de production et de consommation | 79 |

1. LA CRE S'ENGAGE POUR LE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX INTELLIGENTS D'ELECTRICITE ET DE GAZ NATUREL

1.1 La CRE accompagne les expérimentations de *Smart grids* et rencontre régulièrement les porteurs de projet

Le développement des *Smart grids* repose avant tout sur une démarche d'expérimentation et de déploiement dépendant de seuils de rentabilité. En ce sens, la CRE a souhaité accompagner les efforts d'innovation des gestionnaires de réseaux publics d'électricité et de gaz naturel, dont elle fixe les tarifs d'utilisation.

En électricité, les tarifs d'utilisation des réseaux actuellement en vigueur (4^e version, dite « *TURPE 4* ») accordent aux gestionnaires des réseaux publics les moyens nécessaires à la mise en œuvre de leurs projets de recherche et développement (R&D). Ces projets sont désormais suivis de manière explicite par la CRE et font l'objet d'un rapport publié tous les deux ans portant à la fois sur les moyens consacrés à l'innovation et sur les résultats des travaux menés. Ce contrôle des budgets engagés et des projets effectivement réalisés par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité permet, en outre, de donner une plus grande visibilité aux acteurs du secteur.

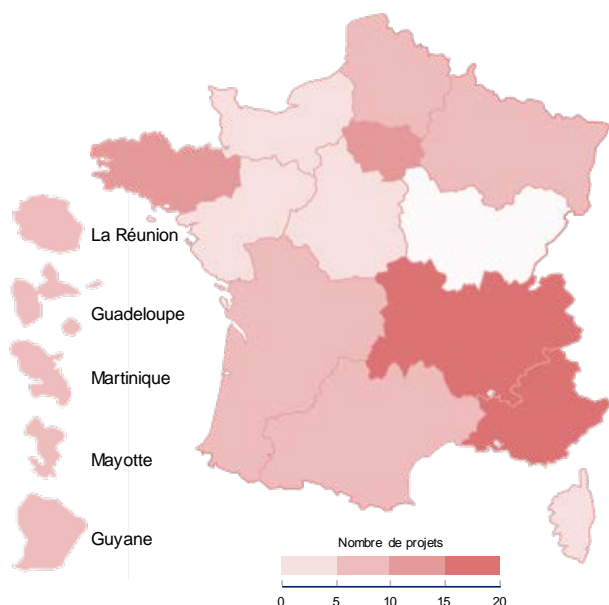


Figure 1 – Plus de 120 projets *Smart grids* en France (toutes énergies) (source : CRE)

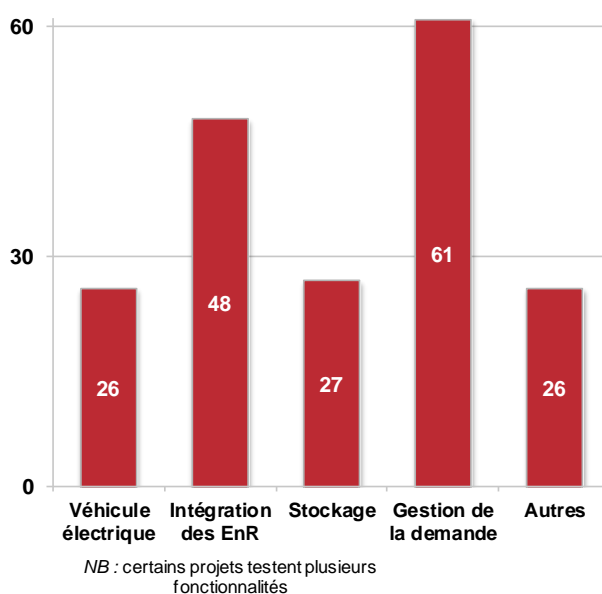


Figure 2 – Nombre de projets par fonctionnalité (source : CRE)

La période d'expérimentation de certains démonstrateurs étant désormais achevée, la CRE, au même titre que d'autres acteurs publics – l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), par exemple – qui financent ces projets dans le cadre d'appels d'offres ou d'appels à manifestation d'intérêt, est régulièrement amenée à échanger sur les retours d'expérience de ces démonstrateurs.

La CRE s'appuie sur ces retours d'expérience pour identifier et lever d'éventuelles contraintes réglementaires ou réglementaires qui pourraient nuire au développement d'innovations éprouvées. À travers ces retours d'expériences, la CRE a, en outre, constaté que certains aspects de la conduite de projet, comme la fin de l'expérimentation et le devenir des matériels déployés, sont parfois sous-estimés, voire négligés⁷.

⁷ Par exemple, le projet Millener dans les zones insulaires.

Nouvelle recommandation n° 1 du 8 décembre 2016

R. 2016-01

La CRE demande aux porteurs de projets de démonstrateurs réalisés en collaboration avec les gestionnaires de réseaux publics d'électricité et de gaz naturel de partager systématiquement avec la CRE les conclusions qu'ils tirent de leurs expérimentations, afin de porter à la connaissance de la CRE les évolutions réglementaires ou réglementaires qui permettraient d'encourager le développement de l'innovation.

Par ailleurs, il est nécessaire que, en association avec les porteurs et partenaires des projets de démonstrateurs, les gestionnaires de réseaux publics d'électricité et de gaz naturel anticipent, dès le lancement de ces démonstrateurs, l'examen des conditions de fin d'expérimentation et les conditions de dépose éventuelle des matériels déployés chez les utilisateurs de leurs réseaux.

Dans le cadre des 34 plans de La Nouvelle France industrielle et afin de tirer parti des opportunités et des atouts que les réseaux électriques intelligents (REI) peuvent offrir à l'industrie française, le président de la République a demandé, le 12 septembre 2013, au président du directoire de RTE de l'époque de lui remettre une feuille de route permettant d'accompagner et d'accélérer leur développement.

Une feuille de route⁸ a été publiée le 24 janvier 2014, en collaboration avec les parties prenantes du secteur électrique et industriel des *Smart grids*, établissant 10 actions identifiées comme prioritaires. L'une d'entre elles – la sixième, couramment abrégée « REI 6 » – consiste à « organiser un déploiement à grande échelle des réseaux électriques intelligents en France » et a fait l'objet d'un appel à projets, afin de déployer, de façon concentrée dans l'espace et dans le temps, un ensemble d'équipements et technologies *Smart grids* arrivés à maturité industrielle à l'horizon 2017.

Le 15 mars 2016, les ministres en charge de l'énergie et de l'économie ont communiqué⁹ le nom des lauréats de cet appel à projets, après analyse des dossiers par un collège d'experts indépendants :

- le dossier *Flexgrid*, déposé par le Conseil régional de Provence-Alpes-Côte d'Azur ;
- le dossier *Smile*, déposé par le Conseil régional de Bretagne, en lien avec les Pays-de-la-Loire ;
- le dossier *You & Grid*, déposé par la métropole européenne de Lille, en lien avec le Nord-Pas-de-Calais.

Ce communiqué annonce, en outre, que les deux premiers projets cités, considérés comme « vitrines du savoir-faire français dans le domaine des réseaux électriques intelligents », feraient l'objet d'un investissement total de 80 millions d'euros « sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité », qui incombent aux gestionnaires des réseaux alimentant les territoires concernés. Enfin, il indique que le projet *Smart Community Nord*, déposé par le Conseil régional de Martinique, fera l'objet d'un accompagnement adapté, dans le cadre de la mise en œuvre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la Martinique, compte tenu des enjeux de gestion des réseaux électriques et de stockage de l'énergie dans les outremer.

La CRE se félicite de la mise en œuvre de cet appel à projets, qui permettra de faire passer les technologies de *Smart grids* les plus matures du stade de l'expérimentation à celui du déploiement industriel, tout en y associant les gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, qui pourront également, à une échelle géographique significative, démontrer leurs savoir-faire au service des réseaux et de leurs utilisateurs.

Nouvelle recommandation n° 2 du 8 décembre 2016

R. 2016-02

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité participant, dans le cadre de l'action n° 6 du plan Réseaux électriques intelligents, aux projets de déploiement de solutions *Smart grids* matures de lui présenter l'ensemble des technologies et fonctionnalités qu'ils comptent mettre en œuvre. Ils devront souligner les bénéfices pour la collectivité de tels projets, le montant des investissements envisagés, ainsi que leur complémentarité vis-à-vis de ceux réalisés dans les autres zones.

Dans les documents de consultation publique du 27 juillet 2016 portant sur les futurs tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (5^e version, dite « TURPE 5 ») dans les domaines de tension HTB¹⁰, HTA et BT¹¹, la CRE

⁸ La feuille de route est disponible sur le [site Internet de RTE](#).

⁹ Le communiqué est disponible sur le [site Internet du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer](#).

¹⁰ La note technique est consultable sur cette page du site Internet de la CRE : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb>.

¹¹ La note technique est consultable sur cette page du site Internet de la CRE :

8 décembre 2016

a rappelé qu'elle attachait « une importance particulière au développement des réseaux électriques intelligents » et envisageait « d'introduire dans le TURPE 5 un dispositif spécifique dédié à la prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents ».

Elle a confirmé cette intention dans ses délibérations du 17 novembre 2016 portant décision sur le TURPE 5 dans les domaines de tension HTB¹², HTA et BT¹³. Celles-ci comprennent, en particulier, un « mécanisme tarifaire permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents », qui « implique notamment de prendre en compte le cas de programmes relevant des réseaux électriques intelligents qui permettraient une diminution des investissements, donc des charges de capital, mais au prix d'une hausse (moindre) des charges d'exploitation ».

Ainsi, ce dispositif permet à Enedis et RTE « de demander, une fois par an, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liés à des projets relevant du déploiement des Smart grids dans la trajectoire de charges couvertes par le TURPE 5. Cette intégration est possible pour un projet ou un ensemble de projets impliquant des charges d'exploitation supérieures à 3 M€, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable du projet ». Les gestionnaires de réseaux devront alors par ailleurs « justifier que ces charges n'étaient pas prévues lors de l'élaboration du TURPE 5. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourront être ajoutés ».

Les projets concrétisés à l'occasion de REI 6 semblent tout particulièrement éligibles à la mise en œuvre de telles dispositions, si les gestionnaires de réseaux le jugent pertinent.

1.2 La CRE publie, en 2014, des recommandations pour le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension et institue le principe de publication des feuilles de route

À la suite d'une période de concertation avec l'ensemble des acteurs du secteur menée en 2013 et 2014, la CRE a publié le 12 juin 2014 une délibération portant 41 recommandations visant à développer les réseaux électriques intelligents en basse tension. Celles-ci s'adressaient à de nombreux destinataires :

- 16 recommandations étaient destinées aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité, dont certaines à l'attention des gestionnaires opérant dans les zones non interconnectées ;
- 6 recommandations étaient des propositions d'évolution réglementaire, à traiter par l'administration en charge de l'énergie, ou liées à des aspects normatifs ;
- 4 recommandations étaient destinées au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE ;
- 4 recommandations étaient à traiter dans le cadre d'instances de normalisation ;
- 4 recommandations s'adressaient à de divers acteurs ou consistaient à affirmer les positions de principe de la CRE ;
- 3 recommandations étaient des propositions d'évolution législative, à traiter par les parlementaires ;
- 2 recommandations étaient à traiter par le Groupe de Travail sur l'Électricité (GTE), organisé par la CRE ;
- 1 recommandation concernait les porteurs de projets *Smart grids* ;
- 1 recommandation était à traiter à la fois par les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients, ainsi que RTE, devaient proposer pour le 1^{er} novembre 2014 une feuille de route décrivant la mise en œuvre de ces recommandations. Par la suite, la CRE a auditionné les trois principaux gestionnaires de réseaux et pris note de leur programme de travail.

<http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-les-domaines-de-tension-hta-et-bt>.

¹² La délibération est consultable sur cette page du site internet de la CRE : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-htb3>.

¹³ La délibération est consultable sur cette page du site internet de la CRE : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-hta-et-bt>.




8 décembre 2016

1.3 La CRE complète ses recommandations afin d'approfondir le traitement de certains sujets

À la suite des auditions, dans le cadre d'une délibération portant communication sur le développement des réseaux intelligents, publiée le 25 février 2015, la CRE a souhaité :

- établir le principe de mises à jour annuelles des feuilles de route des gestionnaires de réseaux publics d'électricité ;
- formuler aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité des demandes complémentaires, concernant notamment le développement de plates-formes informatiques permettant une mise à disposition dynamique des données et le développement de l'autoproduction ;
- encourager les entreprises locales de distribution (ELD) desservant plus de 100 000 clients à fournir les résultats de leurs propres expérimentations et réflexions ;
- appuyer les initiatives de valorisation socio-économique des *Smart grids*, qui ont, par la suite, fait l'objet d'une première publication¹⁴ ;
- solliciter les gestionnaires de réseaux insulaires afin que ceux-ci proposent des analyses coûts-bénéfices relatives au comptage évolué et au stockage d'électricité, tenant compte des spécificités de ces territoires et de leurs contraintes énergétiques ;
- demander à l'ensemble des gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel et d'électricité desservant plus de 100 000 clients de préciser les optimisations du système énergétique local que pourrait apporter une plus grande coordination entre les différents réseaux d'énergie et d'identifier les conséquences d'une interaction forte entre ces réseaux ;
- et proposer aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel desservant plus de 100 000 clients d'échanger sur une démarche de développement des réseaux intelligents les concernant.

La présente délibération constitue un bilan des actions menées sur la base des recommandations publiées en 2014 et en 2015. Dans ce document, les recommandations relatives aux gestionnaires de réseaux ont fait l'objet d'un suivi particulier, muni de pictogrammes indiquant l'état des actions qu'ils proposent :

-  désigne une action considérée comme terminée par le gestionnaire de réseaux ;
-  désigne une action ayant été engagée, mais n'ayant pas encore abouti ;
-  désigne une action dont les délais annoncés n'ont pas été tenus et qui a, par conséquent, été reportée.

Dans cette délibération, la CRE propose, de plus, 17 nouvelles recommandations, préfixées « 2016 », consistant soit à proposer une évolution des demandes préalablement effectuées tenant compte des actions déjà menées, soit à suggérer de nouvelles démarches à entreprendre. Les mises à jour futures des feuilles de route des gestionnaires de réseaux publics devront, également, tenir compte de ces nouvelles recommandations.

¹⁴ Le [rapport](#) et la [synthèse](#) de ce rapport sont disponibles sur le site Internet de RTE, qui en a piloté la rédaction.

2. LES ACTIONS ENTREPRISES A LA SUITE DES RECOMMANDATIONS DE LA CRE ET LES NOUVELLES RECOMMANDATIONS

2.1 Concernant les nouvelles technologies et les nouveaux services

2.1.1 Les recommandations portant sur le développement de nouveaux services liés aux systèmes de comptage évolué et à l'utilisation des données de l'énergie

2.1.1.1 Rappel de la recommandation n° 1 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| | |
|--|-------------------|
| Recommandation n° 1 du 12 juin 2014 | R. 2014-01 |
| <p>Le développement et l'appropriation de dispositifs d'information et d'outils de pilotage des installations intérieures permettront de sensibiliser et d'impliquer plus fortement le consommateur en tant qu'acteur à part entière du système électrique.</p> <p>Dans le cas où ces dispositifs transmettent des informations sur la consommation électrique de l'ensemble de l'installation, la CRE recommande que ces dispositifs utilisent les données issues du dispositif de comptage. La CRE est favorable à ce que les instances de normalisation, et notamment la commission UC205 de l'AFNOR (Systèmes électroniques pour les foyers domestiques et les bâtiments), intègrent cette disposition dans leurs travaux.</p> | |

Conformément à cette recommandation, les travaux de normalisation du comité technique 205 (UC205), émanation française du Comité européen de normalisation en électronique et en électrotechnique (CENELEC), portant sur les liaisons de communication entre les systèmes de comptage évolués et l'environnement domestique sont en passe d'aboutir. Ces travaux sont suivis par le groupe de coordination sur les systèmes de comptage évolués mis en œuvre dans le cadre du mandat européen de normalisation (M/441) en relation avec les travaux conduits en France sur l'aval compteur.

2.1.1.2 Rappel des recommandations nos 2, 3 et 4 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| | |
|--|-------------------|
| Recommandation n° 2 du 12 juin 2014 | R. 2014-02 |
| <p>Afin de profiter au mieux des potentialités des systèmes de comptage évolués, la CRE demande que le Groupe de Travail Électricité (GTE) définisse :</p> <ul style="list-style-type: none"> - d'une part, des contenus standardisés de messages courts et ultra-courts transmis par l'interface télé-information client (TIC) ; - et, d'autre part, l'association des relais « <i>virtuels</i> » à des usages types. | |

| | |
|--|-------------------|
| Recommandation n° 3 du 12 juin 2014 | R. 2014-03 |
| <p>Afin que les potentialités des systèmes de comptage évolués soient utilisées au mieux, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de publier, dans leur documentation technique de référence, la standardisation retenue dans le cadre des travaux du GTE pour les contenus des messages et l'association des relais « <i>virtuels</i> » à des usages types.</p> | |

| | |
|--|-------------------|
| Recommandation n° 4 du 12 juin 2014 | R. 2014-04 |
| <p>Pour simplifier le raccordement d'équipements en aval des compteurs communicants, la CRE est favorable à ce que l'AFNOR standardise et intègre dans la norme NF C 15-100 l'association des relais « <i>virtuels</i> » à des usages types.</p> | |

Conformément aux recommandations nos 2 et 5 de la délibération de la CRE du 12 juin 2014, le Groupe de travail électricité (GTE) s'est réuni, en mars, mai et septembre 2015, pour échanger à la fois sur la standardisation des messages courts et ultra-courts, sur l'association possible des contacts secs et virtuels¹⁵ des compteurs évolués

¹⁵ Le compteur évolué *Linky* dispose d'un contact « sec » et non alimenté, disponible sur les bornes C1 et C2 de l'appareil, et de huit contacts « *virtuels* » disponibles à partir de la Télé-information client (TIC) et sur les bornes I1 et I2 (une alimentation est également disponible sur les bornes I1 et A pour permettre l'alimentation d'un dispositif de déport de type radio ou autres).

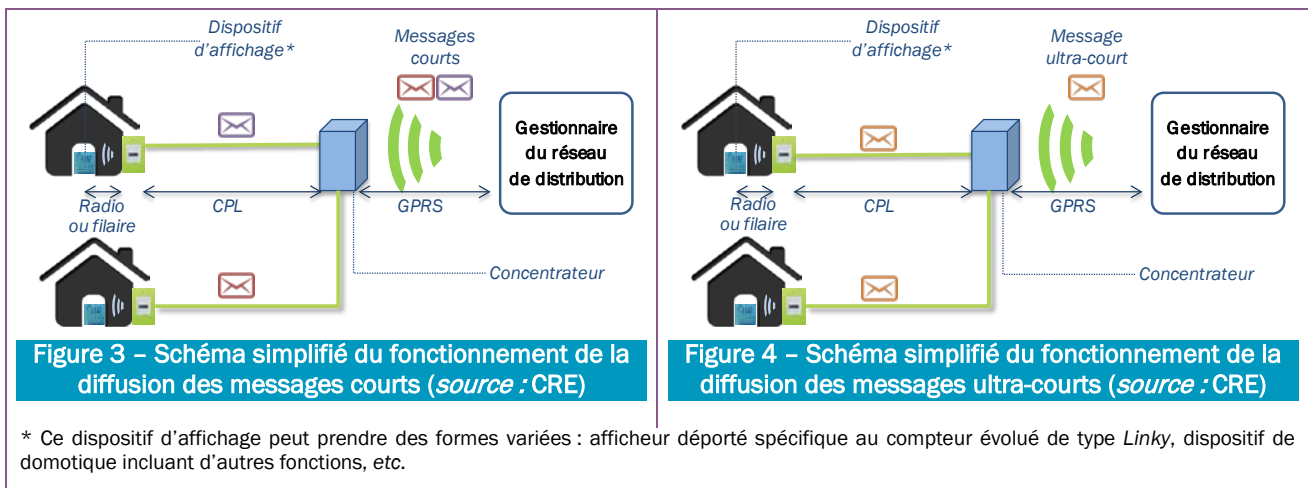
8 décembre 2016

à des « usages types » de l'utilisateur et les modalités d'une modification de l'état de ces contacts programmés dans la grille tarifaire de l'offre à laquelle cet utilisateur aura souscrit.

Organisée par la CRE, cette concertation a réuni des fournisseurs, des acteurs de l'« aval compteur » (équipementiers d'installations électriques), des gestionnaires de réseaux, des associations de gestionnaires de réseaux ou d'entreprises locales de distribution (ELD), des autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), des associations de consommateurs, ainsi que le Médiateur national de l'énergie (MNE), la Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) et l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME).

La télé-information du compteur évolué de type *Linky* permet d'afficher sur l'écran de ce dernier des messages courts et ultra-courts (de 32 et 16 caractères, qui, cf. figures ci-après, peuvent respectivement être transmis de manière unitaire à un compteur précis, ou diffusés à l'ensemble des compteurs connectés à un même concentrateur de données, installé au niveau du poste de distribution publique). Ils peuvent également être transmis à tout appareil connecté en aval, à travers la télé-information client (TIC) du compteur. L'absence de standardisation du contenu de ces messages est un frein à l'apparition rapide de matériels capables d'interpréter ce type de commandes et de services évolués peu coûteux et efficaces pour les installations intérieures utilisant ces messages. Elle pourrait, en outre, contraindre le consommateur à uniquement acquérir des matériels qui seraient compatibles avec des modalités spécifiques d'utilisation de cette fonctionnalité, introduites par certains fournisseurs ou tiers.

C'est pourquoi la CRE a demandé au GTE de définir des contenus standardisés de messages courts et ultra-courts, qui peuvent être portés à la connaissance de l'utilisateur via l'interface TIC du compteur.



Cependant, aucune proposition de contenu standardisé recueillant le consensus des acteurs n'a émergé de ces travaux, c'est-à-dire qu'aucun champ d'application n'a été considéré comme nécessitant la définition d'un standard, cette dernière semblant prématurée pour la plupart d'entre eux.

On pourrait cependant considérer que la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte¹⁶ (LTECV), qui a été promulguée après la fin de cette concertation, porte un premier champ d'application de cette fonctionnalité. L'article 28 de cette loi dispose, en effet, que les fournisseurs d'énergie doivent mettre à la disposition des consommateurs domestiques bénéficiant des tarifs sociaux ou du chèque énergie « une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros, au moyen d'un dispositif déporté », qui, pour l'électricité, doit proposer un « affichage en temps réel ». Ce dispositif pourrait être par la suite généralisé « à l'ensemble des consommateurs domestiques, après une évaluation technico-économique de la CRE ».

Une des modalités permettant de généraliser un affichage déporté des consommations, valorisées en kilowatt-heure et en euros, à moindre coût pour la collectivité, consisterait à utiliser le système de comptage évolué de type *Linky*, pour y faire transiter les informations de prix du fournisseur titulaire du contrat. Cette solution serait peu coûteuse (surtout pour les consommateurs n'ayant pas d'abonnement à internet ou qui ne sont pas suffisamment couverts par les réseaux de téléphonie mobile), en ce qu'elle utiliserait un canal de communication existant. Il ne s'agit pas de faire en sorte que le compteur évolué de type *Linky* affiche la valorisation des consommations, mais qu'il transmette à un dispositif d'affichage proposé par le fournisseur les informations permettant de le faire.

¹⁶ Le texte intégral est consultable à cette adresse sur le [site Legifrance.gouv.fr](http://site.Legifrance.gouv.fr).



8 décembre 2016

En l'absence de standardisation du contenu des messages, si un fournisseur retient cette solution technique pour alimenter un dispositif d'affichage déporté, il pourra être en mesure d'imposer à son client d'utiliser un matériel d'affichage qu'il lui aura fourni ou, à tout le moins, qui sera compatible avec son utilisation des messages courts de *Linky* : celui produit par un autre fournisseur ou un tiers qui ne constituerait pas ses messages de la même manière ne pourrait interpréter correctement les informations de prix transmises.

Cette même recommandation concernait également les huit contacts secs et virtuels du compteur évolué de type *Linky*, qui constituent une extension du principe actuel d'asservissement d'un usage domestique (en général, l'eau chaude sanitaire) aux signaux tarifaires électriques, asservissement qui permet de n'alimenter cet usage qu'en plages d'heures creuses. Associée à des grilles tarifaires des fournisseurs plus riches (le système permet d'utiliser jusqu'à 10 index de comptabilisation de l'électricité, permettant à chacun de facturer le client à un prix différent), l'attribution standardisée de chaque contact virtuel à un usage domestique prédéfini permettrait, selon les conclusions du groupe de concertation :

- de faciliter la définition par le fournisseur des règles de déclenchement des contacts, indépendamment de l'installation intérieure du client (puisque l'état de ces contacts fait partie de la grille tarifaire et que des fournisseurs pourraient proposer des offres différenciées selon les usages) ;
- de limiter facilement et à moindre coût l'utilisation de certains appareils pendant les périodes où l'électricité est la plus chère ;
- d'élaborer un standard qui pourra se généraliser dans les logements neufs et rénovés, dans lesquels l'installation électrique aura été prévue pour différencier le branchement de certains postes de consommation et faciliter l'utilisation des contacts secs et virtuels ;
- de faciliter l'intégration de certains appareils électriques émergents et énergivores de manière optimale dans le logement au regard de l'offre tarifaire faite au consommateur et optimiser ainsi le coût de leur utilisation.

Les schémas annexés à ce document au chapitre 4.1 illustrent la manière dont le pilotage des usages de l'électricité à travers les contacts sec et virtuels du compteur évolué de type *Linky* peut être réalisé, sous réserve d'une standardisation des usages.

Cette standardisation pourrait également contribuer à faciliter la comparaison d'offres de fourniture utilisant les contacts secs et virtuels et donc le choix d'une offre adaptée au consommateur.

Une proposition de standardisation a émergé du GTE (cf. Figure 5, ci-dessous), mais n'a pas remporté l'adhésion de l'ensemble des acteurs au cours de la concertation.

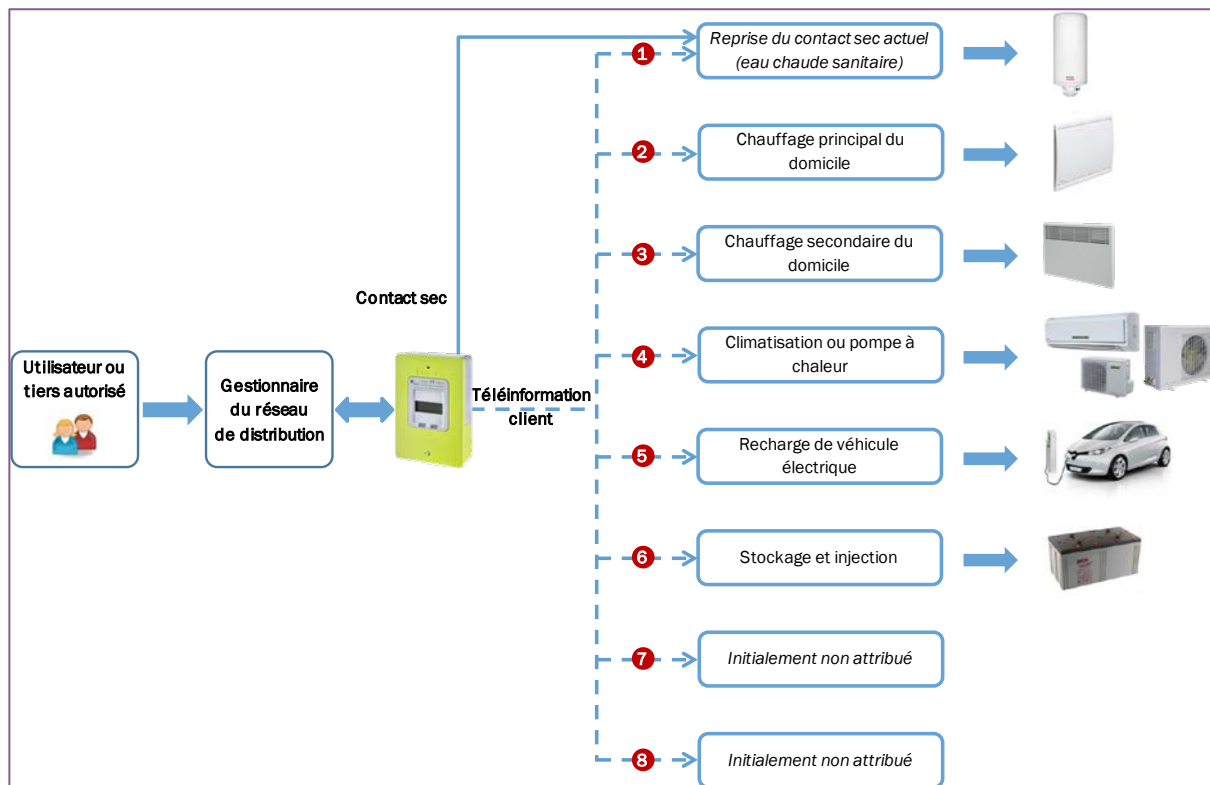


Figure 5 – Proposition d’association des contacts secs et virtuels du compteur évolué de type *Linky* à des usages types issue du groupe de concertation
(source : CRE)

Certains fournisseurs ont indiqué qu’ils jugeaient prématuré de standardiser des usages en amont du déploiement des compteurs évolués et en l’absence de retours d’expérience d’utilisation plus généralisée des nouvelles formes de grilles tarifaires, pour proposer des offres innovantes aux clients.

Les acteurs de l’aval compteur ont jugé inquiétant de permettre à des instructions de type « *marche/arrêt* » issues de grilles tarifaires de piloter la mise sous tension d’équipements électriques de la maison, tandis qu’ils proposent déjà eux-mêmes des systèmes de gestion de l’alimentation plus sophistiqués qui sont intégrés aux appareils électriques (chauffe-eau, convecteurs, etc.). Une utilisation inappropriée de certains appareils par une mise sous tension ou hors tension trop erratique pourrait conduire, selon eux, à des dysfonctionnements.

Sur ces deux sujets, la CRE regrette la teneur des résultats de cette concertation. Concernant la problématique relative aux messages courts et ultra-courts, un nouveau Groupe de Travail Électricité doit, en 2017, à la demande de certains fournisseurs, établir les procédures d’envoi de ces messages par des fournisseurs ou des tiers aux gestionnaires de réseaux de distribution, pour diffusion vers le compteur du client. Il s’agira d’y définir les modalités de mise en place et d’utilisation de ce canal de communication (processus et procédures métier, délais impartis aux différentes étapes, demandes *ad hoc* d’adaptations informatiques, etc.), ce qui permettra de mettre en œuvre cette fonctionnalité, qui ne sera toutefois pas standardisée.

La CRE propose que, une fois ces procédures fixées, un retour d’expérience sur l’utilisation des messages courts et ultra-courts soit réalisé, afin d’identifier d’éventuels besoins en matière de définition standardisée de contenus, qui pourra faire l’objet d’une consultation publique, pour être inscrite dans le référentiel clientèle des gestionnaires de réseaux publics de distribution.

Concernant la problématique relative à la standardisation d’une ou plusieurs associations par défaut d’usages aux contacts secs virtuels de *Linky*, la CRE considère toujours que celle-ci serait de nature à faciliter l’utilisation des nouvelles grilles tarifaires par les fournisseurs et à en améliorer la compréhension par les consommateurs. Au cours de la concertation, les acteurs ont souligné les multiples intérêts de définir un ou plusieurs associations par défaut, qui n’ont aucun caractère obligatoire, mais qui pourront éviter de rendre un consommateur captif d’un fournisseur qui aurait établi sa propre association des usages et des contacts secs virtuels. Sans une association par défaut, le consommateur qui souhaiterait changer de fournisseur pourrait devoir modifier son installation électrique pour la rendre conforme à l’utilisation des grilles tarifaires de cet éventuel nouveau fournisseur, ce qui est tout à fait dissuasif.

8 décembre 2016

De plus, rien n'impose à l'utilisateur de piloter ses usages uniquement grâce à l'état des relais tarifaires de son offre. En effet, le compteur ne faisant que proposer un signal informatique binaire (« on/off ») pour chacun des contacts secs virtuels, il est de toute manière nécessaire qu'un actionneur placé en aval réalise effectivement la mise sous tension ou l'arrêt des appareils électriques au moment voulu. Cet actionneur pourra avoir pour principe de fonctionnement de certes utiliser l'état des contacts secs virtuels, mais aussi de tenir compte des contraintes imposées par les spécificités de fonctionnement des appareils électriques pilotés. Le risque de dysfonctionnement des appareils électriques décrit ci-dessus n'est ainsi pas avéré.

En conséquence, tenant compte des conclusions de la concertation réalisée en GTE, mais aussi des arguments en faveur d'une association par défaut de contacts secs virtuels à des usages, la CRE souhaite favoriser l'émergence d'offres pouvant utiliser cette fonctionnalité, sur la base de l'association par défaut présentée en Figure 5 et considérée par les acteurs comme exhaustive et évolutive au cours de la concertation. En ce sens, elle propose la recommandation ci-après :

Nouvelle recommandation n° 3 du 8 décembre 2016**R. 2016-03**

La CRE recommande l'utilisation de l'association par défaut des contacts secs virtuels aux usages qui a émergé lors de la concertation en Groupe de Travail Électricité (GTE). Elle demande que cette association, qui n'a aucun caractère obligatoire, soit inscrite dans le référentiel clientèle des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité ayant adopté un système de comptage évolué de type *Linky*.

À la suite d'un retour d'expérience sur l'utilisation de cette association par défaut, cette dernière pourra éventuellement faire l'objet d'une évolution de la norme NF C 15-100 (cf. recommandation R. 2014-04), ou d'une norme *ad hoc*.

*
* *

La concertation qui a eu lieu sur ces sujets en Groupe de Travail Électricité, composée d'acteurs du monde de l'énergie qui sont, pour la plupart, sensibilisés aux problématiques liées au comptage évolué, a fait apparaître un besoin important de pédagogie concernant les nouvelles possibilités offertes au consommateur et au marché dans son ensemble.

D'une façon générale, la CRE note que la présentation détaillée des fonctionnalités offertes par les compteurs évolués n'a jamais été incluse aux documents publiés par les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, ce qui nuit à la compréhension de leur fonctionnement par l'ensemble des acteurs du secteur de l'énergie, notamment des producteurs et consommateurs, et pourrait répondre à ce besoin de pédagogie.

Nouvelle recommandation n° 4 du 8 décembre 2016**R. 2016-04**

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution et de transport d'électricité de publier ou mettre à jour dans leur documentation technique de référence, pour l'ensemble des compteurs évolués installés chez les utilisateurs raccordés aux différents niveaux de tension, les fonctionnalités de ces dispositifs accessibles pour les acteurs de l'énergie.

En outre, elle demande à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution et de transport de gaz naturel de publier dans leur documentation, pour l'ensemble des compteurs évolués installés chez les utilisateurs raccordés aux différents niveaux de pression, les fonctionnalités de ces dispositifs accessibles pour les acteurs de l'énergie.

2.1.1.3 Rappel de la recommandation n° 5 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| | |
|--|-------------------|
| Recommandation n° 5 du 12 juin 2014 | R. 2014-05 |
| <p>Pour favoriser la connaissance que les consommateurs ont de la gestion de leur installation, la CRE est favorable à ce que ces derniers (ou un tiers autorisé par eux) aient accès à une interface leur permettant de connaître, d'une part, l'état des relais attribué à chaque plage horaire et, d'autre part, les usages types associés à chaque relais.</p> <p>Afin de profiter au mieux des potentialités des systèmes de comptage évolué, il convient que les consommateurs (ou un tiers autorisé par eux) puissent modifier aisément l'attribution de l'état des relais aux index, au moins au moment de la souscription de l'offre tarifaire, et ce, sans surcoût pour eux.</p> <p>À cet effet, la CRE demande que le Groupe de Travail Électricité (GTE) examine les modalités de modification de l'état des relais « <i>virtuels</i> ».</p> | |

La concertation placée sous l'égide de de la CRE a également permis de tirer des conclusions sur la recommandation n° 5 de sa délibération du 12 juin 2014. Il a été rappelé lors de ces travaux de concertation que l'état des contacts secs et virtuels était une composante de la grille de tarification du fournisseur, au même titre que le positionnement des plages horaires sur cette même grille. Par conséquent, la modification de l'état programmé des contacts secs et virtuels constitue une modification de l'offre souscrite, qui doit donc être réalisée par le fournisseur pour le compte de son client.

Néanmoins, il a été relevé dans les conclusions de cette concertation que la standardisation de l'association des contacts sec et virtuels à des usages (*cf.* recommandations R. 2014-02 à R. 2014-04) faciliterait la compréhension des notions de grille fournisseur et de contact sec et virtuel par le consommateur, et donnerait à ce dernier la possibilité de mieux piloter ses usages, renforçant ainsi la nécessité de la définition d'une ou plusieurs associations par défaut. En l'absence de celle-ci et des explications nécessaires à la compréhension par le consommateur de l'utilisation des contacts secs virtuels, le groupe de concertation a relevé qu'il semblait inutile, voire périlleux de proposer à ce dernier des moyens lui permettant d'afficher l'état des contacts secs virtuels de son compteur, voire d'engager par lui-même une modification de son offre.

2.1.1.4 Rappel de la recommandation n° 6 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| | |
|--|-------------------|
| Recommandation n° 6 du 12 juin 2014 | R. 2014-06 |
| <p>Pour protéger les données qu'ils traitent, la CRE recommande aux porteurs de projets <i>Smart grids</i> de mener, avec l'appui de la Commission nationale de l'informatique et des libertés (CNIL), des études d'impact conformes au modèle d'analyse d'impact relative à la protection des données pour les réseaux intelligents et les systèmes de relevés intelligents en cours de préparation au niveau européen.</p> | |

Un modèle d'analyse d'impact relative à la protection des données (*DPIA Template*) doit servir de modèle au niveau européen. Il doit à terme être rendu d'application obligatoire au travers de l'article 35 du règlement général sur la protection des données n° 2016/679 du 27 avril 2016, abrogeant la directive n° 95/46/CE du 24 octobre 1995, relative à la protection des données¹⁷.

