

Gérer les productions électriques intermittentes

Au cœur des smart grids, les gestionnaires de réseaux de distribution

Par Gilles GALLÉAN*

Une véritable révolution des systèmes électriques est en cours avec le développement rapide de la production d'électricité décentralisée, l'émergence d'une gestion active de la demande, l'introduction annoncée de nouveaux moyens de stockage et l'apparition de nouveaux usages (comme les véhicules électriques). Ces transformations vont se concrétiser progressivement, de façon différenciée suivant les pays et les régions, mais elles vont se conjuguer pour former un système dont la gestion nécessitera beaucoup plus d'intelligence, d'automates et d'électronique. À la croisée entre la production et la consommation d'électricité, le gestionnaire de réseau de distribution doit maîtriser la complexité technique du nouveau système, limiter la hausse des coûts et garantir la qualité de service attendue par les clients et les acteurs du marché.

En France, les productions éolienne et photovoltaïque raccordées aux réseaux gérés par ERDF se développent rapidement, mais de façon différente suivant les régions

En France, 93 % des sources d'électricité renouvelable sont raccordées au réseau de distribution. La production d'énergie électrique d'origines éolienne et photovoltaïque progresse aujourd'hui dans notre pays de façon constante et cette dynamique industrielle constitue une nouvelle étape dans l'histoire des infrastructures électriques françaises. Cette nouvelle étape est d'autant plus importante technologiquement, que l'on passe avec les productions décentralisées intermittentes d'un réseau de distribution électrique monodirectionnel à un système pluridirectionnel, c'est-à-dire un réseau qui distribue de l'énergie et dans lequel est injectée, en même temps, une production électrique.

Fin octobre 2012, 1 032 installations éoliennes étaient raccordées au réseau ERDF (principalement au réseau moyenne tension), correspondant à une puissance totale de 6,6 gigawatts (GW). Cette production est inégalement répartie sur le territoire national. Elle se situe principalement au nord de la Loire. La production d'électricité éolienne de certains départements (comme l'Aube, où sont installés 900 MW d'éolien) peut être excédentaire à certaines périodes. La production doit alors être « remontée »

au niveau du réseau de transport géré par RTE pour être ensuite redispachée vers d'autres départements.

Concernant le photovoltaïque, à la fin octobre 2012, plus de 250 000 installations étaient raccordées au réseau ERDF, pour une puissance totale d'un peu plus de 3 GW, les deux tiers de cette puissance étant connectés au réseau basse tension (BT). Ces installations se développent essentiellement au sud d'une ligne « Bordeaux-Valence », là où l'ensoleillement est le plus important.

Pour mettre au point ses solutions techniques, ERDF s'appuie sur de nombreux scénarii qui prévoient une puissance installée en énergies renouvelables (EnR) en France pouvant aller jusqu'à 108 GW en 2030, dont plus de 60 % pour les énergies intermittentes.

L'intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution modifie profondément le fonctionnement du système électrique

La production des EnR est par nature intermittente et peu pilotable. Cela n'est pas sans conséquence pour la gestion du réseau de distribution. Trois facteurs principaux influent sur l'apparition et l'intensité des défis à relever :

- ✓ l'impact d'une énergie renouvelable donnée sur le réseau est plus fort quand sa production n'est pas

corrélée avec la consommation (ce qui est souvent le cas aujourd'hui pour le photovoltaïque) ;

- ✓ le besoin d'investissements est plus élevé quand le développement de sources renouvelables se fait dans des zones peu peuplées ou à faible activité industrielle : dans ces zones, les réseaux de distribution ont été historiquement dimensionnés en fonction d'un transit d'électricité plutôt faible (cette situation est souvent rencontrée dans le cas des centrales éoliennes, qui sont implantées là où la densité de population est faible) ;
- ✓ l'ampleur des adaptations nécessaires à l'insertion des installations de petite taille dans le réseau BT est très fortement dépendante de leur niveau de concentration.

À noter que des investissements sur les réseaux seraient également nécessaires pour y raccorder des installations « auto-consommatrices » afin de pallier l'éventuelle intermittence des productions EnR, tout en permettant à ces installations de maintenir à tout moment leur consommation d'électricité avec la qualité appropriée.

