

## La “ demand response ” dans un marché interconnecté : outil d’efficacités énergétiques et environnementales

Claire Bergaentzlé, Cédric Clastres, Haikel Khalfallah

### ► To cite this version:

Claire Bergaentzlé, Cédric Clastres, Haikel Khalfallah. La “ demand response ” dans un marché interconnecté : outil d’efficacités énergétiques et environnementales. Revue d’économie industrielle , Éd. techniques et économiques ; De Boeck Université, 2014, pp.193-228. <<http://rei.revues.org/5976>>. <hal-01137266>

**HAL Id: hal-01137266**

**<http://hal.univ-grenoble-alpes.fr/hal-01137266>**

Submitted on 1 Apr 2015

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L’archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d’enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# La *demand response* dans un marché interconnecté : outil d'efficacité énergétiques et environnementales

Claire Bergaentzle<sup>1</sup>, Cédric Clastres<sup>2</sup> et Haikel Khalfallah<sup>3</sup>

Novembre 2013

## Résumé

L'activation de la demande électrique permet d'atteindre des objectifs d'efficacité énergétique et environnementale grâce à la maîtrise des consommations (*Demand Side Management* - DSM). De nombreux pilotes menés ces dix dernières années permettent d'avoir une première représentation de l'impact des outils d'activation de la demande ; cependant, ces outils doivent être calibrés pour répondre à des enjeux bien identifiés.

Cette étude vise à apporter des recommandations concernant les instruments d'activation de la demande qui maximisent les efficacités énergétiques et environnementales. Ces choix de programmes de *demand response* (DR) dépendent des mix de production de chaque pays ainsi que de leurs capacités d'interconnexions. Il apparaît que l'efficacité augmente avec le niveau de maîtrise de la demande mais à taux décroissant, suggérant une préférence pour les outils DR simples et moins coûteux. En effet, les résultats des programmes de DSM sont largement dépendants de l'effet de report des consommations et de l'effet rebond, lesquels, s'ils ne sont pas maîtrisés, peuvent éliminer les bénéfices de l'effacement, particulièrement en situation de parc fortement thermique.

Mots clés : tarification dynamique, gestion de la demande, efficacité énergétique, efficacité environnementale.

## Introduction

L'efficacité énergétique est l'un des outils capables d'apporter une réponse aux objectifs fixés par de nombreux pays, dont ceux de l'Union Européenne, en matière de sécurité de fourniture, de compétitivité et de lutte contre le changement climatique. Parmi les solutions pour atteindre ces objectifs figure le développement des réseaux intelligents (ou *smart grids*) (Clastres, 2011). Par ces nouvelles technologies, l'ensemble des acteurs de la chaîne électrique pourra contribuer à la stabilité et à la sécurité du système, les gains étant ensuite redistribués entre eux. Ce déploiement impactera en premier lieu le service de distribution et les consommateurs de détail. En effet, le rôle des consommateurs de détail dans la gestion des systèmes électriques reste marginal. Les informations qu'ils reçoivent restent limitées et les variations de prix sur les marchés ne peuvent leur parvenir pour deux raisons (Chao, 2011). La première provient de l'existence de tarifs fixes régulés. Le niveau de

---

<sup>1</sup> Univ. Grenoble-Alpes, PACTE, EDDEN, CNRS BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France (e-mail : claire.bergaentzle@upmf-grenoble.fr).

<sup>2</sup> Univ. Grenoble-Alpes, PACTE, EDDEN, CNRS BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France (e-mail : cedric.clastres@upmf-grenoble.fr).

<sup>3</sup> Univ. Grenoble-Alpes, PACTE, EDDEN, CNRS BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France (e-mail : haikel.khalfallah@upmf-grenoble.fr).

ces tarifs inhibe généralement toute possibilité d'émergence d'une élasticité de la demande. La deuxième raison réside dans l'incapacité technique à transmettre le signal prix au consommateur.

L'un des objectifs de l'adoption de la technologie *Smart Grids* (SG) sera de rétablir ce lien manquant entre ces consommateurs et le système. Elle permettra de leur donner les moyens d'optimiser leur consommation et assouplira la gestion des systèmes électriques pour les gestionnaires de réseaux. S'en suivront des gains opérationnels liés notamment à l'apparition d'une élasticité de la demande grâce à des signaux tarifaires ou informationnels transmis par les outils de *Demand Side Management* (DSM) (Haney et al., 2009). En effet, la modernisation des réseaux de distribution et des technologies de comptage amène avec elle de nouvelles offres et tarifications énergétiques, notamment celles permettant un pilotage et une gestion de la demande facilités. Cette gestion se traduit par l'envoi de signaux informationnels ou tarifaires aux consommateurs afin de les inciter à adapter leur consommation. De nombreux pilotes pour étudier cette *demand response* ont été mis en place aux Etats-Unis et plus récemment en Europe (Coll-Mayor et al., 2007; Faruqui et Sergici, 2010 ; Faruqui et al., 2010a). Les premières conclusions notent qu'effectivement des effacements en période de consommation de pointe peuvent s'avérer significatifs (Faruqui et al., 2007). L'effet de cette maîtrise de la demande ne se limite pas uniquement à l'aval de la chaîne mais se répercute également sur l'amont. Une offre de production peut être remplacée par un déplacement ou un effacement de la demande, valorisable sur les marchés (Cappers et al., 2010 ; Crampes et Léautier, 2010). Ces nouvelles stratégies modifient la marginalité des centrales de production, créant de facto une variation du coût de l'énergie (efficacité énergétique) et des émissions de gaz à effet de serre (efficacité environnementale).

Ce travail de recherche s'appuiera sur cette modification de la marginalité des centrales pour faire le lien entre d'une part les divers outils de DR étudiés dans la littérature, avec leurs impacts sur la réduction des charges, et d'autres parts les variations des efficacités énergétiques et environnementales liées à la modification de la structure marginale de production. Un modèle de minimisation des coûts de dispatching sous contraintes d'équilibrage du système sera utilisé pour mettre en lumière l'impact d'une DSM sur les efficacités étudiées. Les échanges et la DSM permettant généralement d'effacer les centrales marginales les plus coûteuses ou les plus émettrices, le bilan en termes d'efficacité peut être positif. Ce résultat est néanmoins sensible à l'existence d'un effet rebond ou report qui, s'ils concernent une proportion importante de la demande effacée, viennent contrebalancer, voire renverser, les effets positifs obtenus. Nous montrons également que les gains sont croissants à taux décroissant. En effet, de larges effacements impactent des centrales plus efficaces et moins coûteuses. Les gains marginaux sont décroissants ce qui indique que des méthodes de DSM simples et moins onéreuses peuvent être plus efficaces que des outils certes plus efficaces en termes de réduction mais plus coûteux. Ceci est d'autant plus marqué en présence de forts effets de report ou rebond.

L'article s'organisera autour de deux sections. La première présentera les signaux tarifaires utilisés pour activer la demande sur le marché de détail. Nous verrons que ces signaux permettent effectivement de maîtriser la demande et de rendre le consommateur réactif au prix. Comme souvent observé, la mise en place de plusieurs outils informationnels ou tarifaires permet d'atteindre de meilleurs résultats. La seconde section poursuivra par une étude quantitative des gains en efficacités énergétiques et environnementales liés à la maîtrise de la demande. Les gains sont généralement positifs mais dépendent de plusieurs facteurs, parmi lesquels les effets rebond et report, les technologies de production utilisées ainsi que les politiques énergétiques contraignant l'évolution de ces mix de production.

# 1. La transmission du signal « prix » et l'efficacité énergétique

## 1.1 Les tarifications dynamiques : un outil de *Demand Response*

La *Demand Response* (DR), dont le développement sera accéléré par le déploiement des réseaux intelligents, est en mesure d'apporter des gains économiques et environnementaux significatifs (Borenstein, 2002, 2005 ; Borenstein et al., 2002 ; Faruqui et al., 2007 ; Haney et al., 2009 ; Chao, 2010 ; Hogan, 2009). Cette DR se décompose en deux grandes familles (Torriti et al., 2011): le contrôle « volontaire » de la charge par le consommateur lui-même et les programmes de contrôle « automatique » par un opérateur tiers. Les programmes de contrôle volontaire sont dépendants de l'envoi de signaux informationnels ou de l'utilisation de tarifications dynamiques, conçues pour orienter les modes de consommation vers des usages plus efficaces au travers des signaux de prix diversifiés. Plusieurs modes de tarifications ont été implémentés dans différents pilotes.

- (1) La tarification *Time of Use* (ToU) décompose la journée en blocs de temps auxquels sont associés un prix spécifique, déterminé à l'avance. Ce tarif représente la forme de tarification dynamique la plus simple et la plus communément utilisée. Cependant, il n'offre qu'un degré de flexibilité limité, la différenciation entre les périodes étant souvent faible (base et pointe) (Vickrey, 1971).
- (2) Le *Critical Peak Pricing* (CPP) apporte une réponse à cette critique de flexibilité. Il repose sur les mêmes bases qu'un ToU tout en segmentant plus finement les périodes (base, pointe et plusieurs périodes d'extrême pointe). Cette segmentation s'accompagne de l'envoi d'un signal d'urgence pour prévenir de la période d'extrême pointe.
- (3) Le *Real time Pricing* (RTP) permet de transmettre heure par heure au consommateur les variations du prix du kWh sur le marché de gros.
- (4) Le *Peak Time Rebate* (PTR) se différencie des autres tarifs car son principe n'est pas de faire payer un surcoût pour les consommations en pointe. Il consiste à rémunérer les réductions de consommation sur ces périodes par rapport à une courbe de charge de référence.
- (5) La tarification progressive ou *Inclining Block Rate* (IBR) est une tarification différente des précédentes car elle est conçue pour réduire la quantité globale d'électricité consommée. Comme son nom l'indique, la tarification progressive va appliquer un prix unitaire progressivement croissant en fonction des quantités consommées, réparties en tranches ou en blocs (Crampes et Lozachmeur, 2012; Ito, 2012).

La généralisation de ces tarifs est sous-jacente à l'équipement des sites en compteurs intelligents. En effet, l'usage horaire de l'électricité se doit d'être mesuré, enregistré et facturé au prix prévu par le tarif. Au côté des compteurs intelligents, les *smart technologies* se développent pour à terme créer des espaces intelligents capables de gérer leurs besoins électriques de manière optimale, via par exemple des programmes de gestion à distance ou *Direct Load Control* (DLC). L'utilisation simultanée de plusieurs instruments génère les résultats les plus prometteurs. Associer une DLC aux différents modèles tarifaires permet de maximiser les gains obtenus par rapport à l'application seule des tarifications dynamiques (Borenstein, 2002). Cette DLC permet notamment de minimiser les risques liés aux effets rebond et report en assurant une reconexion diffuses des charges effacées.

