

INSTITUT
MONTAIGNE



Pour des réseaux électriques intelligents

RAPPORT FÉVRIER 2012

L'Institut Montaigne est un laboratoire d'idées - *think tank* - créé fin 2000 par Claude Bébéar et dirigé par Laurent Bigorgne. Il est dépourvu de toute attache partisane et ses financements, exclusivement privés, sont très diversifiés, aucune contribution n'excédant 2 % de son budget annuel. En toute indépendance, il réunit des chefs d'entreprise, des hauts fonctionnaires, des universitaires et des représentants de la société civile issus des horizons et des expériences les plus variés. Il concentre ses travaux sur trois axes de recherche :

Cohésion sociale

Mobilité sociale, intégration des minorités, légitimité des élites...

Modernisation de l'action publique

Réforme de l'État, éducation, système de santé...

Stratégie économique et européenne

Compétitivité, spécialisation industrielle, régulation...

Grâce à ses experts associés (chercheurs praticiens) et à ses groupes de travail, l'Institut Montaigne élabore des propositions concrètes de long terme sur les grands enjeux auxquels nos sociétés sont confrontées. Il contribue ainsi aux évolutions de la conscience sociale. Ses recommandations résultent d'une méthode d'analyse et de recherche rigoureuse et critique. Elles sont ensuite promues activement auprès des décideurs publics.

À travers ses publications et ses conférences, l'Institut Montaigne souhaite jouer pleinement son rôle d'acteur du débat démocratique.

L'Institut Montaigne s'assure de la validité scientifique et de la qualité éditoriale des travaux qu'il publie, mais les opinions et les jugements qui y sont formulés sont exclusivement ceux de leurs auteurs. Ils ne sauraient être imputés ni à l'Institut, ni, a fortiori, à ses organes directeurs.

*Il n'est désir plus naturel
que le désir de connaissance*

INSTITUT
MONTAIGNE



Pour des réseaux électriques intelligents

JANVIER 2012

SOMMAIRE

INTRODUCTION	3
I - DES RÉSEAUX « INTELLIGENTS » POUR LA SOCIÉTÉ D'AUJOURD'HUI ET DE DEMAIN	9
1.1. Les réseaux au cœur du système électrique	9
1.2. Évolutions de la société, implications pour les réseaux électriques.....	12
1.3. Un système électrique exposé à la confrontation délicate entre offre et demande	20
1.4. Un système électrique adapté au modèle traditionnel centralisé, mais qui incite peu à une gestion économique de la demande.....	27
II - LES RÉSEAUX INTELLIGENTS : GRANDES CARACTÉRISTIQUES ET COMPARAISONS INTERNATIONALES	35
2.1. Les trois innovations du <i>smart grid</i>	35
2.2. Les défis posés par le déploiement des réseaux intelligents	41
2.3. Les réseaux intelligents permettent une offre adaptée et une décentralisation du réseau	52
III - NOS PROPOSITIONS.....	59
ANNEXES.....	65
BIBLIOGRAPHIE.....	67
REMERCIEMENTS.....	71

INTRODUCTION

Les réseaux électriques français¹ sont le fruit d'une évolution de plus d'un siècle. Ils sont le résultat du développement de la filière électrique française, et au-delà, de celui de l'économie et de la société française. Depuis l'industrialisation jusqu'à la construction européenne, le développement des réseaux français a accompagné les grands bouleversements économiques et sociétaux du XX^e siècle. Aujourd'hui, leur évolution est plus que jamais d'actualité, sous l'effet d'un triple défi.

Premier défi, **la maîtrise de la demande électrique**, en particulier la réduction des **pointes de consommation**. Jusque tout récemment, la France a connu l'abondance électrique, héritage du programme électronucléaire, avec un choix politique de tarifs réglementés parmi les plus bas d'Europe. Combiné à la progression du niveau de vie, ce phénomène a entraîné non seulement une croissance continue de la demande électrique, mais aussi celle des pointes de consommation. Suréquipée en chauffage électrique, la France subit les plus fortes pointes en Europe, par exemple 92,5 GW en 2009 (le 7 janvier à 19 h), contre 72,9 GW en Allemagne et 44,3 GW en Espagne². Aussi le risque de pannes électriques en France continue-t-il de s'accroître³.

L'amélioration de l'efficacité énergétique nécessite de renforcer les standards pour les bâtiments et les appareils électriques, mais aussi de responsabiliser les consommateurs. À cette fin, les réseaux doivent

¹ On entend par réseau électrique un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

² *L'Expansion* (2011).

³ *Ibid.*

fournir plus d'informations sur la demande en temps réel, à terme sur la prédiction des besoins ainsi que sur les prix pour permettre aux acteurs de la demande de réduire leur consommation et d'anticiper ou de différer certaines consommations. Réduire les pointes de consommation constitue un enjeu majeur. Ces dernières, qui dépassent de plus en plus fréquemment la capacité de production nationale, font courir le risque d'un déséquilibre entre production et consommation, en l'absence de solutions de stockage à grande échelle, économiquement viables. Répondre aux pointes nécessite soit des importations et l'activation des moyens de pointe, coûteux et fortement émetteurs de CO₂ (essentiellement de la production thermique classique), soit un mécanisme permettant de décaler dans le temps une partie de la demande afin de lisser le profil de consommation⁴ (aussi appelé « effacement »).

L'adaptation aux changements de mentalité chez les consommateurs représente le deuxième grand défi. Les réseaux électriques ont fonctionné sur un modèle historiquement très centralisé dans lequel une grande majorité des consommateurs ne joue qu'un rôle assez passif. Aujourd'hui, grâce à l'essor d'Internet et de ses applications (blogs, forums, réseaux sociaux...), les consommateurs ont accès à toujours plus d'information, plus d'interaction et plus de contrôle sur les produits ou services qui leur sont proposés. Ils sont davantage demandeurs de choix dans leur manière de consommer, refusant de plus en plus qu'on prenne les décisions à leur place. Enfin, avec l'essor de la production renouvelable, un nombre croissant de consommateurs deviennent eux-mêmes producteurs. Cette dynamique nouvelle de production électrique locale renforce le pouvoir

⁴ Pour une discussion des conditions de marché auxquelles ces systèmes peuvent voir le jour, voir Vincent Rious, Fabien Roques et Yannick Perez, *Which market design to see the development of demand response in an all-market context ?*, EUI Working Paper, 2011.

de décision des consommateurs et favorise l'émergence de ce que l'on nomme les « consom'acteurs ». Cette innovation est à prendre en compte pour définir un nouveau modèle de fonctionnement du réseau.

Au seuil de ce rapport, nous affirmons que l'effort doit aller prioritairement à l'évolution vers des réseaux « intelligents », terme qui traduit la notion anglo-saxonne de *smart grid*. Si ce concept n'est pas encore clairement défini, s'il sous-estime la richesse des réseaux actuels, il n'en alimente pas moins de multiples projets à travers le monde. Il accompagnera un changement de paradigme : les systèmes électriques passeront progressivement d'une ère où la production, fiable, s'ajustait de manière dynamique à une demande fixe, à une demande s'ajustant de manière dynamique à une production plus intermittente. Instaurer ce nouveau modèle soulève de nombreuses questions pour les infrastructures physiques comme pour les mécanismes et les outils de gestion.

Troisième défi, **l'intégration des nouvelles capacités de production électrique renouvelable, principalement éoliennes et solaires, pose problème**. Leur part dans la production reste faible aujourd'hui, mais leur développement devrait connaître une forte accélération pour répondre aux engagements de la France. Ainsi l'éolien représente déjà 5,8 GW de puissance installée en France, et sa puissance cumulée a plus que quintuplé de 2005 à 2010⁵. Le photovoltaïque est passé d'une présence quasi inexistante en 2007 à 0,9 GW en 2010 de puissance installée en France. Dans le cadre des objectifs « triple 20 » définis par le Conseil européen, Paris s'est en effet engagé à obtenir, d'ici 2020, 23 % d'énergies renouvelables dans

⁵ RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*, Édition 2011, pp. 60 et 71.

la consommation totale. Le débat sur l'opportunité et la priorité de subventionner leur développement reste ouvert⁶ ; ce débat ne sera pas abordé dans ce rapport mais fait l'objet de nombreuses analyses (notamment le rapport Charpin et Trink⁷) et d'évolutions législatives et réglementaires récentes.

	2009	2010
Nucléaire	389 998 (75,13 %)	407 876 (74,13 %)
Thermique à combustible fossile, dont :	54 895 (10,57 %)	59 484 (10,81 %)
• Charbon	20 688 (3,98 %)	19 114 (3,47 %)
• Fioul	7 720 (1,49 %)	8 032 (1,46 %)
• Gaz	24 065 (4,63 %)	29 925 (5,44 %)
Hydraulique	61 882 (11,92 %)	67 599 (12,29 %)
Autres sources d'énergies renouvelables, dont :	12 342 (2,38 %)	15 263 (2,77 %)
• Thermique à combustible renouvelable	4 341 (0,84 %)	4 965 (0,90 %)
• Solaire	147 (0,03 %)	572 (0,10 %)
• Eolien	7 855 (1,46 %)	9 726 (1,77 %)
TOTAL	519 118 (100 %)	550 222 (100 %)

Source : RTE, *Statistiques de l'énergie électrique en France 2010*, juin 2011.

La montée en puissance de l'éolien et du photovoltaïque représente d'ores et déjà un défi à plusieurs titres : en général de petite ou moyenne capacité, dispersées sur le territoire, ces centrales remettent en cause le modèle traditionnel dans lequel l'électricité est produite

⁶ Dominique Finon, Yannick Perez, *The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost perspective*, Ecological Economics, Volume 62, Issue 1, 1^{er} avril 2007, pp. 77-92.

⁷ Jean-Michel Charpin et Claude Trink (dir.), *Rapport de la concertation avec les acteurs concernés par le développement de la filière photovoltaïque*, 2011.

en masse par quelques centrales avant d'être acheminée vers les consommateurs. Ainsi en 2010, 105 000 nouveaux raccordements ont été réalisés, principalement pour l'énergie photovoltaïque, soit 3,5 fois plus qu'en 2009 ; l'accélération des demandes a notamment fait suite à l'annonce d'une révision du tarif de rachat de l'énergie photovoltaïque au 1^{er} septembre 2010⁸.

De surcroît, la production de ces sources renouvelables est marquée par une forte intermittence, c'est-à-dire une forte variabilité de la quantité d'électricité produite dans le temps, puisque la production est soumise aux aléas climatiques. Et facteur aggravant, cette variabilité est seulement prévisible à court terme, en particulier pour ce qui concerne l'éolien. L'intermittence des sources renouvelables, à très grande échelle, porte donc le risque de déstabiliser les réseaux électriques, ce qui suppose de mettre en place des mécanismes de gestion adaptés et de responsabiliser les acteurs, mais aussi de promouvoir le développement du stockage électrique. Ceci implique également une gestion très réactive du mix global de production⁹, nécessitant un parc de production constitué en partie d'une capacité démarrable dans un très court délai.

LES QUESTIONS ABORDÉES PAR CE RAPPORT

Ce rapport analyse les tendances de fond dans les choix énergétiques de la société et leurs effets sur le réseau électrique français. La

⁸ Électricité Réseau Distribution de France (ERDF), *Rapport d'activité et de développement durable*, 2010, p.5.

⁹ Le mix énergétique, ou bouquet énergétique, est la proportion des différentes sources dans la production d'énergie.

question sous-jacente est de savoir dans quelle mesure le réseau français actuel, historiquement conçu pour évacuer la « production centralisée » de grandes centrales vers les centres de consommation, selon une logique très hiérarchisée, répond de manière adéquate aux évolutions en cours, et quelles seraient les adaptations nécessaires à effectuer.

Un premier volet du rapport met en lumière les grandes tendances sociétales et leurs implications pour les réseaux électriques. Il examine aussi l'adéquation du système électrique actuel à ces défis. Le deuxième volet de ce rapport analyse ce que pourrait être un réseau « intelligent » permettant de répondre efficacement aux enjeux du système électrique de la décennie à venir et quelles mesures seraient nécessaires pour le développer. Cette analyse débouche, dans un troisième volet, sur une série de propositions concrètes, inspirées d'expériences internationales. L'objectif de notre propos est d'accélérer la mise en œuvre d'un véritable réseau « intelligent » dans notre pays.

DES RÉSEAUX « INTELLIGENTS¹⁰ » POUR LA SOCIÉTÉ D'AUJOURD'HUI ET DE DEMAIN

Le développement du réseau électrique français a contribué à structurer notre société : accélération de l'industrialisation, concentration de l'économie autour de la région parisienne, construction européenne. Son histoire est étroitement liée à l'évolution des tendances sociétales. Aujourd'hui, plus que jamais, les réseaux électriques doivent répondre à de profonds changements.

1.1. Les réseaux au cœur du système électrique

Dans un modèle traditionnel de système électrique comme celui qui existe en France, les sources de production d'énergie sont en général de grande taille pour des raisons d'économies d'échelle et sont éloignées des points de consommation. Cela nécessite d'acheminer l'électricité produite, souvent sur de longues distances. Celle-ci possède la particularité d'être aujourd'hui très difficile à stocker à grande échelle et de manière économique, ce qui nécessite de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation, sous peine d'un effondrement du système.

Les réseaux électriques permettent de remplir ces deux rôles : acheminer l'énergie électrique, d'une part, assurer l'adéquation permanente entre

¹⁰ « Les réseaux électriques intelligents sont aussi appelés *smart grids*. Ce sont les réseaux électriques publics auxquels sont ajoutées des fonctionnalités issues des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC). Le but est d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout instant et de fournir un approvisionnement sûr, durable et compétitif aux consommateurs. », Commission de régulation de l'énergie.

les besoins des consommateurs et les capacités de production disponibles, d'autre part. À cette fin, les réseaux comprennent à la fois un ensemble d'infrastructures techniques et matérielles (lignes, postes électriques, transformateurs...) mais aussi des dispositifs élaborés de gestion et de pilotage.

Les réseaux électriques se composent du réseau de transport et du réseau de distribution. Le premier relie les sites de production au second et aux grands sites de consommation (par exemple, des industries à forte consommation énergétique comme la métallurgie ou la chimie). Les lignes du réseau sont de haute, voire très haute, tension (entre 63 000 V et 400 000 V en France) afin de minimiser les pertes « par effet Joule » compte tenu des distances couvertes.

