

Flexibilité de la demande électrique : quel rôle pour le foyer connecté ?

Le système électrique français se trouve aujourd'hui en pleine évolution. D'une part, il est en transition vers un modèle de production d'énergie accordant une part croissante aux énergies renouvelables.

D'autre part, il passe d'une gestion centralisée par le planificateur étatique, disposant d'un monopole d'État intégrant toutes les activités de production, transport et distribution d'électricité, à un modèle "ordolibéral" répondant aux objectifs des directives européennes. Le rôle de l'État est désormais ramené à la création et à l'organisation des règles de marché permettant d'assurer les objectifs d'intérêt général, tout en donnant un maximum de garanties de libre-concurrence et d'efficience économique. Pour s'adapter au mieux dans ce contexte aux fluctuations de la demande mais aussi de l'offre d'électricité, les foyers devront être invités à moduler leur consommation, et leurs nouveaux équipements connectés sont appelés à jouer un rôle que les deux auteurs ont étudié dans le cadre d'un mémoire de troisième année de la formation au Corps des mines¹.



Le besoin de flexibilité du système électrique

À tout instant, le gestionnaire du réseau de transport cherche à garantir l'équilibre entre l'électricité injectée dans le réseau par les sources de production et la puissance électrique soutirée par les consommateurs. Tout écart entre offre et demande donne lieu à des variations de tension et de fréquence, avec des risques pour les équipements raccordés au réseau. Or, l'électricité ne peut être stockée qu'en quantité limitée (dans des barrages dotés de station de pompage), et les technologies émergentes ne pourront offrir avant longtemps un stockage à grande échelle de l'énergie pour un coût réduit. Afin d'assurer l'équilibre du réseau, il est donc nécessaire de piloter à la fois la demande et l'offre d'électricité.

Le choix européen d'effectuer une transition énergétique vers un modèle plus sobre a été traduit en 2008 dans les objectifs du 3x20 : augmentation de 20 % de l'efficacité énergétique, baisse de 20 % des émissions de gaz à effet de serre et passage à 20 % de production d'électricité issue de sources renouvelables. Il a pour conséquence

une augmentation importante de la production d'électricité issue de sources éoliennes et photovoltaïques. Or, si les centrales de production thermique à gaz (turbines à gaz à cycle combiné) peuvent adapter rapidement leur production et choisir un niveau d'injection de puissance permettant l'équilibre offre-demande, les unités de production éoliennes et photovoltaïques ne peuvent pas faire varier sur commande leur volume de production : celui-ci est dépendant de paramètres climatiques, ensoleillement, vitesse du vent. Cette augmentation de la part des "intermittents" dans le mix énergétique donne donc lieu à un besoin accru de flexibilité. Il faut à présent non seulement être en mesure de suivre les variations de la demande, mais aussi de compenser les variations non maîtrisées de production des sources intermittentes, qui ne répondent pas nécessairement à la demande ou aux variations de prix. Cela conduit parfois à des situations économiquement surprenantes, comme des épisodes de prix négatifs, lorsque la demande d'électricité est particulièrement basse et que les conditions climatiques (vent, ensoleillement) sont favorables. De tels épisodes sont devenus relativement fréquents en Allemagne et au Danemark, pays dont les parcs d'énergies

renouvelables sont plus développés qu'en France. Ils dégradent la rentabilité des centrales assurant la flexibilité du système. Ces dernières sont en effet appelées moins souvent dans l'année et à des prix plus faibles, ce qui réduit leurs perspectives de rentabilité.