Le *DPIA Template* est un guide méthodologique pour réaliser une d'étude d'impact sur la protection des données. La CRE recommande que cette étude d'impact soit menée dans le cadre du processus de gestion des risques pour chaque projet de réseaux intelligents. Cette étude permet d'identifier, d'évaluer et de classer les risques associés à la protection des données. Une fois ceux-ci évalués, l'étude doit permettre de définir un plan pour réduire ces risques et leurs impacts. Ainsi, plus qu'une analyse de risques, le *DPIA Template* décrit les modalités pour faire face aux risques identifiés.

Une première version du document a été soumise pour avis au groupe de travail « *article 29* » (*WP 29*) qui a reçu un avis négatif, le 22 avril 2013¹⁸. Une seconde version du document s'appuyant sur le modèle proposé par la CNIL et prenant en compte les remarques du *WP 29* a reçu de sa part, le 4 décembre 2013, un avis positif avec

¹⁷ Le règlement n° 2016/679 du Parlement européen et du Conseil 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, et abrogeant la directive n° 95/46/CE est consultable sur le [site du droit de l'Union européenne](#).

¹⁸ L'avis 04/2013 du 22 avril 2013 sur le modèle d'analyse d'impact relative à la protection des données pour les réseaux intelligents et les systèmes de relevés intelligents (*modèle d'AIPD*) élaboré par le groupe d'experts 2 de la task-force sur les réseaux intelligents de la Commission est consultable sur le [site Internet de la Commission européenne](#).

8 décembre 2016

réserves¹⁹. Les services de la CRE et la CNIL ont participé à la rédaction de ce document qui a été amendé et a fait l'objet d'une nouvelle publication, le 18 mars 2014²⁰.

Cette seconde version amendée a fait l'objet d'une recommandation de la Commission européenne, le 10 octobre 2014²¹. Les acteurs des réseaux intelligents sont appelés à l'appliquer pour une phase de test de deux ans. À l'issue d'une phase de test en 2016, le document sera revu en fonction des retours d'expérience et rendu d'application obligatoire via la directive révisée sur la protection des données.

Par ailleurs, le groupe d'experts européen à l'origine du *DPIA Template* a travaillé au recensement des meilleures pratiques disponibles en matière de cybersécurité (*Best Available Techniques, BATs*) et à leurs évaluations. Les porteurs de projets *Smart grids* sont invités à appliquer les résultats de ces travaux en s'appuyant sur leurs représentants sectoriels ou sur les instances administratives françaises y ayant participé comme la CNIL ou l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information (ANSSI). Cette dernière a mission d'autorité nationale en matière de sécurité et de défense des systèmes d'information. Les Opérateurs d'importance vitale (OVI), que peuvent être les porteurs de projets *Smart grids*, constituent un public stratégique pour lequel l'ANSSI développe des services spécifiques.

2.1.1.5 Rappel de la recommandation n° 7 du 12 juin 2014 et de la communication du 25 février 2015, et actions entreprises

| Recommandation n° 7 du 12 juin 2014 | R. 2014-07 |
|--|-------------------|
| <p>La CRE rappelle que les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité sont tenus de communiquer un certain nombre de données aux autorités organisatrices de la distribution de l'électricité, en application notamment de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.</p> <p>La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'étudier la mise en place d'interfaces visant à mettre à disposition dynamiquement des autorités organisatrices de la distribution de l'électricité les données collectées sur les réseaux qu'ils sont tenus de communiquer.</p> <p>La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'étudier la mise en place d'interfaces visant à mettre à disposition dynamiquement de toute personne le souhaitant les données librement communicables. L'étude devra s'intéresser aux modalités de mise à disposition du public des données librement communicables, telles que les données patrimoniales, dans le respect des secrets protégés par la loi.</p> | |
| Communication sur le développement des réseaux intelligents du 25 février 2015 | R. 2015-01 |
| <p>Avec le déploiement des technologies de <i>Smart grids</i>, un très grand nombre de données sera collecté sur les réseaux en basse et moyenne tensions : données patrimoniales réseau, données techniques, données de mesure de la qualité d'alimentation et données de consommation et de production. Ces données pourront être anonymisées, lorsqu'il s'agit de données personnelles ou d'informations commercialement sensibles, et agrégées, à différentes mailles (par exemple, à la maille de l'îlot, du quartier, de la ville, du territoire).</p> <p>Afin de répondre à la demande de la CRE exprimée dans sa délibération du 12 juin 2014 d'étudier la mise en place d'interfaces visant à mettre à disposition dynamiquement, de toute personne le souhaitant, les données librement communicables dans le respect des secrets protégés par la loi, Enedis propose de mener des nouvelles actions :</p> <ul style="list-style-type: none"> - développer un projet de plate-forme de publication dynamique de données au cours du premier semestre 2015 ; - mener, avec les parties prenantes intéressées, des expérimentations de fourniture de données pour évaluer leur intérêt et prévenir, en collaboration avec la CNIL, les risques de reconstitution de données confidentielles à caractère personnel. | |

¹⁹ L'avis 07/2013 du 4 décembre 2013 sur le modèle d'analyse d'impact relative à la protection des données pour les réseaux intelligents et les systèmes de relevés intelligents (modèle d'AIPD) élaboré par le groupe d'experts 2 de la task-force sur les réseaux intelligents de la Commission est consultable sur le [site Internet de la Commission européenne](#).

²⁰ Le document du 18 mars 2014 intitulé *Data Protection Impact Assessment Template for Smart Grid and Smart Metering systems* de l'Expert Group 2, *Regulatory Recommendations for Privacy, Data Protection and Cyber-Security* ; est consultable sur le [site Internet de la Commission européenne](#).

²¹ La recommandation n° 2014/724/UE de la Commission du 10 octobre 2014 concernant le modèle d'analyse d'impact sur la protection des données des réseaux intelligents et des systèmes intelligents de mesure est consultable sur le [site du droit de l'Union européenne](#).

La CRE est favorable à ces nouvelles propositions. Elle considère que ces expérimentations devront permettre, en outre, de tester la robustesse des systèmes d'informations concernés et de définir leur dimensionnement en cohérence avec les enjeux des différentes parties prenantes.

Depuis la délibération de la CRE du 12 juin 2014, des avancées législatives majeures et des démarches entreprises par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel ont permis des progrès significatifs dans le domaine de la diffusion des données de l'énergie.

L'article 28 de la LTECV prévoit des modalités précises de diffusion, par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité et de gaz naturel, des données de consommation d'énergie, aux consommateurs, à leur fournisseur, aux propriétaires ou aux gestionnaires d'immeubles.

Les premiers doivent bénéficier « *de leurs données de comptage, de systèmes d'alerte liés au niveau de leur consommation, ainsi que des éléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales* ». Leurs fournisseurs pourront accéder « *aux données de comptage de consommation, en aval du compteur et en temps réel, sous réserve de l'accord du consommateur* », ce qui pourra être généralisé grâce au déploiement concomitant des systèmes de comptage évolué. Afin de mettre en œuvre des actions de maîtrise de la consommation d'énergie, les propriétaires ou les gestionnaires d'immeuble pourront bénéficier de « *données de comptage de consommation sous forme anonymisée et agrégées à l'échelle de l'immeuble* ».

Par ailleurs, consultée dans le cadre des travaux du comité de pilotage et de suivi du déploiement du compteur évolué de type *Linky*, la CNIL a publié, le 30 novembre 2015, sa position concernant le stockage local de la courbe de charge du compteur communicant d'Enedis²² : « *La CNIL considère acceptable et suffisamment protectrice une conservation limitée de la courbe de charge à l'intérieur du compteur, sans remontée vers le gestionnaire* », tout en permettant à l'utilisateur de « *s'opposer au déclenchement de ce stockage en local, par le biais d'une case à cocher, sans avoir à motiver sa décision* ». Il est, également, nécessaire pour le gestionnaire de réseaux de recueillir le « *consentement de l'abonné [...] pour la remontée de la courbe de charge dans le système d'information d'Enedis, ainsi que pour la transmission de la courbe de charge aux tiers* ».

La CNIL a également proposé, en mai 2014, un pack de conformité sur les données produites par les systèmes de comptage évolués²³. Dans le but de simplifier les modalités d'exploitation des données collectées, mais aussi de donner aux acteurs une lisibilité des textes juridiques en vigueur, il s'agit d'y définir un cadre de régulation traitant, avec exhaustivité, de la durée de conservation des données collectées, des destinataires autorisés, de l'information et du droit des personnes, de la sécurité informatique nécessaire, des formalités préalables à la collecte, et ce, selon trois scénarios possibles de communication :

- *in → in* : données collectées dans la maison sans communication vers l'extérieur ;
- *in → out* : données collectées dans la maison avec communication vers l'extérieur ;
- *in → out → in* : données collectées dans la maison avec communication vers l'extérieur, afin de permettre un pilotage à distance de certains équipements.

L'ensemble de ces dispositions dote le consommateur, ainsi que les tiers qu'il aura autorisés à exploiter ses informations, d'un ensemble cohérent de données permettant d'engager des démarches concrètes de maîtrise de la demande en énergie, et ce, dans le respect de la réglementation relative à la sécurité et la confidentialité des données, en particulier celles à caractère personnel.

En tant que responsable de la collecte des données de consommation, il est toutefois du rôle du gestionnaire de réseaux de proposer à l'utilisateur une manière simple d'identifier à quel acteur et pour quelle durée il a octroyé un mandat d'exploitation de ses données personnelles. Enedis et GRDF ont manifesté l'intention de mettre en place un tel service, la CRE propose qu'il soit généralisé à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel.

²² Le texte est consultable sur le [site Internet de la CNIL](#).

²³ Ce document est consultable sur le [site Internet de la CNIL](#).

Nouvelle recommandation n° 5 du 8 décembre 2016

R. 2016-05

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz naturel ayant déployé un système de comptage évolué à destination des producteurs et consommateurs domestiques et professionnels de mettre en place les dispositifs qui garantiront à l'utilisateur une connaissance exhaustive des délégations qu'il aura formulées auprès de tiers autorisés (fournisseurs, agrégateurs d'effacement, gestionnaires d'immeubles, société de conseils en diagnostics énergétiques, etc.) pour exploiter ses données de consommation.

En outre, l'article 179 de la LTECV précise dans quelle mesure les données de production et de consommation des utilisateurs des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel doivent être mises à la disposition des « *personnes publiques* », que sont en particulier les collectivités locales, les syndicats d'énergie accordant concession aux gestionnaires de réseaux de distribution, les entités compétentes en matière de plan local d'urbanisme, d'élaboration des plans climat-air-énergie territoriaux, de lutte contre la précarité ou d'actions sociales, de l'attribution des aides au logement, etc.

Cet article, complété par le décret n° 2016-973 du 18 juillet 2016 *relatif à la mise à disposition des personnes publiques de données relatives au transport, à la distribution et à la production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid*²⁴ et par l'arrêté d'application du 18 juillet 2016 *fixant les modalités de transmission des données de transport, distribution et production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid*²⁵, demande aux gestionnaires de réseaux publics d'énergie de contribuer à un « *service public des données* », mis en place par l'État, dans le respect de la confidentialité et de la protection des données personnelles, en particulier, en obligeant ceux-ci à agréger à la maille d'une commune ou d'un *îlot regroupé pour l'information statistique* (IRIS)²⁶ les données résidentielles à l'échelle de bâtiments d'habitation avant publication.

Il octroie, en outre, la possibilité aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel de publier sur une plate-forme en ligne de type « *open data* » des données qu'ils collectent pour les porter à la connaissance du public, également dans le respect de la confidentialité des données personnelles et en évitant toute possibilité de reconstitution des données agrégées.

Le décret n° 2016-972 du 18 juillet 2016 *relatif à la confidentialité des informations détenues par les opérateurs gaziers et par les gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité*²⁷ supprime de la liste des informations dont la confidentialité doit être préservée par les gestionnaires de réseaux, sous peine de sanction pénale, les données annuelles de consommation et de production d'énergie, qu'il leur est demandé de diffuser dans le cadre du décret précédent.

Enfin, la loi n° 2016-1321 du 7 octobre 2016 *pour une République numérique*²⁸ comporte un article venant compléter la législation existante applicable à l'énergie en matière de données. Son article 23 prévoit, en effet, que les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel mettent en place diverses actions « *en vue de permettre la réutilisation des données détaillées de consommation et de production issues de leur système de comptage d'énergie, dans l'objectif de favoriser notamment le développement d'offres d'énergie, d'usages et de services énergétiques* ». La définition de ces « *données détaillées* », ainsi que les modalités pratiques de mise à disposition, seront définies par décret.

Les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité ne sont pas restés inactifs en matière de mise à disposition de leurs données, non seulement de consommation, mais aussi d'accès à la topologie des réseaux qu'ils exploitent, afin de faciliter, par exemple, l'insertion de producteurs d'énergie renouvelable ou de bornes de recharge de véhicules électriques aux endroits les plus pertinents. La nouvelle feuille de route qu'Enedis a communiquée à la CRE présente notamment, en ce sens, les différentes évolutions de ses systèmes informatiques.

²⁴ Le texte intégral est consultable à cette adresse sur le [site Legifrance.gouv.fr](http://site.Legifrance.gouv.fr).

²⁵ Le texte intégral est consultable à cette adresse sur le [site Legifrance.gouv.fr](http://site.Legifrance.gouv.fr).

²⁶ Le découpage, maille de base de la diffusion de statistiques infracommunales, constitue une partition du territoire des communes d'au moins 10 000 habitants (et de la plupart de celles entre 5 000 et 10 000 habitants) en « *quartiers* » dont la population est de l'ordre de 2 000 habitants. La France compte environ 16 000 mailles IRIS, dont 650 pour les DOM (source : INSEE).

²⁷ Le texte intégral est consultable à cette adresse sur le [site Legifrance.gouv.fr](http://site.Legifrance.gouv.fr).

²⁸ Le texte intégral est consultable à cette adresse sur le [site Legifrance.gouv.fr](http://site.Legifrance.gouv.fr).

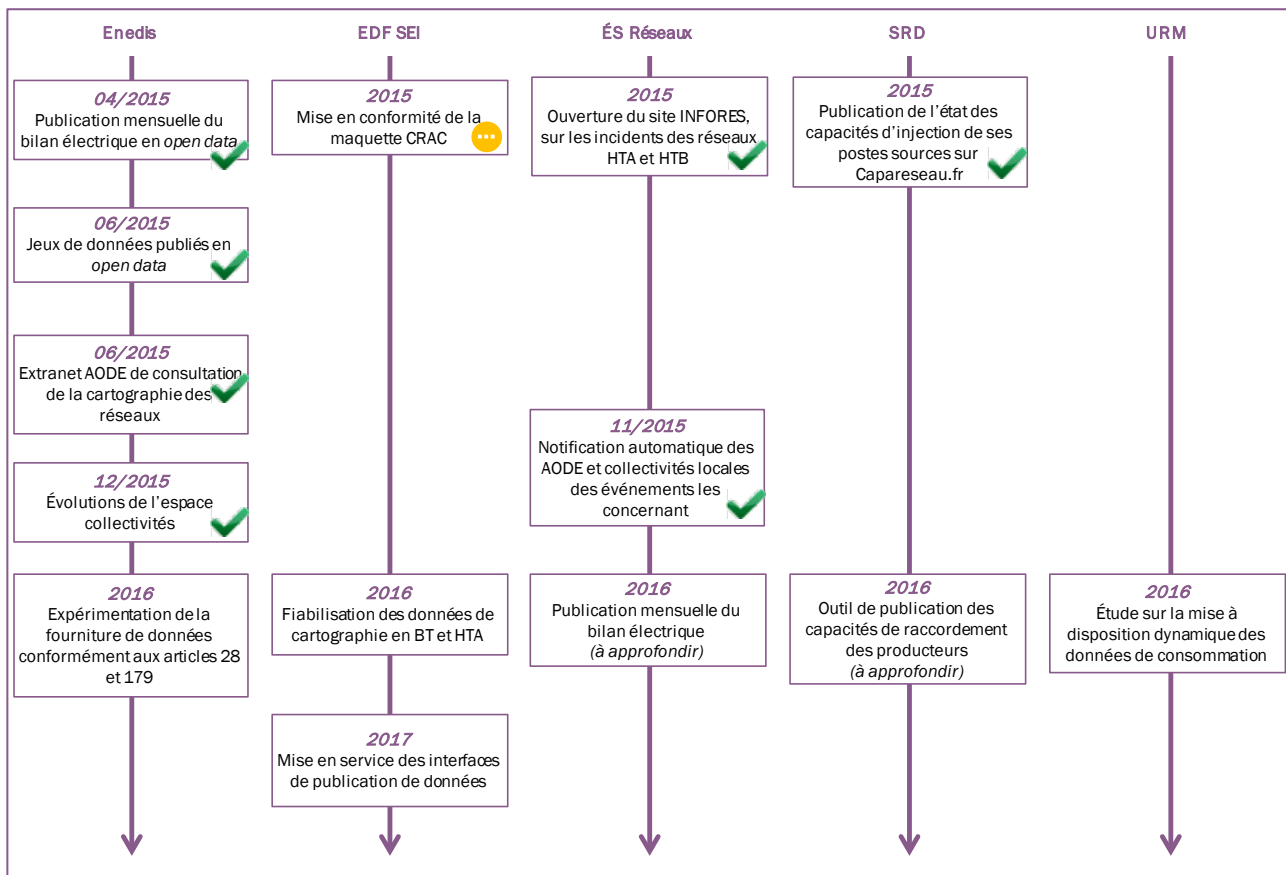


Figure 6 – Les principales actions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité sur la recommandation n° 7 du 12 juin 2014

| | |
|---|-------------------|
| Nouvelle recommandation n° 6 du 8 décembre 2016 | R. 2016-06 |
| <p>La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel de se coordonner, concernant, en particulier, la nature et le format des données qu'ils collectent, afin de faciliter leur croisement et leur exploitation par les utilisateurs finals et les personnes publiques.</p> | |

Au-delà de l'outil Caparéseau²⁹, qui recense les capacités d'accueil en injection de chacun des postes sources des réseaux de distribution, en prenant en compte les besoins identifiés dans les Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), la CRE encourage les gestionnaires de réseaux d'électricité à poursuivre les efforts qu'ils ont entrepris concernant la mise à disposition de données visant à rendre compte de l'état de leurs réseaux et de la localisation des contraintes sur ces réseaux. Cet outil, destiné aux producteurs souhaitant se raccorder aux réseaux électriques, notamment aux titres des S3REnR, propose des capacités brutes d'accueil au niveau des postes sources, mais n'a aucunement la vocation d'indiquer en quoi ce poste source peut, de manière transitoire, être sous contrainte, et quelles sont les caractéristiques (profondeur, durée, fréquence, etc.) de ces contraintes, ni de décrire si de telles congestions peuvent apparaître en aval de ce poste, et à quel niveau.

Sur le réseau public de transport, le réglage de la fourniture ou de l'absorption de puissance réactive des utilisateurs raccordés à son réseau permet notamment à RTE, au titre des services système tension, d'ajuster en permanence la tension sur chacune des portions de son réseau, afin que celle-ci soit maintenue au niveau imposé par la réglementation. Il est tenu de rémunérer les utilisateurs qu'il sollicite pour cela. Il n'est en revanche pas tenu d'assurer aux utilisateurs une visibilité des contraintes existantes.

Sur les réseaux publics de distribution, de tels dispositifs n'existent pas, alors que le recours à des technologies de flexibilité, qui pourrait être envisagé en alternative à des renforcements du réseau ou qui pourraient permettre d'en différer la mise en œuvre, pourrait également, à terme, offrir au gestionnaire de réseaux de nouvelles possi-

²⁹ L'outil, réalisé en collaboration entre RTE et les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, est disponible à [cette adresse](#).

8 décembre 2016

bilités d'exploitation. L'utilisation de cette flexibilité sera alors d'autant plus pertinente que l'acteur qui sera en capacité de fournir de telles capacités aura connaissance des portions de ce réseau les plus en contrainte.

Nouvelle recommandation n° 7 du 8 décembre 2016**R. 2016-07**

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité de mettre en place des outils informatiques permettant de rendre compte de la localisation des contraintes en tension et en intensité des réseaux qu'ils exploitent, afin de permettre à des acteurs tiers de leur proposer des solutions appropriées pour traiter de telles congestions.

Consciente des enjeux que représentent les données dans le monde de l'énergie, la CRE souhaite poursuivre ses réflexions sur le sujet et préparer un rapport public recensant la réglementation en vigueur et les bonnes pratiques concernant la collecte, le traitement, l'exploitation, la mise à disposition et la sécurisation des données, tout en analysant le rapport coût/bénéfice de ces différentes opérations. À ce titre, elle a créé un comité d'études, officialisé par la délibération du 31 mai 2016³⁰, qui pourra également être amené à lui proposer notamment des recommandations sur la gouvernance et la mise à disposition des données des gestionnaires de réseaux, complétant celles du présent document.

*
* *

Les données patrimoniales peuvent intéresser des acteurs intervenant hors du domaine de l'énergie. En effet, les réseaux en tant qu'ils bénéficient d'une autorisation d'occupation du domaine public représentent une ressource, et certains acteurs, bien que n'étant pas identifiés comme utilisateurs au sens du code de l'énergie, peuvent souhaiter utiliser les infrastructures de génie civil des réseaux publics.

Cet usage multiple des infrastructures de génie civil a toujours été pris en compte notamment dans le cadre de la mutualisation des supports électriques avec l'éclairage public ou avec les réseaux de télécommunication.

Aujourd'hui, les réseaux de communications électroniques en France connaissent une nouvelle vague de déploiement avec la mise en œuvre de réseaux à très haut débit à destination du plus grand nombre. Ce déploiement nécessite d'optimiser la mise à disposition des données patrimoniales dont disposent les gestionnaires de réseaux d'énergie.

Les gestionnaires de réseaux publics d'électricité ont déjà anticipé une partie de ces évolutions. Ainsi, RTE a déployé son propre réseau de fibre optique, exploité au travers de sa filiale Arteria. De même, Enedis a continué de travailler sur le sujet des appuis communs avec la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), bien que l'obligation qui portait sur elle se soit temporairement éteinte depuis l'abrogation de l'article 70 du décret du 29 juillet 1927 par le décret n° 2011-1697 du 1^{er} décembre 2011 jusqu'à l'entrée en vigueur l'ordonnance n° 2016-526 du 28 avril 2016 portant transposition de la directive 2014/61/UE du Parlement européen et du Conseil du 15 mai 2014 *relative à des mesures visant à réduire le coût du déploiement de réseaux de communications électroniques à haut débit*, sur laquelle la CRE a rendu un avis favorable le 7 avril 2016.

Les opérateurs de très haut débit doivent, pour déployer leurs réseaux, notamment étudier la tenue des appuis communs et assumer une partie des coûts que leurs déploiements font peser sur les infrastructures d'accueil avec qui ils partagent des ouvrages.

Nouvelle recommandation n° 8 du 8 décembre 2016**R. 2016-08**

Afin de faciliter le déploiement des réseaux à très haut débit et de garantir un accès transparent et non discriminatoire aux infrastructures de génie civil existantes, comme rappelé par l'ordonnance n° 2016-526 du 28 avril 2016, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel de publier, notamment à destination des opérateurs de réseaux à très haut débit, les modalités procédurales, contractuelles et financières d'accès au patrimoine des réseaux qu'ils exploitent.

Par ailleurs, les modalités ainsi publiées doivent préciser le traitement des ouvrages qui se révéleraient en contrainte mécanique, l'information des opérateurs de très haut débit et la définition des charges potentielles dues à cette contrainte qui leur sont imputées.

³⁰ La délibération est consultable à l'adresse suivante :
<http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/comite-d-etudes>.

2.1.2 Les recommandations permettant de favoriser l'expansion du véhicule électrique et hybride rechargeable

2.1.2.1 Rappel de la recommandation n° 8 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 8 du 12 juin 2014 | R. 2014-08 |
|---|-------------------|
| <p>Afin d'apporter la visibilité nécessaire au développement d'offres de recharge de véhicules électriques, la CRE est favorable à ce que la qualification juridique de l'activité de recharge de véhicules électriques soit précisée.</p> <p>Le code de l'énergie pourrait préciser que l'activité de recharge ne constitue pas une activité de fourniture d'électricité. Un socle minimum d'obligations propres à cette activité permettrait de garantir le bon développement du marché au bénéfice du consommateur final. Cette évolution permettrait de lever l'incertitude juridique actuelle sans que les opérateurs de bornes de recharge ne soient soumis à toutes les contraintes propres à l'activité de fourniture.</p> <p>Cette solution permettrait, en outre, de maintenir la distinction entre les activités qui relèvent de la fourniture d'électricité et celles qui relèvent d'un contrat de service.</p> | |

Depuis la délibération de la CRE du 12 juin 2014, le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne ont publié la directive 2014/94/UE du 22 octobre 2014 *sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs*³¹.

Un projet de décret *relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques et portant diverses mesures réglementaires de transposition de la directive 2014/94/UE du parlement européen et du conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs* établit plusieurs principes favorisant le développement de l'utilisation des véhicules électriques. Notamment à travers les dispositions suivantes, ce projet de décret :

- décrit la manière dont le gestionnaire de réseaux doit être impliqué aux études permettant le raccordement sur le domaine public d'infrastructures de recharge le plus opportun pour la collectivité ;
- définit les différents types de prises de recharge autorisées, selon la puissance appelée, afin de faciliter une universalité et une compatibilité technique des points de recharge ;
- précise les obligations faites aux professionnels installant ou exploitants des infrastructures de recharge, à la fois en matière d'habilitations, de formation des personnels, mais aussi de maintenance des infrastructures ;
- demande aux installateurs de telles infrastructures de proposer des dispositifs « *intelligents de mesure et de contrôle de la charge* », afin qu'il soit possible de la piloter en puissance et en durée ;
- met en place un cadre d'interopérabilité des transactions liées à cette recharge, selon un principe d'itinérance : tout point de recharge est inscrit au registre national des bornes de recharge, collecte les données nécessaires à la facturation de cette consommation, voit ses données de localisation géographique et ses caractéristiques techniques publiées sur une plate-forme ouverte, ce qui, de fait, met en place le cadre technique et contractuel permettant à un utilisateur de charger son véhicule en tout point du réseau inscrit à ce registre.

Ce dernier point transpose le paragraphe 8 de l'article 4 de la directive, disposant que les « *États membres veillent à ce que les exploitants de points de recharge ouverts au public puissent acquérir librement de l'électricité auprès de tout fournisseur d'électricité de l'Union, sous réserve de son accord. Les exploitants de points de recharge sont autorisés à fournir aux clients des services de recharge de véhicules électriques sur une base contractuelle, y compris au nom et pour le compte d'autres fournisseurs de services* ». En effet, s'appuyant sur le principe d'interopérabilité technique et contractuelle, le projet de décret introduit, dans son article 22, la possibilité d'utiliser les infrastructures de recharge selon deux modalités différentes, selon un principe comparable à ce qui est pratiqué par certaines entreprises de distribution de carburant :

- soit l'utilisateur dispose d'un abonnement auprès d'un « *opérateur de mobilité* », pouvant tout aussi bien être un fournisseur d'électricité qui propose des services de recharge de véhicule électrique, ou bien un tiers jouant ce rôle. Il pourra alors utiliser cet abonnement pour recharger son véhicule à la borne de son choix, qui sera en mesure, grâce à l'itinérance et l'interopérabilité, de refacturer les coûts d'approvisionnement et d'exploitation liés à cette recharge selon les accords prévus ;

³¹ Le texte est consultable sur le [site du droit de l'Union européenne](#).

8 décembre 2016

- soit l'utilisateur souhaite réaliser une recharge « à l'acte » à la borne de son choix, et sera alors tenu d'utiliser le fournisseur auprès duquel l'exploitant de la borne s'approvisionne en électricité.

La délibération de la CRE du 12 juin 2014 présentait les implications des différentes qualifications juridiques possibles de l'activité de recharge de véhicules électriques. Elle indiquait notamment que, dans le cas où celle-ci serait considérée comme une prestation de service, le schéma contractuel *ad hoc* serait constitué d'un « *service global [avec] itinérance du service de recharge, qui permet à l'utilisateur de charger son véhicule auprès de n'importe quel dispositif accessible au public sans avoir le choix de son fournisseur* », choix qui est fait par l'opérateur de mobilité.

Les avancées réglementaires effectuées sur les modalités d'itinérance de la recharge, désormais appuyée par une « *plate-forme d'interopérabilité* », dont le but est d'assurer « *un service [...] assurant les échanges de données requis pour l'itinérance de la recharge et les services associés* », conduisent la CRE à réitérer sa recommandation n° 8 du 12 juin 2014 de faire évoluer, par voie réglementaire, le cadre juridique en faveur de la qualification de prestation de service de l'activité de recharge de véhicule électrique, assortie d'un socle d'obligation minimales.

2.1.2.2 Rappel de la recommandation n° 9 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 9 du 12 juin 2014 | R. 2014-09 |
|--|-------------------|
| La CRE est favorable à une modification juridique du cadre actuel (article R. 111-14-2 du code de la construction et de l'habitation et mise en œuvre de la recommandation n° 8) afin de permettre de répartir, à partir des informations fournies par les infrastructures de recharge, les charges financières associées, d'une part, à l'entretien de l'installation intérieure électrique dédiée aux bornes de recharge et, d'autre part, aux consommations d'électricité liées à leur utilisation. | |

Comme indiqué dans la recommandation n° 9 de la délibération du 12 juin 2014, la CRE souhaite permettre une plus grande diversité de schémas de raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques dans les immeubles résidentiels collectifs. Elle a proposé à l'administration de modifier le cadre juridique actuel (en particulier les articles R. 111-14-2 du code de la construction et de l'habitation, s'appliquant à « *des bâtiments neufs à usage principal d'habitation groupant au moins deux logements* » et R. 136-1 du même code, s'appliquant à des immeubles anciens de bureaux), afin de ne pas exiger que le dispositif de protection de l'installation électrique intérieure spécifique aux infrastructures de recharge, qui reste nécessaire, se situe nécessairement en aval du tableau général de l'immeuble, qu'il s'agisse de bâtiments neufs ou anciens.

L'article 1^{er} du décret n° 2016-968 du 13 juillet 2016 *relatif aux installations dédiées à la recharge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables et aux infrastructures permettant le stationnement des vélos lors de la construction de bâtiments neufs*³² a modifié l'article R. 111-14-2 du code de l'habitation et de la construction, qui disposeront, à compter du 1^{er} janvier 2017, que le circuit électrique alimentant des infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables, dans les bâtiments neufs d'habitation collective, est « *relié à un tableau général basse tension en aval du dispositif de mise hors tension général de l'installation électrique du bâtiment ou de celui du point de livraison spécifique* » de ces infrastructures. Les articles suivants de ce décret introduisent le même type de disposition pour les bâtiments neufs à usage principal industriel ou tertiaire, ainsi que ceux accueillant un service public. Par conséquent, ce nouveau cadre réglementaire autorise l'ensemble des schémas représentés en Figure 7 ci-après.

Par ailleurs, la CRE a été sollicitée pour apporter ses compléments à un projet de décret de transposition de la directive européenne 2014/94/UE du 22 octobre 2014 *sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs*³¹. Il s'agit en particulier, pour la CRE, de veiller à ce que ces dispositions permettent d'intégrer les infrastructures de recharge de véhicule électrique sur la voie publique dans l'intérêt de la collectivité et, donc, de favoriser leur raccordement à moindre coût.

L'article 4 de cette directive dispose, en outre, que le « *cadre juridique [des États membres] prévoit la possibilité que l'approvisionnement électrique d'un point de recharge fasse l'objet d'un contrat avec un fournisseur autre que l'entité fournissant de l'électricité à l'habitation ou aux locaux où un point de recharge est situé* ». Cela nécessite que les infrastructures de recharge situées dans des immeubles collectifs d'habitation disposent d'un comptage de l'électricité indépendant de celui des parties communes.

Les illustrations ci-après proposent une mise à jour des schémas de raccordement de la délibération du 12 juin 2014, qui sont conformes à la fois à la directive 2014/94/UE et au code de la construction et de l'habitation modifié comme décrit ci-dessus. Pour rester compatible avec cette directive, les schémas consistant à raccorder

³² Le texte intégral est consultable à cette adresse sur le [site Legifrance.gouv.fr](http://site.Legifrance.gouv.fr).

8 décembre 2016

l'infrastructure de recharge sur le réseau intérieur de l'immeuble, avec ou sans comptabilisation individuelle au niveau de chacune des bornes (situations respectivement illustrées dans les schémas 1 et 2 de la Figure 7 ci-dessous), nécessitent au moins la mise en place d'un compteur permettant, en décompte des parties communes, d'isoler les consommations liées à la recharge des véhicules électriques.

Cette possibilité de décompte des consommations par le gestionnaire du réseau public de distribution desservant l'immeuble est encadrée par la CRE *via* le catalogue de prestations annexes. Celle-ci a souhaité, dans sa délibération du 16 novembre 2016 portant décision sur la tarification des prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité³³, en amender les modalités :

- elle est désormais inscrite à la liste des prestations que les gestionnaires de réseaux publics d'électricité *doivent obligatoirement* proposer (et non à celles qu'elles *peuvent* proposer) ;
- toutefois, ces gestionnaires de réseaux pourront « *conditionner la souscription de la prestation annuelle de décompte au respect de certains critères, à condition que ces critères soient objectifs, non discriminatoires et qu'ils soient rendus publics* », afin d'éviter « *des effets d'aubaine, qui pourraient à terme remettre en cause l'application du principe de péréquation tarifaire, par le développement de quartiers ou d'immeubles d'habitation raccordés au réseau public en un seul point, chaque occupant étant ensuite facturé en décompte* ». Ils devront, cependant, obligatoirement proposer la souscription à cette prestation dans les situations où le raccordement direct des infrastructures de recharge est « *impossible, ou possible, mais à un coût manifestement disproportionné* ».

La CRE rappelle également, dans cette même délibération, que la « *situation de décompte ne constitue pas l'unique dispositif possible pour les installations raccordées au réseau public de distribution par l'intermédiaire des installations électriques privées appartenant à un tiers. Dans certains cas, la consommation d'électricité peut faire l'objet d'un système de répartition des coûts interne, le cas échéant, avec un système de comptage ad hoc* ».

³³ La délibération est consultable sur cette page du site internet de la CRE : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/prestations-annexes-electricite>.

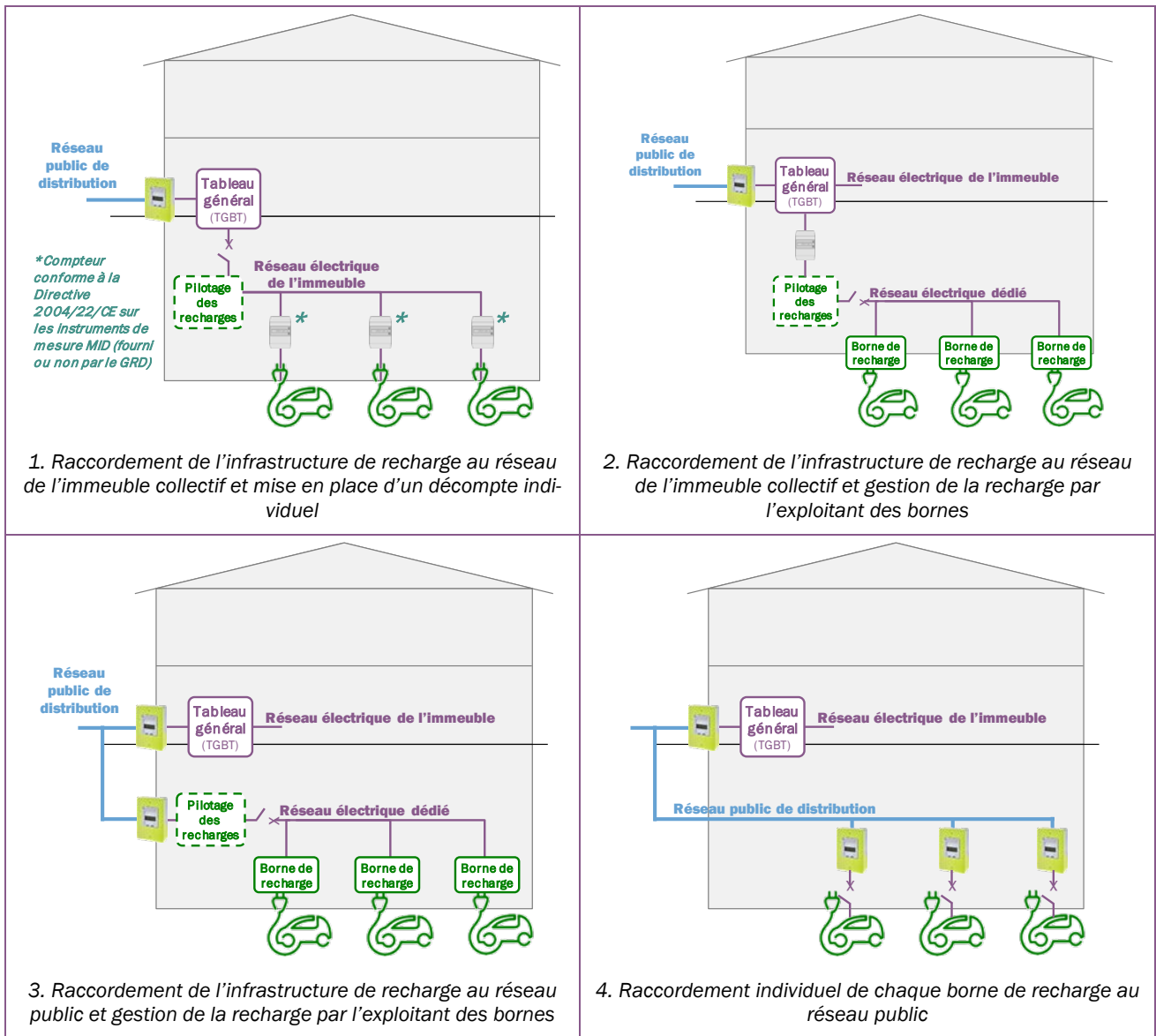


Figure 7 – Les principales possibilités de raccordement des bornes de recharge dans les immeubles collectifs, conformes à la directive 2014/94/UE et aux modifications réglementaires du code de la construction et de l'habitation (source : CRE)

2.1.2.3 Rappel de la recommandation n° 10 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 10 du 12 juin 2014 | R. 2014-10 |
|--|------------|
| <p>La CRE est favorable au développement de solutions de pilotage de la recharge des véhicules électriques.</p> <p>En particulier, la CRE est favorable à ce que les dispositifs de recharge (système de pilotage et bornes de recharge) soient en mesure de communiquer avec les différents acteurs du système électrique et puissent notamment prendre en compte les signaux prix (signal prix du fournisseur, signal tarifaire du gestionnaire de réseaux publics de distribution d'électricité, signaux envoyés par de nouveaux acteurs tels que les opérateurs d'effacement, etc.).</p> | |

La recommandation de la CRE visant à rendre les infrastructures de recharge de véhicule électrique pilotables par un signal de prix repose sur une mise en place généralisée de dispositifs permettant de communiquer avec tous les acteurs du marché de l'électricité ayant une influence sur le prix final d'achat : les fournisseurs, les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité, les opérateurs d'effacement, de flexibilité, de stockage, les gestionnaires de flottes de véhicules et, éventuellement, d'autres acteurs dont l'existence et les statuts sont inconnus à ce jour.

