

Le numérique, une solution sous-utilisée pour répondre aux défis de la gestion des systèmes électriques

Par Étienne BEEKER

Conseiller scientifique à France Stratégie

La crise ukrainienne a révélé la double fragilité du système électrique européen : une très forte exposition au gaz et à la Russie, son fournisseur principal, mais aussi une sous-capacité en moyens de production pilotables. Cette crise, qui ne concerne que l'Europe, est à mettre sur le compte de l'aventurisme de la politique énergétique européenne qui a voulu mettre en place à marche forcée un nouveau système basé sur les EnR intermittentes, conduisant à se débarrasser trop rapidement de l'ancien système et à oublier les impératifs de sécurité d'approvisionnement et de compétitivité. De nombreux moyens de production pilotables ont ainsi été fermés, sans songer à compenser le déficit de flexibilité qui en a résulté. L'usage du numérique pourrait le combler. Mais bien que les technologies correspondantes soient matures, elles restent notoirement sous utilisées, à l'instar de Linky en France, qui est pourtant pratiquement déployé sur tout le territoire et est conçu pour piloter la demande d'électricité.

Introduction

Discerner les défis auxquels vont devoir faire face les systèmes électriques est un exercice délicat, tant bon nombre de certitudes ont été ébranlées, voire mises à bas par la crise actuelle. En janvier 2021, RTE et l'AIE publiaient une étude¹ laissant entendre à un lecteur peu attentif qu'un système électrique composé de 100 % d'énergies renouvelables (EnR) était viable en France à l'horizon 2050. Alors que dix mois plus tard, le même RTE affirmait dans un deuxième rapport² que se passer d'investir dans le nucléaire produirait une contrainte très forte sur le système électrique, notamment parce que les EnR rendent l'approvisionnement continu en électricité très complexe. Entretemps, les impératifs de sécurité d'approvisionnement sont revenus au premier plan, ce qui conduit à réinterroger la politique énergétique européenne qui était censée apporter une électricité sûre, propre et compétitive aux consommateurs.

¹ « Étude sur les conditions d'un système électrique à forte part d'énergies renouvelables en France à l'horizon 2050 », 27 janvier 2021, <https://www.rte-france.com/actualites/rte-aie-publient-etude-forte-part-energies-renouvelables-horizon-2050>

² « Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 », 25 octobre 2021, <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

Les défis qui se posent actuellement sont tout à la fois techniques, économiques et (géo-)politiques. Quelles technologies vont pouvoir s'imposer dans le futur ? Dans quelles proportions, à quels coûts et à quelles conditions de financement ? Et avec quelle disponibilité des ressources (technologiques, humaines, spatiales, matières premières...) ? Etc.

Le sujet est vaste. Le choix fait dans cet article est de nous focaliser sur les technologies dites de rupture (en particulier, le numérique), lesquelles offrent des solutions de flexibilité pour pallier l'intermittence des EnR.

Les énergies renouvelables : quelles limites ?

Les EnR, en particulier le solaire et l'éolien, sont vus par les instances européennes comme le moyen privilégié de décarboner l'économie et de garantir la sécurité d'approvisionnement. Leur développement a été porté par les politiques très volontaristes, depuis la directive « 3x20 » de 2008 jusqu'au plan « RePowerEU », encore en discussion à la fin 2022 et destinées à se passer des hydrocarbures importés de Russie. Les objectifs fixés en matière de développement des EnR sont extrêmement ambitieux (l'Allemagne vise un mix électrique de 100 % en 2035 !), alors que les conditions

