



LABORATOIRE D'ECONOMIE DE LA PRODUCTION
ET DE L'INTEGRATION INTERNATIONALE

UMR 5252 CNRS - UPMF

CAHIER DE RECHERCHE

N° 39

Les réseaux intelligents

Régulation, investissement et gestion de la demande électrique

Cédric Clastres

novembre 2010

Les réseaux intelligents : régulation, investissement et gestion de la demande électrique

Cédric Clastres¹

LEPII-EREN – UPMF - CNRS
BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France

Novembre 2010

Résumé

Le développement des réseaux intelligents (*smart grids* en anglais, ou encore SG) dans les systèmes électriques fait aujourd'hui l'objet de nombreuses recherches pluridisciplinaires. Cette nouvelle technologie est vue comme un outil supplémentaire que les Etats pourraient mobiliser pour atteindre les objectifs de concurrence, de sécurité des systèmes électriques et de lutte contre le changement climatique, objectifs fixés nationalement ou au niveau européen. L'essor de ces nouveaux réseaux fait émerger conjointement de nombreuses questions économiques. En effet, compte tenu des gains potentiels liés aux *smart grids* pour les acteurs de la chaîne électrique ainsi que des flux informationnels qu'ils vont générer, les systèmes de régulation devront être adaptés à la fois pour réguler ces nouveaux réseaux mais aussi pour inciter aux investissements. Les nouvelles offres et tarifications à l'usager final qu'ils permettront devront aller dans le sens d'une concurrence accrue et donc d'une recherche des efficiences allocative et productive, minimisant les risques de pouvoir de marché. Les producteurs et consommateurs, grâce à ces flux informationnels sur les productions ou consommations en temps réel pourront s'adapter aux conditions du marché. Enfin, les énergies renouvelables et les nouvelles technologies comme le stockage ou les véhicules électriques trouveront dans le développement de ces réseaux intelligents un soutien à leur insertion et utilisation optimale. Ces questions donnent toutes des pistes de réflexions et de recherche pour lesquelles la théorie économique peut être mobilisée ; certaines font d'ailleurs déjà l'objet de premiers résultats.

Mots clés : Smart grid ; Régulation ; Investissements ; Demand Side Management ; Energies renouvelables ; Véhicule électrique

¹ Email : cedric.clastres@upmf-grenoble.fr

Introduction

L'union européenne fait actuellement face à plusieurs changements organisationnels auxquels s'associent un certain nombre d'objectifs associés à la libéralisation des marchés énergétiques et à la lutte contre le changement climatique. La libéralisation des industries électrique et gazière fait émerger les questions de concurrence effective sur le marché, de sécurité à la fois dans la gestion des systèmes et la production et fourniture des biens énergétiques. Récemment, la Commission européenne a soulevé à nouveau ces différents problèmes au travers de sa volonté renouvelée de création d'un marché unique de l'énergie qui selon elle serait l'une des solutions pour sécuriser les systèmes énergétiques et bénéficier des bienfaits de la concurrence en termes d'investissements et de compétitivité des industries. A côté de cet environnement libéralisé se confirme la volonté de lutter contre le changement climatique. Ces préoccupations environnementales se sont traduites au travers du paquet Climat-Energie et des objectifs dits des « 3*20 ». Des objectifs d'efficacité énergétique, de réduction des émissions de gaz à effet de serre ainsi que de pénétration des énergies renouvelables ont été fixés ; la Commission a récemment demandé à chaque Etat membre de divulguer ses objectifs chiffrés en accord avec les mesures de ce paquet Climat-Energie.

La complexité des systèmes et des relations entre objectifs nécessite l'adéquation de plusieurs mesures qui de manière agrégée pourraient permettre de se rapprocher voire d'atteindre les objectifs précédemment cités fixés parfois ambitieusement par les autorités publiques. Plusieurs sciences sont mobilisables pour l'atteinte de ces objectifs, allant des divers mécanismes économiques connus (politiques d'incitations, soutien à l'innovation et à la R&D, échanges de permis d'émissions ou taxes, etc.) au développement de nouvelles technologies et matériaux, en passant par un changement comportemental de la part des consommateurs (rationalisation des consommations) ou producteurs (modification des investissements pour aller vers des productions moins émettrices en gaz à effet de serre et plus efficaces en consommation d'inputs). Ces objectifs sont d'autant plus ambitieux que la consommation énergétique, en particulier électrique, augmentera certainement en Europe dans les prochaines années (IEA, 2010). Cette consommation supplémentaire pourrait augmenter la dépendance aux énergies fossiles, impactant les contraintes environnementales. En l'absence de nouveaux investissements, l'augmentation de la consommation électrique posera également la question des actifs vieillissants, notamment dans les réseaux de distribution, et du coût de la sécurité et fiabilité du système électrique (Angelier *et al*, 2009). Ces dernières années, les marges de sécurité se sont réduites et les questions d'investissements et de qualité de fourniture, notamment sur les réseaux de distribution, ont refait surface, avec à l'appui des analyses sur les indicateurs de sécurité et de fiabilité SAIDI et SAIFI², ainsi que sur la *value of loss load* (Léautier, 2010). Selon l'IEA (2010), près de 70 % des nouveaux investissements en Europe dans le secteur énergétique d'ici à 2035 seront réalisés dans le secteur électrique. Les pays émergents ou en voie de développement connaissent également ce type de problème et doivent faire face aux nombreuses défaillances que connaissent leurs réseaux existants, en

² Le critère SAIDI (Durée moyenne d'interruption par usager par an) se mesure comme le rapport entre la somme totale des minutes d'interruption et le nombre de points de livraison. En France, ce critère s'est détérioré passant de 51 minutes en 2001 à 74 minutes en 2007 (la moyenne européenne est de 65 min), la majeure partie des défaillances (72 minutes) étant observées sur le réseau de distribution (Angelier *et al*, *op. cit.*). Selon la CRE (2009), pour le marché français, cet indicateur s'est toutefois amélioré entre 2006 et 2007 pour les clients basse tension (passant de 94.2 min en 2006 à 72.4 min en 2007). Le critère SAIFI mesure la fréquence moyenne des interruptions par point de livraison. Il se mesure comme le rapport entre le nombre d'interruption et le nombre de point de livraison. Pour le marché français, selon la CRE (2009), cet indice pour les clients basse tension s'était amélioré entre 2006 et 2007, passant d'une fréquence de 1.36 à 1.1.

parallèle bien entendu d'un développement de l'électrification croissant. Le secteur électrique de ces régions en développement constituera entre 20 et 25 % des investissements énergétiques d'ici à 2035 (IEA, 2010). La nouveauté est qu'il existe également un souci d'une demande maîtrisée³ dans ces pays. Les stratégies de maîtrise de la production de CO₂, les initiatives de maîtrise de la demande, les recherches dans des technologies moins polluantes et le remplacement de certains processus anciens de production par des nouveaux plus respectueux de l'environnement sont autant de variables sur lesquelles peuvent jouer tous les pouvoirs publics pour atteindre les objectifs climatiques et de sécurité.

Parmi les nouvelles technologies envisagées pour atteindre les objectifs de concurrence, de sécurité et climatiques, la technologie *smart grid* (SG) fait actuellement l'objet de nombreuses recherches dans des champs aussi divers que l'économie, la sociologie ou encore le génie électrique (Coll-Mayor *et al*, 2007). En particulier, la ventilation des gains potentiels des SG, que nous présenterons dans une première section, ainsi que leur contribution aux objectifs plus globaux de libéralisation, de sécurité et de lutte contre le changement climatique font émerger de nombreuses questions et interrogations sur les sous-jacents de leur développement. La théorie économique, par ses nombreux outils touchant entre autre à la régulation, aux incitations et à la concurrence sur les marchés, nous permet d'établir un premier panorama des solutions qui pourraient être adoptées pour initier l'émergence de cette nouvelle technologie. A cet effet, nous articulons l'article autour de quatre sections. La section 1 précisera la définition des SG ainsi que les gains attendus pour chaque acteur de la chaîne électrique. La section 2 fournira les éclairages de la théorie économique sur les gains à améliorer l'information dans le marché électrique, amélioration qui est certainement le premier objectif des SG. La section 3 établira un état des lieux des différentes questions autour de la régulation. Cette régulation aura une double fonction : réguler les nouveaux modes de gestion des SG et inciter aux investissements pour cette technologie où les gains sont très partagés entre les acteurs. Enfin, la section 4 introduira l'utilité des SG dans les systèmes électriques en présence d'une augmentation de la pénétration des énergies renouvelables et des nouvelles technologies (véhicules électriques, stockages).

Section 1. Définitions et impacts des *smart grids* sur la chaîne électrique

1.1. Les définitions des *smart grids*

Ces nouveaux réseaux intelligents (*smart grids* ou encore SG) peuvent se définir de deux manières. La première, définition que nous appellerons « européenne », indique que les *smart grids* sont des réseaux électriques qui peuvent intégrer intelligemment le comportement et les actions de tous les utilisateurs qui leur sont connectés – producteurs, consommateurs et ceux qui exercent les deux activités – dans le but de fournir l'électricité de manière efficace,

³ Le gouvernement d'Afrique du Sud a créé un département de l'énergie en charge non seulement des programmes d'électrification du pays mais aussi d'amélioration de la qualité de fourniture et de l'équilibre offre/demande. Des programmes pour diminuer ou maîtriser la demande prévue, ainsi que pour améliorer la gestion des systèmes, sont lancés pour éviter des investissements coûteux, à la fois en terme financier et environnemental.

soutenable, économiquement viable et sûre⁴. Une deuxième définition, du *Department of Energy* américain, précise davantage les objectifs qui sont assignés à un réseau intelligent, à travers le fil conducteur qu'est la sécurité du système. Selon cette définition, un réseau *smart grid* doit intégrer les caractéristiques ou permettre d'atteindre les performances suivantes⁵:

- être auto-cicatrisant vis-à-vis des événements perturbateurs ;
- permettre la participation active des consommateurs au travers de la modification de leur demande (*Demand side management* ou *demand response*) ;
- réagir et se protéger contre les attaques physiques et les piratages ;
- fournir une électricité de qualité adaptée à tous les besoins ;
- accueillir toutes les technologies de production ou de stockage ;
- permettre l'émergence de nouveaux produits, services et marchés ;
- optimiser l'utilisation et la gestion des actifs.

Le terme de SG peut englober plusieurs technologies. En effet, sur les marchés amont (producteurs) ou aval (consommateurs), les SG vont prendre la forme de compteurs intelligents communicants mesurant la production ou la consommation effective en temps réel. L'information donnée par ces compteurs pourra être uni- ou bidirectionnelle, certains laissant la possibilité à un fournisseur ou un Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) ou de Distribution (GRD) de piloter des charges à distance. En revanche, sur les réseaux de transport (déjà très bien instrumentés) ou de distribution, les SG seront les instruments communicants (capteurs et réseaux de communication) qui permettront de transmettre au gestionnaire une information sur l'état du réseau en temps réel. Lorsque les SG sont évoqués, ce sont donc non seulement les compteurs intelligents qui sont mis en avant mais aussi une instrumentalisation en infrastructures de communication (capteurs, réseaux de transmission et de stockage des données) des réseaux de transport, mais aussi des réseaux de distribution sur lesquels viennent se connecter les productions d'énergies renouvelables (EnR) ou les moyens de stockage. Ces nouveaux moyens de production ou de gestion énergétique nécessitent une modification dans l'optimisation des systèmes, optimisation facilitée par les flux de données qui vont être mesurés sur des laps de temps très courts (10 minutes voire moins). Les réseaux électriques du futur, compte tenu des procédures d'investissements lourdes, seront assez similaires à ceux d'aujourd'hui. Les principales différences viendront des procédures actuelles de remplacements et d'investissements programmées. En revanche, l'investissement en moyens de communication risque d'être massif dans les prochaines années pour gérer au mieux la demande, les moyens de production décentralisés, les stockages et les flottes de véhicules électriques qui sont en projet de développement dans de nombreux pays européens.