Le principe d'itinérance de la recharge, la multiplicité de ces acteurs, ainsi que la nécessité du pilotage de la recharge du véhicule électrique qui va encore croître avec le développement de cet usage, rendent indispensable une standardisation des informations de prix pouvant transiter à travers les infrastructures de recharge publiques ou situées dans des immeubles collectifs d'habitation ou de bureau.

S'il n'existait aucun standard de communication de ces données, l'installateur d'une telle solution enfermerait ses usagers dans un schéma fixe de partenariat avec les différents acteurs de ce marché, qui pourraient bénéficier de cette captivité, en définissant plus arbitrairement leurs prix et en empêchant toute concurrence de se développer.

En ce sens, la norme IEC 61850 propose dès à présent quelques briques sémantiques dans l'objectif de supporter le lien entre borne de recharge et gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité. Un protocole est aussi à l'étude pour permettre *via* cette norme de gérer des ressources énergétiques distribuées *via* Internet.

| | |
|---|-------------------|
| Nouvelle recommandation n° 9 du 8 décembre 2016 | R. 2016-09 |
| Afin que tout exploitant d'infrastructures de recharge de véhicule électrique et tout fournisseur d'électricité puissent échanger des informations de prix selon un format commun, la CRE est favorable à ce que l'Association française de normalisation (AFNOR) standardise et intègre dans une norme <i>ad hoc</i> les informations de prix de l'électricité pour l'alimentation de ces infrastructures. | |

2.1.2.4 Rappel des recommandations n°s 11 et 12 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| | |
|--|-------------------|
| Recommandation n° 11 du 12 juin 2014 | R. 2014-11 |
| La CRE est favorable à ce que les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité participent aux études amont réalisées par les porteurs de projets de bornes de recharge, en concertation avec les collectivités territoriales et les autorités organisatrices de la distribution, et les informent, d'une part, sur les capacités d'accueil des réseaux publics de distribution d'électricité et, d'autre part, des projets de développement du réseau en cours. | |

| | |
|--|-------------------|
| Recommandation n° 12 du 12 juin 2014 | R. 2014-12 |
| La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité d'étudier la faisabilité d'une mise en place progressive d'interfaces visant à partager dynamiquement avec les porteurs de projets de bornes de recharge, en particulier avec les collectivités territoriales et les autorités organisatrices de la distribution d'électricité, les données relatives aux capacités disponibles qui pourraient être utilisées pour accueillir les bornes de recharges et les contraintes de réseaux existantes ou futures. | |

Au cours de l'année 2015, la CRE a été sollicitée par Enedis pour l'inscription à son catalogue d'une nouvelle prestation réalisée à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité, visant à proposer, aux porteurs de projets d'infrastructures de recharge de véhicules électriques, des informations sur la pertinence et le coût de futurs raccordements de ces infrastructures aux emplacements proposés soit par un porteur de projet, soit par Enedis lui-même, qui pourrait ainsi évaluer les points de raccordement les plus pertinents du point de vue des contraintes locales des réseaux.

Cependant, la consultation publique de la CRE d'avril 2015 sollicitant l'avis de l'ensemble des acteurs sur une prestation intitulée « *analyse de faisabilité de l'implantation de recharges de véhicules électriques* » n'avait pas permis de dégager de consensus favorable au sujet de cette prestation. Elle était majoritairement considérée comme empiétant sur la responsabilité des aménageurs et comme ne relevant pas du monopole du gestionnaire de réseaux de distribution.

Par ailleurs, concernant la mise à disposition des informations permettant d'évaluer les conséquences sur les réseaux du raccordement d'infrastructures de recharge de véhicules électriques, Enedis a indiqué travailler à la mise en place d'un portail Internet permettant d'assister les porteurs de projets (*cf.* recommandation R. 2014-07 portant sur la mise à disposition dynamique de données, ainsi que sur les recommandations R. 2014-20 et R. 2014-21 portant sur des raccordements alternatifs d'installations de consommation, avec absorption de puissance réactive ou limitation de puissance de soutirage).

8 décembre 2016

Enfin, dans le cadre du démonstrateur Verdi³⁴, le gestionnaire de réseaux publics de distribution d'électricité Gérédis Deux-Sèvres étudie les « modalités pratiques permettant un partage avec les porteurs de projets de déploiement d'infrastructures de recharge de véhicules électriques ». URM prévoit d'étudier la possibilité de mettre en place un portail Internet permettant d'assister les porteurs de projets, en précisant que cette étude « sera réalisée dans le cadre du déploiement des compteurs communicants en lien avec son système d'information géographique ».

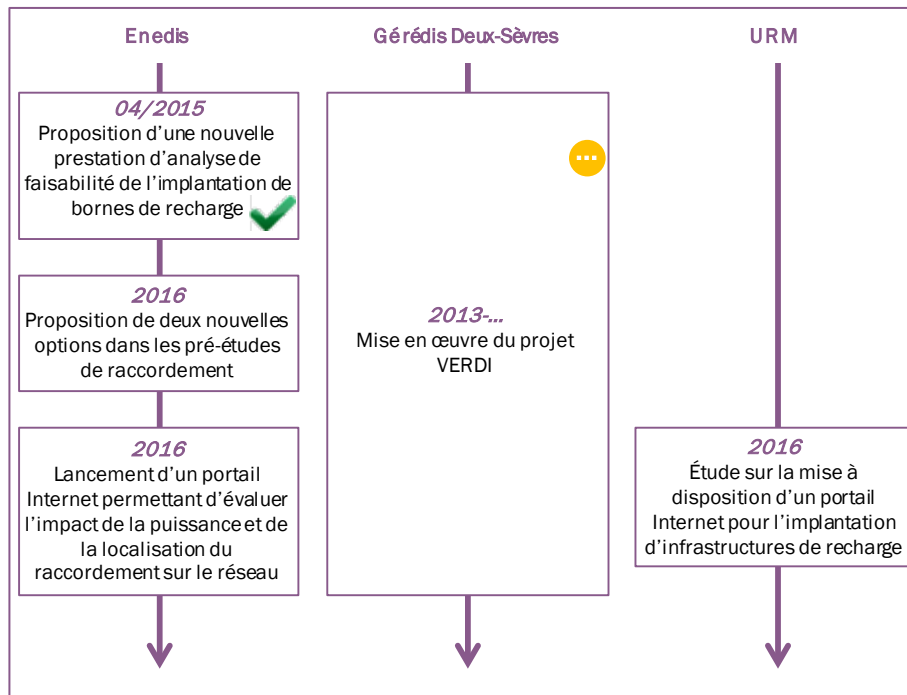


Figure 8 – Les principales actions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité sur les recommandations n° 11 et 12 du 12 juin 2014

2.1.2.5 Rappel de la recommandation n° 13 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 13 du 12 juin 2014 | R. 2014-13 |
|--|-------------------|
| <p>La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité d'ajouter dans le prochain barème pour la facturation des opérations de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité qui leur sont concédés, un chapitre dédié aux infrastructures de recharge des véhicules électriques sur l'espace public afin d'améliorer la transparence des conditions financières de raccordement.</p> <p>Pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients, ce nouveau chapitre sera soumis à l'approbation de la CRE dans le cadre de la révision du prochain barème de raccordement.</p> | |

La version 4 du barème de raccordement d'Enedis pour la facturation des opérations de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité qui lui sont concédés a été approuvée par une délibération de la CRE du 8 juillet 2015³⁵. Dans ce nouveau barème de raccordement figurent pour la première fois différents schémas et prix de raccordement d'infrastructures de recharge de véhicules électriques, selon que ces infrastructures se situent au sein d'une installation de consommation d'électricité individuelle ou collective, existante ou à construire, ou sur le domaine public.

Les autres gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité ont pris note de cette avancée et souhaitent mettre en œuvre des dispositions comparables dans leurs propres barèmes de facturation des opérations de raccordement. Après la mise à jour de sa feuille de route, Gérédis Deux-Sèvres a proposé à la CRE un projet de nouveau barème de raccordement incluant ces modalités, qui l'a approuvé dans sa délibération du 20 septembre

³⁴ Sa [description](#) est consultable sur le site Internet de la CRE consacré aux *Smart grids*.

³⁵ La délibération de la CRE est consultable à cette adresse :

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/bareme-raccordement-erdf/>.

8 décembre 2016

2016³⁶. La CRE encourage vivement l'ensemble des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité à faire de même et, en conséquence, maintient sa recommandation n° 13 du 12 juin 2014.

Enfin, Enedis et ses partenaires ont lancé en 2015 un nouveau démonstrateur, BienVEnu³⁷, spécialement consacré à l'étude de différentes solutions de raccordement privé d'infrastructures de recharge de véhicules électriques dans des immeubles d'habitation collectifs, dans lesquels de tels raccordements ne sont souvent pas aisés.

En lien et en cohérence avec sa recommandation R. 2014-09 ci-dessus, la CRE soutient les initiatives retenues dans le cadre de ce démonstrateur et souhaite que les retours d'expérience permettent de mettre en évidence les éventuels freins réglementaires à lever afin de permettre la potentielle généralisation de ces infrastructures de recharge.

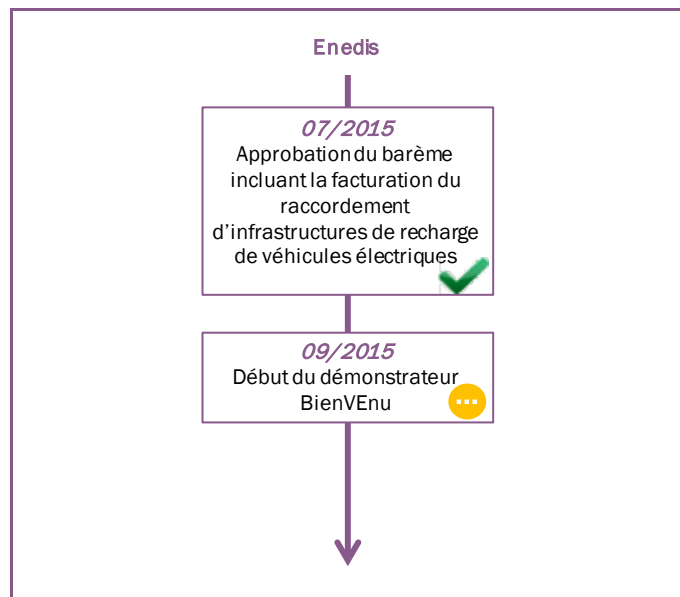


Figure 9 – Les principales actions du gestionnaire de réseaux publics de distribution d'électricité Enedis sur la recommandation n° 13 du 12 juin 2014

2.1.2.6 Rappel des recommandations n°s 14 et 15 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 14 du 12 juin 2014 | R. 2014-14 |
|---|-------------------|
| <p>La CRE est favorable à l'expérimentation de l'insertion de bornes de recharge de véhicules électriques sur le réseau d'éclairage public afin de :</p> <ul style="list-style-type: none"> - valider la faisabilité technique et l'opportunité économique d'ouvrir la possibilité d'un déploiement de bornes de recharge sur le réseau d'éclairage public, avec notamment l'utilisation de solutions de pilotage des recharges. Ces études devraient notamment prendre en compte les coûts évités en termes de génie civil et de renforcement des réseaux publics d'électricité par rapport à une situation où le déploiement de bornes de recharge est effectué directement sur les réseaux publics de distribution d'électricité ; - tester la mise en place de nouveaux services associés à la recharge du véhicule pour les utilisateurs de véhicules électriques et les collectivités territoriales ; - évaluer les conditions d'un déploiement généralisé de bornes de recharge sur le réseau d'éclairage public, en s'attachant à identifier les éventuelles contraintes réglementaires et contractuelles et les possibles évolutions à envisager de manière à ce que chaque utilisation (distribution d'électricité, éclairage public et recharge de véhicules électriques) supporte les coûts qui lui sont associés. | |

³⁶ La délibération est consultable sur cette page du site internet de la CRE : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/bareme-facturation-raccordement>.

³⁷ Sa [description](#) est consultable sur le site Internet de la CRE consacré aux *Smart grids*.

Recommandation n° 15 du 12 juin 2014**R. 2014-15**

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de participer, en collaboration avec les porteurs de projets de bornes de recharge sur le réseau d'éclairage public, aux études relatives à l'évaluation des conditions de déploiement de ces solutions.

Les projets visant à installer des bornes de recharge de véhicules électriques, notamment sur des candélabres peuvent constituer des retours d'expérience intéressants pour connaître les conséquences techniques, économiques, juridiques de telles innovations, si celles-ci venaient à se généraliser.

Le démonstrateur Telewatt³⁸, lancé par Citelum (filiale d'EDF), permet d'expérimenter une solution intelligente utilisant la puissance disponible sur les réseaux d'éclairage public pour recharger les véhicules, de jour comme de nuit, afin d'éviter des travaux de génie civil, de nouveaux raccordements et le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité, tout en tenant compte des contraintes imposées par le service de l'éclairage public.

De son côté, Bouygues Énergies et Services propose d'éprouver la mise en place d'équipements intelligents sur la voie publique, appelés Citybox et City Charge³⁹, connectés au réseau d'éclairage public et qui non seulement proposent une recharge pilotée de véhicules électriques sur des candélabres, mais aussi la mise à disposition d'une prise d'accès à de l'Internet haut-débit et une solution de contrôle en temps réel et à distance du bon fonctionnement des services opérés.

Un déploiement expérimental de cette solution était prévu sur le territoire d'Issy-les-Moulineaux, dans le cadre du démonstrateur IssyGrid⁴⁰. Celui-ci a finalement eu lieu à La-Roche-sur-Yon et a été inauguré en septembre 2016. Enedis dit se tenir à la disposition des porteurs de projet pour évaluer les conséquences de ce déploiement sur ses réseaux et contribuer au retour d'expérience.

Dans les deux cas, l'état d'avancement de ces projets n'a pas permis à la CRE d'avoir accès à un quelconque retour d'expérience qui aiderait à définir les leviers techniques, économiques et réglementaires qu'il conviendrait d'utiliser pour permettre de généraliser ces solutions. Plusieurs freins nuisant à leur développement étaient mentionnés dans la délibération de la CRE du 12 juin 2014 :

- le rôle, délicat à définir, des gestionnaires de réseaux, qui ne sont, le plus souvent, pas concessionnaires du réseau d'éclairage public, mais qui doivent proposer une localisation des infrastructures de recharge de véhicules électriques susceptible de limiter les coûts de raccordement et d'exploitation du réseau ;
- la détermination du niveau pertinent de déploiement de ces infrastructures, sans surcoût excessif pour les gestionnaires de réseaux et, donc, la collectivité ;
- la difficulté à distinguer, simplement et sans surcoût, les consommations liées à la recharge de véhicules électriques de celles de l'éclairage public, ces dernières étant aujourd'hui soumises à un régime de facturation particulier et faisant l'objet d'un profil spécifique, dans le cadre de la « *reconstitution des flux* »⁴¹.

Afin de lever les contraintes techniques, économiques et réglementaires, il demeure indispensable d'expérimenter et de bénéficier des enseignements des démonstrateurs. La CRE maintient donc les recommandations qu'elle avait faites dans sa délibération du 12 juin 2014 au sujet de l'intégration de bornes de recharge de véhicules électriques sur le réseau d'éclairage public.

³⁸ Sa [description](#) est consultable sur le site Internet de la CRE consacré aux *Smart grids*.

³⁹ Pour davantage de détails, voir [cette page](#) sur le site Internet *Smart grids* de la CRE.

⁴⁰ Sa [description](#) est consultable sur le site Internet de la CRE consacré aux *Smart grids*.

⁴¹ Ce processus est décrit sur le site Internet de la CRE et consultable à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/operateurs/responsables-d-equilibre/>.

2.1.3 Les recommandations facilitant l'émergence du consommateur autoprodacteur d'électricité

2.1.3.1 Rappel de la recommandation n° 16 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 16 du 12 juin 2014 | R. 2014-16 |
|--|-------------------|
| <p>La CRE recommande une évolution des conditions de valorisation de l'énergie produite à partir d'énergie de sources renouvelables dans le sens d'une reconnaissance de la valeur économique de l'énergie autoproduite, définie comme la part de la consommation couverte par l'électricité produite au même point de connexion et au même moment. Elle recommande l'adoption de modifications du cadre juridique actuel pour permettre une telle valorisation selon les principes suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - la prime à l'autoproduction devrait être définie en cohérence avec le niveau des tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite. Elle doit, notamment, ne pas conduire à une rémunération excessive des capitaux engagés et ne doit pas inciter l'utilisateur à augmenter artificiellement sa consommation pour bénéficier de la prime à l'autoproduction ; - les utilisateurs devraient être incités à augmenter le synchronisme entre production et consommation au-delà du niveau de synchronisme « de base » entre production et consommation au niveau d'un même point de connexion pour refléter les économies de coûts de réseau ; - le dispositif retenu devrait diminuer ou, <i>a minima</i>, ne pas augmenter le surcoût d'achat supporté actuellement par les acheteurs obligés ; - les modalités économiques du dispositif devront être adaptées dans le cas des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental. <p>Préalablement à la définition de ce nouveau dispositif, il conviendra d'anticiper et de traiter des impacts de celui-ci sur la fiscalité. En particulier, l'impact de l'autoproduction sur les taxes assises sur la part variable de la facture d'électricité devrait être neutralisé dans la mesure où les autoproduteurs ne réduisent pas leur consommation, mais uniquement leur consommation transitant par le réseau.</p> | |

La Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a publié en décembre 2014 un rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable⁴², dans le cadre d'un groupe de travail auquel ont participé les gestionnaires de réseaux publics d'électricité, des producteurs et fournisseurs, des associations et syndicats professionnels du secteur, des acteurs du stockage, des organismes de recherche, des pôles de compétitivité, des acteurs du financement public, des collectivités locales, ainsi que des représentants des administrations de l'État (dont la CRE). La CRE prend note des principales conclusions établies dans le cadre de ce rapport et, concernant la prime à l'autoproduction, maintient les précautions rappelées ci-dessus.

Sur le plan législatif, la LTECV a également introduit, dans le 3^o de son article 119, l'autorisation faite au gouvernement de prendre par ordonnance « toute mesure relevant du domaine de la loi afin de mettre en place les mesures nécessaires à un développement maîtrisé et sécurisé des installations destinées à consommer tout ou partie de leur production électrique, comportant notamment la définition du régime de l'autoproduction et de l'autoconsommation, les conditions d'assujettissement de ces installations au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité et le recours à des expérimentations », tout en précisant qu'un « régime spécifique est prévu pour les installations individuelles d'une puissance inférieure à 100 kilowatts ».

L'ordonnance n° 2016-1019 relative à l'autoconsommation d'électricité a été adoptée le 27 juillet 2016 par le ministère en charge de l'environnement, de l'énergie et de la mer⁴³. Elle définit notamment des « opérations d'autoconsommation individuelle », à l'échelle d'un bâtiment, et « collective », à l'échelle de plusieurs producteurs et consommateurs liés entre eux par diverses formes d'association et de contrat, et situés « sur une même antenne basse tension » d'un réseau public de distribution.

Le 13 juin 2016, la CRE a publié une délibération⁴⁴ portant un avis favorable sur le projet d'ordonnance, sous réserve de la prise en compte des modifications qu'elle a proposées. Dans cette délibération, la CRE a notamment souhaité insister sur la nature de la vente d'électricité dans le cadre des opérations d'autoconsommation collective : « dès lors qu'elle ne donne pas lieu à une activité d'achat pour revente, l'autoconsommation collective ne devrait pas constituer une activité de fourniture, au sens des articles L. 333-1 et suivants du code de

⁴² L'intégralité du rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelables est consultable sur le [site Internet du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer](http://www.cre.fr).

⁴³ Le texte intégral est consultable à cette adresse sur le [site Legifrance.gouv.fr](http://www.legifrance.gouv.fr).

⁴⁴ La délibération de la CRE est consultable à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/avis/ordonnance-autoconsommation>.

8 décembre 2016

l'énergie ». En conséquence, les producteurs participant à ces opérations ne devraient pas être soumis à l'ensemble des dispositions du code de l'énergie applicables aux fournisseurs d'électricité.

L'ordonnance dispose, en outre, que la CRE devra établir « *des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation, lorsque la puissance installée de l'installation de production qui les alimente est inférieure à 100 kilowatts* ». Dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant projet de décision sur le TURPE 5 dans les domaines de tension HTA et BT¹³, la CRE a proposé une première avancée en la matière : constatant que les autoproducteurs devaient, dans le cadre du TURPE 4, s'acquitter de deux composantes de gestion (l'une en tant que producteur, l'autre en tant que consommateur), elle a décidé que, dans le cadre du TURPE 5, ils devraient désormais payer « *une seule composante de gestion spécifique, d'un montant est égal à la somme, d'une part, de la composante de gestion payée quand le contrat d'accès au réseau est conclu par l'utilisateur et, d'autre part, de la moitié de la composante de gestion payée quand le contrat d'accès au réseau est conclu par le fournisseur* ». Elle précise également vouloir engager « *dans les prochains mois une large concertation pour améliorer la prise en compte de l'autoconsommation par le tarif* ».

Enfin, la CRE note que les nouvelles dispositions législatives introduites par cette ordonnance, en particulier concernant les opérations d'autoconsommation collective, possèdent des implications sur divers mécanismes, règles et contrats régissant les marchés de l'électricité, qu'il conviendra de prendre en compte. De manière non exhaustive :

- comment fidèlement rendre compte du synchronisme entre production et consommation au sein d'une opération d'autoconsommation collective, octroyant une réduction de facture, tout en rendant ce principe accessible aux utilisateurs ?
- quelles possibles clés de répartition de la production autoconsommée proposer aux participants d'une opération d'autoconsommation collective, afin de rendre le dispositif compréhensible ?
- quels dispositifs contractuels existants qui lient le consommateur à son fournisseur, ou les fournisseurs aux gestionnaires de réseaux de distribution, est-il nécessaire de faire évoluer afin de faciliter la mise en place d'opérations d'autoconsommation individuelles et collectives ?
- quelles conséquences sur les périmètres d'équilibre la possible cession « *à titre gratuit au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité* » de surplus d'électricité non autoconsommée possède-t-elle ?
- comment tenir compte des opérations d'autoconsommation dans les profils de consommation servant à la reconstitution des flux, dans le cadre du mécanisme des périmètres d'équilibre ?

*
* *

Le rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de la DGEC insiste sur le fait que « *l'autoconsommation/autoproduction présente des opportunités de réduction des coûts du réseau électrique par une amélioration de l'intégration des énergies renouvelables décentralisées à celui-ci, à la condition qu'elle permette de réduire les puissances maximales injectées ou soutirées du réseau. Elle représente un concept physique intimement lié au réseau électrique et à son équilibrage, et est souvent confondue à tort avec les relations commerciales d'achat et de vente de l'électricité, déconnectées des enjeux techniques sous-jacents* ».

Les figures annexées à ce document au chapitre 4.2 présentent des schémas de raccordement illustrant les principales possibilités offertes à un consommateur-producteur et tentent d'explicitier les aspects physiques et commerciaux concernant le soutirage et l'injection dans chacune des situations suivantes :

- raccordements indépendants des installations de consommation et de production au réseau public ;
- raccordement des installations de consommation et de production selon un schéma permettant l'injection sur le réseau public du surplus d'énergie produite et non consommée ;
- raccordement des installations de consommation et de production selon un schéma d'autoconsommation de l'intégralité de la production (sans injection sur le réseau public).

Tout en signalant que le nombre de raccordements en autoconsommation avec vente du surplus de production avait significativement augmenté (3 420 installations de production étaient raccordées de cette manière fin 2015, soit une augmentation de 91 % par rapport à l'année précédente) et que cette tendance était encore ac-

8 décembre 2016

centuée dans les chiffres les plus récents, Enedis précise que le nombre de raccordements avec injection totale de la production reste majoritaire.

De plus, afin de diminuer les coûts de raccordement des installations de consommation et de production, avec ou sans injection du surplus d'énergie produite, et ainsi d'éviter que ceux-ci ne constituent un frein au développement de l'autoconsommation, Enedis a annoncé le déploiement systématique du compteur évolué *Linky* pour tous les nouveaux raccordements obéissant à de tels schémas à compter de début 2017. Le compteur évolué *Linky a*, en effet, la faculté de comptabiliser les flux d'électricité à la fois de production et de consommation, ce qui n'est pas le cas des compteurs bleus électromécaniques (CEM) ou électroniques (CBE), qu'il est nécessaire de dupliquer dans de tels schémas de raccordement. En ce sens, Enedis a proposé une modification de son barème de raccordement pour prendre en compte cette possibilité et la baisse des prix de raccordement qu'elle implique, ce que la CRE a approuvé dans sa délibération du 30 juin 2016⁴⁵

Le développement de l'autoconsommation totale, associant éventuellement un stockage à une installation de production éolienne ou photovoltaïque, est plus difficile à mesurer que celui de l'autoconsommation avec injection du surplus de production, puisque de nombreux utilisateurs ne déclarent pas au gestionnaire de réseaux leur installation de production, située en aval du réseau public et qui n'est pas supposée injecter d'énergie sur ce réseau. Cependant, il est rare que, dans la pratique, aucun excédent de production ne soit injecté sur ce réseau public, ce qui peut provoquer des incohérences au niveau des périmètres d'équilibre. Conformément à la réglementation en vigueur et pour des questions de sécurité, de politiques opérationnelles de maintenance et conformément à la réglementation en vigueur, le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité souhaite, en outre, que toute installation de production susceptible d'injecter de l'électricité, même de manière minime, soit déclarée.

Pour faciliter cette démarche, Enedis a soumis à concertation un premier projet de convention d'autoconsommation totale pour une installation de production de puissance inférieure ou égale à 36 kVA et raccordée au réseau basse tension, et a publié cette convention en mars 2016⁴⁶. Cette concertation a pu faire émerger des améliorations significatives au document initial, pour notamment lever les restrictions concernant la présence d'un stockage et proposer des délais de traitement de cette convention plus acceptables par les producteurs. Elle nécessitera d'être poursuivie, afin d'inciter les utilisateurs choisissant ce type de raccordements à déclarer leurs installations au gestionnaire de réseaux de distribution, et ce, de la manière la moins contraignante possible.

Toutefois, certaines associations de producteurs photovoltaïques, dont les installations représentent de faibles capacités de production, considèrent le cadre actuel de la convention d'autoconsommation sans injection, décrite ci-dessus, comme insuffisant. Elles souhaiteraient élargir le cadre actuel de la convention d'autoconsommation sans injection aux installations injectant un faible surplus de production. En effet, comme il est difficile de garantir qu'une installation de production raccordée en autoconsommation et n'ayant pas pour objet d'injecter sur le réseau, en pratique, n'injecte jamais, il n'existe, pour l'heure, aucun cadre contractuel simple d'accès officialisant ces situations. Pourtant, cela aurait pour conséquence positive de favoriser les déclarations de petits producteurs auprès d'Enedis.

Saisies de cette question, Enedis et les associations de producteurs ont pour objectif de traiter ces situations, en mettant en place un cadre contractuel prenant en compte l'ensemble des problématiques techniques et contractuelles des installations en autoconsommation avec injection des surplus. Dans le cadre de la consultation publique du 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, la CRE a annoncé être « favorable à une adaptation du modèle de contrat d'accès au réseau public de distribution conclu entre le gestionnaire de réseaux de distribution et les fournisseurs (contrat dit « GRD-F »), afin qu'il prévoie, dans des limites à définir, la possibilité pour des consommateurs finals en contrat unique d'injecter de l'énergie sur le réseau. Une telle modification permettrait à un autoproducteur de souscrire un contrat unique avec un fournisseur, associant soutirage et injection ».

2.1.3.2 Rappel de la recommandation n° 17 du 12 juin 2014 et de la communication du 25 février 2015 et actions entreprises

| | |
|--|-------------------|
| Recommandation n° 17 du 12 juin 2014 | R. 2014-17 |
| Communication sur le développement des réseaux intelligents du 25 février 2015 | R. 2015-02 |
| La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité : | |
| - d'estimer le coût des différentes solutions de raccordement, pour le raccordement indirect au réseau | |

⁴⁵ La délibération est consultable sur cette page du site Internet de la CRE : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/raccordement-enedis/>.

⁴⁶ Le modèle de convention est disponible sur le [site Internet d'Enedis](#).

public de distribution d'une installation de production à une installation de consommation ;

- d'adapter les procédures de traitement des demandes de raccordement et les moyens de collecte d'informations (fiches de collecte et interfaces dématérialisées) en vue du raccordement indirect des installations de production ;
- de faire évoluer le barème de facturation des opérations de raccordement aux cas des nouveaux raccordements indirects d'installations de production en basse tension ;
- d'étudier les évolutions des modalités de sous-comptage de la consommation et de la production du client et de leur affectation au périmètre d'un responsable d'équilibre, ainsi que les éventuelles modifications à apporter au catalogue de prestation, afin que la prestation de comptage en décompte ne constitue pas un frein au développement de l'autoproduction.

Les obligations réglementaires et contractuelles d'une installation de production raccordée sur un réseau public de distribution d'électricité sont complexes à appréhender et dépendent du régime d'injection de l'électricité produite. Les tableaux, ci-après, se proposent de synthétiser les documents et démarches nécessaires :

| | Injection totale de la production sur le réseau public | Autoconsommation avec injection du surplus sur le réseau public | Autoconsommation totale (pas d'injection sur le réseau public) |
|---|---|---|--|
| Conditions de raccordement | | | Convention d'autoconsommation (CAC) |
| Modalités contractuelles d'accès au réseau pour l'injection | Contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation (CRAE) | Contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation (CRAE) | Pas d'accès au réseau en injection |
| Conditions d'exploitation de l'installation | | | Convention d'autoconsommation (CAC) |
| Autorisation du recours au stockage | Oui | Oui | Oui |
| Conditions d'achat de l'énergie produite | Achat de la totalité de la production | Achat du surplus de la production | Aucun achat |
| Périmètre d'équilibre pour la production | Régi par le CRAE | Régi par le CRAE | Aucun |

Tableau 1 – Liste des documents nécessaires au raccordement et à l'exploitation d'une installation de production et de consommation en BT, avec une puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA (source : CRE)

| | Injection totale de la production sur le réseau public | Autoconsommation avec injection en surplus sur le réseau public | Autoconsommation totale (pas d'injection sur le réseau public) |
|---|---|---|--|
| Conditions de raccordement | Convention de raccordement | Convention de raccordement | Aucun |
| Modalités contractuelles d'accès au réseau pour l'injection | Contrat d'accès au réseau de distribution en injection (CARD-I) | Contrat d'accès au réseau de distribution en injection (CARD-I) | Pas d'accès au réseau en injection |
| Conditions d'exploitation de l'installation | Convention d'exploitation | Convention d'exploitation | Convention d'exploitation |
| Autorisation du recours au stockage | Oui | Oui | À préciser |
| Conditions d'achat de l'énergie produite | Achat de la totalité de la production | Achat du surplus de la production | Aucun achat |
| Périmètre d'équilibre pour la production | Contrat d'accès au réseau de distribution en injection (CARD-I) | Contrat d'accès au réseau de distribution en injection (CARD-I) | Aucun |

Tableau 2 – Liste des documents nécessaires au raccordement et à l'exploitation d'une installation de production et de consommation en BT, avec une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA ou en HTA (source : CRE)

8 décembre 2016

Enedis s'était engagée à initier une démarche de modification de sa documentation technique de référence, à la suite des principales conclusions du groupe de travail sur l'autoproduction (cf. *supra*). Elle attend désormais l'officialisation des mécanismes de soutien à l'autoproduction pour mettre en œuvre ces modifications. Les autres gestionnaires de réseaux n'ont pas entrepris d'action significative sur le sujet. La CRE encourage vivement ces derniers à également y travailler.

Dans sa délibération du 13 juillet 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance relatif à l'autoconsommation (cf. *supra*), la CRE a rappelé que, dans le cadre d'une opération d'autoconsommation individuelle, un sous-comptage situé au niveau de l'installation de production serait nécessaire si une éventuelle prime de soutien à l'autoconsommation impliquait l'évaluation de la part d'électricité produite autoconsommée (cf. Figure 10). Elle a également indiqué dans cet avis que, « *tout en laissant la possibilité aux gestionnaires de réseaux de distribution de le faire, la CRE [proposait] que la mesure de la part de la production autoconsommée puisse également être réalisée par un dispositif ad hoc. Si cette part devait avoir une influence sur le niveau de l'éventuel mécanisme de soutien dont bénéficierait l'installation, ce dispositif devrait faire l'objet de contrôles tout au long de la durée du soutien* ».

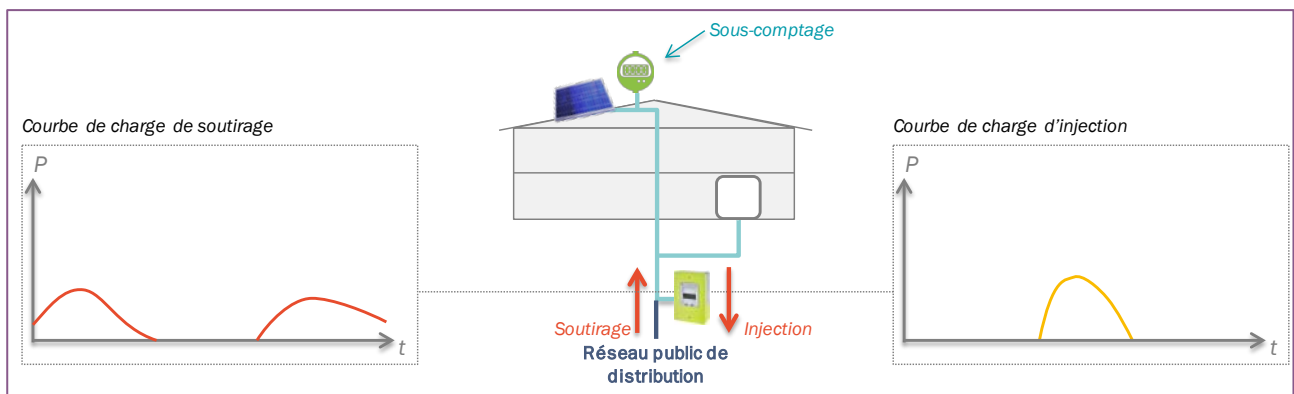


Figure 10 – Schéma illustrant la mise en place d'un sous-comptage pour une installation de production et de consommation raccordée en basse tension, participant à une opération d'autoconsommation individuelle

Par ailleurs, la Documentation technique de référence d'Enedis prévoit désormais toutes les dispositions permettant le raccordement d'une installation de production en autoconsommation (procédure de raccordement, fiches de collecte, modèle de proposition technique et financière, modèle de convention de raccordement, etc.), et ce, pour l'ensemble des niveaux de tension de ses réseaux. Ce travail reste à faire pour RTE. Dans ses décisions d'approbation du 31 janvier 2013 et 15 juin 2015, respectivement sur les procédures de raccordement et les modèles de conventions de raccordement, la CRE a demandé que ce sujet soit pris en compte.

Enedis a présenté aux services de la CRE des initiatives visant à tenir compte des nouvelles modalités d'accès aux réseaux publics d'électricité que certains porteurs de projets de solutions innovantes et d'éco-quartiers peuvent lui demander. Dans le cadre d'un chantier que le gestionnaire de réseaux a nommé « *Accès Smart aux réseaux publics de distribution* », Enedis souhaite définir des situations pour lesquelles elle considère que, pour s'adapter à ces nouvelles demandes, il est nécessaire de modifier le cadre réglementaire, qu'il s'agisse de la tarification de l'accès aux réseaux publics de distribution ou la modification du catalogue de prestations qu'elle réalise à titre exclusif dans sa zone de desserte. La CRE encourage les gestionnaires de réseaux à poursuivre dans cette démarche.

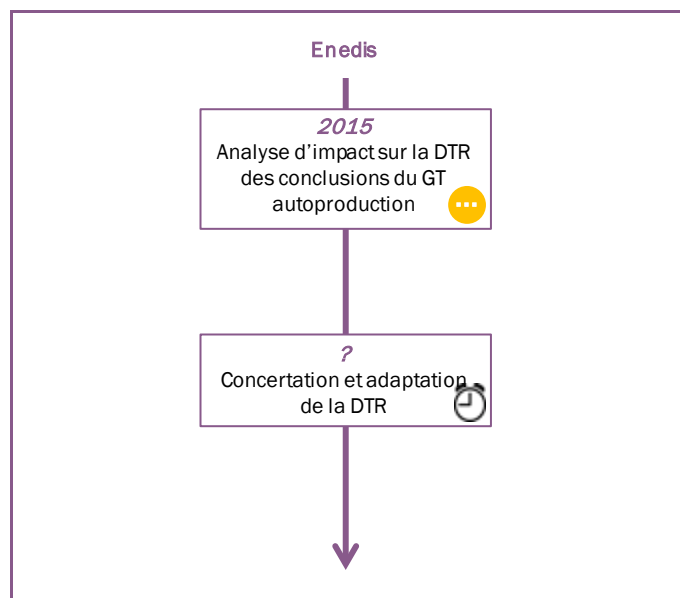


Figure 11 – Les principales actions du gestionnaires de réseaux public de distribution d’électricité Enedis sur la recommandation n° 17 du 12 juin 2014

2.1.4 Les recommandations favorisant une approche de mutualisation locale des réseaux publics d’énergie

2.1.4.1 Rappel de la communication du 25 février 2015 et actions entreprises

| Communication sur le développement des réseaux intelligents du 25 février 2015 | R. 2015-03 |
|---|------------|
| <p>La CRE demande à chaque gestionnaire de réseaux publics de distribution d’électricité et de gaz naturel desservant plus de 100 000 clients, en concertation avec l’ensemble des acteurs concernés :</p> <ul style="list-style-type: none"> - de préciser les optimisations du système énergétique local que pourraient apporter une plus grande coordination entre les différents réseaux d’énergie et une mutualisation de certains équipements ; - d’identifier les impacts d’une interaction forte entre les différents réseaux énergétiques sur la gestion globale des réseaux d’électricité et de gaz naturel. <p>Par ailleurs, la CRE lancera des réflexions dès 2015 avec les gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution de gaz naturel desservant plus de 100 000 clients sur les enjeux et opportunités du développement de réseaux intelligents sur leurs territoires.</p> <p>L’ensemble des actions complémentaires présentées dans le paragraphe 3 de la délibération du 12 juin 2014 sera inclus dans le suivi annuel demandé à RTE et aux gestionnaires de réseaux de distribution d’électricité desservant plus de 100 000 clients pour le 1^{er} novembre de chaque année.</p> | |

En réponse à la délibération de la CRE du 25 février 2015, Enedis, GRDF, URM, Électricité de Strasbourg Réseaux, Gérédis Deux-Sèvres, Régaz Bordeaux et Réseau GDS ont publié un document commun décrivant l’ensemble de leurs actions⁴⁷.

