



GUIDE POUR LE DÉPLOIEMENT DES SMART GRIDS DANS LES TERRITOIRES 2023 – SYNTHÈSE

SOMMAIRE

p.3 DIX CAS D'USAGE *SMART GRIDS* POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES TERRITOIRES

- p.3 1. Le raccordement intelligent des énergies renouvelables : plus rapide et rentable
- p.5 2. Optimiser la consommation et les factures d'électricité
- p.6 3. Le développement des flexibilités
- p.7 4. L'éclairage public intelligent
- p.8 5. Valoriser les données énergétiques du territoire
- p.9 6. Autoconsommation et accélération du développement des EnR
- p.10 7. La sensibilisation du consommateur : vers le consomm'acteur
- p.11 8. Mobilité électrique : déploiement optimal des bornes de recharge et pilotage de la recharge
- p.13 9. Corréze Resilient Grid : un *microgrid* pour sécuriser la fourniture d'électricité en zone rurale
- p.14 10. Complémentarité des réseaux électriques et multi-énergies

p.15 RECOMMANDATIONS GÉNÉRALES

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Ce guide présente les enjeux et **principaux cas d'usage des smart grids à même d'aider les collectivités à relever les défis de la transition énergétique**. Nos systèmes électriques doivent se transformer à une vitesse sans précédent pour atteindre nos objectifs de décarbonation en connectant massivement au réseau électrique des productions d'énergies renouvelables décentralisées et de nouveaux assets (véhicules électriques, pompes à chaleur, électrification des process industriels...).

Les *smart grids* vont jouer un rôle central dans cette transition. En s'appuyant sur les technologies numériques, ils améliorent le fonctionnement et la résilience des réseaux électriques, accélèrent le raccordement au meilleur coût des énergies renouvelables, et offrent de nouveaux services aux consommateurs, comme l'optimisation de leur consommation d'électricité ou la possibilité de consommer leur propre production électrique (appelée « autoconsommation »). Dans un rapport publié en septembre 2022, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) estime que les investissements dans les réseaux électriques intelligents doivent ainsi plus que doubler d'ici à 2030 pour atteindre l'objectif de « zéro émission nette » en 2050.

Les **Collectivités Locales** ont un rôle majeur à jouer pour accélérer le déploiement des *smart grids*, non seulement en tant qu'aménageurs du territoire, mais aussi comme relais de communication, d'information et de sensibilisation, aussi bien auprès des particuliers que des entreprises.

La Commission Territoires et Innovation de Think Smartgrids a ainsi mené une série d'entretiens pour présenter **10 cas d'usage smart grids avec des exemples de projets réussis et répliquables**, ainsi que les recommandations des porteurs de projets. Les projets concernent l'optimisation des consommations et des factures d'électricité, l'accélération du déploiement des énergies renouvelables, l'autoconsommation individuelle et collective, l'éclairage public intelligent, la valorisation des données énergétiques, les infrastructures de recharge pour véhicules électriques ou encore le multi-énergies. Tous types de territoires sont représentés, des grandes métropoles aux zones rurales.

DIX CAS D'USAGE SMART GRIDS POUR LA TRANDITION ÉNERGÉTIQUE DES TERRITOIRES

En 2022, l'Union européenne a fixé quatre grands objectifs pour décarboner le paysage énergétique européen, dans le cadre des plans Fit for 55¹ et REPowerEU² :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 55% d'ici 2030 (par rapport à 1990) ;
- Réduire d'au moins 40% la consommation d'énergie finale d'ici 2030 (par rapport à 2007) ;
- Porter la part des énergies renouvelables à 45% à l'horizon 2030 ;
- Augmenter de 9 à 13% l'objectif d'efficacité énergétique fixé en 2020.

Les *smart grids* occupent une place importante dans la réalisation de ces objectifs et permettent :

- Un meilleur pilotage de la production et de la consommation d'électricité, ainsi qu'une intégration facilitée et accélérée des énergies renouvelables ;
- Le déploiement de nouveaux cas d'usage tels que le pilotage de la recharge des véhicules électriques, l'optimisation de l'autoconsommation individuelle ou collective, les offres de raccordement intelligent des EnR...

- Des économies d'énergie, notamment pour les bâtiments grâce au pilotage intelligent, automatique ou à distance, de l'éclairage, du chauffage et des différents équipements ;
- La collecte et la valorisation de données pour améliorer les politiques énergétiques des collectivités : optimisation de l'implantation des énergies renouvelables et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques³, mais aussi des rénovations thermiques et du ciblage de logements en situation de précarité énergétique...

Les collectivités territoriales peuvent initier et développer des projets *smart grids* sur leur territoire, en lien avec les différents acteurs : fournisseurs, agrégateurs de flexibilité, distributeurs d'électricité, bureaux d'études, industriels... **Dix cas d'usage ont été sélectionnés pour leur capacité à accélérer la transition énergétique tout en créant de la valeur pour les territoires.**

1. LE RACCORDEMENT INTELLIGENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES : PLUS RAPIDE ET RENTABLE

Le démonstrateur **Smart Grid Vendée**⁴ (2013-2018) visait à expérimenter, à l'échelle du département de la Vendée, de nouvelles solutions pour gérer et moderniser la distribution de l'électricité à l'heure de la transition énergétique.

Pendant 5 ans, ce véritable « laboratoire à ciel ouvert » a embarqué plus de 150 collectivités locales, industriels, startups, chercheurs, ingénieurs et enseignants. Il a permis de développer et déployer des solutions technologiques et organisationnelles pour une meilleure insertion des énergies renouvelables et l'adaptation du réseau de distribution, au meilleur coût.

Smart Grid Vendée a notamment expérimenté des **offres de raccordement intelligent d'énergies renouvelables** : deux parcs éoliens et un parc photovoltaïque ont ainsi pu être raccordés au réseau de distribution le plus proche, ce qui a permis de réduire le coût et le délai de raccordement au réseau, en échange de limitations ponctuelles de production.

Ce projet, soutenu et cofinancé par l'Ademe, a été mené par le SyDEV, Syndicat Départemental d'Énergie et d'Équipement de la Vendée, et Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, avec six autres partenaires.