Le gestionnaire du réseau de transport (GRT) a pour mission la gestion de l'infrastructure, du flux d'électricité ainsi que la garantie d'un accès transparent, non discriminatoire. C'est lui qui suit en permanence l'état du réseau. Il veille à l'équilibre des flux d'électricité entre l'offre et la demande, garantie de son bon fonctionnement. Ce rôle est assuré en France par la société RTE.

Le réseau de distribution pour sa part est responsable de l'acheminement de l'électricité jusque sur les sites de consommation finale.

En France, les distributeurs sont, sur leur territoire, concessionnaires du réseau de distribution d'électricité, le patrimoine physique appartenant aux autorités concédantes que sont les collectivités territoriales (communes ou départements et leurs groupements, selon les cas). Ils sont aujourd'hui environ 115, ERDF étant le gestionnaire principal sur 95 % des communes. Leurs principales missions sont d'assurer

l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau dont ils sont concessionnaires, ainsi que de garantir aux utilisateurs un accès transparent et non discriminatoire au réseau.

Partie importante de son activité d'exploitation, le gestionnaire du réseau de distribution est chargé de raccorder les points de consommation et les points de production (de faible puissance) au réseau de distribution. Il est également chargé du relevé des compteurs électriques. Aujourd'hui, le réseau de distribution d'ERDF touche 33 millions de clients en basse tension (en dessous de 1 000 V) et 100 000 clients en moyenne tension (entre 1 000 V et 20 000 V).

Le réseau électrique français est aujourd'hui composé de quelque 100 000 km de lignes pour le réseau de transport (en plus de 45 lignes transfrontalières qui permettent l'importation et l'exportation d'électricité) et plus de 1 300 000 km pour le réseau de distribution^{11,12}.

Cette importante infrastructure constitue un avantage pour l'économie française, mais aussi un facteur d'inertie au vu de la durée de vie des équipements (par exemple 40 ans pour un transformateur).

¹¹ Christophe Bouneau, Michel Derdevet, Jacques Percebois, *Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle*, Timée-éditions, 2007 ; chiffres RTE, 2010, ERDF.

¹² RTE, ERDF, rapports annuels, 2009 et 2008.

1.2. Évolutions de la société, implications pour les réseaux électriques

Plusieurs tendances de fond de la société française modifient en profondeur les attentes vis-à-vis du réseau électrique : la responsabilisation des consommateurs, l'attention accrue à l'environnement et une exigence forte en termes de sécurité d'approvisionnement.

1.2.1. Des attentes nouvelles chez les consommateurs

L'avènement des technologies d'information et de communication offre de nouvelles possibilités d'interaction entre individus et communautés. Ce développement accompagne l'évolution de notre société vers plus de décentralisation, structurée autour de l'individu ou de groupes d'individus partageant des intérêts similaires, en interaction quasi-permanente.

C'est le cas des réseaux sociaux qui se développent très vite. En France, en 2009, 77 % des 33 millions d'internautes adhéraient à un réseau social¹³ (croissance de 45 % par rapport à 2008).

Grâce à ces technologies, l'individu accède à davantage d'information : 60 % des consommateurs en 2009 déclaraient utiliser un comparateur de prix¹⁴ et 57 % consulter les avis des internautes avant un achat, notamment sur les blogs. Cette démarche aurait permis à 77 % d'entre eux de réaliser des économies¹⁵.

¹³ Ifop, cité dans *Journal du Net*, « Un internaute sur deux possède un compte Copains », 18 janvier 2010. <http://www.journaldunet.com/ebusiness/le-net/popularite-des-reseaux-sociaux/nombre-de-membres.shtml>

¹⁴ *Touslesprix.com*, octobre 2009.

¹⁵ *Credoc*, mai 2009.

Cependant, si on constate de plus en plus d'échanges et de partages d'information, on assiste également à une prise de conscience des individus face aux risques d'utilisation de données personnelles, sans le consentement des intéressés : 90 % des internautes se disent inquiets d'une telle tendance¹⁶.

Avec la tendance à la responsabilisation, le consommateur actuel devient progressivement un « consom'acteur ». Il souhaite de plus en plus être informé, consulté, voire devenir un acteur à part entière. Il est aujourd'hui difficile d'imaginer un modèle où un gestionnaire de réseau déciderait de réduire ou de décaler dans le temps la consommation de certains acteurs sans les informer ou sans leur donner la possibilité de maintenir leur décision initiale en assumant les coûts associés. Une des leçons de nos voisins européens est que l'information, la sensibilisation et la protection des données personnelles des utilisateurs seront des étapes essentielles de la mise en place d'une gestion active de la demande électrique.

1.2.2. Le paradoxe des engagements européens de la France

Une attention accrue à l'environnement

Le souci d'un développement durable s'ancre progressivement dans la société française. En 2009, l'environnement et la pollution sont classés sixième parmi les sujets de préoccupation des Français, devant le financement de l'assurance maladie ou encore la sécurité des biens et des personnes¹⁷. Des manifestations se multiplient en

¹⁶ *Ibid.*

¹⁷ SOFRES, *Baromètre des préoccupations des Français*, édition mars 2009.

France et dans le monde pour appeler à réduire l'impact de l'activité humaine sur l'environnement¹⁸.

Les pouvoirs publics, nationaux comme internationaux, ont répondu, voire devancé, une telle évolution. En France, le Grenelle de l'Environnement, organisé par le MEEDDM (ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer) durant l'été 2007, s'est donné pour objectif de définir une feuille de route en faveur de l'écologie et du développement durable, en mobilisant l'ensemble des représentants de la société. La première loi, dite « Grenelle 1 », adoptée en juillet 2009, a fixé les grandes orientations environnementales de la France pour les deux décennies à venir au travers de 268 engagements. La loi « Grenelle 2 » en est la déclinaison pratique, la boîte à outils pour l'agenda de 2010¹⁹.

Assurer le « mix énergétique »

L'Union européenne joue depuis plusieurs années un rôle de leader international dans la lutte contre le changement climatique. Elle a ratifié le protocole de Kyoto en 2002 et mis en place un marché européen du carbone en 2005. Elle a misé avant les autres grandes puissances sur le développement des énergies renouvelables pour réduire les émissions des gaz à effet de serre.

¹⁸ Le projet Earth Hour, lancé par WWF, organise en 2009 la quatrième opération « Éteignez vos lumières », qui a mobilisé 4 000 villes dans 88 pays pour éteindre pendant une heure le maximum d'appareils électriques en signe d'engagement dans la lutte contre le changement climatique et pour la préservation de l'environnement.

¹⁹ La loi Grenelle 2 prévoit pour l'année 2010 la réalisation de mesures écologiques dans six chantiers : les bâtiments et l'urbanisme, les transports, l'énergie et le climat, la préservation de la biodiversité, la santé et la gestion des déchets, et enfin la « gouvernance écologique ». Voir à ce sujet le site du ministère de l'Écologie.

En 2007, le Conseil européen établit les objectifs « triple 20 »²⁰, avec pour objectif, à l'horizon 2020, d'avoir :

- réduit de 20 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport aux niveaux de 1990 ;
- porté la part des renouvelables à 20 % dans les énergies consommées ;
- amélioré de 20 % l'efficacité énergétique.

Ces objectifs sont déclinés par pays en fonction de la situation de départ et du potentiel, notamment naturel. La France, pour sa part, s'est engagée à accroître la part des énergies renouvelables dans sa consommation de 9 % à 23 % à l'échéance 2020²¹. Dans le cadre des conférences sur le climat, des discussions sont d'ailleurs en cours au sein des instances européennes sur l'opportunité de fixer un objectif de 30 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre, qui conduirait mécaniquement à une cible plus élevée pour les énergies renouvelables.

Ces ambitieux engagements sur le « mix énergétique » total ont un impact encore plus fort pour la production électrique, puisque l'énergie consommée dans les transports (essence, diesel) offre aujourd'hui encore peu d'alternatives renouvelables et économiquement viables.

En France, la production d'électricité à partir de sources renouvelables hors production hydraulique se développe rapidement. Principalement portée par celle de la production éolienne, elle atteint 15 TWh en 2010, soit 2,7 % de la production totale. Cela est presque le double

²⁰ Les objectifs du « triple 20 » sont issus de la décision du Conseil de l'Europe de juin 2007. Ils ont ensuite été entérinés par le « paquet énergie-climat » adopté par les États membres en décembre 2008.

²¹ Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, dite loi « Grenelle 1 ».

de celle de 2009, elle-même en progression de 40 % par rapport à 2008. Le photovoltaïque réalise également une percée spectaculaire, avec environ 600 GWh en 2010, soit le triple de 2009²².

Un double défi se présente alors au réseau : la dispersion et l'intermittence

Les sources d'électricité d'origine renouvelable représentent un nouveau modèle de production. Contrairement aux sources traditionnelles, elles sont en partie **dispersées** sur l'ensemble du territoire. Intégrer ces sources dans le système électrique nécessitera d'abord que le réseau soit capable de relier ces nouvelles sources. Ceci implique une évolution des infrastructures, notamment pour accueillir la nouvelle production sur le réseau de distribution.

Les sources renouvelables telles que l'éolien sont marquées par une production **intermittente**. Elles dépendent directement des conditions météorologiques : ainsi la production d'énergie d'origine éolienne est localement dépendante de la vitesse du vent. Ce fait crée plusieurs difficultés. Tout d'abord l'intégration d'une source de production instable. Ensuite le risque d'une sous-production si le vent ne souffle pas quand on l'attend ou celui d'une surproduction dans le cas contraire. Le caractère intermittent de l'éolien peut créer des inadéquations extrêmes entre offre et demande d'électricité, et ce dans un temps très court, ce qui se traduit par une plus grande volatilité des prix.

L'exemple allemand fournit une illustration du phénomène. On observe une forte corrélation entre la production éolienne et le prix de

²² Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, Service de l'observation statistique (SOeS), *Enquête annuelle sur les productions d'électricité*, 2010.

l'énergie électrique. Une interruption de la production éolienne à un moment de demande accrue peut entraîner un pic de prix maximal sur le marché de l'énergie. À l'inverse, des conditions météorologiques exceptionnelles entraînant une forte production éolienne en période de faible demande (la nuit par exemple), donc une surproduction globale, ont été à l'origine de l'apparition de prix négatifs (qu'autorise la loi allemande et qui ne sont pas autorisés en France).

L'intégration des renouvelables ouvre donc à la fois sur des défis techniques mais aussi sur des risques accrus de déséquilibre entre production et demande. Il existe un risque spécifique lié à la faible prévisibilité des changements de production des énergies renouvelables : les capacités d'ajustement²³ doivent pouvoir être mobilisées dans des délais de l'ordre de la dizaine de minutes. Ce constat nécessite de mobiliser des capacités de production, de réserve (à l'échelle nationale ou européenne), mais aussi de mieux maîtriser la demande.

1.2.3. Des exigences de sécurité d'approvisionnement

Le développement de l'activité économique et du niveau de vie s'est largement appuyé sur l'énergie, en particulier électrique, et la tolérance de la population aux coupures électriques est très faible. En effet, le recours à l'électricité est devenu une nécessité pour de nombreux dispositifs de sauvegarde d'installations industrielles, comme les installations nucléaires, ainsi que pour le bon fonctionnement des appareils médicaux. La société française qui recharge son téléphone portable et se connecte à Internet envisage difficilement une coupure de l'alimentation électrique.

²³ Soit par accroissement de la production de réserve soit par maîtrise de la demande (en particulier par le mécanisme dit « d'effacement »).

Deux types de défaillances peuvent donner lieu à des coupures : l'insuffisance de production ou un manque de capacité du réseau pour acheminer l'énergie vers les consommateurs²⁴. Après des décennies d'abondance électrique grâce à un parc nucléaire surdimensionné, la prise de conscience de la vulnérabilité croissante aux défaillances touche désormais un large public, comme en témoignent les nombreux articles dans la presse nationale consacrés à ce sujet en période hivernale. Cette exigence de sécurité d'approvisionnement nécessite d'importants efforts et des investissements dans un contexte de vieillissement des infrastructures existantes.

De plus, l'évolution du mix de production tend à accentuer les déséquilibres : il faut tenir compte non seulement de l'émergence des énergies renouvelables mais également de la disparition progressive des centrales à charbon (avec la transposition de la Directive grandes installations de combustion²⁵ qui fixe une durée de 20 000 heures de production sur 5 ans pour ces centrales, puis leur disparition totale). Ces centrales représentaient un moyen de production démarrable dans des délais relativement courts. Enfin la crise financière a retardé la mise en œuvre d'un grand nombre de projets de centrales thermiques au gaz²⁶.

²⁴ En quatre ans, plus de sept incidents majeurs ont eu lieu en France, touchant chaque fois plus d'un million de personnes... Il convient de distinguer le *black-out*, une défaillance du réseau non maîtrisée par son opérateur, d'un délestage, une action de réduction de la demande volontairement imposée par le gestionnaire du réseau pour assurer la sûreté de celui-ci (et donc éviter un *black-out*) si les conditions de bon fonctionnement du système électrique ne sont plus assurées. Voir aussi : Jean-Michel Tesson, « Mission : Sûreté - Lutter contre les blackouts », Conférence AG IEEE France Section, 14 mars 2008.

²⁵ Directive « Grandes installations de combustion » de 1988 (Directive GIC 88/609), révisée à partir de 1995 et transcrite en droit français par l'arrêté ministériel du 30 juillet 2003.

²⁶ Ces retards s'expliquant par une combinaison de difficultés de financement et par des anticipations de consommations électriques futures revues à la baisse.

1.2.4. Anticiper de nouveaux besoins électriques : le défi des voitures électriques

À plus long terme, l'apparition de nouveaux besoins électriques est à prévoir. Longtemps attendu, le développement d'un parc de véhicules électriques semble désormais en marche²⁷. Il permettrait de réduire la dépendance au pétrole et de diminuer les émissions de CO₂ en fonction de l'origine de l'énergie électrique utilisée.

Les voitures électriques – une des priorités du gouvernement français – seront au cœur d'un plan de 400 millions d'euros pour la recherche et le développement. Le déploiement des bornes de recharge a déjà commencé en France avec un projet d'installation de 75 000 bornes dans 12 villes pilotes d'ici 2015 pour atteindre 400 000 en 2020²⁸.

D'après le scénario présenté par le ministre de l'Environnement en octobre 2009, il est possible que le nombre des voitures électriques augmente rapidement pour atteindre 600 000 en 2020, ce qui représenterait une consommation électrique supplémentaire d'environ 2 % par rapport aux 513 TWh de la consommation annuelle française en 2010. Les investissements nécessaires pour l'adaptation des infrastructures d'accueil et de recharge devraient représenter 1,5 milliard d'euros pour l'ensemble des infrastructures publiques²⁹.

