La « demand response » dans un marché interconnecté : outil d'efficacités énergétiques et environnementales

Claire Bergaentzlé, Cédric Clastres et Haikel Khalfallah

Édition électronique

URL : <https://journals.openedition.org/rei/5976>

DOI : 10.4000/rei.5976

ISSN : 1773-0198

Éditeur

De Boeck Supérieur

Édition imprimée

Date de publication : 30 décembre 2014

Pagination : 193-228

ISBN : 9782804193409

ISSN : 0154-3229

Référence électronique

Claire Bergaentzlé, Cédric Clastres et Haikel Khalfallah, « La « demand response » dans un marché interconnecté : outil d'efficacités énergétiques et environnementales », *Revue d'économie industrielle* [En ligne], 148 | 4e trimestre 2014, mis en ligne le 30 décembre 2016, consulté le 03 juin 2022. URL : <http://journals.openedition.org/rei/5976> ; DOI : <https://doi.org/10.4000/rei.5976>

LA « *DEMAND RESPONSE* » DANS UN MARCHÉ INTERCONNECTÉ : OUTIL D'EFFICACITÉS ÉNERGÉTIQUES ET ENVIRONNEMENTALES

Claire Bergaentzle*, Univ. Grenoble-Alpes, PACTE, EDDEN, CNRS

Cédric Clastres†, Univ. Grenoble-Alpes, PACTE, EDDEN, CNRS

Haikel Khalfallah‡, Univ. Grenoble-Alpes, PACTE, EDDEN, CNRS

Mots clés : Tarification dynamique, effacements, effet report, efficacités énergétiques et environnementales.

Keywords: Dynamic Pricing, Demand Response, Load Shifting, Energy and Environmental Efficiencies.

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*). Par ces nouvelles technologies, l'ensemble des acteurs de la chaîne électrique

* e-mail : claire.bergaentzle@upmf-grenoble.fr

† e-mail : cedric.clastres@upmf-grenoble.fr

‡ e-mail : haikel.khalfallah@upmf-grenoble.fr

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 réseau de distribution et les consommateurs de détail. En effet, les consommateurs électriques intervenant sur le marché de détail sont souvent présentés comme ayant un rôle marginal dans la gestion des systèmes électriques. 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 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 électrique. Elle permettra de leur donner les moyens d'optimiser leur consommation et assouplira la gestion des systèmes électriques pour les gestionnaires de réseaux (Clastres, 2011). S'ensuivront des gains opérationnels liés notamment à l'apparition d'une élasticité de la demande électrique (Haney et al., 2009), demande souvent présentée dans la littérature comme inélastique (Lijensen, 2007 ; Patrick et Wolak, 1997). Cette profonde modification est permise aujourd'hui grâce à la modernisation des réseaux de distribution et des technologies de comptage. Elle amène de nouvelles offres et tarifications énergétiques, notamment celles permettant un pilotage et une gestion de la demande électrique facilités. Cette gestion se traduit par l'envoi de signaux informationnels ou tarifaires aux consommateurs afin de les inciter à adapter leur consommation. Ce changement de comportement est présenté sous le terme de *Demand Response* (DR), c'est-à-dire que les consommateurs peuvent adapter leur consommation en fonction des signaux reçus. La DR se définit donc comme la variation de consommation qui est mesurée suite à la transmission d'une information aux consommateurs.

De nombreux pilotes pour étudier cette DR ont été mis en place aux États-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 DR 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 l'ordre de mérite des centrales de production, notamment pour les dernières centrales appelées pour assurer l'équilibre offre/demande. Il s'en suit naturellement une variation de l'efficacité énergétique (coût de l'énergie) et de l'efficacité environnementale (émissions de gaz à effet de serre¹).