## 1.2 L'efficacité énergétique liée à la réduction effective des charges : résultats de la littérature

La diffusion de l'information est un élément critique dans la réussite d'un programme de *Demand Response*. Cette diffusion peut être soit directe, soit indirecte. Une diffusion directe peut être définie comme « immédiate à partir du compteur ou d'une interface de contrôle » (Darby, 2006). Les études les plus récentes ont cherché à analyser l'impact sur les consommations de la présence d'interfaces (*In Home Displays* - IHD), qui communiquent les données de variation de prix et de consommation en temps réel. La revue de littérature réalisée par McKerracher et Torriti (2012), qui reprend les résultats de nombreuses études sur le sujet, donne une fourchette de réduction de la charge

attribuable à l'information directe comprise entre 3 et 15 %, toutes études confondues. Leur propre étude basée sur l'analyse de 33 pilotes récents conclut à un effet de réduction compris entre 3 et 5 %. L'étude de Faruqui et al (2010a) révèle quant à elle que son impact oscillerait entre -1,8 et -6,7 %<sup>3</sup>. En ce qui concerne la combinaison « IHD + tarification », les études montrent la difficulté à associer la baisse de la charge observée à l'une ou à l'autre des incitations. Le pilote mené par Hydro One en Ontario, qui associait « IHD + ToU », a révélé que sur la réduction moyenne de la charge de 7,3 %, 4,3 % étaient attribuables à l'IHD, soit plus de la moitié. Ces conclusions se démarquent fortement de celle obtenue avec une transmission indirecte de l'information (sur facture, brochure ou mailing). En effet, les résultats obtenus lors des expérimentations montrent une réduction des charges très contrastée. Testée en Californie, l'information indirecte des consommateurs n'a pas été en mesure d'induire de réduction de la charge (Faruqui et Wood, 2008). D'autres études indiquent un résultats positifs, entre 0 et 10% (Darby, 2006) ou proche de 3% ou 7% (Wood et Newborough, 2003; Dulleck et Kaufmann, 2004). Ces expériences laissent à penser qu'une bonne campagne d'information peut potentiellement diminuer la demande sans pour autant tenir compte des effets de pointe.

Les études menées par Faruqui et Wood (2008) et Wolak (2006) sur les pilotes californiens ont révélé que la tarification avec signal d'urgence (CPP et PTR) a un impact deux à douze fois plus important en moyenne qu'un tarif ToU sur la réduction des pointes. Les réductions de la charge sous ces tarifs ont ainsi été comprises entre -4,2 et -5,9 % en heures pleines avec le ToU, -8,1 à -15,8 % pour les CPP et PTR testés sans pilotage et jusqu'à -51% % pour le CPP avec DLC. L'étude menée par Faruqui et Sergici. (2010), qui a regroupé les résultats de 28 expérimentations de tarifs dans le cadre de 15 pilotes, a permis d'arriver à des résultats similaires. Cette étude indique que la réduction moyenne de la charge avec un ToU est de 4 %. Des résultats plus élevés, 13 et 17 % ont pu être générés par des tarifications plus complexes de type PTR et CPP respectivement. La différence observée entre CPP et PTR tend à indiquer que le CPP est un schéma tarifaire plus incitatif aux yeux des consommateurs pour adapter leur consommation en pointe qu'un PTR. L'étude menée par Baltimore Gas & Electric Company illustre ce fait. Elle montre en effet que les résultats obtenus avec le tarif CPP sont 11 % supérieurs à ceux obtenus avec un PTR (Sergici et Faruqui, 2011).

Enfin, l'utilisation de technologies avancées comme les *smart thermostats* couplées aux interfaces informationnels s'est révélée indispensable pour induire les réductions de charge les plus significatives. Cette combinaison a permis de doubler les réductions moyennes en période de pointe obtenues avec un CPP et de multiplier par six les réductions moyennes en pointe obtenues avec un tarif ToU (-36 % et -26 % respectivement) (Faruqui et Sergici, 2010).

D'autres études se sont attachées à évaluer la tarification en temps réel sur les consommateurs de détail. Théoriquement, cette tarification est sans doute la plus efficace car elle permet d'une part de tarifier les consommateurs au plus proche du prix de marché (coût de la centrale de production marginale). En conséquence, son application à l'ensemble des sites de détail permettrait d'atteindre l'allocation optimale sans perte de surplus (Chao, 2010).

Empiriquement, de nombreux modèles ont tenté de déterminer les bénéfices de court et long terme de cette tarification, principalement en termes de réduction des prix sur le marché (Borenstein, 2005 ; Borenstein et Holland, 2005 ; Holland et Mansur, 2006 ; The Brattle Group, 2007). Les conclusions majeures qui en ressortent sont que la tarification au RTP entraîne vraisemblablement une réduction des pointes de l'ordre de 4 % (Holland et Mansur, 2006). Cependant, ces études montrent d'une part qu'elle se doit d'être appliquée à une certaine masse critique de consommateurs pour être le plus efficace. D'autres parts, un effet report significatif, c'est-à-dire une augmentation substantielle de la consommation en période de base, est apparue, effet potentiellement capable de compenser les gains économiques liés à la réduction des consommations de pointes. Coupler au RTP une technologie de gestion de la charge et l'envoi d'informations est un moyen de dépasser cette limite et de contenir la perte d'efficacité induite par l'augmentation des consommations en base. L'automatisation permet aux

---

<sup>3</sup> L'étude cite deux résultats supérieurs à ceux mentionnés (-18 % et -13 %). Cependant, ils ne sont pas repris ici car soit le pilote était inachevé au moment de la rédaction, et donc les données non arrêtées, soit la réduction n'était pas corrigée du climat alors que les résultats du pilote étaient comparés avec la consommation des mêmes participants un an auparavant.

consommateurs de définir un prix seuil au-delà duquel leur disposition marginale à payer est nulle et de laisser à leur opérateur le soin de gérer leurs consommations automatiquement en temps réel. Cette combinaison a été testée dans le cadre du pilote mené en Autriche (Olmos et al. 2010). Ce pilote a révélé que le RTP avait un impact deux fois plus élevé les jours de forte consommation que les jours de moindre stress (10 % et 5,3 % respectivement). La combinaison « RTP + pilotage » a permis de faire passer ces résultats à -7,3 % en période de moindre stress et à -16,2 % en période tendue. La combinaison « DLC + RTP » est également mise en avant par Borenstein (2005) pour qui ce type de tarification n'est efficace qu'en présence de réactivité effective des consommateurs, réactivité qui est exacerbée par la présence de *smart technologies*. Faruqui et al. (2007) voient dans les DLC un outil très efficace pour optimiser les consommations. Généraliser la tarification dynamique à l'ensemble des consommateurs avec un choix d'adoption de *smart technologies* « au moindre coût » pourrait selon cette étude réduire la pointe américaine de 11,5 %. Doter en plus les consommateurs de la meilleure technologie disponible aurait potentiellement un impact de réduction de la pointe de 22,9 %. La méthodologie d'estimation de cette étude a été reprise pour le marché européen (Faruqui et al., 2010b). Si cette étude n'a pas été en mesure d'estimer les gains économiques de court terme de la DR, elle indique toutefois que l'Europe est en mesure de réduire de manière réaliste sa demande en pointe de 8 à 10 % avec une tarification seule. L'adoption de technologies de gestion de la charge couplées à la tarification dynamique permettrait de réduire la pointe de 12 à 19 %.

La généralisation du RTP est en mesure d'avoir un impact important de long terme sur la composition du mix. Les capacités de pointe installées aux Etats-Unis pourraient être diminuées de 30 à 60 % si respectivement 1/3 ou l'ensemble des consommateurs était au RTP (Borenstein et Holland, 2005).

Cependant, la généralisation de ce tarif est souvent présenté comme difficile. En effet, cette tarification est complexe et peut apparaître risquée pour de nombreux consommateurs. A cet effet, de nombreux cas d'implémentation témoignent des difficultés à atteindre un nombre suffisant de participants pour réellement améliorer l'efficacité du système (Barbose et al., 2005 ; Navigant Consulting Inc., 2011).

Enfin, en ce qui concerne la tarification IBR, des études empiriques (Ito, 2012) et théoriques (Crampes et Lozachmeur, 2012) démontrent que ce schéma conduit à une consommation sous-optimale et ne permet pas de réduire significativement la demande. Néanmoins, certaines expérimentations tendent à démontrer des résultats positifs. C'est le cas du pilote mis en place par ComEd aux Etats-Unis ou du projet eTelligence qui teste ce tarif en Allemagne. Ces expérimentations permettent de réduire la demande jusqu'à 5,6% et 11% respectivement (EPRI, 2011 ; EWE, 2012).

Tableau 1: Réduction moyenne de la charge en fonction des outils de DR utilisés

Sources bibliographiques	Réduction de la charge	Outil de DR	Période de réduction
Faruqui et Wood (2008)	0%	Information indirecte	Diffuse (base et pointe)
Darby (2006)	0 à 10%	Information indirecte	
Wood et Newborough (2003)	3%	Information indirecte	
Dulleck et Kaufmann (2004)	7%	Information indirecte	
Faruqui et Sergici (2010)	1,8 à 6,7%	Information directe	Pointe
McKerracher et Torriti (2012)	3 à 5%	Information directe	
Darby (2006)	5 à 15%	Information directe	
Faruqui et Sergici (2010)	4%	ToU	Diffuse (base et pointe)
Faruqui et Wood (2008)	4,2 à 5,9%	ToU	
Faruqui et al. (2010b)	5%	ToU	
Holland et Mansur (2006)	4%	RTP	Pointe
Olmos et al. (2009)	5,3 à 10%	RTP	
EPRI (2011)	5,6%	IBR	Diffuse (base et pointe)
EWE (2012)	11%	IBR	
Wolak (2006)	12%	PTR	Pointe
Faruqui et Sergici (2010)	13%	PTR	
Olmos et al. (2010)	7,3 à 16,2%	RTP + DLC	Pointe
Faruqui et Wood (2008)	8,1 à 15,8%	CPP	Pointe
Faruqui et Sergici (2010)	17%	CPP	
Faruqui et al. (2010b)	20 à 30%	CPP	
Faruqui et Wood (2008)	27,2 à 51%	CPP + DLC	Pointe

Comme le montre le tableau 1, les résultats sont encourageants. Les mesures de DR prise dans les pilotes, à quelques exceptions près, ont toutes été suivies de réductions significatives des consommations. Cependant, ces études ne permettent pas d'apprécier l'effet d'un report des effacements, ni les coûts subis par les opérateurs ou les consommateurs pour la mise en place de ces outils de DR.

### 1.3. Des gains mais aussi des coûts

De nombreux auteurs ont indiqué que la DR pouvait entraîner des gains significatifs le long de la chaîne électrique (Borenstein, 2002; Borenstein et al., 2002; Borenstein, 2005; Chao, 2010; Faruqui et al., 2007; Haney et al., 2009; Hogan, 2009). Ces gains sont principalement liés à la réduction des consommations de pointe et donc des prix durant ces périodes. Faruqui et al. (2007) estiment à 5 % la réduction probable de la pointe américaine sous l'hypothèse d'un déploiement significatif de la technologie DLC et des tarifications dynamiques. Ces 5 % représentent des gains compris entre 8 et 13 milliards de dollars par an, dont 5 à 10 milliards proviennent de la réduction du prix de l'énergie. La différence représente les gains de long terme tirés des investissements évités en nouvelles capacités de production et de transport-distribution (Strbac, 2008). D'autres gains viennent se rajouter à ces derniers, comme les gains en efficacité environnementale, les productions de pointe effacées étant généralement les plus émettrices de gaz à effet de serre, ou encore une meilleure intégration des énergies renouvelables (Strbac et al., 2006; Hesser et Succar, 2011), ainsi que les gains en utilité et surplus pour les consommateurs grâce aux économies d'énergie et à la diminution du montant des factures payées (Haney et al., 2009).

Les gains sont susceptibles d'être significatifs. Cependant, l'équilibre coût/bénéfice n'est pas assuré avec certitude. Il dépend du coût de déploiement des nouvelles technologies ainsi que des effets de report ou de rebond qui peuvent être observés à la suite des effacements.