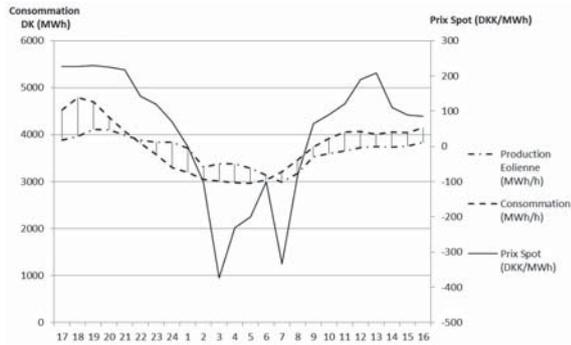


Fig. – Un épisode de prix négatifs au Danemark (nuit du 21 au 22 décembre 2013)²

Dans le même temps, les pointes extrêmes de consommation s'accroissent en France. Le cap des 100 GW de demande maximale a été franchi pour la première fois en 2012, et celle-ci pourrait atteindre les 110 GW d'ici à 2019, niveau que les capacités de production nationales (128 GW au 1^{er} Janvier 2013, auquel il faut soustraire les capacités en maintenance, en arrêt inopiné, ou ne bénéficiant potentiellement pas de conditions climatiques favorables) ne suffiraient pas à satisfaire entièrement. Cette situation est due au choix historique du chauffage électrique qui contribue à une forte thermosensibilité de la consommation de pointe d'électricité : en 2013, celle-ci atteignait 2400 MW par degré en dessous de 15°C.



Fig. – Evolution des pointes de consommation en France

Le système électrique français est donc confronté au défi du maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande :

- sur le long terme pour garantir l'adéquation entre offre de capacité de production et demande en pointe hivernale ;
- sur le court terme pour intégrer une part croissante d'énergies intermittentes dans le mix énergétique.

Des outils traditionnels de flexibilité de moins en moins disponibles

La flexibilité du système électrique est assurée par des échanges entre les régions en situation de surproduction et celles qui sont déficitaires. En complément, l'enjeu, vu l'ampleur des variations, est de moduler la demande électrique des consommateurs finaux.

Historiquement, la France a cherché à développer la modulation de la demande résidentielle grâce aux chauffe-eaux électriques et aux

incitations tarifaires « heures pleines – heures creuses ». Mais les Français semblent peu conscients que leurs équipements peuvent contribuer à la flexibilité du système. Lorsqu'on les interroge sur les moyens de réduire leur consommation d'énergie, ils ne sont que 20 % à penser à la température du chauffage. Ils sont encore moins nombreux à évoquer l'eau chaude sanitaire³. Au contraire, ils sont 30 % à évoquer l'extinction des appareils électroniques en veille. Pourtant, les usages de la chaleur représentent 80 % de la consommation d'énergie⁴.

Ce biais de perception entre usages de la chaleur et appareils électroniques traduit les différences de perte d'utilité perçue en cas d'interruption de l'alimentation électrique : couper la télévision au milieu d'un match de football présente une perte d'utilité certaine, mais couper le chauffage quelques minutes engendre une baisse de température peu perceptible.

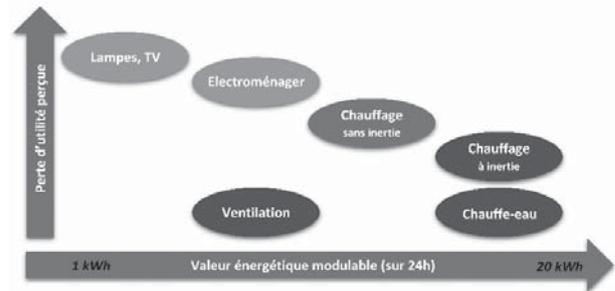


Fig. – Équipements résidentiels : valeur énergétique modulable et perte d'utilité résultante perçue par le consommateur⁵

Parmi les usages résidentiels, décaler la consommation électrique dédiée à la chaleur présente la valeur énergétique la plus évidente, avec une faible perception de perte d'utilité par le consommateur. La France compte près de 10 millions de logements équipés de chauffage électrique et 15 millions de chauffe-eaux électriques⁶. Cette situation contribue à la forte consommation électrique française, mais elle constitue un atout substantiel de flexibilité dans le résidentiel : parvenir à moduler 10 à 20 % de cette consommation correspond à un potentiel de flexibilité de 5 à 15 GW, l'équivalent de la puissance installée au Danemark.

