

Mars 2018

Energies renouvelables électriques : quels leviers pour mieux exploiter le potentiel local ?

Contexte

L'arrivée des nouveaux PCAET pour les territoires de plus de 20 000 habitants va généraliser les études de potentiels EnR en vue de construire des actions qui aident au développement de ses filières. De nombreux territoires engagés dans une démarche de type TEPOS ou TEPCV ont déjà réalisé de telles études, avec un « cadastre solaire » ayant pour objectif de faciliter le développement de projets photovoltaïques, filière souvent incontournable dans l'atteinte des objectifs de ces démarches. Mais ces études intègrent rarement des données sur les capacités d'accueil du réseau électrique, et n'apportent donc que des informations très générales sur le potentiel du territoire.

Par ailleurs, HESPUL constate aujourd'hui que le coût de raccordement des installations - et le manque de visibilité a priori sur ce coût - constitue le principal frein à l'aboutissement de nombreux projets sur le terrain.

La présente note, réalisée dans le cadre de la convention Région Auvergne Rhône Alpes – IERA¹ 2017, a pour objectif de proposer des pistes d'actions pour accompagner efficacement le développement des énergies renouvelables électriques sur les territoires, au regard des engagements et des compétences des collectivités, et compte tenu des contraintes d'intégration au réseau. Elle s'intéresse aux aspects techniques incontournables et au jeu d'acteurs autour de la question du raccordement au réseau de distribution électrique, et notamment de la basse tension. Cette question concentre une part importante des difficultés, mais représente aussi des opportunités, certaines initiatives pouvant avoir des effets bénéfiques pour l'ensemble des acteurs. Elle est de plus particulièrement importante pour le photovoltaïque dont le développement repose sur un grand nombre de projets de moyenne et petite taille.

Les communes, propriétaires des réseaux, ont souvent délégué leur compétence de distribution d'énergie aux syndicats départementaux. Ces autorités concédantes, signataires d'un contrat de concession avec un gestionnaire de réseau de distribution², ont un droit et un devoir de contrôle de ce concessionnaire. Bien qu'elles soient rarement compétentes en matière de distribution d'électricité, les collectivités planificatrices (en charge du PLU³, du PCAET, d'une démarche TEPOS...) n'en restent pas moins légitimes, en tant qu'adhérentes du syndicat ou simplement EPCI sur le périmètre de la concession, à se mobiliser pour faciliter l'accès au réseau en vue d'atteindre les objectifs EnR qu'elles se sont fixés.

L'implication des collectivités dans le développement de la production (création de SEM, investissement citoyen...) n'est pas traitée ici car largement présentée par ailleurs⁴. Le développement de parcs éolien ou solaire photovoltaïque au sol de grande taille n'est pas non plus abordé, car porté généralement par des développeurs professionnels et leur raccordement au réseau (en moyenne ou haute tension) est très différent des petits projets⁵.

¹ INFO ÉNERGIE RHÔNE-ALPES (IERA) est un réseau de 9 associations qui regroupe 170 salariés qui œuvrent au quotidien à accompagner les particuliers, les maîtres d'ouvrages collectifs et les acteurs des territoires sur la voie de la transition énergétique

² Enedis sur 95% du territoire, les entreprises locales de distribution sur les 5% restants

³ Le projet d'aménagement et de développement durable (PADD), partie intégrante du Plan Local d'urbanisme (PLU) définit, entre autres, les orientations générales concernant les réseaux d'énergie (article L151-5 du Code de l'Urbanisme)

⁴ <http://www.photovoltaique.info/-Investir-collectivement-.html>

⁵ Une partie des coûts de raccordement de ces projets sont mutualisés dans le cadre du Schéma régional de raccordement des énergies renouvelables au réseau. www.photovoltaique.info/Contributions-financieres-aux.html - SchmaRgional

Premiers éléments de réponses

Des subventions directes au producteur, proportionnelles à la puissance de l'installation, ont souvent été proposées par les collectivités pionnières sur cette filière. Si elles pouvaient se justifier au début des années 2000, la forte baisse des coûts d'installation les rend aujourd'hui moins pertinentes et elles présentent de plus le risque de coûter cher pour une efficacité limitée (beaucoup d'effet d'aubaine).