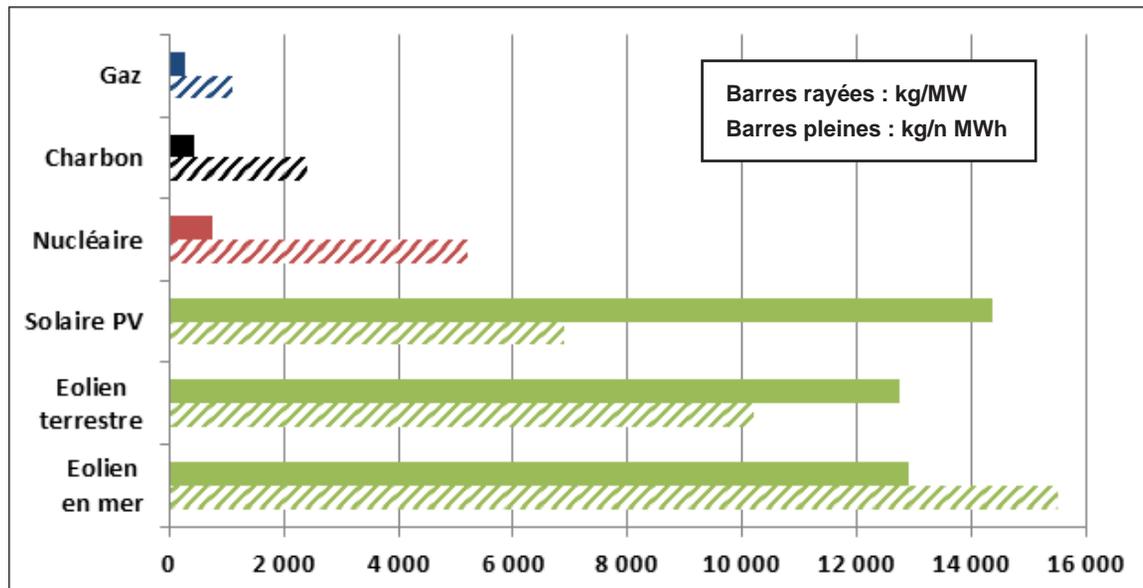


Figure 1 : Minéraux utilisés pour certains moyens de production d'électricité. Pour une quantité équivalente d'énergie produite, le nombre d'heures de fonctionnement sont pour le solaire PV de 1 200 h/an, pour l'éolien terrestre de 2 000 h/an, pour l'éolien en mer de 3 000 h/an et pour les autres moyens de 7 000 h/an. Les durées de vie des différents moyens de production sont de 20 ans pour les trois premiers cités et varient entre 30 et 50 ans pour les autres moyens (gaz : 30 ans, nucléaire : 40 ans et charbon : 50 ans) – Source : Calcul réalisé par l'auteur à partir de données de l'AIE.

de leur intégration dans le réseau ne sont pas garanties et que certaines limites se font jour.

Une baisse régulière du coût des EnR depuis quinze ans, qui a été brusquement stoppée en 2022

Des soutiens financiers massifs ont permis de faire baisser le coût du solaire photovoltaïque grâce à l'effet de série et à la délocalisation de sa production en Asie. La baisse est moins nette pour l'éolien.

Un changement de tendance a eu lieu à la fin 2021 en raison de la hausse des prix des matières premières et de celle des taux d'intérêt, une tendance haussière qui s'observe plus particulièrement sur le marché des cellules photovoltaïques (+ 20 à + 30 % en 2022) et qui affecte les résultats des appels d'offres. L'évolution future du coût des EnR est incertaine, sachant qu'il est peu probable que les conditions favorables de la dernière décennie (soutien financier hors normes, bas prix de l'énergie et des matières premières, taux d'intérêt très faibles, accueil bienveillant des riverains) se reproduisent avant quelque temps.

L'acceptabilité des EnR au regard de l'occupation des sols

La concurrence pour l'usage des sols se fait plus prégnante après que les sites les plus favorables ont été progressivement investis, au point de devenir le facteur de blocage principal du déploiement non seulement de l'éolien, mais aussi du solaire. Les populations deviennent plus sensibles aux atteintes aux paysages et aux impacts sur la biodiversité. En décembre 2022, a été discuté le projet de loi dit « d'accélération des énergies renouvelables », dont le but est de lever un certain

nombre de contraintes et d'alléger les procédures. Cela a donné lieu à de nombreuses passes d'armes entre les associations de défense de l'environnement et les professionnels de l'éolien et du solaire. Au moment où ces lignes sont écrites, l'issue des débats était encore incertaine. De grands espoirs sont placés dans l'éolien en mer, qui est mieux (ou moins mal) accepté et présente l'avantage d'avoir une production un peu plus régulière.