Ce travail de recherche s'appuiera sur cette modification de l'ordre de mérite pour faire le lien entre d'une part les divers outils de DR étudiés dans la littérature, avec leurs impacts sur la réduction des consommations, et d'autre part les variations des efficacités énergétiques et environnementales mesurées par les variations des coûts de production électrique et des émissions. Pour quantifier ces impacts, nous utilisons un modèle représentant cinq pays interconnectés participant à un même marché. Le programme d'optimisation développé minimise les coûts totaux de *dispatching* de l'électricité sous contraintes d'équilibrage du système. Les échanges entre les pays et la DR permettent d'effacer les centrales de production les plus coûteuses ou les plus émettrices. Dès lors, le bilan en termes d'efficacité est positif. Cependant, ce résultat est sensible à l'existence d'un effet de report des consommations qui, s'ils concernent une proportion importante de la demande effacée, viennent contrebalancer, et parfois renverser, les effets positifs obtenus. Nous montrons également que les gains sont croissants à taux décroissant, c'est-à-dire que les gains obtenus sont de moins en moins importants au fur et à mesure que les volumes de demande effacés augmentent. 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 DR simples et moins onéreuses peuvent être préférées à 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 de consommation.

L'article s'organisera autour de deux sections. La première présentera les signaux tarifaires ou informationnels envoyés aux consommateurs dans le but de les inciter à adapter leur consommation. Nous verrons que ces signaux permettent effectivement aux consommateurs d'adapter leur

1 Par la suite, nous emploierons parfois le terme « émissions » seul pour évoquer les émissions de gaz à effet de serre.

demande. Comme souvent observé, l'envoi de plusieurs signaux, c'est-à-dire 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 DR. Nos résultats montrent que les gains sont généralement positifs mais dépendent de plusieurs facteurs, parmi lesquels les effets de report des consommations effacées, les technologies de production utilisées, ou encore des politiques énergétiques contraignant l'évolution des parcs de production.

1. L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET LES SIGNAUX INFORMATIONNELS ET TARIFAIRES

Cette section s'organisera autour de quatre analyses principales. Nous commencerons par exposer le contexte énergétique et environnemental dans lequel la maîtrise de la demande s'inscrit aujourd'hui. Nous poursuivrons par la présentation des outils de maîtrise de la demande permettant d'induire une réponse des consommateurs en termes d'adaptation de leur consommation (*demand response*). Ensuite, nous évoquerons les résultats de la littérature présentant les effets de ces outils sur les réductions de consommations. Enfin, nous terminerons par la présentation des coûts liés aux développements de ces outils.

1.1. L'émergence de la maîtrise de la demande pour gérer les défis concurrentiels et climatiques

L'Union européenne fait actuellement face à plusieurs changements organisationnels auxquels s'associent un certain nombre d'objectifs liés à la libéralisation des marchés énergétiques et à la lutte contre le changement climatique. La libéralisation des industries électriques et gazières fait émerger les questions de concurrence effective sur le marché, les offres concurrentielles des acteurs devant refléter les coûts marginaux de production. 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 pour bénéficier des bienfaits de la concurrence en termes d'investissements et de compétitivité des industries.

À 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-Énergie et des objectifs dits des « 3*20 ».

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 leviers sont mobilisables pour atteindre 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 de combustible). Ces objectifs sont d'autant plus ambitieux que la consommation énergétique, en particulier électrique, augmentera certainement en Europe dans les prochaines années (IEA, 2010a). Cette consommation supplémentaire pourrait augmenter la dépendance aux énergies fossiles, impactant les contraintes environnementales. Les différents pays se sont donc lancés dans des programmes d'études visant à mettre en avant les mécanismes de gestion de la demande, parmi lesquels la DR, pour satisfaire les objectifs européens. Les pays émergents ou en voie de développement connaissent également ce type de problème et doivent faire face à un besoin de croissance corrélé à une électrification grandissante. Leur secteur électrique constituera entre 20 et 25 % des investissements énergétiques d'ici à 2035 (IEA, 2010a). La nouveauté est qu'il existe également un souci d'une demande maîtrisée² 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

2 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 termes financier et environnemental.

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.

Dans cet environnement, la maîtrise de la demande constitue aujourd'hui un outil que les pouvoirs publics souhaitent grandement développer. En effet, selon le scénario « *Blue Map* » de l'IEA (2008), il existe un fort potentiel peu coûteux au travers de la maîtrise de la consommation énergétique, ainsi que dans la production électrique pour réduire les émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050. 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. En conséquence, parmi les mesures d'efficacité énergétique comptent non seulement les modifications technologiques possibles pour diminuer la déperdition énergétique mais aussi les gains occasionnés par la maîtrise de la demande (Faruqui et al., 2009 ; FERC, 2009).