Les constructions neuves pourraient être l'occasion d'équiper les logements de ces dispositifs modulables, mais il s'avère que la mise en œuvre de la réglementation thermique va dans le sens contraire. À regarder de plus près les taux d'équipement des nouveaux logements collectifs en chauffages et chauffe-eaux électriques, on constate qu'ils ont drastiquement diminué, de 68 % en 2009 à 40 % en 2012 pour

les premiers et de 53 % en 2009 à 11 % début 2013 pour les seconds. Cette baisse est liée aux objectifs d'efficacité énergétique fixés par la révision 2012 de la réglementation thermique (RT 2012). Sa conception est fondée sur l'idée qu'un convecteur électrique en plus induit une consommation d'électricité supplémentaire en période de pointe. Dans ces conditions, l'électricité est produite par des centrales de pointe, à partir de sources carbonées. Il n'est alors pas optimal de produire de la chaleur à partir d'électricité issue de ces sources, car il est possible d'en produire au sein du logement grâce à des chaudières à gaz domestique. Mais le rapprochement avec la flexibilité apportée par les équipements électriques révèle que cette logique ne tient pas compte du potentiel de stockage de la chaleur des chauffe-eaux et chauffages électriques, dès lors qu'ils sont pilotés pour consommer hors pointe. Si un convecteur électrique est mis en route à 19 heures en hiver, il aggrave la pointe de consommation.

“ Un rapprochement entre opérateurs télécoms, d'énergie et équipementiers de domotique permettrait de lever deux des principaux freins du développement d'une modulation de la demande flexible et réactive. ”

Par contre, si un chauffage à inertie est allumé 2 h avant la pointe, il contribue à lisser la demande.

Pour les logements existants, la question de l'incitation des consommateurs se pose. Dans les années 1960, une tarification incitative « heures pleines – heures creuses » avait été déployée dans cet objectif. Ce forfait compte aujourd'hui 11 millions de clients, mais son potentiel s'effrite car cette offre n'est désormais plus avantageuse. En effet, le seuil de consommation reportée à partir duquel cette tarification devient rentable se situe entre 30 et 40 %⁷. Or le pilotage du seul chauffe-eau électrique ne suffit pas à dépasser ce seuil. Il faut parvenir en complément à chauffer en heures creuses plus de 8 heures par jour. Il ne s'agit généralement pas de celles où chauffer le logement est le plus nécessaire, à moins de disposer d'un chauffage à inertie et d'être en mesure de le piloter. La tarification incitative historique a donc vécu. Comment mobiliser à nouveau les foyers au service de la flexibilité du système électrique ?

Comment valoriser de nouvelles formes de flexibilité ?

La première question est de savoir sur quels marchés seraient valorisées de nouvelles offres de flexibilité. Une première piste envisagée par l'expérimentation NEBEF⁸ serait de valoriser la flexibilité de la demande sur les marchés de l'énergie et notamment les marchés de gros où les fournisseurs achètent l'énergie produite par les centres de production pour fournir leurs clients. Cela suppose de considérer qu'il y a identité entre un kWh effacé et un kWh produit. Les textes de lois encadrant ce dispositif en France créent un statut « d'opérateur d'effacement » pour les agents économiques assurant la centralisation des ordres d'effacement de plusieurs points de consommation et commercialisant les effacements réalisés. Dans la mesure où les kWh effacés chez le client final à la demande de l'opérateur d'effacement sont autant de kWh en moins facturés par le fournisseur, ils représentent un manque à gagner pour celui-ci. Il est prévu que les opérateurs d'effacement apportent une compensation aux fournisseurs des clients effacés en rachetant au tarif de fourniture l'énergie correspondant aux injections que doit réaliser le fournisseur du fait des opérations d'effacement. La logique est que l'opérateur d'effacement doit rembourser le fournisseur pour les coûts supplémentaires que l'effacement occasionne – et non, dans l'esprit du texte, pour compenser le manque à gagner dû à l'effacement. Toutefois, l'interprétation actuelle de ce volume d'injection le fait coïncider avec le volume d'énergie effacée : chaque fois que l'opérateur d'effacement réalise 1 kWh d'effacement chez un abonné, il doit acheter ce kWh au fournisseur au tarif qu'aurait versé le client effacé. Compte tenu du coût d'équipement d'un foyer de l'ordre de quelques centaines d'euros pour disposer de quelques kW effaçables, du nombre d'heures de disponibilité des effacements résidentiels et des prix de marché actuels, il semble difficile pour les opérateurs d'effacement de trouver une valorisation suffisante. En l'état actuel de la réglementation, il