D'une part, les coûts de déploiement des réseaux intelligents (compteurs intelligents, *smart technologies*) et des outils de DSM sont à la hauteur des bénéfices espérés. Les coûts de déploiement des compteurs intelligents pour chaque consommateur est estimé aux Etats-Unis entre 95 et 600\$ (Faruqui et al., 2010b; Gyamfia et Krumdieck, 2013). En Californie, le régulateur a autorisé une dépense de 4 milliards de dollars pour le remplacement de 10,5 millions de compteurs. Faruqui et al. (2010b) ont estimé les coûts de déploiement complet à 51 milliards d'Euros pour l'Europe. Rious et al. (2012) estiment le déploiement des 30 millions de compteurs intelligents en France dans une fourchette allant de 4 à 8 milliards d'Euros. Ces coûts de déploiement justifient la recherche sur l'ensemble des maillons de la chaîne électrique des gains potentiels et attribuables à ces nouveaux investissements (développement d'une DSM efficace, insertion des énergies renouvelables, fiabilité du réseau, réduction des tensions sur le système, etc.).

D'autres parts, comme le soulignent Schweppe et al. (1988), les consommateurs peuvent répondre à une variation de prix soit par une réduction nette de leur consommation, soit en décalant leurs usages. Or, plus le report de ces usages est important, plus les gains économiques et environnementaux attendus de l'effacement sont susceptibles de se réduire (Rious et al., 2012). Spees et Lave (2007) montrent que les tarifications RTP ont été élaborées par les utilities pour seulement réduire la demande en périodes de pointe, sans gérer les reports sur les autres périodes. Le programme *Peaksaver*® développé en Ontario est une bonne illustration du phénomène de report. Cette expérience consistait à piloter à distance les appareils de climatisation. Son efficacité a été prouvée à la suite de l'observation d'un effacement cumulé de la charge de 64,5 MW. Cependant, il a aussi révélé le risque d'effet rebond de cet effacement, capable de s'élever jusqu'à 42,2 MW sur les quelques heures post événement (KEMA, 2010). Cet effet rebond est un élément déterminant dans l'efficacité des mesures de DSM. Plus un effacement est important, plus le report devra être maîtrisé et étalé sur plusieurs heures. Dans le cas d'un effacement reporté à 100 % en heure creuse, les gains d'efficacité attendus par la mesure DSM peuvent être sérieusement réduits. Il est ainsi possible d'imaginer que la période de reconnexion soit soumise à une incitation supplémentaire, comme par exemple un pilotage (DLC) ou un tarif incitant à ne pas reconnecter subitement les consommations mais plutôt à les étaler dans leur durée.

La section suivante présente un modèle d'équilibre offre/demande entre pays interconnectés. En utilisant la littérature présentée dans cette première section, il montre notamment que des mesures de DSM simples peuvent avoir un impact significatif sur les efficacités énergétiques et environnementales. Les effets des réductions de demande plus importantes, associées à des mesures de DSM plus élaborées, sont corrélés négativement avec les effets rebond ou report que l'on peut observer à la suite des effacements.

## 2. Gestion de la demande et efficacités dans un marché interconnecté

L'union Européenne, suite à la publication du 3<sup>e</sup> paquet Energie-Climat, a établi une série d'objectifs énergétiques et environnementaux pour 2020. L'objectif de la création du marché unique de l'énergie reste toujours l'une des priorités de l'Union Européenne, priorité qui permettra entre autre la minimisation des coûts énergétiques et de converger vers les efficacités productive et allocative maximisant l'allocation des ressources. La maîtrise de la demande est aujourd'hui vue comme un outil contribuant à l'atteinte des objectifs européens, à la fois en termes d'efficacités énergétiques et environnementales. Les autorités publiques et les opérateurs agissent pour promouvoir cette DSM généralement liée à trois effets positifs :

- Sur les efficacités énergétiques et environnementales en favorisant les effacements ou les reports de consommation des périodes de pointe vers les périodes de base généralement corrélées avec des coûts énergétiques et des émissions de CO<sub>2</sub> plus faibles.
- Sur la création du marché intérieur en favorisant les échanges et l'optimisation de l'utilisation des centrales de production les plus efficaces.



- Sur la fiabilité du système grâce à la mise à disposition d'un outil supplémentaire pour gérer les périodes de consommation de pointe et l'intermittence des énergies renouvelables.

L'illustration simple proposée ici étudie l'impact de la DR sur les coûts de dispatching<sup>4</sup> et des émissions de gaz à effet de serre. Nous modélisons cinq pays interconnectés. Chacun de ces pays est doté d'un mix de production particulier avec des avantages comparatifs en termes de coûts<sup>5</sup> (Annexe 1). Dans un souci de simplicité pour la présentation des résultats, nous assimilerons la majorité des pays étudiés à ceux du CWE<sup>6</sup>. Leurs mix de production seront ventilés comme suit :

- Un pays caractérisé par une forte pénétration de l'éolien et du gaz naturel (par exemple l'Espagne).
- Un pays caractérisé par une forte pénétration de la production thermique au gaz (par exemple des Pays-Bas).
- Un pays caractérisé par une forte pénétration de la production thermique au charbon et de l'éolien (par exemple l'Allemagne).
- Un pays caractérisé par une forte pénétration du nucléaire et de l'hydraulique (par exemple la France).
- Un pays caractérisé par une forte pénétration du nucléaire et de la production thermique au gaz (par exemple la Belgique).

Nous supposons l'existence de deux périodes de consommation : une période de pointe (19h) et une période creuse (4h) (Annexe 2).

Le prix d'une tonne de CO<sub>2</sub> sera de 14,18 €/tCO<sub>2</sub><sup>7</sup>. La contribution de chaque filière de production aux émissions de CO<sub>2</sub> est donnée en annexe 3. Le marché des permis d'émission étant peu contraignant et à dominante gratuite, nous considérerons que ce coût ne rentre pas dans les stratégies d'offre (coûts marginal de production) des producteurs. Une étude de sensibilité (Annexe 5) au prix de la tonne de CO<sub>2</sub> montre que l'introduction de ces prix dans les stratégies d'offre ou une modification de ce prix ne modifie pas nos résultats. En effet, les *merits orders* que nous considérons ne sont que peu impactés par l'introduction des prix de CO<sub>2</sub> dans les coûts marginaux de production<sup>8</sup>.

Les différents pays recherchent à minimiser le coût de dispatching qui permet d'équilibrer l'offre et la demande. Cette situation se rapproche de celle dans laquelle un opérateur de marché cherche à optimiser l'efficacité productive, en optimisant le coût de dispatching des différentes énergies disponibles. Le programme d'optimisation est donc ici de minimiser les coûts variables<sup>9</sup> de production pour chaque pays (Eq. D1), en fonction des quantités produites pour satisfaire la demande interne et les exportations, tout en respectant plusieurs contraintes. La première contrainte (Eq. D2) stipule que la production d'une technologie *i* dans un pays *j* ne peut excéder la capacité disponible. La seconde (Eq. D3) que les échanges satisfont les contraintes d'interconnexions. La troisième (Eq. D4) constitue l'équilibre offre/demande du pays *j* considéré.

---

<sup>4</sup> Le coût total de dispatching sera la somme des coûts variables totaux de toutes les technologies appelées dans le *merit order* pour satisfaire la demande.

<sup>5</sup> Le coût de production est une information privée des entreprises. Par conséquent, il est difficilement observable ou calculable. Ce coût sera donc une approximation en fonction des données publiques disponibles liées aux coûts variables pour chaque pays. Les valeurs restent des estimations propres aux auteurs.

<sup>6</sup> Catégorisation ENTSO-E se référant aux pays de la zone *Central West Europe*.

<sup>7</sup> Valeur Bluenext du 17/01/11 correspondant à la période de consommation de notre étude.

<sup>8</sup> Des prix du CO<sub>2</sub> extrêmement élevés (600€/tCO<sub>2</sub>) seraient nécessaires pour impacter les résultats présentés dans cet article.

<sup>9</sup> Minimiser le coût total de production conduirait aux mêmes résultats en termes d'insertion des technologies dans l'ordre de mérite.

Le programme s'écrit :

$$\underset{x_{ij}, x_{ijk}}{\text{Min}} (\sum_i \sum_j c_{ij} \cdot x_{ij} + \sum_i \sum_j \sum_{k \neq j} c_{ij} \cdot x_{ijk}) \quad \text{Eq. (D.1)}$$

$$s/c \begin{cases} x_{ij} + \sum_k x_{ijk} \leq \alpha_i K_{ij}, \forall i, j & \text{Eq. (D.2)} \\ \sum_i \sum_{k \neq j} x_{ijk} \leq Cl_{jk}, \forall j & \text{Eq. (D.3)} \\ \sum_i x_{ik} + \sum_i \sum_j x_{ijk} = C_k, \forall k \neq j & \text{Eq. (D.4)} \end{cases}$$

Avec :

- $c_{ij}$  le coût marginal constant de production de la technologie  $i$  dans le pays  $j$  ;
- $x_{ij}$  la quantité produite par la technologie  $i$  dans le pays  $j$  ;
- $x_{ijk}$  la quantité produite par la technologie  $i$  dans le pays  $j$  et exportée vers le pays  $k$  ;
- $K_{ij}$  la capacité de production disponible de la technologie  $i$  dans le pays  $j$  ;
- $\alpha_i$  la part de production disponible pour la technologie  $i$  lorsque les capacités  $K_{ij}$  sont installées ;
- $Cl_{jk}$  la capacité d'interconnexion entre les pays  $j$  et  $k$  ;
- $C_k$  la consommation du pays  $k$ .

Lorsque les équilibres pour la fourniture de l'énergie seront calculés, les mesures de DSM pourront être analysées. Chaque taux de DR sera calculé de manière à modifier la centrale marginale de chaque marché ou à maximiser les exportations en fonction de l'efficacité des technologies. L'analyse se concentrera ensuite sur deux cas se distinguant par la présence ou l'absence de report de la consommation effacée en période de base (effet report) ou durant une période connexe à celle de l'effacement (effet rebond). La comparaison des différentes situations se réalisera sur la base du coût agrégé calculé comme la somme du coût total de dispatching de l'énergie produite et du coût total des émissions de  $\text{CO}_2$  pour les deux périodes de consommation étudiées.

Pour simplifier l'étude, nous effectuerons quelques hypothèses simplificatrices :

- Toute la demande est servie en passant par un marché confrontant l'offre et la demande.
- Le coût marginal de production pour chaque technologie de chaque pays sera supposé constant.
- La capacité installée ne peut être totalement produite. Des facteurs de production disponibles en fonction de la capacité installée  $K_{ij}$  de la technologie  $i$  seront pris en compte (annexe 3).
- Le coût lié aux centrales qui seront remplacées par la maîtrise de la demande n'est pas pris en compte.
- Le prix d'utilisation des capacités d'interconnexion est supposé nul.
- Nous considérerons un effacement qui est entraîné par une réponse volontaire de la demande à un signal (prix, informationnel ou piloté à distance par un fournisseur ou gestionnaire de réseau). Nous ne considérerons pas le cas de la valorisation de cet effacement en dehors des gains en efficacité productive et environnementale.
- Les coûts de DSM seront supposés croissants à taux croissants en fonction de la complexité des mesures mises en place (mesures informationnelles moins coûteuses que les tarifications dynamiques « simples » - ToU, IBR, – elles-mêmes moins coûteuses que les tarifications plus complexes et potentiellement plus efficaces – PTR, CPP, RTP, pilotage des charges).