1.2. Les tarifications dynamiques : un outil de *Demand Response*

La *Demand Response* (DR) est généralement constituée d'un effacement de consommation qui selon sa nature peut être reporté sur une autre période de consommation. L'apparition de cette DR a été favorisée par le déploiement des réseaux intelligents et des procédures de gestion de la demande, l'adaptation de la production à la consommation s'avérant de plus en plus difficile. Cette nouvelle gestion des équilibres offre/demande par des actions sur l'aval de la chaîne électrique 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).

Il existe deux familles de mesures de DR (Torriti et al., 2011) : la DR « volontaire » qui se traduit par un contrôle de la demande directement par le consommateur lui-même et une DR « automatique » qui est organisée par un opérateur tiers. Cette dernière famille suppose que le consommateur donne son accord afin qu'un opérateur tiers puisse piloter sa consommation en fonction de critères (notamment de confort) définis contractuellement.

Cette gestion automatique suppose le développement d'un large panel de technologies transmettant des informations précises et permettant un pilotage des consommations à distance (connu sous le terme de *Direct Load Control* – DLC – dans la littérature).

Aux côtés de ces deux familles, plusieurs outils sont mis en place pour susciter les adaptations de la demande de la part des consommateurs. Les programmes de DR « 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. Ces tarifications peuvent être classées en fonction de leur complexité et des objectifs qu'elles permettent d'atteindre. Parmi les mesures simples permettant de gérer les consommations de pointe, la tarification *Time of Use* (ToU) décompose la journée en blocs de temps. Chacun de ces blocs est associé à un prix déterminé à l'avance. D'autres tarifications simples visent à agir sur le montant global de la consommation électrique, indépendamment de la période de consommation. C'est le cas de la tarification progressive ou *Inclining Block Rate* (IBR) qui va appliquer un prix unitaire progressivement croissant en fonction de blocs ou tranches de consommation (Crampes et Lozachmeur, 2012 ; Ito, 2012). Dans un univers plus complexe, le *Critical Peak Pricing* (CPP) 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. Le *Peak Time Rebate* (PTR) consiste à rémunérer les réductions de consommation sur les périodes de pointe par rapport à une courbe de charge de référence. Enfin, le *Real Time Pricing* (RTP) permet de transmettre heure par heure au consommateur les variations du prix de l'électricité sur le marché de gros.

1.3. La réduction effective des consommations électriques : résultats de la littérature

La littérature présente les mécanismes de DR comme étant efficaces pour réduire les consommations électriques. Elle met en avant l'importance de la diffusion de l'information aux consommateurs dans la réussite de ces programmes. Cette information peut être transmise directement aux consommateurs via une technologie d'affichage (*In Home Displays*

– IHD) ou indirectement au travers de la facture, de brochures ou de *mailing*. Parmi toutes les expérimentations étudiées dans la littérature, seules celles incluant une transmission indirecte de l'information montrent des résultats très contrastés. 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 résultat positif, entre 0 et 10 % (Darby, 2006) ou proche de 3 % ou 7 % (Wood et Newborough, 2003 ; Dulleck et Kaufmann, 2004). La transmission directe de l'information permet d'atteindre des résultats allant jusqu'à 15 % (Darby, 2006 ; Faruqui et Sergici, 2010 ; McKerracher et Torriti, 2012).

Une synthèse des réductions de consommations observées dans plusieurs études et expérimentations est effectuée dans le tableau 1. En fonction des outils de DR et de transmission de l'information, les réductions observées lors de l'analyse de diverses expérimentations diffèrent. Les niveaux de réduction les plus importants sont atteints pour des programmes combinant plusieurs outils, notamment les tarifications dynamiques avec le pilotage des charges à distance. En période de pointe, cette combinaison a permis de doubler les réductions moyennes obtenues avec un CPP et de multiplier par six celles obtenues avec un tarif ToU (Faruqui et Sergici, 2010 ; Faruqui et Palmer, 2012). Par conséquent, une association entre un pilotage automatique et un modèle tarifaire maximise les gains obtenus par rapport à l'application seule des tarifications dynamiques (Borenstein, 2002). Ce pilotage permet également de minimiser les risques liés aux effets rebond et report des consommations. En effet, les consommations effacées lors des programmes de DR peuvent être déplacées sur une autre période de consommation (l'effet report). Les reconnexion des charges effacées peuvent créer un phénomène de surconsommation lors de la période suivant l'effacement (l'effet rebond). En assurant une reconnexion diffuse des consommations effacées, le pilotage réduit l'impact négatif sur le système électrique de ces deux effets.