De nouvelles manières d'aborder le développement des énergies renouvelables électriques sont déjà envisagées dans certains territoires. Citons en particulier (liste non exhaustive) :

1. prise en compte de données réseau dans les cadastres solaires
2. communication ciblée auprès de maîtres d'ouvrages potentiels
3. analyse critique des devis de raccordement
4. réflexion sur la subvention au raccordement
5. réflexion sur une stratégie de développement du réseau intégrant les principaux potentiels de production sur un territoire
6. réflexion sur les actions de MDE ciblées et l'augmentation de capacités d'injection
7. réflexion sur la pertinence de promouvoir l'autoconsommation

Raccordement au réseau : le parcours du demandeur

Suite à une phase d'expérimentation des représentants de producteurs, Enedis est sur le point de généraliser le service « tester mon raccordement en ligne », qui permet à un producteur de savoir s'il peut s'attendre à un coût raisonnable de raccordement pour un projet donné. Il est prévu que cet outil fournisse une indication sur la puissance raccordable sans travaux. Bien que ce outil en ligne soit une avancée puisqu'il permettra d'éviter des coûts d'études échoués pour les producteurs, on peut néanmoins critiquer le fait que les règles de dimensionnement fixées par Enedis sur lesquelles il est basé, qui sont parfois la cause directe de devis élevés (hypothèse de plan de tension – voir encadré page 4), restent elles inchangées. En l'attente de cet outil, la seule possibilité pour un porteur de projet d'anticiper les coûts de raccordement de son installation est de demander une pré-étude, mais celle-ci est payante et ne permet pas d'entrer dans la « file d'attente » (la file d'attente des producteurs est l'ordonnancement des demandes de raccordements par date).

Ces actions sont détaillées ci-après en vue d'en analyser la pertinence et les conditions de déploiement. Les informations données proviennent principalement des retours d'expériences sur le photovoltaïque, qui est la filière renouvelable qui présente le potentiel de développement de projets diffus la plus importante dans quasiment tous les territoires, mais de nombreux enseignements peuvent aussi s'appliquer pour des petits projets en microhydraulique ou micro cogénération par exemple.

1/ Prendre en compte le réseau électrique dans les cadastres solaires

Les études de type cadastre solaire permettent de définir quel potentiel global représente cette filière sur un territoire, pour mieux en appréhender les enjeux à long terme. Elles ne permettent par contre généralement pas de définir quels sont les secteurs prioritaires ni quelles sont les actions les plus adaptées pour enclencher le développement de projets sur le territoire. Pour rendre ces études plus opérationnelles, il y a lieu d'y intégrer la dimension réseau : connaître la position des postes de transformation (et idéalement leur puissance nominale) et le tracé des lignes basse tension qui en partent pour alimenter les usagers permet de déterminer, en première approche, quels sont les bâtiments ou sites (parkings...) pour lesquels le raccordement au réseau ne devrait pas être un obstacle majeur.

Enedis commence à proposer des études territoriales qui donnent, pour quelques dizaines de points, les puissances injectables sur le réseau sans travaux majeurs. Elles apportent une vision statique, qui n'est plus valable pour un départ et un poste donné dès qu'un nouveau consommateur ou producteur y a été raccordé ou qu'une modification de poste ou de section de câble y a été menée. Ces études étant pour l'instant menées à titre expérimental et donc dans un processus d'amélioration permanent, elles devraient être proposées gratuitement par le gestionnaire de réseau pour les territoires pilotes.



exemple d'analyse croisée du cadastre solaire avec les caractéristiques du réseau basse tension en vert les toitures où le raccordement a le plus de chances d'être économiquement raisonnable

2/ Exploiter le cadastre solaire pour cibler la communication à l'intérieur du territoire

A partir de la vision réseau du cadastre solaire, la collectivité peut envisager de plus cibler ses actions de communication (publipostage, réunions d'information...), dans un premier temps, vers les propriétaires des sites les plus favorables. Elle évitera ainsi que trop de projets démarrent puis soient abandonnés en raison de coûts de raccordement au réseau trop élevés, mobilisant inutilement des ressources et donnant une mauvaise image de la dynamique locale. A terme, les actions décrites ci-après ainsi que l'évolution du contexte national⁶ et des pratiques des gestionnaires de réseau devraient permettre de solutionner la majeure partie des cas où les coûts de raccordement au réseau sont à l'heure actuelle rédhibitoire.

En informant des futurs producteurs de l'existence de l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AODE - généralement le syndicat d'énergie ou la métropole), elle permet de plus d'orienter les producteurs vers une expertise indépendante des devis de raccordement jugés trop élevés.

3/ Analyser les devis de raccordement

Un producteur souhaitant raccorder son installation doit demander au gestionnaire de réseau de lui établir un devis, appelé « Proposition technique et financière » (PTF). La solution technique est définie de manière à s'assurer que l'installation n'engendrera aucun dysfonctionnement sur le réseau, le principal point d'attention en basse tension étant les surtensions⁷, qui peuvent apparaître en cas de puissance injectée trop forte au regard de la section de câble et de la consommation sur la portion du réseau où se raccorde l'installation. La solution est généralement de remplacer le câble depuis le poste jusqu'à l'installation, mais peut aller jusqu'à créer un nouveau poste de distribution, dont les

⁶ Par exemple, la récente remise en place de la réfaction pour les producteurs (supprimée par la Loi NOME en 2011) va diminuer de 40% les coûts de raccordement pour les producteurs en basse tension.