De nombreux pays d'Europe se sont fixé des objectifs quantitatifs de développement de ces nouveaux réseaux intelligents. A titre d'exemple, l'Italie est équipée à 85 % en compteurs intelligents et la France à 25 %. Beaucoup émettent une projection d'un équipement de 100 % d'ici à 2020 (Faruqui *et al*, 2010). En revanche, leurs objectifs initiaux

⁴ « The European Technology Platform SmartGrids defines smart grids as electricity networks that can intelligently integrate the behaviours and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies. » (<http://www.smartgrids.eu>)

⁵ « These stakeholders have identified the following characteristics or performance features of a smart grid : Self-healing from power disturbance events - Enabling active participation by consumers in demand response - Operating resiliently against physical and cyber attack - Providing power quality for 21st century needs - Accommodating all generation and storage options - Enabling new products, services, and markets - Optimizing assets and operating efficiently ». (<http://www.doe.energy.gov/smartgrid.htm>)

varient en fonction des différents pays et de leur besoin, comme le notent les définitions européenne et américaine évoquées plus haut. En effet, les SG ne sont souvent pas uniquement envisagés pour la seule utilité d'un équilibrage facilité de l'offre et de la demande, mais aussi pour le développement et l'application des politiques énergétiques ou climatiques décidées, ou encore pour résoudre certains problèmes spécifiques à un pays. A titre d'exemples, le Danemark et la Suède voient dans le développement des SG la possibilité d'introduire de manière large les véhicules électriques. L'Espagne souhaite que cette nouvelle technologie lui permette d'augmenter la qualité de fourniture en réduisant les incidents. Le Portugal désire mieux intégrer ses énergies renouvelables dans son système électrique. L'Italie espère diminuer les fraudes grâce aux nouveaux compteurs intelligents et communicants. Les Pays-Bas envisagent de réaliser des économies substantielles d'énergie tout en diminuant leurs émissions de gaz à effet de serre. La Grande-Bretagne voit dans ces nouveaux réseaux la possibilité d'accroître les offres biénergies et ainsi de réaliser des économies d'échelle, notamment dans la production et l'installation des compteurs. Enfin, la France développe cette technologie pour informer les consommateurs, instaurer des mesures de maîtrise de la demande d'énergie, augmenter la qualité de fourniture et le fonctionnement du marché électrique, ou encore maîtriser les coûts des gestionnaires des réseaux de distribution⁶. Nous voyons ici que, même si les SG sont vus par tous les pays comme un moyen d'atteindre les objectifs climatiques, de concurrence et de sécurité, la perception de chaque Etat diffère sur le segment d'application privilégié des SG. Cependant, nous pouvons tout de même dégager une vision d'ensemble sur l'utilité de ces nouvelles technologies (Perez-Arriaga, 2010) :

- Intégrer les consommateurs comme acteurs actifs du système électrique ; les économies réalisées en terme de réduction des pointes et d'efficacité énergétique étant l'un des moyens d'atteindre les objectifs décidés, notamment vis-à-vis de la réduction des émissions de CO₂ (ce poste peut représenter entre le tiers et la moitié des efforts pour arriver au sentier 450 ppm, Figure 1) ;
- Intégrer les EnR et les stockages d'énergie dans les réseaux électriques et optimiser leur utilisation⁷ et leur participation aux services systèmes et aux marchés de gros ;
- Promouvoir l'innovation, les nouveaux produits énergétiques et services associés avec la gestion des charges ;
- Accroître la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs finals (réduction des défaillances liées à la fois au réseau et à des déséquilibres offre/demande) ;
- Optimiser l'utilisation des divers actifs électriques, anciens et nouveaux (bâtiments à énergie positive, véhicule électrique) ;
- Anticiper les défaillances, les renforcements nécessaires, les maintenances sur les réseaux et réagir rapidement aux événements climatiques exceptionnels ;
- Développer des technologies et des réseaux d'informations, le stockage et la gestion de ces données, ainsi que la mise en place d'une régulation encadrant leur disponibilité pour les différents acteurs (éthique, confidentialité des données).

⁶ Pour davantage d'informations sur ces domaines d'application privilégiés des SG, se référer au site sur les *smart grids* de la Commission de Régulation de l'Energie (<http://www.smartgrids-cre.fr>).

⁷ Pour les besoins d'une réponse courte (seconde ou minute), utilisation des volants d'inertie ; pour une réponse plus longue (heure), appel à un système de batteries ; pour une réponse de l'ordre de la journée, système de pompage (STEP).

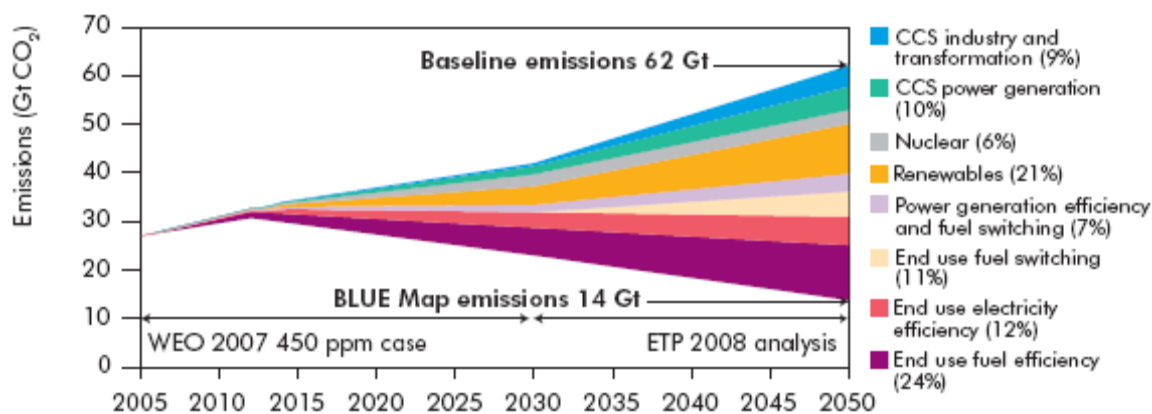


Figure 1 : Contribution des différents secteurs à l'atteinte des objectifs environnementaux d'ici à 2050 (IEA, 2008a)

1.2. Les impacts et gains attendus sur la chaîne électrique

Les théories et expériences sur les SG suggèrent que ces réseaux pourraient contribuer à atteindre non seulement des objectifs environnementaux mais également à permettre de détendre le système électrique soumis actuellement à de fortes tensions⁸, par un impact :

- en termes de capacités de production avec un développement et un contrôle facilités des productions intermittentes ;
- en termes de qualité avec une gestion des pannes optimisées et de durées théoriquement minimisées ;
- en termes d'efficacité énergétique avec une connaissance en temps réel des profils de consommation ;
- en termes d'efficacité opérationnelle par une meilleure adéquation de la production, des réseaux et de la consommation ;
- par une insertion facilitée des technologies propres (EnR avec un pilotage optimisé d'infrastructures de stockage).

En conséquence, cette émergence des SG s'accompagnerait de nouvelles opportunités le long de la chaîne de valeur électrique. Elle est prometteuse d'un grand nombre d'espoirs et d'améliorations dans la gestion des systèmes électriques dans leur ensemble, avec des gains potentiels ventilés sur l'ensemble des acteurs de la chaîne électrique (Meeus *et al*, 2010):

- pour les consommateurs : diminution des temps de coupure, maîtrise voire réduction des factures énergétiques, meilleure lisibilité de leurs productions EnR (une installation produisant de manière sous-optimale, et donc augmentant son temps de retour sur investissement, sera repérée plus facilement), utilisation du stockage optimisée, etc. Le principal point à éclaircir sera les incitations à adopter pour que ces consommateurs utilisent les informations données ou autorisent les opérateurs à se servir d'informations privées. Selon Meeus *et al* (*op. cit.*), de nombreuses barrières demeurent et agissent comme un frein à l'utilisation de la nouvelle information reçue : prix au consommateur final régulé, absence de

⁸ Ces tensions sont fortement liées au fait que le gestionnaire de réseau doit en permanence assurer l'équilibre offre/demande en temps réel (Meeus *et al*, *op.cit.*). Cette obligation est également à l'origine de la complexité du design du marché de l'électricité (Glachant, Perez, 2010).

- tarification dynamique ou discriminante, restriction dans la participation au marché, schémas d'efficacité énergétique inappropriés, etc.
- pour les producteurs : meilleure lisibilité de la demande à satisfaire, informations précises sur les injections et soutirages sur le réseau de distribution pour un équilibrage facilité, optimisation des moyens de production en fonction des besoins plus clairement définis ;
 - pour les fournisseurs : connaissance des profils de consommation des clients de manière précise pour réaliser des offres concurrentielles adaptées, meilleure gestion de la demande (*Demand Side Management*), meilleure gestion des approvisionnements (effacement de certaines consommations dans les périodes de pointe, effacement pouvant aller d'un pilotage de la température d'un logement à l'effacement ou au report pur et simple d'une consommation, comme certains appareils ménagers) ;
 - pour les gestionnaires de réseaux : meilleure visibilité sur les flux qui transitent sur les réseaux afin d'assurer une meilleure optimisation du système, réduction des défaillances et temps de coupure par une information rapide des pannes, réduction des pertes en ligne, équilibrage facilité entre l'offre et la demande sur les marchés d'équilibrage, notamment avec les possibilités d'effacement partiel de consommation en période de pointe⁹.

Section 2. Les gains informationnels et la gestion de la demande (DSM)

Les approches concurrentielles et informationnelles développées par la théorie économique sont un outil pertinent pour analyser les gains à améliorer l'information dans le marché électrique, amélioration qui est certainement le premier objectif des SG. En effet, les asymétries d'informations sont susceptibles d'éloigner les marchés de leurs performances attendues en termes d'efficacité allocative et productive. Elles conduisent généralement à des prix concurrentiels supérieurs aux coûts marginaux et à des schémas d'attente sur les nouveaux investissements. Si ces asymétries sont corrigées par un système rendant les informations disponibles rapidement, alors des gains en efficacité à la fois allocative (puisque les coûts se rapprochent des coûts marginaux) et productive (un supplément d'information permet de réagir rapidement et donc de satisfaire au moindre coût un besoin de puissance) seront effectifs. Les gains engendrés vont dépendre de la rente informationnelle qui pourrait exister dans une situation d'asymétries d'informations (Lofaro, 2002). La diminution de ces asymétries seulement vue des consommateurs conduira théoriquement à une augmentation de leur surplus. Cependant, ces gains informationnels ne bénéficient pas uniquement aux consommateurs mais également aux producteurs et fournisseurs. Ces derniers, au travers des tarifications dynamiques et des différentes méthodologies associées au concept de *Demand Response*, vont pouvoir mieux gérer les périodes de tension et de pointe (réduction des coûts d'équilibrage et de production de pointe, valorisation des effacements de consommation) mais aussi proposer des tarifications mieux adaptées aux besoins des consommateurs. Ce dernier

⁹ La FERC (2009) a indiqué que les *smart grids* et la participation active des consommateurs permettraient de réduire la consommation de pointe de 20 % d'ici à 2019. Ces gains en efficacité énergétique pourraient à l'horizon 2030 atteindre pour les USA 12 % de la consommation avec une hypothèse de large développement des *smart grids*. A ce pourcentage pourrait s'ajouter 5 % de réduction indirecte de consommation avec des investissements maîtrisés et évitant des excès de capacités.

avantage pourrait conduire à des transferts de surplus des consommateurs vers les entreprises, par exemple par des stratégies d'écumage (*cream-skimming*) et donc à une appropriation d'une partie plus ou moins importante de la rente générée par l'amélioration de l'information.