²⁷ Selon le *Livre vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules « décarbonés »* présenté par le sénateur Louis Nègre en avril 2011, « la pénétration des véhicules rechargeables dans le parc automobile devrait être de l'ordre de 1,2 % en 2015 et 5 % en 2020 ».

²⁸ Portail du gouvernement, *Véhicules électriques : mobilisation pour le déploiement de bornes publiques de recharge*, 14 avril 2010.

²⁹ MEEDDM, *Plan national de développement du véhicule électrique et hybride*, octobre 2009.

Même si la consommation électrique additionnelle à moyen terme peut sembler mineure, la mise en place d'un parc de véhicules électriques est un défi et une opportunité pour les réseaux électriques. Tout d'abord, il faut construire et intégrer de multiples points de chargement pour les véhicules si celui-ci s'effectuait en dehors des habitations. Ensuite, il faut optimiser la gestion de la recharge de la flotte. Une recharge maîtrisée, à un moment où la demande est faible, permet d'utiliser de l'électricité faiblement émettrice de gaz à effet de serre, représentant l'équivalent de 18 g de CO₂ par km contre 140 g de CO₂ par km pour un véhicule roulant à l'essence. En revanche, une recharge à la pointe, faisant appel à une part importante de sources thermiques à forte intensité en carbone, pourrait représenter l'équivalent de 165 g de CO₂ par km³⁰. Enfin, ces véhicules, dotés d'une batterie rechargeable à une prise électrique (évidemment connectée au réseau), constitueraient potentiellement à l'arrêt une flotte de stockage, laquelle pourrait représenter une véritable révolution pour le système électrique : il est concevable de penser que les automobilistes pourraient vendre de l'électricité aux périodes de pointe en rechargeant leur véhicule pendant les périodes de basse consommation.

1.3. Un système électrique exposé à la confrontation délicate entre offre et demande

Parallèlement à l'évolution des tendances sociétales, les choix politiques en matière d'énergie soulèvent un autre défi pour le système électrique français. En effet, comment gérer une demande électrique croissante et variable face à un parc de production aux ressources limitées et peu modulables ?

³⁰ Fédération française des télécoms, *Étude IDATE / BCG sur l'impact environnemental des TICs*, janvier 2010.

1.3.1. Un parc de production français au mix peu modulable

Le parc français de production se caractérise par un mix dominé par le nucléaire, option affirmée depuis les chocs pétroliers des années 1970. La France est le deuxième producteur d'énergie nucléaire dans le monde après les États-Unis, avec une production en 2010 de 408 TWh, et le premier pays lorsqu'on considère le pourcentage du nucléaire dans la production totale d'électricité (74 % contre 20 % aux États-Unis)³¹.

Cette production est complétée par la production hydraulique qui représente environ 12 % du mix, et une production thermique classique (charbon, gaz et fioul), autour de 11 %. Si les énergies renouvelables (hors hydraulique) connaissent une forte croissance depuis les années 2000, elles ne comptent encore aujourd'hui que pour moins de 3 % de la production totale (dont une majeure partie d'énergie éolienne)³².

La production électrique française s'inscrit dans une logique de stratification des moyens : en deçà d'une demande minimale permanente, « la base », seuls les moyens nucléaires, hydrauliques (centrales au fil de l'eau) et certaines centrales thermiques à charbon fonctionnent. Au-delà, on mobilise de la production hydraulique de pointe (type barrage) puis de la production thermique classique additionnelle (gaz naturel) et enfin les centrales au fioul. Si ces sources sont plus flexibles, elles sont limitées par trois facteurs : les

³¹ Réseau de transport d'électricité (RTE), *Le bilan électrique français 2009*, 13 janvier 2010.

³² Institut Montaigne, *Pour rétablir la vérité sur le coût de l'éolien*, Amicus Curiae, novembre 2008 ; et Institut Montaigne, *Eoliennes : nouveau souffle ou vent de folie ?*, Amicus Curiae, juillet 2008.

ressources naturelles (l'hydraulique n'a qu'un faible potentiel additionnel) ; la rentabilité économique (le faible nombre d'heures de production dans l'année ne permet pas de rentabiliser les investissements élevés nécessaires) ; l'impact environnemental (950 g de CO₂ par kWh dans le cas du charbon et 830 g de CO₂ pour le fioul)³³.

Le mix français représente donc un modèle unique à cette échelle. Ses trois grands avantages sont connus et enviés : un bas coût de production grâce à l'effet de série du programme électronucléaire massif, une moindre dépendance aux ressources importées, des niveaux faibles d'émission de gaz à effet de serre.

En revanche, ce système offre moins de flexibilité qu'un parc thermique classique, puisqu'il n'est pas possible de démarrer ou d'arrêter une centrale nucléaire de manière rapide pour des raisons techniques et pour des raisons de sûreté.

Le système électrique actuel subit déjà les effets de ce manque de flexibilité, notamment par la nécessité d'une plus forte modulation de la production nucléaire entraînant une baisse de la disponibilité des centrales. L'essor même raisonnable des sources renouvelables dont il faudra pallier l'intermittence accentuera donc encore les difficultés liées au manque de flexibilité du parc français de production.

³³ Observatoire de l'industrie électrique, Niveau d'émissions de CO₂ par filière de production d'électricité, 2009.

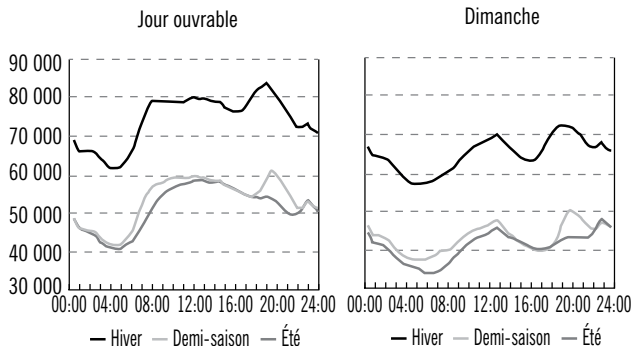
1.3.2. Une consommation française croissante et particulièrement « pointue »

En 2010, la consommation globale française atteint 513 TWh. Cette consommation provient majoritairement du secteur résidentiel-tertiaire (65 %) et du secteur industriel (30 %), les 5 % restants étant répartis entre transports urbains, transports ferroviaires et agriculture. La croissance constante de la consommation – à l'exception d'une baisse de 1,6 % avec la crise de 2009 – est notamment portée par celle du secteur résidentiel-tertiaire, avec une augmentation de 50 % de la consommation par habitant en vingt ans, de 1,6 MWh à 2,4 MWh³⁴.

Au-delà de cette tendance globale, le profil de la consommation française est caractérisé par la croissance des pointes de demande. Celles-ci se produisent à l'intérieur d'une journée, mais aussi entre saisons. La pointe journalière reflète le rythme d'activité des utilisateurs. La demande en électricité, minimale durant la nuit, augmente dès 4 h 00 du matin avec une reprise des activités qui s'intensifie jusqu'à atteindre un premier palier à 9 h 00, correspondant au démarrage de la journée dans les bureaux. La consommation décroît ensuite progressivement dans l'après-midi pour remonter jusqu'à un maximum à 19 h, correspondant à l'arrivée au domicile.

³⁴ Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, *Chiffres clés de l'énergie*, édition 2009, p. 23.

Figure 1 : profil de consommation journalière



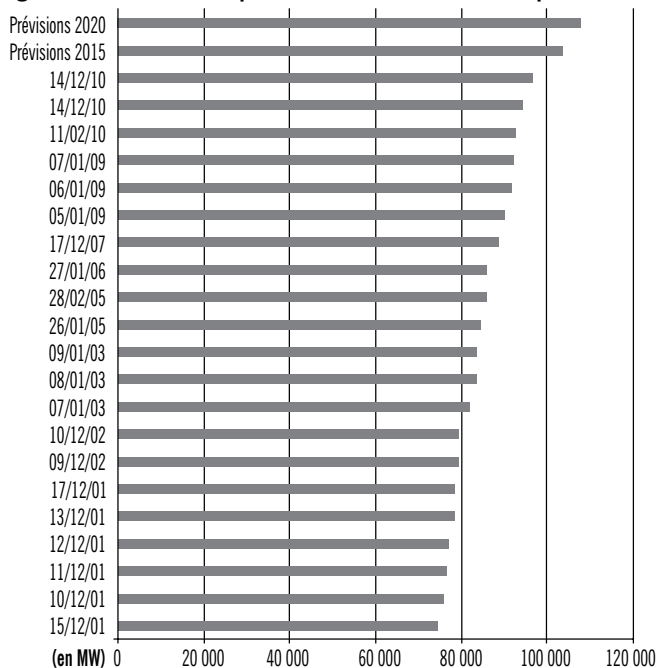
Source : Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, *Rapport Poignant-Sido*, avril 2010.

La pointe correspond aussi à une variation de la demande saisonnière, l'hiver ou l'été selon l'importance relative du chauffage électrique et de la climatisation. La pointe d'hiver française est particulièrement forte : lorsque la température baisse d'un degré en moyenne en Europe, la France représente la moitié de la consommation électrique européenne additionnelle. Ceci s'explique par l'équipement massif des ménages en chauffage électrique (environ un tiers des chauffages en France, avec une augmentation de 17 % en cinq ans), encouragé par le faible prix historique de l'électricité.

Les pointes de consommation progressent fortement : de moins de 80 MW en 2001, la consommation maximale a dépassé les 97 MW en 2010, soit 21 % de plus. Cette croissance s'explique par une combinaison de phénomènes – une étude récente estime à 50 % la contribution du chauffage électrique à cette hausse, à 30 % celle des usages spécifiques dont les nouvelles technologies, le reste étendu à

la croissance démographique³⁵. Plus préoccupant, les projections de RTE montrent une poursuite de la tendance avec un scénario à 108 MW à l'horizon 2020, un bond de 35 % par rapport à 2001³⁶.

Figure 2 : évolution des pics de consommation électrique en France



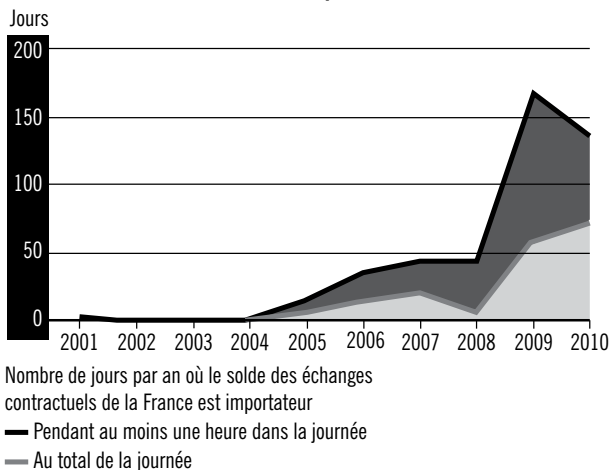
Source : Réseau de transport d'électricité (RTE), *Le bilan électrique français 2010*, 20 janvier 2011.

³⁵ Fédération française des télécoms, *Étude IDATE / BCG sur l'impact environnemental des TICs*, janvier 2010.

³⁶ RTE, 2010, *op. cit.*

Cette croissance a déjà des implications sur l'équilibre entre offre et demande que doivent assurer les réseaux électriques. Longtemps excédentaire par rapport à la consommation nationale, la capacité du parc de production électrique ne suffit plus pendant les périodes de très forte demande – la France doit alors importer de l'électricité. En 2009, le nombre de jours où la France a importé de l'électricité s'élevait à 126, contre 43 en 2008 et 42 en 2007. Le 16 décembre 2009, l'importation d'électricité atteint 140 GWh, le record des 30 dernières années³⁷.

Figure 3 : évolution des importations françaises d'électricité depuis 2001



Source : Réseau de transport d'électricité (RTE), *Le bilan électrique français 2010*, 20 janvier 2011.

³⁷ RTE 2010, *op. cit.* et RTE, 2011, *op. cit.*

1.3.3. La nécessité d'une gestion de la demande

Cette croissance des pointes de demande accentue l'impact des bouleversements auxquels le système électrique va devoir faire face.

Elle souligne plus qu'ailleurs le besoin d'une gestion rigoureuse de la demande aux moments de pointe et demande une attention accrue et une prévision encore plus fine de l'intermittence des renouvelables. De ce fait, les moments de pointe sans production renouvelable en raison des aléas climatiques seront très délicats à gérer. Enfin, ces pointes conduisent à un surcroît d'importations de pays voisins comme l'Allemagne, avec laquelle la France a entretenu un solde importateur net d'énergie de 6,7 TWH en 2010³⁸. Ces importations tendent à être coûteuses et basées sur des énergies carbonées, et sont revendues pour partie au tarif régulé. Le coût de non-gestion de la demande est donc important.

1.4. Un système électrique adapté au modèle traditionnel centralisé, mais qui incite peu à une gestion économique de la demande

Face aux différentes questions soulevées jusqu'ici, le système électrique français actuel apporte plus d'interrogations que de réponses.

1.4.1. Un réseau électrique sous tension

Des infrastructures vieillissantes

Les infrastructures actuelles ont été majoritairement construites entre les années 1960 et la fin des années 1980. Or l'augmentation de

³⁸ Basé sur RTE (2011), p. 18.

la demande électrique s'est depuis faite à un rythme plus rapide que celle de la capacité des réseaux. Il faut donc faire passer plus d'électricité sur les mêmes lignes, ce qui réduit les marges de manœuvre et augmente les risques de perturbations et défaillances.

Un réseau hiérarchique non adapté à la production décentralisée

Le réseau français a été historiquement conçu pour évacuer la « production centralisée » de grandes centrales hydrauliques ou thermiques vers les centres de consommation, selon une logique très centralisée. Ces centrales sont connectées au réseau de transport « maillé » alors que le réseau de distribution, organisé suivant une structure arborescente, amène l'électricité jusqu'aux clients.

Avec le développement des sources décentralisées renouvelables, voire les batteries des voitures électriques, le réseau de distribution devient aussi un point d'entrée pour des sources de production.