1. Conseil de l'Union européenne - Ajustement à l'objectif 55

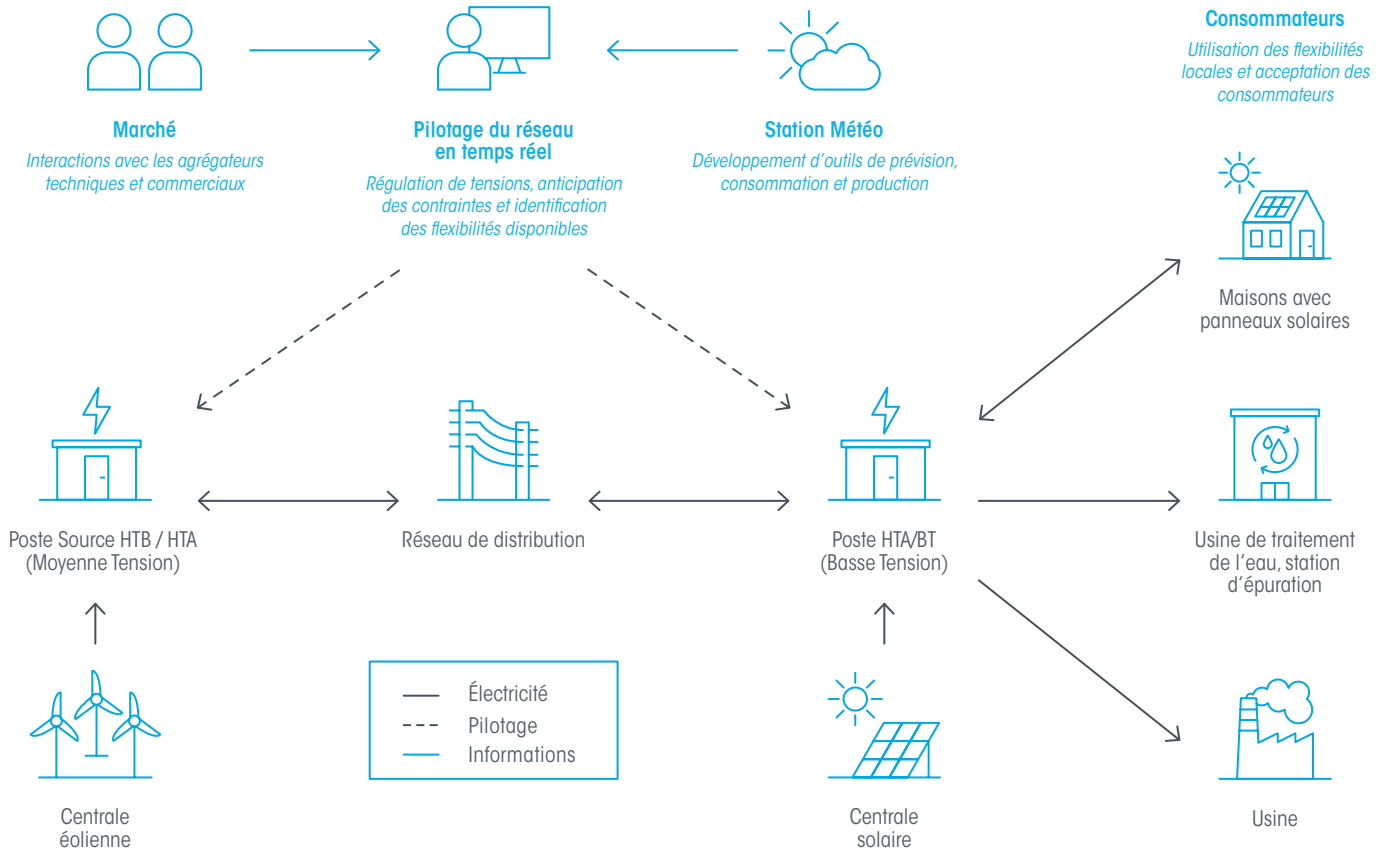
2. Commission européenne - REPowerEU : une énergie abordable, sûre et durable pour l'Europe

3. Guide Ministère de la Transition Écologique - Schémas directeurs pour les IRVE

4. SYDEV : le projet Smart Grid Vendée

5. Site internet du SYDEV

Architecture du projet Smart Grid Vendée et panorama des solutions testées



RECOMMANDATION

Le projet Smart Grid Vendée a permis de mettre en place des offres de raccordement intelligent (ORI) pour des productions renouvelables moyenne tension (HTA). Le gain économique, en fonction de la typologie du réseau, peut atteindre 90 k€/MW.

De tels projets améliorent par ailleurs l'empreinte carbone car les travaux de génie civil sont réduits. Industrielles aujourd'hui, les ORI pourraient être étendues au réseau électrique basse tension sous réserve d'une étude de faisabilité et d'une analyse coût-bénéfice positives.

Les offres pourraient ainsi concerner les nombreux projets de déploiement de panneaux solaires d'une puissance installée inférieure à 250 kVA.

2. OPTIMISER LA CONSOMMATION ET LES FACTURES D'ÉLECTRICITÉ

Réduire la consommation d'énergie des bâtiments publics

Pour réduire la consommation d'énergie des bâtiments publics, différentes actions d'efficacité énergétique peuvent être mises en place, comme améliorer la performance énergétique des bâtiments ou mettre en place des dispositifs de contrôle et de gestion active des équipements. Les *smart grids* permettent par ailleurs un suivi et un pilotage fin des consommations d'électricité des bâtiments. Les smart buildings permettent, grâce à des capteurs et à un système de pilotage avancé, de programmer les consommations énergétiques (chauffage, électricité, éclairage, etc.) en fonction des besoins des occupants.

Réduire la consommation et la facture d'énergie des citoyens

Du côté des particuliers, le déploiement des compteurs communicants Linky en France a permis aux fournisseurs d'électricité et à de nombreux fournisseurs de solutions de développer des applications pour suivre et analyser sa consommation d'énergie, voire de piloter certains équipements.

Certaines collectivités ont également développé leur propre application. **Ecolyo**⁶, développée par la Métropole de Lyon, permet ainsi de **visualiser sur une même plateforme ses consommations d'électricité, d'eau et de gaz** et d'être accompagné pour mieux maîtriser sa consommation, via des conseils, **écogestes et défis ludiques**.

Ce projet pilote a été rendu possible grâce aux compteurs intelligents déployés sur le territoire français (Linky (électricité), Gazpar (gaz) et Téléo (eau)) qui collectent les données de consommation d'énergie des utilisateurs avec leur consentement et grâce à une approche innovante de la gestion des données personnelles, le **self data**, où l'utilisateur reprend le contrôle sur ses données. La Métropole de Lyon a développé ce service en **open source** pour permettre sa réplication, dans une logique de mutualisation des ressources avec d'autres villes et territoires.



RECOMMANDATION

Pour développer le pilotage de la consommation des particuliers, il est nécessaire de standardiser les outils afin de les rendre interopérables et de permettre ainsi des économies pour les collectivités (mutualisation des ressources humaines dédiées à l'implémentation, aux mises à jour et à la maintenance).



6. Site internet d'Ecolyo

3. LE DÉVELOPPEMENT DES FLEXIBILITÉS

Une « flexibilité » est une modulation de puissance volontaire d'un ou plusieurs sites, durant une période donnée et en réaction à un signal extérieur, pour fournir un service. Il s'agit par exemple de baisser temporairement sa consommation pour contribuer à gérer une contrainte sur le réseau électrique⁷.

L'effacement de consommation est un levier important pour gérer l'équilibre offre-demande du réseau ou les congestions locales. En France, les effacements électriques représentent environ 3300 MW mobilisables en 2022. Dans son étude « Futurs énergétiques »⁸, le gestionnaire de réseau de transport RTE estime à 15 GW le besoin en flexibilités électriques en France en 2050. Un dispositif de soutien au développement des effacements de consommation a été mis en place : l'Appel d'Offres Effacement (AOE) apporte aux consommateurs une rémunération complémentaire à celle obtenue en valorisant sa flexibilité au titre du mécanisme de capacités. Ce complément a permis, à partir de 2021, de porter la rémunération globale à un montant maximum de 60 000 €/MW.