## 2.1. Les mesures de Demand Response en pays isolés

En l'absence d'interconnexion, chaque pays dispose uniquement de ses propres capacités de production pour réaliser l'équilibre offre/demande de son marché. Les technologies de production

marginales appelées aux heures de pointe et creuses sont listées dans le tableau 2. Dans ce contexte, deux groupes se démarquent. Le premier est constitué de l'Espagne, des Pays-Bas et de l'Allemagne. Leurs capacités installées et disponibles (notamment thermiques) sont suffisamment importantes pour satisfaire leur consommation. Cependant, la production se réalise aux dépens des objectifs climatiques avec un Méga-Watt-heure très carboné. Le second groupe est constitué de la France et de la Belgique qui sont en situation tendue car ces pays utilisent la totalité de leurs moyens de production disponibles. La Belgique connaît un déficit de puissance et n'équilibre pas son marché.

**Tableau 2 : Résultats de l'équilibre offre/demande - Pays isolés**

	Coût marginal de production à 19h (€/MWh)	Coût marginal de production à 4h (€/MWh)
Espagne	27 (gaz)	27 (gaz)
Pays-Bas	16 (gaz)	16 (gaz)
Allemagne	32,5 (charbon)	32,5 (charbon)
France	147 (fioul)	5 (nucléaire)
Belgique	Indéterminé (VOLL <sup>10</sup> )	17,6 (gaz)

Cette situation de référence nous permet de constater que tous les pays ont un intérêt à appliquer des mesures de maîtrise de la demande, les uns pour réduire leur impact climatique, les autres pour détendre leur système électrique.

### **2.1.1. Les mesures de *Demand Response* pour détendre le système électrique**

Des effacements de 2 à 10% en France et en Belgique permettent de réduire significativement les coûts agrégés et de minimiser les risques de surcoûts liés à l'effet de report. En effet, La France ne fait plus appel à ses centrales au fioul pour une faible DR (autour de 2%) ni à ses centrales au gaz pour une DR plus élevée (autour de 10%). Le report des consommations effacées en période creuse permet de conserver la production nucléaire comme centrale marginale et ne modifie pas le coût marginal de production ni le niveau des émissions de CO<sub>2</sub>. En revanche, une DR plus importante entraîne certes un gain supplémentaire en période de pointe mais le report nécessite la mise en fonctionnement de centrales au charbon ou au gaz pour servir la demande. Ce supplément de production aura pour conséquence une augmentation à la fois du coût marginal de production et une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> en période creuse. Ce surcoût compensera en partie les gains obtenus lors des effacements de pointe.

La Belgique connaît une situation plus préoccupante car seule, elle ne peut satisfaire son équilibre en pointe (Tableau 2). Un effacement de la demande de 5 % permet d'équilibrer le marché. L'effacement le plus efficace se situe autour de 13 % de la demande. En effet, cet effacement permet de conserver des gains importants en termes d'efficacité, même en cas de reconnexion des charges. Cela est dû au fait que les centrales d'extrême pointe au fioul ne produisent plus en période de pointe, réduisant ainsi le coût de l'énergie. De plus, la reconnexion n'impacte que faiblement le coût de l'énergie et des émissions aux heures creuses (une faible production au charbon est appelée). Un effacement plus élevé permet de diminuer le coût de l'énergie et les émissions de CO<sub>2</sub>. Son report en totalité à une heure creuse n'est cependant pas efficace car les centrales en fonctionnement sont alors thermiques aux coûts très élevés.

Un effacement permet donc d'améliorer l'efficacité productive et environnementale. Cependant, la stratégie d'effacement maximal n'est optimale qu'avec une faible reconnexion. Elle ne

<sup>10</sup> Coût de défaillance (ou *Value Of Lost Load*).

l'est plus forcément si la charge effacée est reconnectée ensuite en totalité. La mise en place d'un effacement de 2 à 10 % de la consommation peut être efficace et ne demande pas la mise en place d'instruments évolués. En effet, une bonne transmission de l'information permet d'arriver à ce résultat (Faruqi et al., 2010a). En revanche, un effacement plus conséquent nécessite la mise en place de mesures plus complexes (couplage de tarifications CPP ou RTP aux outils informationnels ou de pilotage). Sachant que les productions effacées le sont par ordre décroissant de coûts et d'émissions, les gains liés aux effacements sont croissants à taux décroissant. Des mesures plus complexes et intuitivement plus coûteuses sont susceptibles de conduire à des surcoûts, le gain marginal lié à l'effacement étant inférieur au coût marginal de sa mise en place.

### **2.1.2. Les mesures de *Demand Response* pour améliorer l'efficacité environnementale**

L'Espagne, l'Allemagne et les Pays-Bas disposent de capacités de production disponibles importantes par rapport à leur demande de pointe. Cela leur permet de satisfaire leur équilibre offre/demande, mais au prix d'un MWh très carboné. Réduire la consommation pour modifier l'ordre de mérite et réduire le coût marginal de l'énergie semble ici de faible portée en raison de l'ampleur du parc thermique. Cependant, il s'en suit que toute diminution de la demande se traduit directement par une réduction des coûts énergétiques et environnementaux. Tout report de ces effacements à des périodes creuses réduit ces bénéfices, la centrale marginale de production aux heures creuses étant également thermique. Les outils simples permettant de réduire la demande globale peuvent être utilisés (ToU, IBR, information directe), tout comme des outils plus développés réduisant fortement la demande de pointe (CPP, RTP et DLC). Dans ce dernier cas, les effets rebond et report doivent être minimisés par une reconnexion diffuse des charges effacées.

Une modification du mix de production d'un de ces pays change cependant cette intuition. Par exemple, un scénario d'absence du nucléaire en Allemagne introduit dans le *merit order* les centrales au fioul et au gaz. Un effacement autour de 4 % pour éviter l'appel des centrales au fioul (la centrale marginale de pointe devient le gaz) et autour de 14 % pour, en supplément, ne pas recourir aux centrales au gaz (la centrale marginale de pointe devient le charbon) peut s'avérer bénéfique. De tels taux de DR même reportés permettent de réduire les coûts, notamment énergétiques. Les outils à disposition sont ici les mêmes que ceux pour gérer les effacements de pointe. Un effacement autour de 14% peut nécessiter la mise en place d'un pilotage de la demande avec tarification dynamique et système informationnel performant. Pour palier à la sortie prévue du nucléaire, l'Allemagne mise notamment sur le développement des énergies renouvelables. Des mesures de DSM ambitieuses permettent de plus de gérer une partie de l'intermittence de ces nouvelles productions.

Tableau 3: Stratégies de DR et objectifs énergétiques ou environnementaux

Enjeux	Pays	Objectifs	Taux de DR	Solutions de DSM
Flexibilité du système	Belgique	Fiabilité, équilibre du système	5% à 13%	DLC
	France	Modification de la centrale marginale	2% à 10%	ToU, PTR, CPP, Information directe
	Allemagne sans nucléaire	Modification de la centrale marginale	4% à 14%	ToU, PTR, CPP, Information directe
Efficacité environnementale	Allemagne avec nucléaire	Réduire la production pour diminuer les émissions de CO <sub>2</sub>	Maximal	IBR, Information directe, ToU
	Espagne			
	Pays-Bas			

### 2.3. La présence d'un marché interconnecté sans limite de capacités

Nous introduisons ici la possibilité pour chaque pays d'échanger les quantités qu'il désire avec ses pays voisins. Le *merit order* européen fait émerger les centrales au charbon allemandes (avec un coût marginal de production de 32 €/MWh) pour satisfaire la demande agrégée en période de pointe. Les cycles combinés au gaz allemands (coût marginal de production de 24 €/MWh) assurent l'équilibre en période creuse.

Les coûts peuvent être améliorés et optimisés avec une gestion de la demande active. Les centrales marginales étant thermiques, tout effacement avec un report maîtrisé est bénéfique pour la collectivité. Pour réduire le coût de la centrale marginale, la diminution nécessaire de la demande serait de 18 % dans une situation où l'Allemagne conserve son parc nucléaire pour permettre à la fois de réduire le coût de l'énergie (la centrale marginale devient alors le gaz espagnol pour un coût marginal de 27 €/MWh), mais aussi une baisse significative des coûts des émissions. Pour atteindre ce niveau d'effacement, les pays peuvent collectivement se partager l'effort de réduction. La mise en place de systèmes informationnels performants, d'outils incitatifs (tarification CPP ou PTR) ainsi que du pilotage des charges par les fournisseurs ou les gestionnaires d'infrastructures, s'avère nécessaire pour que chacun réduise de 18 % sa demande en pointe. Là où certaines stratégies individuelles pouvaient se contenter de ne mettre en place que des mesures de base pour réduire ou effacer la demande, la stratégie collective devient d'investir directement dans des systèmes complexes pour créer et gérer ces effacements. Les gains en efficacité sont bien entendu plus importants que dans la situation d'isolement.

Le report des consommations effacées aux heures creuses créera un surcoût en termes d'énergie mais pas nécessairement en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>, les productions thermiques au gaz étant alors marginales. Ici encore, les stratégies d'effacement sont d'autant plus profitables qu'il existera une gestion temporelle ou quantitative des reconnections pour éviter un supplément de production thermique aux heures creuses.

Les résultats obtenus changent substantiellement dans un scénario où le nucléaire allemand est absent. Des niveaux plus faibles de DSM (2 à 6%) permettent d'assurer des gains significatifs en effaçant les différentes productions au charbon, les centrales au charbon allemandes devenant marginales. Les effets de report ne modifient pas le *merit order* des heures creuses (centrales thermiques espagnoles au gaz) ; les gains en efficacités énergétiques et environnementales sont donc conservés. En revanche, des effacements plus élevés et reportés n'entraîneraient que des gains

marginaux décroissants, le report se traduisant par le recours retrouvé aux centrales thermiques au charbon en période creuse.

L'existence d'interconnexions illimitées améliore les efficacités productive et environnementale par rapport aux situations contraintes par des interconnexions limitées. Cependant, des efforts d'effacement plus importants sont nécessaires pour modifier les centrales marginales de production. Lorsque les parcs sont carbonés, alors le report de l'effacement se doit d'être maîtrisé pour conserver les gains réalisés en période de pointe.

## 2.4. Efficacité, maîtrise de la demande et capacités d'interconnexion limitées

Nous introduisons ici des contraintes sur les échanges entre les différents pays. Ces contraintes sont matérialisées par les capacités d'interconnexion disponibles en annexe 4. Ces contraintes modifient les productions appelées dans chacun des pays étudiés. Nous analyserons à nouveau à l'aide de ces nouveaux équilibres les politiques de DR qui permettent d'améliorer le coût agrégé composé du coût total de dispatching de l'énergie et du coût total des émissions de CO<sub>2</sub>.

### 2.4.1. Le modèle de base sur deux périodes de consommation

En période de pointe, seuls l'Allemagne et les Pays-Bas sont couplés, de même que la France et la Belgique, les capacités d'interconnexion n'étant pas saturées. Les coûts sur ces quatre marchés seront respectivement le coût de la centrale marginale allemande, à savoir le charbon à 32 €/MWh, et le coût de la centrale marginale française, à savoir le gaz à 41 €/MWh (Tableau 4). Le marché espagnol est découplé, les échanges saturant ses interconnexions.