Il devient alors plus difficile pour le gestionnaire du réseau de transport de gérer le système électrique de manière décentralisée afin d'assurer son équilibre, car il dispose de peu de visibilité sur la puissance injectée sur les réseaux de distribution. Toutefois une gestion centralisée est une nécessité technique partagée par tous les systèmes électriques au monde et liée à la nature des opérations à mettre en place (activation des offres d'ajustement, surveillance de la fréquence et de la tension sur le système électrique, mise en œuvre des actions de sauvegarde). Ceci nécessite qu'un unique opérateur soit en charge de ces actions en ayant une vision exhaustive des différentes composantes du système.

Cela pose aussi de multiples questions pour le réseau de distribution : quel dimensionnement ? Quelles règles de raccordement des sources décentralisées ? Comment développer de nouveaux outils de conduite pour faire face aux contraintes techniques liées à l'intermittence et à la volatilité ?

1.4.2. Inertie pour l'adaptation du réseau, contraintes financières et environnementales sur le développement des infrastructures

La construction des centrales de production fait historiquement l'objet d'une planification centralisée et nécessite du temps : la mise en place d'une centrale nucléaire ou au charbon exige en moyenne 6 à 10 ans. Les sources diffuses de production renouvelable ainsi que les centrales à gaz à cycle combiné³⁹ ne sont pas soumises à une planification centrale et leur temps de construction est beaucoup plus court, de l'ordre de deux ans⁴⁰.

Les réseaux doivent donc devenir plus agiles pour développer de nouvelles lignes et de nouvelles infrastructures électriques, à un rythme compatible avec celui de la construction des sources d'énergie renouvelables. Cela peut demander de revoir les processus historiques de planification et d'anticipation des investissements du développement du réseau⁴¹. On estime qu'en moyenne le délai d'autorisation administrative pour construire une ligne électrique est de l'ordre de

³⁹ Type de centrale fonctionnant par combustion de gaz naturel, et ayant la particularité d'associer plusieurs cycles thermodynamiques afin d'améliorer son efficacité énergétique.

⁴⁰ Vincent Rious, Yannick Perez et Jean-Michel Glachant, *Transmission Network Investment as an Anticipation Problem*, Review of Network Economics, vol.10, Iss. 3, 2011.

⁴¹ *Ibid.*

5 à 10 ans... quand cela est possible⁴². Cela provient notamment de la réticence des associations de riverains et de militants pour la préservation du paysage naturel face au développement des projets d'infrastructures électriques.

On retrouve en France le syndrome américain du NIMBY (Not In My Back Yard⁴³) ou BANANA⁴⁴ (Build Absolutely Nothing Anywhere near Anything). Ce syndrome s'explique par la forte réticence envers l'installation d'infrastructures qui dégagent un bénéfice collectif au prix de désagréments locaux. En effet, la stratégie d'opposition systématique aux projets de lignes électriques peut apporter des bénéfices aux acteurs locaux, populations comme élus – déplacement potentiel du tracé de ligne, mise en souterrain, retard de mise en service, compensations supplémentaires – qui ne sont pas contrebalancés par des inconvénients en termes de coût ou de sécurité d'approvisionnement – les deux étant mutualisés au niveau national. Cette situation conduit à reporter des installations indispensables pour la collectivité.

De plus, à la différence d'autres infrastructures (autoroute, ligne à grande vitesse, aéroport, etc.) dont le bénéfice immédiat pour nos concitoyens est perceptible, les infrastructures électriques apparaissent éloignées des enjeux de court terme, même si elles participent au premier chef à l'attractivité économique des espaces qu'elles alimentent en énergie électrique.

⁴² C'est le cas par exemple de la Bretagne et de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, au moment même où elles font face à une pénurie d'énergie en raison de faibles moyens de production locaux, d'un nombre limité de lignes à haute tension et d'une demande croissante. Voir notamment à ce sujet le site de RTE, « Sécuriser les zones fragiles », au sujet du lancement du pacte électrique en Bretagne et du filet de sécurité en PACA.

⁴³ « Pas dans mon arrière-cour ».

⁴⁴ « Surtout ne rien construire nulle part ».

Pour sortir de ces blocages, une piste consiste à adapter les procédures d'autorisation des infrastructures de réseau aux préférences de la collectivité et aux orientations publiques (procédures simplifiées pour le recours à la technologie souterraine ou le raccordement des énergies renouvelables, par exemple).

À l'heure actuelle, le cadre légal français permet la construction de lignes électriques. Mais son application tâtilonne par les autorités administratives ralentit la mise en œuvre concrète des ouvrages, notamment par un surcroît d'études d'impacts complémentaires. Ainsi serait-il souhaitable qu'une procédure administrative et réglementaire simplifiée voie le jour pour les projets dont l'acceptation sociale est plus forte. Ceci est le cas des lignes souterraines. Ces lignes sont en effet nécessaires rapidement pour faire face aux besoins cumulatifs du remplacement des installations vieillissantes, de la nécessaire modernisation des réseaux et de l'accroissement des capacités de transport qu'implique l'introduction des nouvelles technologies de production électrique non carbonée. Le développement du réseau électrique devra tenir compte de ces contraintes qui seront plus difficiles à gérer dans un contexte de déficits publics limitant les marges financières pour investir et absorber des surcoûts (comme notamment l'enfouissement des lignes).

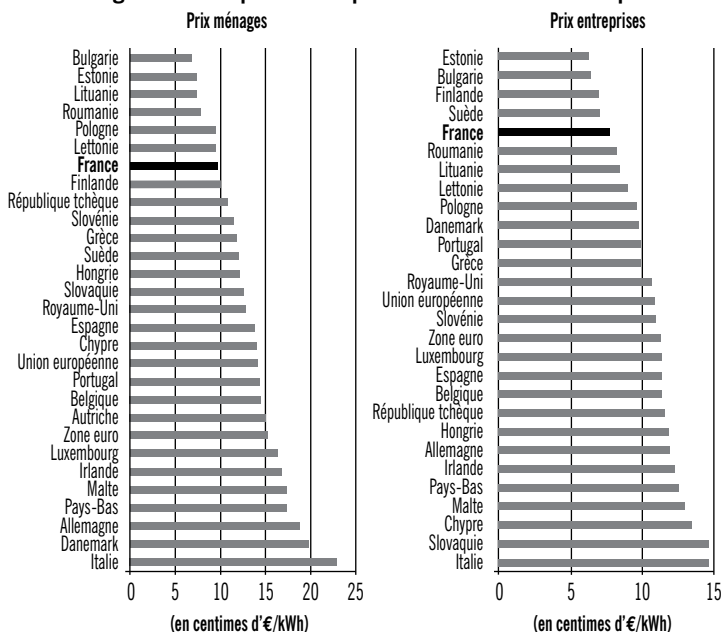
1.4.3. Des incitations économiques encourageant peu à une maîtrise de la demande

La tarification de l'électricité ne reflète pas le coût réel de la production et de la transmission de l'électricité

Actuellement, la tarification de l'électricité reste réglementée en France. Pour une grande partie des consommateurs particuliers au 31 décembre 2010, 93 % des sites toutes catégories confondues

(représentant 66 % de la consommation) sont aux tarifs réglementés en électricité (ou au TARTAM)⁴⁵. Les tarifs régulés français sont parmi les plus bas d'Europe, reflétant le choix politique de partager la « rente nucléaire » avec les consommateurs (cf. graphique ci-dessous).

Figure 4 : comparatif des prix de l'électricité en Europe



Source : Observatoire de l'industrie électrique, 2011.

⁴⁵ Commission de régulation de l'énergie (CRE), Note d'information, « L'ouverture des marchés de détail de l'électricité et du gaz - Bilan 2010 », 1^{er} mars 2011. Le TARTAM, ou le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, est un tarif de l'électricité inférieur au prix de marché pour certaines entreprises.

Ces tarifs réglementés, bas, ne sont guère de nature à sensibiliser les consommateurs aux économies d'énergie. Leur évolution reste aujourd'hui une décision éminemment politique, puisque le régulateur (la Commission de régulation de l'énergie) ne dispose que d'un pouvoir de proposition.

Le deuxième inconvénient des tarifs français est qu'ils n'incitent pas les usagers à réduire leur consommation pendant les périodes de pointe. Les tarifs réglementés sont en effet établis à partir des coûts de revient du nucléaire amorti qui assure la production de base. Ils ne reflètent pas – ou très peu – le coût nettement supérieur des moyens de production de pointe, voire des coûts des électrons importés des autres marchés électriques qui nous entourent. Le problème est réel car si la partie production représente 40 % du prix des électrons vendus, les 60 % restants du prix de l'électricité ne permettent pas aux consommateurs de prendre conscience de l'importance de réduire leur consommation⁴⁶. Ni les tarifs d'usage des réseaux (30 %) ni les taxes (30 %) ne sont aujourd'hui variables en fonction de l'intensité de la demande ou de l'état du réseau.

*Résoudre les difficultés à mobiliser le potentiel d'effacement de consommation*⁴⁷

Lors d'un écart entre offre et demande, le gestionnaire du réseau de transport sélectionne, parmi les offres d'ajustement proposées par les acteurs importants du système électrique (producteurs et grands consommateurs, aussi appelés responsables d'équilibre), la meilleure

⁴⁶ Rious, Glachant, Perez, Dessante, 2009.

⁴⁷ L'effacement de la consommation est un outil d'optimisation de la consommation d'électricité par lequel, lorsque RTE signale que la production d'électricité risque de ne pas suffire à la demande, les consommateurs réduisent ou diffèrent leur consommation d'électricité.

solution pour combler cet écart. Cela peut se faire en faisant varier soit la production soit la demande. On constate qu'en pratique cela se traduit dans une très grande majorité des cas par des actions sur la production plutôt que sur la demande. En effet :

- une dizaine de GW dans le secteur résidentiel et 3 GW dans le secteur tertiaire d'effacement potentiel restent quasiment inexploités en raison de critères de puissance minimale, aujourd'hui fixée à 10MW, ne leur permettant pas de participer, et de difficultés de mesure et de vérification des engagements contractuels ;
- seulement 2 GW d'effacement industriel sont disponibles (à comparer à 6 GW en 1996), sous l'effet de la fermeture de sites, de la libéralisation du marché, mais aussi d'une rémunération jugée insuffisamment attractive⁴⁸.

Les offres d'ajustement sont sélectionnées en fonction de leur coût (ordre de préséance économique) par le gestionnaire du réseau RTE (Réseau de transport d'électricité). Il manque un cadre global permettant de garantir un espace économique aux effacements de consommation suivant les différentes échéances de marché, afin de mobiliser le gisement existant et de développer le potentiel diffus.

Le système électrique actuel doit donc évoluer pour répondre aux défis de l'intégration des renouvelables, des véhicules électriques et de la gestion de la demande, tout en associant les consommateurs de manière plus étroite aux décisions. Ceci nécessitera non seulement des transformations techniques mais également un changement de modèle de système électrique : il ne serait plus axé exclusivement sur la valorisation de la production mais sur celle d'une maîtrise de la demande.

⁴⁸ Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, *Rapport Poignant-Sido*, avril 2010.

LES RÉSEAUX INTELLIGENTS : GRANDES CARACTÉRISTIQUES ET COMPARAISONS INTERNATIONALES

La notion de réseau intelligent (*smart grid*) désigne les futurs réseaux électriques. Le terme est un peu exagéré, puisque le réseau actuel – en particulier de transport – est déjà doté de technologies et d'outils de gestion sophistiqués.

Le concept de réseaux intelligents ne recouvre pas encore aujourd'hui une réalité précise mais plutôt l'émergence d'un nouveau modèle de système électrique. Au lieu d'ajuster la production électrique maîtrisée à une consommation « fixe », il s'agit d'ajuster en temps réel à la fois l'offre et la demande dans l'ensemble du réseau, y compris le réseau de distribution, en impliquant les consommateurs pour répondre à une production plus respectueuse de l'environnement mais moins maîtrisable et en utilisant éventuellement des sources de stockage. La première partie de ce rapport a permis de dresser la liste des défis auxquels cette mutation propose de répondre. Nous aborderons ci-dessous les évolutions attendues du réseau, notamment à travers des exemples internationaux.

2.1. Les trois innovations du *smart grid*

2.1.1. Adapter la demande pour plus d'efficacité

Les actions sur la demande électrique peuvent être menées de deux façons : la réduction de la demande ou son décalage dans le temps.

L'amélioration de l'efficacité énergétique

Pour améliorer l'efficacité énergétique, il existe trois leviers majeurs : l'installation de dispositifs de contrôle automatiques, l'information des consommateurs, les normes de consommation des appareils et d'isolation des bâtiments.

Les dispositifs de contrôle, comme les détecteurs de mouvement reliés à l'interrupteur, permettent d'automatiser certains des gestes utiles et parfois oubliés comme le fait d'éteindre la lumière en quittant une pièce. La sensibilisation des consommateurs et, au-delà, le fait de fournir une information plus fine sur la consommation et son coût, comme le permet la partie « Home » des réseaux intelligents s'adressant aux consommateurs contribue à la prise de conscience et à la généralisation des réflexes d'économie. L'acceptabilité des automatismes s'améliore d'ailleurs quand ils facilitent et augmentent le pilotage de la maison lors des moments de présence des membres du foyer, et qu'ils diminuent les gaspillages pendant les temps d'absence. Les standards de consommation des appareils et d'isolation des bâtiments permettent quant à eux d'agir à la racine, en réduisant de manière drastique l'énergie consommée par les appareils lors de leur fonctionnement ou en mode veille ou la quantité d'énergie nécessaire pour maintenir la température d'un bâtiment.

Une étude publiée par le McKinsey Global Institute⁴⁹ montre que le taux de rendement dans des investissements permettant d'améliorer l'efficacité énergétique avoisine en moyenne 17 %. Cependant de nombreux blocages existent, ainsi que des inefficacités de marché. Par exemple, pour beaucoup de petites et moyennes entreprises (PME), un surcoût d'investissement peut représenter une charge trop lourde

⁴⁹ McKinsey Global Institute, *The Case for Investing in Energy Productivity*, février 2008.

dans un environnement concurrentiel, même si elle est rentable en 5 ou 10 ans. De même, dans les relations entre le locataire et le propriétaire d'un logement, le propriétaire qui effectue l'investissement en efficacité énergétique n'est pas celui qui va en bénéficier par une réduction de sa consommation future.

Afin de corriger de telles inefficacités de marché, les dispositifs réglementaires tels que ceux définis à l'issue du Grenelle de l'Environnement ont bien sûr un rôle majeur à jouer, notamment par des incitations fiscales. Les réseaux électriques peuvent et doivent aussi apporter leur contribution en permettant une mesure plus fine de la consommation pour informer les utilisateurs et pour permettre aussi de valoriser les économies d'énergie.