Notre défi est de faciliter, de rendre possible le développement des énergies renouvelables tout en veillant à garantir en permanence la sécurité des personnes et la stabilité du réseau

« Pendant les travaux, la vente continue ! ». Cette expression illustre bien notre objectif, qui est de transformer notre système électrique (une transformation rendue nécessaire par l'intégration des énergies renouvelables) et d'assurer, en même temps, notre mission d'exploitation du réseau public de distribution. En effet, l'insertion de ces nouvelles installations de production dans le réseau de distribution doit se faire :

- ✓ en garantissant la sécurité des personnes, lors de manœuvre ou d'incidents sur le réseau, notamment en prévenant la formation d'îlots électriques dans lesquels les dispositifs de protection ne fonctionneraient plus ;
- ✓ en assurant la sûreté de fonctionnement du système électrique, en veillant à ce que ces énergies viennent soutenir le réseau lors d'incidents importants (et non plus s'en séparer, comme cela leur était demandé lorsqu'elles étaient marginales) ;
- ✓ en maintenant la tension dans les plages prévues et en évitant ainsi l'apparition de surcharges sur les lignes et dans les transformateurs ;
- ✓ en rendant possible, de façon coordonnée, les équilibres locaux entre l'offre et la demande, avec une intégration des contraintes pesant sur le réseau, et ce au bénéfice de tous les acteurs du marché.

Pour cela, ERDF a déjà mis en place des réponses opérationnelles qui lui ont permis ces dernières années de faire face à l'accroissement important du nombre des lieux de production.

Pour le distributeur, l'intégration des EnR nécessite aujourd'hui d'optimiser l'architecture des systèmes de distribution locaux (production, réseau et consommation) et de mettre en œuvre une gestion dynamique de ceux-ci.

Prévoir et orienter la localisation des installations permet d'optimiser l'architecture des systèmes électriques locaux

L'architecture des systèmes électriques locaux doit être optimisée, dès lors que les installations EnR ne peuvent pas être implantées nécessairement à proximité des lieux de consommation, ni là où il existe des capacités de réseau pour les accueillir.

Même en s'appuyant sur les données régionales, une prévision nationale des futures installations énergies renouvelables est nécessaire, mais pas suffisante : les dynamiques locales sont souvent diverses et chaque région peut recouvrir des potentiels différents. En fait, ce qui importe, c'est de pouvoir identifier en amont les contraintes qui pourraient apparaître sur l'un ou l'autre des éléments du réseau. La nature de la contrainte (tension ou fréquence du courant), sa profondeur, la durée pendant laquelle elle apparaît et enfin son caractère évolutif dans le temps sont autant de facteurs qui influenceront sur les solutions locales à mettre en œuvre.

Ensuite, il est nécessaire d'estimer la capacité d'accueil du réseau et de déterminer le moment où il conviendra éventuellement de le renforcer. Les dispositifs *smart grids* de régulation locale de la tension, d'éventuels écrêtements de très courte durée de la production ou de placement des appels de puissance vont permettre d'augmenter la capacité d'accueil d'EnR par les réseaux. Pouvoir positionner ces différents leviers « d'optimisation » et estimer à partir de quel gain de capacité d'accueil telle ou telle solution d'investissement devient économiquement intéressante, constituent des leviers extrêmement utiles à l'intégration des énergies renouvelables aux réseaux.

C'est l'enjeu du ciblage de nos investissements en fonction des situations locales. Il implique que nous renforçons nos capacités d'acquisition de données et de prévisions tant en matière de production que de consommation. En effet, se contenter d'observer les nouveaux projets d'EnR, puis de répondre au coup par coup aux besoins de raccordement, n'est définitivement pas la meilleure solution pour intégrer de façon optimale ces EnR. En tant que distributeur, nous sommes donc favorables à ce que le fonctionnement du marché soit complété par un dialogue accru entre les parties prenantes (investisseurs, collectivités locales et régionales, autorités concédantes,...) permettant de mettre en place une forme de coordination et de rendre possible une véritable anticipation.