**Tableau 4: Coût marginal de l'énergie avec capacités d'interconnexion limitées**

Période	Pays	Coût marginal (€/MWh)	Technologie	Echanges
Pointe	Espagne	27	Gaz	Exportation de 1 300 MWh vers la France
	Pays-Bas	32	Charbon allemand	Exportation de 1 716 MWh vers l'Allemagne et de 2 400 MWh vers la Belgique
	Allemagne	32	Charbon	Exportation de 2 700 MWh vers la France et Importation de 1 716 MWh des Pays-Bas
	France	41	Gaz	Importation de 1 300 MWh d'Espagne, de 2 700 MWh d'Allemagne et de 561 MWh de Belgique
	Belgique	41	Gaz français	Importation de 2 400 MWh des Pays-Bas et exportation de 561 MWh vers la France
Base	Espagne	27	Gaz	Importation de 500 MWh de la France.
	Pays-Bas	16	Gaz	Exportation de 3 850 MWh vers l'Allemagne et de 2 400 MWh vers la Belgique
	Allemagne	32	Charbon	Importation de 3 200 MWh de la France et de 3 850 MWh des Pays-Bas
	France	18	Gaz belge	Exportation de 500 MWh vers l'Espagne, de 3 200 MWh vers l'Allemagne et de 1534 MWh de Belgique
	Belgique	18	Gaz	Importation de 2 400 MWh des Pays-Bas et de 1534 MWh de la France

## 2.4.2. Les mesures de maîtrise de la demande

Les mesures de maîtrise de la demande améliorent l'efficacité productive et environnementale dans tous les pays lorsque les effets de report sont nuls. Les pays possédant un parc de production principalement thermique (Espagne, Pays-Bas et Allemagne) connaîtront un lien croissant entre maîtrise de la demande et efficacités, notamment par une amélioration de l'efficacité environnementale. Un report de consommation effacera ces gains, les centrales fonctionnant aux heures creuses étant thermiques et les contraintes d'interconnexion généralement saturées. En revanche, les autres pays (France et Belgique) utilisent un parc beaucoup plus diversifié pour satisfaire leur consommation. La maîtrise de la demande est susceptible de diminuer le coût de l'énergie en modifiant les centrales marginales appelées, mais aussi le coût des émissions lorsque les centrales effacées sont thermiques. Nous allons ici étudier le cas où la France, les Pays-Bas et la Belgique effectuent simultanément plusieurs types d'efforts de maîtrise de la demande (Tableau 5). L'Espagne et l'Allemagne ont intérêt à réaliser un maximum d'efforts chez eux pour diminuer le poids de la production thermique. Ces pays seront malgré cela toujours importateurs. Leur DSM ne bénéficiera qu'à eux seuls, sans modifier les stratégies des autres pays. Pour cette raison, nous ne considérons pas d'effort de leur part. La France et la Belgique ont des incitations à maîtriser leur demande de pointe pour réduire les tensions sur les équilibres offre/demande. Les Pays-Bas, par une meilleure maîtrise de leur demande interne, peuvent augmenter leurs exportations, améliorant ainsi les efficacités énergétiques et environnementales globales.

**Tableau 5: Scénarios de maîtrise de la demande**

Pays	Maîtrise de la demande (%)			
	Effort faible	Effort moyen	Effort fort	Effort très fort
Pays-Bas	4,36	6,8	12,68	12,68
France	4,12	11,6	13,82	16,91
Belgique	7,31	9,28	14	14

Les interconnexions jouent un rôle central sur l'efficacité énergétique et par ricochet sur l'efficacité environnementale. En effet, sans report des consommations effacées, l'Espagne et les Pays-Bas ne sont pas impactés par les politiques adoptées par les autres pays : l'Espagne car ses interconnexions sont en permanence saturées, et les Pays-Bas car les exportations se substituent aux mesures nationales de maîtrise de la demande. En revanche, pour les autres pays, toutes les modifications de la structure de consommation d'un pays se répercutent sur les efficacités énergétiques et environnementales des autres par l'intermédiaire des échanges.

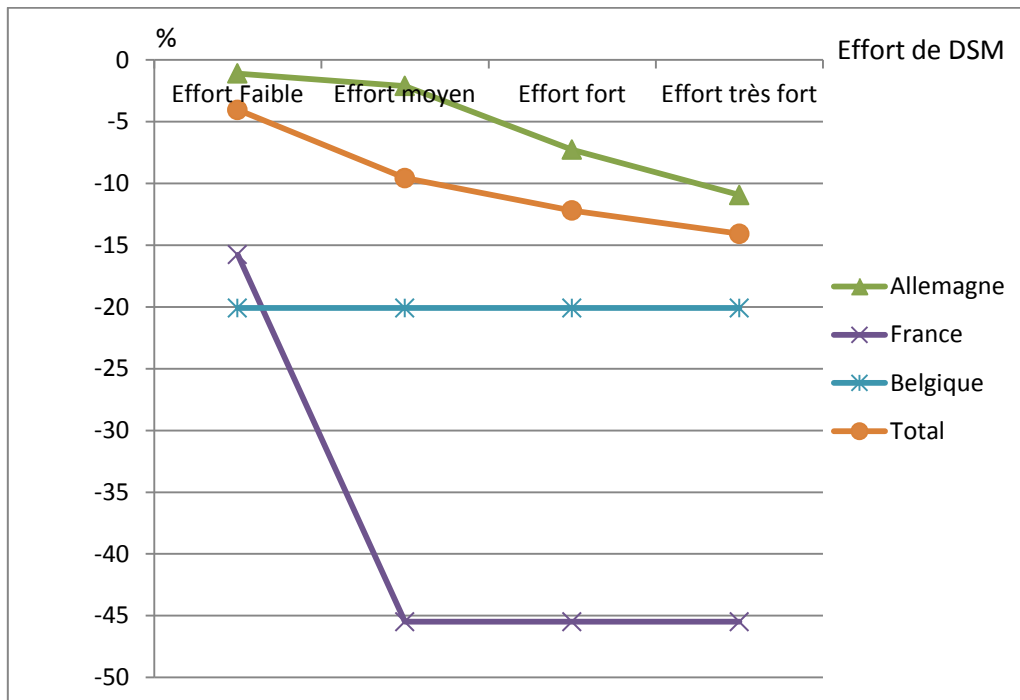
Un faible effort de maîtrise de la demande en France, en Belgique et aux Pays-Bas entraîne une augmentation des importations en Allemagne et une baisse de sa production au charbon. L'effort des Pays-Bas se transfère vers une production supplémentaire disponible qu'elle peut exporter vers l'Allemagne. A l'aube de ce résultat, les efforts des pays limitrophes peuvent contribuer au succès de la sortie du nucléaire annoncée par l'Allemagne.

Un effort faible en France permet de diminuer significativement le coût de l'énergie car les centrales marginales deviennent le charbon au lieu du gaz. Les importations de la Belgique augmentent, ce qui contribue, avec la maîtrise de la demande, à modifier les centrales marginales françaises. La centrale marginale de production devient le charbon français à 35 €/MWh pour les marchés belge et français. La Belgique peut de plus exporter davantage en raison des politiques de maîtrise de la demande qu'elle met également en place. En effet, tout comme les Pays-Bas, elle trouve un intérêt à exporter plutôt qu'à diminuer sa production, les marchés belges et français étant couplés (les interconnexions ne sont pas saturées). Ces exportations créent certes des coûts énergétiques et environnementaux supplémentaires, mais aussi un gain lié à l'amélioration collective de l'efficacité productive et au revenu d'exportations.

Les interconnexions entre la Belgique et la France ainsi qu'entre les Pays-Bas et l'Allemagne ne sont pas saturées en période de pointe. Les marchés belge et français sont donc couplés, de même que les marchés néerlandais et allemand. Le coût de la centrale marginale de production passe donc de 41 €/MWh à 35 €/MWh pour les Belges et les Français (centrale au charbon française) et reste stable à 32 €/MWh pour les Néerlandais et les Allemands (centrale au charbon allemande). L'Espagne reste isolée par la saturation des interconnexions. Le coût de production de la centrale marginale reste de 27 €/MWh (gaz).

La maîtrise de la demande énergétique permet d'améliorer l'efficacité énergétique et environnementale de chaque pays lorsque les consommations effacées ne sont pas reportées. Une maîtrise de la demande de 4 à 16 %, selon le niveau d'effort (de faible à très fort), permet d'améliorer significativement les efficacités énergétiques et environnementales. Les réductions du coût agrégé oscillent entre 5 et 15% sur les deux périodes étudiées (Figure 1). Ce résultat est intuitif car les consommations effacées ne sont pas reportées. Par conséquent, les échanges et la diminution de consommation optimisés permettent une meilleure efficacité. L'Allemagne, sans réaliser d'effort, bénéficie des mesures prises par ses pays voisins en important de l'énergie qui se substitue à ses centrales au charbon fortement émettrices. Ces résultats mettent en avant le fait que tous les pays n'ont pas nécessairement besoin d'adopter les mêmes mesures pour atteindre des résultats significatifs au niveau global. En effet, une bonne information aux Pays-Bas est susceptible de conduire à une réduction suffisante de la demande. En revanche, la France et la Belgique peuvent miser sur des mesures plus importantes, comme la tarification au CPP ou le pilotage des charges. Cependant, toute mesure de maîtrise de la demande augmentant l'efficacité, le passage par une bonne gestion de l'information ou un ToU (effort faible à moyen) permet déjà d'augmenter significativement les efficacités (diminution du coût agrégé de 1,5 à 45% selon les pays). Des mesures supplémentaires permettent certes une augmentation supplémentaire des efficacités mais à taux décroissants.

**Figure 1 : Evolution du coût agrégé – Périodes de pointe et creuse (sans report des consommations)**



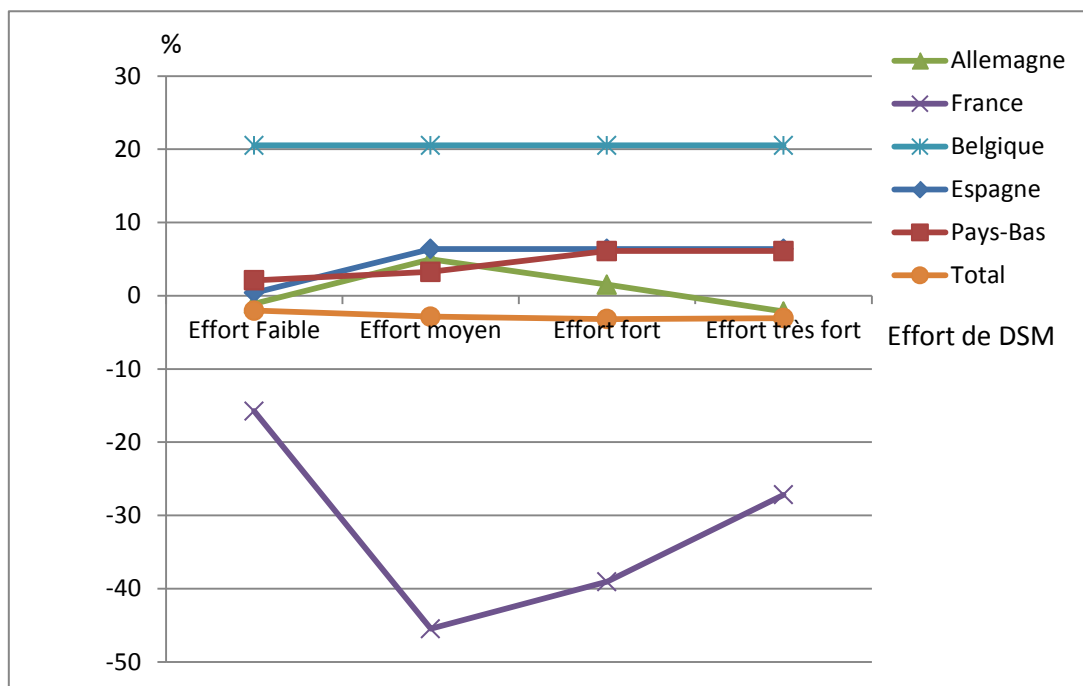
Le report de la totalité des consommations effacées à une période creuse ne remet pas en cause l'impact positif de la maîtrise de la demande sur les efficacités (Figure 2). Cependant, pour certains pays, les impacts sont négatifs. Une trop grande maîtrise de la demande dégrade leur efficacité par le biais d'une modification des échanges et du report coûteux (Belgique). L'Espagne voit également ses



coûts augmenter car les reports en période creuse la font passer d'importatrice à exportatrice d'énergie. Sa production au gaz est moins coûteuse que les productions de base supplémentaires que ses voisins doivent mettre en place en raison du report. Par conséquent, sa production de base au gaz augmente, ce qui crée une croissance de ses coûts énergétiques et environnementaux. Bien entendu, un revenu lié à l'échange se crée, venant contrebalancer l'effet négatif sur les coûts. Les Pays-Bas se retrouvent dans la même situation. Leurs DSM nationales leur permettent d'exporter davantage de production au gaz, celle-ci étant rendue davantage disponible par la réduction de leur demande. Dès lors, il n'y a aucun gain en termes de coût en période de pointe. En revanche, le report augmente la consommation de base, ce qui de facto crée une croissance des coûts énergétiques et environnementaux, le surplus de demande étant servi grâce à la production thermique au gaz. Ici encore, ces effets négatifs sont contrebalancés par les revenus liés aux échanges.