Le décalage dans le temps d'usages électriques

Ainsi qu'évoqué dans la première partie, les pointes de consommation sont pour le système électrique une source majeure de surcoûts, de risques de défaillance et d'émissions de gaz à effet de serre. Pour les réduire, il faut pouvoir décaler dans le temps des consommations susceptibles de l'être (comme, par exemple, le lancement d'une machine à laver). Ces usages sont alors reportés à des moments où la demande est moins forte, permettant une diminution de la pointe électrique.

De nombreuses solutions techniques sont déjà disponibles pour tous les usages liés à la température. Il est par exemple possible de moins chauffer une pièce lors des périodes de pointe en l'ayant davantage chauffée lors de la période creuse précédente, par le déclenchement de chauffage à distance avant de quitter son lieu de travail. De la même manière, il est possible grâce à l'inertie thermique de maintenir une température acceptable dans un réfrigérateur ou dans un congélateur avec des microcoupures de

quelques minutes, qui répliquées à grande échelle et de manière coordonnée peuvent soulager les réseaux. La Floride présente une illustration de ce mécanisme pour la climatisation, avec un parc de 8 000 climatiseurs pilotés à distance de manière fine.

Les réseaux intelligents ont un rôle clé à jouer pour permettre le déploiement à grande échelle de telles solutions techniques et pour coordonner leur mise en œuvre.

Une initiative innovante en Floride⁵⁰

Guld Power, filial de Southern Company, gère un programme d'efficacité énergétique depuis les années 1990, connu aujourd'hui sous le nom d'*Energy Select*. Huit mille foyers y ont souscrit en payant un forfait de cinq dollars par mois. Ils bénéficient alors d'un tarif moyen préférentiel (8 cents par kWh) sauf pendant les heures de pointe où le prix de l'énergie est quatre fois supérieur. Un système de commande est mis à leur disposition et contrôle à distance la climatisation, le chauffage, le chauffe-eau et la pompe de la piscine. Gulf Power estime la baisse moyenne par consommateur à 2 kWh et jusqu'à 50 % de réduction sur la demande électrique durant les heures de pointe. De leur côté, les consommateurs ont pu bénéficier d'une réduction de 15 % de leur facture en moyenne.

2.1.2. Augmenter les transferts d'informations grâce aux NTIC

La transformation des réseaux actuels en réseaux intelligents entraînera une très forte augmentation des flux d'informations à collecter, à

⁵⁰ Commission fédérale de régulation de l'énergie, *Plan d'action national sur la gestion de la demande (National Action Plan on Demand Response)*, juin 2009.

enregistrer, à traiter. Dans le modèle traditionnel, la quantité d'informations échangées entre les réseaux et les sites de consommation reste faible pour deux raisons : d'une part, la fréquence de remontée des informations est peu élevée car coûteuse, puisqu'elle s'effectue essentiellement via un relevé manuel du compteur ; d'autre part, l'information recueillie est agrégée, puisque le compteur affiche de manière cumulative l'énergie électrique consommée. Ainsi, les acteurs disposent d'une très faible visibilité sur la consommation réelle.

La gestion dynamique de la demande exige au contraire une telle connaissance. Cela entraînera une multiplication exponentielle des données, de quelques points de mesure par an et par site de consommation à une fréquence du quart d'heure, voire de la minute. Les échanges devront être automatisés. Au-delà de la consommation, une transmission en temps réel se fera tout à la fois sur l'état des réseaux, sur la mise à jour des prévisions météorologiques, sur l'influence de ces dernières quant à la production intermittente.

Avec plus d'informations, plus d'acteurs, plus de complexité, l'avènement des réseaux intelligents s'appuiera de manière intensive sur les technologies de l'information et de la communication (TIC) et sur le développement de nouveaux outils de recueil, de stockage, de transmission et d'analyse. Il n'est donc pas surprenant de voir les grands acteurs des TIC se lancer dans l'industrie des réseaux intelligents⁵¹.

⁵¹ IBM, premier acteur à s'être positionné sur ce marché, a remporté de nombreux contrats (réseau d'eau de l'île de Malte, réseau électrique de l'Australie, etc.), et dès janvier 2009 a été rejoint par Cisco qui a présenté sa stratégie EnergyWise à destination des fournisseurs d'électricité. IBM et Cisco participent au projet « *Smart City* » qui vise à faire d'Amsterdam la première ville « électriquement intelligente ».

2.1.3. Sortir du cadre national

Aujourd'hui, les réseaux s'arrêtent à l'entrée des sites de consommation. Au-delà du compteur électrique, ils ne disposent d'aucune visibilité ni de moyen d'action sur l'usage des différents équipements (chauffage, chauffe-eau, réfrigérateur, etc.). Dans le nouveau modèle, la gestion de la demande nécessitera de réellement interagir avec le réseau domiciliaire pour connaître la consommation en temps réel de l'habitation, pour proposer, voire actionner, des solutions de réduction ou de décalage dans le temps.

En amont, la part croissante des sources intermittentes nécessitera d'aller au-delà des frontières nationales. Pour trois raisons. Tout d'abord, certaines sources renouvelables abondantes se situent ou se situeront hors du territoire français (grands gisements éoliens offshore, solaire en Afrique du Nord). Ensuite, interconnecter les pays permet de lisser la demande, car les pointes ne se produisent pas toujours au même moment dans chaque pays. Un rapport de l'European Climate Foundation (ECF)⁵² montre ainsi qu'au niveau européen, les pointes de demande d'électricité se compensent partiellement. Ceci vient du fait que les rythmes de vie comme les modes de vie, donc les profils de consommation électrique, sont différents, avec une pointe vers 19 h en France contre 21 h en Espagne. Enfin, un même effet de lissage est obtenu quand on agrège les profils de production éolienne au niveau européen. La diversité des ressources renouvelables permet ainsi de profiter des conditions climatiques variées (12 couloirs venteux en Europe au lieu de 3 en France). Une plus grande coordination, et dans le transport et sur les marchés d'énergie, pourrait également permettre de partager les capacités de réserves, dont le besoin total

⁵² European Climate Foundation (ECF), *Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe*, avril 2010.

pourrait être réduit de 40 %⁵³, ce qui éviterait les investissements redondants et peu rentables.

Ainsi un tel développement des réseaux, qui marque une rupture par rapport aux rythmes actuels d'investissement, nécessite que des financements *ad-hoc* soient mobilisés, mais également que le cadre institutionnel entourant le développement des infrastructures de réseau soit pris en compte pour mobiliser les investissements nécessaires.

2.2. Les défis posés par le déploiement des réseaux intelligents

2.2.1. Des investissements significatifs

Pour bénéficier de ces effets, les interconnexions transfrontalières devront être renforcées. La France, avec sa position centrale entre les deux grands producteurs de renouvelable que sont l'Allemagne et l'Espagne, sera particulièrement concernée. Selon l'*European Climate Foundation (ECF)*, de nouvelles capacités de transport, à hauteur de 170 GW, seraient nécessaires pour garantir la stabilité d'un système électrique européen enrichi des sources renouvelables⁵⁴. Ainsi le besoin de nouvelles infrastructures électriques à l'échelle européenne à l'horizon 2020 tournerait selon les estimations de la Commission européenne et de l'ENTSO-E entre 100 et 140 milliards d'euros⁵⁵, soit un doublement des montants actuellement

⁵³ European Climate Foundation (ECF), *Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe, brief on power networks*, avril 2010, p. 2.

⁵⁴ *Ibid.*

⁵⁵ Selon la Commission européenne, dont 70 Md€ pour le réseau terrestre, 30 Md€ pour le réseau offshore et 40 Md€ pour les réseaux dits « intelligents ».

investis en moyenne en Europe⁵⁶. Pour le cas de la France, l'estimation des besoins financiers pour adapter nos réseaux électriques est de l'ordre de 22 à 25 Md€.

Cet effort important soulève, au-delà du débat sur le chiffrage précis des montants, la question du financement par les acteurs publics ou privés. Or si Bruxelles met l'accent sur le rôle du financement privé ou public-privé pour les interconnexions et les énergies renouvelables, l'effort reposera également pour partie sur le financement public. La définition du mode de financement pertinent doit prendre en compte plusieurs éléments dont l'évaluation est complexe. Tout d'abord, le financement dépend des risques techniques des réseaux à construire qui sont différents selon les réseaux (offshores ou terrestres, transeuropéens ou nationaux, de transport ou de distribution). Ensuite, le financement doit évaluer les faisabilités administrative et financière des travaux prévus en fonction des législations et réglementations européennes et nationales correspondant à l'implémentation des réseaux envisagés. Par ailleurs, ce mode de financement doit également prendre en compte la crédibilité à long terme des politiques publiques et des montants des revenus futurs liés aux investissements en fonction des tarifs nationaux d'usage des infrastructures et/ou des rémunérations de marché possibles qui affectent les investisseurs privés sur les possibles « lignes marchandes ». Enfin, le mode de financement doit prendre en compte la nature et les exigences en termes de niveau de rémunération du capital investi et de niveau de risques acceptables que l'investisseur peut porter en fonction de ses propres contraintes de financement et d'endettement. Ainsi apparaissent de fortes différences concernant les niveaux de rémunérations et de risques selon

⁵⁶ Communication de la Commission européenne : « Énergie 2020 : stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre », 10 novembre 2010.

que l'investisseur est public – régulé en distinguant, si besoin est, le niveau européen, national ou local pour les réseaux de distribution – ou purement privé⁵⁷.

2.2.2. Le développement de standards de communication internationaux de « bout en bout » du réseau

L'évolution vers des réseaux intelligents constitue un grand chantier impliquant de nombreux acteurs. En effet, de multiples industries proposent des solutions aux défis de communication : constructeurs de matériel électrique, équipementiers de systèmes de télécommunication, sociétés de services en informatique...

Une des clés du succès sera la mise en place de protocoles de communication standardisés tout au long de la chaîne. Cela exige un plan de marche, des règles, des codes communs, afin de canaliser l'innovation pour mettre en place des solutions technologiques de la manière la plus efficace et la plus économique possible, en permettant le développement d'appareils interopérables et compétitifs.

Les étapes clés de ce processus sont la définition d'une architecture globale commune, ainsi que l'élaboration de protocoles de communication partagés. À l'échelle mondiale, plus de 30 initiatives sont actuellement menées en vue de standardiser ces deux points : l'IntelGrid Consortium, initié par l'Institut américain de recherche sur l'énergie (EPRI), le Smart Grid Ecosystem ou encore Zigbee Alliance font partie des plus actives⁵⁸. Face à ce foisonnement de projets, un

⁵⁷ Voir sur ce point, l'étude du MIT, « The Future of Nuclear Power », 2009, où ces questions sont abordées en fonction de la nature des investisseurs et de leur contraintes de financement.

⁵⁸ Cf. Annexes.

travail de coordination paraît crucial, avec un rôle croissant des régulateurs dans l'établissement des standards. En Europe, un mandat de normalisation sur les *smart grids* a été lancé par la Commission européenne. Les parties intéressées sont invitées à participer aux groupes miroirs créés au sein des organisations françaises de normalisation (UTE), qui, elles, participent à la *task force* européenne constituée autour des organismes européens de normalisation (CEN, CENELEC et ETSI). L'expérience dans l'adoption de la norme GSM européenne par le reste du monde montre l'importance de l'implication des opérateurs pour favoriser l'émergence rapide des standards, ce qui nécessite un certain degré de prise de risque.

2.2.3. Une interface de communication entre les réseaux et les consommateurs

La gestion dynamique de la demande repose sur la présence d'une série d'outils de recueil, de transmission et d'analyse des données détaillées de la consommation. Au cœur du système, le compteur, interface entre les réseaux et le consommateur, doit aujourd'hui évoluer vers plus d'intelligence. D'un appareil de mesure, il doit devenir désormais un outil de communication qui peut répondre à plusieurs, voire à l'ensemble des fonctionnalités exigées pour assurer une gestion efficace de la demande. Les compteurs évolués actuels présentent des fonctions diverses et trois grands modèles se dégagent :

- Le premier permet de suivre la consommation réelle. Il s'agit d'un **compteur « automatique » à sens unique** qui mesure, enregistre et transmet automatiquement les données d'informations au réseau.
- Le deuxième permet une communication bidirectionnelle avec les réseaux, en étant capable à la fois de transmettre et de recevoir

des informations. C'est un **compteur communicant**, véritable outil de dialogue et d'interaction pour les différents acteurs du réseau, condition nécessaire pour une gestion dynamique de la demande. Les informations peuvent ensuite être accessibles pour le consommateur par une fonction d'affichage (écran, portail...), intégré au compteur ou à partir d'un dispositif externe. Le consommateur peut alors visualiser sa demande, les niveaux de prix au cours du temps et repérer la consommation superflue (un écran mis en veille, par exemple).

- Le troisième compteur est appelé **compteur intelligent**. En sus de la communication bidirectionnelle, ce compteur peut aller jusqu'aux fonctions de décision et de pilotage de la consommation à distance selon des profils et programmes de décision évolutifs. Il peut ainsi contribuer activement à l'ajustement de la demande et peut être programmé et piloté à distance pour interagir directement avec les appareils domotiques reliés à lui. Aujourd'hui, les applications clients se focalisent pour la plupart sur des systèmes d'affichage et d'analyse des données de consommation, avec l'émergence d'outils de contrôle à distance de certains appareils domotiques (chauffage, climatisation, réfrigérateur...) ⁵⁹.

L'Europe affiche des projets ambitieux en matière de compteur intelligent. Le troisième paquet énergie climat adopté en avril 2009 fixe l'objectif d'un équipement de 80 % des consommateurs finaux de compteurs communicants ou intelligents d'ici 2020⁶⁰. On traite donc d'une politique européenne visant à remplacer environ

⁵⁹ En concurrence avec ce schéma d'installation physique de nouveaux compteurs, d'autres solutions pourraient jouer un rôle en tirant parti du développement d'Internet. Ainsi l'exemple des micro-compteurs directement installés sur les appareils consommateurs et reliés à une *energy box*. À terme, ces appareils pourront faire partie d'un réseau domiciliaire contrôlable à distance sans modifier les compteurs actuellement installés.

⁶⁰ Directives européennes 2009/72/EC et 2009/73/EC.