Enfin, n'oublions jamais que quelques lois physiques, à la fois simples et immuables, constituent les fondamentaux qui doivent être intégrés en permanence pour assurer la continuité et la qualité de l'alimentation électrique. ERDF, à l'instar des autres distributeurs, est ainsi prêt à accompagner sur le plan technique les élus locaux et leurs

partenaires industriels dans la transformation énergétique qu'ils souhaitent engager, au travers notamment du développement des EnR.

Un dispositif se met en place pour les installations de forte et moyenne puissance

Le Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Energie (SRCAE) et le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) relèvent de cette approche.

Le SRCAE est élaboré par la direction régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement, puis validé conjointement par le Préfet de Région et le Président du Conseil régional. Il fixe, à l'échelon du territoire régional et à l'horizon 2020, l'ensemble des orientations déclinant les objectifs climatiques, de qualité de l'air et de maîtrise de l'énergie. Il comprend également un volet EnR qui précise les volumes de production attendus par famille (photovoltaïque, éolien,...) et certains éléments de localisation.

Ce document exprime avant tout une ambition régionale. La mise en place d'un dispositif de bouclage national pour observer la cohérence des programmes régionaux pourrait être très pertinente.

En réponse au volet EnR du SRCAE, le S3REnR est élaboré dans les six mois par le gestionnaire de réseau de transport – GRT (RTE) avec l'accord des gestionnaires de réseaux de distribution – GRD (ERDF et Entreprises Locales de Distribution). Il est ensuite approuvé par le Préfet de Région. Il recense les ouvrages existants, ceux à créer ou ceux à modifier (réseaux et postes RTE, et postes sources), il s'agit de l'ensemble des ouvrages nécessaires pour accueillir la production prévue au SRCAE. Il donne le coût prévisionnel des évolutions attendues, ainsi que leur calendrier de réalisation. Ces coûts sont mutualisés et facturés aux producteurs qui se raccordent au réseau. Les capacités d'accueil créées sont réservées pendant une période de dix ans aux EnR.

Ce dispositif lève plusieurs barrières au raccordement des EnR. En effet, il donne de la visibilité sur les volumes à raccorder indépendamment des projets individuels et il permet d'engager des travaux qui seront facturés ultérieurement, au moment de la demande de raccordement. Enfin, il évite les effets de seuil pour les producteurs investisseurs.

Plus ces SRCAE seront à la fois réalistes et précis en matière de puissance électrique à installer, de localisation et de calendrier, plus ils seront opérants.

Des solutions restent encore à être développées pour les installations raccordées au réseau basse tension (réseau BT)

Les deux tiers du photovoltaïque sont raccordés au réseau BT. Or le réseau BT est celui sur lequel, en tant que distributeur, nous disposons du moins d'informations en temps réel. En effet, si sur le réseau HTA nous avons déjà installé de nombreux capteurs de différentes natures

répondant à différents besoins (dont le dépannage automatique...) qui nous donnent une vision fine et en temps quasi réel de l'état du réseau, ce n'est pas encore le cas pour le réseau BT. On peut noter en particulier que, comparativement à de nombreux distributeurs européens ou mondiaux, les distributeurs français disposent sur le réseau HTA d'une bonne avance en matière d'équipements de communication et de capteurs.

Pour optimiser nos investissements, notre action sur le réseau BT vise deux objectifs : mieux connaître les projets d'installations ou en cours de mise en service (cartographie, repérage) et analyser les charges et le fonctionnement du réseau.

La mise en place d'asservissements locaux (comme en Allemagne ou en Italie, où les producteurs « photovoltaïques » contribuent déjà à la régulation locale de tension par exemple *via* la régulation locale de la puissance réactive ou l'écrêtement de puissance active dans des situations exceptionnelles) constitue une piste de travail intéressante avec les acteurs concernés, les investisseurs dans les EnR en particulier.