importe donc aux opérateurs d'effacement de trouver une valorisation complémentaire sur d'autres marchés.

Une autre piste serait de trouver de la valeur sur les marchés de puissance, en particulier les marchés de réserve que RTE appelle pour maintenir l'équilibre offre-demande (appels d'offre effacement). Afin de maintenir à tout instant l'équilibre entre les consommations d'électricité et la production, RTE contractualise en effet avec des producteurs la possibilité d'activer rapidement des capacités de production supplémentaires. Il souscrit également des contrats analogues avec des consommateurs, prévoyant contre rémunération la possibilité de réduire d'un volume donné leur consommation d'électricité. Ces modulations volontaires de la demande doivent intervenir dans un délai pouvant aller jusqu'à deux heures, mais ne peuvent être proposées que pour une puissance supérieure à 10 MW (avec des puissances éventuellement agrégées). Ce seuil à l'entrée, aisé à franchir pour des groupes de production, est plus difficile à réunir pour des opérateurs d'effacement émergents : 10 MW représentent environ 5000 foyers équipés et disponibles ; donc plusieurs dizaines de milliers de foyers sont nécessaires pour être en mesure de les effacer tour à tour. Un abaissement de ce seuil à 1 MW fait d'ailleurs l'objet de recommandations de la CRE⁹. À moyen terme, selon le développement des possibilités technologiques, il serait même envisageable de disposer de demande modulable résidentielle mobilisable en quelques dizaines de secondes, rendant possible une participation au mécanisme dit d'interruptibilité. Celui-ci rémunère des clients disposant d'une puissance supérieure à 60 MW en contrepartie de leur consentement à être déconnectés prioritairement en cas de problème majeur d'équilibre offre-demande. Là encore, si des délais de mobilisation de l'ordre de quelques secondes s'avèrent accessibles pour des consommateurs résidentiels, un abaissement des seuils devra être envisagé pour permettre à des offres d'émerger.

Enfin, un dernier mécanisme de marché de l'électricité, le marché de capacité, à venir à partir de 2016, pourrait, sous certaines conditions, permettre à moyen terme de donner une valorisation à la demande modulable. Constatant l'inadéquation entre les capacités de production installées et les besoins en période de pointe, le mécanisme proposé par le régulateur est le suivant : les producteurs d'électricité se voient donner des certificats attestant, pour chacune de leurs installations de production, de la puissance qu'elles peuvent délivrer en période de pic de consommation. Les fournisseurs d'électricité (EDF, Direct Energie, etc.) devraient acheter aux producteurs sur un marché dédié un volume de certificats correspondant à leur contribution à la demande en période de pointe. On crée ainsi une rémunération pour les producteurs qui les incite à développer des capacités de production de pointe. Le financement pour celles-ci est assuré par les fournisseurs, qui le répercutent *in fine* sur le prix de vente au détail pour les consommateurs. Il est explicitement prévu



que les effacements de consommation puissent bénéficier de tels certificats et donc d'une rémunération : ils permettent en effet de contribuer à l'équilibre offre-demande, de même que de nouvelles installations de production. La complexité de ce système donnera néanmoins lieu à un coût administratif notable, et il sera nécessaire d'ajuster finement le fonctionnement de ce mécanisme pour garantir que les bons signaux soient relayés aux acteurs économiques.