En France, les collectivités peuvent se rapprocher de leurs fournisseurs, de RTE, d'Enedis (ou entreprise locale de distribution) ou d'opérateurs de flexibilités (agrégateurs) pour évoquer les conditions de mise en œuvre des effacements. Pour les collectivités, la flexibilité peut à la fois sécuriser le réseau électrique et être une source de revenus. Enfin, elle favorise l'intégration des énergies renouvelables locales.

L'effacement peut également être mis en œuvre via le pilotage des équipements industriels. Cette approche a été expérimentée par une collectivité au niveau de ses équipements hydrauliques. Pour la station d'épuration, le décalage temporel de certains process a été étudié, dans le but de permettre un effacement sans conséquences néfastes sur l'installation. Le basculement de l'alimentation de l'usine de traitement d'eau potable vers un groupe électrogène a aussi été testé. Il s'agissait d'une part d'évaluer la capacité des équipes techniques à mettre en œuvre une chaîne organisationnelle et décisionnelle efficace pour appliquer les procédures d'effacement, et d'autre part de mesurer le coût financier et en ressources humaines. La collectivité interrogée estime que ce projet a permis de sensibiliser et former les équipes, ainsi que d'évaluer les risques et les surcoûts pour les équipements industriels potentiellement effacés. Ce projet est répliquable à d'autres stations d'épuration et de traitement d'eau potable gérées par cette même collectivité.

Le projet Flex Mountain, à Isola 2000 (Alpes-Maritimes), un exemple de rémunération de la flexibilité

L'effacement peut aussi concerner des acteurs publics ou semi-publics en les impliquant dans un mécanisme de rémunération de la flexibilité. C'est le cas de la Société d'Economie mixte des

Cimes du Mercantour, qui a signé un contrat avec Enedis en 2021⁹, lui permettant d'effacer sa consommation lors des pics d'activité de la station de ski Isola 2000 afin de garantir la continuité de l'alimentation du réseau électrique de la station.

Nice Grid : réduire la consommation en période de pointe

Le projet **Nice Grid**¹⁰ (faisant partie du projet européen Grid4EU¹¹) a expérimenté de 2012 à 2017 un quartier solaire intelligent, produisant une partie de son électricité via une production photovoltaïque locale. Grâce au déploiement de 2500 compteurs évolués Linky, diverses solutions de maîtrise de la demande d'énergie et d'effacement ont été testées. Ainsi, 217 foyers volontaires ont été incités à réduire leur consommation d'électricité entre 18h et 20h et à laisser leur compteur Linky piloter leur chauffage électrique. **Une baisse moyenne de 22% de la consommation a ainsi été obtenue les jours de pointe.**

Un partenariat avec des entreprises de la région (10 MW de puissance au total) a permis de réduire de 10% la consommation de ces entreprises entre 18h et 20h, lors de la pointe de consommation du soir. Un effacement total ou partiel a en effet été rendu possible par le télépilotage de certains équipements électriques. Enfin, huit rues de la collectivité ont été équipées de solutions de pilotage de l'éclairage public, ce qui a permis de **réduire de 30% la consommation d'électricité de l'éclairage public lors des pics de consommation.**



RECOMMANDATION

Au niveau national, il serait utile de recenser les équipements collectifs les plus flexibles (stations d'épuration et de traitement de l'eau potable, châteaux d'eau, entrepôts froids/grands froids dédiés au stockage de nourriture...) et d'étudier avec les élus une utilisation optimale de ces sources de « flexibilité » au profit de la collectivité. Pour faire connaître plus largement les enjeux autour du développement de la flexibilité, Think Smartgrids publiera fin 2023 un livre blanc qui définira précisément la flexibilité, expliquera sa contribution à la transition énergétique et aux *smart grids*, et détaillera les différentes relations entre les acteurs de la flexibilité.

7. Définition de la flexibilité par le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité français : Enedis

8. Étude RTE - Futurs énergétiques 2050

9. Enedis - L'alimentation électrique d'Isola 2000 sécurisée grâce aux flexibilités

10. Fiche ADEME - Le projet NICE GRID

11. Commission européenne - Le projet Grid4EU

4. L'ÉCLAIRAGE PUBLIC INTELLIGENT

L'éclairage intelligent permet de faire varier l'intensité lumineuse d'une lampe en fonction des besoins, et de réaliser ainsi des économies d'énergie. Alors que l'éclairage représente 37% de la facture énergétique globale des collectivités selon l'agence française de l'environnement (ADEME)¹², pouvoir baisser voire éteindre l'éclairage public lorsqu'une rue est déserte est un levier important pour alléger leur facture énergétique. En pratique, optimiser la consommation de l'éclairage public consiste à installer des ampoules LEDs, en veillant à ne pas augmenter l'intensité lumineuse, et à les coupler à des détecteurs de présence pour faire varier l'éclairage en fonction de la présence d'humains ou de véhicules.

Ces dispositifs peuvent également intégrer des capteurs connectés reliés à un hyperviseur unique, afin d'optimiser les politiques d'urbanisme des collectivités en cartographiant certains paramètres (température, niveau de bruit acoustique...), mais aussi pour faciliter les activités de maintenance des éclairages en signalant directement les pannes. À Angers, ville pionnière pour le développement d'un Territoire Intelligent¹³, une réduction de la consommation d'électricité de l'ordre de 65 à 80% a déjà été constatée au niveau des éclairages intelligents installés et d'importantes économies de carburant sont anticipées du fait de la suppression des rondes de contrôle des éclairages, remplacées par des actions de maintenance ciblées.

Finistère Smart Connect : de nouveaux services grâce aux objets connectés

Initié en 2019, le projet d'éclairage intelligent Finistère Smart Connect est porté par le Syndicat d'Énergie du Finistère (SDEF) et vise à développer de nouveaux services grâce aux objets connectés sur un territoire pilote, puis à terme sur tout le département. Le service d'éclairage public a été amélioré, grâce à une détection des pannes et des coupures à distance, ainsi qu'une meilleure programmation des périodes d'éclairage, en fonction des besoins. Le système remonte par ailleurs les données de consommation.

D'autres cas d'usage sont aujourd'hui déployés en utilisant la même infrastructure informatique et télécom : suivi des consommations des bâtiments, optimisation de la collecte des déchets, télérelève des compteurs d'eau et gestion du stationnement. Le projet comprend la mise en place d'une infrastructure de cœur de réseau mutualisée, d'une plateforme d'hypervision utilisée par les communes et les EPCI, d'un réseau radio et de capteurs.

Le projet Finistère Smart Connect¹⁴ a été déployé en phase pilote sur 24 communes, dont Ouessant, une commune insulaire. L'infrastructure utilisée est un réseau radio bas débit s'appuyant sur la technologie open source LoRa (Long Range), qui permet une offre longue portée peu énergivore et une transmission bidirectionnelle aussi bien en extérieur qu'en intérieur.