La prise de conscience des enjeux et des défis à relever progresse et, comme nous venons de le voir, certains dispositifs existent déjà. Des outils techniques complémentaires, notamment pour les installations raccordées en basse tension, viendront ; de nouvelles modalités de régulation vont progressivement s'élaborer. Mais il est impératif que ces évolutions aillent de pair avec l'émergence d'une vision des enjeux qui soit partagée entre toutes les parties prenantes. Favoriser le développement des EnR dans des conditions optimales pour la collectivité passera par un large partage des enjeux et par un dialogue renforcé avec la collectivité dans son acception la plus large possible.

L'optimisation de l'architecture constitue une première étape qui doit impérativement être complétée par une gestion dynamique des systèmes électriques locaux

La production locale des EnR est souvent difficile à prévoir, même à court terme. Elle n'est pas nécessairement synchrone avec la consommation et ne peut être pilotée. Cette problématique est d'autant plus importante pour le distributeur qu'il ne bénéficie pas, sur ses réseaux, du foisonnement qui existe au niveau national pour le réseau de transport. Il faut donc améliorer la capacité à prévoir, à court terme, la production locale.

À ce jour, les modèles de prévision, bien que de plus en plus précis, sont encore – reconnaissons-le – très imparfaits. À l'échelle d'un site, le taux d'erreur est souvent important du jour pour le lendemain et reste élevé pour une prévision à trois heures. À ERDF, un sujet important de recherche est donc l'amélioration de cette prévision qui va de pair avec l'amélioration des modèles de prévision de consommation. Nous y travaillons dans le cadre de nos propres programmes de recherche, mais aussi avec de nombreux partenaires, dans le cadre des démonstrateurs *smart grids*.

Pour gérer la volatilité des productions intermittentes, trois leviers sont aujourd'hui disponibles, mais à des degrés de maturité différents :

- ✓ le renforcement des réseaux et l'installation de moyens de production flexibles,
- ✓ les technologies *smart grids* qui permettent d'agir de façon dynamique sur la production comme sur la consommation,
- ✓ et, enfin, le stockage d'énergie.

Il en résulte des interdépendances entre leviers locaux et ajustement national. Développer la connaissance des contraintes locales à gérer permettrait de conforter encore les dispositifs de coordination entre les niveaux national et local. Lorsque les contraintes locales sont marginales, un ajustement à la marge d'une optimisation nationale est la solution la plus réaliste, et, en général, cela s'avère suffisant. Mais lorsque les contraintes locales sont significatives, une coordination renforcée entre les différents niveaux est nécessaire ; des coordinations techniques ou des mécanismes de compensation, voire le recours à des signaux-prix, peuvent alors s'avérer indispensables.

Prenons, à titre d'illustration, le cas de la gestion du photovoltaïque installé sur un réseau BT : à la condition que les surtensions soient limitées en ampleur et en fréquence, un premier levier alternatif au renforcement du réseau pourrait être l'écrêtement de la production pendant les quelques heures de l'année (de fait très peu nombreuses) durant lesquelles ledit réseau ne peut l'évacuer en totalité. S'il y a suffisamment de consommation flexible (c'est le cas aujourd'hui grâce à des ballons d'eau chaude pilotables, et cela pourrait l'être demain avec les véhicules électriques), on pourrait aussi déplacer une partie de la consommation des réseaux BT en contrainte vers les périodes de plus fort ensoleillement.

Le renforcement du réseau ou le stockage d'énergie s'imposent néanmoins dès que les contraintes sont importantes ou très fréquentes.

Pour expérimenter, tester, puis contribuer à la définition des modalités d'utilisation de ces leviers, ERDF participe activement, avec plus d'une centaine de partenaires, à divers démonstrateurs concrets de *smart grids*.

Le rôle du distributeur d'électricité va évoluer

D'ores et déjà, on peut dire que toutes ces transformations font évoluer le rôle du gestionnaire de réseau de distribution vers un rôle d'opérateur de système de distribution mettant en œuvre une gestion active du système électrique à maille locale.

Parce que l'utilisation des flexibilités au niveau local et leur utilisation au niveau national peuvent dans certains cas être antagonistes, le renforcement de la coordination entre l'ensemble des acteurs d'un système électrique est nécessaire.