Comme l'indique la Figure 2, les effets sur les coûts agrégés sont bien entendus diminués par rapport à la situation sans report. Il est également intéressant de noter que globalement la situation la plus efficace sera celle d'un effort faible ou moyen de maîtrise de la demande. En effet, tout effort plus important n'améliore pas la situation, voire la dégrade, le report aux périodes creuses augmentant la production carbonée et les coûts. Ici encore, une bonne diffusion de l'information ou un ToU permettent d'arriver à des résultats significatifs (effort faible à moyen). La complexité des mesures associées à une plus grande maîtrise de la demande (tarification dynamique, pilotage des charges) ne permet pas forcément des gains marginaux importants.

**Figure 2 : Evolution du coût agrégé avec report des consommations – Périodes de pointe et creuses**



### 2.4.3. Les effacements et l'effet rebond

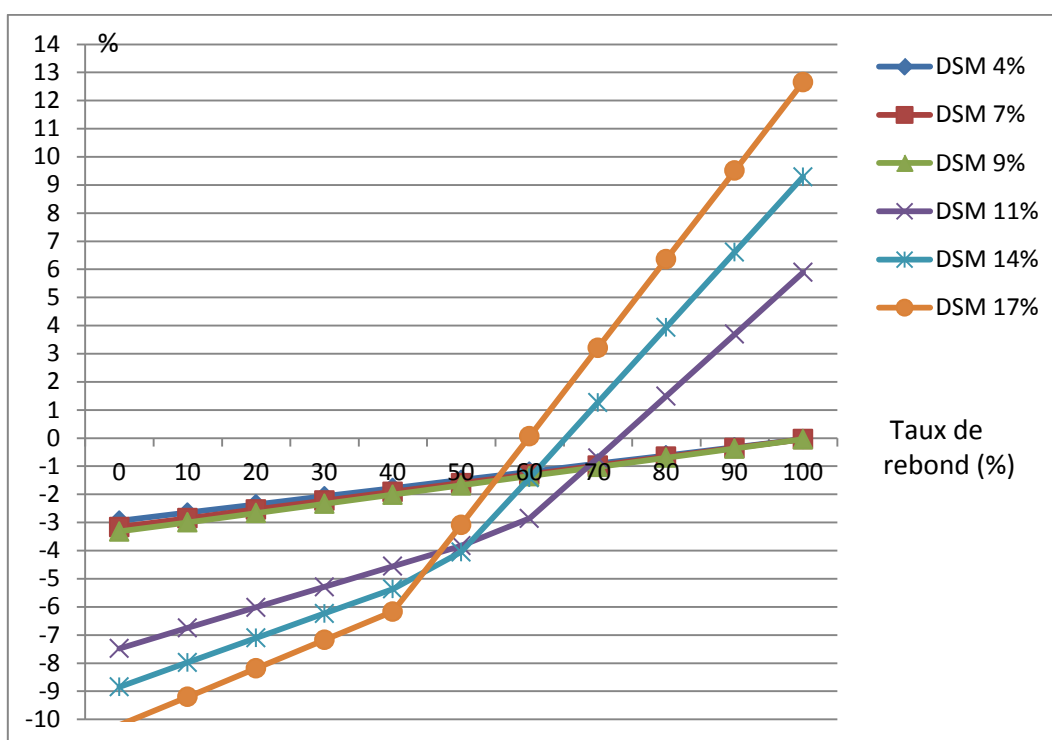
L'effet rebond a fait l'objet de plusieurs études dans la littérature (Greening et al., 2000). Les effacements sont suivis généralement d'un effet rebond qui se traduit par une augmentation de la puissance appelée durant une courte durée, associée à une augmentation de la consommation par rapport à celle prévue. Selon le niveau de cet effet rebond, les impacts positifs de l'effacement peuvent être réduits voire renversés, l'effet rebond se réalisant à la période suivant l'effacement. Contrairement aux cas précédents de notre étude, dans lesquels nous supposons un report des consommations

effacées aux heures creuses, l'effet rebond peut ici apparaître sur une période qui peut également être en pointe.

Pour étudier ce phénomène, nous allons supposer deux périodes connexes de consommation de pointe (19h et 20h, Annexe 2).

Pour des valeurs faibles de l'effet rebond (jusqu'à 60-70 % de l'effacement), de fortes DSM sont préférables à des mesures moins ambitieuses. En effet, les gains positifs liés à l'effacement sont suffisamment importants pour être contrebalancés par les appels supplémentaires de centrales liés à l'effet rebond. En revanche, lorsque l'effet rebond est plus conséquent (60 % et plus), alors de plus petites mesures d'effacement sont souhaitables pour minimiser le coût agrégé (coûts énergétique et environnemental). Ces mesures de DSM plus faibles permettent de conserver des gains positifs même en cas d'effet rebond important.

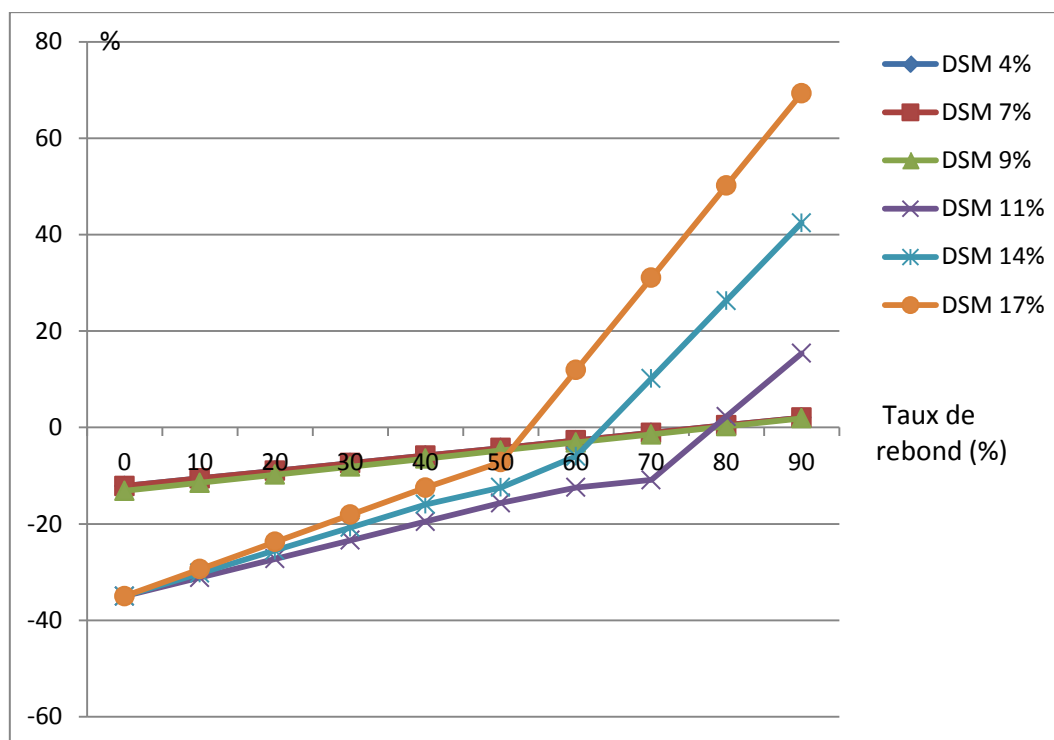
Figure 3 : Variation du coût agrégé en fonction du taux de l'effet rebond



L'Allemagne bénéficie ici de sa situation centrale et bien interconnectée avec ses pays voisins. En effet, pour tous les cas d'effacement envisagés (Tableau), ses efficacités environnementales et énergétiques sont améliorées, se traduisant par un coût agrégé décroissant avec les mesures de DSM mises en place par ses pays voisins. Elle importe notamment le surplus de production à base de gaz des Pays-Bas, ce qui remplace sa production au charbon, plus coûteuse et plus émettrice de gaz à effet de serre.

La France et la Belgique ont des évolutions équivalentes en termes d'efficacités (Figure 4). En effet, pour un effet rebond intermédiaire (inférieur à 50-60 %), des mesures ambitieuses de DSM réduisent généralement leurs coûts (réduction de 1 à 35 %). Dès lors que cet effet est plus important, l'effet rebond entraîne une augmentation des productions les plus coûteuses ou polluantes (charbon, gaz et fioul), ce qui rend préférables les mesures de DSM plus faibles pour conserver des gains nets associés aux mesures décidées.

**Figure 4 : Variations du coût agrégé en fonction de l'effet rebond – France**



Ces conclusions confortent les intuitions, à savoir que de faibles mesures de DSM sont préférables lorsque les effets rebond anticipés sont importants. Les mesures de DSM peuvent ne pas impacter les efficacités des pays (Pays-Bas) car ceux-ci peuvent trouver profitable d'exporter davantage de production afin d'augmenter leur rémunération et contribuer à diminuer les coûts agrégés de l'équilibre offre/demande. Les interconnexions jouent un rôle important car elles transfèrent les bénéfices d'une DSM d'un pays à l'autre par le biais des échanges et des différentiels de coûts de production, comme le montre le rôle central de l'Allemagne. Sans effort de sa part, ses efficacités sont améliorées sans subir les contraintes de l'effet rebond. Associés à l'Espagne, ces deux pays peuvent tout de même appliquer des mesures de DSM, tout effet rebond inférieur à 100 % des consommations effacées créant des gains net en efficacités énergétiques et environnementales.