200 millions de compteurs pour un budget global de l'ordre de 40 milliards d'euros sur les 10 prochaines années. Toutefois le niveau du déploiement actuel, les rythmes prévus, les choix structurels entre des modèles de compteurs communicants ou intelligents, les modalités de financement (publiques ou privées, comme en Allemagne) reflètent des choix stratégiques très contrastés⁶¹ : la Suède et l'Italie ont été les premiers pays à déployer à grande échelle les compteurs évolués avec des choix de fonctionnalités différents.

Les compteurs intelligents en Suède et en Italie

La Suède a opté pour le compteur automatique. En 2009, 99 % des consommateurs sont concernés. Trois modèles au total ont été déployés, le dernier comprenant plus de fonctionnalités avec entre autres la possibilité de détecter des ruptures de courant et de contrôler la charge électrique à distance. Les mesures sont réalisées toutes les heures. Le déploiement s'effectue sous l'impulsion d'un changement de réglementation imposant de nouveaux standards en matière de comptage. Une facture détaillée est ainsi envoyée aux consommateurs chaque mois, dans le but de les sensibiliser à l'efficacité énergétique.

En Italie, le système de gestion s'appuyant sur les compteurs communicants réalise plus de 700 000 relevés de comptage par jour et 300 000 opérations (activation de comptes, changement de contrats, gestion de la fraude, etc.). Les investissements totaux pour le développement et le déploiement du système atteignent 2,1 milliards d'euros, contre des bénéfices attendus de 500 millions d'euros par an et une amélioration de la qualité de service. Ainsi

⁶¹ ERGEG, *Status Review of Regulatory Aspects of Smart Metering*, octobre 2009, p. 22.

les dépenses d'opérations ont été réduites de 39 % en 2008 par rapport à 2001, passant de 80 euros à 49 euros par consommateur. L'amélioration du service correspond à une diminution des temps de coupures passés de 128 minutes à 56 minutes par consommateur, soit une diminution de 56 %.

Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, Rapport Poignant-Sido, avril 2010.

Les options nationales se concentrent en général sur un compteur communicant où pourraient à terme venir se greffer des outils automatisés de décision et de pilotage des appareils domotiques. Dans une telle structure modulaire, les futures innovations poussées par la concurrence et les progrès technologiques sont compatibles et efficaces avec le design original.

En ce qui concerne la France, il convient ici de s'interroger à propos du choix controversé du compteur communicant français Linky⁶². Le besoin d'avoir un instrument de mesure et d'action sur la demande électrique est grand. Mais deux questions essentielles concernant l'expérience Linky se posent.

La première concerne le choix du compteur communicant et l'absence de standards européens d'interopérabilité et de garantie d'adaptabilité au futur progrès technique dans l'industrie du comptage intelligent.

⁶² En France, ERDF lance en 2010 l'expérimentation Linky, avec le déploiement de 250 000 compteurs dans la région lyonnaise et en Touraine. Ce compteur collecte et enregistre les informations du point de consommation (statistiques, type de contrat...) et du réseau. Celles-ci sont ensuite transmises à un système d'information central pour être traitées. Les données du réseau (prix de l'électricité, puissance souscrite...) et de la consommation deviennent accessibles *via* un écran d'affichage sur le compteur ainsi qu'à partir d'un portail Internet.

Pourquoi ne pas faire jouer une valeur d'option dans l'attente que les standards européens soient établis pour déployer les compteurs communicants euro-compatibles ?

La seconde porte sur l'équation économique de ce projet. Malgré une évaluation positive d'ensemble de la Commission de régulation de l'énergie⁶³, il semble reposer sur une sous-estimation des difficultés et des coûts de remplacements des compteurs existants⁶⁴.

2.2.4. De l'intelligence supplémentaire tout au long de la chaîne, en particulier pour le réseau de distribution

Une forte hausse de demandes de raccordement de sources de production éoliennes ou solaires impliquerait d'importantes évolutions du réseau de distribution.

Par exemple en Allemagne, le développement massif de l'énergie éolienne a soulevé des questions sur la stabilité du système électrique. Pour assurer l'acheminement de l'énergie depuis les sites de production vers les sites de consommation, l'agence allemande pour l'énergie (DNA) a conduit une étude qui identifie des projets clés visant à intégrer les sources éoliennes dans le système. Ceci passe par le renforcement des interconnexions nord-sud et ouest-est dont les investissements devraient atteindre 1,1 milliard d'euros d'ici

⁶³ Commission de régulation de l'énergie, *Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky*, juin 2011.

⁶⁴ Le coût de l'installation des nouveaux compteurs électriques « intelligents » dans les 35 millions de foyers français abonnés à EDF a été estimé entre 4 et 5 milliards d'euros sur dix ans selon ERDF (Electricité réseau distribution France). Mais la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) estime que la facture pourrait être deux fois plus importante, soit 8 ou 9 milliards d'euros. Voir aussi : *Les Echos*, « Le compteur Linky, éternelle pomme de discorde », 25 et 26 novembre 2011.

2015⁶⁵. Face à l'ampleur du projet et des enjeux, la loi de mai 2009 permet un processus d'approbation plus rapide pour six projets prioritaires de lignes à haute tension. Les pays leaders dans les énergies renouvelables ont donc pris conscience de la nécessité de développer le réseau de transport à cet effet, et prennent les mesures nécessaires pour y arriver.

En France, le réseau qui était jusque-là unidirectionnel devra s'adapter pour gérer l'alternance entre injection et soutirage d'électricité, grâce à des systèmes électroniques de pointe. D'autre part, la mise en place d'outils de gestion intelligents et sophistiqués permettra plus d'automatisation au sein du réseau de distribution. Ainsi le déploiement des compteurs automatiques / communicants / intelligents permettra un comptage à distance et l'automatisation des opérations telles un changement de contrat ou encore le contrôle des fraudes.

Le déploiement de dispositifs de mesure et d'analyse de données le long des lignes, en plus de celle des compteurs électriques, permet aussi l'amélioration de la performance opérationnelle, notamment par une meilleure détection des failles du réseau et des capacités d'auto-cicatrisation grâce à des outils de télémaintenance évolués.

2.2.5. Le développement du stockage

La disponibilité du stockage à un coût compétitif et à grande échelle serait un facteur clé pour répondre à l'accroissement de la pénétration des énergies renouvelables et à la variabilité de la demande. On pourrait par exemple stocker l'énergie solaire produite dans la journée

⁶⁵ Deutsche Energie-Agentur (DENA), Grid Study 1, *Integration into the national grid of onshore and offshore wind energy generated in Germany by the year 2020*, 2005.

pour une utilisation nocturne, ou utiliser le stockage pour pallier l'intermittence de l'éolien.

Si des technologies de stockage existent aujourd'hui, leur intégration soulève encore quelques interrogations.

En premier lieu, leur localisation et leur taille. Le stockage a en effet une fonction transversale sur le réseau. La question se pose de savoir s'il est plus efficace d'intégrer de nombreuses unités de stockage de petite taille sur le réseau de distribution au niveau de la production décentralisée et au plus près de la consommation ou quelques unités de stockage de grande dimension, éventuellement au niveau du quartier ou des sources de production renouvelables à plus grande échelle.

En second lieu, les technologies les plus adaptées aux besoins. En effet, selon le niveau d'intégration dans le réseau et la taille de l'application, différents modes d'utilisation peuvent être envisagés, ce qui implique un profil d'usage en matière de puissance appelée et de durée de l'appel de puissance (réglage en fréquence, réserve primaire, lissage de pointe, etc.). Ainsi chaque type d'application et lieu d'intégration aura une traduction technique en matière de puissance chargée et déchargée dans le stockage, de quantité d'énergie à stocker (et donc de durée de la charge ou décharge) ainsi qu'en matière de longévité du système de stockage. En outre, les contraintes opératoires ont un impact sur le choix de la technologie.

Selon les contraintes techniques imposées au stockage, on pourra choisir comme technologie de stockage :

- les véhicules électriques (en première vie ou une utilisation des batteries des véhicules usagés) ;

- les technologies électrochimiques (batteries aqueuses, batteries à électrolyte organique, batteries haute température, etc.) ;
- les technologies mécaniques (volant à inertie, pompage hydro, air comprimé).

Chacune de ces technologies a ses spécificités (en termes de capacité à livrer de la puissance, de coût, de durée de vie en cyclage, de densité énergétique, de maturité, etc.) si bien que l'optimum est parfois dans l'association de plusieurs technologies.

Aujourd'hui, la montée en puissance des renouvelables s'accompagne d'un renouveau de la recherche. De nombreux projets sont menés pour le développement de techniques de stockage efficaces et économiques mais aussi pour la démonstration technique des technologies existantes et atteignant une bonne maturité.

Le stockage pourrait par conséquent apporter au réseau la résilience dont il a besoin et à l'utilisateur un certain degré d'autonomie et de sécurisation. Toutefois, quelques freins majeurs limitent actuellement son déploiement :

- sur un plan réglementaire, l'énergie stockée n'est pas valorisée selon sa source de production. Ainsi, un producteur d'énergie photovoltaïque qui stocke une partie de sa production ne peut prétendre au tarif de rachat lors de la réinjection de cette énergie ;
- sur un plan financier, le fait que les fonctions de production, de transport et de distribution soient séparées fait que l'individu qui investit dans le stockage n'est rétribué que sur cette activité, et

non sur la totalité des avantages techniques que son stockage apporte au réseau.

2.3. Les réseaux intelligents permettent une offre adaptée et une décentralisation du réseau

2.3.1. Un véritable pouvoir de décision des consommateurs, reposant sur une large offre de services et de nouveaux modèles d'affaires

L'accès aux informations sur la consommation pour motiver les consommateurs en temps réel constitue un facteur clé, même s'il n'est pas suffisant en lui-même. Une étude portant sur les États-Unis et sur l'Europe montre que l'accès en temps réel aux informations de consommation sensibilise le consommateur à sa demande et serait directement à l'origine d'une réduction de l'ordre de 5 à 15 % de la consommation électrique, contre 0 à 10 % dans le cas d'un accès différé aux informations (via la facture classique par exemple)⁶⁶.

Au-delà des informations, l'accès aux profils de consommation réelle permet de mieux connaître les habitudes des utilisateurs. Elle permet aux fournisseurs d'innover en termes d'offre d'électricité.

Ainsi, en Italie, la mise en place des compteurs intelligents a permis aux différents fournisseurs de proposer des offres plus fines par rapport à l'offre de base. Le fournisseur Sera propose par exemple 16 % de réduction par rapport au tarif règlementé le soir entre 19 h

⁶⁶ Sarah Darby, *The effectiveness of feedback on energy consumption*, Environmental Change Institute, University of Oxford, 2006, p.3.

et 01 h 00. Week end+ propose 20 % de réduction en fin de semaine et Ottosette 6 % de réduction sur le tarif normal en semaine hors heures pleines (de 7 h 00 à 20 h 00) et pendant le week-end. Cela permet aux consommateurs de choisir le programme correspondant à leurs besoins. Ces différentes possibilités encouragent aussi l'adoption de nouvelles habitudes. Le fait que les fournisseurs proposent des bas tarifs à des moments différents de la journée et de la semaine aura donc un effet de lissage sur la consommation globale⁶⁷.

2.3.2. La mise en place de centres sophistiqués dédiés à la prévision et à la connaissance fine des énergies renouvelables

Avec la montée en puissance des sources éoliennes, RTE a mis en place en mars 2010 le système IPES (Insertion de la production éolienne et photovoltaïque sur le système), un outil permettant au gestionnaire du réseau de transport de suivre en temps réel l'évolution de la production des parcs éoliens et photovoltaïques connectés aux centres de répartition. Il accède aux prévisions, heure par heure, des vitesses du vent et de la production de l'éolien pour la journée en cours et pour le lendemain. Un système d'alerte est également conçu dans le but d'envoyer un signal aux centres de distribution en fonction de la variation de la production.

L'innovation majeure du système espagnol est l'utilisation d'un contrôle central pour les sources d'énergies renouvelables, le CECRE (Centre de contrôle des régimes spéciaux), capable de superviser mais aussi de piloter les sources de production éolienne. La loi oblige aujourd'hui la connexion de toute structure avec une pro-

⁶⁷ Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, Rapport Poignant-Sido, avril 2010.

duction supérieure à 10 MW (quasiment l'ensemble du parc éolien espagnol) à un centre responsable de la répartition des flux électriques sur les réseaux. Les fermes envoient en temps réel les informations sur leur production. Elles reçoivent les ordres d'ajustement de la production. Le gestionnaire du réseau électrique dispose ainsi d'une bonne visibilité et d'un pouvoir de contrôle sur la production éolienne⁶⁸.

2.3.3. Une décentralisation progressive de l'équilibrage du réseau

Avec l'essor des renouvelables décentralisés et de la gestion de la demande, la conduite de l'équilibre du système deviendra plus complexe.

On pourrait assister à l'émergence de boucles locales visant à un premier équilibrage entre la demande et la production locales. Des initiatives en ce sens voient le jour en France. C'est le cas par exemple de Perpignan avec un projet de ville à « énergie positive ». Celui-ci propose de couvrir d'ici à 2015 100 % des besoins résidentiels de l'agglomération Perpignan Méditerranée (soit environ 436 GWh) grâce à la production locale d'électricité, et 86 % de la consommation résidentielle et industrielle de la ville de Perpignan. Cette couverture d'ensemble des besoins ne signifie pas pour autant que cette boucle locale peut s'isoler du reste du système. Il y a derrière ce chiffre macro une réalité plus complexe d'injections et de soutirages au réseau pour assurer en permanence l'équilibre entre offre et demande.

La perspective de voir certaines zones devenir davantage auto-suf-

⁶⁸ Juan Rivier-Abbad, *Electricity market participation of wind farms: the success story of the Spanish pragmatism*, Iberdrola Renovables, août 2009.

fisantes ne signifie pas une disparition totale du réseau de transport, pour les raisons mentionnées précédemment⁶⁹.

Au-delà, c'est toute une vision de la gestion énergétique décentralisée qui se dessine. Jean-Louis Borloo, alors ministre de l'Environnement et du Développement durable, a déclaré le 17 novembre 2008, à l'occasion du lancement de la semaine des énergies renouvelables : « *Le plan énergies renouvelables marque à la fois un changement de modèle et un changement d'échelle. Il s'agit de passer d'un modèle essentiellement fondé sur le carbone et sur des ressources inégalement réparties sur la planète, à un modèle totalement décarboné, où chaque maison, chaque entreprise et chaque collectivité devient son propre producteur d'énergie [...]* ».