2.1. Concurrence et information

Lorsqu'un marché se développe, l'accent est souvent mis sur les besoins d'efficacité et de liquidité pour que son fonctionnement soit concurrentiel et minimise les comportements anticoncurrentiels. Les besoins croissants d'information sont souvent sous-jacents à l'amélioration du fonctionnement des marchés car ils permettent à la fois de diminuer les incitations anticoncurrentielles, et aux autorités de régulation ou de concurrence d'intervenir efficacement et d'appliquer la bonne réglementation ou sanction. Ce besoin informationnel est donc nécessaire à la fois pour les consommateurs mais aussi pour les décideurs ou régulateurs qui mettent en place les règles et mécanismes organisationnels et réglementaires qui permettront au marché (voire à la concurrence) de se développer, et aux SG de montrer toute leur efficacité. Ce développement de l'information impactera tous les acteurs de la chaîne électrique. Les consommateurs deviendront certainement actifs par des recommandations transmises à leur fournisseur ou au gestionnaire de réseau sur leur confort souhaité. Ils ne seront certainement pas les seuls acteurs à adapter leur comportement. En effet, le pilotage à distance des appareils intelligents par le GRT/GRD, ou encore par le fournisseur d'énergie, semble être la solution à privilégier pour réduire la complexité du système vue du consommateur. Cette solution pose cependant la question de l'intrusion dans la vie privée des consommateurs, élément qui peut être un frein à ce développement du pilotage à distance. Leur réaction face à ces nouvelles technologies reste mal connue des opérateurs, décideurs et régulateurs. A cette question s'ajoute le fait que le *switch* entre une tarification de type *Tarif Of Use* ou *Real Time Pricing* pour des agents averse au risque (*risk-averse*) nécessite une bonne information, des incitations, des assurances ou des couvertures possibles contre une augmentation des factures (Faruqi *et al*, 2010).

En accord avec les principes de la théorie économique, la concurrence introduite dans les industries de réseau devrait permettre d'atteindre l'efficacité allocative et productive. Ces deux concepts peuvent conduire à une baisse des prix comme attendue, et observée à la fin des années 1990 en Europe, mais ce n'est pas une certitude absolue. En effet, la baisse des prix concurrentiels implique une baisse des coûts qui est contradictoire avec un contexte de tensions sur l'équilibre offre/demande et de besoin de signaux de prix incitant les investissements. Théoriquement, l'efficacité allocative qui égalise le prix proposé au client au coût marginal du fournisseur est mise à mal lorsqu'il existe des contraintes ou asymétries dans le marché ou les structures de l'industrie. En effet, ce résultat ne tient plus lorsqu'un des acteurs est contraint, ou lorsqu'il existe des asymétries d'informations sur les coûts ou les capacités des concurrents. Les concurrents pratiquent alors un prix qui va être supérieur à leur coût marginal et des perspectives de profit vont se dessiner (Spulber (1995) ; Lofaro (*op. cit.*) ; Kreps, Scheinkman (1983) ; Tirole (1993, p. 20). Dès lors les profits, dans le cadre d'une concurrence à la Bertrand, ne sont plus associés au paradoxe, mais chaque intervenant peut proposer un prix supérieur à son coût marginal et, servant une partie de la demande à ce prix, réaliser un profit positif. Les marchés énergétiques s'inscrivent dans cette ligne théorique d'étude. En effet, les tensions sur les systèmes, les investissements et régulations nécessaires pour améliorer le fonctionnement du marché électrique ainsi que les contraintes informationnelles et de capacités existantes, peuvent conduire à une augmentation des prix. Cependant, cette augmentation peut avoir comme sous-jacent les contraintes intrinsèques du

système électrique (besoin en investissement, gestion en flux tendu de l'équilibre offre/demande) et ne pas être liée à un quelconque pouvoir de marché (Finon, Glachant, 2008). Par conséquent, les gains en efficacité allocative sont principalement imputés aux possibilités d'établir grâce à ces nouvelles technologies *smart grids* des modes de tarification à l'usager plus dynamiques. Ce dernier sera alors susceptible de moduler sa consommation en fonction des signaux donnés par cette tarification. Parmi toutes les tarifications possibles, celle en temps réel et basée effectivement sur les coûts opérationnels d'une centrale d'extrême pointe sera la plus incitative. Cependant, sa mise en œuvre auprès de toutes les catégories de consommateurs sera lourde et implique un panel de tarifs importants. Les tarifications dites du *Time Of Use* ou *Critical Time Pricing* seront plus faciles à mettre en œuvre, à l'exemple de la tarification heures pleines/heures creuses mise en place en France (Faruqui *et al*, 2010). Cette augmentation de l'efficacité allocative à travers ces tarifications dynamiques aura certainement pour objet des transferts de surplus entre les différents acteurs, transferts que les autorités de régulation et de concurrence devront contrôler pour éviter toutes manipulations ou exercices de pouvoir de marché, souvent facilités par les caractéristiques intrinsèques des industries de réseau (Smeers, 2009 ; Crampes, Créti, 2005).

2.2. Les réactions des consommateurs et la gestion de la demande

2.2.1. Les différents modèles *smart grids* chez les consommateurs

Les appareillages électroniques permettant d'équiper les consommateurs sont de plusieurs sortes. Leur objectif commun consiste à donner de l'information au consommateur afin que ce dernier puisse adapter son comportement en fonction des tensions sur les systèmes et de ses besoins. Ils diffèrent cependant par l'information qu'ils peuvent transmettre, notamment par le caractère uni- ou bidirectionnel de cette information et par la possibilité ou non de piloter des charges à distance.

Parmi ces appareils, on compte tout d'abord des gestionnaires de consommation d'énergie (*Energy Box*) qui sont des systèmes composés de capteurs et d'une passerelle de collecte. Ces appareils échangent entre le fournisseur et le consommateur de façon permanente des données quantitatives (kW, kWh), temporelles, monétaires (tarif courant) ou liées à des requêtes particulières de la part du fournisseur d'électricité (appel de délestage ou d'achat d'électricité). Ces transferts sont réalisés vers une plateforme de traitement à distance qui restitue ensuite les données sur un espace sécurisé accessible par Internet. Cet appareil permet d'établir des offres évolutives impactant la gestion des dépenses en énergie du consommateur, la surveillance des consommations avec alerte en cas de comportement inhabituel, la télésurveillance et/ou l'assistance aux personnes. Ensuite, il existe des passerelles (*gateway*) qui sont des équipements bidirectionnels ou unidirectionnels permettant à deux réseaux différents de communiquer. Une troisième forme d'intelligence prend la forme d'un réseau interne de l'habitation (*Home Area Network*) qui est un système qui gère l'utilisation de l'énergie dans la maison. Il comprend un réseau local, une unité de contrôle et des dispositifs intelligents tels que les usages avec thermostats programmables à distance. Enfin, les informations visuelles (*In-Home Display*) sont des interfaces visant à communiquer aux utilisateurs des données et des informations par des images.

2.2.2. Le rôle des *smart grids* et les mesures d'efficacité énergétique

Selon le scénario « Blue Map » de l'IEA (2008a), il existe un fort potentiel peu coûteux au travers de la maîtrise de la consommation énergétique (ou de la gestion des charges électriques) et dans la production électrique pour réduire les émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 (Figure 2). Les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique sont les premiers leviers sur lesquels les pouvoirs publics ont décidé de jouer pour atteindre les objectifs de 450 ppm en 2050. Parmi les mesures d'efficacité énergétique comptent les modifications technologiques possibles pour diminuer la déperdition énergétique mais également les gains occasionnés par la maîtrise de la demande (Faruqui *et al.*, 2009 ; FERC, 2009).

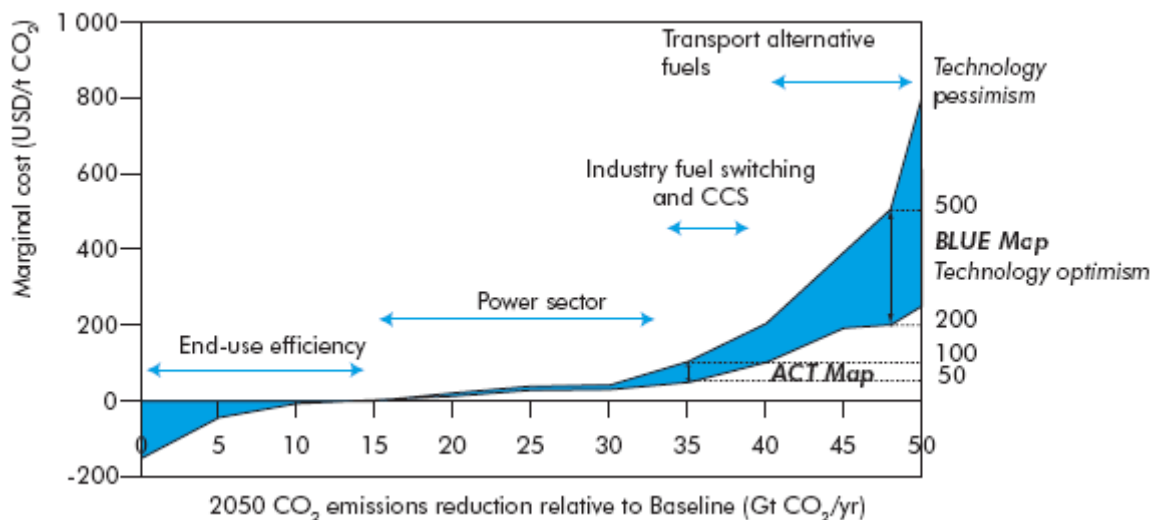


Figure 2 : Coût marginal de réduction des émissions de CO₂ d'ici à 2050 (IEA, 2008a)

La maîtrise de la demande consiste aujourd'hui à mettre en place des campagnes d'informations ainsi que des incitations financières pour modifier d'un point de vue principalement technologique les comportements des consommateurs. Le manque d'informations précises sur la structure des consommations et l'état des systèmes électriques en temps réel réduit la portée attendue des mesures d'efficacité sur la demande. Les SG vont permettre l'acquisition de cette information en temps réel sur les consommations, pouvant aller jusqu'à isoler certains postes spécifiques sur lesquels il est pertinent d'agir (chauffage, appareils ménagers, autres appareils et éclairage). Les mesures d'efficacité énergétique et la maîtrise des consommations bénéficieront de ces nouvelles informations sur les comportements. Cependant, ces actions n'ont pas de règles clairement définies encadrant leur application, notamment par exemple sur la rémunération de ces actions. Dans certains cas, la principale rémunération pour le consommateur reste l'économie de coût réalisée grâce à la diminution de sa demande ou à son transfert en période « creuse ». Pour le fournisseur, il s'agit d'économiser des coûts de production et d'équilibrage importants dans des périodes de tensions. Cependant, d'autres incitations peuvent être adoptées, comme des transferts financiers entre fournisseurs et consommateurs. De nouveaux acteurs se sont également développés avec la possibilité d'utiliser de l'information pour effacer ou transférer des

consommations. A titre d'exemple, le débat sur les gestionnaires d'effacement diffus¹⁰ font apparaître des questions sur les transferts financiers optimaux entre acteurs et sur les *design* de marchés les mieux adaptés pour ce type d'échanges ou d'offres. En effet, ces gestionnaires ne se rémunèrent que sur les offres d'effacement proposées sur le marché d'équilibrage. Le problème posé consiste d'une part à savoir si le consommateur doit bénéficier d'une partie des gains réalisés et d'autre part si un transfert vers le fournisseur lésé est nécessaire (Crampes, Léautier, 2010 ; Glachant, Perez, *op. cit.*).