#### **2.4.5. La modification des mix de production : l'Allemagne et sa production nucléaire**

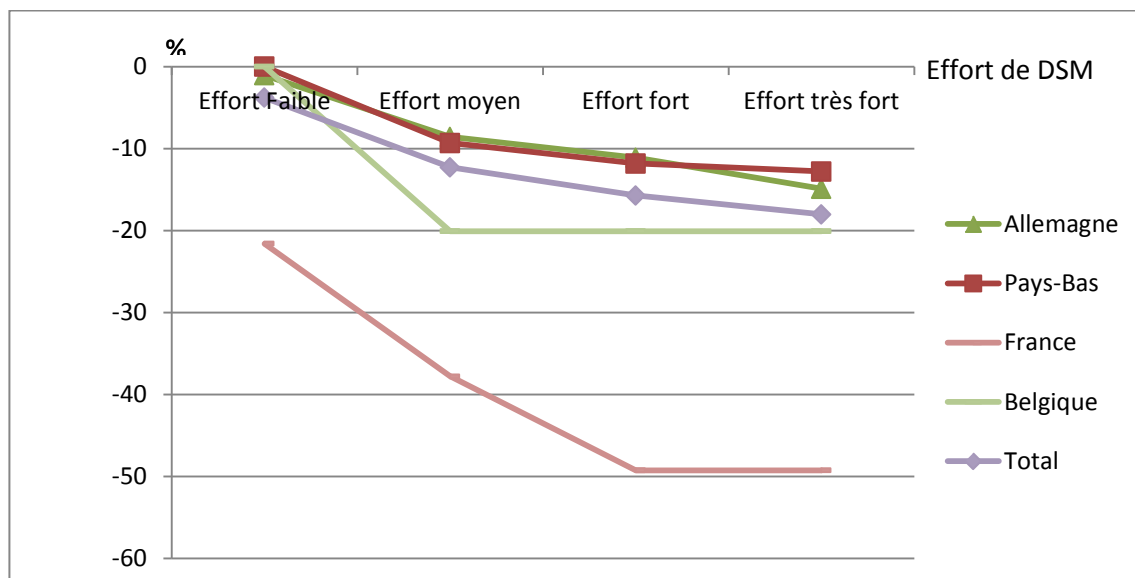
La production nucléaire allemande a bien entendu contribué à l'efficacité énergétique et environnementale du pays. En effet, sans cette production, les coûts pour servir la demande actuelle auraient été bien plus importants, à la fois d'un point de vue individuel et collectif.

Ces chiffres s'expliquent facilement par le fait que sans nucléaire, l'Allemagne aurait recours, pour partie, à davantage de production à base d'énergie fossile (gaz, charbon). Le reste serait importé notamment des Pays-Bas. Nous pouvons observer que la modification du parc de production allemand impacte fortement ses pays voisins, les Pays-Bas et la France ayant recours aux productions carbonées et coûteuses : retour de la production au charbon aux Pays-Bas et augmentation de la production thermique au gaz en France. L'Espagne conserve ici encore sa caractéristique de péninsule électrique car elle n'est pas impactée par ces modifications, du fait de sa faible interconnexion avec le reste du marché.

La sortie du nucléaire en Allemagne est prévue d'ici à 2022. Cette sortie aura certainement un effet sur les échanges, donc sur ses partenaires interconnectés, en sus des impacts sur les coûts. Les feuilles de route prévoient de remplacer le nucléaire par des EnR (éolien et photovoltaïque principalement), auxquelles se rajoute un développement du parc thermique. Les chiffres nous

indiquent que ce parc thermique supplémentaire permettra d'assurer du *back-up*, soit environ 30 % de la croissance prévue des EnR (BDEW, 2011). Bien que la modélisation ne prenne pas aussi finement en compte ces développements accompagnant la sortie du nucléaire, elle permet toutefois de dégager des intuitions intéressantes sur l'impact de cette décision.

**Figure 5: Evolution du coût agrégé en l'absence de production nucléaire allemande (sans report des consommations)**

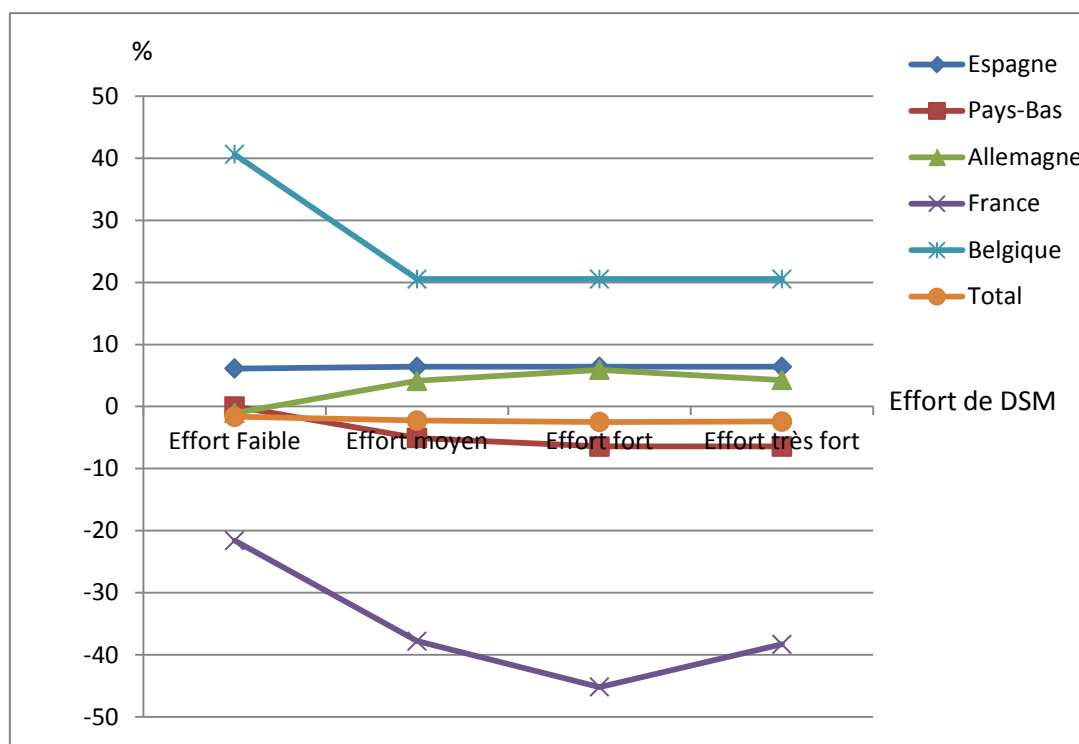


Comme l'intuition l'indique, tout effacement de la demande non reporté permet de diminuer les coûts de production électrique et environnementaux (Figure 5). Comme dans la Figure 1, les efforts intermédiaires de maîtrise de la demande sont les plus efficaces, permettant de modifier les centrales marginales les plus coûteuses et polluantes. A nouveau, des mécanismes de maîtrise de la demande simple peuvent permettre d'atteindre ces résultats, sans recourir à une tarification complexe avec pilotage. Augmenter ces mesures d'effacement crée toujours une amélioration de l'efficacité mais à taux décroissant, les centrales effacées étant de moins en moins chères et émettrices. Les outils d'effacement sont plus complexes à mettre en œuvre et pourraient venir contrebalancer ces gains marginalement réduits.

Un report des consommations ne modifie pas la conclusion globale, à savoir que les efficacités environnementales et énergétiques s'améliorent (Figure 6). En revanche, pour l'Espagne et l'Allemagne, les situations se dégradent. En effet, le report crée un surcoût en modifiant les échanges pour l'Espagne car elle ne peut plus importer de l'énergie peu chère de France. Elle trouve profitable, en raison du coût concurrentiel de sa production thermique au gaz, d'exporter vers ses pays voisins. Cette exportation créera un revenu supplémentaire mais également une croissance de ses coûts énergétiques et environnementaux. L'Allemagne, en raison des reports, a recours de plus en plus à sa production au charbon et subi une diminution de ses importations, ce qui augmente ses coûts.

Ici encore, nous observons qu'en raison des reports, de fortes mesures de maîtrise de la demande ne permettent pas de gagner en efficacité. Les efforts intermédiaires sont les moins coûteux à mettre en place et les plus efficaces.

**Figure 6 : Evolution du coût agrégé en l'absence de production nucléaire allemande (avec report des consommations)**



## Conclusion

La maîtrise de la demande au travers de divers instruments tarifaires et informationnels permet de diminuer les consommations en périodes de tension sur les systèmes. Les différentes expériences nous indiquent que l'adéquation entre plusieurs instruments est le plus efficace pour de forts effacements. Dès lors, les équilibres sur les marchés et les émissions de CO<sub>2</sub> sont modifiés. Les impacts positifs ou négatifs de ces modifications dépendent à la fois des volumes effacés, des mix de production et des reports de l'effacement.

Un exemple simple nous permet de corroborer ces résultats. Le recours à des mesures d'efficacité énergétique et aux incitations conduit naturellement à des améliorations de l'efficacité dans les différents pays étudiés. L'ampleur des mesures à mettre en place pour maîtriser la demande et l'effacer dépend à la fois des mix de production et des tensions qui existent entre l'offre et la demande. Le report des effacements est optimal lorsqu'il se réalise sur plusieurs heures creuses, les coûts à la fois de l'énergie et des émissions étant dilués sur ces heures et donc d'ampleurs réduites. Dans le cas d'un report sur une seule heure, c'est-à-dire d'une reconnexion non contrôlée des charges effacées, les différentes situations dénotent une réelle différence, à la fois en termes de coûts de l'énergie et d'émissions. Les centrales marginales en fonctionnement aux heures creuses se modifient, entraînant une hausse du coût de production de l'énergie et des émissions lorsque le parc est à dominance thermique. Les effacements maximaux ne sont dès lors plus les plus efficaces, les gains incrémentaux en efficacités énergétiques et environnementales évoluant comme une fonction décroissante à taux décroissant. La recherche de gains supplémentaires sur les autres maillons de la chaîne électrique, et notamment les gains provenant des réseaux de transport ou distribution suite à la maîtrise de la demande, permettront de justifier davantage le recours à des DR plus élevées. En particulier, les mesures de DR sont abordées comme un outil supplémentaire et efficace de gestion de l'intermittence de quantités croissantes d'énergies renouvelables raccordées aux systèmes électriques.

## Références

- Barbose, G., Goldman, C., Bharvirkar, R., Hopper, N., Ting, M., Neenan, B., 2005. Real Time Pricing as a Default or Optional Service for C&I Customers: A Comparative Analysis of Eight Case Studies. Lawrence Berkeley National Laboratory-57660.
- BDEW, 2011. Auswirkungen des Moratoriums auf die Stromwirtschaft. Berlin, 30 May.
- Borenstein, S., Jaske, M., Rosenfeld, A., 2002. Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets. Center for the Study of Energy Markets, University of California Energy Institute, Berkeley.
- Borenstein, S., 2002. The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster. *The Journal of Economic Perspectives* 16 (1), 191–211.
- Borenstein, S., 2005. The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing. *The Energy Journal* 26 (3), 93–116.
- Borenstein, S., Holland, S., 2005. On the Efficiency of Competitive Electricity Markets With Time-Invariant Retail Prices. *RAND Journal of Economics* 36 (3), 469–493.
- Cappers, P., Goldman, C., Kathan, D., 2010. Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence. *Energy* 35 (4), 1526–1535.
- Chao, H. P., 2011. Demand response in wholesale electricity markets: the choice of customer baseline. *Journal of Regulatory Economics* 39 (1), 68–88.
- Chao, H., 2010. Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World. *The Electricity Journal* 23(1), 7–20.
- Clastres, C., 2011. Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives. *Energy Policy* 39 (9), 5399–5408.
- 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* 35 (4), 2453–2465.
- Crampes, C., Léautier, T.O., 2010. Dispatching, redispatching et effacement de demande, Institut d'économie industrielle, Toulouse.
- Crampes C., Lozachmeur J-M., 2012. Tarification Progressive de l'Electricité. Conférence Annuelle de l'Association des Economistes de l'Energie (AEE). Paris, 11 décembre 2012.
- Darby, S., 2006. The effectiveness of feedback on residential energy consumption. A review for DEFRA of the literature on metering, billing and direct displays. Environmental Change Institute, University of Oxford.
- Dulleck, U., Kaufmann, S., 2004. Do customer information programs reduce household electricity demand – the Irish program. *Energy Policy* 32 (8), 1025–1032.
- EPRI, 2011. The Effect on Electricity Consumption of the Commonwealth Edison Customer Application Program: Phase 2 Final Analysis. Technical Report 2011. October 2011
- EWE, 2012. eTelligent Final Report. 2012
- Faruqui, A., Hledik, R., Newell, S., Pfeifenberger, H., 2007. The Power of 5 Percent. *The Electricity Journal* 20 (8), 68–77.
- Faruqui, A., Wood, L., 2008. Quantifying the Benefits Of Dynamic Pricing In the Mass Market. Prepared for Edison Electric Institute. The Brattle Group, Cambridge.
- Faruqui, A., Sergici, S., 2010. Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. *Journal of Regulatory Economics* 38 (2), 193–225.
- Faruqui, A., Sergici, S., Sharif, A., 2010a. The impact of informational feedback on energy consumption: a survey of the experimental evidence. *Energy* 35, 1598–1608.
- Faruqui, A., Harris, D., Hledik, R., 2010b. Unlocking the €3 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* 38 (10), 6222–6231.
- Greening, A. L., Greene, D. L., Difiglio, C., 2000. Energy efficiency and consumption – the rebound effect – a survey. *Energy Policy* 28 (6-7), 389–401.
- Haney, A. B., Jamasb, T., Pollitt, M. G., 2009. Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience. Electricity Policy Research Group, Cambridge, Working Paper EPRG0903.