Ce document présente les projets qu’ils réalisent en matière de « boucle énergétique locale », les collaborations opérationnelles concernant les travaux sur la voie publique ou la cartographie des réseaux et explique en quoi il n’a pas semblé pertinent de mutualiser à la fois les infrastructures et les déploiements des systèmes de comptage évolué à destination des particuliers en électricité et en gaz naturel. À titre prospectif, il évoque en outre :

- les solutions de production combinée d’énergie pouvant s’insérer sur les réseaux de distribution, appelées « micro-cogénération » et « mini-cogénération » ;

⁴⁷ Ce document a été publié sur le site Internet de la CRE à cette adresse : <http://www.cre.fr/media/fichiers/reseaux/consulter-les-elements-de-reponse-des-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-et-d-electricite/>.

8 décembre 2016

- les chaudières à gaz hybrides, où une pompe à chaleur électrique et une chaudière à condensation sont alternativement mises en route et pilotées selon divers paramètres exogènes (température extérieure, prix, etc.) ;
- le *Power to Heat*, où un excédent momentané d'électricité d'origine renouvelable sert à alimenter des réseaux de chaleur ;
- le *Power to Gas*, où un excédent momentané d'électricité d'origine renouvelable sert à produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau. Cet hydrogène est alors directement injecté sur les réseaux publics de distribution de gaz naturel (où, dans des quantités limitées, il peut être mélangé au méthane), ou bien transformé en méthane de synthèse, ce qui permet d'alimenter les réseaux publics de distribution de gaz naturel, si nécessaire, ou bien de stocker ce gaz naturel, en complément des réserves conventionnelles.

En outre, au-delà de ces initiatives technologiques, la CRE est favorable à ce que les expérimentations en matière de mutualisation des réseaux d'énergies, pouvant également impliquer ceux de chaleur et d'eau, soient partie intégrante des plans d'aménagement à l'échelle des territoires sur lesquels elles sont réalisées et qu'elles répondent aux besoins énergétiques locaux. À ce titre, il est indispensable que les porteurs de tels projets associent, de manière étroite et continue, les collectivités locales en charge de ces questions sur les territoires où leurs solutions sont déployées, et que les démonstrateurs permettent également d'expérimenter la mise en place de ces partenariats.

Nouvelle recommandation n° 10 du 8 décembre 2016**R. 2016-10**

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution et de transport d'électricité et de gaz naturel de poursuivre les démarches entreprises concernant la mutualisation des réseaux d'énergie. Avec l'appui des acteurs industriels de ces secteurs innovants, notamment les gestionnaires de services énergétiques, ils doivent poursuivre les expérimentations engagées, en étroite collaboration avec les collectivités locales où celles-ci se déroulent, et commencer à réaliser et publier des retours d'expérience technico-économiques, afin de juger de l'opportunité d'un développement à grande échelle de ces technologies.

2.1.5 Les recommandations favorisant le développement des *Smart gas grids*

Outre ces projets favorisant la mutualisation locale des réseaux d'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel et ceux de distribution desservant plus de 100 000 clients devaient proposer à la CRE une feuille de route des actions qu'ils entreprennent pour le développement des réseaux de gaz intelligents ou *Smart gas grids*.

GRDF a ainsi pu développer les initiatives qu'il entreprend sur le *Power to Gas* (projet GRHYD d'injection d'hydrogène, situé à Dunkerque⁴⁸, pilotes engagés pour expérimenter les méthanations catalytique et biologique, c'est-à-dire la transformation en méthane de synthèse de cet hydrogène par différents moyens, et études économiques associées), ainsi que sur l'injection de biométhane issu des déchets agricoles, des ordures ménagères ou des boues des stations d'épuration des eaux usées. GRDF poursuit ainsi de nombreuses actions en faveur d'une exploitation croissante des réseaux publics de distribution de gaz naturel incluant ces gaz valorisés, en particulier sur les problématiques suivantes :

- le raccordement à ses réseaux de stations permettant l'approvisionnement en gaz naturel pour véhicule (GNV) et en bioGNV ;
- le rebours de biométhane vers les réseaux de transport de gaz naturel, ayant pour objectif de comprimer les excédents de biométhane (vis-à-vis de la consommation de gaz naturel sur la zone) et de les réinjecter sur les réseaux de transport ;
- le gaz porté, consistant à comprimer des excédents de biométhane et de les transporter par camion vers un point d'injection sur le réseau public de distribution plus propice ;
- la pyrogazéification, grâce à laquelle des déchets organiques subissent, dans une atmosphère dépourvue d'oxygène, une pyrolyse, puis sont convertis notamment en méthane de synthèse.

Dans le but de mieux exploiter ses réseaux aux injections désormais encore plus décentralisées, GRDF se dote, en outre, de nouvelles technologies de communication modernisant la surveillance de ses ouvrages de réseaux. Les différents paliers de son projet de télé-exploitation permettront, à terme, grâce à des capteurs et des robinets télécommandés, d'exploiter à distance le réseau, et ce, dans un environnement où les injections de biométhane

⁴⁸ Sa [description](#) est consultable sur le site Internet de la CRE consacré aux *Smart grids*.

8 décembre 2016

ou de méthane de synthèse seront de plus en plus fréquentes. Enfin, GRDF a également annoncé prendre part à certains des projets mis en œuvre dans le cadre de *Flexgrid* (cf. chapitre 1.1).

Les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel, GRTgaz (qui n'a pas proposé de feuille de route à la CRE) et TIGF, participent à un projet d'ampleur de *Power to Gas* intitulé Jupiter 1000⁴⁹ et basé dans la zone industrielle et portuaire de Fos-sur-Mer. Il vise à expérimenter l'électrolyse de l'eau réalisée à partir d'électricité de source renouvelable variable grâce à différentes technologies, l'injection d'hydrogène en faible quantité dans les réseaux de transport de gaz naturel (selon les limites fixées par la réglementation⁵⁰) et la transformation de cet hydrogène en gaz naturel de synthèse⁵¹, qui peut ensuite être également injecté sur les réseaux. Ce démonstrateur a, également, pour objectif d'identifier les modèles d'affaires et le contexte réglementaire, qui, à terme, permettront de faire émerger une filière porteuse.

Nouvelle recommandation n° 11 du 8 décembre 2016**R. 2016-11**

La CRE se félicite des premiers travaux d'innovation présentés par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel concernant le développement des *Smart gas grids*. Elle souhaite approfondir ses travaux sur le sujet et identifier les contraintes techniques, économiques, réglementaires et régulateurs qu'il conviendrait de lever pour favoriser l'expansion des réseaux intelligents de gaz naturel.

Dans ce but, elle demande aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel desservant plus de 100 000 clients de proposer, le 1^{er} juin de chaque année, une mise à jour de leur feuille de route visant à rendre compte des travaux qu'ils mènent sur ces sujets.

Il s'agira en particulier d'étudier, par l'intermédiaire d'analyse coûts-bénéfices, la viabilité économique des expérimentations qu'ils mènent concernant la télé-exploitation des réseaux, l'injection de biométhane et les technologies de *Power to Gas*.

Au-delà des travaux des gestionnaires de réseaux, le sujet de la complémentarité des énergies et de la mutualisation locale des réseaux prend une ampleur croissante avec le développement des écoquartiers et de diverses initiatives publiques ou privées. L'appel à projets « *Démonstrateurs industriels pour la ville durable* » lancé par les ministres en charge du développement durable et du logement a permis, en décembre 2015, de retenir onze lauréats⁵². Ces derniers proposent des solutions innovantes et expérimentales en matière d'urbanisme, de gestion intelligente des données de l'énergie par un opérateur local unique, de mise en place de territoires à énergie positive, etc. Enedis, notamment, a fait part de son souhait de collaborer avec les différents porteurs de projets, afin de contribuer à la mise en œuvre de ces solutions innovantes.

2.2 Concernant une meilleure exploitation des réseaux publics d'électricité**2.2.1 Les recommandations s'attachant à mieux exploiter les possibilités offertes par les installations de production et de consommation****2.2.1.1 Rappel de la recommandation n° 18 du 12 juin 2014 et actions entreprises****Recommandation n° 18 du 12 juin 2014****R. 2014-18**

La CRE est favorable à ce que les installations de production décentralisées puissent participer au réglage de la tension par l'absorption de la puissance réactive.

La CRE propose ainsi la suppression de l'article 9 de l'arrêté du 23 avril 2008, afin de permettre aux installations de production raccordées en basse tension d'absorber de la puissance réactive.

La CRE reste favorable à ce que des installations de production décentralisées soient autorisées en basse tension à absorber de la puissance réactive. En ce sens, à la suite d'une consultation de l'ensemble des acteurs que la CRE compte mener début 2017, celle-ci proposera à l'administration une modification de l'article 9 de l'arrêté du 23 avril 2008, pour, d'une part, laisser cette possibilité ouverte et, d'autre part, indiquer que les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité pourront proposer cette possibilité au travers d'une offre de raccordement de raccordement alternative (cf. recommandation suivante R. 2014-19).

⁴⁹ Sa [description](#) est consultable sur le site Internet de la CRE consacré aux *Smart grids*.

⁵⁰ 6 % d'hydrogène en volume, en France.

⁵¹ La réaction de Sabatier permet, à des pressions et températures élevées, de combiner de l'hydrogène à du dioxyde de carbone pour produire du méthane et de l'eau.

⁵² La liste des lauréats est consultable sur le [site du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer](#).

2.2.1.2 Rappel de la recommandation n° 19 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 19 du 12 juin 2014 | R. 2014-19 |
|---|------------|
| <p>Afin d'optimiser les conditions économiques de l'accueil de la production décentralisée sur les réseaux publics de distribution d'électricité en basse tension et de réduire les coûts à la charge des producteurs et les délais de raccordement de ces installations de production, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité :</p> <ul style="list-style-type: none"> - de faire évoluer, dès que la réglementation le permettra, leurs principes d'études de raccordement afin de prévoir, lorsque cela est intéressant pour la collectivité, l'étude de solutions de raccordement différentes de l'opération de raccordement de référence, comportant des obligations contractuelles pour les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution de participer au réglage de la tension en absorbant de la puissance réactive. Ces solutions seront alors proposées comme des solutions différentes de l'opération de raccordement de référence, dont le choix reviendra au producteur ; - de déterminer et de publier dans leurs documentations techniques de référence, les critères objectifs selon lesquels de telles solutions seront étudiées et proposées ; - d'adapter leurs documentations techniques de référence, et notamment les modèles de contrats et conventions conclus avec les producteurs, pour permettre la mise en œuvre de solutions de raccordement prenant en compte les capacités d'absorption de la puissance réactive par les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution. <p>Afin d'envisager des solutions intéressantes pour la collectivité dans son ensemble, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité d'étudier, en concertation avec les producteurs concernés, les situations éventuelles et les conditions économiques et contractuelles dans lesquelles des solutions de raccordement impliquant la participation des installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution d'électricité au réglage de la tension par l'absorption de la puissance réactive pourraient être mises en œuvre, dans les cas où elles seraient avantageuses pour la collectivité.</p> | |

Les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité ont bien perçu l'intérêt de réaliser un réglage de la tension sur leurs réseaux HTA par absorption de la puissance réactive. Enedis a expérimenté des solutions locales de régulation de la tension sur des installations éoliennes et photovoltaïques, en développant une loi de régulation « $Q = f(U)$ » appliquée sur ce périmètre restreint.

Cette loi de régulation ayant démontré des résultats concluants, Enedis a souhaité la généraliser et a mis en concertation ses conditions de mise en œuvre avec les producteurs dans le cadre du Comité de concertation avec les producteurs (CCP) au sein du Comité des utilisateurs des réseaux de distribution d'électricité (CURDE). À la suite de cette concertation, Enedis a mis à jour l'ensemble de sa documentation technique de référence et ses outils d'études et, ainsi, a pu proposer des solutions de raccordement permettant une absorption optimale de réactif, lorsque celles-ci sont à moindre coût pour la collectivité.

Dans ce cadre, Enedis a publié dans sa documentation technique de référence un document pour la mise en œuvre d'une régulation locale de la tension par gestion de la puissance réactive pour les installations de production raccordées en HTA⁵³.

Les autres gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité, en particulier ÉS Réseaux et SRD, mènent, également, quelques expérimentations dans leur zone de desserte et souhaitent aboutir à des propositions analogues. Confrontée à des problématiques de tensions hautes au niveau de certains de ses postes sources, SRD a, en particulier, ajouté aux propositions de raccordement en HTA d'installations de production éolienne une condition liée à la consommation de puissance réactive, dont l'effet sera à mesurer et analyser une fois que les installations auront été mises en service.

En basse tension, même en absence de modification de la réglementation (cf. recommandation précédente R. 2014-18), la CRE encourage l'ensemble des gestionnaires de réseaux à anticiper celle-ci et à identifier les conséquences d'une autorisation d'absorption de la puissance réactive pour le réglage local de la tension.

⁵³ Le document ERDF-NOI-RES_60E est disponible sur le [site Internet d'Enedis](#).

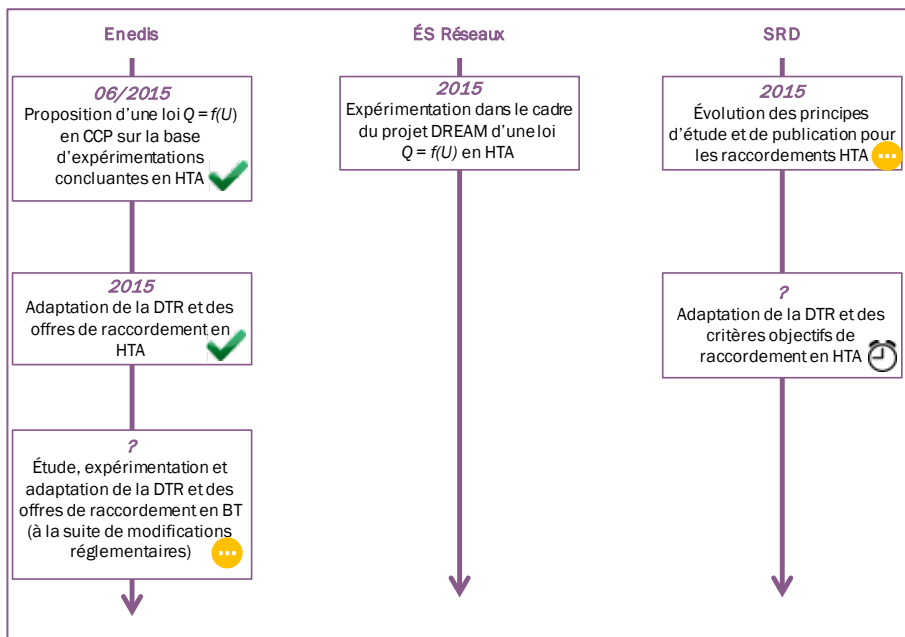


Figure 12 – Les principales actions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité sur la recommandation n° 19 du 12 juin 2014

2.2.1.3 Rappel de la recommandation n° 20 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 20 du 12 juin 2014 | R. 2014-20 |
|---|-------------------|
| <p>Afin d'optimiser les conditions économiques de l'accueil de la production décentralisée sur les réseaux publics de distribution d'électricité en basse tension et de réduire les coûts et les délais de raccordement à la charge des producteurs, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité d'étudier la faisabilité d'évolutions consistant à :</p> <ul style="list-style-type: none"> - faire évoluer leurs principes d'études de raccordement afin de prévoir, lorsque cela est intéressant pour la collectivité, l'étude de solutions de raccordement différentes de la solution de raccordement de référence. Ces solutions alternatives pourraient, contrairement à la solution de raccordement de référence, comporter des limitations de la puissance active injectée par les installations de production décentralisées. Ces solutions seraient alors proposées comme des solutions différentes de l'opération de raccordement de référence, dont le choix reviendrait au producteur ; - déterminer et publier, dans leurs documentations techniques de référence, les critères objectifs selon lesquels de telles solutions seraient étudiées et proposées ; - adapter leurs documentations techniques de référence, et notamment les modèles de contrats et conventions conclus avec les producteurs, pour permettre la mise en œuvre de solutions de raccordement prenant en compte la possibilité de limitation de la puissance active injectée par les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution, et prévoir les conditions d'accès au réseau correspondantes. | |

Depuis 2015, un groupe de travail réunissant l'Association des distributeurs d'électricité en France (ADEeF) et la CRE a été constitué à l'initiative de cette dernière, afin de faciliter, d'une part, l'élaboration des dossiers d'approbation des barèmes de raccordement des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité à soumettre à la CRE et, d'autre part, le travail d'analyse par la CRE de ces dossiers, en vue d'optimiser leurs délais d'approbation.

Les thèmes de travail abordés sont les suivants :

- la publication des barèmes de raccordement ;
- les éléments de coût nécessaires à la justification des barèmes de raccordement ;
- les éléments contenus dans le bilan des opérations de raccordement ;



8 décembre 2016

- les schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR) et les barèmes de raccordement ;
- l'évolution du cadre réglementaire de 2007 en intégrant certaines recommandations issues de la délibération du 12 juin 2014.

Les conclusions de ce groupe de travail permettront à la CRE de travailler sur une proposition d'évolution de l'arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution aux coûts de raccordement, pris en application de l'article L. 342-8 du code de l'énergie. Pour ce faire, la CRE envisage de consulter les acteurs du marché début 2017. Une proposition de modification pourrait notamment intégrer la possibilité de demander des opérations de raccordement alternatives ayant pour but de réduire les coûts et délais de raccordement, en contrepartie d'une limitation de la puissance d'injection (cf. recommandation R. 2014-20).

Depuis la publication de la délibération de la CRE du 12 juin 2014, les offres de raccordement alternatives visant à limiter la puissance d'injection des producteurs raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité en HTA, afin de faciliter leur accueil à un coût et un délai moindres, ont commencé à être expérimentées, et ce, selon l'une des modalités suivantes :

- soit la puissance de raccordement est inférieure à celle demandée par le producteur, afin de minimiser délais et coûts, tout en faisant en sorte que ce dernier soit autorisé à injecter ponctuellement une puissance supérieure par le gestionnaire de réseaux ;
- soit l'installation de production est raccordée à la puissance demandée par le producteur, mais un engagement contractuel avec le gestionnaire de réseaux l'oblige à limiter sa production lorsque ce dernier le lui demande.

Le démonstrateur Smart Grid Vendée⁵⁴ permet d'éprouver de telles solutions de raccordement au réseau où un producteur éolien accepte que sa puissance de production soit ponctuellement écrêtée, par l'intermédiaire d'un dispositif de commande à distance, en contrepartie d'un raccordement moins coûteux et dans des délais plus brefs. Ceci n'impose pas nécessairement une perte importante de production d'énergie, vue sur une année entière : la figure ci-dessous illustre que, avec un niveau d'écrêtement de 70 % de la puissance maximale d'injection photovoltaïque, seules quelques dizaines d'heures feraient l'objet d'un écrêtement.

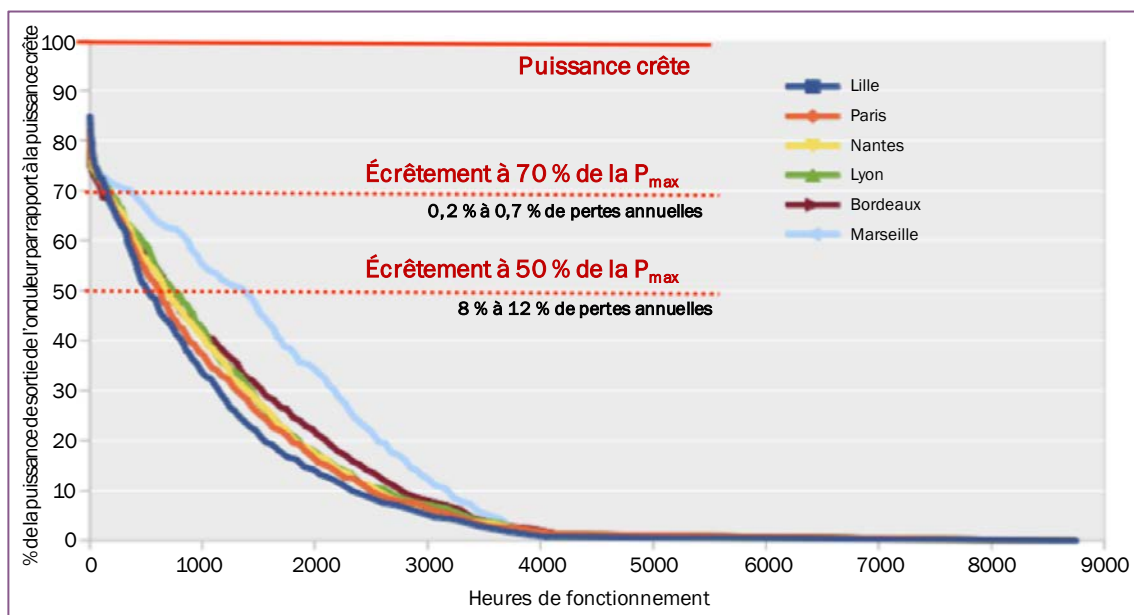


Figure 13 – Monotone de puissance d'installations photovoltaïques en France
(source : HESPUL)

Ce démonstrateur devait aboutir à la signature d'une convention d'expérimentation entre Enedis et le producteur. La CRE sera très attentive aux conclusions de ce démonstrateur, qui pourront compléter les conclusions du groupe de travail que le régulateur pilote au sujet des évolutions sur les conditions de raccordement.

⁵⁴ Sa [description](#) est consultable sur le site Internet de la CRE consacré aux *Smart grids*.

8 décembre 2016

En basse tension, la taille des installations de production étant plus faible et les enjeux différents, les travaux des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité sont moins avancés. Ceux d'Enedis s'attachent essentiellement à proposer aux porteurs de projet des outils leur permettant d'identifier les conséquences sur le réseau, à une maille locale, de l'implantation de leur installation de production photovoltaïque ou éolienne, et ainsi à mieux orienter leurs demandes et dimensionner leur projet.

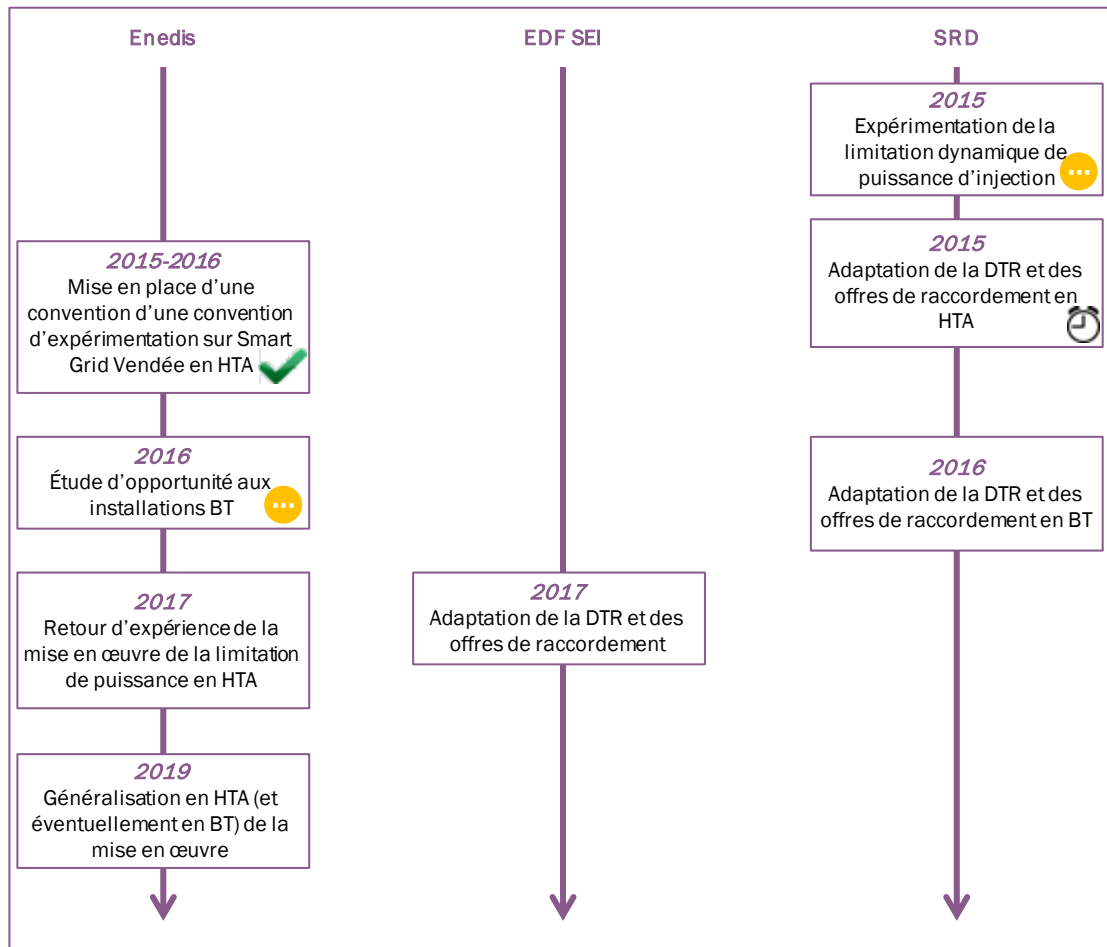


Figure 14 – Les principales actions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité sur la recommandation n° 20 du 12 juin 2014

Enfin, concernant la réglementation, la CRE rejoint le constat d'Enedis selon lequel l'arrêté du 28 août 2007 modifié fixant les principes de calcul de la contribution au raccordement⁵⁵ pourrait être considéré comme contradictoire à la présente recommandation, puisqu'il stipule qu'une opération de raccordement est un « ensemble de travaux sur le réseau public de distribution [...] nécessaire et suffisant pour satisfaire l'évacuation ou l'alimentation en énergie électrique des installations du demandeur à la puissance de raccordement demandée ».

Comme indiqué dans le cadre de la concertation sur le raccordement qu'elle organise, la CRE envisage de proposer une modification de cet arrêté, afin de rendre celui-ci compatible avec une limitation à la fois ponctuelle et durable de la puissance d'injection.

2.2.1.4 Rappel de la recommandation n° 21 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 21 du 12 juin 2014 | R. 2014-21 |
|--|-------------------|
| <p>Afin de réduire les coûts et les délais de raccordement des consommateurs, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité d'étudier la faisabilité et l'intérêt économique pour la collectivité d'évolutions consistant à :</p> <ul style="list-style-type: none"> - faire évoluer leurs principes d'études de raccordement afin de prévoir, lorsque cela est intéressant pour la collectivité, l'étude de solutions de raccordement différentes de la solution de raccordement de réf- | |

⁵⁵ Le texte intégral est consultable sur le [site Legifrance.gouv.fr](http://site.Legifrance.gouv.fr).



8 décembre 2016

rence. Ces solutions alternatives pourraient, contrairement à la solution de raccordement de référence, comporter des limitations de la puissance soutirée par les installations de consommation. Ces solutions seraient alors proposées comme des solutions différentes de l'opération de raccordement de référence, dont le choix reviendrait au consommateur ;

- dans un second temps, faire évoluer leurs principes d'études de raccordement afin de prendre en compte les possibilités de recours, à travers différents mécanismes, à différentes sources de flexibilité raccordées à leurs réseaux et, en particulier, celles que le demandeur de raccordement pourrait lui-même proposer ;
- déterminer et publier, dans leurs documentations techniques de référence, les critères objectifs selon lesquels de telles solutions seraient étudiées et proposées ;
- adapter leurs documentations techniques de référence, et notamment les modèles de contrats et conventions conclus avec les consommateurs, pour permettre la mise en œuvre de ces solutions de raccordement et prévoir les conditions d'accès au réseau correspondantes.

Ces études devraient examiner, notamment, le cas particulier du raccordement des infrastructures de recharge des véhicules électriques.

Parmi les solutions permettant aux gestionnaires de réseaux d'exploiter ces réseaux à moindre coût – en particulier, en diminuant l'ampleur des travaux de renforcement ou en les reportant –, figure le raccordement d'une installation de consommation avec limitation ponctuelle de la puissance de soutirage.

Enedis a commencé à étudier ce sujet en basse et moyenne tensions, en examinant le poids de la puissance dans la composition des coûts de raccordement. En basse tension (BT), le gestionnaire de réseaux constate que la « *plage et la répartition des coûts sont statistiquement semblables pour chaque puissance de raccordement BT* », ce qui tendrait à démontrer que la puissance a peu d'influence sur le coût de raccordement.

Elle a, en outre, analysé les conséquences de l'introduction de nouveaux paliers de puissance de raccordement, ce qui pourrait permettre de dimensionner le raccordement au plus près des besoins du client, à moindres délais et coûts pour lui et pour la collectivité. Cependant, le gestionnaire de réseaux conclut à l'inefficacité économique de ce mécanisme, jugeant que la « *part du câble* » est négligeable devant celle du « *terrassement* » et que davantage de possibilités de raccordement entraîneraient des coûts indirects supplémentaires. L'ensemble de ces raisons amène Enedis à considérer « *qu'en général, une limitation de la puissance soutirée n'induirait pas de gains sur le coût ou le délai de raccordement* ».

Enedis procède actuellement à l'analyse des résultats de son étude concernant les coûts des raccordements en moyenne tension (HTA), qu'elle a débutée sans en détailler les hypothèses et conclusions, mais en indiquant qu'elle va « *approfondir et étudier le cas d'usage du palier 250 kVA (déclenchant la réalisation d'un poste client HTA), où une modulation de puissance serait susceptible d'avoir un impact substantiel sur le coût ou le délai de réalisation des ouvrages engagés pour le raccordement* ». Dans la continuité de cette étude, Enedis souhaite proposer aux porteurs de projets des outils leur permettant d'identifier les conséquences sur le réseau, à une maille locale, de l'implantation de leur installation de consommation.

Les autres gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité attendent les modifications qu'Enedis aura réalisées pour mettre à jour leur propre documentation technique de référence.

La CRE prend note des résultats des études des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité et leur demande de poursuivre leurs travaux en HTA, en approfondissant leur collaboration avec les utilisateurs des réseaux publics, afin de définir les possibilités qu'une offre de raccordement alternative avec limitation temporelle de puissance offrirait.

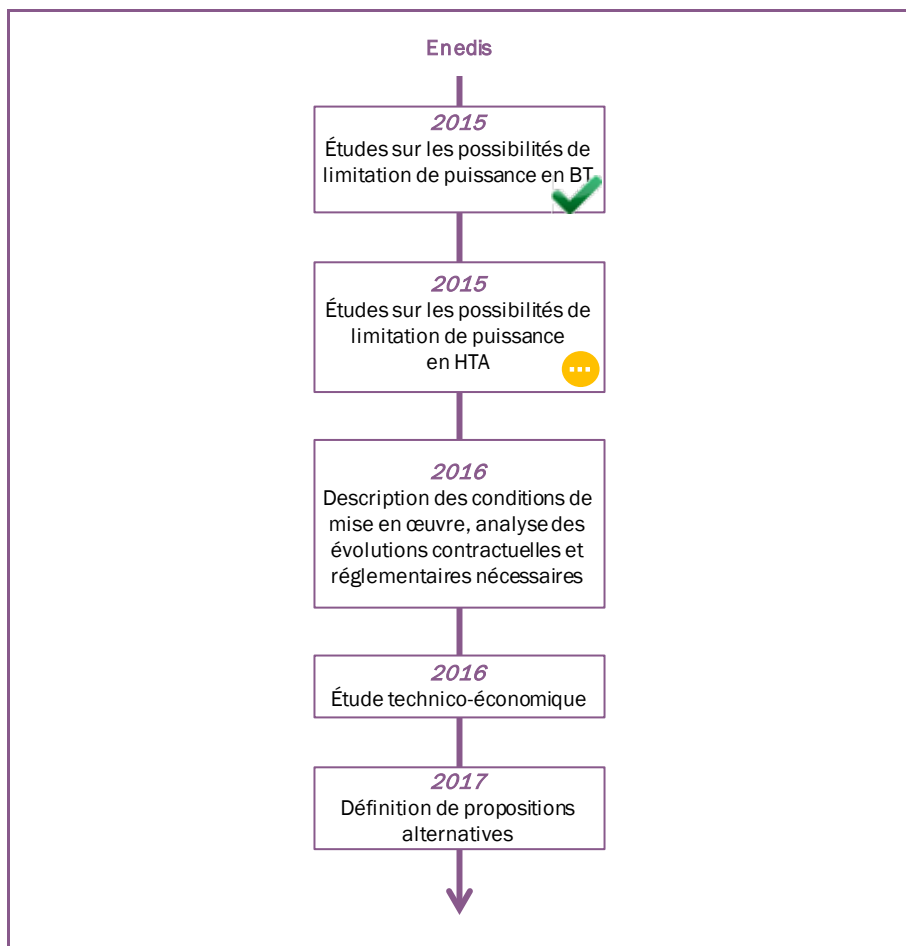


Figure 15 – Les principales actions du gestionnaire de réseaux publics de distribution d’électricité Enedis sur la recommandation n° 21 du 12 juin 2014

2.2.2 Les recommandations permettant d’accompagner le développement du stockage d’électricité

2.2.2.1 Rappel de la recommandation n° 22 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 22 du 12 juin 2014 | R. 2014-22 |
|--|-------------------|
| <p>La CRE est favorable à une modification des dispositions de l’article L. 342-5 du code de l’énergie afin de clarifier la liste des installations soumises à des prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement. Une telle clarification devra, également, être envisagée concernant les autres dispositions du code de l’énergie éventuellement applicables aux installations de stockage d’électricité.</p> | |

En lien direct avec cette recommandation, la loi du 17 août 2015 propose, dans le II de son article 148, une avancée législative permettant de soumettre les installations de stockage d’électricité à des prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement, fixées par voie réglementaire.

En effet, auparavant, le 2° de l’article L. 342-5 du code de l’énergie précisait la liste des installations soumises à de telles prescriptions sur les réseaux publics de distribution : « *les installations des producteurs, les installations des consommateurs, les circuits d’interconnexion ainsi que les lignes directes mentionnées à l’article L. 343-1* ».

Étant donné que les installations de stockage ne pouvaient ni être totalement apparentées à des « *installations des producteurs* », ni à celles des « *consommateurs* », la loi a modifié cette liste, qui devient : « *les installations des utilisateurs de réseau, les circuits d’interconnexion ainsi que les lignes directes mentionnées à l’article L. 343-1* ».

Cette modification permet de prendre en compte les spécificités techniques des installations de stockage d’électricité qui disposent, notamment, d’équipements d’électronique de puissance (onduleurs, redresseurs, con-

8 décembre 2016

vertisseurs). Ces spécificités techniques peuvent, lors de leur raccordement, poser des difficultés relatives à la qualité de l'alimentation et à la sécurité du réseau public de distribution d'électricité. Des prescriptions techniques *ad hoc* pourront, à présent, être définies et tenir compte de ces spécificités.

2.2.2.2 Rappel de la recommandation n° 23 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 23 du 12 juin 2014 | R. 2014-23 |
|---|-------------------|
| La CRE propose que les dispositions réglementaires concernant les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement soient modifiées pour prendre en compte les caractéristiques spécifiques de certaines installations de stockage d'électricité susceptibles d'entraîner des difficultés en matière de qualité de l'alimentation et de sécurité du réseau. Les éventuelles différences de traitement instaurées entre installations devront résulter de critères objectifs et être en rapport direct avec les motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux et à la qualité de leur fonctionnement. | |

La modification, citée ci-dessus, des dispositions du code de l'énergie ayant été réalisée, la CRE souhaite engager une réflexion collective avec l'ensemble des acteurs pour identifier les nécessaires évolutions réglementaires qui permettraient de lever les freins au développement du stockage d'électricité et définir des prescriptions techniques de conception et de fonctionnement spécifiques à de telles installations.

La CRE compte en ce sens organiser, au cours de l'année 2017, une consultation publique permettant aux acteurs d'examiner ses propositions en la matière, afin de proposer à l'administration des dispositions faisant consensus.