La dépendance à certaines ressources critiques et aux fournisseurs asiatiques

De nombreuses études – comme celle de l'AIE³ – ont montré le décalage entre les ambitions climatiques affichées au niveau mondial et la disponibilité des minéraux critiques essentiels à leur réalisation, notamment :

- le lithium, le nickel, le cobalt, le manganèse et le graphite pour les batteries ;
- les terres rares (dysprosium, néodyme, praséodyme) pour les éoliennes et les moteurs des véhicules électriques (VE) ;
- le cuivre, le silicium et l'argent pour le solaire PV ;
- le cuivre et l'aluminium pour les réseaux électriques.

Pour l'AIE, les ressources minérales ne manquent pas. Mais la volatilité des prix du cobalt, du cuivre, du lithium et du nickel révèle des tensions potentiellement

³ "The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions", 2021, <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>

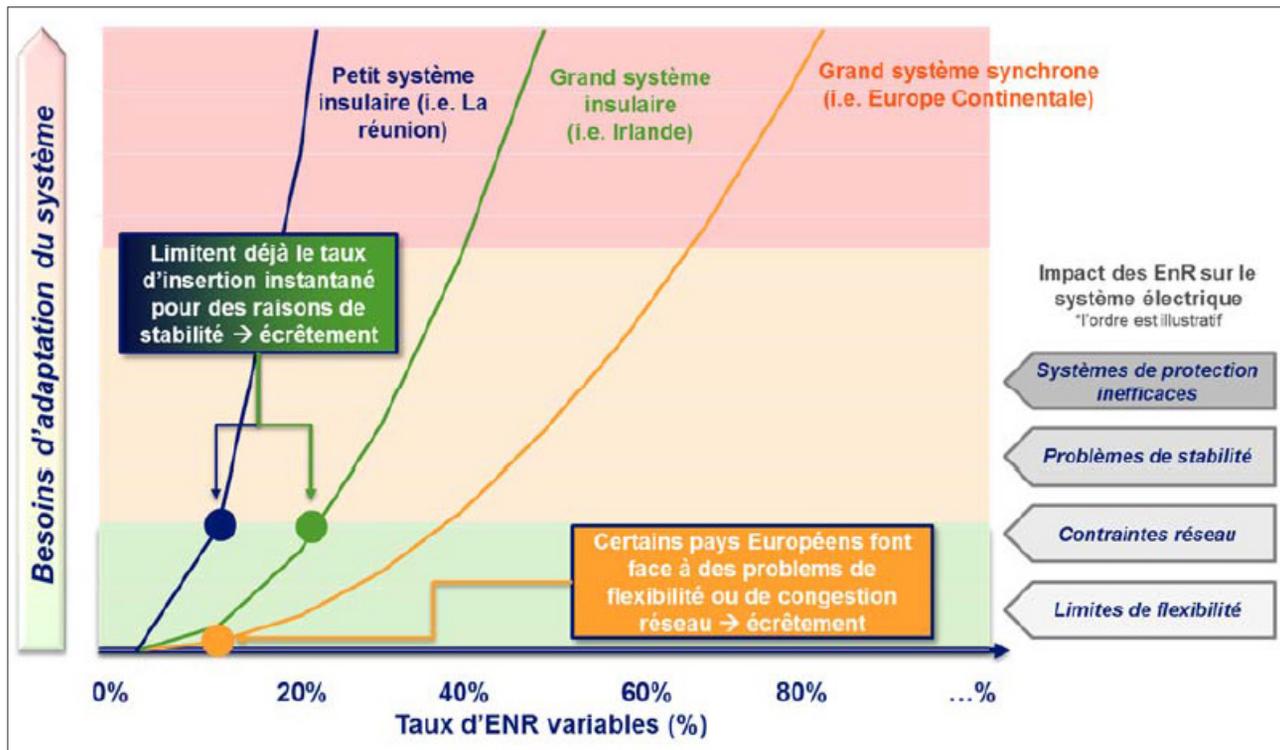


Figure 2 : Besoins d'adaptation des systèmes électriques selon le taux d'EnR – Source : EDF R&D, dans *Revue de l'Électricité et de l'Électronique*, décembre 2016.