Sous réserve d'une évolution des règles de marché, il est donc envisageable de faire de la modulation de la demande un des outils de l'équilibre offre-demande du système électrique de demain : il lui sera d'une part possible de trouver un financement sur les marchés de capacité, rémunérant sa contribution à l'équilibre du système en période de pointe extrême de consommation. Il lui sera d'autre part possible de trouver sur des marchés de puissance une rétribution pour sa contribution à l'intégration des énergies renouvelables dans le système. Mais comment alors devra évoluer l'équipement des foyers pour permettre à cette offre de décoller ?

Quels scénarios pour un foyer connecté ?

Le déploiement du compteur communicant Linky annonce une nouvelle tarification « heures pleines – heures creuses 2.0 ». Mais cette idée se heurte à plusieurs obstacles, car Linky rencontre des limitations techniques qui réduisent les marges de manœuvre des *business models* qui reposeraient uniquement sur lui. Son usage est verrouillé par le gestionnaire du réseau de distribution qui assure sa configuration. Le système n'est pas conçu pour être modifié en temps réel et il ne permettra pas au fournisseur de valoriser de l'effacement avec une bonne réactivité, que ce soit en énergie ou en puissance. Or, il s'avère que c'est la réactivité et la flexibilité de la modulation qui sont sources de valeur. En outre, Linky seul ne sera pas en mesure de moduler les appareils électriques, et les coûts d'installation de boîtiers rupteurs complémentaires sont de l'ordre de 500 euros. Or, ce sont au mieux quelques dizaines d'euros par an qui pourraient rétribuer la modulation d'un foyer. Un opérateur ne peut donc s'appuyer sur ce seul *business model*.

L'émergence d'une solution de modulation de la demande résidentielle est d'abord conditionnée à la réduction des coûts d'acquisition des équipements à installer. Or, il existe un marché pour des boîtiers permettant de superviser le logement et de communiquer avec les équipements électroniques : sécurité, surveillance vidéo, domotique. Une révolution de ce marché est amorcée en parallèle à l'équipement des foyers en tablettes et *smartphones*. Ce pourrait être une opportunité de supprimer le frein des coûts d'acquisition précités. Les équipements utiles pour le réseau (chauffage électrique à inertie, chauffe-eaux) pourraient s'insérer dans cette dynamique. De plus, s'appuyer sur les box Internet qui équipent plus de 70 % des foyers pourrait permettre de dépasser le verrou de l'impossible configuration en temps réel de Linky. Ainsi, un rapprochement entre opérateurs télécoms, d'énergie et équipementiers de domotique permettrait de lever deux des principaux freins du développement d'une modulation de la demande flexible et réactive. C'est l'idée de positionner l'effacement comme un des services associés à d'autres, en profitant de l'émergence du marché des objets connectés : téléphonie, Internet, télévision, surveillance à distance, maîtrise de la consommation énergétique, pilotage des équipements domestiques. Mais y aurait-il suffisamment de foyers prêts à participer à un tel scénario ? Le croisement de plusieurs enquêtes révèle que 13 % des foyers français combinent des revenus et des dépenses en électricité supérieurs à la moyenne, tout en déclarant souhaiter investir dans des équipements permettant de réduire leur facture énergétique¹⁰. Ce volume paraît significatif, mais comment stimuler l'émergence d'un tel marché encore inexistant ?