⁷ Les problèmes de surintensités, en cas de puissance injectée supérieure à la puissance nominale du poste qui alimente la portion de réseau où se raccorde l'installation, sont beaucoup plus rares. La solution dans ce cas est de remplacer le poste.

frais seront à la charge du producteur. Dans certains cas, un simple réglage de la prise à vide au niveau du poste permettrait de résoudre le problème sans nécessiter des travaux conséquents (voir encadré page 6).

Pour les installations inférieures à 36 kW (environ 250 m² de modules photovoltaïques), la proposition financière est ensuite établie en appliquant le « barème de raccordement » à la solution technique. Ce barème, validé par la Commission de régulation de l'énergie, a pour objectif de s'assurer que les demandes sont toutes traitées de la même manière. Pour les installations supérieures à 36 kVA, le devis est établi en dehors de ce barème national.

Il est important de souligner que, bien que la proposition technique soit établie sur la base de la cartographie des réseaux, elle est basée sur une connaissance théorique du comportement dynamique de l'infrastructure (basée sur des reconstitutions statistiques des appels de puissances, qui permettent de calculer les chutes de tension probables sur la ligne, etc.). De plus, la cartographie n'est pas toujours suffisamment à jour, et certaines informations sont paramétrées par défaut (position de la prise à vide). Ainsi, la meilleure connaissance des ouvrages et du comportement dynamique du réseau (grâce notamment au déploiement des compteurs communicants) seront de nature à affiner les hypothèses d'études et augmenter les capacités d'accueil.

Plusieurs éléments doivent être vérifiés sur le devis, en particulier :

- le périmètre de facturation⁸
- l'explication de la nécessité des travaux d'extension le cas échéant
- l'application du barème pour les installations dont la puissance de raccordement est inférieure à 36 kVA
- le détail des coûts (linéaire posé, coûts unitaires, prestations, etc.)
- la cohérence de la solution technique, notamment au regard des travaux déjà prévus par le concessionnaire dans la zone (à voir avec l'autorité concédante)

Après vérification de la conformité et de la cohérence générale du devis, lorsque la surtension simulée est juste au-dessus de la limite réglementaire, une solution très efficace pour réduire les coûts de raccordement peut être de resoumettre une demande avec une puissance de raccordement correspondant à un bridage des onduleurs à 70% de la puissance crête⁹ (cela nécessite par contre de sortir de la file d'attente). Cet écrêtement génère des pertes de production annuelle habituellement inférieures à 1%. Cette solution peut ne pas être suffisante, notamment si un autre producteur est déjà raccordé sur la ligne. Le producteur peut le savoir en amont soit en sollicitant son gestionnaire de réseau soit, lorsqu'elle sera disponible, en simulant son cas sur l'interface « Tester mon raccordement en ligne ».

De manière générale, dès lors que le devis est supérieur à 400 € par kVA¹⁰ de puissance de raccordement, il y a lieu de demander une analyse de ce devis par un tiers (par exemple le syndicat d'énergie, le Centre de ressources sur le photovoltaïque d'Hespul, ...). Par exemple, une visite sur le terrain par l'autorité concédante permet de questionner des choix de raccordement pouvant avoir un impact conséquent sur le montant du devis.

Une collectivité qui a identifié un potentiel intéressant pour la production renouvelable électrique raccordée au réseau de distribution doit donc mettre en place un accompagnement des producteurs qui intègre une expertise indépendante à même d'analyser les devis de raccordement et de suggérer des modifications de choix techniques.

Certains bureaux d'études, qui accompagnent les collectivités dans le contrôle de concession du réseau électrique, disposent des compétences permettant ce type d'analyses. Idéalement, un

⁸ Le cas général est que l'ensemble des travaux nécessaires sur le réseau en amont du point de raccordement (appelés « travaux d'extension ») pour pouvoir injecter la production est à la charge du producteur, mais il existe des exceptions (notamment en cas de petite puissance proche du poste).

⁹ Il s'agit, en conservant la même puissance photovoltaïque, de régler les onduleurs (organe qui récupère le courant des modules photovoltaïques pour l'injecter dans le réseau) pour qu'au maximum 70% de la puissance installée soit injectée. Cet écrêtement n'engendre qu'une très faible baisse de l'énergie injectée, car les périodes de production à puissance maximale sont rares au cours de l'année.

¹⁰ seuil d'acceptabilité constaté pour la majorité des devis.

partenariat avec l'autorité organisatrice de la distribution d'énergie, qui peut mobiliser cette expertise en interne ou dans le cadre de son contrôle de concession, est à envisager. Dans tous les cas, le besoin d'analyse pour un projet donné doit être identifié le plus tôt possible, et un engagement sur le délai d'analyse doit être prévu, pour donner de la visibilité aux porteurs de projet.