Le déploiement de l'infrastructure radio sur l'ensemble des 24 communes a permis de tester le projet en conditions réelles et de remonter des anomalies qui n'auraient pu être décelées sur un territoire trop restreint. Un déploiement progressif à tout le département est prévu.



RECOMMANDATION

Le déploiement d'une infrastructure propriétaire permet de maîtriser la souveraineté et la sécurité des données. Il est bien entendu possible de choisir des solutions « opérées » et hébergées dans le cloud. Tout l'enjeu de ces différents choix d'infrastructure est la mutualisation qui permet, avec une même infrastructure d'éclairage public intelligent, d'adresser plusieurs cas d'usage pour répondre à différents besoins et maîtriser les coûts. Si certaines collectivités ne souhaitent pas administrer elles-mêmes ce type d'infrastructures, il est possible de sous-traiter cette mission à un syndicat d'énergie, la gouvernance restant au niveau de la collectivité.



12. ADEME Expertises - Éclairage public : un gisement d'économies d'énergie

13. Angers Loire Métropole - Territoire intelligent

14. SDEF - Le projet Finistère Smart Connect

5. VALORISER LES DONNÉES ÉNERGÉTIQUES DU TERRITOIRE

En France, la loi prévoit que les gestionnaires de réseaux mettent à disposition les données locales d'énergie. Les grands acteurs du secteur ont fait de cette exigence réglementaire une opportunité pour développer la production d'énergies renouvelables, l'autoconsommation ou encore la mobilité électrique.

Alors que le volume de données produites double tous les deux ans, **les gestionnaires de réseaux deviennent des opérateurs de données à destination des territoires**¹⁵. Ils doivent répondre à une double contrainte : d'un côté garantir la protection des données et le respect du consentement des utilisateurs, et de l'autre mettre de plus en plus de données à disposition des collectivités et entreprises pour permettre le développement de nouveaux services¹⁶.

Afin d'accélérer le déploiement des projets d'énergie solaire, plusieurs cadastres solaires ont été développés en France, dont celui de Saint-Nazaire à l'initiative du Syndicat Départemental d'Énergie de Loire-Atlantique¹⁷. Ce cadastre permet de caractériser le potentiel solaire photovoltaïque et thermique des toits de tous les bâtiments (publics dans un premier temps, puis privés) du territoire, ainsi que des terrains libres qui pourraient accueillir des ombrières. Les informations collectées servent ensuite de base à une évaluation de l'intérêt économique d'installer une infrastructure solaire, thermique ou photovoltaïque, à chaque emplacement étudié.

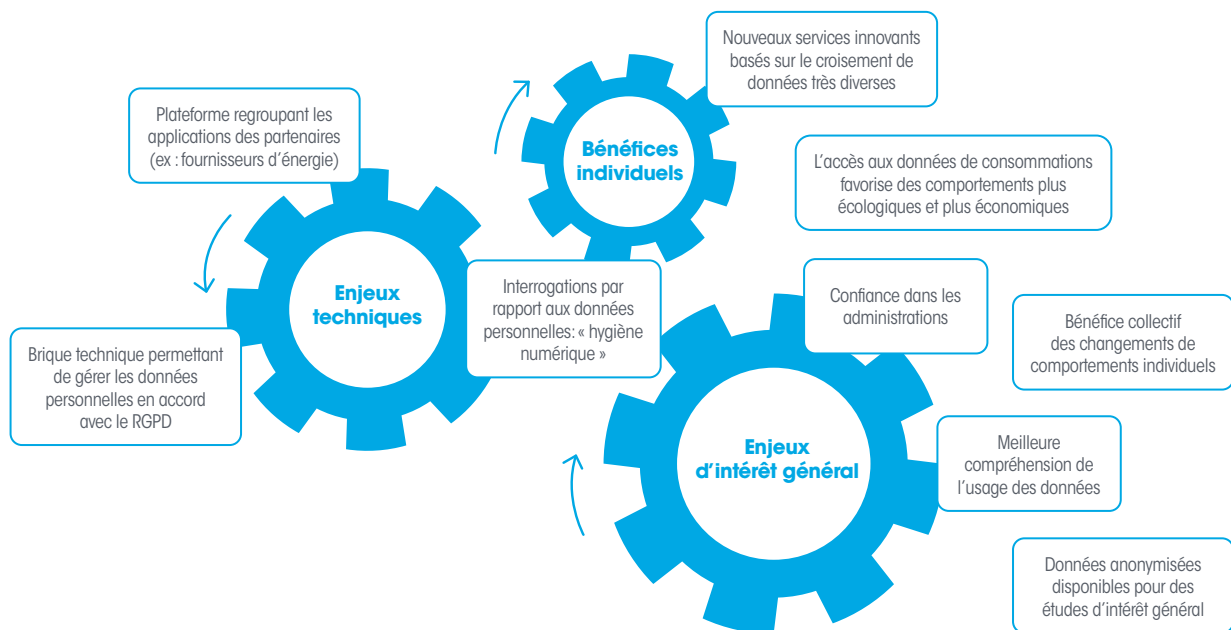
Le projet Cadastre énergie de la Métropole du Grand Lyon

Le cadastre énergie de la Métropole du Grand Lyon¹⁸ s'adresse avant tout aux professionnels de l'efficacité énergétique pour accompagner le processus de rénovation des logements. L'outil permet de repérer des bâtiments où la consommation d'énergie est trop élevée et de prioriser les actions : rénovation ou accompagnement pour la baisse de la consommation si le bâtiment a déjà une bonne performance énergétique. Le niveau de consommation et la performance énergétique sont scrutés pour le gaz, l'électricité et le réseau de chaleur.

À noter que les pavillons individuels et les bâtiments de moins de 10 logements ne sont pas pris en compte, les données n'étant pas publiques. La Métropole de Lyon travaille à agréger ces données pour les anonymiser et les intégrer à son outil. Celui-ci permettra également d'évaluer les politiques publiques de la Métropole de Lyon.

Ce projet, en ligne depuis août 2022, vise à terme à intégrer de nouvelles fonctionnalités pour avoir plus de données (diagnostic de performance énergétique, pavillons individuels, réseaux d'énergie). L'outil est Open source pour pouvoir être étendu à d'autres territoires partenaires.

Enjeux autour des données personnelles « self data » à la Métropole de Lyon



15. opendatasoft - Pourquoi les acteurs de l'énergie ont tout intérêt à partager leurs données ?

16. Smart grids-CRE - La nature juridique des données collectées

17. Espace presse Saint-Nazaire - Un nouvel outil pour mesurer le potentiel solaire du territoire

18. Cadastre énergie - Métropole de Lyon



RECOMMANDATION

Le potentiel des cadastres (énergie et / ou solaire) repose sur le croisement de données provenant d'acteurs multiples. Pour développer ces outils qui permettent d'accélérer le déploiement des EnR, les élus doivent organiser à la maille de leur territoire cette rencontre des acteurs (gestionnaires de réseaux, développeurs de projets EnR, propriétaires de fonciers publics /privés, éventuellement bailleurs...) pour faire émerger des projets. Les investissements doivent être ciblés à la fois pour maximiser les économies d'énergie et optimiser les puissances EnR déployées.