2.2.3. L'efficacité de la gestion de la demande

Le *Demand Side Management* (DSM) peut revêtir deux formes : la DSM d'urgence qui permet d'absorber une brutale variation de la demande alors que l'offre ne peut suivre et la DSM économique qui permet d'adapter la consommation aux conditions du marché pour éviter des pics de prix et l'explosion des coûts de production. Ces DSM induisent soit le déplacement ou la réduction des périodes de pointe, soit des économies de consommation électrique.

Les études sur les SG et notamment sur le déploiement des compteurs intelligents donnant une information aux consommateurs notent que ces derniers modifient effectivement leurs comportements¹¹. Cette modification conduit à des baisses de consommation qui peuvent être significatives (jusqu'à 20 %) accompagnées d'une réduction des factures énergétiques (FERC, 2009). Ces compteurs et les informations transmises aux consommateurs sont d'autant plus efficaces qu'ils sont associés à une tarification dynamique. En effet, un système de tarification du type « carte prépayée » pour consommer une quantité d'électricité définie pour une certaine période de la journée accroît l'intérêt des consommateurs pour les transferts de consommation ou les économies d'énergie, avec en moyenne des économies de 14 % (Faruqui *et al*, 2009), contre une économie d'environ 7 % lorsque seules les informations des compteurs sont utilisées. Cette efficacité est encore améliorée lorsqu'une segmentation plus fine est réalisée, à savoir une notification plus précise de la consommation de différentes charges. Des expériences américaines et européennes sur la DSM montrent qu'une DSM ciblée sur les clients et automatisée, c'est-à-dire avec une intervention directe sur les charges possible de la part des fournisseurs, GRT/GRD ou programmée (réduction par exemple de la température du chauffage) est dans un intervalle de 30 à 100 % plus efficace en terme de gestion de l'énergie et de réduction des consommations en certaines périodes qu'une DSM non-automatisée. Toutefois, lorsque toute la gestion est automatisée, il existe un risque de déplacement pur et simple du pic de consommation quand toutes les charges se reconnectent en même temps. Une gestion de cette reconnexion est nécessaire pour solutionner et non déplacer les contraintes. Bien menée, cette DSM est susceptible de réduire de 20 à 50 % la demande de pointe et de 10 à 15 % la demande globale. Une simple baisse de 5 % de la demande de pointe aux Etats-Unis entraînerait des économies substantielles en production de pointe, sur les coûts de transport et de distribution de l'énergie, assez pour se passer de 625 centrales de pointe. Selon Faruqui *et al* (2007), ceci permettrait d'économiser 3 milliards de dollars par an et 35 milliards sur 20 ans. De nombreux projets pilotes sont donc réalisés dans le monde (Canada, USA, Japon) et les expériences montrent que les consommateurs

¹⁰ Un gestionnaire d'effacement diffus est un opérateur qui propose à certains consommateurs de s'effacer sur une période de temps donnée. L'économie de consommation liée à cet effacement est ensuite valorisée par le gestionnaire sur le marché d'équilibrage. Le cas français du gestionnaire d'effacement diffus Voltalis illustre bien les problèmes de rémunération engendrés par ces offres.

¹¹ Les consommateurs réduisent ou déplacent une partie de leur demande vers des périodes où les systèmes électriques sont moins tendus.

accueillent assez favorablement les possibilités qui leur sont données de maîtriser leur consommation électrique. Cependant, une autorité est nécessaire pour mener à bien ces expériences pour permettre d'accompagner les consommateurs dans leurs décisions. Le rôle des autorités de régulation sera essentiel pour les inciter à pérenniser leurs comportements.

La gestion de la demande s'avère donc toute aussi importante que des investissements dans des moyens de production plus économes en émission de gaz à effet de serre (Pollitt, 2008). Les *smart grids* permettront cette meilleure gestion, notamment par l'association entre signaux informationnels sur l'état du système et tarifications incitatives (dynamiques). Associée au bénéfice de maîtrise des consommations énergétiques et à l'amélioration de la sécurité du système, la gestion de la demande (DSM) qui découlerait de ces nouveaux modes de tarification permettrait à la fois des gains substantiels en terme d'investissements dans les capacités de production d'extrême pointe, de transport et de distribution, gains augmentés par l'économie de coût liée à l'énergie non consommée en période de pointe.

2.3. Les incitations économiques et les tarifications dynamiques

Les incitations sous-jacentes à cette DSM se divisent entre les incitations financières et les tarifications variables dans le temps (FERC, 2006). Les programmes de DSM basés sur des incitations financières consistent à rémunérer les clients pour réduire leur consommation pendant les périodes tendues. Ces programmes peuvent être mis en place pour des raisons économiques ou de fiabilité. Les réductions de charges des clients sont agrégées puis fournies à un opérateur (*independent system operators, regional transmission organizations, traders*) en échange d'une rémunération. Ceux basés sur des tarifications dynamiques incitent le consommateur à moduler sa demande en fonction des signaux de prix, eux-mêmes variant selon les périodes d'utilisation et les tensions sur le système. Elles permettent de rendre la demande électrique réputée inélastique plus réactive au prix, donc plus élastique. Dans le système de production français, une telle tarification permettrait de réduire de 6 % la demande de pointe (Faruqui *et al*, 2010).

Les éléments du tarif dynamique sont constitués (Storelli, Pillet, 1997):

- d'un prix horaire de l'énergie correspondant au coût marginal de court terme du réseau de distribution ou le cas échéant du producteur. Ce prix varie en très courte période ;
- d'une couverture (prime fixe) ayant pour but d'assurer la neutralité tarifaire et la satisfaction des critères financiers du distributeur (respectivement du producteur). Cette redevance est mensuelle et fixe.
- D'un transfert financier vers le consommateur (incitation financière) reposant sur le partage entre le distributeur (ou fournisseur) et le client des rentes générées par les coûts évités au distributeur. Ce transfert est mensuel et variable.
- Et, facultativement, d'une prime d'option contractuelle offrant à un client la possibilité de réaliser ou non l'option tarifaire. Cette prime est comptabilisée préalablement à chaque période de consommation.

Les fournisseurs dans leurs offres pourront également tester un contrat de tarification d'effacement, qui peut lui aussi être basé sur une tarification dynamique. Cette fonction pose des problèmes à deux niveaux :

- Le premier est l'observabilité de ces offres et des actions associées par le GRT ou GRD. En effet, si le signal est donné par un fournisseur pour cet effacement, ce signal devra impérativement être transmis soit auprès du GRD soit sur le

- Le second est au niveau du responsable d'équilibre de ces offres ou du fournisseur d'énergie (différents de l'opérateur proposant les offres d'effacement) qui se trouveront privés d'une partie de sa consommation prévue et donc soumis à des pénalités de déséquilibre.

Les tarifications actuelles, notamment avec l'existence de *price-cap* ou le manque d'information pour tarifier sur certaines périodes au coût marginal de court terme, ne conduisent pas à des signaux suffisamment clairs pour inciter à maîtriser les demandes aux heures tendues. De plus, les gains intervenant dans un laps de temps qui n'est pas immédiat, la régulation est donc le principal moyen actuel pour financer les investissements à réaliser dans les réseaux intelligents. Un tremplin au développement de ces infrastructures serait sans doute une modification des tarifications (*Critical-Peak Pricing* ou *Real-Time Pricing*) qui du coup augmenterait rapidement l'utilité de ces nouveaux compteurs pour un usager ainsi que les gains attendus (Faruqui *et al*, 2010). Comme nous l'avons vu précédemment, ce changement de tarification peut s'avérer risqué pour certaines catégories d'agents averses au risque. Une piste à explorer serait alors de rendre la tarification aux réseaux électriques elle aussi plus dynamique (Faruqui *et al*, 2010). L'effet serait au niveau des fournisseurs qui chercheraient alors à optimiser les flux électriques injectés dans les réseaux, impactant positivement leurs intérêts de développer ces technologies et réduisant l'horizon des gains potentiels. Ces gains seraient alors de deux sortes : réduire leur coût d'approvisionnement en optimisant leur achat d'énergie et optimiser les coûts de transport associés à leur activité. Faruqui *et al* (2010) montrent qu'il est forcément nécessaire, pour optimiser les gains liés aux compteurs intelligents et obtenir une différence gains-coûts de déploiement intéressante, de faciliter au mieux la diffusion de ces compteurs. Sans une pénétration massive, les gains risquent de rester marginaux par rapport aux coûts d'investissement et d'installation de ces compteurs.

Section 3. La régulation des nouveaux réseaux et les incitations aux investissements

Les gains liés aux réseaux intelligents sont ventilés tout au long de la chaîne électrique et le développement de la technologie est encore en phase de recherche et développement. Une régulation sera donc certainement nécessaire pour lancer les investissements, investissements qui se feront par palier dans les technologies de l'information, sur les réseaux de transport et de distribution ou encore dans les compteurs intelligents. La régulation et le tarif doivent être suffisamment incitatifs pour déclencher et rentabiliser ces investissements, en précisant les gains associés pour chaque acteur afin de définir leur part dans la redistribution des revenus de la régulation. La question de réguler ces nouveaux investissements sous le modèle *price-cap* ou le modèle *cost-plus* se pose, avec la possibilité de moduler cette régulation, voire d'utiliser ces deux modes incitatifs, à l'efficacité d'un côté et au lancement de la technologie de l'autre. À côté de cette fonction classique de la régulation visant à favoriser les investissements, il importe également qu'elle permette d'améliorer le système informationnel. En effet, la propriété et la cession des informations seront deux questions importantes à

encadrer. Ces questions sont associées à la propriété des compteurs intelligents (fournisseurs ou gestionnaires d'infrastructures) de laquelle découle la problématique de la définition d'un prix de cession (prix déterminé par une négociation, une régulation ou le marché).