Dans cette perspective, des initiatives sont déjà prises pour promouvoir l'autoconsommation de l'électricité produite. Celle-ci permet en partie de répondre aux risques d'instabilité pour les réseaux, dus aux importantes variations des injections issues de la production intermittente. Les autorités allemandes ont ainsi récemment arrêté de nouvelles mesures économiques pour inciter à l'autoconsommation. Le principe en est simple : chaque consommateur produisant de l'électricité perçoit un bonus proportionnel à la quantité d'électricité autoconsommée (c'est-à-dire la consommation issue de sa propre source de production). Le bonus lié à l'autoconsommation est, entre autres, plus avantageux que le cas classique où le producteur vend l'électricité produite à un prix préférentiel et rachète de l'électricité au tarif normal. Si l'expérience se révèle pertinente, de véritables boucles locales apparaîtront, les

⁶⁹ Notamment l'existence de gisements d'énergies renouvelables, dites EnR, loin des centres de consommation, les bénéfices de l'interconnexion pour la sécurité d'approvisionnement et l'optimisation économique par la sélection des moyens de production les plus performants et l'équilibrage des déficits et surplus des zones locales d'équilibrage.

réseaux ne récupérant ainsi que la demande et la production résiduelles. Ce phénomène sera d'autant plus marqué si les autoconsommateurs disposent de capacités de stockage leur permettant de pallier le décalage temporel entre leur consommation et leur production.

Les réseaux intelligents sont donc déjà une réalité, toutefois sujette encore à de nombreuses incertitudes. Les cinq prochaines années se révéleront critiques pour leur évolution, avec l'élaboration de modèles alternatifs, parmi lesquels un nombre très limité connaîtra un réel développement à grande échelle. Les réseaux intelligents pourront justifier les investissements lourds qu'ils requièrent seulement s'ils parviennent à créer une « valeur ajoutée » pour les consommateurs (en termes d'économies d'énergie) et les acteurs du réseau (en termes d'efficacité opérationnelle), ce qui suppose une standardisation de bout en bout qui fait aujourd'hui cruellement défaut. Des marchés considérables se dessinent (11 à 22 milliards d'euros d'ici 2014⁷⁰), sur lesquels les acteurs français et européens disposent d'une position de départ forte : il s'agit d'une industrie où la France peut voir émerger un ou plusieurs leaders mondiaux. Cela implique de favoriser la recherche et d'opter pour des solutions d'avenir que l'on pourrait répliquer dans le monde. Il faut éviter le piège d'une solution « à la française », ignorant l'avènement de standards mondiaux, à terme incontournables.

⁷⁰ McKinsey, *The smart grid opportunity for solutions providers*, juin 2010.

Le marché mondial des équipements de réseaux intelligents

Selon les analyses, le marché des équipements de réseaux intelligents atteindrait 11 à 22 milliards d'euros d'ici 2014, réparti sur trois segments clés : les applications, les systèmes de comptage intelligents et les applications réseaux, représentant respectivement 2 à 7 milliards, 5 à 9 milliards et 4 à 6 milliards d'euros⁷¹.

La croissance du marché mondial s'appuiera sur celle de trois régions : les États-Unis qui représenteront en 2014 un peu moins de la moitié du marché total, l'Europe qui représentera à terme environ 40 % et la Chine (environ 15 %).

En Europe et dans les autres économies avancées, l'existence d'infrastructures déjà en place ralentira la croissance du marché des équipements intelligents. À l'inverse, les économies émergées comme la Chine bénéficieront d'un saut technologique. D'autre part, la dérégulation tardive du marché européen entraîne un retard de ce dernier par rapport au marché américain dans le déploiement des compteurs évolués, première étape dans la mise en place du réseau intelligent.

⁷¹ *Ibid.*

NOS PROPOSITIONS

Le réseau électrique français a été historiquement conçu pour acheminer une production centralisée et « pilotable » depuis les grandes centrales vers les points de consommation. Le rapport montre qu'il est aujourd'hui mis au défi de sortir de cette logique centralisée pour s'adapter à des évolutions techniques, historiques et sociétales. Afin d'assurer cette transition dans les meilleures conditions, nous proposons quatre axes majeurs d'actions à mener.

Proposition 1 : Organiser le financement et accélérer la reconfiguration des réseaux électriques

- **Ouvrir un débat national sur les modalités de financement des investissements portant sur les réseaux électriques.** Si, en Europe, le besoin d'investissement est de l'ordre de 100-140 Md€ d'ici à 2020, pour le cas de la France, l'estimation des besoins financiers pour adapter nos réseaux électriques est de l'ordre de 22 à 25 Md€, soit le double des rythmes d'investissements actuels.
- Cette réflexion devra inclure l'ensemble des acteurs : les collectivités territoriales, les gestionnaires de réseau et distributeurs d'électricité, des représentants des consommateurs, groupements d'investisseurs (banques, fonds d'investissement), les régulateurs (français, mais aussi européens) entre autres.

- **Revoir l'intégralité des procédures administratives encadrant l'implantation des infrastructures de réseau** pour s'assurer de leur caractère proportionné par rapport aux objectifs poursuivis.
 - Il serait surtout souhaitable qu'en priorité soit établie une procédure administrative et réglementaire simplifiée pour les projets dont l'acceptation sociale est plus forte, comme par exemple dans le cas de lignes électriques souterraines.

Proposition 2 : Responsabiliser les consommateurs dans la gestion de la pointe et la maîtrise de la demande

- **Ouvrir un débat public sur les tarifs réglementés pour les adapter aux évolutions du système électrique.** La priorité étant d'inciter le consommateur à mieux maîtriser sa consommation dans le cadre de l'introduction de compteurs intelligents et d'autres outils techniques permettant de mieux contrôler la consommation d'énergie.
- **Renforcer l'attractivité de l'effacement⁷² :**
 - À l'heure actuelle dans le cadre de la loi NOME⁷³, au moins quatre formes contractuelles sont possibles pour la rémunération de l'effacement. Une évaluation de l'impact des nouvelles options serait souhaitable pour comprendre les effets positifs et/ou négatifs que cette diversité de formes contractuelles peut avoir sur le développement des offres d'effacements en France.

⁷² Voir note 47 page 33.

⁷³ Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME).

- Favoriser la mise en place des infrastructures de gestion des maisons intelligentes (capteurs, actionneurs, boîtiers de management de la maison ou « energy box », interfaces web...) et des systèmes de supervision.
- Adopter un dispositif d'alerte du grand public en cas d'écart sensible entre production et demande sur la base des expériences menées en Bretagne et en région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Proposition 3 : Créer les conditions d'émergence d'un marché européen des réseaux intelligents

- **Faire émerger rapidement des standards européens**
 - Accélérer le calendrier du groupe de travail européen sur la standardisation technique des réseaux intelligents (la Smart Grids Task Force, pilotée par la Commission européenne) et renforcer la coordination entre les différentes initiatives nationales de standardisation, notamment dans le but de faciliter l'interopérabilité du marché électrique européen.
 - Lancer une initiative européenne entre les grands acteurs du réseau électrique, du réseau télécom et les industriels (électronique, électroménager) pour créer un réseau domiciliaire unique chez les consommateurs.
- **Reprendre le temps de l'évaluation avant de lancer le déploiement complet, décidé en septembre 2011, du compteur communicant « Linky »** afin de reconsidérer les coûts et l'ensemble des options.
- **Favoriser l'émergence rapide de réseaux de distribution flexibles et intelligents**, en multipliant les expérimentations

par des incitations à la recherche et au développement (R&D). Le financement de ces opérations doit faire partie du groupe de réflexion proposé dans ce rapport.

- **Favoriser le développement de leaders industriels sur les réseaux intelligents** en Europe et en France :
 - Favoriser la recherche et le développement de systèmes interopérables mais aussi de solutions standardisées, exportables.
 - Créer un écosystème autour de l'énergie intelligente, par exemple dans le cadre du volet des Instituts d'excellence en énergies décarbonnées (IEED) du programme d'investissements d'avenir regroupant des grands acteurs du secteur.
 - Créer des filières de formation aux nouveaux métiers liés aux réseaux intelligents.

- **Permettre le développement des infrastructures nécessaires au véhicule électrique⁷⁴ :**
 - Définir des standards permettant de garantir la sécurité des utilisateurs et le fonctionnement des installations électriques lors de la recharge.
 - Renforcer les programmes de R&D et des expérimentations sur les différents modes et infrastructures de rechargement.

⁷⁴ Le lancement d'Autolib à Paris et dans 45 communes d'Ile-de-France en décembre 2011 est, à ce titre, un test grandeur nature pour la capacité du réseau électrique à s'adapter à de nouvelles évolutions.

Proposition 4 : Soutenir l'autoconsommation et la constitution d'une filière dédiée au stockage

Le développement de l'éolien et du photovoltaïque ne peut s'effectuer qu'en parallèle du développement d'une filière industrielle de stockage et d'incitations à l'autoconsommation :

- **Pour les installations renouvelables de petite taille (capacité inférieure ou égale à 250 kW) modifier le tarif de rachat d'électricité** pour les nouveaux contrats afin de privilégier l'autoconsommation :
 - Poursuivre la réduction du tarif de rachat subventionné pour l'électricité injectée sur le réseau en fonction de l'évolution des coûts.
 - Introduire une bonification en fonction de la proportion d'autoconsommation et favoriser les projets qui combinent production et gestion de la demande.
 - Bonifier les tarifs subventionnés pour les installations qui combinent production d'électricité photovoltaïque et amélioration de la performance énergétique du bâtiment.
 - Prévoir la prise en compte de ces mécanismes tarifaires dans les fonctionnalités des compteurs communicants.

- **Pour les installations renouvelables de taille industrielle déjà installées (capacité supérieure à 250 kW), mettre en place un mécanisme pour faciliter la gestion de l'intermittence** et responsabiliser les producteurs :
 - Introduire une obligation de prévision de production assortie d'un mécanisme de pénalités au-delà d'une marge d'erreur à définir.

- Renforcer l'observabilité et la « commandabilité » des éoliennes, en particulier sur le réseau de distribution.
- **Favoriser le développement d'une filière du stockage stationnaire en France :**
- Soutenir les actions de R&D visant au développement de technologies à bas coût pour le stockage stationnaire. Le financement de ces opérations doit faire partie du groupe de réflexion proposé dans ce rapport.
 - Lever les verrous réglementaires qui bloquent l'introduction du stockage en autorisant le stockage d'une énergie renouvelable et en valorisant l'énergie déstockée au même niveau que l'énergie initiale. Il est également possible d'introduire un stockage à tous les niveaux de la chaîne électrique.

ANNEXE 1 - Tarification

Les tarifs réglementés sont regroupés en fonction de trois paramètres :

- la catégorie, en fonction de la puissance souscrite (bleu pour le résidentiel, jaune et vert pour les entreprises, nécessitant des compteurs plus sophistiqués) ;
- l'option de modulation tarifaire (détaillée ci-dessous) ;
- la version en fonction de la durée moyenne de consommation (ne s'applique pas au tarif bleu).

En termes de modulation tarifaire, il existe une option de base sans modulation (prix fixe de 0,1179 à 0,1209 € par kWh), une option Heure Pleine/Heure Creuse et les options Tempo ou Effacement Jour de Pointe (EJP). Les options Tempo et EJP sont des offres d'effacement de pointe mobile, dans lesquelles l'opérateur historique EDF et non le gestionnaire de réseau transmet aux consommateurs des signaux lors de jours identifiés à l'avance. Ces offres ne sont plus disponibles pour le tarif bleu.

L'option Heure Pleine/Heure Creuse la plus répandue et encore disponible pour les consommateurs résidentiels, avec un prix au kWh variant selon la période d'utilisation, plus faible entre 22 h et 6 h (0,0893 €), et plus élevé de 6 h à 22 h (0,1311 €).

Cette tarification n'est pourtant pas assez incitative pour pousser à une gestion active de la consommation électrique. D'une part, les niveaux de prix correspondent à des plages horaires trop larges pour

cibler correctement les heures de pointe. D'autre part, le différentiel entre les prix des heures pointes et ceux des heures creuses n'est pas suffisamment accentué pour inciter à l'action.

ANNEXE 2 - Unités de mesure les plus fréquentes

Puissance

Watt (W) : unité du système international pour la mesure de la puissance, en particulier de la puissance effective d'un courant électrique, correspondant à une énergie de 1 joule par seconde

Mégawatt (MW) : un million de watts

Gigawatt (GW) : un milliard de watts

Énergie

Kilowatt heure (kWh) : unité de mesure d'énergie correspondant à l'énergie consommée par un appareil de 1 000 watts (1 kW) de puissance pendant une durée d'une heure. Elle est surtout utilisée pour mesurer l'énergie électrique, qu'elle soit générée (exemple d'un générateur électrique) ou consommée (exemple de la consommation domestique)

Megawatt Heure (MWh) : 1 000 kWh

Gigawatt Heure (GWh) : 1 million de kWh

Térawatt-heure (TWh) : 1 milliard de kWh

Transport et distribution

Volt (V) : unité de mesure de force électromotrice du système international, égale à la différence de potentiel entre deux points d'un conducteur transportant un courant d'un ampère quand la puissance dissipée entre ces deux points est d'un watt

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages

- **Bouneau C., Derdevet M., Percebois J.,** *Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle*, Timée-éditions, 2007.

Rapports et articles

- **Albadi, M. H., & El-Saadany, E. F.,** *A summary of demand response in electricity markets*, Electric Power Systems Research Journal, vol. 78, n°11, pp. 1989-1996, novembre 2008.
- **Charpin J.-M. et Trink C.,** *Rapport de la concertation avec les acteurs concernés par le développement de la filière photovoltaïque*, 17 février 2011.
- **Commission de régulation de l'énergie,** *Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky*, juin 2011.
- **Les Echos,** « *Le compteur Linky, éternelle pomme de discorde* », 25 et 26 novembre 2011.
- **Électricité réseau distribution de France (ERDF),** *Rapport de développement durable 2008*.
- **European Climate Foundation (ECP),** *Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe*, avril 2010.
- **European Regulators Group for Electricity and Gas,** *Status Review of Regulatory Aspects of Smart Metering (for Electricity and Gas) as of May 2009*, p. 22, octobre 2009.
- **L'Expansion,** « *L'arrêt du nucléaire allemand priverait la France d'électricité cet hiver* », 26 octobre 2011.