4 – Subventionner le raccordement ?

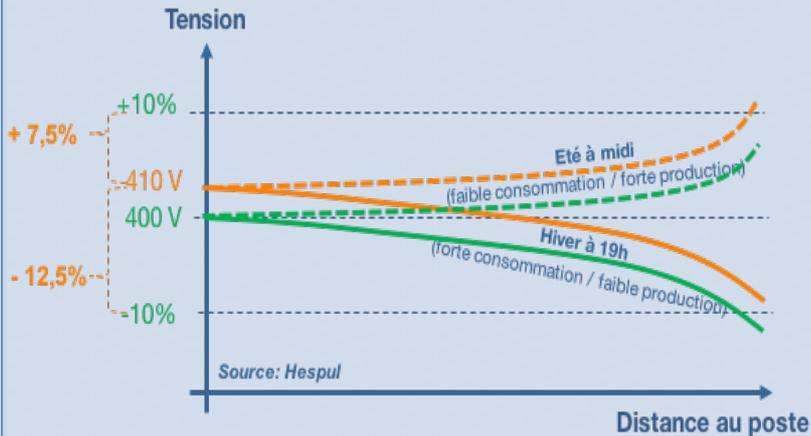
Malgré une analyse fine des propositions techniques et financières amenant à une optimisation du coût de raccordement, il restera toujours des cas où ce coût est trop élevé pour assurer une rentabilité correcte au projet.

Il pourrait sembler opportun, dans une logique de débloquer certains projets de nature à contribuer significativement à l'atteinte des objectifs du territoire, d'envisager une subvention pour aider au financement du raccordement. Une telle aide ne peut s'envisager qu'une fois le devis ajusté à partir de l'optimum technico-économique (voir point 3 – analyser les devis de raccordement - ci-avant). Au cas où elle serait mise en place, elle ne devra être déclenchée qu'à partir d'un seuil élevé de coût de raccordement en €/kVA, pour éviter tout effet d'aubaine. Elle devra de plus être plafonnée et idéalement orientée vers des projets emblématiques qui donnent une bonne image de la dynamique locale.

De manière générale, il paraît plus pertinent à court terme d'accompagner, sans aide financière, le développement de projets pour lesquels le coût de raccordement peut (voir point 3 – analyser les devis) être compatible avec une rentabilité correcte. Dans la mesure où les règles d'études de raccordement et de dimensionnement des ouvrages sont longues à faire évoluer, l'approche pragmatique qui consiste à faire émerger en priorité les projets rentables s'impose à court terme. Ceci ne doit pas dispenser de contrôler les devis comme présenté au point 3 ci-avant. A plus long terme, une démarche telle que présentée au paragraphe suivant paraît plus logique pour la collectivité que d'envisager des aides directes.

Le réglage du réseau de distribution favorise les consommateurs, au détriment des producteurs

Le schéma ci-dessous représente l'évolution de la tension sur une portion de réseau basse tension alimentant plusieurs consommateurs, à l'extrémité de laquelle se trouvent un consommateur et un producteur. Au départ du poste, la tension de référence est de 400 Volts¹¹. La norme de qualité de fourniture impose que la tension reste, en tout point du réseau basse tension, comprise entre + ou - 10 % de cette tension de référence. Avec un départ à 400 Volts, la tension évolue selon les courbes vertes : le soir en hiver, alors que la production est faible et que la consommation est forte, la tension diminue, et la baisse est proportionnelle à la puissance appelée et à la distance au poste (courbe en trait continu). Le midi, en été, alors que la consommation est faible et que la production est forte, l'injection de courant en bout de ligne engendre une hausse de tension, qui est d'autant plus importante que la puissance est élevée et injectée loin du poste (courbe en pointillés)¹². On note sur cet exemple que, dans ce cas, en hiver, la tension



descend en dessous de -10% lors des fortes consommations : la ligne est dite « en contraintes » et le consommateur situé à son extrémité ne reçoit pas la qualité d'alimentation à laquelle il a droit. Pour corriger cette situation, le poste est équipé d'un dispositif de réglage (la « prise à vide ») qui permet de rehausser la tension. En considérant une prise à vide réglée à +2,5%¹³, la tension au départ du poste est de 410 Volts, et la tension sur la ligne évolue maintenant selon les courbes orange. Le problème lors des fortes consommations est résolu, mais une surtension apparaît lors des périodes de forte production, ce qui nécessite de réaliser des travaux potentiellement conséquents pour raccorder l'installation de production.