3.1. La difficile gestion des infrastructures dans un univers multi-objectifs

Les objectifs climatiques, les problématiques d'investissements dans les réseaux de transport et de distribution ainsi que dans les moyens de production de pointe ont pour conséquence de conduire les différents opérateurs intervenant dans les systèmes électriques à relever de nouveaux défis. Parmi ces différents opérateurs, les gestionnaires d'infrastructures de transport ou de distribution sont sans doute parmi les plus touchés. En effet, l'insertion de quantités croissantes d'énergies renouvelables, en particulier dans les réseaux de distribution, ne doit pas impacter négativement la qualité du service fourni au consommateur final. Ces consommateurs, qui deviennent également producteurs, complexifient leurs impacts sur les réseaux (injection dans les systèmes électriques non seulement d'énergies intermittentes mais aussi de puissance réactive, utilisation des stockages). Les opérateurs sont obligés désormais d'appréhender au mieux les changements de comportement des consommateurs dont les profils se modifient en fonction des différents équipements (pompe à chaleur, climatisation). La gestion de la production devient de plus en plus complexe avec ces modifications de consommation qui ne sont pas toujours transmises aux fournisseurs¹². Cette complexité nécessite le recours à de nouveaux modes organisationnels pour faire face à la perte de moyens de production optimalement situés sur le réseau ou *a contrario* au besoin de gérer ou de faire appel à des productions mal positionnées. Les gestionnaires de réseaux sont aujourd'hui soumis à de nouveaux objectifs, pouvant être résumés par les « 3R » :

- *Renewal* : renouveler et développer les réseaux électriques, interconnectés ou de distribution ;
- *Renewables* : raccorder et intégrer au mieux les EnR dans les systèmes électriques, en particulier dans les réseaux de distribution ;
- *Resilience* : assurer le bon fonctionnement des réseaux électriques et une fourniture de qualité aux consommateurs, augmenter la fiabilité des systèmes de la production à la consommation.

Ces contraintes apparaissent dans un environnement qui obéit désormais à de nouvelles logiques :

- de la concurrence et des réglementations ou régulations nombreuses, parfois incertaines, qui existent dans le secteur électrique ;
- des besoins techniques que connaissent les réseaux électriques aujourd'hui en termes de production, de développement des infrastructures ou encore de fourniture d'énergie ;
- du besoin d'un nouveau mode de management de ces réseaux et de *business models* (Meeus *et al*, *op. cit.*) pour s'adapter au mieux aux nouveaux comportements des consommateurs ou aux nouveaux acteurs (agrégateurs, gestionnaires d'effacement).

Des évolutions sont donc nécessaires, non seulement en termes organisationnels, mais aussi réglementaires et technologiques, pour arriver à concilier au mieux ces différents objectifs ou contraintes qui peuvent se retrouver en concurrence l'un avec l'autre (Figure 3). En effet,

¹² La problématique des offres d'effacement proposées par certains opérateurs sur les marchés d'équilibrage et créant des déséquilibres non prévus pour les responsables d'équilibre en est un bon exemple.

réduire la consommation pour soulager les systèmes et réduire les impacts du secteur électrique sur l'environnement se réalise dans un contexte où les consommateurs souhaitent conserver un certain niveau de confort énergétique (et électrique en particulier) étant donné une logique croissante d'équipement et consommatrice d'énergie. De même, réaliser des investissements dans un secteur concurrentiel et encourir des *stranded costs* explique certainement les schémas d'attente auxquels nous avons assisté ces dernières années.

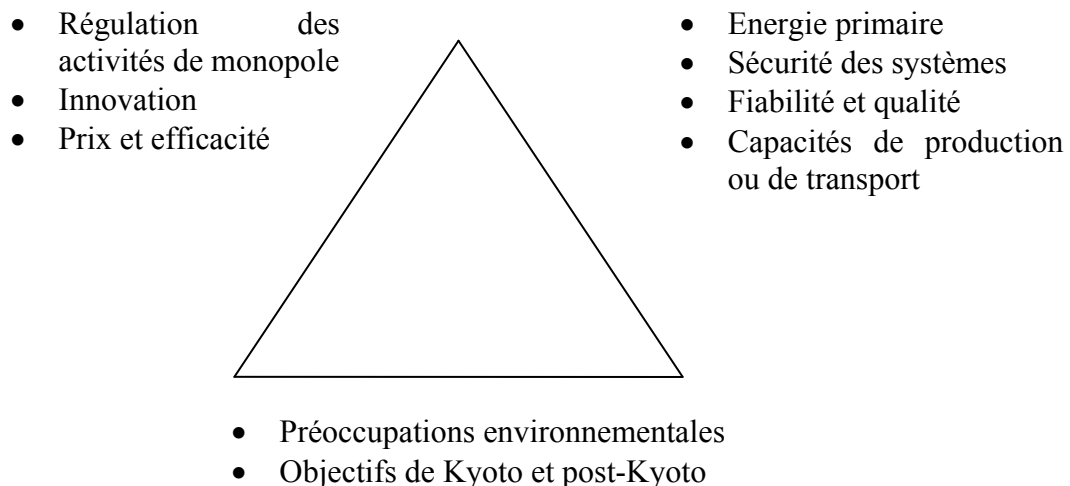


Figure 3 : Triptyque d'objectifs énergétiques européens (Belmans, 2010)

L'insertion des technologies *smart grids* (SG) dans les réseaux électriques pour faciliter la gestion du système et la coordination des objectifs figure parmi les solutions envisagées de réussite et de conciliation de ces objectifs parfois antinomiques. Ces avantages toucheront également d'autres variables que la seule bonne gestion des réseaux et du système électrique. En effet, les GRD seront ainsi certainement plus efficaces dans la gestion de leurs actifs, de la maintenance, du contrôle et des opérations sur les réseaux. Les critères de sécurité seront certainement mieux respectés grâce à cette circulation améliorée de l'information. Le régulateur pourra plus facilement observer ces gains d'efficacité et transmettre au GRD des incitations en accord avec ses performances.

3.2. Les investissements dans les *smart grids*

La nature des investissements à réaliser sera déterminante pour définir les schémas de développement et les parties concernées par l'investissement ou étant les mieux à même de le réaliser. En effet, en théorie, les investissements pour développer le réseau grand transport (*Independent network expansion investments*) peuvent être réalisés par différents agents économiques (propriétaire-*transmission owner*- ou gestionnaires - *system operator*) alors que les investissements de fiabilité (au niveau du réseau de distribution par exemple, de

maintenance, etc.) sont décidés de manière plus optimale par le propriétaire (Joskow, Tirole, 2005). Les investissements dans les *smart grids* se classent difficilement dans une seule de ces catégories. En effet, si l'on adopte le point de vue du développement des infrastructures de communication, ces investissements, par un ajout de capteurs sur les différentes lignes des réseaux de transports ou de distribution, améliorent la fiabilité du système et seraient donc optimalement effectués par le propriétaire du réseau. L'exception à cette règle réside dans la possibilité de considérer davantage l'efficacité accrue dans la gestion du système, ce qui fait basculer ces investissements dans la catégorie « expansion des réseaux » puisque le *System Operator* pourrait trouver un intérêt à réaliser lui-même ces investissements¹³. Dès que l'on se place du côté des compteurs intelligents, l'expérience montre que les investissements peuvent être effectués par un nombre plus important d'acteurs (propriétaire ou gestionnaire du réseau, fournisseurs, marketers, etc.). Ici se pose alors à nouveau la question de la session des informations (d'un propriétaire vers un gestionnaire ou un fournisseur par exemple). Les bénéficiaires de ces investissements sont donc multiples, ce qui complexifie la hiérarchisation des bénéfices pour chacun, et donc les mécanismes de répartition des rentes générées et servant d'incitations au déclenchement de ces investissements (ou du moins de base pour établir des schémas incitatifs à l'investissement). Ces investissements qui se situent au niveau du réseau de distribution et qui agissent à la fois sur la gestion, la fiabilité et la future expansion du système nécessitent donc une étude plus approfondie pour éviter les schémas d'attentes et les comportements du type « passager clandestin » (*free-riding*). Selon certains auteurs (Hogan *et al*, 2010), toute cette nouvelle instrumentation des réseaux ne permettra cependant pas de réduire le manque de coordination entre les différents TSO et qui sont souvent à l'origine des blackouts observés.

Comme nous l'avons vu précédemment, l'un des gains associés au développement des SG consiste à réduire les congestions, notamment par le suivi en temps réel des flux d'énergie et des productions intermittentes, voire par l'action des gestionnaires directement sur des productions ou charges. Or, les congestions sont génératrices de rentes pour les acteurs de la chaîne énergétique (Glachant, Pignon, 2005). La perte ou la diminution des rentes de congestion vont donc jouer comme effet incitatif ou désincitatif à l'investissement (gains liés à l'investissement pour les uns – consommateurs, propriétaires de *merchant lines* –, pertes pour les autres car réduction des gains de congestion – producteurs, propriétaires des réseaux existants). Les exercices de pouvoir de marché sur les différents marchés sont également sources d'incitations au sous ou surinvestissement (Joskow, Tirole, *op. cit.*). Les acteurs bénéficiant d'un pouvoir de marché ne sont en général pas incités à investir dans de nouvelles infrastructures de réseaux. En effet, les effets positifs (pénétration de nouveaux marchés, augmentation des revenus liés aux charges d'accès) ne contrebalancent que rarement la diminution des rentes liées à la réduction de ce pouvoir de marché (Léautier, 2001).

¹³ En général, les *System Operators* ne sont pas des investisseurs. Ils opèrent la gestion des réseaux et négocient avec les propriétaires les extensions qui leur paraissent nécessaires pour accroître leur gestion. A ce niveau, si ce ne sont pas eux qui investissent dans les réseaux intelligents, la question de la propriété des informations se pose. En effet, un transfert lié à cette session des informations sera nécessaire pour rémunérer le propriétaire de l'investissement sachant qu'il est effectué pour améliorer la gestion du système.

3.3. Le rôle incitatif prépondérant de la régulation

3.3.1. Une régulation adaptée aux *smart grids*

A la vue des problèmes incitatifs évoqués, les régulateurs joueront un rôle important, voire essentiel, dans le développement de ces nouveaux réseaux par l'intermédiaire de leur mode de régulation¹⁴. En effet, les investissements seront réalisés certainement par les DSO mais les bénéficiaires et utilisateurs seront plus larges. Tout d'abord, les fournisseurs en ayant accès aux informations pourront adapter leurs offres commerciales et leurs stratégies d'approvisionnements amont, réduisant ainsi les risques prix et récoltant une partie des rentes ou surplus générés par l'activité. Ensuite, les consommateurs pourront maîtriser leur consommation en ayant une information rapide et fine de leur profil de consommation. Cette gestion de leur demande pourra contrebalancer le transfert de surplus vers les fournisseurs. Compte tenu de la complexité de cette gestion, les professionnels seront certainement les plus touchés, les autres se contentant de signaux clairs associés aux tensions sur le système électrique ou un pilotage de certaines charges (machine à laver, sèche linge, chauffe-eau, chauffage avec une température de confort minimale, etc.) à distance par le DSO ou leur fournisseur. Cette dernière option nécessite que soient réglés les problèmes d'accès à des informations privées (sécurité) et d'intrusion dans la vie privée (pilotage à l'insu des clients de certaines actions privées). Enfin, les pouvoirs publics pourront au travers de ces SG atteindre des objectifs plus globaux fixés soit au niveau national, soit au niveau européen (objectifs climatiques, de maîtrise de la demande énergétique, de développement des EnR, de concurrence et de sécurité). Les gains attendus (réduction des émissions, développement des véhicules électriques ouvrant un nouveau marché à l'industrie automobile) se ventilent sur toute la filière électrique et non exclusivement pour le seul DSO (localisation des défauts, gestion des périodes de pointe et des pertes en ligne). Une régulation incitative permettant de réaliser les investissements est nécessaire, la stratégie du passager clandestin pouvant conduire à un schéma d'attente si le seul DSO doit investir, supportant seul le coût complet de cet investissement mais devant rétrocéder une information à d'autres acteurs. A cet effet, une double régulation semble nécessaire : une régulation incitative ou au taux de rendement pour réaliser les investissements et gérer les données¹⁵ et une régulation vis-à-vis de la mise à disposition des informations acquises par les *smart grids* aux différents acteurs qui en font la demande (fournisseurs, consommateurs, producteurs). Les régulateurs auront le double choix d'inclure ces nouveaux investissements dans la régulation existante, c'est-à-dire le mécanisme de régulation (*cost-plus* ou *price-cap*) qui permet de déterminer le tarif d'accès au réseau, ou de tenir compte du fait que ces investissements connaissent un risque supplémentaire (*stranded costs* liés aux changements de politiques climatiques et énergétiques globales impactant le secteur électrique, ou tout simplement au non-renouvellement des concessions par l'autorité concédante¹⁶). La décision sera par conséquent soit de leur associer un taux de rendement du capital plus élevé que les autres infrastructures, soit de leur appliquer une régulation propre. Cette régulation pourrait être basée par exemple sur un *cost-plus* qui, même

¹⁴ Kristiansen and Rosellón (2006) effectuent une revue de la littérature sur les différents mécanismes envisagés pour un investissement dans les infrastructures de transport et les rémunérations possibles des GRT.