Malgré ses limitations pour moduler la demande, l'arrivée de Linky offre de nouvelles opportunités. Les informations de consommation fines ont de la valeur : la combinaison des courbes de charges et des points de consommation géographiques peut permettre aux fournisseurs d'énergie ou de services d'agréger des consommateurs pour leur proposer des offres ciblées, en fonction des contraintes de réseau, des pointes de consommation et des prix sur les marchés

d'échange de l'électricité. Ces données pourraient être exploitées dans une démarche *open data*. C'est aussi l'opportunité de dynamiser, par l'intermédiaire des opérateurs de marché, les offres de service telles que le pilotage de la demande et les économies d'énergie. En associant rémunération et information de consommation, ces offres pourraient faire évoluer les usages.

Cette démarche peut être le catalyseur d'innovations techniques et commerciales. Une étude¹¹ sur le développement de l'*open data* aux États-Unis suggère que les gains potentiels dans le domaine de la consommation électrique se trouvent principalement dans l'optimisation des offres de service et de fourniture. Elle estime que plusieurs centaines de millions de dollars pourraient être dégagés chaque année au profit des consommateurs et du système électrique. En 2012, les États-Unis ont engagé cette dynamique d'information en parallèle à l'installation des compteurs communicants. Ils l'ont nommée le « *green button* ». Dans ce domaine, les initiatives françaises sont à un stade embryonnaire. Des défis techniques restent à résoudre et des freins culturels doivent être levés : définition de standards pour la collection et l'échange des données de consommation ; mise en œuvre de structures de partage des données garantissant le respect de la vie privée. Il nous appartient à présent de relever ces défis et d'inventer notre *green button*, avec les limites, les opportunités et les caractéristiques du système électrique français.

Pierre Jérémie, Léonard Brudieu
Ingénieurs des Mines

NOTE

¹ *Flexibilité de la demande électrique : quelle place pour le foyer connecté ?*, Presses des Mines (à paraître), Pierre Jérémie, Léonard Brudieu

² Energinet.dk

³ Baromètre d'opinion sur l'énergie et le climat en 2012.

⁴ ADEME 2012, chiffres clés du bâtiment 2011.

⁵ Analyse réalisée dans le cadre de l'étude.

⁶ Données Groupe Atlantic.

⁷ Calculs réalisés à partir des tarifs en vigueur en juin 2014.

⁸ Notifications d'échanges de bloc d'effacement (NEBEF) : mécanisme de modulation de la demande en énergie, permettant la participation de petites capacités agrégées avec la participation de RTE comme intermédiaire.

⁹ Délibération du 12 juin 2014

¹⁰ Analyse des données INSEE de l'enquête logement 2006.

¹¹ *Open data : unlocking innovation and performance with liquid information*. McKinsey Global Institute, Octobre 2013, James Manyika, Michael Chui, Diana Farrell, Steve Van Kuiken, Peter Groves, and Elizabeth Almasi Doshi

La Gazette de la société et des techniques

La *Gazette de la Société et des Techniques* a pour ambition de faire connaître des travaux qui peuvent éclairer l'opinion, sans prendre parti dans les débats politiques et sans être l'expression d'un point de vue officiel. Elle est diffusée par abonnements gratuits. Vous pouvez en demander des exemplaires ou suggérer des noms de personnes que vous estimez bon d'abonner.

Vous pouvez consulter tous les numéros sur le web à l'adresse :
<http://www.anales.org/gazette.html>

RENSEIGNEMENTS ADMINISTRATIFS Dépôt légal novembre 2014

La Gazette de la Société et des techniques

est éditée par les *Annales des mines*,

120, rue de Bercy - télédéc 797 - 75012 Paris

<http://www.anales.org/gazette.html>

Tél. : 01 42 79 40 84

Fax : 01 43 21 56 84 - mél : michel.berry@ensmp.fr

N° ISSN 1621-2231.

Directeur de la publication : Pierre Couveinhes

Rédacteur en chef : Michel Berry

Illustrations : Véronique Deiss

Réalisation : PAO - SG - SEP 2 C

Impression : France repro



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE ET DU NUMÉRIQUE