pérennes. Cette même AIE, dans un rapport⁴ publié en juillet 2022, a alerté sur l'ultra-dominance de la Chine en matière de solaire PV (près de 85 % pour la fabrication des cellules et près de 100 % pour celle des *wafers* !) et appelle les décideurs à assurer la sécurité de l'approvisionnement par la diversification des fournisseurs et un encouragement de l'innovation.

L'intégration des EnR dans le réseau

Le caractère intermittent des EnR et leur localisation posent un défi particulier au niveau de la gestion du système électrique. Faussement présentées comme « locales », les EnR intermittentes nécessitent de fait le renforcement des réseaux en raison de la non-corrélation géographique entre offre et demande et de la nécessité de prévoir des pointes d'injection. Des moyens de « back-up » doivent être capables de prendre le relais pendant les périodes de non-production (par temps calme, la nuit, etc.). Inversement, les périodes où la production des EnRi (énergies renouvelables électriques intermittentes) excède fortement la consommation posent des problèmes nouveaux aux gestionnaires des réseaux⁵. Les besoins en services système – ceux nécessaires pour compenser les oscillations de court terme – et en moyens flexibles – qui

permettent de faire face à des variations importantes de puissance – iront en grandissant, et ce de manière exponentielle (voir la Figure 2 ci-dessus). Il est à noter que le taux d'EnR est apprécié en termes d'énergie, mais il serait beaucoup plus important si l'on raisonnait en termes de puissance (environ trois fois plus élevé pour l'éolien et cinq fois pour le solaire PV). Cette question devient critique au-delà d'un certain seuil qui dépend de la taille du système et de sa composition en moyens flexibles ou non.

Le stockage de l'électricité : des nouvelles technologies balbutiantes

Le stockage : le complément idéal des EnR intermittentes ?

Développer des installations de stockage apparaît au premier abord comme la réponse évidente pour pallier l'intermittence des EnR. En effet, certaines technologies, comme les batteries, ont beaucoup progressé ces dernières années, notamment grâce au développement de la mobilité électrique. Inversement, les véhicules électriques (VE) sont présentés comme des « batteries sur roue », apportant de la flexibilité au réseau quand ils y sont raccordés. Leur utilisation dans les applications de soutien au réseau reste toutefois balbutiante. En outre, ces technologies ne peuvent répondre qu'à des besoins correspondant à des cycles de quelques heures, comme le décalage de la demande intra-journalière, le soutien de la tension et le contrôle de la fréquence.

⁴ "SolarPVGlobalSupplyChains", 2022, <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains/executive-summary>

⁵ L'Allemagne envisage de développer, avant 2030, 360 GW d'EnR intermittentes (215 GW de solaire PV et 145 GW d'éolien), un chiffre à comparer à une demande estivale moyenne d'environ 40 GW.

Le stockage massif de long terme, qui permettrait l'usage de l'énergie solaire en toutes saisons et de pallier l'insuffisance des réserves hydrauliques, pourrait être assuré par l'hydrogène. Mais ses coûts structurellement très élevés et sa dangerosité rendent son utilisation plus qu'hypothétique à court ou moyen terme.

Des progrès considérables dans les batteries observés depuis dix ans, mais qui semblent plafonner

Les batteries lithium-ion (Li-ion) se sont imposées de manière spectaculaire ces dernières années, grâce à des progrès technologiques et à une division par près de dix de leurs coûts de fabrication en dix ans. Cette baisse a, pour les mêmes raisons que pour les EnR, connu un arrêt, puis une hausse brutale en 2022. Selon BNEF, le coût d'un système de stockage d'énergie stationnaire clé en main de quatre heures a augmenté de 27 % entre 2021 et 2022 (voir la Figure 3 ci-dessous).