Cela suppose que l'on définisse des dispositifs réglementaires permettant d'articuler la gestion locale des contraintes « réseau » avec l'optimisation de l'ensemble

de l'équilibre production-consommation. Ces dispositifs pourront s'inspirer de certaines solutions mises en œuvre au niveau du réseau de transport, telles que les services systèmes ou les mécanismes d'ajustement.

À titre d'exemple, on pourrait imaginer, pour une zone géographique donnée, et en étroite coordination avec le gestionnaire de réseau de transport, un dispositif où la gestion de l'équilibre production-consommation permettrait de révéler la valeur de la flexibilité de la production (ou de la consommation) en fonction des périodes et des volumes concernés. Ce mécanisme pourrait aussi favoriser certains arbitrages en permettant l'activation, par les fournisseurs et acteurs de marché, de flexibilités existantes.

Un important effort en matière de recherche et développement est nécessaire pour concevoir et tester les réseaux intelligents de l'avenir

Une certitude : le réseau de demain sera, sur bien des aspects, bien différent du réseau d'aujourd'hui.

Pour préparer ces évolutions, ERDF accroît de façon importante son effort de R&D et se mobilise, avec de nombreux partenaires, dans la mise au point de projets de démonstration concrets, français comme européens.

ERDF est ainsi le coordonnateur de plusieurs projets de *smart grids* soutenus par le Commissariat général à l'Investissement (CGI) : notamment NiceGrid (dans la région Provence-Alpes-Côte d'Azur – travaux sur l'insertion du photovoltaïque et du stockage décentralisé), de Greenlys (à Lyon et à Grenoble – démonstrateur de réseau urbain intelligent) ou encore de Venteea (dans le département de l'Aube – travaux sur l'insertion de l'éolien dans les réseaux moyenne tension ruraux).

ERDF coordonne également le projet Grid4EU, l'un des grands projets européens de recherche et de démonstration en matière de réseau intelligent, un projet qui réunit six distributeurs d'électricité européens et vingt-sept partenaires représentant autant de pays européens.

Enfin, ERDF est fortement mobilisé dans la mise en place d'une nouvelle génération de compteurs électriques, les compteurs communicants. Ainsi, le compteur Linky est un système de communication au service des clients, des acteurs du marché de l'électricité (en particulier, les fournisseurs) et de la transition énergétique en France. Il permet notamment de traiter les données de courbe de charges, de puissance, de tension et de comptage sur le réseau. Il contribue ainsi à l'intégration des énergies renouvelables et à l'optimisation de leur production.

Le distributeur d'électricité au cœur des évolutions du système électrique

L'Agence Internationale de l'Energie estime qu'à l'échelle de l'Union européenne, il faudra investir des centaines de milliards d'euros dans les réseaux de distribution

et de transport. Les enjeux sont donc considérables et il est indispensable de prendre en compte le plus en amont possible le volet « réseau » dans la conception du système électrique du futur.

On ne peut aujourd'hui tout miser sur l'hypothèse que « *Le réseau suivra* », au même titre que l'on dit : « *L'intendance suivra* ». En effet, les conséquences pour les clients pourraient se révéler lourdes tant en matière de qualité et de continuité de l'alimentation qu'en matière de coût d'acheminement acquitté par le client final, un coût aujourd'hui parmi les moins élevés d'Europe.

Accueillir les EnR dans les réseaux de distribution s'accompagne d'un nécessaire développement de l'intelligence des réseaux. Cela exige des investissements élevés. Il faut donc imaginer progressivement de nouveaux modes de régulation et de rémunération, et concevoir les modèles économiques permettant à l'ensemble des acteurs interve-

nant sur le marché de partager les risques, les coûts et les bénéfices des réseaux intelligents.

Le distributeur est le garant de la continuité et de la qualité d'alimentation et il rend possible, avec le gestionnaire du réseau de transport, le fonctionnement et l'évolution du système électrique grâce auquel chacun des acteurs du marché – producteurs, fournisseurs, responsables d'équilibre, gestionnaires de centrales de production virtuelles, opérateurs d'effacement, entreprises de service d'optimisation énergétique, etc., doit pouvoir satisfaire ses clients.

Note

* Membre du Comité exécutif d'Électricité Réseau Distribution France (ERDF), Directeur Technique.