6. AUTOCONSOMMATION ET ACCÉLÉRATION DU DÉVELOPPEMENT DES ENR

Le principe de l'autoconsommation permet de développer la consommation d'une électricité d'origine renouvelable et produite localement. **L'autoconsommation individuelle** consiste ainsi, pour un producteur unique, à consommer sa propre production d'électricité en tout ou partie. **L'autoconsommation collective** suppose de partager de l'électricité produite localement (en France, sur un périmètre de 2 km autour d'un poste de quartier ou 20 km par dérogation en habitat dispersé) entre producteurs et consommateurs raccordés au réseau public de distribution.

Les **compteurs communicants** sont un prérequis indispensable au développement de l'autoconsommation collective : ils permettent au gestionnaire du réseau de distribution de relever les courbes de charge des consommations et productions, de calculer la part de production locale à affecter à chacun des consommateurs en fonction des modalités de répartition, et de consolider les données pour les acteurs du projet¹⁹.

Trois projets d'autoconsommation collective en Bretagne

La mairie de Langouët a lancé un projet de boucle d'autoconsommation collective d'énergie renouvelable autour d'un tracker solaire, mis en service en 2020²⁰. Le tracker solaire a été installé par la Société d'Economie Mixte Locale (SEML) Energ'IV sur le terrain de la mairie, qui en est propriétaire. Il alimente une douzaine de foyers ainsi que les bâtiments publics de la commune. Le cadre réglementaire de l'autoconsommation collective étant très récent en France, le projet avance pas à pas.

Une structure ad hoc a été mise en place pour en assurer la gestion : une association sert d'interlocutrice unique au distributeur Enedis ; elle tient le rôle de Personne Morale Organisatrice ou

PMO (entité légale chargée en France de répartir la production autoproduite entre les différents consommateurs). Le Syndicat d'Énergie d'Ille et Vilaine (SDE35) et l'Agence locale d'énergie sont membres de la PMO et contribuent à son financement. Enfin, la commune utilise la plateforme d'un prestataire externe pour le suivi de la production et de la consommation d'électricité ainsi que pour le dispatch des factures entre le fournisseur traditionnel des clients et la production du tracker. Le projet ambitionne d'intégrer à terme des productions privées en toiture de maisons individuelles ou collectives.

À Mélesse, en Ille-et-Vilaine, un second projet de boucle d'autoconsommation collective a été mis en service en septembre 2022, en s'appuyant sur les principaux enseignements du projet de Langouët. Il inclut trois bâtiments collectifs, chacun doté d'une installation photovoltaïque en toiture. La Société d'Économie Mixte est ici la PMO du projet, afin de simplifier le montage contractuel et de limiter le nombre d'acteurs. Le projet de Mélesse²¹ génère un surplus de production important, qui est injecté dans le réseau. La tarification, plus avantageuse depuis 2021 pour l'injection du surplus de production dans le réseau, a rendu l'opération intéressante.

Un troisième projet à l'initiative d'une coopérative citoyenne, la CIREN²², est en cours de développement dans un quartier de la ville de Rennes. Le projet ECLAIRS²³ rassemble des participants volontaires. Il implique un nombre d'habitants bien plus important que les deux autres projets et inclue aussi des bornes de recharge pour véhicules électriques. **Augmenter la quantité d'électricité autoconsommée a permis de baisser efficacement les coûts.**

19. Enedis - L'autoconsommation collective est-elle faite pour vous ?

20. BDI - Le projet d'autoconsommation collective de Langouët en pleine ascension

21. SED35 - Succès de la boucle d'autoconsommation de Mélesse

22. Énergies du Pays de Rennes - Une coopérative citoyenne de l'énergie renouvelable

23. Énergies du Pays de Rennes - Le projet ECLAIRS : Autoconsommation collective Rennes Sud



RECOMMANDATION

Si l'autoconsommation individuelle est aujourd'hui rentable dans la durée²⁴, l'investissement initial reste élevé et il faut convaincre un plus grand nombre de citoyens d'y adhérer pour qu'elle se démocratise. Concernant l'autoconsommation collective, il reste encore à trouver des optimums globaux économiques²⁵, des subventions sur les investissements étant généralement encore nécessaires. En France, l'augmentation du prix de l'énergie et des évolutions réglementaires récentes (adaptation du tarif d'utilisation du réseau, meilleure rémunération de l'injection des surplus dans le réseau) ont amélioré la rentabilité économique de ces projets.

7. LA SENSIBILISATION DU CONSOMMATEUR : VERS LE CONSOM'ACTEUR

Un consomm'acteur est un consommateur qui se réapproprie l'acte de consommation. Il s'agit ici de maîtriser et réduire sa consommation énergétique et/ou de consommer une énergie renouvelable et locale.

Si les compteurs intelligents, comme Linky pour l'électricité ou Gazpar pour le gaz, permettent en théorie aux consommateurs de connaître le détail de leur consommation énergétique, la lecture des données fournies par ces compteurs n'est pas toujours évidente. Plusieurs projets *smart grids* français ont ainsi eu pour but de former des habitants à la lecture de leur facture énergétique et à la maîtrise de leur consommation.

Le projet SOLENN (SOLidarité Energie iNNovation) de Lorient

De 2014 à 2018, 900 foyers de l'agglomération lorientaise équipés d'un compteur Linky se sont portés volontaires pour maîtriser leur consommation électrique, grâce à la visualisation de leurs consommations, à du coaching individuel et à des animations collectives. Selon le bilan de cette expérimentation menée par Enedis en partenariat avec une dizaine d'acteurs dont l'Agence locale de l'énergie ALOEN et la Région Bretagne, 50% des foyers ayant effectivement utilisé le portail ont vu leur consommation baisser : de 2% à 7% en moyenne²⁶.



RECOMMANDATION

Le compteur Linky et l'interface Enedis²⁷ ou celle du fournisseur d'énergie permettent aux particuliers de visualiser et d'analyser leur consommation d'électricité pour la réduire. Le pilotage des différents équipements est aussi possible mais nécessite souvent l'ajout d'un équipement supplémentaire (par exemple un émetteur radio local, ou ERL). Il est important que les fournisseurs d'électricité se saisissent davantage des possibilités offertes par le compteur. Une concertation nationale avec les différents acteurs pourrait permettre un déploiement industriel des solutions de type *Home Energy Management Systems*. Le marquage Linky Ready® est une première initiative pour attester que les appareils possédant ce label assurent une bonne qualité de réception des données TIC (Télé-Information Client) du compteur Linky.

24. Maximiser l'autoconsommation individuelle peut faire économiser quelques dizaines d'euros par an sur la facture par la différence positive entre d'une part la perte de rémunération de la revente d'électricité, ~10 c€/kWh et d'autre part le gain de « non-consommation » électrique, ~13,5 et 18 c€/kWh au Tarif Régulé de Vente.