¹⁵ Les *smart grids* modifieront les rôles et activités des gestionnaires de réseau qui passeront d'une action de livraison simple d'électricité à une gestion active des flux à la fois électriques et d'informations.

¹⁶ En France, les collectivités locales sont propriétaires des réseaux de distribution. Il n'est pas exclu que ces dernières ne soient plus obligées de donner en gestion ces réseaux au gestionnaire du réseau de distribution historique lors du renouvellement des concessions. Ce dernier peut donc être privé du bénéfice des investissements qu'il a réalisés pour le compte de l'autorité concédante, ici une commune.

s'il n'est pas incitatif, permet, comme les prix d'achats garantis dans le secteur des EnR, de lancer une nouvelle technologie dans un secteur industriel.

3.3.2. Vers une double régulation des réseaux électriques ?

Aux Etats-Unis, de nombreux investissements dans les capacités de transport sont planifiés et régulés sur une base *cost-plus* décidée par le ou les régulateurs concernés (Hogan *et al*, *op. cit.*). Des expériences de double régulation ont été appliquées dans le nord-est des Etats-Unis (investissements régis à la fois par une planification et un système d'enchères) ainsi qu'en Australie (mécanismes combinant des régulations incitatives et des mécanismes de marché (*merchant mechanisms* or *incentives*) (Kristiansen, Rosellón, *op. cit.*). En Argentine, la double régulation des infrastructures de transport anciennes et nouvelles (*cost-plus* pour les nouvelles et incitatives ou « marchandes – *Financial Transmission Rights* » pour les anciennes) a été instaurée pour optimiser l'utilisation et l'efficacité du système (Littlechild, Skerk, 2008).

Les *Financial Transmission Rights* (FTR) sont des contrats financiers vendus aux utilisateurs des réseaux et qui leur donnent le droit de faire transiter de la puissance dans les réseaux électriques. Ce schéma est un mécanisme de financement et d'incitations à l'investissement dans les réseaux électriques car il permet de pallier en totalité ou partie les problèmes de rendements d'échelle croissants des infrastructures de transport et de distribution. Cependant, lorsque seuls les FTR sont appliqués, les TSO ne sont pas incités à maximiser le *welfare* mais les revenus qu'ils tirent de la vente de ces droits, réduisant le caractère incitatif de cet outil pour les investissements dans de nouvelles technologies. Toutefois, en rajoutant une contrainte de régulation incitative (*incitative regulatory constraint*) sur les revenus des TSO (comme par exemple une régulation *price-cap*), ces derniers améliorent tout de même le bien-être collectif, les prix des FTR convergeant vers les coûts marginaux (Hogan *et al*, *op. cit.*). Cette idée confirme le fait que, pour optimiser le *welfare* dans un contexte d'introduction de processus marchands d'échanges (les FTR sont alloués le plus souvent par des systèmes d'enchères), un mécanisme de régulation est souvent nécessaire pour limiter les comportements anticoncurrentiels et assurer la viabilité de l'investissement (par une partie fixe qui permettra de couvrir les coûts fixes parfois non couverts), les prix nodaux ne pouvant de manière générale satisfaire cette fonction en raison de leur convergence vers les coûts marginaux¹⁷ et des rendements d'échelle croissants de l'infrastructure (Joskow, Tirole, *op. cit.*). Joskow et Tirole notent également que des investissements dans des infrastructures de transport ayant comme sous-jacents des logiques marchandes (émergence de prix nodaux issus de la confrontation offre/demande et incorporant des rentes de congestions selon la tension sur le système) nécessitent des marchés de gros suffisamment liquides pour être efficaces. En effet, en cas de manipulations possibles des prix sur le marché de gros de la part de certains fournisseurs, les dispositions à payer de chaque agent pour l'électricité fournie seront faussées. Cela aura pour effet soit un surinvestissement (lorsque le pouvoir de marché agit à la hausse sur les prix nodaux) soit, à l'inverse, un sous-investissement.

¹⁷ Les nouveaux investissements induits par des tarifications incitatives réduisent les prix nodaux car ils détendent le système et l'équilibre offre/demande sur le réseau. Les prix nodaux convergent vers les coûts marginaux.

Pour éviter les sous-investissements, les investissements pourraient être exclus d'une tarification ou régulation incitative pour être régis par une régulation de type *cost-plus* certes moins efficace en termes d'incitation à l'effort mais plus incitative pour les investissements nouveaux et risqués. La régulation *ex ante* (incitative) pourrait être également difficile dans la configuration des nouveaux réseaux. En effet, il peut être difficile de réguler les coûts *ex ante* des nouveaux réseaux pour deux raisons: premièrement, les coûts de ces nouveaux services peuvent être incertains, deuxièmement il y a une asymétrie d'informations accrue entre le régulateur et le gestionnaire du réseau à propos de ces nouveaux services (Lévêque *et al*, *op. cit.* ; Meeus *et al*, *op. cit.*). En effet, une régulation incitative ou *ex ante* permet d'assurer une certaine efficacité productive car l'entreprise recherche le schéma le plus efficace de combinaison d'inputs pour produire l'output. Cependant, dans notre cas, les nouvelles technologies souffrant d'une frilosité d'investissement due à l'incertitude sur les retours financiers ainsi que sur les coûts afférents à leur mise en œuvre, cette régulation est parfois amendée pour inclure une partie des coûts (et donc des rémunérations) sur une base de régulation *ex post* (ou *cost-plus*). Cette régulation *ex post* en fonction de l'output n'est pas forcément facile à mettre en œuvre et nécessite des contrôles stricts de la part des autorités car l'output ne se définit pas et ne se mesure pas facilement. En effet, la fonction de production entre input et output reste mal connue, les périodes de régulation sont parfois courtes et ne permettent donc pas, même dans un schéma de type *cost-plus*, une visibilité suffisante compte tenu de la durée des investissements (Stoft, 2006). La régulation de la qualité du service rendu ou des pertes en ligne liées à l'activité de transport ou distribution sont des exemples de ces « régulations à deux têtes » qui nécessitent une coordination entre les régulateurs et une normalisation des instruments pour ne pas être victime de comportements opportunistes (Meeus *et al*, *op. cit.*).

Le régulateur n'est pas nécessairement le seul à désirer instaurer un régime de régulation binôme pour assurer la rentabilité des investissements faits et l'incitation à la réalisation de nouvelles infrastructures. Cette double régulation pourrait également émerger d'une négociation des besoins entre les vendeurs et acheteurs des nouveaux services offerts par ces nouveaux réseaux pour être efficace et incitative en termes d'innovations. Il s'agirait donc de créer une forme de marché des services rendus par les infrastructures *smart grids*. Nous revenons ici vers un mode de fonctionnement lié à la théorie des *Financial Transmission Rights* (FTR) qui permettent de récupérer par un système d'enchères ou marchand une partie des investissements (Hogan *et al*, *op. cit.*). Cette négociation aurait alors plusieurs avantages, parmi lesquels éviter les surcoûts en investissements et réduire le risque qui leur sont liés par une meilleure définition des besoins (Pollitt, *op. cit.*). Cette négociation a été appliquée pour des régulations déterminant le prix des « services réseaux » dans le pétrole et le gaz au Canada par exemple, réduisant les conflits entre utilisateurs et propriétaires/opérateurs de ces infrastructures (Doucet et Littlechild, 2009). Cependant, les coûts que ces méthodes permettent de récupérer peuvent ne pas être suffisants pour lancer les investissements (Littlechild, Skerk, *op. cit.*) et un complément par l'établissement d'une prime fixe peut s'avérer nécessaire pour conserver l'incitation et recouvrir les coûts fixes (Rubio-Oderiz, Perez-Arriaga, 2000). Dans cette configuration incitative, le régulateur aura un rôle de contrôle sur l'efficacité et l'utilité des investissements entrepris. Selon Littlechild et Skerk, ce nouveau mode d'organisation nécessite d'établir clairement les bénéficiaires des investissements, de calculer les coûts à répartir entre tous les bénéficiaires et d'agrèger les préférences de chacun des acteurs. Un minimum de qualité de service doit également être défini avec un système de pénalités permettant de faire respecter ce règlement.

La problématique et la régulation des *smart grids* s'inscrit dans cette recherche d'existence (et de coexistence) d'une double régulation : une pour les actifs existants ne bénéficiant qu'au fournisseur ou au producteur d'énergie, une autre pour la technologie nouvelle de comptage et la gestion de l'information générée, pouvant intéresser en plus des opérateurs précédents les activités de *trading* ou les gestionnaires d'effacements diffus. Ces technologies permettent de mieux cibler les tarifications aux usagers, donc de discriminer davantage et de capter un supplément de surplus des consommateurs. Initialement, ces tarifications, en rapprochant le prix du coût marginal, devrait permettre d'accroître ce surplus et d'arriver aux objectifs d'efficacités allocative et productive. Cependant, en cas de tarifs mal adaptés ou encore de pouvoir de marché¹⁸, des transferts risquent de se mettre en place entre consommateurs et fournisseurs. Une connaissance des bénéficiaires et un contrôle de ces derniers sont importants pour éviter des transferts unidirectionnels coûteux socialement entre les catégories de consommateurs et les fournisseurs.

A titre d'exemple, le régulateur anglais (OFGEM) a mis en place deux systèmes incitatifs pour permettre la modernisation des réseaux de transport et de distribution, la création de projets pilotes et faciliter ainsi la transition vers les nouveaux réseaux intelligents et innovants (Lorenz, 2009). Le premier, IFI (*Innovation Funding Incentive*), consiste à reconnaître que les risques associés aux nouveaux investissements innovants ne sont pas les mêmes que ceux associés aux investissements dans les réseaux électriques plus génériques et usuels. Aussi, des recouvrements de coûts d'investissements dans de nouveaux projets ou infrastructures plus importants sont autorisés et passés dans les tarifs d'utilisation des réseaux. Ce schéma a été très incitatif et a permis un fort développement de la recherche dans les nouveaux projets. Le second, RPZ (*Registered Power Zones*), consiste à inciter les GRD à développer de nouveaux outils pour faciliter l'insertion des EnR dans les réseaux de distribution. Les producteurs qui veulent se connecter au réseau de distribution financent ce fonds. Cette solution s'est révélée moins incitative que la précédente, notamment de part sa sélection plus sévère dans les solutions adoptées.