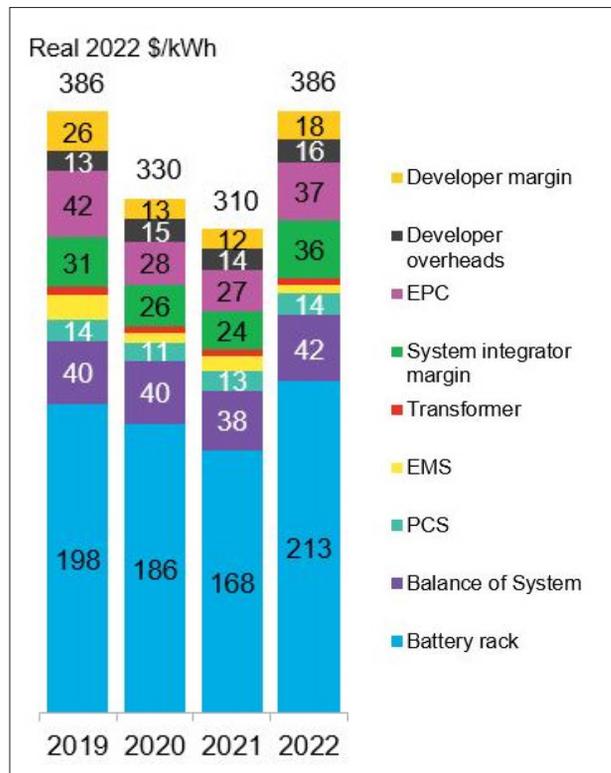


Figure 3 : Coût d'investissement total d'un système de stockage d'énergie stationnaire clé en main de quatre heures sur la période 2019 à 2022 – Source : BloombergNEF.

BNEF pronostique un retour de la baisse de ces coûts en 2024. D'autres experts sont plus réservés, estimant que l'électrochimie ne répond pas aux mêmes lois que la technologie du silicium⁶ (mobilisée pour l'électronique et les panneaux solaires) et qu'une baisse des prix des cellules ne peut passer que par l'émergence

⁶ La loi de Moore, qui postulait de manière empirique un doublement de la complexité des semi-conducteurs tous les deux ans à coût constant, tend aujourd'hui à s'infléchir.

d'une technologie de rupture (électrolyte solide, électrodes recouvertes de nanoparticules...).

Comme dans le cas du PV, une dépendance vis-à-vis de certains matériaux critiques et des fournisseurs asiatiques

Dans ses scénarios de transition énergétique de décembre 2022⁷, McKinsey montre qu'une croissance forte des VE pourrait être limitée par des difficultés d'approvisionnement en quatre « matériaux actifs » clés nécessaires à la fabrication des batteries, avec dans l'ordre croissant de criticité : lithium, cobalt, cuivre et nickel. Aujourd'hui, l'Asie (la Chine, le Japon et la Corée du Sud) représente 85 à 90 % du marché des batteries, mais, surtout, contrôle la quasi-totalité de la chaîne de production, y compris l'extraction et le raffinage des matériaux. Les constructeurs européens tentent de réagir et ont annoncé la construction de nombreuses *gigafactories*, mais les investissements à prévoir sont colossaux⁸.

Le numérique : un vrai *game changer*, mais seulement si la régulation évolue

Le numérique, un *game changer* potentiel⁹

La révolution numérique touche tous les secteurs économiques, et c'est sans aucun doute la technologie potentiellement la plus disruptive pour les systèmes électriques. Dans ce secteur, la transformation y est encore lente, mais elle affectera à terme tous les segments de valeur : production, transport, distribution, fourniture, agrégateurs... De nouveaux acteurs pénétreront ce secteur, comme les opérateurs télécoms, les sociétés de services en ingénierie informatique (SSII) ou encore les GAFAM (Google, Apple, Facebook, Amazon et Microsoft).