25. Il peut en effet y avoir des intérêts autres qu'économiques, comme par exemple consommer local et « vert », intérêts tout à fait remplis par l'autoconsommation collective.

26. Think Smartgrids - L'heure du bilan pour l'expérimentation Solenn à Lorient

27. Enedis - Mon compte client

8. MOBILITÉ ÉLECTRIQUE : DÉPLOIEMENT OPTIMAL DES BORNES DE RECHARGE ET PILOTAGE DE LA RECHARGE

Schéma Directeur des Infrastructures de Recharge des Véhicules Électriques (SDIRVE)

En France, le déploiement des bornes est planifié via des concertations entre les acteurs des territoires et le gestionnaire de réseau : des « Schéma Directeur des Infrastructures de Recharge pour Véhicules Électriques » fixent des objectifs précis sur le nombre de points de recharge, leur localisation et leur puissance, à un horizon de temps à la fois opérationnel (3 ans) et plus prospectif (supérieur à 5 ans).

Lancée en 2022 par la FNCCR, la plateforme collaborative France Data Réseau²⁸ fournit un cadre de confiance pour le partage et la valorisation de données territoriales. Concernant les bornes de recharge, elle permettra aux 3 syndicats participants à ce projet (responsables actuellement de 850 points de charge) de définir ensemble les futures zones à desservir, de mutualiser la localisation de leurs bornes de recharge, de mieux les identifier et d'améliorer leur accessibilité pour les usagers.

Pilotage de la recharge des véhicules électriques

Pour les propriétaires de véhicules électriques, les systèmes de recharge intelligente ou « smart charging » permettent de programmer la recharge pendant les périodes où l'électricité est la moins chère, ce qui permet aussi de réduire les tensions sur le réseau électrique en décalant ces recharges, généralement pendant la nuit. Ce pilotage est notamment possible via les applications des constructeurs automobiles ou grâce aux compteurs intelligents Linky chez les particuliers.

Piloté par Enedis et financé par l'ADEME, le projet aVenir²⁹ rassemble un consortium de 13 partenaires industriels et académiques. Il a pour enjeu d'accompagner le développement à grande échelle de la mobilité électrique en expérimentant les interactions entre le réseau public de distribution d'électricité, les bornes de recharge et les véhicules électriques. Cette expérimentation couvre les aspects technologiques, économiques, sociologiques et réglementaires.

En termes de **pilotage de la recharge**, plusieurs cas d'usage sont testés en conditions réelles sur des sites tertiaires ou en voirie, tels que l'envoi d'un signal par le distributeur d'électricité à des opérateurs de bornes ou à un agrégateur pour activer la modulation de la recharge des véhicules. Des solutions de pilotage plus complexes comme le Véhicule-to-Grid (V2G) ou la synchronisation de la recharge des véhicules électriques avec la production photovoltaïque sont également testées. Le projet aVenir doit rendre ses conclusions courant 2023. Si la faisabilité technique des solutions a d'ores et déjà été démontrée, d'autres sujets restent à consolider comme l'uniformisation des proto-



coles d'échanges de données et la valorisation de la flexibilité locale diffuse apportée par le véhicule électrique.

Le Syndicat Départemental d'Énergie de l'Yonne (SDEY) a quant à lui déployé un projet expérimental de bornes de **recharge bidirectionnelle** qui apporte une réponse locale aux problématiques structurelles de stockage de l'électricité, notamment renouvelable, et de lisser la consommation d'électricité. Jean-Noël Loury, président du SDEY, témoigne : « *Ce projet innovant est un puissant facteur de modernisation, de croissance et d'attractivité pour notre territoire. La transition énergétique nous impose en effet de développer des réseaux intelligents qui associent des nouvelles sources de production et de flexibilité locales, de nouveaux acteurs et modèles de coopération. En quelques années seulement, les collectivités territoriales sont devenues de véritables «incubateurs» de l'innovation.* »

Le **pilotage dynamique de la puissance**, c'est-à-dire la répartition des recharges pour une grappe de bornes d'un bâtiment en fonction de la puissance globale disponible du site, est également possible techniquement. Il permet de réduire les puissances de souscription, voire de raccordement au réseau électrique. Cette modulation de la puissance n'est cependant pas pertinente pour les bornes de recharge en voirie, selon le Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-et-Marne (SDESM), car elle ne répond pas au besoin de l'utilisateur cherchant à recharger son véhicule le plus rapidement possible.

28. FNCCR - Partager les données territoriales pour améliorer les services publics

29. Le projet aVenir

Synergies entre énergies renouvelables locales et mobilité électrique

Afin de maximiser la « recharge verte » d'une part, et de soulager le réseau électrique d'autre part, on peut coupler des bornes de recharge avec une production photovoltaïque locale. Ainsi, une métropole a équipé un parking relais d'ombrières couplées à des batteries pour alimenter des bornes de recharge. L'expérimentation a aussi testé des tarifications incitatives (tarification variable selon la puissance, la durée d'utilisation de la borne et le type d'électricité utilisée). Les enseignements de ce projet :

- Des infrastructures de recharge connectées sont essentielles pour optimiser le pilotage de la recharge.
- Afin de maximiser l'autoconsommation lors de la recharge des véhicules électriques, il faut inciter les conducteurs à recharger leurs véhicules en journée sous ombrières, en particulier sur les parkings relais.
- Les chargeurs de véhicules ont des plages de fonctionnement en courant qu'il faut privilégier. Ainsi, lorsque la puissance disponible d'une ombrière photovoltaïque n'est pas suffisante, il faut privilégier la recharge par « blocs d'énergie » (c'est-à-dire recharger le véhicule à puissance maximale, puis s'arrêter, puis reprendre la recharge à puissance maximale) plutôt que de réduire le niveau de puissance de la recharge sur la durée. Le risque de non enclenchement de la recharge est ainsi réduit.
- Pour piloter l'infrastructure de bornes, deux applications sont nécessaires : celle du gestionnaire d'énergie, qui permet de limiter le courant d'appel au réseau, et celle du gestionnaire des bornes de recharge, qui décide quel(s) véhicule(s) recharger. Il est alors possible d'optimiser la puissance de raccordement du parc de recharge au réseau électrique.
- Une batterie stationnaire optimise l'autoconsommation des bornes de recharge et peut éviter de trop forts appels de puissance, mais il faut s'assurer dès la conception du parc d'un bon taux de remplissage et mener une analyse coûts-bénéfices globale des différentes solutions (avec ou sans batterie) pour s'assurer de sa pertinence. Déployer une batterie n'est pas systématiquement nécessaire d'une part et n'a pas encore trouvé de réalité économique. De plus, elle nécessite des exploitants dotés de l'expertise requise et impose certaines contraintes (local technique, périmètre de sécurité, etc.). Par ailleurs, le rendement lors de décharges rapides est mauvais (il faut privilégier les batteries de forte puissance).
- Enfin, l'autoconsommation peut être favorisée par des tarifs incitatifs.