- Hesser, T., Succar, S., 2011. “Renewables Integration Through Direct Load Control and Demand Response”. In F. P. Sioshansi (Dir.) Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy. Academic Press Inc. Pages 209-233.
- Hogan, W., 2009. Providing Incentives for Efficient demand Response. Prepared for Electric Power Supply Association, Comments on PJM Demand Response Proposals, FERC Docket N° EL09-68-000.
- Holland, S. P., Mansur, E., T., 2006. The Short-Run Effects of Time-Varying Prices in Competitive Electricity Markets. *Energy Journal* 27 (4), 127–156.
- IEA, 2010. Projected Costs of Generating Electricity 2010. OECD, Paris.
- IEA, 2012. Electricity Information 2012. OECD, Paris.
- Ito K., 2012. Do consumers respond to marginal or average price ? Evidence from nonlinear electricity pricing. Energy Institute at Haas Berkeley. EI@Haas, Haas WP 210.
- KEMA, 2010. 2009 *peaksaver*® Residential Air Conditioner Measurement and Verification Study. Toronto, Ontario, May 17.
- McKerracher, C., Torriti, J., 2012. Energy Consumption Feedback in perspective: Integrating Australian data to meta-analyses on In Home Displays. *Energy Efficiency*, online Aug. 2012, < <http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs12053-012-9169-3>>.
- Moreno R., Strbac G., Mocarquer S., Bezerra B., 2010. Making Room for the Boom. *Power and Energy Magazine*, IEEE. 8 (5), 36-46.
- Navigant Consulting Inc., 2011. Evaluation for the Residential Real Time Pricing Program, 2007-2010, Prepared for Commonwealth Edison Company, Navigant Consulting Inc., June 20.
- Olmos, L., Ruester, S., Liong, S. J., Glachant, J. M., 2010. Energy Efficiency Actions Related to the Rollout of Smart Meters for Small Consumers. Robert Schuman Centre for Advanced Studies, EUI RSCAS Working Paper, 2010/02.
- Rious, V., Roques, F., Perez, Y., 2012. Which electricity market design to encourage the development of demand response? Robert Schuman Centre for Advanced Studies, EUI RSCAS Working Paper, 2012/12.
- RTE, 2012. Bilan électrique 2012.
- Schweppe, F., Caramanis, M., Tabors, R., Bohn, R., 1988. Spot Pricing of Electricity. Kluwer Academic, Boston.
- Sergici, S., Faruqui, A., 2011. Evaluation of Baltimore Gas and Electric Company’s Smart Energy Pricing Program. Presented to the 9th International Industrial Organization Conference, 8/04/2011. The Brattle Group, Cambridge.
- Spees, K., Lave, L.B., 2007. Demand Response and Electricity Market Efficiency. *The Electricity Journal* 20 (3), 69-85
- Strbac, G., Jenkins, N., Green, T., 2006. Future Network Technologies: Report to DTI. April 2006.
- Strbac, G., 2008. Demand side management: benefits and Challenges. *Energy Policy* 36 (12), 4419-4426.
- The Brattle Group, 2007. Quantifying Demand Response Benefits in PJM. Prepared for PJM Interconnection, LLC and the Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative, January 29. Brattle Group, Cambridge.
- Torriti, J, Leach, M., Devine-Wright, P., 2011. Demand Side Participation: Price Constraints, Technical Limits and Behavioural Risks. In: Jamasb, T., Pollitt, M. (Eds.), *The Future of Electricity Demand: Customers, Citizens and Loads*. Department of Applied Economics Occasional Papers. Cambridge University Press, Cambridge, pp. 88–105.
- Vickrey, W.S., 1971. Responsive Pricing of Public Utility Services. *Bell Journal of Economics* 2, 337–346.
- Wolak, F, 2006. Residential Customer Response to Real-Time Pricing: The Anaheim Critical-Peak Pricing Experiment. Department of Economics, Stanford University.
- Wood, G., Newborough, M., 2003. Dynamic energy-consumption indicators for domestic appliances: environment, behaviorur and design. *Energy and Buildings* 35 (8), 821-841.



## Annexes

### Annexe 1: Capacités de production électrique et coûts variables dans plusieurs pays européens en 2010

Pays j	Espagne		Pays-Bas		Allemagne		France		Belgique	
Technologie de production i	Capacités installées (MW)	Coût Variable (€/MWh)	Capacités installées (MW)	Coût Variable (€/MWh)	Capacités installées (MW)	Coût Variable (€/MWh)	Capacités installées (MW)	Coût Variable (€/MWh)	Capacités installées (MW)	Coût Variable (€/MWh)
Gaz	33,465	27	23,270	16	9,810	37.6	7,497	41	5,985	17.6
Cycles combinés					12,000	23.8				
Fioul	6,436	143	789	143	5,856	143	13,244	147	1,340	143
Charbon	12,070	35.9	3,346	33.7	52,837	32.5	7,257	34.8	1,195	36.3
Eolien	20,676	0	2,449	0	27,157	0	6,080	0	912	0
Hydraulique (pointe)	5,350	2.4	-	-	6,470	2.4	5,100	0.5	1,310	2.4
Hydraulique (base)	13,020	2.4	37	2.4	4,550	2.4	20,570	0.5	110	2.4
Nucléaire	7,450	5.6	482	5.6	20,467	5.6	63,130	5.1	5,830	5.6
Total	98,467		30,373		127,147		122,879		16,683	

Sources: IEA (2012) et données auteurs

### Annexe 2: Consommation ( $C_j$ ) du 19 Janvier 2011 dans chacun des pays (MWh)

Periode de consommation	Espagne	Pays-Bas	Allemagne	France	Belgique
19h	39,694	16,826	79,863	82,450	13,881
20h	39,617	16,293	77,658	79,689	13,284
4h	24,934	9,898	54,635	60,536	10,002

Source: Données fournies par ENTSO-E

### Annexe 3: Production disponible et taux d'émission de CO<sub>2</sub> pour chaque technologie de production

Technologie de production	Production disponible (MWh)	Emissions de CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /MWh)
Charbon	$0.85 * K_{\text{Coal}}$	0.96
Gaz	$0.85 * K_{\text{Gas}}$	0.4
Cycles combinés	$0.85 * K_{\text{Combined cycles}}$	0.36
Fioul	$0.85 * K_{\text{Oil}}$	0.8
Eolien	$0.3 * K_{\text{Wind}}$	0
Hydraulique	$0.5 * K_{\text{Hydro}}$	0
Nucléaire	$0.85 * K_{\text{Nuclear}}$	0

Sources: IEA (2010), Moreno et al. (2010), RTE et données auteurs (basées sur des valeurs de références d'ENTSO-E).

### Annexe 4: Interconnexions entre les différents pays (MW)

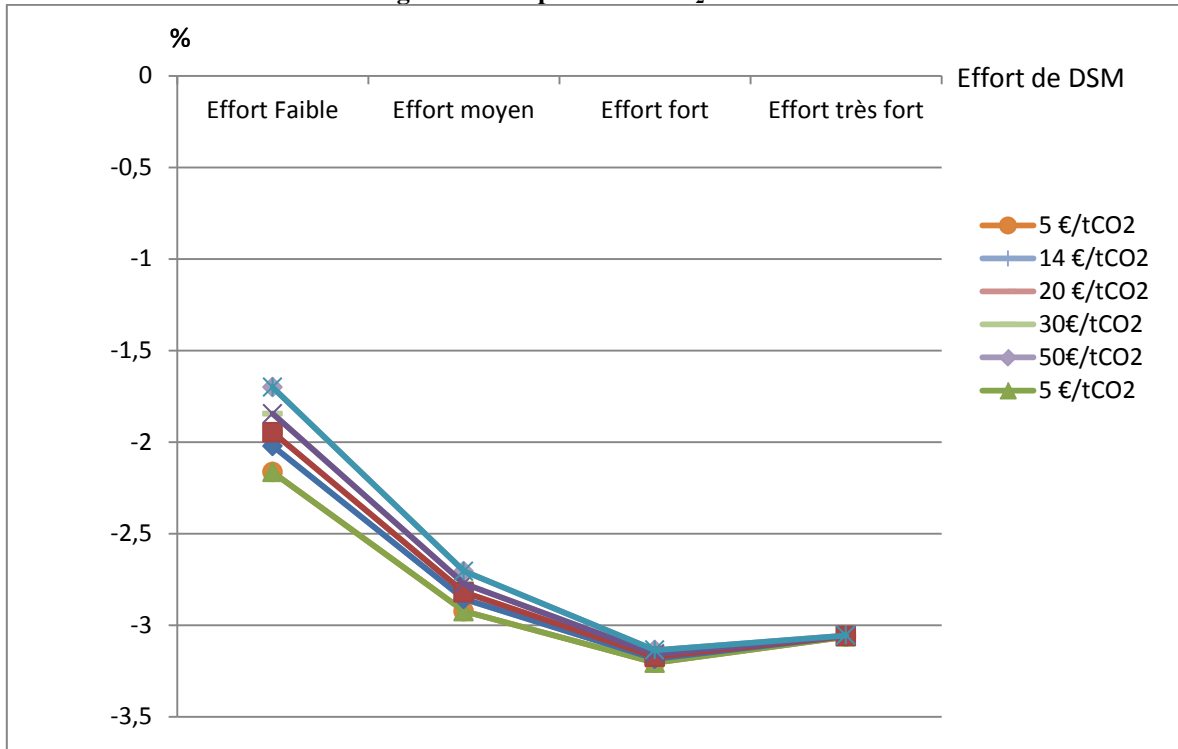
Pays	Espagne	France	Allemagne	Belgique	Pays-Bas
Espagne	-	1,300	-	-	-
France	500	-	3200	2,300	-
Allemagne	-	2700	-	-	3,000
Belgique	-	3 400	-	-	2400
Pays-Bas	-	-	3,850	2,400	-

Sources: Données de l'ENTSO-E "Indicative value of NTC in continental Europe" 22 février 2011



**Annexe 5: Analyse de sensibilité aux variations de prix du CO<sub>2</sub>**

**Figure 6: Sensibilité du coût agrégé au prix du CO<sub>2</sub> – Avec report des effacements et allocation gratuite des permis de CO<sub>2</sub>**



**Figure 7: Sensibilité du coût agrégé au prix du CO<sub>2</sub> – Avec report des effacements et achats des permis de CO<sub>2</sub>**