2.2.2.3 Rappel des recommandations n°s 24 et 25 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 24 du 12 juin 2014 | R. 2014-24 |
|--|-------------------|
| La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité d'explicitier dans leur documentation technique de référence la manière dont les dispositions réglementaires en vigueur sont mises en œuvre pour une installation de stockage d'électricité. | |
| En l'absence de dispositions réglementaires permettant la prise en compte des caractéristiques spécifiques des installations de stockage d'électricité, la CRE demande, également, aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de définir des règles relatives aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement applicables à une installation de stockage d'électricité. Les éventuelles différences de traitement instaurées entre installations devront résulter de critères objectifs et être en rapport direct avec les motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux et à la qualité de leur fonctionnement. | |

| Recommandation n° 25 du 12 juin 2014 | R. 2014-25 |
|---|-------------------|
| La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de prendre en compte les installations de stockage d'électricité dans les procédures de traitement d'une demande de raccordement dans le respect des principes découlant de la délibération de la CRE du 25 avril 2013, afin d'assurer un traitement objectif, transparent et non discriminatoire de ces demandes. | |
| La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de s'assurer que leurs procédures, leurs documents contractuels et leur documentation technique de référence facilitent l'accueil sur le réseau des installations de stockage d'électricité : | |
| <ul style="list-style-type: none">- en adaptant les formulaires de collecte de renseignements pour prévoir le raccordement d'installations de production associant des dispositifs de stockage. Les caractéristiques des dispositifs de stockage pourraient par exemple être précisées dans ces formulaires ;- en adaptant les formulaires de collecte pour prévoir le cas du raccordement d'installations de stockage indépendantes ;- en précisant les principes d'études applicables pour le raccordement des installations de stockage ;- en veillant à ce que la terminologie adoptée dans les modèles et trames types des contrats, conventions et propositions techniques et financières de raccordement ne soit pas inadaptée aux installations de stockage et, le cas échéant, en procédant aux évolutions qui seraient nécessaires pour prendre en compte les caractéristiques spécifiques de ces installations. | |

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de veiller à ce que les éventuelles différences de traitement instaurées entre installations au terme de ces adaptations résultent de critères objectifs et soient en rapport direct avec les motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, et à la qualité de leur fonctionnement.

Les démarches initiées par les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité concernant l'insertion du stockage d'électricité sur les réseaux qu'ils exploitent ont, pour l'heure, conduit à des engagements qui nécessiteront de se concrétiser au cours de l'année 2017.

La CRE réitère sa demande de juin 2014 : sans attendre la mise en place de prescriptions techniques spécifiques au stockage d'électricité, les gestionnaires de réseaux peuvent d'ores et déjà inclure à leur documentation technique de référence la « *manière dont les dispositions réglementaires en vigueur sont mises en œuvre pour une installation de stockage d'électricité* » et adapter l'ensemble de leurs procédures et documents.

Enedis a, cependant, mené des expérimentations significatives sur le sujet : insertion de la plus grosse batterie jamais installée sur le territoire français métropolitain dans le cadre du démonstrateur Venteea⁵⁶, utilisation de stockage à différents niveaux du réseau de distribution (dans un poste source HTB/HTA, dans un poste de distribution publique HTA/BT, sur un réseau basse tension BT, chez des consommateurs) dans le cadre du démonstrateur Nice Grid⁵⁷.

Le tableau suivant propose une liste de démonstrateurs en France éprouvant diverses solutions de stockage :

| Démonstrateur | Territoire concerné | Localisation du stockage | Type de stockage | Capacité unitaire de stockage |
|---------------|-----------------------------------|---|--------------------------------------|-------------------------------|
| Déméter | Rhône-Alpes | Producteur EnR, électrolyseur | Méthane de synthèse (Power to Gas) | Non communiqué |
| EnR'Stock | La Réunion | Producteur photovoltaïque | Hydraulique et batteries lithium-ion | 5 à 10 MWh |
| Kergrid | Morbihan | Bâtiment tertiaire | Batteries lithium-ion | 56 kWh |
| IPERD | Vienne | Producteur photovoltaïque | Batteries | 150 kWh/50 kW |
| IssyGrid | Issy-les-Moulineaux | Poste de distribution publique HTA/BT et bâtiments tertiaires | Batteries lithium-ion recyclée de VE | 33 kW |
| | | | Batteries | 60 kWh |
| Mhyrabel | Moselle | Producteur EnR | Hydrogène (Power to Gas) | Non communiqué |
| Millener | Corse Guadeloupe La Réunion | Clients domestiques avec production PV | Batteries lithium-ion | 2 kWh |
| NiceGrid | Alpes-Maritimes | Poste source HTB/HTA | Batteries lithium-ion | 560 kWh/1,1 MW |
| | | Poste de distribution publique HTA/BT | | 620 kWh/250 kW |
| | | Réseau basse tension BT | | 106 kWh/33 kW |
| | | Clients domestiques | | 4 kWh/4,6 kW |
| Pégase | La Réunion | Producteurs EnR | Batteries sodium-soufre | 7 MWh/1 MW |
| Rennes Grid | Ille-et-Vilaine | Zone d'aménagement concerté | Batteries | Non communiqué |
| Smart ZAE | Toulouse | Zone d'activités économiques | Volant d'inertie | 100 kWh |
| | | | Batteries lithium-ion | 100 kWh |
| Venteea | Aube | Producteur éolien | Batteries lithium-ion | 1,3 MWh/2 MW |

Tableau 3 – Quelques démonstrateurs en France expérimentant des solutions de stockage

⁵⁶ Sa [description](#) est consultable sur le site Internet de la CRE consacré aux *Smart grids*.

⁵⁷ Sa [description](#) est consultable sur le site Internet de la CRE consacré aux *Smart grids*.

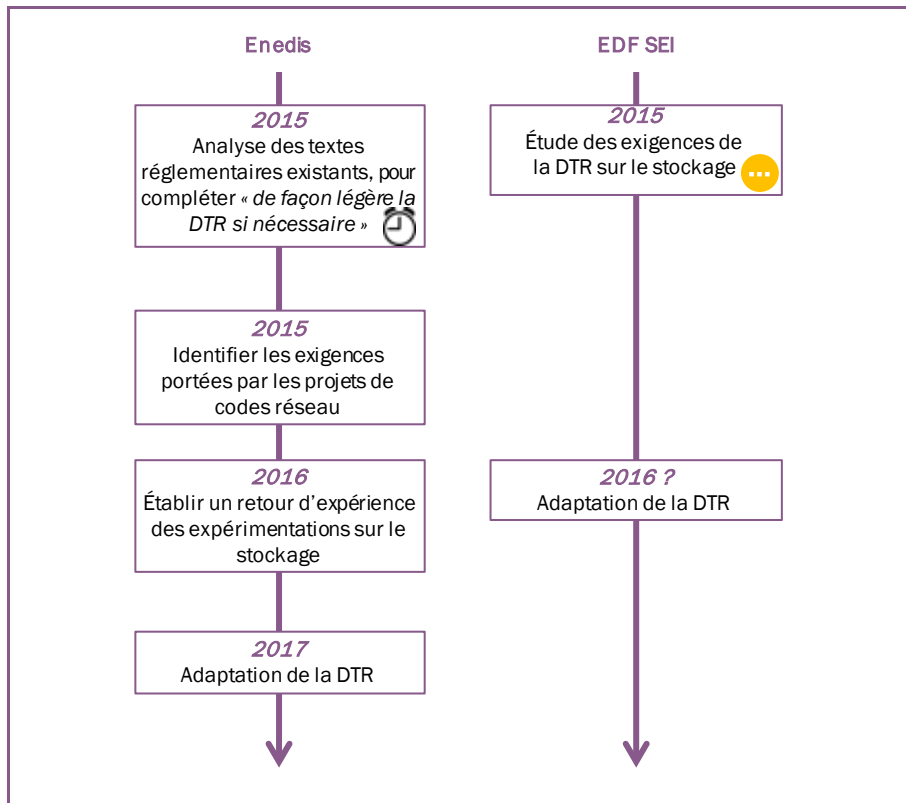


Figure 16 – Les principales actions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité sur les recommandations n°s 24 et 25 du 12 juin 2014

2.2.3 Les recommandations contribuant à valoriser l'utilisation des technologies *Smart grids* apportant de la flexibilité aux réseaux

2.2.3.1 Rappel de la recommandation n° 26 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 26 du 12 juin 2014 | R. 2014-26 |
|--|------------|
| <p>La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité d'étudier les mécanismes qui permettraient la mobilisation efficace, dans un cadre objectif, transparent et non discriminatoire, des capacités de flexibilité des installations raccordées aux réseaux lorsque cela s'avère économiquement intéressant pour la gestion des réseaux publics de distribution d'électricité et cohérent avec les dispositifs tarifaires.</p> | |

Le fait de garantir que l'exploitation des réseaux publics d'électricité soit réalisée au meilleur coût pour la collectivité se trouve au cœur des missions de la CRE. Un recours accru à de nouvelles technologies peut y contribuer, si des analyses technico-économiques le démontrent. C'est pourquoi la CRE a participé aux travaux de valorisation des *Smart grids*, menés dans le cadre de l'action n° 5 de la feuille de route du plan industriel « Réseaux électriques intelligents » (REI) engagé par le gouvernement⁵⁸.

Le premier rapport⁵⁹ produit dans le cadre de ces travaux se concentre essentiellement sur les services (flexibilité et observabilité) que les fonctions *Smart grids* peuvent apporter à la gestion et à l'exploitation du réseau public de transport, ainsi qu'à l'équilibre offre-demande. Il propose une analyse coûts/bénéfices, à l'échelle de la collectivité, de ces différents services. Il présente, également, les conséquences environnementales et sur l'emploi d'un déploiement généralisé de ces fonctions, ainsi que les hypothèses prises en compte pour l'ensemble de ces calculs.

Cependant, ce premier rapport ne quantifie pas les coûts et les bénéfices de ces technologies pour la gestion et l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité.

Par une lettre du 5 octobre 2015, les ministres en charge de l'énergie et de l'économie ont demandé à RTE et l'ADEME, en association avec l'ADEEF et Enedis, de piloter un nouveau groupe de travail, afin de consolider les

⁵⁸ L'intégralité de la feuille de route est disponible [sur le site Internet de RTE](#).

⁵⁹ Voir note 14.

8 décembre 2016

premiers travaux réalisés et d’approfondir l’étude de la valeur que des technologies *Smart grids* pourraient engendrer sur les réseaux publics de distribution d’électricité. Ceci devait donner lieu à la publication d’un second rapport, qui était prévue pour le 1^{er} juillet 2016 et qui est finalement replanifiée à la fin de cette même année 2016.

Sans attendre les résultats de ce groupe de travail, la CRE a réalisé une étude permettant d’identifier et de définir la valeur que le recours à des technologies de flexibilité pourrait apporter au dimensionnement et à l’exploitation des réseaux de distribution d’électricité. Lors de l’apparition d’une contrainte locale sur les réseaux de distribution soudaine – car due, par exemple, au raccordement d’un producteur ou consommateur ayant un impact significatif sur la portion du réseau – ou progressive – car due, par exemple, à une augmentation continue de production ou de consommation –, des technologies comme le stockage d’électricité, l’effacement de consommation ou l’écêtement de production de source renouvelable pourraient constituer une alternative économiquement intéressante à un renforcement de réseau, pratiqué à ce jour par les gestionnaires de réseaux dès lors que ceux-ci le considèrent pertinent d’un point de vue technico-économique. Ces moyens de flexibilité pourraient, également, permettre au gestionnaire de réseaux de reporter un investissement, afin de résorber temporairement ou durablement la contrainte.

L’étude, réalisée par un cabinet de consultants spécialisés, a été publiée par la CRE le 20 janvier 2016⁶⁰. Possédant un périmètre de travail connexe à celui des travaux de valorisation socio-économique des *Smart grids* réalisés dans le cadre du plan industriel, ses hypothèses et résultats pourront y être utilisés dans le cadre du second rapport.

Cette étude s’intéresse à trois types de matériels des réseaux de distribution d’électricité pouvant entrer en contrainte : le transformateur du poste source à l’interface entre les réseaux haute tension (HTB) et moyenne tension (HTA), le départ (ou ligne) HTA, et le transformateur du poste de distribution publique à l’interface entre les réseaux moyenne (HTA) et basse tension (BT). Pour chacun de ces matériels, les effets de différentes situations de contrainte sur les matériels, appelées cas d’étude, sont analysées, ce qui permet de définir la « forme » de la contrainte (sa profondeur en kilowatt, sa fréquence, sa durée d’appel totale et sa durée d’appel unitaire). L’étude examine alors l’adéquation des différentes technologies de flexibilité avec ces différentes formes de contrainte, pour, enfin, dégager un gain théorique de l’utilisation de la flexibilité pour la collectivité.

Les figures suivantes présentent les principales conclusions de l’étude :

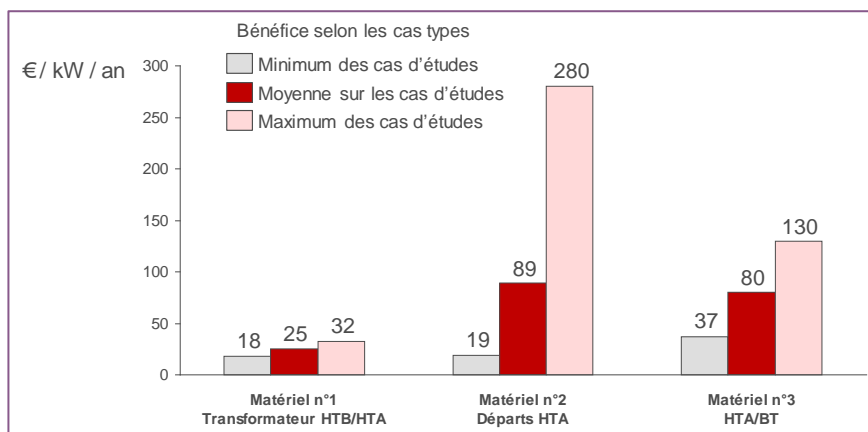


Figure 17 – Le bénéfice potentiel de la flexibilité sur les cinq premières années, selon les types d’ouvrages du réseau (en contrainte)
(source : étude E-Cube Strategy Consultants pour le compte de la CRE)

⁶⁰ L’intégralité de cette étude est disponible sur le site Internet de la CRE à l’adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/publications/etudes/etude-sur-la-valeur-des-flexibilites-pour-la-gestion-et-le-dimensionnement-des-reseaux-de-distribution/>.

| | | Profondeur (Année 5) | Durée totale d'appel sur l'année (Année 5) | Fréquence (Année 5) | Durée consécutive d'appel maximum (Année 5) |
|--|--|---|--|---------------------|---|
| Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA | B - Croissance de 5%/an de la consommation professionnelle HTA | 2,5 MW | ~25 heures | ~ 5 /an | ~ 20 heures |
| | Matériel n° 2 Réseau HTA | L - Réseau semi-urbain contrainte en tension croissance 2%/an de la consommation industrielle | 850 kW | ~80 heures | ~50 /an |
| Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT | P - Croissance de 5%/an de la consommation résidentielle | 35 kW | ~20 heures | ~20 /an | 2 heures |
| Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA | A - Croissance de 2 MW de la production éolienne | 2 MW | ~25 heures | ~ 5 /an | ~ 20 heures |
| | Matériel n° 2 Réseau HTA | D - Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la production PV | 1,7 MW | ~20 heures | ~5 /an |
| G - Réseau rural, contrainte en tension, croissance 1,5 MW de la production éolienne | | 200 kW | ~430 heures | ~90 /an | ~20 heures |
| Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT | O - Installation de 300 kW de production CHP | 10 kW | ~ 2800 heures | < 10 /an | ~2200 heures |

Figure 18 – La « forme » de la contrainte sur quelques cas d'étude (en année 5)
(source : étude E-Cube Strategy Consultants pour le compte de la CRE)

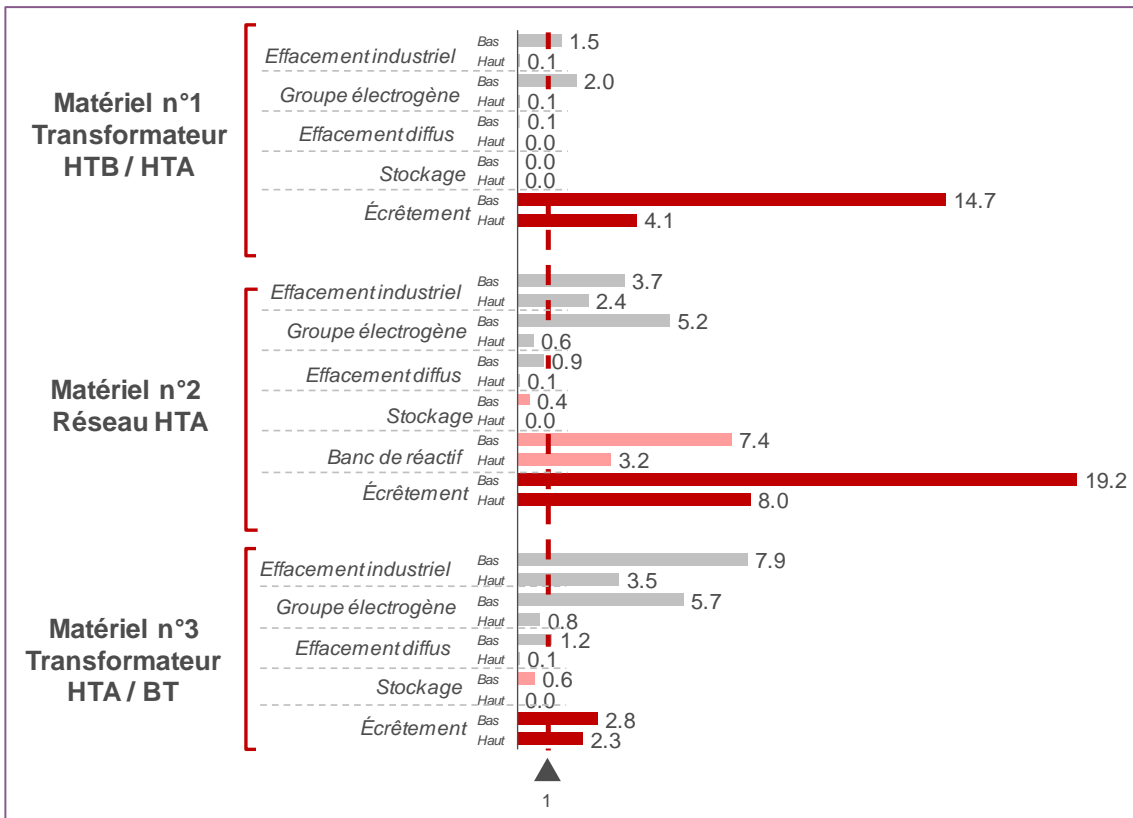


Figure 19 – Ratio euros économisés/euro investi dans la flexibilité
(source : étude E-Cube Strategy Consultants pour le compte de la CRE)

Cette étude a notamment conclu que, sous l'importante condition que les technologies de flexibilité disponibles épousent la forme de la contrainte, celles-ci pourraient, dans certaines des situations étudiées, procurer un gain net pour la collectivité si elles sont utilisées en alternative à un renforcement de réseau (cf. Figure 19 ci-dessus). Sur des réseaux ruraux, par exemple, où les liaisons de moyenne tension couvrent de longues distances et sont coûteuses à renforcer en cas de contrainte, certains dispositifs de flexibilité, comme l'écrêtement de production ou l'utilisation de bancs de capacité pour réguler localement la tension, présentent une rentabilité théorique intéressante.

Par ailleurs, l'article 199 de la loi du 17 août 2015, complété par le décret en Conseil d'État n° 2016-704 du 30 mai 2016 relatif aux expérimentations de services de flexibilité locaux sur des portions du réseau public de

8 décembre 2016

*distribution d'électricité*⁶¹, octroie aux établissements publics et aux collectivités territoriales mentionnés à l'article L. 2224-34 et au deuxième alinéa du IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales le droit d'expérimenter pendant quatre ans un « *service de flexibilité local sur des portions* » d'un réseau public de distribution, dans le cadre d'une convention signée entre la personne morale regroupant les participants à l'expérimentation (établissement public ou collectivité territoriale, producteurs et consommateurs d'électricité et de gaz naturel) et le gestionnaire de réseaux publics de distribution concessionnaire de la zone concernée. Chacune de ces conventions sera approuvée par la CRE.

En plus d'éprouver des solutions techniques fournissant de la flexibilité au gestionnaire de réseaux publics de distribution d'électricité, ces dispositions proposent également d'expérimenter les modalités de rémunération des porteurs de projets. En ce sens, le décret dispose que, si ces services locaux de flexibilité « *permettent de réduire les coûts d'investissement ou de gestion du réseau, le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité rémunère [le porteur de projet], à hauteur de ces coûts évités* », ce qui est inclus « *dans les charges couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité* ».

La convention nécessaire à la mise en œuvre de ce dispositif expérimental fait l'objet d'une signature tripartite du porteur de projets, du gestionnaire du réseau de distribution concerné, ainsi que de l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité du territoire. Elle devra notamment précisément définir :

- les conditions d'activation du service et la garantie de flexibilité apportée par les producteurs et les consommateurs participant à l'expérimentation ;
- le modèle de rémunération envisagé, qui devra à la fois rétribuer la disponibilité des capacités proposées (partie fixe) et chacune des activations réalisées (partie variable), selon un équilibre à déterminer ;
- les méthodes de calcul et de contrôle des activations de flexibilité réalisées ;
- les pénalités en cas d'indisponibilité des capacités prévues de flexibilité.

Nouvelle recommandation n° 12 du 8 décembre 2016

R. 2016-12

Afin de faciliter la mise en œuvre de l'expérimentation de services de flexibilité locaux permise par l'article 199 de la loi du 17 août 2015 *relative à la transition énergétique pour la croissance verte*, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de lui soumettre un modèle de convention. Outre les éléments indiqués dans le décret en Conseil d'État n° 2016-704 du 30 mai 2016 *relatif aux expérimentations de services de flexibilité locaux sur des portions du réseau public de distribution d'électricité*, ce modèle devra comporter les données et hypothèses permettant à la CRE d'approuver les modalités de rémunération de ce service.

De leur côté, les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité ont essentiellement axé leurs travaux sur la mise en place de démonstrateurs et sur l'exploitation de leurs résultats, dans le cadre de retours d'expérience.

Le démonstrateur Nice Grid⁵⁷ aura permis de tester l'effacement de consommation d'électricité lors d'« *heures creuses solaires* », où un prix inférieur incite l'utilisateur à reporter sa consommation aux périodes de forte production photovoltaïque. Le démonstrateur Smart Grid Vendée⁵⁴ expérimente, quant à lui, des solutions de raccordement innovantes, permettant de moduler la production éolienne en fonction des prévisions de production et de la demande en électricité et, ainsi, de mettre en place une plate-forme d'échanges entre des « *offreurs de flexibilité* ».

La CRE se félicite des travaux engagés par les gestionnaires de réseaux et les encourage à davantage communiquer sur les retours d'expérience liés à l'exploitation des résultats de leurs démonstrateurs.

La CRE souhaite surtout que ceux-ci ne circonscrivent pas leur action à la stricte analyse des résultats de démonstrateurs, mais qu'ils soient partie prenante d'analyses technico-économiques plus globales, comme celles déjà engagées dans le cadre du plan REI, et proposent les « *mécanismes qui permettraient la mobilisation efficace, dans un cadre objectif, transparent et non discriminatoire, des capacités de flexibilité des installations raccordées aux réseaux lorsque cela s'avère économiquement intéressant pour la gestion des réseaux publics de distribution et cohérent avec les dispositifs tarifaires* », comme l'indique la recommandation R. 2014-26 ci-dessus.

⁶¹ Le texte intégral est consultable à cette adresse sur le [site Legifrance.gouv.fr](http://site.Legifrance.gouv.fr).

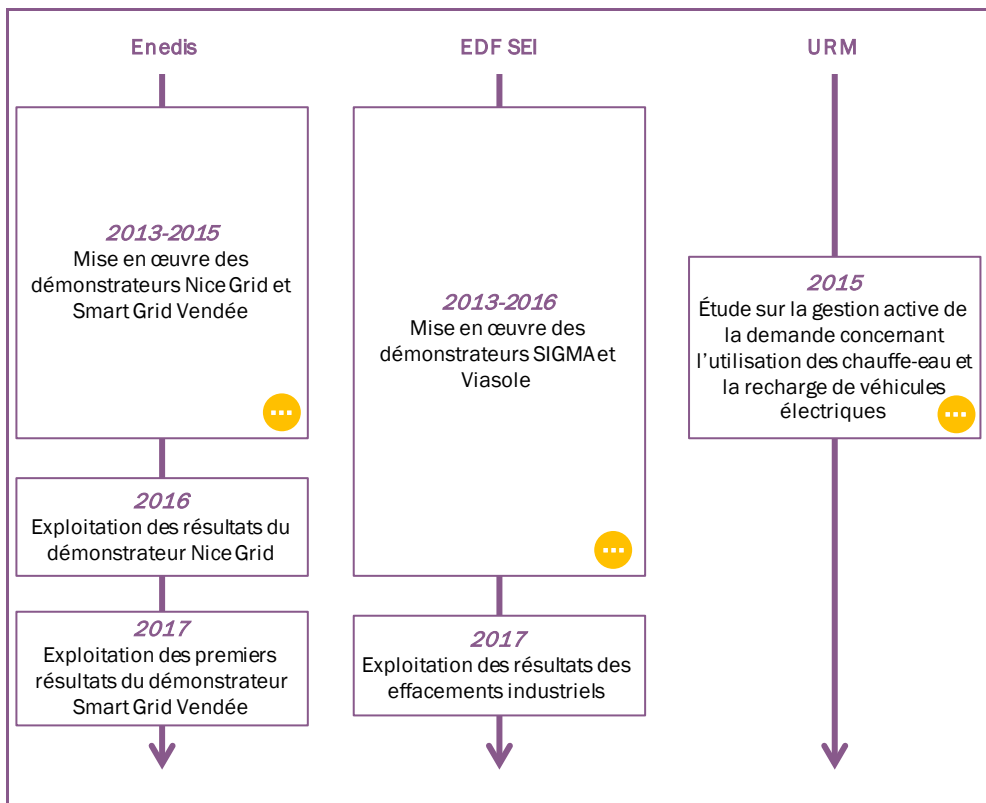


Figure 20 – Les principales actions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d’électricité sur la recommandation n° 26 du 12 juin 2014

2.2.4 Les recommandations favorisant l’interopérabilité et la pérennité des technologies employées

2.2.4.1 Rappel de la recommandation n° 27 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 27 du 12 juin 2014 | R. 2014-27 |
|--|-------------------|
| <p>La CRE est favorable à une plus grande harmonisation des standards en matière de comptage et de réseaux électriques intelligents. En ce sens, la CRE soutient le travail des instances internationales de normalisation, notamment ceux des instances européennes au travers des mandats européens de normalisation M/441 sur le comptage et M/490 sur les réseaux électriques intelligents. Ces mandats permettent en effet une harmonisation, au travers de normes européennes, des équipements et des pratiques de comptage et plus généralement des <i>Smart grids</i>.</p> | |

Les groupes de coordination des organismes de normalisation européens sur les systèmes de comptage évolués et les *Smart grids* poursuivent leurs activités même après la fin des mandats. À la suite du mandat M/490, CEN-CENELEC et ETSI ont approuvé la continuation des travaux engagés sur le périmètre des réseaux d’énergie intelligents, en synergie avec la mise en place au niveau de la Commission électrotechnique internationale (CEI) du Comité Système gestion intelligente de l’énergie électrique.

2.2.4.2 Rappel de la recommandation n° 28 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 28 du 12 juin 2014 | R. 2014-28 |
|--|-------------------|
| <p>La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d’électricité :</p> <ul style="list-style-type: none"> - de définir les exigences minimales que doivent respecter les équipements de l’installation de l’utilisateur pour qu’ils soient à même de communiquer avec ceux du réseau public de distribution ; - de publier ces exigences, dans leurs documentations techniques de référence. <p>Les gestionnaires de réseaux publics de distribution d’électricité s’attacheront à définir en priorité les modalités</p> | |

8 décembre 2016

de communication avec les équipements *Smart grids* déjà déployés ou en cours de déploiement sur les réseaux qu'ils exploitent en décrivant les interfaces et les protocoles à mettre en œuvre.

Enedis continue de mettre à jour, dans sa documentation technique de référence, les spécifications physiques, techniques et fonctionnelles des sorties de Télé-information client (TIC) de l'ensemble des dispositifs de comptage qu'elle utilise⁶² et a constitué, en octobre 2014, une note spécifique destinée à spécifier l'interface des sorties de Télé-information client des compteurs évolués *Linky* utilisés à la suite de la décision de généralisation⁶³. Les autres gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité sont en attente des publications qu'Enedis aura réalisées pour engager des travaux analogues.

Ces spécifications ont permis, dans le cadre du démonstrateur Smart Electric Lyon⁶⁴, qui vise à sensibiliser un panel de consommateurs équipés de compteurs évolués *Linky* aux différents leviers et outils de maîtrise de la demande en énergie, d'expérimenter un émetteur radio, branché en aval de la TIC et diffusant, de manière sécurisée et standardisée, les informations mises à disposition localement à tout appareil à portée radio de celui-ci. Ceci permet au consommateur, de manière instantanée, de disposer de l'ensemble de ses données de consommation, à travers un portail Internet, un *smartphone*, un afficheur déporté ou tout appareil « connecté ».

Les spécifications de cet appareil, nommé « Émetteur radio *Linky* » (ERL) et désormais appelé « Émetteur radio local »⁶⁵, ont été publiées par le syndicat professionnel des industries du génie numérique, électrique et sécuritaire (IGNES), dont certains membres participent au projet. Celles-ci permettent aux équipements en aval de communiquer avec lui selon deux protocoles radio différents (KNX et ZigBee). Elles pourront être amendées en fonction des décrets et arrêtés encadrant la mise à disposition d'un « dispositif déporté d'affichage en temps réel » des données de consommation « exprimées en euros », mentionnée dans l'article 28 de la LTECV.

Les figures ci-dessous présentent, de manière non exhaustive, différentes utilisations possibles de l'émetteur radio *Linky* (ou du compteur directement), visant à proposer, en temps réel à l'utilisateur, ses données de consommation, valorisées en euros, ainsi qu'une information indicative du niveau d'émission de dioxyde de carbone liée à cette consommation.

La Figure 21 est celle impliquant les coûts les plus faibles pour la collectivité : elle utilise la chaîne de communication déjà déployée du système de comptage évolué de type *Linky* pour y véhiculer des informations de prix et de CO₂ proposées par le fournisseur titulaire du contrat du client, grâce à des messages courts, sous réserve que ces informations soient standardisées (cf. recommandations R. 2014-02 et suivantes).

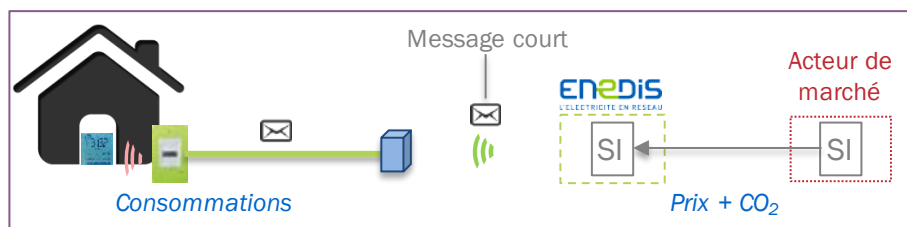


Figure 21 – Utilisation de la chaîne de communication du compteur évolué *Linky* pour alimentation d'un afficheur déporté (source : CRE)

La Figure 22 propose un schéma utilisant l'abonnement à Internet du consommateur pour transmettre les informations de prix et de CO₂ : l'afficheur déporté (ou un système domotique plus élaboré) rapproche la consommation relevée sur le compteur de ces informations qui lui sont transmises par la *box* reliée à Internet. Elle transmet, également, en sens inverse, à l'acteur de marché autorisé les données de comptage, pour affichage sur un ordinateur, une tablette, un *smartphone*. Ceci ne nécessite pas qu'un concentrateur de type *Linky* soit installé, ni que l'acteur de marché mentionné ici soit nécessairement le fournisseur d'électricité du client.

⁶² Le document ERDF-NOI-CPT_02E est disponible sur le [site Internet d'Enedis](#).

⁶³ Le document ERDF-NOI-CPT_54E est disponible sur le [site Internet d'Enedis](#).

⁶⁴ Sa [description](#) est consultable sur le site Internet de la CRE consacré aux *Smart grids*.

⁶⁵ D'après le site consacré au [démonstrateur Smart Electric Lyon](#).

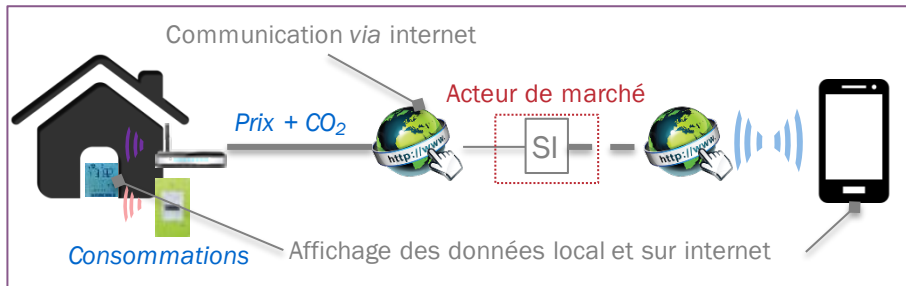


Figure 22 – Utilisation de l’abonnement internet de l’utilisateur pour affichage de sa consommation sur un afficheur déporté et un terminal connecté (source : CRE)

La Figure 23 décrit l’architecture informatique qui sera vraisemblablement mise en place par les fournisseurs d’énergie une fois le système de comptage évolué de type *Linky* déployé. Ils proposeront à leurs clients une vue complète de leurs consommations, utilisant à la fois les données télé-relevées depuis le compteur et les informations de prix liées au contrat du client, pour mise à disposition sur un portail accessible à tout terminal connecté à Internet.

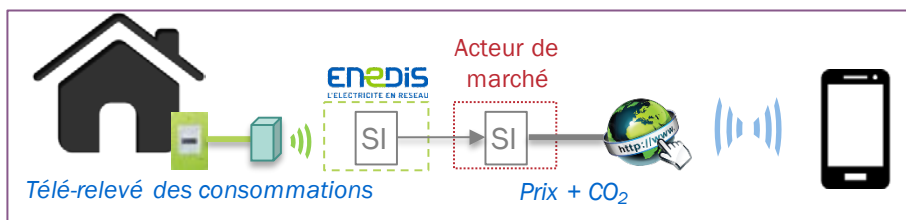


Figure 23 – Utilisation d’un service de mise à disposition des données du compteur *Linky* au fournisseur, pour exploitation sur un terminal connecté (source : CRE)

Le schéma décrit en Figure 24, peu développé à ce jour, consiste à utiliser une technologie radio bidirectionnelle à longue portée existante pour transmettre à un acteur de marché autorisé les consommations provenant du compteur évolué de type *Linky*, qui pourra ensuite mettre en place des services exploitant ces données ou nouer un partenariat pour les proposer à des tiers. Ces réseaux⁶⁶ sont en cours de déploiement en France.

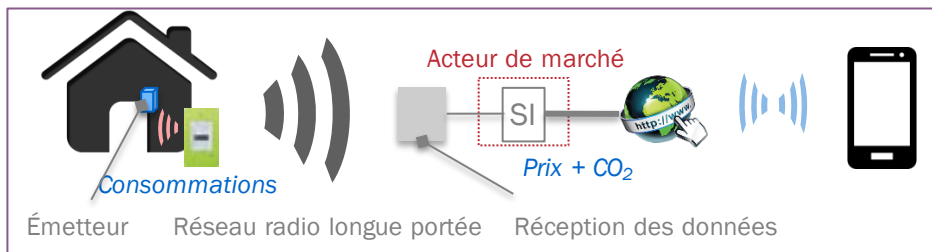


Figure 24 – Utilisation d’un réseau radio longue portée pour exploitation sur un terminal connecté (source : CRE)

Dans la mise à jour de sa feuille de route, Enedis indique « *mettre à disposition des moyens de tests pour les équipements aval qui sont compatibles “émetteur radio Linky” (ERL)* ».

La publication de ces spécifications, qui a été réalisée dans le cadre de Smart Electric Lyon, constitue une des étapes indispensables permettant de développer les services de maîtrise de la demande en énergie. Le système de comptage évolué d’Enedis devrait, sous réserve d’une standardisation de l’utilisation des contacts secs et virtuels (cf. recommandations R. 2014-02 et suivantes), permettre à l’utilisateur de piloter les appareils électriques de son domicile, en fonction de signaux tarifaires liés à l’offre de fourniture qu’il aura choisie.

⁶⁶ La couverture du territoire métropolitain français par le réseau de SigFox est accessible sur [ce site spécialisé](#). La principale technologie alternative, LoRaWAN, a été déployée par certains opérateurs de téléphonie mobile (Orange, Bouygues Telecom).

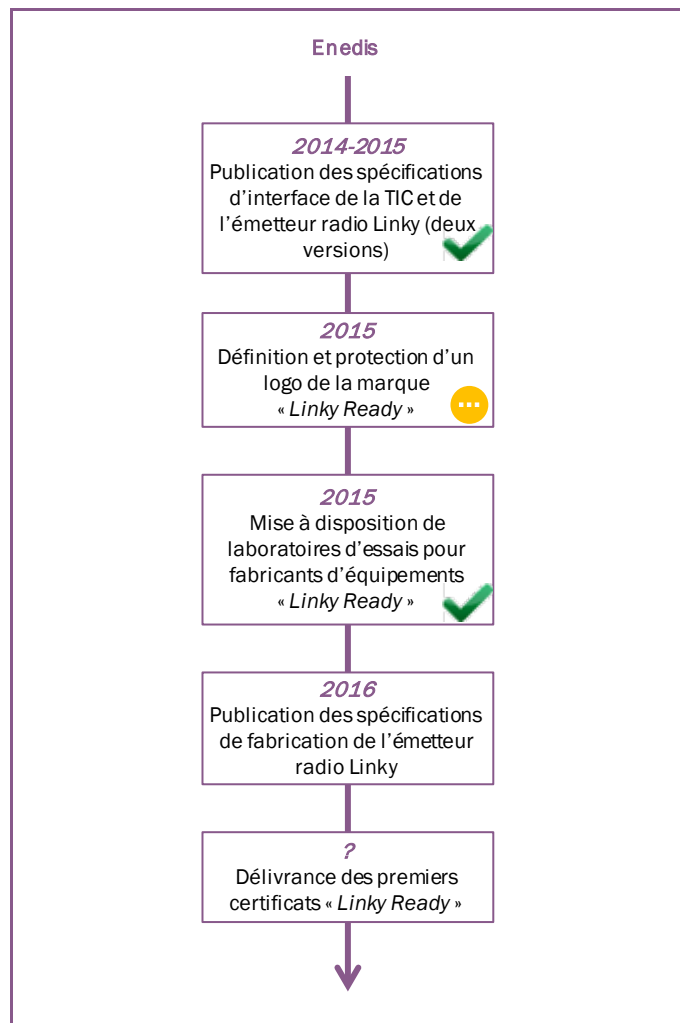


Figure 25 – Les principales actions du gestionnaire de réseaux publics de distribution d’électricité Enedis sur la recommandation n° 28 du 12 juin 2014

2.2.4.3 Rappel de la recommandation n° 29 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 29 du 12 juin 2014 | R. 2014-29 |
|---|-------------------|
| <p>La CRE est favorable une meilleure protection du signal CPL utilisé par les gestionnaires de réseaux publics de distribution d’électricité, notamment pour transmettre les signaux tarifaires. À cet effet, la CRE recommande une clarification des arrêtés relatifs aux prescriptions techniques auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement à un réseau public de distribution (du 23 avril 2008 et 17 mars 2003), étendant explicitement la notion de signaux tarifaires aux signaux CPL et impliquant une limitation du niveau d’émissions des installations raccordées aux réseaux publics de distribution.</p> | |

De la même manière que pour la recommandation R. 2014-18 ci-dessus, la CRE reste favorable à une modification des arrêtés du 23 avril 2008⁶⁷ et du 17 mars 2003⁶⁸, décrivant les prescriptions techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de production et de consommation d’électricité, afin de mieux prendre en compte la protection des signaux CPL.