En France, le réseau de distribution étant utilisé jusqu'à présent très majoritairement par des consommateurs, il est géré en priorité pour s'assurer que les appels de puissance n'engendrent pas de « contraintes ». Tant qu'il n'y a pas de production sur la ligne, ce choix industriel est pertinent puisque le réglage de la prise permet dans de nombreux cas de rester dans la plage de tension imposée sans avoir à effectuer de travaux¹⁴. Par contre, lorsqu'un producteur arrive, il se retrouve contraint par ce réglage qui a décalé vers le haut la tension nominale du départ. Ainsi, lorsqu'il y a volonté de développer la production renouvelable au travers de nombreux petits projets locaux, on se heurte au fait que, sur de nombreux départs basse tension, le réglage du réseau favorise la consommation au détriment de la production.

Avec un réglage de la prise à vide à +2,5%, un départ basse tension offre une marge de 12,5% en sous tension pour accepter des puissances en soutirage, mais une marge de seulement 7,5% en surtension pour accepter des injections. Ainsi, par exemple, il est possible, sur un départ donné, qu'un nouveau consommateur avec une puissance souscrite de 18 kVA puisse être raccordé sans travaux en amont sur la ligne, mais qu'un producteur se voit proposer au même endroit un devis de raccordement prohibitif pour une installation de seulement 12 kVA, car ce niveau de puissance est de nature à engendrer des surtensions, et qu'il faut donc remplacer la ligne en amont. Ce réglage par défaut explique pourquoi, de manière générale, la puissance injectable sur le réseau sans avoir à mener de travaux est souvent inférieure à la puissance totale appelée par les consommateurs.

Avec un réglage de la prise à vide à +2,5%, un départ basse tension offre une marge de 12,5% en sous tension pour accepter des puissances en soutirage, mais une marge de seulement 7,5% en surtension pour accepter des injections. Ainsi, par exemple, il est possible, sur un départ donné, qu'un nouveau consommateur avec une puissance souscrite de 18 kVA puisse être raccordé sans travaux en amont sur la ligne, mais qu'un producteur se voit proposer au même endroit un devis de raccordement prohibitif pour une installation de seulement 12 kVA, car ce niveau de puissance est de nature à engendrer des surtensions, et qu'il faut donc remplacer la ligne en amont. Ce réglage par défaut explique pourquoi, de manière générale, la puissance injectable sur le réseau sans avoir à mener de travaux est souvent inférieure à la puissance totale appelée par les consommateurs.

¹¹ Le poste ou « transformateur » est l'organe de réseau qui transforme le courant de la moyenne tension (20 000 Volts, aussi appelée HTA – haute tension de niveau A). La tension délivrée en sortie du poste est de 410 V entre deux phases en triphasé, ce qui correspond à 230 V en monophasé, c'est à dire entre chaque phase et le neutre (les usagers – consommateurs ou producteurs - en monophasés sont raccordés avec le neutre et une des trois phases)

¹² Chutes et hausses de tension sont proportionnelles à la puissance (appelée ou injectée) et à la longueur de la ligne depuis le poste, et inversement proportionnelles à la section de câble.

¹³ Les postes sont généralement munis d'une prise (réglable manuellement) à 3 positions : 0 ; +2,5 ; +5%. Le réglage à 2,5% est le plus classique. Certains postes plus anciens disposaient d'une prise à -2,5%, pour pallier à d'éventuelles surtensions sur la HTA en amont.

¹⁴ Si le réglage au poste n'est pas suffisant pour ramener la tension dans la plage réglementaire, la solution pour réduire les chutes de tension sur la ligne est de remplacer le câble par un câble de plus forte section... ou de diminuer les appels de puissance (opération de MDE). Avec un câble de plus forte section, les courbes sur le graphique se resserrent sur la droite horizontale représentant la tension en sortie de poste.

5 - Intégrer le développement des énergies renouvelables dans la stratégie de développement du réseau de distribution ?

Les actions décrites dans les pages précédentes mettent en évidence les moyens à mobiliser notamment au sein des collectivités pour s'assurer que le potentiel local d'énergies renouvelables puisse être exploité convenablement. Si ces actions semblent aujourd'hui indispensables à court terme, à plus long terme, intégrer les productions à venir dans la stratégie d'investissement sur le réseau de distribution paraît indispensable.

Les smart grids ne dispensent pas de travailler sur les fondamentaux des infrastructures

*Les réseaux électriques intelligents ou smart grids sont des réseaux de distribution d'électricité qui intègrent des fonctionnalités issues des technologies de l'information et de la communication. Cette note n'a pas pour objectif de présenter ces solutions ni de parier sur celles qui seront pertinentes à plus ou moins long terme (certaines fonctionnalités assez simples comme le pilotage décentralisé du réactif avec les onduleurs sont déjà intéressantes, d'autres comme le pilotage des usages ou le stockage sont encore à un stade expérimental, sans modèle économique viable). **Quels que soient les avancées techniques à venir, les fondamentaux du réseau de distribution - puissance des postes, section des câbles... - resteront toujours déterminants dans sa capacité à accueillir des productions décentralisées. Ces ouvrages coûteux ayant une durée de vie longue (de l'ordre de 50 ans), il est important que les programmes de renouvellement et de modernisation soient élaborés en concertation avec les acteurs des territoires pour tenir compte au mieux des évolutions des besoins, en consommation comme en production.***