3.3.3. La régulation et les contraintes liées à l'information et aux *smart grids*

Le système des *smart grids* va non seulement complexifier les contrats de régulation entre les gestionnaires d'infrastructures et les régulateurs, mais également avec les opérateurs (anciens ou nouveaux) qui interviennent sur les différents maillons non régulés de la chaîne électrique. En effet, la propriété des données devra certainement faire l'objet de contrats bien particuliers pour éviter des utilisations frauduleuses. De même, les agrégateurs devront certainement avoir des contrats bien précis avec les gestionnaires de réseaux, les responsables d'équilibres, voire les producteurs, pour limiter leur impact sur le système. Cela rejoint la question de la définition précise des utilisations et des bienfaits des *smart grids* pour redistribuer le financement et le paiement des impacts sur le système à chaque responsable.

Ces investissements dans les *smart grids* nécessitent de vérifier une sorte de *Golden Rule*, c'est-à-dire que les gains/économies liés à la production (production évitée en période de pointe, réduction des gaz à effet de serre, meilleure gestion des productions intermittentes) et au transport (congestions évitées, pertes en ligne réduite, diminution du risque lié à

¹⁸ Les périodes de situations tendues sur les systèmes électriques conduisent à la possibilité de manipulation des prix, la demande étant nettement en excès par rapport à l'offre. Même si les SG sont l'une des mesures annoncées pour mieux gérer ces périodes de tension, les possibilités de manipulations des prix ou des capacités ne disparaîtront pas.

l'intermittence donc aux afflux imprévus de puissance sur le réseau) doivent être supérieurs aux coûts de déploiement de ces technologies. Au niveau européen, l'*European Regulators' Group for Electricity and Gas* (ERGEG) et le *Council of European Energy Regulators* (CEER) auront un rôle important à jouer pour coordonner toutes les actions entreprises afin de s'assurer de leur compatibilité et d'éviter les duplications, inefficaces et coûteuses. Cette coordination est un point particulièrement étudié aujourd'hui, notamment par l'Agence internationale de l'énergie dans son projet sur les réseaux intelligents ENARD.

La régulation jouera un rôle prépondérant dans l'adoption de cette nouvelle technologie. En effet, les coûts opérationnels du système, avec l'insertion des productions décentralisées (EnR) ou du stockage, risquent globalement d'augmenter même si ces productions, certes intermittentes pour la plupart, peuvent fournir également des services systèmes ou réduire les congestions sur certains nœuds ou lignes du réseau électrique. Dans cet environnement de coûts haussiers, réguler les acteurs sur les seules bases d'une régulation *ex ante*, c'est-à-dire en leur demandant de baisser leurs coûts opérationnels tout en conservant une certaine qualité, semble souffrir d'inefficacité et jouer comme une barrière au développement de la technologie (Meeus *et al*, *op. cit.*). A cela s'ajoute le fait que les économies d'énergies induites par ce nouveau système signifient une diminution des flux d'énergie dans les réseaux et donc une potentielle réduction des revenus (Perrez-Arriaga, *op. cit.*). Dans ces situations, les premiers investissements à pâtir de la rigueur sont la recherche en nouveaux services ou produits innovants. De nombreux régulateurs européens, à l'image des exemples que nous avons évoqués ci-dessus, ont construit de nouvelles régulations pour les technologies naissantes, dont les gains et bénéfices sont partagés mais qui d'un point de vue collectif optimisent le bien-être.

Section 4. Les nouvelles technologies et l'utilité des *smart grids*

Nous avons vu que les Etats membres et la Commission européenne voient en l'émergence des SG un outil pour mettre en œuvre les politiques fixées aux niveaux communautaire ou national (libéralisation du secteur électrique, sécurité des systèmes électriques, paquet énergie-climat). L'attente de cette nouvelle technologie est donc également particulièrement importante sur l'intégration de quantités croissantes d'énergies renouvelables et des nouvelles technologies (véhicules électriques) dans les systèmes électriques. Ces objectifs identifiés ont d'ores et déjà modifié considérablement le marché électrique. Les énergies renouvelables sont par nature intermittentes et leur injection peut provenir d'un nombre important de nœuds, selon le type de producteur (un particulier ou un champ de production plus important). Cette injection va de pair avec des besoins croissants (services systèmes – *Ancillary services*) et des modes organisationnels d'insertion des EnR¹⁹ adaptés. Les développements des infrastructures de stockage et des véhicules électriques vont conduire à un accroissement des flux électriques dans les réseaux et donc à une gestion plus complexe des systèmes. L'information acquise par les technologies SG sera une aide précieuse pour arbitrer au mieux entre ces flux.

¹⁹ Dans un système sans responsabilité des producteurs d'EnR vis-à-vis de leur déséquilibre, comme par exemple le prix garanti, le gestionnaire de réseau aura un gain supplémentaire à utiliser la technologie SG par rapport à un modèle responsabilisant ces producteurs vis-à-vis de l'injection de leur production, comme par exemple le mécanisme du *premium* en Espagne (Clastres, Menanteau, Ruiz Gomez, 2010).

4.1. L'intégration facilitée des énergies renouvelables intermittentes dans les systèmes électriques

Les politiques de soutien au développement des énergies renouvelables (EnR) ont permis un essor important ces dernières années des installations de production décentralisées (photovoltaïque intégré au bâti notamment). Ces politiques, ainsi que les *markets design* adoptés pour insérer au mieux ces productions dans les réseaux et les marchés de gros de l'électricité, impactent les stratégies des différents producteurs. En effet, les mécanismes de tarifs de rachat (*Feed in Tariffs*) ou l'absence de pénalités en cas de déséquilibres d'un producteur EnR sur le marché impliquent comme stratégies dominantes de revendre toute la production au prix d'achat garanti sans se soucier des impacts que celle-ci aura sur l'équilibre du système électrique. Conscients des tensions que ces stratégies causent sur les équilibres offre/demande, les autorités modifient de plus en plus les mécanismes incitatifs, d'une part pour rendre les producteurs responsables de certains déséquilibres, et d'autre part, pour favoriser la consommation locale des énergies renouvelables produites²⁰. Aussi, à des logiques de revente sur le marché ou auprès de l'opérateur en charge du rachat (GRT/GRD ou opérateur historique) de la totalité de l'énergie produite peuvent se substituer des stratégies d'autoconsommation et de gestion du surplus de production en fonction des besoins et des technologies de stockage disponibles (Clastres, Ha Pham, Wurtz, Bacha, 2010). Certains pays, comme l'Allemagne ou encore la Grande-Bretagne, ont d'ores et déjà établi des systèmes incitatifs permettant de favoriser l'autoconsommation des EnR produites localement. Une gestion avancée de cette production trouve toute son utilité dans ces nouvelles configurations qui selon toute logique devraient de plus en plus se développer, gestion qui sera permise et surtout facilitée par le développement des SG.

En effet, l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques revêt des difficultés de part la nature dispersée et intermittente de ces moyens de production. L'exemple de l'éolien montre que la sensibilité aux conditions climatiques est importante, non seulement en terme de prévision de la production (quantités totales produites estimées) mais aussi dans la variabilité même de la production (à titre d'exemple, une variation de 1 m/s de la vitesse du vent peut entraîner une variation de la production de 320 MW sur un parc de production de 2400 MW). Une bonne prévision peut réduire l'incertitude liée à la production mais ne réduit pas la variabilité de cette production qui est de gérer les périodes d'absence d'input (absence de vent ou de soleil). La production des EnR n'étant pas nécessairement corrélée avec les périodes de demande (pointe et extrême pointe), le développement des SG, des technologies (stockage) et services associés de maîtrise ou de gestion de la demande sont un atout pour absorber une partie de ce possible manque ou surplus de production. Associée à des mesures d'efficacité énergétique, cette DSM réduit la demande de pointe, améliorant la fiabilité du système, absorbant les variations de production des infrastructures intermittentes ou réduisant la dépendance vis-à-vis de ces dernières (Moura, De Almeida, 2010 ; Newborough, Probert, 1990).

A travers les compteurs intelligents et la mise en place de la DSM, l'insertion et la gestion de la production d'énergie renouvelable intermittente seront facilitées. En effet, la DSM gérée à distance permettra d'absorber une partie des variations imprévues de production, diminuant ainsi les impacts sur les réseaux et les marchés (Moura, De Almeida, *op. cit.*).

²⁰ Les autorités espagnoles ont modifié les incitations pour la promotion des énergies renouvelables en développant le système incitatif dit « premium » qui consiste

L'émergence des SG permettra également de faciliter la gestion des EnR dans les centrales virtuelles (Virtual Power Plant). En effet, le regroupement des EnR en centrales virtuelles était déjà créateur de valeur (Erdil *et al*, 2008 ; Reichling and Kulacki, 2008) et minimiseur de risque, soit par un effet de mutualisation entre énergies (sorte de foisonnement) (IEA, 2008b) soit par complémentarité énergétique (solaire, éolien, hydraulique) (Jaramillo *et al*, 2004 ; Angarita, Usaola, 2007). Les schémas redistributifs au sein de la centrale virtuelle devaient être rigoureusement établis pour rémunérer au plus juste les services ou au contraire pénaliser les défaillances de chacun. En fournissant des infrastructures de contrôle et de communication performantes, les SG facilitent cette gestion interne des producteurs intermittents (Aunedi *et al*, 2009).

4.2. L'impact et la gestion des véhicules électriques

Le développement des véhicules électriques est nettement mis en avant ces dernières années pour atteindre plusieurs objectifs :

- réduire la dépendance des transports courte distance à l'égard du pétrole ;
- réduire les émissions de CO₂, le secteur des transports étant l'un des principaux secteurs d'émission après la production électrique (IEA, 2010);
- Soulager le système électrique (réseau et équilibre offre/demande) en stockant ou déstockant de manière décentralisée (proche des lieux de consommation, ce qui peut conduire à une minimisation des pertes en ligne) selon des signaux envoyés soit par le fournisseur d'énergie électrique soit par le gestionnaire du réseau de transport ou de distribution.

Ce développement ne sera cependant pas sans heurt pour le système électrique car il faudra développer une infrastructure de chargement des batteries et des moyens de production, notamment de base, faiblement émetteurs et permettant de recharger les flottes de véhicules. Cette recharge sera certainement réalisée de manière diffuse pour éviter de déplacer les problèmes connus lors des pointes de consommation (tension sur les réseaux et sur les moyens de production). L'étude réalisée par le Rocky Mountain Institute (2006) illustre parfaitement cet effet de gestion des pointes suivies de reconnexions massives n'ayant finalement pour impact que de différer les périodes de tension sur les systèmes. Elle note qu'une gestion intelligente de l'énergie, totalement automatisée ou par signaux demandant aux consommateurs d'agir eux-mêmes pour réduire leur consommation, permet effectivement de réduire la demande durant les périodes de pointe. Cependant, la reconnexion génère ensuite une autre pointe qu'il faut donc gérer au mieux. L'une des solutions proposées est une reconnexion diffuse en fonction de la nature des charges.