À la suite d’une consultation de l’ensemble des acteurs que la CRE compte mener début 2017, celle-ci proposera à l’administration les modifications *ad hoc* des arrêtés précédemment cités.

⁶⁷ Le texte intégral de cet arrêté modifié, *relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d’électricité en basse tension ou en moyenne tension d’une installation de production d’énergie électrique*, est consultable à cette adresse sur le site Legifrance.gouv.fr.

⁶⁸ Le texte intégral de cet arrêté modifié, *relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de distribution d’une installation de consommation d’énergie électrique*, est consultable à cette adresse sur le site Legifrance.gouv.fr.

2.2.4.4 Rappel de la recommandation n° 30 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 30 du 12 juin 2014 | R. 2014-30 |
|---|-------------------|
| <p>La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de décrire, dans leur documentation technique de référence, les exigences en matière de protection du signal CPL, comme c'est le cas pour le signal tarifaire TCFM actuel (notamment le signal 175 Hz) en application de l'article 9 de l'arrêté du 17 mars 2003 et de l'article 3 de l'arrêté du 23 avril 2008.</p> | |

Comme la CRE l'a exposé dans sa délibération du 12 juin 2014, la protection du signal CPL constitue un enjeu majeur vis-à-vis de la réussite technique du projet de déploiement du système de comptage évolué d'Enedis, qui s'appuie sur ce type de communication. Dans cette délibération, la CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de réaliser les mises à jour de leur documentation technique de référence pour protéger le signal CPL sans attendre la modification réglementaire *ad hoc*.

Le sous-comité SC 77A de la Commission internationale d'électrotechnique (CEI) a mis en place un groupe de travail (WG 8) ayant pour objectif de définir des niveaux de compatibilité électromagnétique au point de raccordement au réseau public de distribution en basse tension et notamment le niveau limite de « *pollution* » admissible dans les domaines de fréquence utilisés par le signal CPL.

Tout en ayant initié une identification des « *documents concernés* », Enedis travaille, dans le cadre du groupe de travail du sous-comité SC 77A avec d'autres gestionnaires de réseaux européens utilisant cette technologie, à une normalisation des protections du signal CPL à mettre en œuvre.

En cas d'échec de ces travaux, Enedis proposera tout de même « *une limite de protection* » du signal CPL en accord avec ses homologues et la reportera dans sa documentation technique de référence. Les autres gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité attendent les modifications d'Enedis pour mettre à jour leur propre DTR.

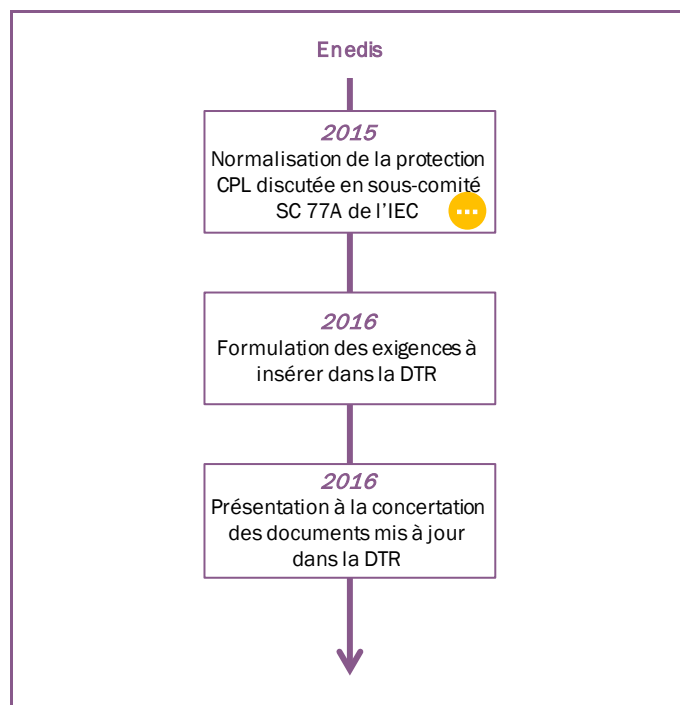


Figure 26 – Les principales actions du gestionnaire de réseaux publics de distribution d'électricité Enedis sur la recommandation n° 30 du 12 juin 2014

2.2.4.5 Rappel de la recommandation n° 31 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| | |
|--|-------------------|
| Recommandation n° 31 du 12 juin 2014 | R. 2014-31 |
| <p>La CRE est favorable à une meilleure protection du signal CPL vis-à-vis des perturbations électromagnétiques et recommande :</p> <ul style="list-style-type: none"> - l'introduction de dispositions réglementaires en vue de protéger les bandes de fréquence du CPL, comme le sont les fréquences radio dans le décret du 18 octobre 2006 ; - l'élaboration d'une norme internationale relative aux niveaux de compatibilité définissant des niveaux maximum d'émissions pour éviter les perturbations et des degrés d'immunité pour garantir sa robustesse, conformément aux travaux en cours au sein de la CEI. | |

Après que le niveau de compatibilité aura été défini dans le cadre du groupe de travail n° 8 de la CEI, une norme d'installation basse tension pourra définir les règles adéquates prenant en compte les limites d'émission définies par les Comités produit (issus de ces instances de normalisation). Ces travaux sont, par ailleurs, suivis dans le cadre du groupe de coordination des instances européennes de normalisation consacré aux réseaux intelligents au titre *Priority Gap* n° 5.

Les systèmes de comptage évolué en gaz naturel et en eau, dont la communication entre les compteurs et concentrateurs de données repose sur un protocole radio, bénéficient de l'allocation d'une bande de fréquences (entre 169,4 et 169,475 MHz, cf. décision n° 2014-1263 du 6 novembre 2014⁶⁹) spécifiquement consacrée à l'usage des « *dispositifs de mesure* ». La réglementation impose que les dispositifs de télé-relevé utilisant cette bande n'émettent pas plus de 10 % du temps, car celle-ci est partagée avec les dispositifs d'aide à l'audition, ce qui, en pratique, n'est pas censé engendrer de problèmes de fonctionnement de chacun de ces équipements.

Le comité de normalisation E17Z de l'AFNOR, consacré aux systèmes de relevés à distance et de comptage intelligent pour le gaz naturel et l'eau, travaille toutefois sur la préservation, voire l'élargissement de cette bande de fréquence.

| | |
|---|-------------------|
| Nouvelle recommandation n° 13 du 8 décembre 2016 | R. 2016-13 |
| <p>La CRE est favorable à ce que les bandes de fréquence utilisées par les dispositifs de relevé à distance des consommations de gaz naturel soient réservées à de tels usages. À ce titre, elle soutient les travaux en ce sens menés par le comité de normalisation E17Z de l'Association française de normalisation (AFNOR).</p> | |

2.3 Concernant l'augmentation de la performance globale du système électrique

2.3.1 Les recommandations visant une meilleure gestion du système électrique

Depuis 2014, les mécanismes nationaux à disposition de RTE et permettant d'assurer l'équilibre entre offre et demande d'électricité ont continué d'évoluer, afin d'autoriser à y participer :

- des volumes croissants de capacités de production et de consommation ;
- des installations de production et de consommation aux caractéristiques de plus en plus hétérogènes.

Le tableau, ci-après, résume les modalités de participation de ces différents mécanismes.

| Mécanismes | Caractéristiques du mécanisme | Possibilités de participation à fin mars 2014 | Possibilités de participation au 1 ^{er} janvier 2016 |
|--|---|---|--|
| Contrats d'interruptibilité (article L. 321-19 du code de l'énergie) | <p>Catégorie 1 :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Puissance engagée dans le mécanisme : 1 000 MW - Délai d'action : ≤ 5 secondes <p>Catégorie 2 :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Puissance engagée dans le | <ul style="list-style-type: none"> - Installations de consommation > 60 MW (agrégation possible pour les sites > 40 MW) (n'est plus applicable au 1^{er} janvier 2016) | <ul style="list-style-type: none"> - Installations de consommation ≥ 40 MW et d'une disponibilité annuelle d'au moins 7 500 heures (cat.1) - Installations de consommation d'une disponibilité |

⁶⁹ La décision n° 2014-1263 du 6 novembre 2014 fixant les conditions d'utilisation des fréquences radioélectriques par des dispositifs à courte portée est consultable sur le [site Legifrance.gouv.fr](http://site.Legifrance.gouv.fr).



| Mécanismes | Caractéristiques du mécanisme | Possibilités de participation à fin mars 2014 | Possibilités de participation au 1 ^{er} janvier 2016 |
|---|---|---|---|
| | mécanisme : 600 MW – Délai d'action : ≤ 30 secondes | | annuelle d'au moins 4 500 heures (cat. 2) |
| Réserve primaire (article L. 321-11 du code de l'énergie) | – Puissance engagée dans le mécanisme : ≈ 570 MW ⁷⁰ – Délai d'action : < 30 secondes – Activation automatique | – Toute installation de production obligée doit participer | – Toute installation de production obligée doit participer – Ouverture aux sites de soutirage ⁷¹ |
| Réserve secondaire (article L. 321-11 du code de l'énergie) | – Puissance engagée dans le mécanisme : 500 à 1 000 MW ⁷² – Délai d'action : < 15 minutes – Activation automatique | – Toute installation de production obligée doit participer | – Toute installation de production obligée doit participer – Ouverture aux sites de soutirage ⁷¹ |
| Réserve rapide (article L. 321-11 du code de l'énergie) | – Puissance engagée dans le mécanisme : 1 000 MW – Délai d'action : 13 minutes – Activation manuelle | – Toutes installations > 10 MW (agrégation possible) – Toute installation apte peut participer aux appels d'offres annuels. Une fois retenues, les installations ont l'obligation d'être disponibles pour fournir la puissance requise | – Toute installation apte peut participer aux appels d'offres annuels. Une fois retenues, les installations ont l'obligation d'être disponibles pour fournir la puissance requise |
| Réserve complémentaire (article L. 321-11 du code de l'énergie) | – Puissance engagée dans le mécanisme : 500 MW – Délai d'action : 30 minutes – Activation manuelle | – Toutes installations > 10 MW (agrégation possible) – Toute installation apte peut participer aux appels d'offres annuels. Une fois retenues, les installations ont l'obligation d'être disponibles pour fournir la puissance requise | – Toute installation apte peut participer aux appels d'offres annuels. Une fois retenues, les installations ont l'obligation d'être disponibles pour fournir la puissance requise |
| Réserve complémentaire consommateur (appels d'offres effacement) (article L. 321-12 du code de l'énergie) | – Puissance engagée dans le mécanisme : fixée par le ministre (1 750 MW en moyenne en 2016) – Délai d'action : < 2 heures – Activation manuelle | – Toutes installations de consommation > 10 MW (agrégation possible) | – Toute installation de consommation apte sur appel de RTE – Agrégation plus large des sites de soutirage ⁷³ |
| Autres moyens activés sur le mécanisme d'ajustement (article L. 321-10 du code de l'énergie) | – Pas de contractualisation préalable requise – Pas de limite de puissance pour ce mécanisme – Délai d'action : selon l'offre déposée | – Obligation pour les producteurs raccordés au réseau public de transport de mettre leur puissance résiduelle à disposition de RTE – Toute installation de production apte peut participer, sous certaines contraintes – Toute installation de consommation et acteur étranger (GRT anglais et espagnol) peuvent participer | – Abaissement du seuil de participation à 1 MW de manière expérimentale (2015) – Agrégation plus large des sites de soutirage ⁷³ – Toute installation de production apte peut participer – Toute installation de consommation et certains acteurs étrangers (GRT anglais et espagnol, ainsi que les acteurs d'ajustement allemands et suisses) peuvent participer |

Tableau 4 – Évolution des règles de participation aux principaux mécanismes nationaux à disposition de RTE pour l'équilibre offre et demande d'électricité (source : CRE)

⁷⁰ Cette valeur est définie annuellement par l'ENTSO-E sur la base du ratio entre la production totale de l'année $n-2$ de chaque pays et la production totale de l'Europe continentale, pour un total de 3 000 MW sur la plaque continentale européenne.

⁷¹ Ouverture de la participation aux sites de soutirage raccordés au réseau public de transport depuis le 1^{er} juillet 2014 et aux sites de soutirage raccordés aux réseaux publics de distribution dans un cadre expérimental depuis le 1^{er} janvier 2016 et avec une limitation de la participation à 40 MW. Ouverture aux capacités dissymétrique prévue pour le 1^{er} octobre 2016.

⁷² La valeur est calculée par RTE pour chaque pas demi-horaire, selon plusieurs critères parmi lesquels le niveau de la demande (consommation France + échanges aux frontières).

⁷³ Cf. délibération de la CRE du 26 février 2015 portant approbation des règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Équilibre, publiée sur le site Internet de la CRE à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/programmation-mecanisme-d-ajustement-responsable-d-equilibre3>.

2.3.1.1 Rappel de la recommandation n° 32 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 32 du 12 juin 2014 | R. 2014-32 |
|--|------------|
| <p>La CRE demande au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité de poursuivre, comme cela est notamment prévu par la délibération de la CRE du 28 novembre 2013, les travaux permettant à terme à l'ensemble des installations de participer aux mécanismes de réglage primaire et secondaire de la fréquence, sous réserve de leurs capacités techniques à répondre aux exigences de performance attendues.</p> | |

RTE a entrepris des travaux significatifs permettant à davantage d'installations de production et de consommation de participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence du système électrique métropolitain continental. Au deuxième semestre 2014, RTE a mené une expérimentation avec des sites de soutirage raccordés au réseau public de transport. Cette expérimentation a permis de conclure à la possibilité technique de généraliser la participation d'installations de soutirage raccordées au réseau public de transport au réglage primaire de la fréquence, contrairement au réglage secondaire, qui ne fait pas l'objet d'une participation effective des sites de soutirage (à l'exception d'un seul site).

En parallèle, RTE a mis en place une concertation avec les parties prenantes pour inclure à ces mécanismes les sites de consommation raccordés aux réseaux publics de distribution. Cette concertation a permis à RTE de soumettre un ensemble cohérent de mises à jour des « Règles Services Système », incluant à la fois un calendrier d'ouverture des services système aux sites raccordés aux réseaux publics de distribution, un calendrier pour la mise en œuvre des mécanismes de participation dissymétrique (c'est-à-dire incluant des engagements pouvant être différents pour des réglages à la hausse ou à la baisse) et la levée de certaines contraintes techniques sur les entités de réserve. Ces nouvelles règles, approuvées par la CRE⁷⁴, sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016.

RTE précisait enfin, en novembre 2015, que « plusieurs acteurs de type "agrégateur de flexibilité" [indiquaient] avoir identifié des gisements de flexibilité au sein de sites de consommation raccordés aux réseaux publics de distribution et projetaient leur participation » à ces nouveaux mécanismes dès cette date, tandis qu'aucun site injectant sur les réseaux publics de distribution, pourtant déjà autorisé à participer à ces mécanismes, n'avait fait acte de candidature, principalement pour des raisons économiques.

Afin de permettre un accès direct au marché pour l'ensemble des flexibilités pouvant participer au réglage de la fréquence, la CRE a demandé à RTE de mener des analyses sur l'architecture de marché pour la constitution des réserves primaire et secondaire. En concertation avec les acteurs de marché, RTE a réalisé ces analyses en 2015, et a proposé de mettre en œuvre, dès janvier 2017, un approvisionnement en réserve primaire par appels d'offres hebdomadaires conjoints avec les gestionnaires de réseau de transport allemands, autrichien, néerlandais et suisse, dans le cadre d'une coopération dite « coopération FCR⁷⁵ ». Cette proposition a fait l'objet d'une orientation favorable de la CRE⁷⁶ et d'une évolution des règles services système, qui ont été approuvées par la CRE⁷⁷ le 1^{er} décembre 2016 et entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2017.

⁷⁴ La délibération de la CRE du 3 décembre 2015 portant approbation des Règles Services Système est publiée sur le site Internet de la CRE à l'adresse suivante :

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/regles-services-systeme3/>.

⁷⁵ FCR ou *Frequency Containment Reserves* : réserve primaire fréquence/puissance.

⁷⁶ La délibération de la CRE du 2 juin 2016 portant orientation sur les modalités de constitution de la réserve primaire pour les services système fréquence/puissance est publiée sur le site Internet de la CRE à l'adresse suivante :

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/services-systeme-frequence-puissance>.

⁷⁷ La délibération de la CRE du 1^{er} décembre 2016 portant approbation des règles services système est publiée sur le site Internet de la CRE à l'adresse suivante :

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/regles-services-systeme4/>.

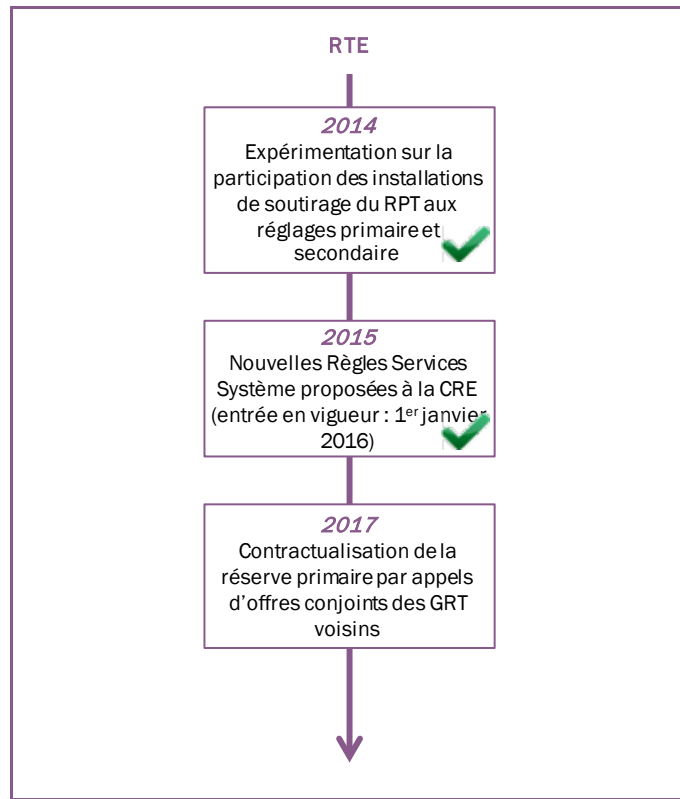


Figure 27 – Les principales actions du gestionnaire de réseau public de transport d’électricité RTE sur la recommandation n° 32 du 12 juin 2014

2.3.1.2 Rappel de la recommandation n° 33 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 33 du 12 juin 2014 | R. 2014-33 |
|--|------------|
| <p>La CRE demande au gestionnaire du réseau public de transport d’électricité de poursuivre, comme cela est notamment prévu par la délibération de la CRE du 16 octobre 2013, les travaux permettant à terme à un plus grand nombre d’installations de participer aux mécanismes de réglage tertiaire de la fréquence, sous réserve de leurs capacités techniques à répondre aux exigences de performance attendues.</p> | |

RTE a engagé les actions nécessaires à une participation plus large des installations de production et de consommation au mécanisme d’ajustement. D’une part, RTE a expérimenté en Bretagne, entre 2013 et 2015, l’abaissement des seuils de participation à ce mécanisme à 1 MW. Cet abaissement des seuils nécessite de revoir opérationnellement la mise en œuvre du mécanisme d’ajustement, modification qui a été discutée dans le cadre du comité des utilisateurs du réseau de transport (CURTE) et qui est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2015, après approbation de la CRE⁷³. La mise en place effective par RTE de la transmission automatisée des ordres a permis l’abaissement des seuils de participation. Grâce à cela, cinq entités d’ajustement de puissance inférieure à 10 MW ont pu participer à ce mécanisme à partir d’avril 2015.

D’autre part, les règles de formation de ces entités d’ajustement constituaient elles-mêmes une restriction à l’accès au mécanisme d’ajustement. Depuis avril 2015, il est possible d’associer divers sites de consommation dans une même entité d’ajustement, sans qu’ils ne disposent forcément entre eux des mêmes caractéristiques contractuelles et physiques (fournisseur, responsable d’équilibre, catégorie d’effacement, réseau auquel les sites sont raccordés), s’ils sont de nature comparable (injection/soutirage, profilage/télé-relève).

Étant en charge du contrôle du réalisé sur le mécanisme d’ajustement et sur le marché d’échanges de blocs d’effacement de consommation électrique (NEBEF), RTE a également proposé un groupe de travail pour échanger sur l’amélioration de ce processus, reposant sur diverses méthodes : prévision de consommation, historique de consommation, consommation d’un panel. La première a été intégrée dans les règles de NEBEF et approuvée par

DÉLIBÉRATION

8 décembre 2016

la CRE par la décision du 17 décembre 2014⁷⁸, la seconde sera intégrée aux règles 3.0 de NEBEF, entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2017.

Par ailleurs, malgré des conditions de rémunération n'incitant pas les producteurs d'électricité de source renouvelable en obligation d'achat à également participer au mécanisme d'ajustement et aux services système, RTE se montre favorable à ce que ces installations puissent tout de même y prendre part et qu'elles modifient leurs contraintes de réserve (elles ne sont, à ce jour, pas tenus d'en avoir à la baisse).

Enfin, dans le cadre de la mise en œuvre du projet de règlement européen relatif à l'équilibrage (*Network Code/Guidelines on Electricity Balancing*), RTE a mené une concertation auprès des acteurs français visant à :

- analyser finement les impacts des dispositions de ce texte sur le modèle français ;
- identifier quels changements structurants du modèle d'équilibrage français seront nécessaires pour appliquer ce texte ;
- définir une trajectoire pour mettre en œuvre ces changements à un rythme progressif, tout en respectant les échéances du projet de règlement européen.

Ces travaux ont également pour objectif de définir les prochains jalons permettant de poursuivre l'amélioration des conditions d'accès et de participation de toutes les capacités techniquement aptes à l'équilibrage. Ils ont donné lieu à la remise par RTE à la CRE d'une feuille de route en juillet 2016, qui fera l'objet d'une consultation publique de la CRE à la toute fin 2016, pour une délibération de la CRE prévue au premier trimestre 2017.

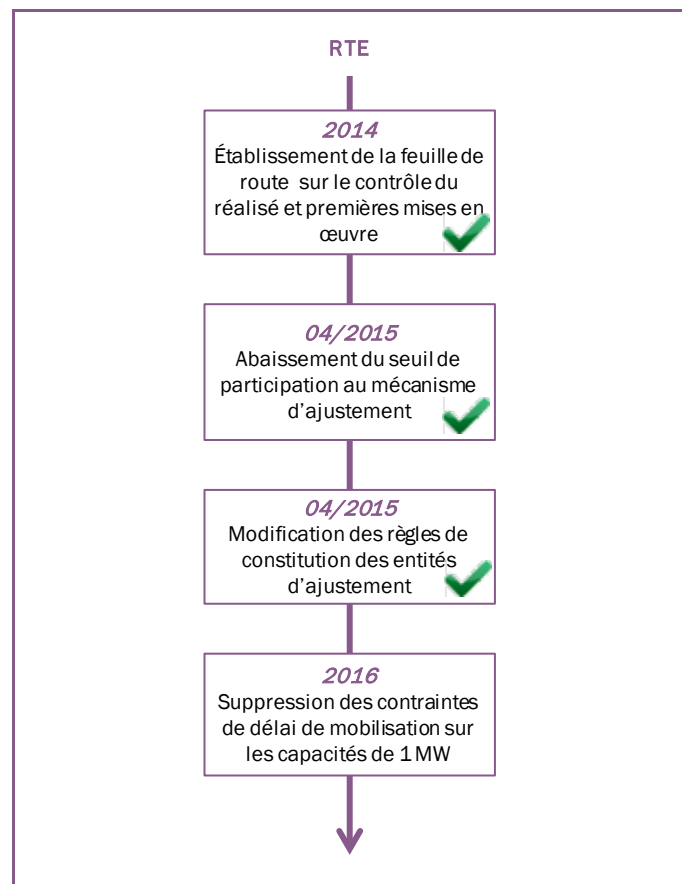


Figure 28 – Les principales actions du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité RTE sur la recommandation n° 33 du 12 juin 2014

⁷⁸ La délibération de la CRE du 17 décembre 2014 portant approbation des règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie est publiée sur le site Internet de la CRE à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/effacements-de-consommation2/>.

2.3.1.3 Rappel de la recommandation n° 34 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 34 du 12 juin 2014 | R. 2014-34 |
|--|------------|
| <p>La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité d'étudier, en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés, les conditions dans lesquelles les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution d'électricité pourraient contribuer à la maîtrise des échanges de puissance réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution.</p> <p>Ces études devront, également, permettre de définir des modalités de participation permettant d'améliorer l'efficacité globale du système électrique.</p> <p>Ces études constitueront un travail distinct :</p> <ul style="list-style-type: none"> - des réflexions déjà amorcées sur les évolutions possibles des règles existantes encadrant les échanges de puissance réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution d'électricité ; - et des incitations applicables aux transits de puissance réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution d'électricité. La CRE demande au gestionnaire du réseau public de transport et aux gestionnaires des réseaux publics de distribution de se coordonner pour mener à bien ces travaux, en concertation avec les parties prenantes concernées. | |

La tenue de la tension dans une plage réglementaire, qui varie en fonction de l'injection ou du soutirage des installations raccordées aux réseaux d'électricité, constitue une des missions fondamentales des gestionnaires de ces réseaux. Les sites de production raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité qui peuvent naturellement fournir ou absorber de la puissance réactive constituent une alternative jusqu'ici peu utilisée pour permettre le réglage de la tension sur le réseau public de transport. La puissance réactive échangée à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution publics d'électricité peut permettre de gérer, de manière économique pour la collectivité, des dépassements de seuils de tension, en alternative aux autres moyens déjà à la disposition des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Dans le cadre du Comité des utilisateurs du réseau de transport (CURTE), RTE et les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité ont lancé, en décembre 2014, un groupe de travail spécifique visant à revoir les échanges de puissance réactive à l'interface entre les réseaux, sous des aspects à la fois opérationnels (mise en place d'équipements *ad hoc*), économiques (incitation à l'utilisation de l'échange de réactif dans certaines situations jugées plus intéressantes) et contractuels (réduction de la période de facturation pour mieux tenir compte des contraintes dans la tarification).

Le groupe de travail a publié une note d'opportunité sur ces aspects, qu'il a portée à la connaissance de la CRE en janvier 2016, ce qui a permis que de nouvelles modalités puissent être prise en compte dans les derniers tarifs d'utilisation des réseaux publics (TURPE 5).

Par ailleurs, RTE, Enedis, SRD et la SICAÉ de la Somme et du Cambrasis ont initié en 2015 une démarche expérimentale sur ce sujet. Les gestionnaires de réseaux publics de distribution ont, sur leurs zones de desserte respectives, identifié des zones où la tension atteint des valeurs élevées au niveau des postes sources HTB/HTA, situés à l'interface entre le transport et la distribution d'électricité, et constitué une méthodologie exploitant divers leviers de réglage de la tension. L'utilisation de puissance réactive fournie ou absorbée par des producteurs raccordés sur la moyenne tension (HTA) des réseaux de distribution constitue une alternative intéressante qu'ils comptent étudier.

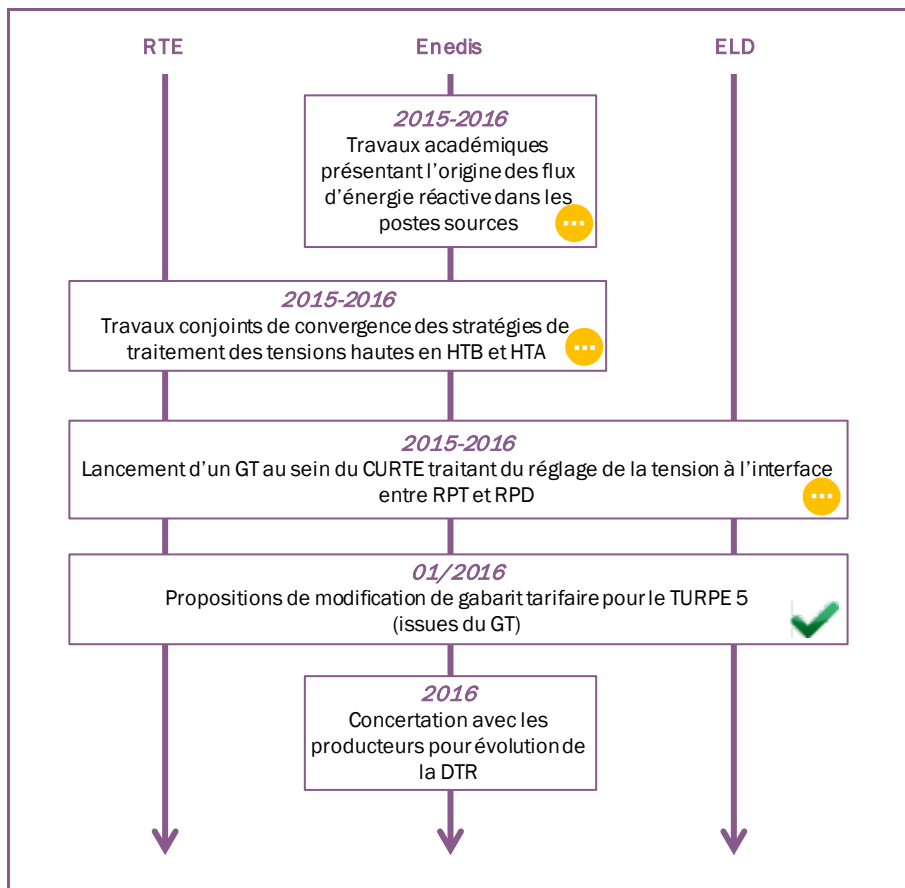


Figure 29 – Les principales actions du gestionnaire de réseau public de transport d'électricité RTE et des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité sur la recommandation n° 34 du 12 juin 2014

Dans sa note d'opportunité, RTE a proposé des évolutions qui permettent de répondre à de nouveaux besoins. En effet, le développement massif d'énergies renouvelables sur les réseaux de distribution ainsi que l'enfouissement des câbles d'évacuation de l'énergie produite génèrent de plus en plus de puissance réactive et engendrent de nouvelles problématiques de tensions hautes sur le réseau public de transport.

Il est à signaler que les règles actuelles sont conçues dans le but de résoudre principalement des problématiques de tensions basses. Ainsi, les grands principes proposés pour améliorer ces règles sont les suivants :

- la création d'une zone de facturation en tensions hautes ;
- la révision de la zone de facturation en tensions basses ciblant de manière plus précise les contraintes réellement vécues lors des forts soutirages ;
- un pas de facturation horaire beaucoup plus incitatif que la moyenne mensuelle.

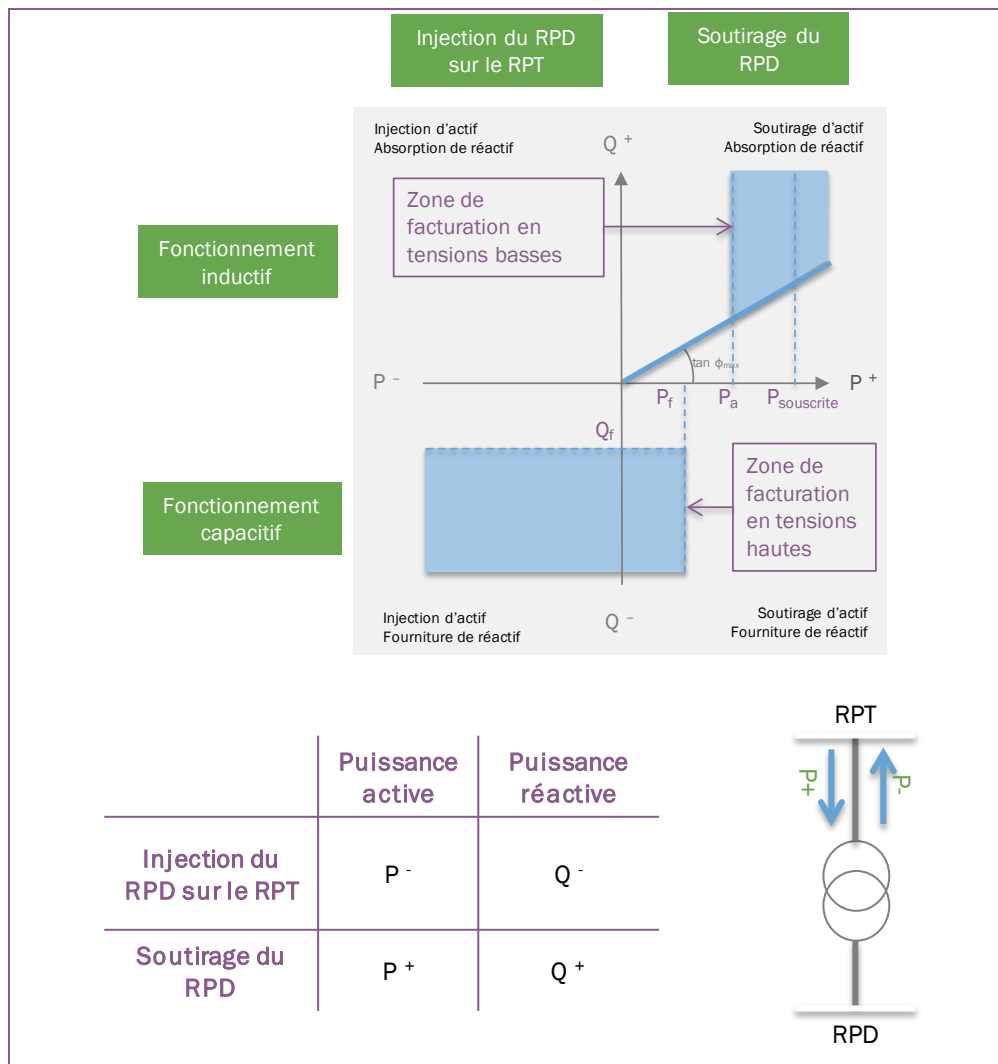


Figure 30 – L'évolution des règles de facturation à l'interface entre les réseaux publics de transport et de distribution (source : CRE)

La règle de facturation qui doit inciter le gestionnaire de réseaux de distribution à exploiter ses réseaux aux points de fonctionnement voulus devra, cependant, être compatible avec les capacités constructives en réactif qui seront définies dans le cadre de la mise en œuvre du code de réseau européen *Demand Connection Code* dit « code DCC » fixant les capacités techniques pour le raccordement des réseaux de distribution et des clients industriels au réseau de transport, ainsi que des exigences sur la réponse de la demande pour l'ensemble des clients (applicabilité prévue fin 2019).

2.3.2 Les recommandations liées à l'intégration de la flexibilité de la demande aux marchés de l'énergie

2.3.2.1 Rappel de la recommandation n° 35 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 35 du 12 juin 2014 | R. 2014-35 |
|---|------------|
| La CRE est favorable à une évolution législative, comme cela a été fait pour l'effacement, pour définir les modalités économiques permettant de mettre à disposition du système la flexibilité offerte par des modulations temporaires à la hausse de la consommation. Cette modification permettra ainsi de compléter le cadre législatif relatif à la flexibilité de la consommation. | |

Comme la CRE, RTE s'est, dans la mise à jour de sa feuille de route, montré favorable à une évolution législative qui permettrait aux consommateurs de valoriser le déplacement qu'ils peuvent faire de leurs soutirages à des moments où la production d'électricité, notamment de source renouvelable, est plus abondante. Les dispositifs permettant de valoriser des blocs d'effacement sur les marchés sont bien prévus par le législateur (marché NEBEF), mais il n'existe pas de cadre permettant de rémunérer sur les marchés (hors mécanisme d'ajustement)

8 décembre 2016

les consommations anticipées ou retardées (ce qui ne doit pas être confondu avec la prise en compte du report d'une consommation avant ou après un effacement).

RTE attend également cette évolution législative d'encadrement de la modulation « à la hausse » de la consommation, qui serait le symétrique des articles L. 271-1 à L. 271-4 du code de l'énergie⁷⁹, qui concernent l'effacement. Le gestionnaire du réseau de transport pourra alors engager une concertation qui permettra de mettre en place des « modalités équitables de rémunération » à la fois pour l'opérateur de flexibilité et pour les responsables d'équilibre.

2.3.2.2 Rappel de la recommandation n° 36 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 36 du 12 juin 2014 | R. 2014-36 |
|---|-------------------|
| La CRE demande au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité d'étudier, pour les situations ne nécessitant pas de renforcement du cadre législatif et réglementaire, les éventuelles évolutions nécessaires pour que la flexibilité apportée par les modulations de la consommation puisse être mise à disposition du système électrique à travers les différents mécanismes (par exemple certains sites télé-relevés sur le mécanisme d'ajustement). | |

RTE souhaite poursuivre l'intégration des moyens de flexibilité de la consommation aux mécanismes dont il gère la mise en œuvre. Tout d'abord, en juillet 2015, RTE a donné la possibilité pour des acteurs du marché NEBEF d'utiliser un guichet dit « *infrajournalier* », où les acteurs de marché sont autorisés à multiplier leurs offres et valoriser des effacements qui peuvent difficilement être anticipés. RTE travaille actuellement à une nouvelle disposition pour la déclaration des programmes NEBEF, qui consisterait à passer d'un mode de déclaration « *guichet* » à un mode « *continu* » en J-1 et en infra-journalier. Cette disposition devrait être inscrite dans les règles NEBEF 3.0 en 2017.