Aujourd'hui, les programmes d'investissement dans le réseau de distribution sont dictés d'abord par la sécurité, la qualité de service¹⁵ et l'esthétique. Ils se traduisent par des travaux de renouvellement (remplacement des ouvrages vétustes), de renforcements (augmentation de sections de câbles et de puissances de postes) et d'enfouissement (pour des raisons esthétiques et aussi de fiabilité et sécurité). A ces travaux de rénovation s'ajoutent les travaux d'extension et densification : chaque année, le réseau de distribution croît d'environ 10 000 kilomètres (soit environ 1%) et 6000 nouveaux postes de transformation y sont installés pour desservir environ 400 000 nouveaux consommateurs et 30 000 nouveaux producteurs. La part de la production dans les nouveaux raccordements est de plus en plus importante, et cette tendance va augmenter dans les années à venir.

Compte tenu des montants en jeu (souvent plusieurs dizaines de millions d'Euros sont consacrés à la modernisation du réseau de distribution chaque année sur un département moyen¹⁶), il semble logique que la programmation de ces investissements puisse tenir compte des besoins à venir pour accueillir les productions d'énergies renouvelables, en cohérence avec les objectifs fixés par les territoires, notamment ceux engagés dans une démarche Tepos ou Tepcv. En fonction des informations disponibles, plusieurs niveaux de prise en compte sont envisageables :

- pour les projets portés par des acteurs publics, et notamment les collectivités, il est possible de connaître la position précise des sites potentiels et les puissances qui peuvent y être installées, ainsi qu'une échéance approximative de besoins de raccordement, et ces éléments peuvent être intégrés dans les programmes de renouvellements, par exemple pour les sites encore alimentés en fils nus ou sur un poste d'ancienne génération voué à être remplacé.
- pour les projets privés, il est quasiment impossible de savoir quand les besoins de raccordement vont apparaître, mais il est possible, avec un cadastre solaire, de savoir où sont les sites et bâtiments particulièrement favorables, et mettre ainsi en évidence des zones sur le territoire où des besoins de renforcement du réseau vont apparaître. Si des besoins de modernisation ou renouvellement sont déjà connus sur ces zones, il peut être opportun de les réaliser en priorité. La collectivité peut alors communiquer auprès de porteurs de projets potentiels pour leur indiquer que le réseau va être modernisé et pourra accueillir des productions (voir point 2 – cibler la communication).

¹⁵ Le premier critère de qualité est le temps moyen de coupure annuel des usagers, le deuxième le nombre de clients mal alimentés, c'est à dire subissant des chutes de tensions supérieures à 10%

¹⁶ Par exemple environ 25 M€ d'investissements réseaux en 2016 sur la Loire et la Haute Savoie (source : rapports d'activités SIEL et SYANE).

Prendre en compte les potentiels d'injection dans les programmes de travaux, dans une logique d'optimisation globale de la dépense, permettrait de mieux accompagner une dynamique locale de développement des énergies renouvelables électriques, à l'opposé des pratiques actuelles au « coup par coup » dictées par les gestionnaires de réseau, qui découragent bon nombre d'acteurs locaux. Alors qu'elle était plutôt jusqu'à présent traitée dans des missions complémentaires des AODE, on constate ainsi avec ces nouveaux besoins que la transition énergétique doit aujourd'hui être intégrée au cœur de leurs compétences et missions historiques de gestion du réseau, patrimoine de la collectivité.

Certaines AODE ont engagé des programmes de remplacement des « postes tour » par des postes cabines plus discrets. Ce type de travaux pourrait être mené par anticipation lorsque le remplacement du poste est nécessaire pour accueillir une nouvelle production d'électricité renouvelable.



6 – Développer la maîtrise de la demande pour développer les énergies renouvelables ?

Sans entrer dans les difficultés (techniques et financières) de déploiement des smart grids ou du stockage d'électricité, de nombreuses actions classiques de maîtrise de l'énergie et de maîtrise de la demande d'électricité sont de nature à augmenter les capacités d'injection sans travaux sur le réseau : mise en place d'heures méridiennes¹⁷ ; délestage ; programmation d'usages ; remplacement d'équipements par des plus efficaces ; substitution d'énergie...

La maîtrise de l'énergie est toujours intégrée dans les plans d'actions des démarches de type Tepos ou PCAET, puisqu'elle est indispensable à l'atteinte des objectifs de baisse des consommations dans les territoires. Des actions spécifiques sur l'électricité sont assez rarement définies (éclairage, froid...), mais les actions génériques comme l'accompagnement à la rénovation des bâtiments ont un impact sur la demande en électricité dès lors que les bâtiments concernés ont du chauffage ou de l'eau chaude sanitaire électrique : impact à la baisse en cas d'isolation ou de substitution vers une autre énergie... ou à la hausse en cas de passage du fioul à une pompe à chaleur notamment.