Lorsque les consommateurs sont rémunérés pour adapter leur demande (tarification PTR), les réductions de consommation sont sensiblement plus fortes que dans les cas où seule une tarification dynamique est adoptée et avec une rémunération composée uniquement de la réduction du montant des factures électriques (Wolak, 2006 ; Faruqui et Sergici, 2010 ; Faruqui et Palmer, 2012). Seule la mise en place d'un CPP semble être un schéma

tarifaire plus incitatif qu'un PTR aux yeux des consommateurs pour adapter leur consommation en pointe. Sergici et Faruqui (2011) montrent que les résultats obtenus avec le tarif CPP sont en moyenne 11 % supérieurs à ceux obtenus avec un PTR.

Au travers de l'analyse de la littérature, nous pouvons également conclure que les outils complexes comme le RTP n'amènent pas systématiquement de meilleurs résultats par rapport à des modes de tarifications moins complexes (CPP) ou plus simples (ToU). Théoriquement, cette tarification en temps réel est la plus efficace car elle permet d'atteindre l'allocation optimale sans perte de surplus, les prix de marché étant répercutés aux consommateurs (Chao, 2010). Plusieurs études ont montré que la diffusion d'un tel tarif aux consommateurs finals permettait de se rapprocher d'une situation optimale dans l'allocation des ressources (Borenstein, 2005 ; Borenstein et Holland, 2005 ; Holland et Mansur, 2006 ; The Brattle Group, 2007). Empiriquement, cette optimalité n'est cependant pas démontrée car les consommateurs trouvent souvent la tarification en temps réel trop contraignante, trop risquée et peu compréhensible par rapport aux autres modes de tarifications dynamiques (Barbose *et al.*, 2005 ; Olmos *et al.*, 2010 ; Borenstein, 2012). Ainsi, de nombreux pilotes tendent à privilégier des tarifications plus simples de type ToU ou CPP/PTR plutôt qu'une tarification en temps réel. Ces études ont également mis en avant l'existence d'un effet report significatif, c'est-à-dire l'apparition d'une augmentation substantielle de la consommation en période creuse. La mise en place de cette tarification RTP associée à un mécanisme de gestion de la consommation s'avère nécessaire afin de maîtriser cet effet de report.

Enfin, en ce qui concerne la tarification progressive, 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 États-Unis ou du projet eTelligence qui teste cette tarification en Allemagne, avec des réductions respectives de la demande de 5,6 % et 11 % (EPRI, 2011 ; EWE, 2012).

Tableau 1. Réduction moyenne de la consommation en fonction des outils de DR utilisés

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

Comme le montre le tableau 1, les résultats sont encourageants. Les mesures de DR prises dans les pilotes, simples ou plus complexes, ont généralement 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.

3 Certains outils de DR sont mieux adaptés pour réduire la consommation en période de pointe, d'autres sur toutes les périodes de consommation (réduction diffuse).

1.4. Des technologies coûteuses pour assurer la transmission des informations

L'équilibre coût/bénéfice de la mise en place de mécanismes de DR n'est pas assuré avec certitude. En effet, les gains peuvent s'avérer importants et sont ventilés 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). Ils sont principalement liés à la réduction des consommations et des prix en périodes de pointe, ainsi qu'aux investissements évités (Faruqui et al., 2007 ; Strbac, 2008 ; Haney et al., 2009). 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 (Ricci, 2013), ou encore une meilleure intégration des énergies renouvelables dans les réseaux (Strbac et al., 2006 ; Stadler, 2008 ; Cossent et al., 2009 ; Hesser et Succar, 2011).