RTE autorise également, depuis février 2016, des acteurs du marché NEBEF à posséder des sites de caractéristiques hétérogènes (raccordés notamment sur les réseaux de différents gestionnaires ou possédant des responsables d'équilibre différents), pour faciliter leur accès à ce marché.

En outre, comme indiqué dans sa première feuille de route, RTE souhaite lever les plafonds de durée et d'écart entre les effacements annoncés et réalisés, initialement autorisés dans les règles de NEBEF. Cette demande est étroitement liée aux méthodes de contrôle du réalisé applicables aux sites raccordés aux réseaux publics de transport et de distribution télé-relevés (cf. recommandation R. 2014-33, ci-dessus). RTE souhaiterait que les règles NEBEF 3.0 fassent évoluer la durée maximale pour un effacement, qui est actuellement de 13 heures consécutives dans une journée suivant la méthode de prévision de consommation et de 6 heures consécutives suivant celle du rectangle algébrique site à site (en raccourcissant le temps de repos entre deux effacements à un maximum de deux heures pour cette méthode).

Par ailleurs, pour que les acteurs de marché soient mieux informés de leur participation au NEBEF, RTE souhaiterait qu'il soit inclus à ces nouvelles règles l'obligation qui lui serait faite de transmettre aux responsables d'équilibre et aux gestionnaires de réseaux publics de distribution des informations relatives aux programmes retenus.

Enfin, compte tenu des dispositions du décret n° 2016-1132 du 19 août 2016 *modifiant les dispositions de la partie réglementaire du code de l'énergie relatives aux effacements de consommation d'électricité*⁸⁰, sur lequel la CRE a rendu un avis le 11 mai 2016⁸¹, il est désormais demandé que les effets de l'augmentation temporaire de consommation d'un site avant ou après un effacement soient « *pris en compte s'ils sont attestés et significatifs, selon des modalités définies par les règles mentionnées à l'article R. 271-3, lors de la certification des effacements de consommation d'électricité, des transferts d'énergie entre les périmètres des responsables d'équilibre concernés et du versement de l'opérateur d'effacement au fournisseur des sites effacés* ». En ce sens, RTE envisage de donner la possibilité à tous les sites de valoriser les reports de consommation liés à un effacement dans le cadre du mécanisme d'ajustement et de NEBEF, ce qui pourra être mis en œuvre lors de modifications ultérieures des règles concernant ces mécanismes, qui seront alors soumises à l'approbation de la CRE.

⁷⁹ Le texte de ces articles, introduits par la LTECV, est consultable à cette adresse sur le [site Legifrance.gouv.fr](http://www.legifrance.gouv.fr).

⁸⁰ Le texte de ce décret est consultable à cette adresse sur le [site Legifrance.gouv.fr](http://www.legifrance.gouv.fr).

⁸¹ La délibération de la CRE du 11 mai 2016 portant avis sur le projet de décret modifiant les dispositions de la partie réglementaire du code de l'énergie relatives aux effacements de consommation d'électricité est disponible sur le site Internet de la CRE à cette adresse :

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/avis/effacements>.

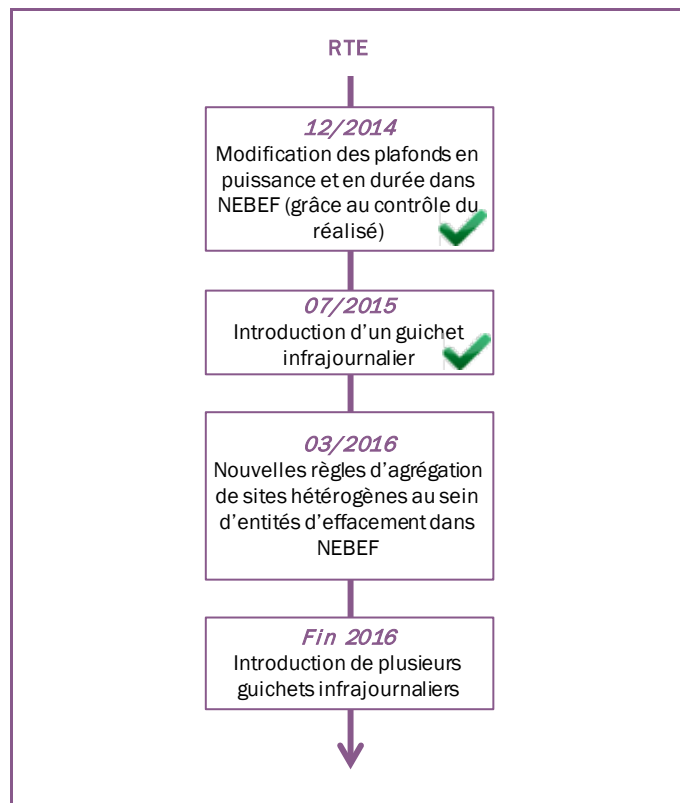


Figure 31 – Les principales actions du gestionnaire du réseau public de transport d’électricité RTE sur la recommandation n° 36 du 12 juin 2014

2.3.3 Les recommandations concernant l’insertion des moyens de stockage d’électricité sur les réseaux publics d’électricité

2.3.3.1 Rappel de la recommandation n° 37 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 37 du 12 juin 2014 | R. 2014-37 |
|--|------------|
| <p>La CRE est favorable à ce que les retours d’expérience des démonstrateurs, au travers d’analyses coûts-bénéfices sur l’ensemble de la chaîne de valeur, permettent de préciser les premiers résultats des études menées ces dernières années sur les services apportés par les installations de stockage d’énergie. Elle recommande, également, que ces études s’intéressent à la répartition de la valeur entre les différents acteurs et envisagent les mécanismes permettant de valoriser ces services lorsqu’ils se révèlent avantageux pour la collectivité.</p> | |

Les enjeux économiques et techniques au sujet du stockage d’électricité continuent d’être au cœur des préoccupations de la CRE. L’étude⁸² réalisée sur le potentiel de développement du stockage à horizon 2030, commandée par l’ADEME, l’ATEE et la DGCIS et publiée en novembre 2013, conclut notamment à l’impossibilité de trouver une rentabilité pour un opérateur de stockage (en dehors des STEP, qui répondent à des problématiques différentes) qui chercherait à valoriser un seul service apporté à un unique acteur de la chaîne de valeur du système électrique.

La CRE a connaissance des démonstrateurs pilotés par Enedis ayant recours au stockage d’électricité. Dans le démonstrateur Venteea⁵⁶, il s’agit d’utiliser une batterie électrochimique de 2 à 3 MW en décharge, placée à différents endroits du réseau public de distribution, pour, d’une part, expérimenter les modalités opérationnelles de supervision de son utilisation en injection ou en soutirage sur le réseau public de distribution et, d’autre part, analyser la pertinence de son utilisation à la fois pour le gestionnaire du réseau public de transport d’électricité, pour le producteur éolien faisant également partie de l’expérimentation et pour l’opérateur de stockage d’électricité.

Dans d’autres conditions, le démonstrateur Nice Grid⁵⁷ expérimente également le stockage d’électricité pour satisfaire à divers besoins de flexibilité de consommation. Il s’attache à tester l’ensemble des applications du

⁸² L’étude est notamment disponible sur le [site Internet de l’ATEE](#).

8 décembre 2016

stockage permises en différentes positions sur le réseau : une batterie chez un consommateur permet de différer son soutirage sur le réseau BT, une autre batterie située au niveau d'un poste de distribution publique HTA/BT contribue à réguler la tension par la fourniture ou l'absorption de puissance réactive, une batterie de stockage plus importante au niveau du poste source HTB/HTA participe à un dispositif d'ilotage, également expérimenté dans ce démonstrateur.

Dans les zones non interconnectées, où les énergies renouvelables variables peuvent constituer une part importante de la production locale d'électricité, qui n'est pas nécessairement synchrone avec les besoins de consommation de ces territoires, le stockage d'électricité peut posséder une valeur encore plus importante qu'en métropole. Il peut, en particulier, être appelé par le gestionnaire de réseaux responsable de l'équilibre entre production et consommation pour moduler la production d'électricité de source renouvelable variable afin de se rapprocher de la prévision qu'il a effectuée. EDF SEI indique avoir réalisé des expérimentations sur ces sujets et, à la suite des expérimentations menées dans le cadre du démonstrateur Millener⁸³, en Guadeloupe, à La Réunion et en Corse, a précisé que la valeur du stockage pour le réglage primaire de la fréquence y était très supérieure à celle des autres usages testés.

Le 1^{er} décembre 2016, la CRE a lancé une consultation publique⁸⁴ afin de définir une méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité en zones non interconnectées. Dans ces territoires, les coûts d'une installation de stockage, pilotée par le gestionnaire de réseaux de distribution, peuvent désormais faire l'objet d'une compensation au titre des charges de service public de l'électricité (SPE), à condition que celles-ci soient inférieures aux économies de surcoût de production qu'un tel projet permet de générer. Il appartient à la CRE de s'assurer du respect de ce critère et d'évaluer le montant de la compensation à verser à de tels projets au titre des charges de SPE. La consultation vise à recueillir l'avis des acteurs sur l'ensemble des aspects de la méthodologie : évaluation du surcoût évité de production et de la compensation, modalité de la compensation, mise à disposition des informations techniques pertinentes aux potentiels porteurs de projets, etc. La méthodologie sera publiée début 2017.

Concernant les expérimentations en matière de stockage d'électricité, qu'elles se situent en métropole continentale ou en zones non interconnectées, la CRE réitère sa demande de se voir transmettre leurs conclusions. Celles-ci revêtent un intérêt à la fois quant aux problématiques techniques d'insertion sur les réseaux d'électricité que ces stockages soulèvent (cf. recommandation R. 2014-22, ci-dessus) et des prescriptions de conception et de fonctionnement auxquelles ils doivent satisfaire, mais aussi en matière de valorisation économique, puisqu'elles pourront contribuer à définir des principes de régulation incitant au recours au stockage lorsque celui-ci présente à la fois une rentabilité pour un opérateur et un bénéfice pour la collectivité.

En ce sens, la CRE a prévu de réaliser, au cours du premier semestre de l'année 2017, une consultation publique permettant aux acteurs de se prononcer sur l'ensemble de ces problématiques concernant l'insertion du stockage sur les réseaux électriques et les modèles économiques permettant de la soutenir. En zones non interconnectées, ces modalités feront nécessairement l'objet d'une articulation spécifique avec la méthodologie d'examen des projets de stockage, en cours de développement.

2.3.4 Les recommandations concernant les nouveaux enjeux en matière de sûreté du système électrique

2.3.4.1 Rappel de la recommandation n° 38 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 38 du 12 juin 2014 | R. 2014-38 |
|---|-------------------|
| La CRE demande au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité de réaliser, avec les autres gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens, une évaluation préliminaire, afin que soit estimé le risque lié à la diminution progressive d'inertie sur la zone d'Europe continentale (CE) et que soient identifiés les mécanismes permettant d'y faire face à l'échelle de chaque pays ou de la zone synchrone CE. | |

La modification progressive du mix énergétique, où des productions d'électricité d'origine renouvelable nécessitent un recours à l'électronique de puissance⁸⁵ avant d'être injectées sur les réseaux d'électricité, pourrait avoir des conséquences à long terme pour la sûreté de l'ensemble du système électrique. L'inertie de celui-ci, engen-

⁸³ Sa [description](#) est consultable sur le site Internet de la CRE consacré aux *Smart grids*.

⁸⁴ La consultation publique est publiée sur le site Internet de la CRE à l'adresse suivante :

<http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/projet-de-methodologie-d-examen-d-un-projet-d-ouvrage-de-stockage-d-electricite-dans-les-zones-non-interconnectees>

⁸⁵ Le signal alternatif n'est pas le fait de la rotation d'une turbine à une fréquence commune à l'ensemble des autres moyens de production, mais est assuré par un onduleur.

8 décembre 2016

drée par des unités de production de forte puissance tournant de manière synchrone, permettait en effet, jusqu'alors, de faire aisément face à des perturbations de la fréquence.

La multiplication des productions d'énergie de source renouvelable a incité les gestionnaires de réseaux de transport européens à réfléchir aux conséquences de cette perte d'inertie globale du système. Regroupés sous l'égide d'ENTSO-E⁸⁶, ceux-ci ont réalisé en 2012 une étude préliminaire portant sur l'intérêt que pourraient revêtir des stratégies d'inertie dites « *synthétiques* » des productions non synchrones.

Ils ont en outre mis en place un projet européen de recherche, MIGRATE, coordonné par le gestionnaire du réseau de transport néerlandais, TenneT, et soutenu par le programme de financement « *Horizon 2020* », qui permettra d'étudier les conséquences de l'intégration massive des énergies d'origine renouvelable.

Entre 2016 et 2020, RTE pilotera le volet de ce projet lié à l'optimisation des lois de commandes actuelles des réseaux de transport d'électricité pour favoriser l'intégration de davantage d'équipements à électronique de puissance, puis en développera de nouvelles qui feront fonctionner un réseau maillé uniquement constitué d'équipements à électronique de puissance.

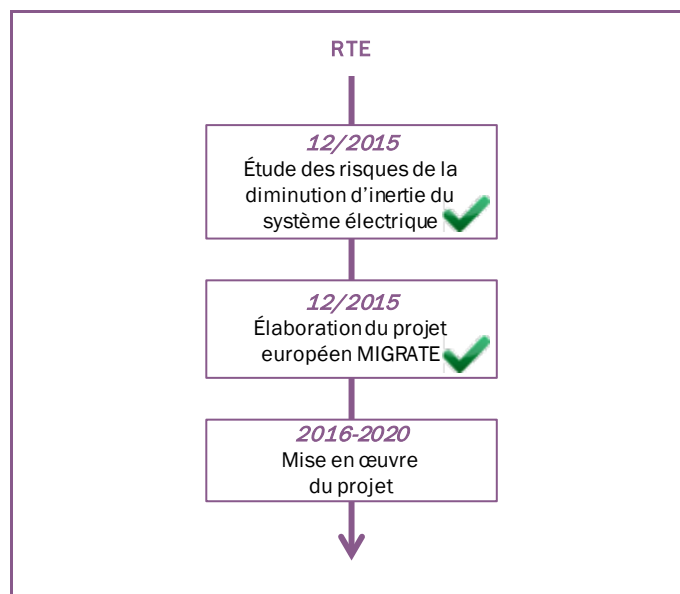


Figure 32 – Les principales actions du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité RTE sur la recommandation n° 38 du 12 juin 2014

2.3.4.2 Rappel de la recommandation n° 39 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 39 du 12 juin 2014 | R. 2014-39 |
|---|-------------------|
| <p>La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité d'engager, dès l'adoption définitive du code de réseau européen sur le raccordement des producteurs, une concertation afin que soient précisées les perspectives d'évolution des modalités de déclenchement des protections de découplage à moyen et à long terme, à laquelle le gestionnaire du réseau de transport devra être associé. La possibilité de généraliser une obligation de statisme aux installations de production décentralisées devra, en particulier, faire l'objet d'une analyse détaillée.</p> | |

Les actions menées par les gestionnaires de réseaux d'électricité sur le déclenchement des protections de découplage sont significatives. Les protections utilisées actuellement en cas de fréquences basses, dites « *H3* », ne permettent pas de tenir les plages de fréquences imposées par le nouveau code de réseau européen sur le raccordement des producteurs *Requirements for Generators*, dit « *code RfG* ».

Afin d'éviter d'avoir recours à des protections supérieures, mais surdimensionnées, et donc coûteuses, dites « *H4* », Enedis travaille sur le développement d'une nouvelle protection de découplage intermédiaire, dite « *H3 bis* ». Afin d'envisager l'équipement en protections *H3 bis* des installations équipées de protections *H3*, Enedis a réalisé un recensement des différentes protections *H3* utilisées en 2015 et a constitué un groupe de travail pour évaluer le coût d'équipement en protections *H3 bis* des installations existantes (« *retrofit* »). Une éventuelle

⁸⁶ ENTSO-E : Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité.



8 décembre 2016

décision de généralisation du *retrofit* en protections H3 bis, et de prise en charge des coûts associés, impliquent une décision réglementaire, qu'il sera alors nécessaire d'envisager avec le ministère en charge de l'énergie et la CRE. Les actions concernant le découplage à fréquence haute, considéré comme moins vraisemblable, ont déjà « été effectuées en 2013 et 2014 sur le flux (découplage à 50,4 Hz, puis 50,6 Hz) », selon Enedis.

Concernant le statisme à fréquence haute, étant donné le caractère récent de l'adoption du code RfG, Enedis indique que les « discussions sur [sa] mise en œuvre [...] débuteront dans le cadre de l'instance de concertation sur la mise en œuvre » de ce code réseau.

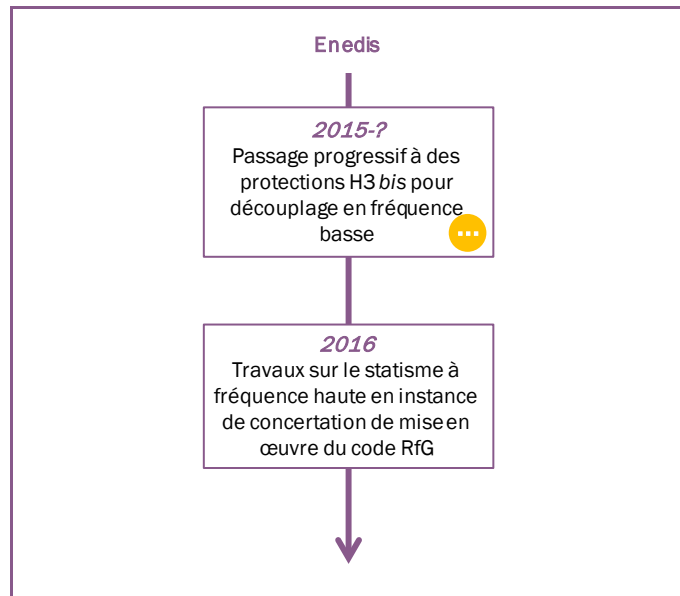


Figure 33 – Les principales actions du gestionnaire de réseaux public de distribution d'électricité Enedis sur la recommandation n° 39 du 12 juin 2014

2.3.5 Les recommandations portant sur les spécificités des systèmes électriques dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

2.3.5.1 Rappel de la recommandation n° 40 du 12 juin 2014 et actions entreprises

| Recommandation n° 40 du 12 juin 2014 | R. 2014-40 |
|--|------------|
| <p>La CRE est favorable à l'adoption de différents seuils de pénétration des EnR qui dépendraient des caractéristiques du système électrique de la zone concernée et de l'installation de production d'EnR dans son ensemble (incluant les éventuels dispositifs de stockage d'énergie électrique et systèmes de prévision associés à l'installation de production ou dont dispose le gestionnaire de réseaux), ceci en adéquation avec les éventuelles dispositions réglementaires qui pourraient définir les objectifs stratégiques en matière d'énergie par zone géographique pertinente, en lieu et place du seuil unique de pénétration des EnR de 30 % prévu par l'arrêté du 23 avril 2008 dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.</p> <p>La CRE est favorable à ce que les seuils de pénétration des EnR, ainsi que les caractéristiques des dispositifs (stockage d'électricité, systèmes de prévision, etc.) permettant d'y déroger, soient définis, non pas dans la réglementation, mais dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseaux, après concertation avec les utilisateurs et suivant la procédure définie par la CRE dans sa délibération du 7 avril 2004. Une modification des articles 22 et 22 bis de l'arrêté du 23 avril 2008 serait pour cela nécessaire.</p> <p>Ces évolutions doivent permettre d'intégrer davantage d'EnR dans chaque territoire insulaire dans le respect des règles de sûreté des systèmes électriques insulaires.</p> | |

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a permis de lever les obstacles réglementaires à la mise en place d'un seuil de pénétration des EnR par zone géographique pertinente. En effet, son article 176 a créé l'article L. 141-9 du code de l'énergie, qui dispose que les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité des zones non interconnectées « peuvent demander la déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire lorsqu'ils constatent que la somme des puissances actives injectées par de telles installations dépasse un seuil de la puissance active totale transitant sur le réseau ».

L'article L. 141-5 du même code dispose désormais que la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles Wallis et Futuna contient un volet relatif « *au développement équilibré des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie fatale à caractère aléatoire, des réseaux, de l'effacement de consommation, du stockage et du pilotage de la demande d'électricité* », qui « *fixe le seuil de déconnexion mentionné à l'article L. 141-9* ».

Mettant en œuvre ces nouvelles dispositions, l'article 4 du décret n° 2015-1697 *relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse*⁸⁷, pris notamment en application de l'article 203 de la loi du 17 août 2015, dispose que le seuil de déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire est fixé, en Corse, à 35 % en 2018. Ce même article précise que le « *gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, en collaboration avec l'État et la collectivité territoriale de Corse, identifie les mesures nécessaires pour porter ce seuil à 45 % en 2023* ».

À l'instar de ce qui a été réalisé en Corse, il est désormais prévu que chacune des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental publie, dans la programmation pluriannuelle de l'énergie de son territoire, le seuil applicable de déconnexion des installations de production EnR, étudié et défini en fonction d'une analyse des caractéristiques précises du système électrique de chacun de ces territoires. Dans l'attente de celle-ci, le seuil par défaut de 30 % continue à s'appliquer.

En conséquence, la CRE considère que sa recommandation concernant l'évolution du seuil réglementaire de 30 % par modification de l'arrêté du 23 avril 2008 est rendue caduque par la création de ces dispositions législatives. Cependant, elle demande que les gestionnaires de réseaux des zones non interconnectées définissent dans leur documentation technique de référence l'ensemble des caractéristiques des dispositifs permettant à une installation de ne pas être concernée par la limitation liée au seuil de pénétration défini par la programmation pluriannuelle de l'énergie du territoire concerné par celle-ci.

Nouvelle recommandation n° 14 du 8 décembre 2016

R. 2016-14

Afin de mettre en œuvre les dispositions prévues à l'article L. 141-9 du code de l'énergie, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux d'électricité insulaires Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI), Électricité de Mayotte (EDM) et Eau et Électricité de Wallis et Futuna (EEWF) de définir dans leur documentation technique de référence l'ensemble des caractéristiques des dispositifs (stockage d'électricité, systèmes de prévision, etc.) permettant de déroger au seuil de pénétration des EnR, défini dans la programmation pluriannuelle de l'énergie du territoire concerné par celle-ci.

2.3.5.2 Rappel de la recommandation n° 41 du 12 juin 2014 et actions entreprises

Recommandation n° 41 du 12 juin 2014

R. 2014-41

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux d'électricité insulaires Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI) et Électricité de Mayotte (EDM) de définir les critères de sûreté et de mettre à jour leur documentation technique de référence. Dès l'adoption de la recommandation précédente nécessitant une modification de l'arrêté du 23 avril 2008, ces gestionnaires de réseaux pourraient également définir les seuils de pénétration des EnR.

Dans sa réponse à cette recommandation, EDF SEI a souhaité, en préambule, apporter des éclairages complémentaires concernant le seuil de pénétration des productions d'énergie de source renouvelable variable et la conséquence de leur insertion sur ces réseaux non interconnectés. EDF SEI a ainsi rappelé que les installations de plus de 100 kVA possédant un équipement de stockage d'électricité disposent d'un régime dérogatoire et ne sont pas soumis à une éventuelle déconnexion, si ce seuil de 30 % est atteint.

Outre cette précision réglementaire liminaire, EDF SEI a, en premier lieu, présenté ses travaux portant sur la prévision de la production, afin d'affiner la contribution des énergies renouvelables à la production totale de ces territoires. Elle aurait, en outre, réalisé l'analyse des conséquences sur les « *coûts système* » d'une augmentation du seuil de pénétration des énergies renouvelables sur certains de ses territoires de desserte et, par conséquent, fixé un hypothétique nouveau seuil tenant compte de ces contraintes. Elle affirme avoir réalisé cette étude pour la Guyane – ces résultats n'ont pas été portés à la connaissance de la CRE – et comptait le faire en 2016 pour la Corse (ceci étant en lien avec la programmation pluriannuelle de l'énergie déjà mentionnée), afin de proposer une

⁸⁷ Le texte intégral est consultable sur le site Internet de la [Direction régionale de l'environnement, l'aménagement et le logement](#) (DREAL) de la Corse.



8 décembre 2016

« *méthodologie spécifique à chaque territoire de caractérisation du seuil de déconnexion* », tenant compte du mix énergétique local et des aléas climatiques.

En deuxième lieu, EDF SEI a concentré ses efforts sur l'utilisation du stockage d'électricité dans les zones non interconnectées. Elle a souhaité définir le volume de stockage dont une installation de production d'EnR doit disposer pour être considérée comme éligible à la dérogation. La CRE demande à EDF SEI de lui communiquer les résultats de cette analyse.

En troisième lieu, EDF SEI mène des études « *probabilistes* » sur l'ensemble des territoires qu'elle dessert afin de déterminer la corrélation statistique entre le volume de stockage et le seuil de pénétration d'EnR acceptable par territoire. Elle compte définir par territoire le « *niveau de stockage (à commande centralisée) nécessaire à une pénétration supplémentaire des EnR* ».

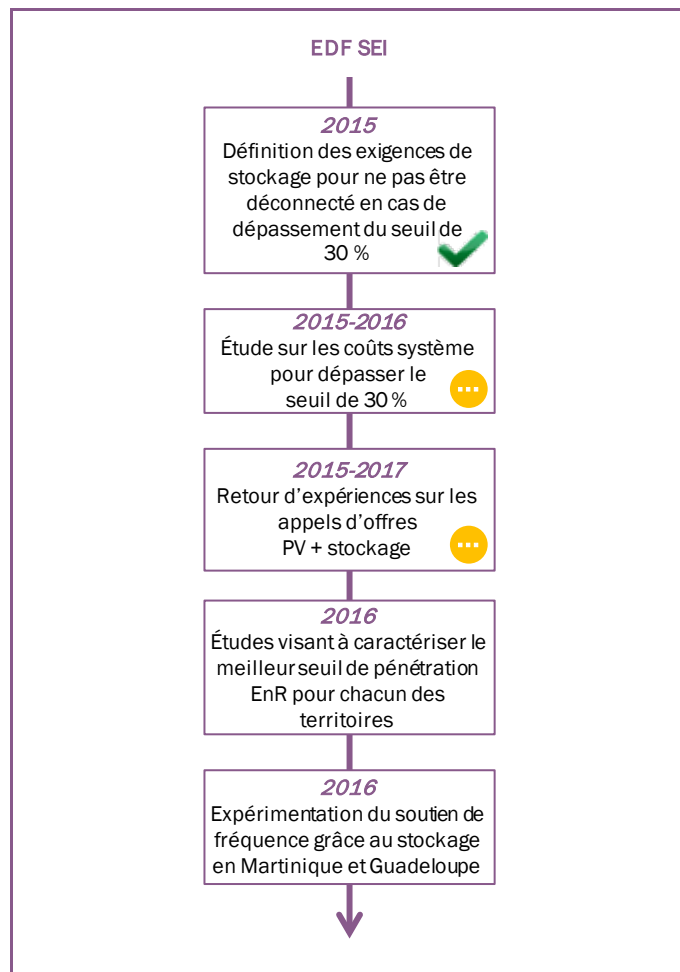


Figure 34 – Les principales actions du gestionnaire de réseaux publics d'électricité EDF SEI dans les zones non interconnectées sur les recommandations n^{os} 40 et 41 du 12 juin 2014

La CRE prend acte des actions entreprises sur le sujet par EDF SEI et l'encourage à poursuivre ses travaux favorisant une meilleure insertion des énergies renouvelables variables dans les zones non interconnectées, notamment grâce à un recours pertinent aux moyens de stockage. En tant que gestionnaire de réseaux de distribution, elle doit formaliser les besoins du système électrique que le stockage pourrait satisfaire et les prescriptions à respecter pour qu'ils puissent être rendus. Sur la base de ces besoins, le développement de celui-ci pourra alors être soutenu soit dans le cadre de la méthodologie d'examen des projets d'ouvrage de stockage (cf. supra), soit dans celui des expérimentations de services locaux de flexibilité permises par l'article 199 de la LTECV (cf. paragraphe 2.2.3.1), dont les conventions feront l'objet d'une approbation par la CRE.

Par ailleurs, la CRE souhaite qu'EDF SEI lui transmette le retour d'expérience qu'elle a déjà réalisé sur les installations de production photovoltaïques munies de stockage d'électricité, mises en place notamment à la suite de l'appel d'offres de septembre 2011 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité photovoltaïque de puissance supérieure à 250 kWc, organisé par le ministère en charge de l'énergie : certains des lauréats (sous-famille 5, dans l'appel d'offres) étaient des « *centrales solaires avec dispositifs de*

8 décembre 2016

stockage en Corse ou dans les départements d'Outre-mer d'une puissance inférieure à 12 MWc »⁸⁸. Elle demande, en outre, à EDF SEI de lui transmettre une mise à jour de ce retour d'expérience à la suite de la mise en service des installations lauréates des appels d'offres plus récents dans ces zones.

| | |
|---|-------------------|
| Nouvelle recommandation n° 15 du 8 décembre 2016 | R. 2016-15 |
| <p>La CRE demande à EDF SEI d'explicitier et de présenter les études technico-économiques que cette dernière aura menées sur la valeur du stockage d'électricité du point de vue du producteur EnR et du point de vue de l'ensemble du système électrique dans les zones non interconnectées. Cette étude analysera en particulier le positionnement centralisé ou non des dispositifs de stockage d'électricité.</p> | |

2.3.5.3 Rappel de la communication du 25 février 2015 et actions entreprises

| | |
|---|-------------------|
| Communication sur le développement des réseaux intelligents du 25 février 2015 | R. 2015-04 |
| <p>La CRE demande aux gestionnaires de réseaux d'électricité insulaires Électricité de France — Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI) et Électricité de Mayotte (EDM) de réaliser pour le 1^{er} novembre 2015 une analyse coûts-bénéfices globale d'un déploiement de technologies <i>Smart grids</i> dans leurs différents territoires, en particulier sur le déploiement des véhicules électriques et des systèmes de stockage d'énergie.</p> <p>Cette analyse s'appuiera, lorsque c'est possible, sur les travaux méthodologiques existants (étude du Centre commun de recherche de la Commission européenne (<i>Joint Research Centre</i>), Plan industriel « <i>Réseaux électriques intelligents</i> », etc.). Les conséquences prévisionnelles de chaque solution technologique retenue sur l'évolution des charges de service public seront précisées.</p> | |

EDF SEI a présenté à la CRE une première analyse technico-économique des coûts et bénéfices que le déploiement généralisé d'un système de comptage évolué dans les zones non interconnectées pourrait engendrer. Celle-ci nécessite d'être affinée, tant sur la solution technique à mettre en œuvre que sur les hypothèses économiques.

La CRE demande à EDF SEI que l'étude finale lui soit présentée et rendue publique.

Par ailleurs, l'expérimentation d'un système de comptage évolué sur mille clients poursuivie en Martinique, grâce au démonstrateur Click'Conso⁸⁹, a permis à EDF SEI à la fois de tester une infrastructure de télé-relevé en conditions réelles, mais également de tirer un retour d'expérience global, portant à la fois sur les modalités opérationnelles de déploiement, la valeur que pouvait avoir ce démonstrateur pour le projet d'entreprise d'EDF SEI et les réactions des consommateurs.

Ce retour d'expérience est, selon le gestionnaire de réseaux, positif en tous points. Seulement 1 % des clients ont refusé la pose du compteur évolué, mais EDF SEI souligne aussi que les clients se sont sentis peu concernés par la mise en place de ce programme, censé pourtant leur permettre d'accéder à des services de maîtrise de la demande en énergie (diagnostics énergétiques, par exemple).

| | |
|--|-------------------|
| Nouvelle recommandation n° 16 du 8 décembre 2016 | R. 2016-16 |
| <p>À la suite du déploiement expérimental de compteurs évolués dans les zones non interconnectées, la CRE demande qu'EDF SEI entreprenne des actions de sensibilisation concernant l'utilisation possible des systèmes de comptage évolué dans le contexte de ces territoires (services de diagnostics énergétiques, notamment).</p> | |

*
* *

Dans la mise à jour de sa feuille de route de novembre 2015, EDF SEI souligne la fragilité des systèmes électriques insulaires, ce qui peut avoir de fortes conséquences sur la qualité et la continuité de fourniture. Cela se manifeste, notamment par des baisses de fréquence (et, donc, des délestages fréquence-métriques pour les pallier), des creux de tension plus fréquents et un risque de *black-out* plus important.

⁸⁸ Le communiqué de presse et la liste des lauréats de cet appel d'offres sont disponibles sur le [site Internet du ministère en charge de l'environnement, de l'énergie et de la mer](#).

⁸⁹ Sa [description](#) est consultable sur le site Internet de la CRE consacré aux *Smart grids*.



DÉLIBÉRATION

8 décembre 2016

Pour renforcer la sécurité des réseaux d'électricité qu'elle exploite, EDF SEI a annoncé diverses initiatives : le déploiement d'un nouveau système de conduite, un projet de « *conduite du futur* » incluant des fonctions avancées de conduite, l'étude des effets des creux de tension sur le système électrique et une refonte des politiques techniques en matière d'exploitation de ces réseaux. Cela reste cependant décrit de manière superficielle dans la mise à jour de sa feuille de route.

Nouvelle recommandation n° 17 du 8 décembre 2016

R. 2016-17

La CRE demande que le contenu et les échéances des actions entreprises par EDF SEI visant à renforcer les systèmes électriques dans les zones non interconnectées soient formalisés de manière plus précise. EDF SEI devra partager avec la CRE son analyse, en identifiant les besoins des territoires de manière différenciée.

En outre, en lien avec la recommandation R. 2016-07, EDF SEI devra mettre en place un outil informatique permettant de rendre compte de la localisation des contraintes pouvant apparaître sur les réseaux qu'elle exploite.

3. SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS ET DES DEMANDES DE LA CRE**3.1 Récapitulatif des nouvelles recommandations****Recommandation n° 1**

La CRE demande aux porteurs de projets de démonstrateurs réalisés en collaboration avec les gestionnaires de réseaux publics d'électricité et de gaz naturel de partager systématiquement avec la CRE les conclusions qu'ils tirent de leurs expérimentations, afin de porter à la connaissance de la CRE les évolutions réglementaires ou réglementaires qui permettraient d'encourager le développement de l'innovation.

Par ailleurs, il est nécessaire que, en association avec les porteurs et partenaires des projets de démonstrateurs, les gestionnaires de réseaux publics d'électricité et de gaz naturel anticipent, dès le lancement de ces démonstrateurs, l'examen des conditions de fin d'expérimentation et les conditions de dépose éventuelle des matériels déployés chez les utilisateurs de leurs réseaux.

Recommandation n° 2

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité participant, dans le cadre de l'action n° 6 du plan Réseaux électriques intelligents, aux projets de déploiement de solutions *Smart grids* matures de lui présenter l'ensemble des technologies et fonctionnalités qu'ils comptent mettre en œuvre et souligner leur complémentarité vis-à-vis des projets réalisés dans chacune de ces zones, ainsi que le montant des investissements envisagés.

Recommandation n° 3

La CRE recommande l'utilisation de l'association par défaut des contacts secs virtuels aux usages qui a émergé lors de la concertation en Groupe de Travail Électricité (GTE). Elle demande que cette association, qui n'a aucun caractère obligatoire, soit inscrite dans le référentiel clientèle des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité ayant adopté un système de comptage évolué de type *Linky*.

À la suite d'un retour d'expérience sur l'utilisation de cette association par défaut, cette dernière pourra éventuellement faire l'objet d'une évolution de la norme NF C 15-100 (cf. recommandation R. 2014-04), ou d'une norme *ad hoc*.

Recommandation n° 4

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution et de transport d'électricité de publier ou mettre à jour dans leur documentation technique de référence, pour l'ensemble des compteurs évolués installés chez les utilisateurs raccordés aux différents niveaux de tension, les fonctionnalités de ces dispositifs accessibles pour les acteurs de l'énergie.

En outre, elle demande à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution et de transport de gaz naturel de publier dans leur documentation, pour l'ensemble des compteurs évolués installés chez les utilisateurs raccordés aux différents niveaux de pression, les fonctionnalités de ces dispositifs accessibles pour les acteurs de l'énergie.

Recommandation n° 5

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz naturel ayant déployé un système de comptage évolué à destination des producteurs et consommateurs domestiques et professionnels de mettre en place les dispositifs qui garantiront à l'utilisateur une connaissance exhaustive des délégations qu'il aura formulées auprès de tiers autorisés (fournisseurs, agrégateurs d'effacement, gestionnaires d'immeubles, société de conseils en diagnostics énergétiques, etc.) pour exploiter ses données de consommation.

Recommandation n° 6

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel de se coordonner, concernant, en particulier, la nature et le format des données qu'ils collectent, afin de faciliter leur croisement et leur exploitation par les utilisateurs finals et les personnes publiques.

Recommandation n° 7

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité de mettre en place des outils informatiques permettant de rendre compte de la localisation des contraintes en tension et en intensité des réseaux qu'ils exploitent, afin de permettre à des acteurs tiers de leur proposer des solutions appropriées pour traiter de telles congestions.

8 décembre 2016

Recommandation n° 8

Afin de faciliter le déploiement des réseaux à très haut débit et de garantir un accès transparent et non discriminatoire aux infrastructures de génie civil existantes, comme rappelé par l'ordonnance n° 2016-526 du 28 avril 2016, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel de publier, notamment à destination des opérateurs de réseaux à très haut débit, les modalités procédurales, contractuelles et financières d'accès au patrimoine des réseaux qu'ils exploitent.

Par ailleurs, les modalités ainsi publiées doivent préciser le traitement des ouvrages qui se révéleraient en contrainte mécanique, l'information des opérateurs de très haut débit et la définition des charges potentielles dues à cette contrainte qui leur sont imputées.

Recommandation n° 9

Afin que tout exploitant d'infrastructures de recharge de véhicule électrique et tout fournisseur d'électricité puissent échanger des informations de prix selon un format commun, la CRE est favorable à ce que l'Association française de normalisation (AFNOR) standardise et intègre dans une norme *ad hoc* les informations de prix de l'électricité pour l'alimentation de ces infrastructures.