L'impact que peuvent avoir ces actions sur les capacités d'injection dépend du réglage du réseau (voir encadré sur la prise à vide page 6) :

- Dans une approche au cas par cas, face à un devis de raccordement élevé, il convient systématiquement de s'assurer qu'un réglage de la prise à vide à zéro ne serait pas suffisant pour accueillir la production sans besoins de travaux. Si ce réglage est suffisant et qu'il n'engendre pas de sous tensions lors des périodes d'appels de puissance maximum, le problème est résolu. Si des sous tensions apparaissent, il est possible qu'une démarche

¹⁷ La mise en place d'heures méridiennes (tarif « heures creuses » en milieu de journée) augmente la consommation d'électricité (eau chaude sanitaire, lave-linge...) en début d'après midi, permettant d'absorber une partie de la production photovoltaïque. Le potentiel de décalage d'usages est modeste en résidentiel, et cette mesure ne sera donc pas de nature à débloquer un projet de production en particulier mais, déployée à l'échelle d'un territoire, elle va dans le bon sens pour améliorer l'équilibre du réseau dans une logique de développement du photovoltaïque.

spécifique de maîtrise de la demande en électricité (« MDE micro »¹⁸) chez un ou plusieurs consommateurs de la ligne les supprime. Une telle démarche serait particulièrement exemplaire : des actions de maîtrise de l'énergie apportent des économies à des usagers et permettent à l'infrastructure publique d'accueillir un projet de production renouvelable, sans investissement lourd et tout en garantissant la qualité de fourniture de l'électricité. Les syndicats d'énergies sont compétents pour mener ce type d'opérations¹⁹ qui, sous certaines conditions, peuvent être financées par le FACE²⁰. Cette solution idéale implique cependant des délais de mise en œuvre qui la rendront rarement pertinente si le besoin est identifié lors de l'établissement du devis de raccordement.

- Dans le cadre d'un projet de territoire, il semble plus opportun d'envisager une démarche plus générale d'optimisation de l'infrastructure publique de distribution d'électricité combinant actions de maîtrise de l'énergie et vérification des réglages de prise sur tout ou partie du réseau. L'isolation des logements est de nature à réduire globalement les pointes d'appels de puissance, et d'autres actions comme le décalage d'usages sont peu onéreuses et peuvent être très efficaces selon les usages qui sont responsables de ces pointes. Une fois les premières actions de MDE réalisées, il y aura lieu de régler les prises à vides en fonction des tensions réelles minimum et maximum mesurées sur les lignes, ce qui implique des enregistrements de tension, qui peuvent être prévus dans le cadre de ces actions.

A noter qu'une telle **campagne de vérification systématique du bon réglage des prises à vide** peut également être menée sans opération de MDE : la demande a pu évoluer, des câbles ont pu être changés, sans pour autant que le réglage de la prise ait été adapté à la nouvelle configuration. L'identification de la pertinence du réglage en place, départ par départ, serait facilitée avec le déploiement de compteurs Linky paramétrés pour une surveillance de la tension. Il est à noter également que le réglage en position haute des prises lorsque cela n'est pas nécessaire engendre une surconsommation d'énergie inutile chez les consommateurs, la puissance appelée par les appareils augmentant avec la tension.

Disposer du plan du réseau public de distribution d'électricité, avec position des postes et information pour chaque poste sur la position de la prise à vide est un bon début pour apprécier l'enjeu que représente le réglage de ces prises sur le territoire et identifier les zones où le raccordement d'une production renouvelable en basse tension sera plus ou moins facile.

Une telle démarche où maîtrise de l'énergie et injection d'énergie renouvelable seraient traitées de concert sera de nature à ramener de l'égalité de traitement entre les usagers du réseau. En effet, aujourd'hui, l'installation de pompes à chaleur en remplacement de chauffages au fioul, propane, voire bois engendre de nombreux besoins de renforcements dans les zones rurales. Ces travaux, rendus nécessaires par l'action du consommateur, sont à la charge de la collectivité. Par contre, lorsque le raccordement d'un équipement de production d'électricité renouvelable nécessite des travaux sur le réseau, ces travaux sont à la charge du producteur, alors que leur finalité profite à la collectivité dans son ensemble.

¹⁸ Opération visant à identifier les principaux usages responsables des sous tension puis à réduire les appels de puissance de ces usages, sans diminution de confort pour les usagers. Voir Guide ADEME-EDF « pour la réalisation des opérations de MDE micro » www.territoires-climat.ademe.fr/sites/default/files/Guide_methodologique_MDE_micro_en_reseaux_ruraux.pdf

¹⁹ Article L 2224-31 du Code général des collectivités territoriales : « Les actions relatives aux économies d'énergie des consommateurs finals de gaz ou d'électricité basse tension que peuvent réaliser ou faire réaliser les autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité ou de gaz doivent avoir pour objet ou pour effet d'éviter ou de différer l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution relevant de leur compétence ».