Contrairement au stockage d'électricité, le numérique dispose de solutions matures et répandues, qui peuvent être mises en œuvre dans le secteur électrique. Il pourra permettre au consommateur de prendre le contrôle sur son approvisionnement énergétique et sur sa consommation au travers de très nombreux services, comme :

- choisir, en quelques clics, son fournisseur et son type d'offre ;

⁷ <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/could-supply-chain-issues-derail-the-energy-transition>

⁸ Il est couramment retenu que 1 Md d'euros sont nécessaires pour construire une capacité de production de 10 GWh/an, soit de quoi équiper 200 000 VE.

⁹ Ce chapitre est inspiré du rapport de France Stratégie (Étienne Beeker) intitulé « Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique », novembre 2019, <https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-2019-dt-reseaux-electriques-beeker-novembre.pdf>

- disposer, grâce aux compteurs communicants, d'une information précise et fréquente sur sa consommation, et ainsi pouvoir optimiser sa facture ou améliorer son confort ;
- bénéficier d'offres d'effacement et d'une tarification plus dynamique sans avoir à intervenir personnellement ;
- devenir autoconsommateur, à titre individuel ou collectivement ; le cas échéant, en s'équipant d'un système de stockage ;
- se doter d'un véhicule électrique et gérer sa charge de manière optimale.

L'évolution de l'Internet des objets sera déterminante. La normalisation des protocoles et la standardisation des interfaces de communication ouvriront la voie à la production en série de composants en quantité colossale, entraînant une chute de leur coût qui permettra le pilotage d'équipements électriques de plus en plus nombreux. L'incertitude est élevée sur le calendrier ; mais cette révolution risque par la suite de se propager très rapidement, à l'instar de celle qu'a connue Internet après la standardisation du protocole de communication TCP/IP.

Le consommateur doit désormais être placé au centre du jeu

Il y a presque cinq ans, un groupe de prospective de la CRE¹⁰ notait déjà que plusieurs questions restent largement ouvertes, à commencer l'appétence du consommateur pour ces nouveaux services et son aptitude à les adopter, à quel rythme et à quelles conditions. Force est de constater que si ces technologies sont matures et permettent à divers équipements de pilotage des usages – chauffage et recharge des VE en tête – d'émerger sur le marché, elles restent notablement sous-utilisées.

Le cas du compteur communicant Linky est emblématique. Un temps présenté comme la « brique de base » des réseaux intelligents, il reste très peu utilisé, malgré un déploiement presque complet et sa capacité à instaurer une tarification dynamique. Il est très étonnant de constater que dans la crise actuelle, il n'ait pas été envisagé d'y avoir recours afin de limiter les risques de coupure, faisant reposer la sécurité du système électrique uniquement sur la responsabilité de citoyens avertis lors des périodes de tension grâce à des alertes (Ecowatt). Un véritable changement culturel est donc à opérer.

La protection des données personnelles est une question très sensible chez les consommateurs, alors qu'ils ne perçoivent pas clairement la valeur qu'ils pourront retirer des services offerts (en termes de confort, d'économies). Le déploiement du compteur Linky avait été fortement dénoncé lors de son lancement par une minorité de citoyens actifs, plaçant ainsi son acceptabilité au premier rang des freins à son utilisation.

¹⁰ Comité de prospective de la CREE (juillet 2018), « Les consommateurs d'énergie et la transformation du numérique ».

Évolution des métiers des différents acteurs

Les fournisseurs devront sortir de leur modèle actuel de vendeurs de kWh – à des prix peu différenciés temporellement ou selon l'origine – pour devenir des fournisseurs de services énergétiques. Pour ce faire, ils devront s'appuyer sur les données provenant des marchés de l'électricité, des éventuels moyens locaux de production, des gestionnaires de réseau (GRD), etc. De leur côté, les GRD doivent préparer leur avenir numérique, en matière de gestion de grandes quantités de données (le *Big Data*) issues, en particulier, du comptage, afin de les mettre à disposition des fournisseurs, des collectivités, des consommateurs individuels ou encore d'acteurs nouveaux, comme les agrégateurs.