Recommandation n° 10

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz naturel de poursuivre les démarches entreprises concernant la mutualisation des réseaux d'énergie. Avec l'appui des acteurs industriels de ces secteurs innovants, notamment les gestionnaires de services énergétiques, ils doivent poursuivre les expérimentations engagées, en étroite collaboration avec les collectivités locales où celles-ci se déroulent, et commencer à réaliser et publier des retours d'expérience technico-économiques, afin de juger de l'opportunité d'un développement à grande échelle de ces technologies.

Recommandation n° 11

La CRE se félicite des premiers travaux d'innovation présentés par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel concernant le développement des *Smart gas grids*. Elle souhaite approfondir ses travaux sur le sujet et identifier les contraintes techniques, économiques, réglementaires et régulateurs qu'il conviendrait de lever pour favoriser l'expansion des réseaux intelligents de gaz naturel.

Dans ce but, elle demande aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel desservant plus de 100 000 clients de proposer, le 1^{er} juin de chaque année, une mise à jour de leur feuille de route visant à rendre compte des travaux qu'ils mènent sur ces sujets.

Il s'agira en particulier d'étudier, par l'intermédiaire d'analyse coûts-bénéfices, la viabilité économique des expérimentations qu'ils mènent concernant la télé-exploitation des réseaux, l'injection de biométhane et les technologies de *Power to Gas*.

Recommandation n° 12

Afin de faciliter la mise en œuvre de l'expérimentation de services de flexibilité locaux permise par l'article 199 de la loi du 17 août 2015 *relative à la transition énergétique pour la croissance verte*, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de lui soumettre un modèle de convention. Outre les éléments indiqués dans le décret en Conseil d'État n° 2016-704 du 30 mai 2016 *relatif aux expérimentations de services de flexibilité locaux sur des portions du réseau public de distribution d'électricité*, ce modèle devra comporter les données et hypothèses permettant à la CRE d'approuver les modalités de rémunération de ce service.

Recommandation n° 13

La CRE est favorable à ce que les bandes de fréquence utilisées par les dispositifs de relevé à distance des consommations de gaz naturel soient réservées à de tels usages. À ce titre, elle soutient les travaux en ce sens menés par le comité de normalisation E17Z de l'Association française de normalisation (AFNOR).

Recommandation n° 14

Afin de mettre en œuvre les dispositions prévues à l'article L. 141-9 du code de l'énergie, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux d'électricité insulaires Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI), Électricité de Mayotte (EDM) et Eau et Électricité de Wallis et Futuna (EEWF) de définir dans leur documentation technique de référence l'ensemble des caractéristiques des dispositifs (stockage d'électricité, systèmes de prévision, etc.) permettant de déroger au seuil de pénétration des EnR, défini dans la programmation pluriannuelle de l'énergie du territoire concerné par celle-ci.

Recommandation n° 15

La CRE demande à EDF SEI d'explicitier et de présenter les études technico-économiques que cette dernière aura menées sur la valeur du stockage d'électricité du point de vue du producteur EnR et du point de vue de l'ensemble du système électrique dans les zones non interconnectées. Cette étude analysera en particulier le positionnement centralisé ou non des dispositifs de stockage d'électricité.

Recommandation n° 16


À la suite du déploiement expérimental de compteurs évolués dans les zones non interconnectées, la CRE demande qu'EDF SEI entreprenne des actions de sensibilisation concernant l'utilisation possible des systèmes de comptage évolué dans le contexte de ces territoires (services de diagnostics énergétiques, notamment).



Recommandation n° 17

La CRE demande que le contenu et les échéances des actions entreprises par EDF SEI visant à renforcer les systèmes électriques dans les zones non interconnectées soient formalisés de manière plus précise. EDF SEI devra partager avec la CRE son analyse, en identifiant les besoins des territoires de manière différenciée.


En outre, en lien avec la recommandation R. 2016-07, EDF SEI devra mettre en place un outil informatique permettant de rendre compte de la localisation des contraintes pouvant apparaître sur les réseaux qu'elle exploite.

3.2 État d'avancement des demandes de la CRE


| Thème | Référence | Objectif de la recommandation | Statut | Remarques |
|------------------------------------|------------|--|--|--|
| Général | R. 2016-01 | Organisation de retours d'expérience systématiques des démonstrateurs avec la CRE | Nouvelle | |
| | R. 2016-02 | Présentation des solutions matures envisagées pour REI 6, ainsi que les moyens associés | Nouvelle | |
| Comptage évolué et nouveaux usages | R. 2014-01 | Normalisation des données issues des dispositifs de comptage pour exploitation par les outils de domotique | En cours | |
| | R. 2014-02 | Définition du contenu des messages courts et ultra-courts issus de la TIC de Linky et de l'association des relais « virtuels » à des usages types | Terminée  | La concertation en GTE n'a pas permis de réaliser de telles définitions |
| | R. 2014-03 | Publication dans la DTR des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de la standardisation des contenus des messages et de l'association des relais « virtuels » à des usages types | Abandonnée | Au vu de la concertation ayant eu lieu en GTE, ces deux recommandations sont remplacées par la recommandation R. 2016-03 |
| | R. 2014-04 | Standardisation des relais « virtuels » à des usages types à intégrer dans la norme NF C 15-100 | Abandonnée | |
| | R. 2016-03 | Publication dans le référentiel clientèle des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de l'association par défaut de contacts secs virtuels à des usages ayant émergé au cours de la concertation, puis éventuelle évolution de norme pour l'y inscrire, après un retour d'expérience | Nouvelle | |
| | R. 2016-04 | Publication par les gestionnaires de réseaux aux acteurs de l'énergie d'une documentation explicitant l'ensemble des fonctionnalités des compteurs communicants | Nouvelle | |

| Thème | Référence | Objectif de la recommandation | Statut | Remarques |
|---|------------|--|--|--|
| | R. 2014-05 | Examen des modalités de modification de l'état des relais « <i>virtuels</i> » des systèmes de comptage évolués en électricité | Terminée  | Cela constitue une modification contractuelle, dont l'industrialisation pourra être envisagée si les recommandations R. 2014-03 et R. 2014-04 sont mises en œuvre. |
| | R. 2014-06 | Réalisation d'études d'impact relatives à la protection des données par les porteurs de projet <i>Smart grids</i> | En cours | |
| | R. 2014-07 | Mise en place d'interfaces informatiques dynamiques permettant aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité de proposer aux AODE des données pertinentes pour leurs activités, ainsi qu'au public | En cours | |
| | R. 2015-01 | Soutien à l'initiative d'Enedis de mettre en place une plate-forme de publication des données et d'expérimenter ces solutions avec les parties prenantes intéressées | | |
| | R. 2016-05 | Mise en place par les gestionnaires de réseaux des outils informatiques permettant de présenter au client l'ensemble des consentements d'exploitation de ses données qu'il a accordés à des tiers autorisés | Nouvelle | |
| | R. 2016-06 | Demande aux gestionnaires de réseaux de se coordonner concernant l'utilisation de formats communs de données mises à disposition | Nouvelle | |
| | R. 2016-07 | Mise à disposition, par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité, d'outils informatiques permettant de rendre compte de la localisation des contraintes sur leurs réseaux | Nouvelle | |
| | R. 2016-08 | Mise à disposition, par les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, des données patrimoniales pertinentes aux opérateurs de réseaux à très haut débit | Nouvelle | |
| Véhicule électrique et hybride rechargeable | R. 2014-08 | Demande d'une qualification juridique de l'activité de recharge de véhicules électriques | En cours | |
| | R. 2014-09 | Modification de l'article <i>ad hoc</i> du code de la construction pour autoriser divers schémas de raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques en immeuble d'habitation collectif et de comptabiliser les charges financières de manière individuelle | Terminée  | |
| | R. 2014-10 | Mise en place d'un échange de données de prix entre | En cours | |

| Thème | Référence | Objectif de la recommandation | Statut | Remarques |
|---|--------------------------|--|----------|---|
| | | l'infrastructure de recharge de véhicules électriques et les acteurs du système électrique, afin de piloter la charge | | |
| | R. 2016-09 | Définition d'une norme de communication des informations de prix transitant jusqu'aux infrastructures de recharge de véhicules électriques | Nouveau | |
| | R. 2014-11 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de participer aux études amont d'installation d'infrastructures de recharge de véhicules électriques | En cours | |
| | R. 2014-12 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'étudier la mise en place d'interfaces dynamiques de présentation des capacités d'accueil des infrastructures de recharge de véhicules électriques | | |
| | R. 2014-13 | Ajout des opérations de raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques aux réseaux publics d'électricité au catalogue des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients | En cours | Cette recommandation a été mise en œuvre par Enedis, mais est en cours pour les autres gestionnaires de réseaux |
| | R. 2014-14 | Soutien à l'expérimentation de l'insertion de bornes de recharge de véhicules électriques sur le réseau d'éclairage public | En cours | |
| | R. 2014-15 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de participer aux études d'évaluation de mise en place de bornes de recharge de véhicules électriques sur le réseau d'éclairage public | En cours | |
| Autoproduction et autoconsommation | R. 2014-16 | Soutien à la modification des conditions de valorisation de l'énergie produite pour favoriser son autoconsommation | En cours | |
| | R. 2014-17 R. 2015-02 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de mettre en place les actions nécessaires au développement de l'autoconsommation et de l'autoproduction | En cours | |
| Mutualisation locale des réseaux publics d'énergie | R. 2015-03 | Demande aux gestionnaires de réseaux d'étudier les optimisations possibles, à l'échelle locale, des réseaux publics d'énergie et leurs conséquences | En cours | |
| | R. 2016-10 | Demande aux gestionnaires de réseaux de poursuivre les expérimentations et publier des retours d'expérience | Nouvelle | |
| | R. 2016-11 | Demande aux gestionnaires de réseaux de gaz naturel de publier chaque année une feuille de route sur les travaux qu'ils mènent dans | Nouvelle | |

| Thème | Référence | Objectif de la recommandation | Statut | Remarques |
|---|------------|---|--|---|
| | | les <i>Smart gas grids</i> | | |
| Meilleure exploitation des installations de production et de consommation | R. 2014-18 | Suppression de l'article 9 de l'arrêté du 23 avril 2008 afin de permettre aux installations raccordées en basse tension d'absorber de la puissance réactive | En cours | |
| | R. 2014-19 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'étudier la faisabilité d'offres de raccordement alternatives (ORA) comportant une absorption de puissance réactive par les producteurs, et mise à jour de leur documentation technique de référence (DTR) | En attente | Les gestionnaires de réseaux poursuivent leurs travaux sur ce sujet en HTA, mais restent en attente de la mise en œuvre de la recommandation précédente en BT |
| | R. 2014-20 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'étudier la faisabilité d'offres de raccordement alternatives (ORA) comportant une possibilité de limitation temporaire de l'injection de puissance active des producteurs, et mise à jour de leur documentation technique de référence | En cours | |
| | R. 2014-21 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'étudier la faisabilité d'ORA comportant une limitation ponctuelle de la puissance soutirée par les consommateurs, et mise à jour de leur documentation technique de référence | En cours | |
| Stockage | R. 2014-22 | Modification des dispositions de l'article L. 342-5 du code de l'énergie pour soumettre le stockage à des prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement | Terminée  | |
| | R. 2014-23 | Prise en compte des caractéristiques techniques du stockage dans les dispositions réglementaires concernant les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement | En cours | |
| | R. 2014-24 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de définir dans leur DTR des règles relatives aux prescriptions techniques de conception applicables au stockage | En cours | |
| | R. 2014-25 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'adapter les documents techniques et contractuels aux particularités du stockage | | |
| Flexibilité | R. 2014-26 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'étudier la mobilisation des capacités de flexibilité des installations de production et de consommation pour le dimensionnement des réseaux | En cours | |

| Thème | Référence | Objectif de la recommandation | Statut | Remarques |
|---|--|---|---|-----------|
| | R. 2016-12 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de proposer un modèle de convention pour la mise en œuvre de l'expérimentation d'un service de flexibilité locale (article 199 de la loi du 17 août 2015) | Nouvelle | |
| Interopérabilité | R. 2014-27 | Soutien à une meilleure harmonisation des standards en matière de comptage et de réseaux électriques intelligents | En cours | |
| | R. 2014-28 | Demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de publier dans leur DTR les exigences minimales que doivent respecter les équipements des utilisateurs pour communiquer avec ceux du réseau de distribution | En cours | |
| | R. 2014-29 | Soutien à une meilleure protection du signal CPL notamment utilisé pour la transmission des signaux tarifaires | En cours | |
| | R. 2014-30 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de décrire dans leur DTR les exigences de protection du signal CPL | En cours | |
| | R. 2014-31 | Soutien à l'introduction de dispositions réglementaires en vue de protéger les bandes de fréquences du CPL et à l'élaboration d'une norme internationale de niveaux maximaux d'émissions électromagnétiques | En cours | |
| | R. 2016-13 | Soutien à la protection des bandes de fréquences radio utilisées par les systèmes de comptage évolué en gaz naturel | Nouvelle | |
| | Performance du système électrique | R. 2014-32 | Demande au gestionnaire du réseau de transport d'électricité d'ouvrir les mécanismes de réglage primaire et secondaire de la fréquence à davantage de types d'installations | En cours |
| R. 2014-33 | | Demande au gestionnaire du réseau de transport d'électricité d'ouvrir le mécanisme d'ajustement à davantage de types d'installations | En cours | |
| R. 2014-34 | | Demande aux gestionnaires de réseaux en électricité de modifier les conditions d'échange de puissance réactive à l'interface entre les réseaux de transport et de distribution | En cours | |
| Intégration de la flexibilité aux marchés de l'énergie | R. 2014-35 | Soutien à une évolution législative visant à autoriser la flexibilité offerte par les modulations temporaires à la hausse de la consommation | En attente | |
| | R. 2014-36 | Demande au gestionnaire du réseau de transport d'électricité d'étudier les éventuelles évolutions | En cours | |

| Thème | Référence | Objectif de la recommandation | Statut | Remarques |
|--|------------|---|--|-----------|
| | | permettant une utilisation plus large de la flexibilité sans évolution réglementaire | | |
| Insertion du stockage sur les réseaux d'électricité | R. 2014-37 | Demande que les retours d'expérience des démonstrateurs comportant du stockage d'énergie présentent une analyse coûts-bénéfices permettant de souligner la valeur de ce stockage et la répartition de cette valeur entre les différents acteurs | En cours | |
| Nouveaux enjeux de sûreté du système électrique | R. 2014-38 | Demande au gestionnaire du réseau de transport d'électricité une évaluation préliminaire du risque lié à la diminution progressive d'inertie sur la zone d'Europe continentale | En cours | |
| | R. 2014-39 | Demande aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'engager une concertation concernant l'évolution des modalités de déclenchement des protections de découplage | En cours | |
| Zones non interconnectées (ZNI) | R. 2014-40 | Différentiation des seuils de pénétration des EnR en zones non interconnectées et suppression réglementaire du seuil de 30 % | Terminée  | |
| | R. 2016-14 | Demande aux gestionnaires de réseaux d'électricité insulaires de définir les critères de dérogation aux seuils de pénétration des EnR définis dans la PPE du territoire concerné | Nouvelle | |
| | R. 2014-41 | Demande aux gestionnaires de réseaux d'électricité insulaires de définir les critères de sûreté et de mettre à jour leur DTR, et de modifier les seuils de pénétration des EnR une fois la recommandation précédente mise en œuvre | En cours | |
| | R. 2016-15 | Demande à EDF SEI de présenter ses études technico-économiques sur la valeur du stockage d'électricité en ZNI | Nouvelle | |
| | R. 2015-04 | Demande aux gestionnaires de réseaux d'électricité insulaires de réaliser une analyse coûts-bénéfices globale d'un déploiement de technologies <i>Smart grids</i> | En cours | |
| | R. 2016-16 | Demande à EDF SEI d'entreprendre des actions de sensibilisation concernant l'utilisation des systèmes de comptage évolué dans les territoires desservis | Nouvelle | |
| | R. 2016-17 | Demande à EDF SEI de préciser ses efforts en matière de renforcement de la stabilité des systèmes électriques | Nouvelle | |

3.3 Demandes de la CRE aux gestionnaires de réseaux

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel de leur communiquer, pour le 1^{er} juin 2017, une mise à jour de leurs feuilles de route, comportant notamment un calendrier de mise en œuvre des actions liées aux nouvelles recommandations, ainsi qu'un état d'avancement actualisé de mise en œuvre de l'ensemble des recommandations considérées comme toujours en cours figurant dans les délibérations précédentes.

Le tableau ci-après récapitule ces demandes :

| | Gestionnaires de réseaux d'électricité | | | Gestionnaires de réseaux de gaz naturel | |
|------------|--|-----------------|------------------------------|---|--------------|
| | En métropole continentale | | En zones non interconnectées | naturel | |
| | Transport | Distribution | | Transport | Distribution |
| R. 2014-07 | | X | X | | |
| R. 2014-12 | | X | X | | |
| R. 2014-13 | | X | X | | |
| R. 2014-15 | | X | | | |
| R. 2014-17 | | X | X | | |
| R. 2014-19 | | X | X | | |
| R. 2014-20 | | X | X | | |
| R. 2014-21 | | X | X | | |
| R. 2014-24 | | X | X | | |
| R. 2014-25 | | X | X | | |
| R. 2014-26 | | X | X | | |
| R. 2014-28 | | X | X | | |
| R. 2014-30 | | X | X | | |
| R. 2014-32 | X | | | | |
| R. 2014-33 | X | | | | |
| R. 2014-34 | X | X | | | |
| R. 2014-36 | X | | | | |
| R. 2014-38 | X | | | | |
| R. 2014-39 | | X | | | |
| R. 2014-41 | | | X | | |
| R. 2015-01 | | X ⁹⁰ | | | |
| R. 2015-02 | | X | X | | |
| R. 2015-03 | | X | X | | X |
| R. 2015-04 | | | X | | |
| R. 2016-02 | X | X | X ⁹¹ | | |
| R. 2016-03 | | X | X | | |
| R. 2016-04 | X | X | X | X | X |
| R. 2016-05 | | X | X | | X |
| R. 2016-06 | X | X | | X | X |
| R. 2016-07 | X | X | X | | |
| R. 2016-08 | X | X | X | X | X |
| R. 2016-10 | X | X | | X | X |
| R. 2016-11 | | | | X | X |
| R. 2016-12 | | X | X | | |
| R. 2016-14 | | | X | | |
| R. 2016-15 | | | X ⁹¹ | | |
| R. 2016-16 | | | X ⁹¹ | | |
| R. 2016-17 | | | X ⁹¹ | | |

⁹⁰ Applicable uniquement à Enedis.

⁹¹ Applicable uniquement à EDF SEI.

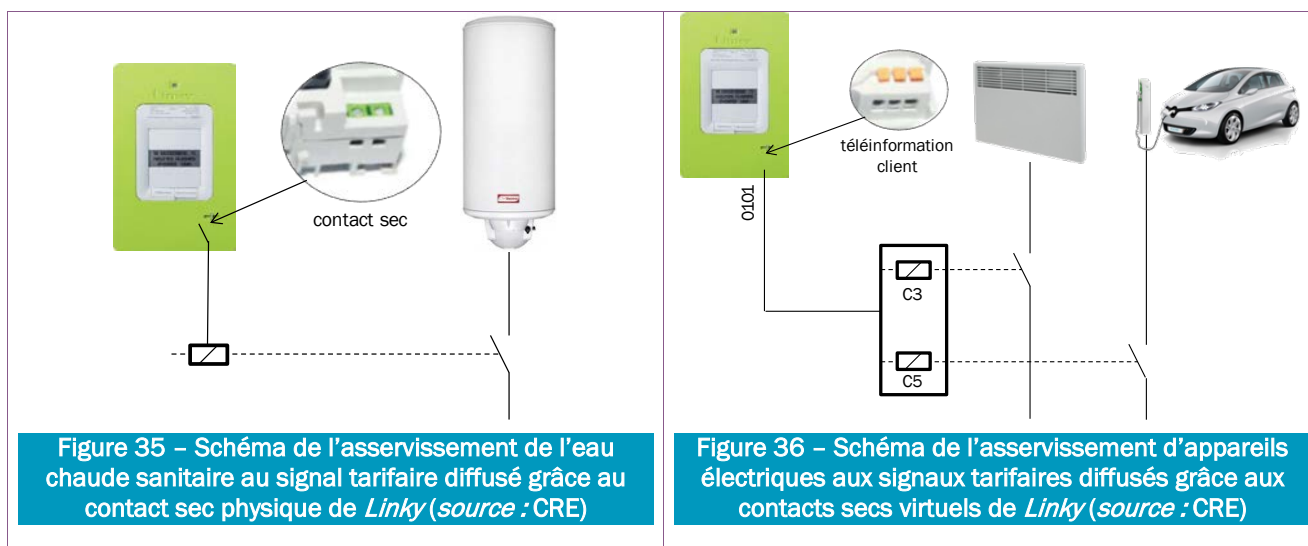


Fait à Paris, le 8 décembre 2016.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Philippe de LADOUCKETTE

4. ANNEXES

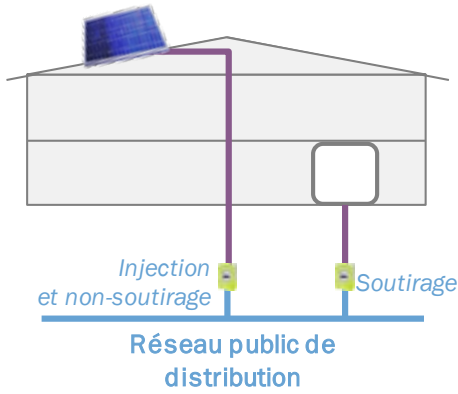
4.1 Les schémas de commande des usages grâce aux contacts secs physiques et virtuels du compteur Linky



4.2 Les schémas de raccordement des installations de production et de consommation

Les schémas ci-après présentent les différents schémas auxquels des utilisateurs à la fois producteurs et consommateurs d'électricité peuvent avoir recours pour raccorder leurs installations aux réseaux publics, selon que ceux-ci choisissent un raccordement indépendant de leurs installations de production et de leur consommation, une autoconsommation autorisant l'injection du surplus d'électricité qui n'a pas été consommée ou une autoconsommation totale, c'est-à-dire sans injection d'un quelconque surplus.

Ils s'attachent à présenter l'importante distinction à apporter entre les aspects physiques des flux électriques (sur lesquels les tarifs d'utilisation des réseaux sont fondés) et les aspects commerciaux liés à la vente ou l'achat de l'électricité produite ou consommée par ces installations, et les diverses implications de ces schémas en matière de comptage.



Comptage

Un compteur Linky permet de comptabiliser l'injection nette (la consommation des auxiliaires est soustraite de la production) ; à défaut, deux compteurs doivent comptabiliser injection et non-soutirage. Un autre compteur comptabilise le soutirage.

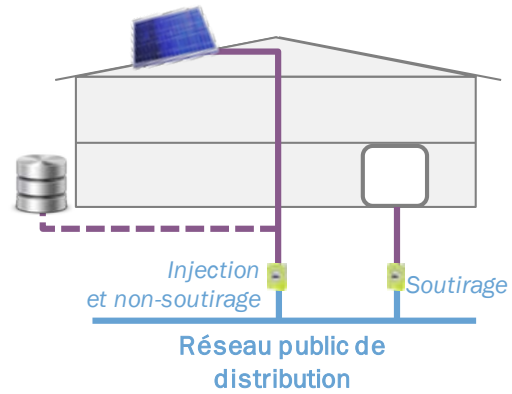
Injection

- Aspects physiques : l'intégralité de l'énergie produite est injectée sur le réseau public, avec un coût de composante d'injection du TURPE (aujourd'hui nul sur les réseaux de distribution).
- Aspects commerciaux : l'intégralité de l'énergie injectée est valorisée selon un contrat d'obligation d'achat, dans une limite de 1 200 à 1 500 heures par an.

Soutirage

- Aspects physiques : l'intégralité de l'énergie consommée est soutirée au réseau public, selon le TURPE en vigueur.
- Aspects commerciaux : l'intégralité de l'énergie consommée est payée à un tarif de fourniture.

1. Raccordement d'une installation de production et de consommation en basse tension, en vente totale et sans stockage



Comptage

Un compteur Linky permet de comptabiliser l'injection nette (la consommation des auxiliaires est soustraite de la production) ; à défaut, deux compteurs doivent comptabiliser injection et non-soutirage. Un autre compteur comptabilise le soutirage.

Injection

- Aspects physiques : l'intégralité de l'énergie produite est injectée sur le réseau public, avec un coût de composante d'injection du TURPE (aujourd'hui nul sur les réseaux de distribution). Le stockage permet d'injecter pendant une durée supérieure si la capacité de production excède la puissance de raccordement.
- Aspects commerciaux : l'intégralité de l'énergie injectée est valorisée selon un contrat d'obligation d'achat, dans une limite de 1 200 à 1 500 heures par an.

Soutirage

- Aspects physiques : l'intégralité de l'énergie consommée est soutirée au réseau public, selon le TURPE en vigueur.
- Aspects commerciaux : l'intégralité de l'énergie consommée est payée à un tarif de fourniture.

2. Raccordement d'une installation de production et de consommation en basse tension, en vente totale et avec stockage

Figure 37 – Les schémas de raccordement d'une installation de production et de consommation en basse tension, avec injection totale de la production (source : CRE)

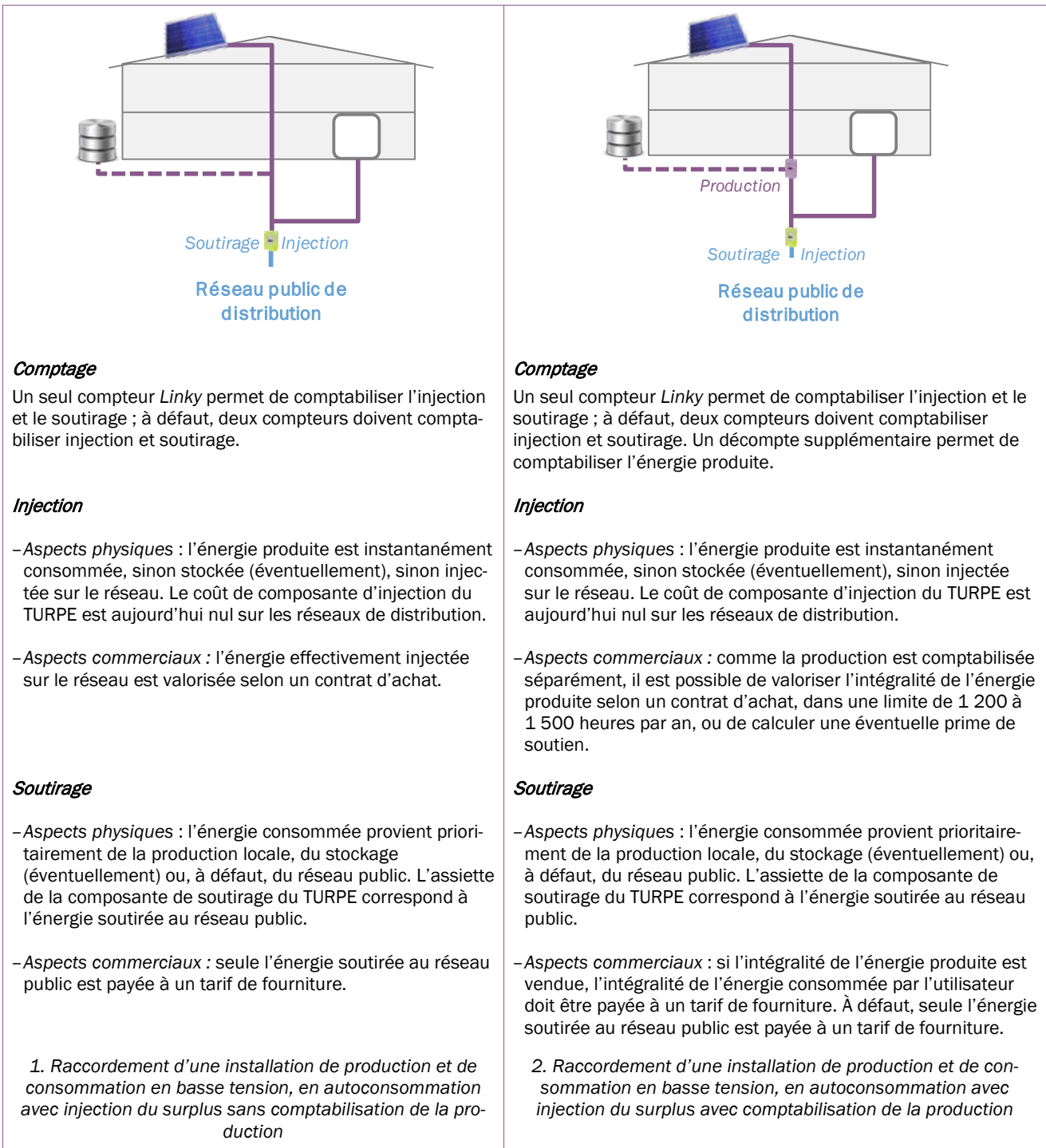


Figure 38 – Les schémas de raccordement d'une installation de production et de consommation en basse tension, avec autoconsommation et injection du surplus (source : CRE)

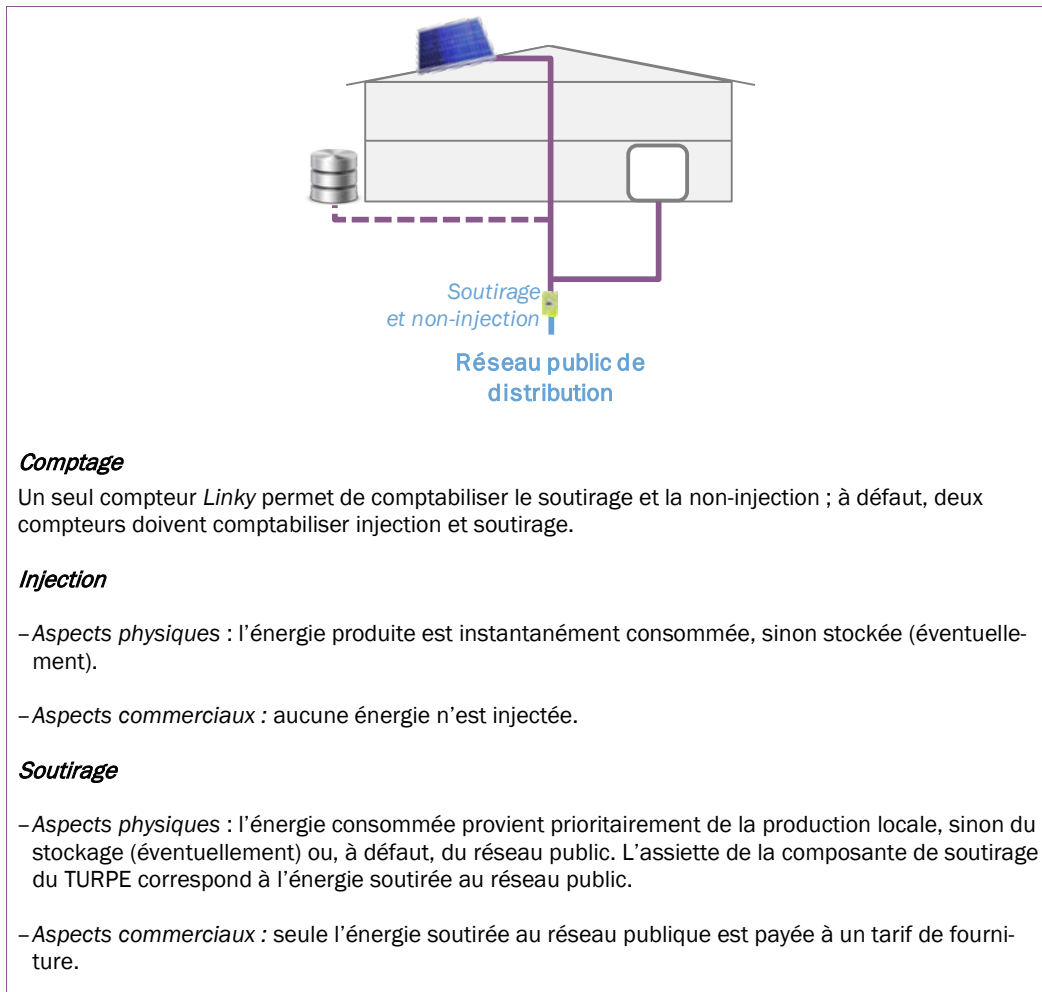


Figure 39 – Le schéma de raccordement d'une installation de production et de consommation en basse tension, avec autoconsommation totale (sans injection)
(source : CRE)

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1 – Plus de 120 projets *Smart grids* en France (toutes énergies) (source : CRE)4

Figure 2 – Nombre de projets par fonctionnalité (source : CRE)4

Figure 3 – Schéma simplifié du fonctionnement de la diffusion des messages courts (source : CRE).....9

Figure 4 – Schéma simplifié du fonctionnement de la diffusion des messages ultra-courts (source : CRE)9

Figure 5 – Proposition d’association des contacts secs et virtuels du compteur évolué de type *Linky* à des usages types issue du groupe de concertation (source : CRE)..... 11

Figure 6 – Les principales actions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d’électricité sur la recommandation n° 7 du 12 juin 2014 17

Figure 7 – Les principales possibilités de raccordement des bornes de recharge dans les immeubles collectifs, conformes à la directive 2014/94/UE et aux modifications réglementaires du code de la construction et de l’habitation (source : CRE)..... 22

Figure 8 – Les principales actions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d’électricité sur les recommandations n° 11 et 12 du 12 juin 2014 24

Figure 9 – Les principales actions du gestionnaire de réseaux publics de distribution d’électricité Enedis sur la recommandation n° 13 du 12 juin 2014 25

Figure 10 – Schéma illustrant la mise en place d’un sous-comptage pour une installation de production et de consommation raccordée en basse tension, participant à une opération d’autoconsommation individuelle 31

Figure 11 – Les principales actions du gestionnaires de réseaux public de distribution d’électricité Enedis sur la recommandation n° 17 du 12 juin 2014 32

Figure 12 – Les principales actions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d’électricité sur la recommandation n° 19 du 12 juin 2014 36

Figure 13 – Monotone de puissance d’installations photovoltaïques en France (source : HESPUL) 37

Figure 14 – Les principales actions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d’électricité sur la recommandation n° 20 du 12 juin 2014 38

Figure 15 – Les principales actions du gestionnaire de réseaux publics de distribution d’électricité Enedis sur la recommandation n° 21 du 12 juin 2014 40

Figure 16 – Les principales actions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d’électricité sur les recommandations n°s 24 et 25 du 12 juin 2014 43

Figure 17 – Le bénéfice potentiel de la flexibilité sur les cinq premières années, selon les types d’ouvrages du réseau (en contrainte) (source : étude E-Cube Strategy Consultants pour le compte de la CRE) 44

Figure 18 – La « forme » de la contrainte sur quelques cas d’étude (en année 5) (source : étude E-Cube Strategy Consultants pour le compte de la CRE)..... 45

Figure 19 – Ratio euros économisés/euro investi dans la flexibilité (source : étude E-Cube Strategy Consultants pour le compte de la CRE)..... 45

Figure 20 – Les principales actions des gestionnaires de réseaux publics de distribution d’électricité sur la recommandation n° 26 du 12 juin 2014 47

Figure 21 – Utilisation de la chaîne de communication du compteur évolué *Linky* pour alimentation d’un afficheur déporté (source : CRE)..... 48

Figure 22 – Utilisation de l’abonnement internet de l’utilisateur pour affichage de sa consommation sur un afficheur déporté et un terminal connecté (source : CRE)..... 49

Figure 23 – Utilisation d’un service de mise à disposition des données du compteur *Linky* au fournisseur, pour exploitation sur un terminal connecté (source : CRE) 49

Figure 24 – Utilisation d’un réseau radio longue portée pour exploitation sur un terminal connecté (source : CRE) 49

Figure 25 – Les principales actions du gestionnaire de réseaux publics de distribution d’électricité Enedis sur la recommandation n° 28 du 12 juin 2014 50

Figure 26 – Les principales actions du gestionnaire de réseaux publics de distribution d’électricité Enedis sur la recommandation n° 30 du 12 juin 2014 51

Figure 27 – Les principales actions du gestionnaire de réseau public de transport d’électricité RTE sur la recommandation n° 32 du 12 juin 2014 55

Figure 28 – Les principales actions du gestionnaire du réseau public de transport d’électricité RTE sur la recommandation n° 33 du 12 juin 2014 56

Figure 29 – Les principales actions du gestionnaire de réseau public de transport d’électricité RTE et des gestionnaires de réseaux publics de distribution d’électricité sur la recommandation n° 34 du 12 juin 2014 58

Figure 30 – L’évolution des règles de facturation à l’interface entre les réseaux publics de transport et de distribution (source : CRE)..... 59

Figure 31 – Les principales actions du gestionnaire du réseau public de transport d’électricité RTE sur la recommandation n° 36 du 12 juin 2014 61

8 décembre 2016

Figure 32 – Les principales actions du gestionnaire du réseau public de transport d’électricité RTE sur la recommandation n° 38 du 12 juin 2014 63

Figure 33 – Les principales actions du gestionnaire de réseaux public de distribution d’électricité Enedis sur la recommandation n° 39 du 12 juin 2014 64

Figure 34 – Les principales actions du gestionnaire de réseaux publics d’électricité EDF SEI dans les zones non interconnectées sur les recommandations n°s 40 et 41 du 12 juin 2014 66

Figure 35 – Schéma de l’asservissement de l’eau chaude sanitaire au signal tarifaire diffusé grâce au contact sec physique de *Linky* (source : CRE)..... 79

Figure 36 – Schéma de l’asservissement d’appareils électriques aux signaux tarifaires diffusés grâce aux contacts secs virtuels de *Linky* (source : CRE)..... 79

Figure 37 – Les schémas de raccordement d’une installation de production et de consommation en basse tension, avec injection totale de la production (source : CRE) 80

Figure 38 – Les schémas de raccordement d’une installation de production et de consommation en basse tension, avec autoconsommation et injection du surplus (source : CRE)..... 81

Figure 39 – Le schéma de raccordement d’une installation de production et de consommation en basse tension, avec autoconsommation totale (sans injection) (source : CRE) 82