²⁰ Compte d'affectation spéciale pour le Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale. www.senat.fr/rap/a16-145-7/a16-145-710.html

7 - Promouvoir l'autoconsommation ?

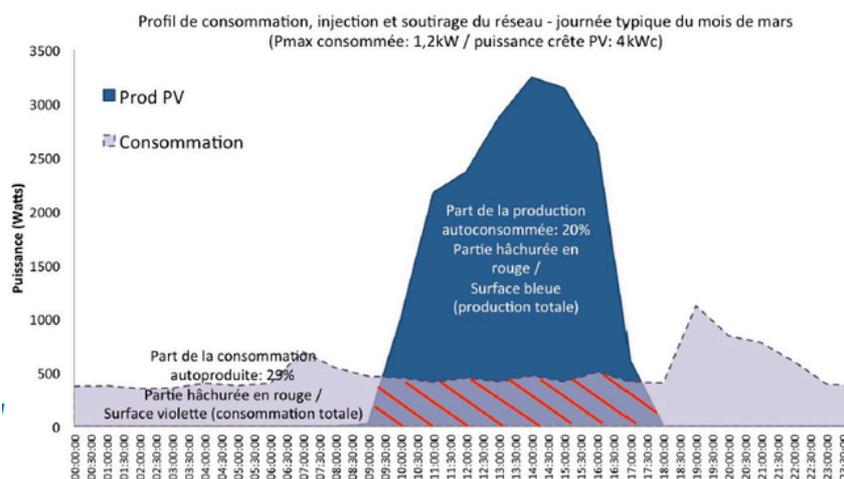
Le graphique ci-dessous²¹ représente l'évolution de la production photovoltaïque et de la consommation d'un logement pour un cas moyen. Il met en évidence que, d'un point de vue physique, la part autoconsommée (ici en hachuré) ne représente généralement qu'environ 20% de la production. Le reste de la production est injectée sur le réseau pour être consommé un peu plus loin.

De ce point de vue, promouvoir l'autoconsommation totale serait contre productif pour un territoire, car cela reviendrait à installer de tous petits générateurs, y compris sur les bâtiments disposants de généreuses surfaces de toiture. L'autoconsommation totale

est intéressante pour le gestionnaire de réseau, puisque cela lui assure que la production sur un site ne dépassera jamais la consommation de ce site, et n'aura donc aucune incidence sur le réseau.

Sur un même site, l'autoconsommation partielle, avec vente du surplus de production, ne présente d'un point de vue physique pour le réseau aucune différence avec la vente totale de la production. Elle peut avoir une incidence sur le comptage à mettre en place²² et sur la rentabilité du projet pour le producteur, mais aucune sur les besoins de travaux éventuels sur le réseau en amont du raccordement, puisque la puissance de raccordement sera la même.

Pour la collectivité, la décision du producteur entre vente totale et vente du surplus est donc neutre du point de vue de l'atteinte de ses objectifs de développement de filières EnR. Par contre, si elle souhaite voir se développer la production d'électricité renouvelable sur son territoire, elle plutôt intérêt à décourager l'autoconsommation totale, qui empêche d'exploiter pleinement le gisement.



7 – Conclusion

Les actions évoquées ici ne sont pas toutes du même niveau en termes d'impacts, de temporalité et de gouvernance. En premier lieu, il est indispensable d'identifier les acteurs concernés et les actions déjà menées ou services proposés : qui sont les autorités organisatrices de la distribution d'énergie sur le territoire ? Y a-t-il un cadastre solaire, avec ou sans prise en compte du réseau ? Y a-t-il un suivi des devis de raccordement ? Qui contrôle, ou qui pourrait le faire ?

Ensuite, fort de sa politique de développement de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables, le territoire est légitime pour demander et impulser une meilleure prise en compte des impacts et des besoins de cette politique dans la gestion et les programmes d'investissement du réseau électrique. Le dialogue ainsi établi peut permettre d'envisager une stratégie cohérente entre les actions locales et les programmes d'investissement dans le réseau, dans une logique de mutualisation et d'optimisation de l'action et des dépenses publiques.

²¹ source Hespul : plus d'informations sur l'autoconsommation sur www.photovoltaique.info/-Parite-et-autoconsommation-.html

²² Economie d'environ 600 € sur le devis de raccordement pour le producteur en cas d'autoconsommation partielle, car comptage mutualisé sur un seul compteur qui mesure « dans les deux sens ». Besoin de deux compteurs en cas de vente totale (un dédié à la production).