Par conséquent, toutes les technologies et les projets de développement de ces véhicules n'auront pas le même impact sur ce système électrique (Belmans, *op. cit.*) :

- la recharge de ces véhicules au domicile semble être relativement simple à mettre en œuvre, avec une amélioration des tarifications incitatives existantes pour le consommateur (heure pleine/heure creuse) et donc des signaux du gestionnaire du réseau de transport existant ;
- la recharge dans des espaces plus larges, et donc parallèlement les possibilités d'utiliser les batteries comme stockage, semble plus difficile à mettre en œuvre (déploiements généralisés de bornes de charge) et nécessite un effort important

- la recharge rapide aura un impact assez important sur les réseaux de distribution qui connaîtront des pics de consommation importants sur des périodes courtes mais répétées et peu prévisibles ;
- les véhicules avec échanges de batterie ont l'avantage de pouvoir gérer assez facilement les charges et décharges de batteries puisque ces moyens de stockage seront centralisés en des lieux connus. Cependant, la contrainte pour les utilisateurs et sur le design des véhicules à adopter semble freiner cette possibilité.

Conclusion

Le développement de la technologie des SG génère beaucoup d'espérance pour arriver à gérer au mieux les nouveaux objectifs climatiques (réduction des émissions), énergétiques (gestion des périodes de pointe de consommation électrique, de l'efficacité énergétique), concurrentiels, de sécurité des systèmes et technologiques (insertion des EnR, des stockages et des véhicules électriques dans les systèmes électriques). Les expériences pilotes montrent effectivement qu'une gestion intelligente de la demande permet de limiter les périodes de tension sur les réseaux et les marchés électriques. Cet effet est d'autant plus vérifié quand cette gestion est automatisée, c'est-à-dire lorsque les GRT/GRD ou fournisseur sont autorisés à piloter des charges chez leurs différents consommateurs.

Cette problématique des SG soulève des questions économiques qui sont sous-jacentes à leur développement. La théorie économique est susceptible de donner quelques premières pistes de réponses. La première est sans doute la régulation qu'il va falloir adopter pour inciter les opérateurs à développer ces technologies. Il semblerait qu'une double régulation soit souhaitable pour lancer ces investissements, leurs bénéfices étant partagés entre plusieurs acteurs qui peuvent ainsi entrer dans des schémas d'attente. Une autre question à élucider sera la propriété des informations et le transfert de ces informations entre agents. Là encore, un système de régulation définissant clairement les bénéficiaires et les tarifs de session de ces informations, avec une protection du consommateur, sera à envisager pour éviter toute utilisation frauduleuse de ces données.

Les SG ouvriront les portes à la possibilité de tarifier de manière dynamique les consommateurs. Cette tarification devrait permettre d'augmenter l'efficacité allocative, c'est-à-dire de vendre l'électricité à son juste prix en fonction des contraintes existantes durant la période de consommation du bien. En ce sens, le bien-être collectif sera impacté positivement par ce nouveau mode de tarification. Cependant, l'effet pervers vient du fait que des transferts entre les consommateurs et les producteurs/fournisseurs seront accentués. Un écrémage des surplus est alors possible, ce qui aura pour effet de diminuer, voire d'inverser, l'effet positif précédent. Le régulateur sectoriel et les autorités de concurrence auront ici un rôle prépondérant à jouer pour éviter la captation de ce surplus et les transferts anticoncurrentiels.

Enfin, les SG faciliteront la gestion et l'insertion des nouvelles technologies par une communication en temps réel de l'état du système. Compte tenu de sa complexité future, l'information supplémentaire et qui se veut transparente sur les productions décentralisées intermittentes, les congestions, l'insertion des véhicules électriques ou des stockages, sera un élément décisionnel supplémentaire offrant de nouvelles variables de contrôle pour détendre

les contraintes existantes et de plus en plus présentes. Ce développement des moyens de communication offrira également à de nouveaux acteurs (agrégateurs, gestionnaires de moyens de stockage ou de productions intermittentes) un nouveau panel de stratégies et d'arbitrage pour réaliser leur activité sur des marchés à la configuration modifiée.

Bibliographie

Angarita J.M., Usaola J.G., 2007, Combining hydro-generation and wind energy. Biddings and operation on electricity spot markets, *Electric Power Systems Research*, 77, pp. 393-400.

Angelier J.-P., Hadjsaïd N., Sabonnadière, J.-C., 2009, La distribution de l'électricité face aux défis ouverts par la concurrence, *Revue de l'énergie*, n° 588, pp. 77-84.

Aunedi M., Štrbac G., Pudjianto D., 2009, Characterisation of portfolios of distributed energy resources under uncertainty, *20th International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2009*, Prague, 8-11 June 2009 .

Belmans R., 2010, Communication at the *Electricity grids – a key enabler in the delivery of a sustainable energy policy*, Joint ENARD/IEA Grid policy workshop, April 28, 2010.

Clastres C., Ha Pham T.T., Wurtz F., Bacha S., 2010, Ancillary services and optimal household energy management with photovoltaic production, *Energy*, vol. 35, n° 1, pp. 55-64.

Clastres C., Menanteau P., Ruiz Gomez L. M., 2010, Raccordement au réseau de la production décentralisée. Aspects réglementaires et économiques. In Hadjsaïd N. (ed.). *La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée*. Paris : Hermès Science/Lavoisier. pp. 151-188.

Coll-Mayor D., Paget M., Lightner E., 2007, Future intelligent power grids : Analysis of the vision in the European Union and the United States, *Energy Policy*, vol. 35, n° 4, pp. 2453-2465.

CRE, 2009, Rapport remis à la DG TREN par la Commission de régulation de l'énergie, juillet 2009.

Crampes C., Creti A., 2005, Capacity Competition in Electricity Markets, *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n° 2, pp. 59-83.

Crampes C., Léautier T.O., 2010, *Dispatching, redispatching et effacement de demande*, Institut d'économie industrielle, septembre.

Doucet J., Littlechild S.C., 2009, Negotiated settlements and the National Energy Board in Canada, *Energy Policy*, vol. 37, n° 11, November 2009, pp. 4633-4644 .

Erdil E, Ilkan M, Egelioglu F., 2008, An experimental study on energy generation with a photovoltaic (PV) – solar thermal hybrid system, *Energy*, vol. 33, n° 2, pp. 124-1245.

Faruqui A., Hledik R., Newell S., Pfeifenberger J., 2007, *The Power of Five Percent – How Dynamic Pricing Can Save \$35 Billion in Electricity Costs*, The Brattle Group, May, 16.

Faruqui A, Sergici S., Sharif A, 2009, *The impact of informational feedback on energy consumption – a survey of the experimental evidence*, May 1, SSRN paper.

Faruqui A., Harris D., Hledik R., 2010, Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment, *Energy Policy*, vol. 38, n° 10, pp. 6222-6231.

FERC, 2006, *Assessment of Demand Response & Advances Metering*, Federal Energy Regulatory Commission, August.

FERC, 2009, *A national assessment of demand response*, Federal Energy Regulatory Commission, June.

Finon D., Glachant J.M., 2008, *La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France : faut-il corriger les effets de l'intégration du marché européen ?*, Larsen, Fontenay-aux-Roses, working paper 8.

Glachant J.M., Pignon V., 2005. Nordic congestion's arrangement as a model for Europe? Physical constraints vs. economic incentives, *Utilities Policy*, vol.13, n° 2, pp. 153-162.

Glachant J.M., Perez Y., 2010, L'analyse économique appliquée à la problématique des effacements diffuse, *Revue de l'Energie*, n° 597, pp. 312-321.

Hogan W., Rosellon J., Vogelsang I, 2010, Toward a combined merchant-regulatory mechanism for electricity transmission expansion, *Journal of Regulatory Economics*, vol. 38, n° 2, pp 113-143.

IEA, 2008a, *Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies for 2050*, Paris, OECD.

IEA, 2008b, *Empowering Variable Renewables: Options for Flexible Electricity Systems*, Paris, OECD.

IEA, 2010, *World Energy Outlook 2010*, Paris, OECD.

Jaramillo O.A., Borja M.A., Huacuz J.M., 2004, Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power, *Renewable Energy*, n° 29, pp. 1887-1909.

Joskow P., Tirole, J., 2005, Merchant transmission investment, *Journal of Industrial Economics*, vol. 53, n° 2, pp 233-264.

Kreps D., Scheinkman J., 1983, Quantity precommitment and Bertrand competition yield Cournot outcomes, *Bell Journal of Economics*, vol. 14, n° 2, pp. 326-337.

Kristiansen T., Rosellón J., 2006, A merchant mechanism for electricity transmission Expansion, *Journal of Regulatory Economics*, n° 29, pp. 167-193.

Léautier T.-O., 2001, Transmission constraints and imperfect markets for power, *Journal of Regulatory Economics*, vol. 19, n° 1, pp. 27-54.

Léautier T.-O., 2010, *The visible hand: electric power capacity arrangements*, IDEI Working Paper, n° 605.

Lévêque F., De Muizon G., Glachant J-M., Saguan M., 2008, *La régulation incitative appliquée au transport de l'électricité. Théorie et application au Royaume-Uni, en Espagne, en Belgique, en Norvège et en Italie ; Pratique et positionnement de la régulation en France*, Microeconomix, rapport pour le RTE, janvier.

Littlechild S.C., Skerk C.J, 2008, Transmission expansion in Argentina : The origins of policy, *Energy Economics*, vol. 30, n° 4, pp. 1367-1384.

Lofaro A., 2002, On the efficiency of Bertrand and Cournot competition under incomplete information, *European Journal of Political Economy*, vol. 18, pp. 561-578.

Lorenz G., 2009, Regulatory framework to incentivise Smart Grids deployment - EURELECTRIC views, *CEER Workshop on Smartgrids*, Brussels, 29 June 2009.

Meeus L., Saguan M., Glachant J-M., Belmans R., 2010, *Smart regulation for smart grids*, EUI Working Papers.

Moura P.S., De Almeida A., 2010, The role of demand-side management in the grid integration of wind power, *Applied Energy*, vol. 87, n° 8, pp. 2581-2588.

Newborough M, Probert S.D., 1990, Intelligent automatic electrical-load management for networks of major domestic appliances, *Applied Energy*, vol. 37, n° 2, pp. 15-68.

Perrez-Arriaga I., 2010, *Regulatory instruments for deployment of clean energy technologies*, EUI RSCAS ; 2010/25 ; Loyola de Palacio Programme on Energy Policy.

Pollitt M.G., 2008, The Future of Electricity (and Gas) Regulation in a Low-carbon Policy World, *The Energy Journal*, vol. 29, Special issue n° 2, pp. 63-94

Reichling JP, Kulacki FA., 2008, Utility scale hybrid wind – solar thermal electrical generation: a case study for Minnesota, *Energy*, vol. 33, n° 4, pp. 626-638.

Rocky Mountain Institute, 2006, *Automated demand response pilot*, 31 March.

Rubio-Oderiz J., Perez-Arriaga I. J., 2000, Marginal pricing of transmission services: A comparative analysis of network cost allocation methods, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, pp 448-454.

Smeers Y., 2009, How well can one measure market power in restructured electricity systems?, in: Glachant J.M., Lévêque F. (Eds.), *Electricity Reform in Europe : Towards a single energy market*. E. Elgar, pp. 207-268.

Spulber D.F., 1995, Bertrand competition when rivals' costs are unknown, *Journal of Industrial Economics*, vol. 18, n°1, pp 1-11.

Stoft S., 2006, Problem of transmission investment in a deregulated power market, in: Lévêque F. (Ed.), *Competitive electricity markets and sustainability*, E. Edgar.

Storelli S., Pillet G., 1997, La tarification dynamique de l'électricité, *Bulletin SEV/VSE*, n° 15/97.

Tirole J., 1993, *Théorie de l'organisation industrielle*, tome II, Paris, Economica.