Le projet SMAC³⁰, déployé en Champagne-Ardenne entre 2018 et 2021, visait à synchroniser la recharge des véhicules électriques avec les périodes de forte production éolienne de la région. Le projet a exploré plusieurs cas d'usage, allant d'un pilotage des consommations et des contraintes locales sur le réseau en fonction de la production locale éolienne, jusqu'au V2G. Ce projet a permis de montrer, par simulation, la pertinence du pilotage simple de la recharge d'un point de vue économique (se charger au moment où il y a beaucoup de vent et où l'électricité est la moins chère).

Les autres cas d'usage, Vehicle-to-Home (V2H), Vehicle-to-Building (V2B), et V2G ont été partiellement testés. Moins mature que le pilotage simple de la recharge, la réinjection dans le réseau est encore au stade de l'expérimentation. En effet, les bornes bidirectionnelles, tout comme les véhicules capables de réinjecter de l'électricité stockée dans leur batterie, sont très minoritaires à l'heure actuelle sur le territoire.

Autres innovations en termes de recharge intelligente

En complément, d'autres projets innovants visent la recharge sur voirie avec les mâts d'éclairage public afin d'optimiser le système, réduire les travaux de génie civil et permettre à tous la possibilité de recharger son véhicule (exemple de la Roche-sur-Yon avec le SyDEV).



RECOMMANDATION

Accélérer le déploiement de la mobilité électrique est un enjeu majeur pour la décarbonation de la mobilité, mais pour limiter l'impact sur le réseau électrique, il faut cibler les actions à mener en priorité et à moindre coût, notamment le décalage des recharges lors des heures creuses de consommation électrique ou lors des pics de productions éoliennes et solaires. En attendant de généraliser le *smart charging* voire le *Vehicle-to-Grid* (V2G) pour répondre à des besoins de flexibilité en temps réel (Services systèmes), des applications très simples de pilotage de la recharge existent déjà pour une activation en différé. Ces dernières sont rentables en moins d'un an, avec un bénéfice direct sur la facture d'électricité des consommateurs. En France, la solution la moins coûteuse est de piloter la recharge de sa voiture électrique en utilisant le signal « Heures Pleines / Heures Creuses » fourni par la borne TIC (Télé Information Client) des compteurs Linky ; ce signal peut être transmis par l'ERL (Emetteur Radio Linky) du compteur vers un récepteur intégré dans la borne de recharge, sans connexion filaire³¹.

30. Smart Grids-CRE : Le projet SMAC

31. Enedis - Guide pratique : Compteur Communiquant Linky

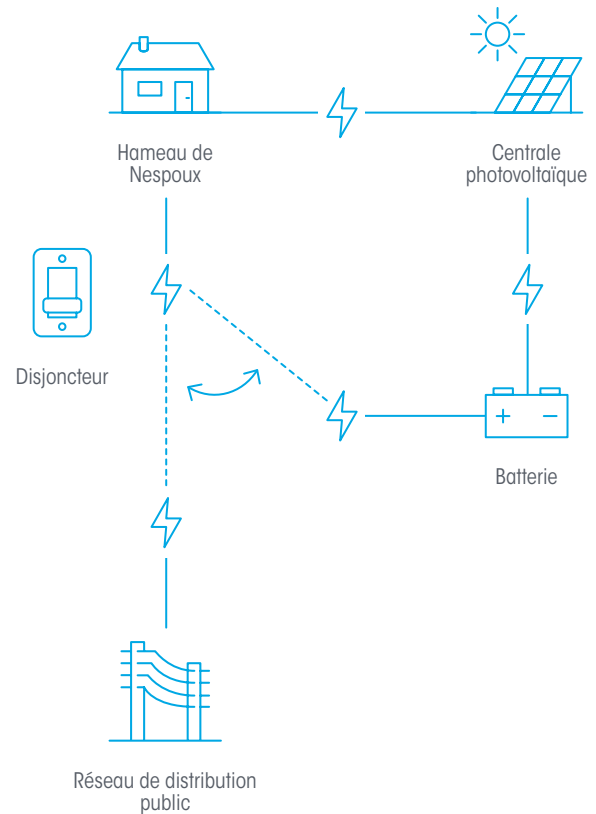
9. CORRÈZE RESILIENT GRID : UN MICROGRID POUR SÉCURISER LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN ZONE RURALE

Afin de garantir la fourniture d'électricité au hameau isolé de Nespoux, sujet à des incidents électriques dus à des aléas climatiques, Enedis, le Syndicat de la Diège³², le département de Corrèze et la commune de Lestards se sont associés pour mettre en place le micro-réseau Corrèze Resilient Grid³³, en service depuis fin 2020, et basé sur l'utilisation d'une batterie de forte capacité.

Comme illustré sur le schéma de principe ci-contre, en cas d'incident sur le réseau de distribution public d'électricité, le disjoncteur permet d'isoler le hameau du réseau électrique amont. Un signal est ensuite envoyé par la batterie à la centrale photovoltaïque. Dès lors, cette centrale (qui injecte habituellement l'électricité qu'elle produit dans le réseau public) se met à charger la batterie qui elle-même alimente en électricité le hameau de Nespoux, le temps que le réseau public de distribution d'électricité soit réparé.

Ce *microgrid* permet donc de préserver les habitants du hameau de coupures d'électricité relativement fréquentes (de l'ordre d'une dizaine de journées par an) et particulièrement gênantes car le réseau d'eau potable est alimenté par des pompes électriques. Lorsque le réseau électrique de Nespoux est isolé du réseau public (réseau « îloté »), les compteurs Linky chez les habitants et au niveau des infrastructures collectives mesurent la puissance fournie par la centrale photovoltaïque et la consommation des habitants pour ajuster en temps réel la fourniture et la demande via l'utilisation d'un système d'information dédié. Ce projet pilote a permis aux partenaires d'évaluer en situation réelle les bénéfices et les difficultés d'un *microgrid* en milieu rural, alternativement à un renforcement du réseau électrique.

Schéma de principe du fonctionnement du Corrèze Resilient Grid, issu du dossier de presse du projet



RECOMMANDATION

Malgré la complexité de mise en œuvre du projet, c'est une réussite technique que de pouvoir îloter un hameau et le réalimenter en quelques minutes grâce aux panneaux photovoltaïques, à une batterie et aux compteurs communicants. La répliquabilité d'un tel projet ne peut s'envisager aujourd'hui sans lever plusieurs freins, tant réglementaires qu'économiques, le coût de la batterie en particulier étant rédhibitoire pour passer à l'échelle. Les activités de R&D s'orientent aujourd'hui vers l'étude de solutions ne nécessitant pas, ou très peu, de capacité de stockage.

32. <https://www.la-diege.fr/>

33. Conseil départemental de Corrèze - Le projet « Corrèze Resilient Grid »

10. COMPLÉMENTARITÉ DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET MULTI-ÉNERGIES

Bien que la production d'Hydrogène par électrolyse soit encore économiquement peu rentable, elle est un complément utile à la décarbonation de certaines industries, voire de la mobilité lourde ou des bateaux (voir le projet Hylia³⁴ de transport de passagers par bateau à propulsion électro-hydrogène dans le Golfe du Morbihan).