- **Finon D., Perez Y.**, *The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost perspective*. Ecological Economics, 62[1], pp. 77-92, 2007.
- **Grenelle de l'environnement**, *Synthèse et principales mesures du groupe 1 : lutter contre le changement climatique et maîtriser l'énergie*, septembre 2007.
- **Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique**, *Rapport Poignant-Sido*, avril 2010.
- **McKinsey & Company**, *McKinsey on Smart Grid*, juillet 2010.
- **McKinsey Global Institute**, *Curbing global energy demand: The energy productivity opportunity*, mai 2007 (www.mckinsey.com/mgi).
- **McKinsey Global Institute**, *The Case for Investing in Energy Productivity*, février 2008 (www.mckinsey.com/mgi).
- **Meeus L., Saguan M., Glachant J.-M., Belmans R.**, *Smart regulation for Smart Grids*, EUI Working paper, 2010.
- **Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer**, Groupe de travail Pointe, *How the Enel AMM Experience could bring value*, décembre 2009.
- **Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer**, *Chiffres clés de l'énergie*, édition 2009, p. 23
- **Réseau de transport d'électricité (RTE)**, *Le bilan électrique français 2009*, janvier 2010.
- **Rious V., Glachant J.-M., Perez Y., Dessante P.**, *L'insuffisance des signaux de localisation pour la coordination entre la production et le transport d'électricité dans les systèmes électriques libéralisés*, Revue économique, volume 60-3, pp. 819-829, 2009.
- **Rious V., Perez Y., Glachant J.-M.**, *Transmission Network Investment as an Anticipation Problem*, Review of Network Economics, vol.10, Iss. 3, 2011.

- **Rious V., Perez Y.**, *What type(s) of support schemes for storage in island power systems?* 10th Conference on Applied Infrastructure Research, Berlin, 7-8 octobre 2011.
- **Rious V., Roques F., Perez Y.**, *Which electricity market design to encourage the development of demand response?* 10th Conference on Applied Infrastructure Research, Berlin, 7-8 octobre 2011.
- **Rivier-Abbad J.**, *Electricity market participation of wind farms: the success story of the Spanish pragmatism*, Energy Policy, 2009.
- **Saguan M., Perez Y., Glachant J.-M.**, *L'architecture de marchés électriques : l'indispensable marché du temps réel d'électricité*. Revue d'économie industrielle, n° 127, pp. 69-88, 2009.
- **SOFRES**, *Baromètre des préoccupations des Français*, édition mars 2009.
- **Tesson J.-M.**, *Mission : Sécurité - Lutter contre les blackouts*, Conférence AG IEEE France Section, 14 mars 2008.

Autres sources

- **Site de la Southern California Edison.**
- **Site de l'ERDF**, dossier de presse Linky, mars 2009.

REMERCIEMENTS

L'Institut Montaigne remercie particulièrement les personnes suivantes pour leur contribution :

Membres du groupe de travail

- **Jean-Paul Tran Thiet**, Avocat associé, White&Case, président du groupe de travail
- **Sébastien Léger**, Directeur associé, McKinsey & Company, corapporteur du groupe de travail
- **Yannick Perez**, Maître de conférences en sciences économiques, Université de Paris-Sud 11, corapporteur du groupe de travail
- **Florian Bressand**, McKinsey & Company
- **Seddik Bacha**, Professeur des universités, responsable de l'équipe Systèmes et réseaux électriques (SYREL), G2Elab
- **Daniel Laurent**, Professeur émérite des universités, conseiller spécial de l'Institut Montaigne
- **Marion Perrin**, Chef de projets stockage, CEA Grenoble

Les personnes auditionnées

Les opinions exprimées dans le rapport n'engagent ni ces personnes ni l'institution qu'elles représentent.

- **Olivier Baud**, Président, Energy Pool
- **Philippe Boisseau**, Directeur gaz & énergies nouvelles, Total

- **Nicolas Bouley**, Délégué général, UFE Électricité
- **Matthias Boyer-Chammard**, Principal, Boston Consulting Group
- **Arnaud Chaperon**, Directeur électricité et nouvelles énergies, Total
- **Matthieu Courtecuisse**, Président-directeur général, Sia Conseil
- **Philippe Delorme**, Directeur général, stratégie et innovation, Schneider Electric
- **Michel Derdevet**, Directeur de la communication et des affaires publiques de RTE, maître de conférences à l'Institut d'études politiques de Paris
- **Gaëtan Desruelles**, Directeur général adjoint, Bouygues-Construction
- **Eric Dyèvre**, Ancien membre de la Commission de régulation de l'énergie
- **Denis Florin**, Associé énergie, BearingPoint
- **Fabrice de Gaudemar**, Membre du directoire, Eurazeo
- **Alexis Gazzo**, Senior Manager, Climate Change & Sustainability Services, Ernst&Young
- **Christian Gibot**, Conseiller du cabinet du directeur général, Caisse des Dépôts
- **Jérôme Gosset**, Senior Vice President Engineering and Innovation, Business Group Renouvelables, AREVA
- **Marc Jalabert**, Directeur du marketing et des opérations, Microsoft France
- **Jean-Louis Jourdan**, Directeur du développement durable, SNCF

- **Françoise Klein**, Directrice des opérations France, GE Corporate
- **Richard Lalande**, Directeur général adjoint, SFR
- **Adèle Liéber**, Responsable marketing secteur public, GE Corporate
- **Davy Marchand-Maillet**, Directeur R&D, Energy Pool
- **André Merlin**, Président des conseils de surveillance, RTE et ERD
- **Hervé Mignon**, Directeur, RTE
- **Jean-François Raux**, Conseiller du président, UFE Électricité
- **François Tibi**, Partner, Boston Consulting Group
- **Thomas Veyrenc**, Conseiller du président du directoire, RTE

LES PUBLICATIONS DE L'INSTITUT MONTAIGNE

- Un CDI pour tous
Céline Gleize (novembre 2011)
- Repenser la politique familiale
Michel Godet (octobre 2011)
- Formation professionnelle : pour en finir avec les réformes inabouties
Pierre Cahuc, Marc Ferracci, André Zylberberg (octobre 2011)
- Banlieue de la République
Gilles Kepel avec la collaboration de Leyla Arslan, Sarah Zouheir (septembre 2011)
- De la naissance à la croissance : comment développer nos PME
(juin 2011)
- Reconstruire le dialogue social (juin 2011)
- Adapter la formation des ingénieurs à la mondialisation
Romain Bordier, Aloïs Kirchner et Jonathan Nussbaumer (février 2011)
- « Vous avez le droit de garder le silence... »
Comment réformer la garde à vue
Kami Haeri (décembre 2010)
- Gone for Good? Partis pour de bon ?
Les expatriés de l'enseignement supérieur français aux États-Unis
Ioanna Kohler (novembre 2010)
- 15 propositions pour l'emploi des jeunes et des seniors
(septembre 2010)
- Afrique - France. Réinventer le co-développement (juin 2010)
- Vaincre l'échec à l'école primaire (avril 2010)
- Pour un Eurobond. Une stratégie coordonnée pour sortir de la crise
Frédéric Bonneval (février 2010)
- Réforme des retraites : vers un big-bang ?
Jacques Bichot (mai 2009)
- Mesurer la qualité des soins
Denise Silber (février 2009)

- Ouvrir la politique à la diversité
Eric Keslassy (janvier 2009)
- Engager le citoyen dans la vie associative (novembre 2008)
- Comment rendre la prison (enfin) utile (septembre 2008)
- Infrastructures de transport : lesquelles bâtir, comment les choisir ?
(juillet 2008)
- HLM, parc privé
Deux pistes pour que tous aient un toit
Gunilla Björner (juin 2008)
- Comment communiquer la réforme (mai 2008)
- Après le Japon, la France...
Faire du vieillissement un moteur de croissance
Romain Geiss (décembre 2007)
- Au nom de l'Islam...
Quel dialogue avec les minorités musulmanes en Europe ?
Antonella Caruso (septembre 2007)
- L'exemple inattendu des Vets
Comment ressusciter un système public de santé
Denise Silber (juin 2007)
- Vademecum 2007-2012
Moderniser la France (mai 2007)
- Après Erasmus, Amicus
Pour un service civique universel européen (avril 2007)
- Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ? (mars 2007)
- Sortir de l'immobilité sociale à la française
Anna Stellingner (novembre 2006)
- Avoir des leaders dans la compétition universitaire mondiale
(octobre 2006)
- Comment sauver la presse quotidienne d'information (août 2006)
- Pourquoi nos PME ne grandissent pas
Anne Dumas (juillet 2006)
- Mondialisation : réconcilier la France avec la compétitivité
(juin 2006)
- TVA, CSG, IR, cotisations...
Comment financer la protection sociale
Jacques Bichot (mai 2006)

- Pauvreté, exclusion : ce que peut faire l'entreprise (février 2006)
- Ouvrir les grandes écoles à la diversité (janvier 2006)
- Immobilier de l'État : quoi vendre, pourquoi, comment (décembre 2005)
- 15 pistes (parmi d'autres...) pour moderniser la sphère publique (novembre 2005)
- Ambition pour l'agriculture, libertés pour les agriculteurs (juillet 2005)
- Hôpital : le modèle invisible
Denise Silber (juin 2005)
- Un Contrôleur général pour les Finances publiques (février 2005)
- Mondialisation et dépossession démocratique :
le syndrome du gyroscope
Luc Ferry (décembre 2004)
- Cinq ans après Lisbonne : comment rendre l'Europe compétitive (novembre 2004)
- Ni quotas, ni indifférence : l'entreprise et l'égalité positive
Laurent Blivet (octobre 2004)
- Pour la Justice (septembre 2004)
- Régulation : ce que Bruxelles doit « vraiment » faire (juin 2004)
- Couverture santé solidaire (mai 2004)
- Engagement individuel et bien public (avril 2004)
- Les oubliés de l'égalité des chances
(janvier 2004 - Réédition septembre 2005)
- L'hôpital réinventé (janvier 2004)
- Vers un impôt européen ? (octobre 2003)
- Compétitivité et vieillissement (septembre 2003)
- De « la formation tout au long de la vie » à l'employabilité (septembre 2003)
- Mieux gouverner l'entreprise (mars 2003)

Pour les publications antérieures se référer à notre site internet :
www.institutmontaigne.org

INSTITUT MONTAIGNE



GDF Suez
The Boston Consulting Group
Axa
Cremonini
Carrefour
Areva
Rallye – Casino
Allianz
Air France KLM
Servier Monde
Groupama
Bouygues
BNP Paribas
Development Institute International - Dii
BPCE
Bolloré
STMicroelectronics
SNCF Groupe
Redex
McKinsey & Company
Lazard Frères
Michel Tudel & Associés
EADS
Egon Zehnder International
Pierre & Vacances
LVMH – Moët-Hennessy – Louis Vuitton
Schneider Electric
Barclays Private Equity
Caisse des Dépôts
APC – Affaires Publiques Consultants
Groupe Dassault
Eurazeo
Linedata Services
RTE Réseau de Transport d'Electricité
HSBC France
Tecnet Participations
CNP Assurances
SFR
RATP
PricewaterhouseCoopers

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

INSTITUT MONTAIGNE



Rothschild & Cie
Sodexo
VINCI
abertis
JeantetAssociés
The Royal Bank of Scotland France
BearingPoint
Veolia Environnement
Capgemini
GE Money Bank
Association Passerelle
International SOS
Ondra Partners
Sanofi-aventis
Voyageurs du monde
Vivendi
Média-Participations
KPMG S.A.
sia conseil
Assemblée des Chambres Françaises de Commerce et d'Industrie
Tilder
M6
Wendel Investissement
Total
Davis Polk & Wardwell
3i France
august & debouzy avocats
Mercer
WordAppeal
Ricol, Lasteyrie et Associés
IBM
ISRP
Mazars
PAI
Vallourec
Générale de Santé
La Banque Postale
Microsoft
Middlebury
France Télécom – Orange

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

Imprimé en France
Dépôt légal : janvier 2012
ISSN : 1771-6756
Achévé d'imprimer en janvier 2012

INSTITUT MONTAIGNE



COMITÉ DIRECTEUR

Claude Bébéar Président

Henri Lachmann Vice-président et trésorier

Nicolas Baverez Économiste, avocat

Jacques Bentz Président, Tecnet Participations

Guy Carcassonne Professeur de droit public,
Université Paris Ouest Nanterre La Défense

Mireille Faugère Directrice, AP-HP

Christian Forestier Administrateur général, Cnam

Michel Godet Professeur, Cnam

Françoise Holder Présidente du Conseil de surveillance, Paul
et administrateur, Groupe Holder

Natalie Rastoin Directrice générale, Ogilvy France

Jean-Paul Tran Thiet Avocat associé, White & Case

Arnaud Vaissié PDG, International SOS

et président de la Chambre de commerce française de Grande-Bretagne

Philippe Wahl Président du directoire, La Banque Postale

Lionel Zinsou Président, PAI partners

PRÉSIDENT D'HONNEUR

Bernard de La Rochefoucauld Fondateur, Institut La Boétie

CONSEIL D'ORIENTATION

PRÉSIDENT

Ezra Suleiman Professeur, Princeton University

Henri Berestycki Mathématicien, EHESS et université de Chicago

Loraine Donnedieu de Vabres Avocate, associée gérante, JeantetAssociés

Jean-Paul Fitoussi Professeur des Universités, Sciences Po et président, OFCE

Marion Guillou Présidente, INRA

et présidente du Conseil d'administration, École polytechnique

Pierre Godé Vice-président, Groupe LVMH

Sophie Pedder Correspondante à Paris, *The Economist*

Guillaume Pepy Président, SNCF

Hélène Rey Professeur d'économie, London Business School

Laurent Bigorgne Directeur



Pour des réseaux électriques intelligents

Le réseau électrique français est le résultat du développement de la filière électrique et, au-delà, de celui de l'économie et de la société.

Aujourd'hui, il doit faire face à un triple défi :

- la maîtrise de la demande électrique et la nécessaire amélioration de l'efficacité énergétique ;
- les changements de mentalité des consommateurs ;
- et enfin, l'intégration des nouvelles capacités de production électrique.

Dans quelle mesure notre réseau, historiquement conçu pour évacuer la « production centralisée » de grandes centrales vers les centres de consommation, selon une logique très hiérarchisée, peut-il répondre aux évolutions en cours, et quelles seraient les adaptations nécessaires à effectuer ?

Ce rapport présente une série de propositions concrètes, inspirées d'expériences internationales, avec pour objectif d'accélérer la mise en œuvre d'un véritable réseau « intelligent » dans notre pays.