La révolution numérique rend centrale la question de la cybersécurité

Un autre frein, voire un obstacle à la révolution numérique dans les réseaux électriques tient aux enjeux de cybersécurité. Le doublage du réseau électrique par un réseau numérique pose de nouvelles questions, alors que le nombre des attaques cybernétiques ne cesse de croître et que les systèmes énergétiques constituent des actifs stratégiques majeurs. Pour certains, la décentralisation de la production résultant notamment de l'augmentation de la part des EnR intermittentes dans le mix énergétique européen accroît encore ces risques. Une attaque coordonnée sur des équipements dispersés, comme les parcs éoliens ou les panneaux solaires, crée de fait de nouveaux défis pour la cybersécurité (une problématique trop vaste pour pouvoir être traitée dans cet article), ainsi que pour la régulation et les contrôles à mettre en place.

La pénétration des EnR et du numérique dans les systèmes électriques oblige à revoir la régulation du secteur

Vers une régulation « intelligente » des réseaux

Le GRD va devoir exercer des métiers qui sont actuellement l'apanage d'autres acteurs et gravitent autour de la gestion des données, ce qui fait apparaître des zones de recouvrement. Une nouvelle régulation doit émerger qui devra redéfinir les périmètres et les responsabilités de chacun des acteurs. Ce même GRD, dont la rémunération correspond aujourd'hui à un pourcentage de la base d'actifs qu'il a en gestion, doit pouvoir être incité à développer des solutions intelligentes qui viendraient en remplacement d'investissements dans du « hardware », ce qui obligerait le régulateur à aller au-delà d'un simple audit des comptes du GRD.

La tarification doit évoluer

L'absence de tarification dynamique constitue un frein majeur à la pénétration de technologies innovantes de

flexibilité comme le pilotage des usages ou le stockage. La rémunération des réseaux, qui sont le premier vecteur de flexibilité par le foisonnement des productions et des consommations qu'ils permettent, doit être revue. Avec des flux augmentant lors des pics de consommation, mais des volumes globaux à acheminer en baisse en raison de l'autoconsommation, les réseaux vont jouer un rôle de plus en plus assurantiel. Leurs coûts reposant majoritairement sur les investissements, la tarification des réseaux doit être rééquilibrée en faveur de la puissance (kW) au détriment de la consommation (kWh). De la même façon, un tarif indifférencié géographiquement limite la capacité à mener des politiques de maîtrise de la demande ou de gestion de ressources qui soient adaptées aux conditions locales.

Le bouclier tarifaire ne pouvant pas être prolongé indéfiniment, la tentation sera grande pour les consommateurs qui le peuvent de développer leurs propres solutions de production et de stockage face à des prix élevés. Si la rémunération allouée aux réseaux ne reflète pas leurs coûts d'usage assurantiel, cela peut générer des effets d'aubaine et même des comportements de passager clandestin.

Une telle évolution de la tarification bouscule la péréquation tarifaire, qui promeut la solidarité entre les territoires et qui constitue, avec l'égalité de traitement, un des fondamentaux du modèle énergétique français. Elle risque de plus d'amplifier la fracture numérique. Il sera difficile de s'affranchir d'un débat public sur les arbitrages à réaliser entre la solidarité nationale, les libertés locales et les réalités économiques.

En guise de conclusion

Avec la crise ukrainienne, les systèmes électriques se sont retrouvés fragilisés et exposés aux variations du prix du gaz ; une situation sortant de leur torpeur des consommateurs qui, habitués au confort d'un système stable depuis plusieurs décennies, se voient soudainement menacés de pénurie. Ce réveil peut être salutaire s'il induit des changements qui doivent porter à la fois sur les comportements, les technologies – au premier rang desquelles le numérique – et la régulation.

Plus globalement, cette crise est l'occasion pour les Européens de réinterroger leur politique énergétique actuelle, certes très volontariste et vertueuse, mais qui a négligé les fondamentaux économiques et géopolitiques et, surtout, ceux de la sécurité d'approvisionnement.