Quelques départements pionniers (le SDEM-Morbihan énergies et le SyDEV en Vendée) ont lancé des expérimentations de production d'hydrogène décarboné, parfois utilisé pour absorber l'intermittence des productions renouvelables.

Ainsi, les électrolyseurs peuvent servir au développement de la flexibilité du système électrique (complémentarité Electricité / Hydrogène), mais cela doit être discuté localement entre les élus, les acteurs privés et les gestionnaires de réseaux.

Autre piste de recherche : l'intégration sectorielle (sector coupling), qui étudie l'interdépendance et la complémentarité des réseaux d'énergie. Outre son stockage et sa reconversion en électricité via des piles à combustible, l'hydrogène peut aussi être injecté dans les réseaux de gaz. In fine, le sector coupling « Électricité / Hydrogène / Gaz / Chaleur » pourrait optimiser l'intégration des énergies renouvelables locales tout en permettant de réduire le coût des investissements dans les infrastructures électriques.

Exemple d'installation hybride utilisant le vecteur Hydrogène (Power-to-H2-to-Power)³⁵

Le Syndicat Mixte Pau Béarn Mobilités³⁶ a décidé d'équiper ses bus de piles à combustible et de réservoirs d'hydrogène, afin de produire l'électricité nécessaire directement dans les bus.

En effet, cette solution offre plus d'autonomie que des batteries électriques, ce qui permet de limiter le nombre de bus achetés par la collectivité (8 avec la solution à l'hydrogène contre 10 ou 14 pour les bus équipés de batteries électriques, respectivement rechargées par biberonnage – pendant les arrêts en station – ou seulement au dépôt).

L'analyse du coût global du réseau de bus (comprenant l'achat et les coûts d'exploitation des bus eux-mêmes) a montré que, pour un même niveau de service, l'utilisation de l'hydrogène est plus économique pour ce territoire malgré un rendement bien plus faible de la chaîne de conversion par rapport aux batteries électriques (25% vs 70%).



RECOMMANDATION

Ces projets restent encore au stade expérimental et très prospectifs. Une collaboration renforcée des gestionnaires de réseaux et des collectivités sera nécessaire pour une planification coordonnée du système énergétique. Un déploiement rapide de nouveaux démonstrateurs est nécessaire pour tester la viabilité technico-économique de certaines solutions.

34. BDI - Le projet Hylia

35. Fiche technique ADEME - Le rendement de la chaîne hydrogène

36. <https://www.transbus.org/actualite/actu-2019-11-pau-febus-hydrogene.html>

RECOMMANDATIONS GÉNÉRALES



Mutualiser les infrastructures

La mutualisation des infrastructures est clé pour réaliser des économies d'échelle. Dans le cas du projet **Finistère Smart Connect** du SDEF, développer plusieurs cas d'usage à partir d'un socle technique unique et mutualisé entre plusieurs territoires a permis d'optimiser les coûts du projet. Ainsi, le syndicat, les collectivités locales co-financent les infrastructures (antennes radio dans cet exemple) et leur exploitation. Par ailleurs, mutualisation, partenariat territorial et démonstration par la preuve permettent de convaincre les élus de l'utilité du projet en leur présentant des cas d'usage réels. Pour le projet **Smart Grid Vendée** du SyDEV, la mutualisation de l'infrastructure de communication pour la gestion intelligente des bâtiments au niveau du territoire est vu comme le seul modèle économique rentable, à l'heure actuelle, pour la gestion des bâtiments publics. Il s'agit ainsi pour le syndicat de développer une solution de service, portée par le syndicat, pour toutes les collectivités du territoire.



Développer les expertises *smart grids* au sein des collectivités

Pour développer un projet smart grid, une collectivité peut tout d'abord s'orienter vers les syndicats d'énergie ou les services publics qui ont une expertise sur des sujets énergétiques. Think Smartgrids peut aussi orienter les collectivités en fonction de leurs besoins. Discuter avec d'autres collectivités ayant mis en œuvre un projet permet en outre de bénéficier de leur retour d'expérience, voire de ne pas redévelopper un outil existant. Cependant, recruter des experts en énergie à une maille locale (communauté d'agglomération, département) et former les équipes des collectivités aux enjeux énergétiques et aux *smart grids* sont des prérequis importants. Des compétences pluridisciplinaires sont par ailleurs souvent nécessaires (développeurs, juriste spécialiste des données personnelles, psychologues sociaux...).



Assurer de la pertinence du cas d'usage

S'assurer de la pertinence d'un cas d'usage suppose d'être transparent sur le rapport coût/bénéfice d'un projet *smart grid*, d'un point de vue environnemental comme financier, et de mesurer en amont l'intérêt réel par exemple d'automatiser certains processus. Il faut aussi intégrer les différents impacts environnementaux dans le cahier des charges et veiller au bon dimensionnement des projets.



Favoriser l'acceptabilité des projets

Pour favoriser l'acceptabilité des projets et l'engagement des citoyens, afficher clairement les réductions d'émissions de CO₂, les économies d'énergie et la réduction des dépenses obtenues grâce à un projet smart grid sont des pistes intéressantes. Par ailleurs, un accompagnement des habitants par des acteurs territoriaux spécialisés dans l'énergie est crucial afin de les conseiller au mieux pour leurs projets complexes (panneaux solaires, autoconsommation, etc.).



Penser la pérennité d'un projet *smart grids*

Si une collectivité ne peut se doter de moyens en interne, elle doit au minimum impliquer dans son projet smart grid un acteur ou un partenaire pérenne dans le temps (syndicat d'énergie, agence locale d'énergie, etc.). Le financement doit également être pérenne. Ainsi, les financements publics sont souvent limités dans le temps, et il faut penser à la rentabilité des projets après l'arrêt des subventions.



Évaluer les freins à l'autoconsommation collective

Pour développer les projets d'autoconsommation collective, des concertations doivent avoir lieu pour lever certaines contraintes réglementaires et simplifier la conception et le développement des projets, tant sur les plans techniques que contractuels. Du côté des collectivités, il est essentiel de bien anticiper les coûts liés au temps dédié à l'animation et à la facturation. Il faut aussi veiller à ce que les factures des fournisseurs d'électricité adressées aux particuliers prennent bien en compte la production et la consommation de l'électricité issue de leurs panneaux photovoltaïques.

L'association Think Smartgrids fédère la filière française des *smart grids*, des startups aux grands groupes et gestionnaires de réseaux électrique, en passant par les laboratoires de recherche, universités, pôles de compétitivité et associations. Les activités de ses membres couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur des *smart grids* : gestion des réseaux, ingénierie électronique, automatisation, équipements et systèmes d'information, services numériques, formation, étude et conseil, recherche et régulation. La Commission de Régulation de l'Énergie et l'État français, à travers la Direction des Entreprises et la Direction Générale de l'Énergie et du Climat, sont membres observateurs de l'association.