Cependant, les coûts de déploiement des nouvelles technologies ainsi que des effets de report ou de rebond qui peuvent être observés à la suite des effacements peuvent également être significatifs. En effet, les coûts de déploiement des réseaux intelligents (compteurs intelligents, *smart technologies*) et des outils de DR sont à la hauteur des bénéfices espérés. À titre d'exemple, le coût de déploiement des compteurs intelligents pour chaque consommateur est estimé aux États-Unis entre 95 et 600 \$ (Faruqui et al., 2010b ; Gyamfi et Krumdieck, 2012). 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 ce coût de déploiement à 51 milliards d'euros pour l'Europe. Rious et al. (2012) estiment que le déploiement des 30 millions de compteurs intelligents en France coûtera entre 4 et 8 milliards d'euros. De plus, les consommateurs peuvent répondre à une variation de prix soit par une réduction nette de leur consommation, soit en décalant leurs usages (Schweppe et al., 1988). 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 opérateurs électriques américains pour seulement réduire la demande en périodes de pointe, sans gérer les reports sur les autres périodes. L'expérimentation *Peaksaver*® développée en Ontario est une bonne illustration du phénomène de rebond des consommations. 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 consommation de 64,5 MW. Cependant, elle a aussi révélé le risque d'effet rebond de cet effacement, pouvant s'élever jusqu'à 42,2 MW (KEMA, 2010).

Cette revue de littérature nous permet de mettre en relation des outils de DR avec des effets mesurés de réduction des consommations électriques. Nous allons maintenant utiliser ces résultats pour analyser les impacts des mesures de DR dans un marché électrique interconnecté. En effet, comme nous l'avons vu, obtenir des taux élevés de réduction de la demande n'est pas forcément un objectif en soi, notamment en cas de fort report des consommations. Dès lors, l'utilisation des outils de DR se doit d'être adaptée aux résultats recherchés pour maximiser les gains et minimiser les coûts liés aux effacements.

2. L'AMÉLIORATION DES EFFICACITÉS ÉNERGÉTIQUES ET ENVIRONNEMENTALES DANS LE MARCHÉ ÉLECTRIQUE

Nous considérons dans cette section un marché électrique composé de cinq pays interconnectés. Chacun de ces pays est doté d'un parc de production électrique particulier avec des avantages comparatifs en termes de coûts⁴ (Annexe 1). Dans un souci de simplicité pour la présentation des résultats, nous assimilerons la majorité des pays étudiés à des pays composant la zone CWE⁵.

Leurs capacités de production électriques seront ventilées comme suit :

- 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).

4 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.

5 Catégorisation ENTSO-E se référant aux pays de la zone *Central West Europe*.

- 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).
- Un cinquième pays qui sera caractérisé par une forte pénétration de l'éolien et du gaz naturel (par exemple l'Espagne⁶).

Nous supposerons l'existence de trois périodes de consommation : deux périodes de pointe (une à 19 h et l'autre à 20 h que nous utiliserons pour étudier l'effet rebond) et une période creuse (à 4 h pour analyser l'effet de report) (Annexe 2). Pour chaque pays et pour chaque période de consommation, nous prendrons comme donnée la consommation totale du pays, sans distinguer les catégories de consommateurs.

Les émissions de gaz à effet de serre seront calculées à partir des taux d'émission de CO₂ donnés en annexe 3 pour chaque technologie de production. Nous valoriserons dans nos calculs simulés la tonne de CO₂ émise au prix de 14,18 €/tCO₂⁷. 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) montre qu'une modification de ce prix ou que son introduction dans les stratégies d'offre ne modifie pas nos résultats. En effet, les ordres de mérite que nous considérons ne sont que peu impactés par l'introduction des prix de CO₂ dans les coûts marginaux de production⁸.

Les différents pays minimisent le coût de *dispatching*⁹ qui permet d'équilibrer l'offre et la demande sur leur marché. Lorsque ces pays sont inter-

6 L'Espagne ne fait pas partie du marché CWE mais dispose de caractéristiques qui apportent une valeur ajoutée à l'étude, comme une consommation de pointe décalée par rapport aux autres pays, une importante production thermique au gaz et un taux de pénétration des énergies renouvelables significatif.

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

8 Des prix du CO₂ extrêmement élevés (600 €/tCO₂) seraient nécessaires pour impacter les résultats présentés dans cet article.

9 Le coût de *dispatching* sera le coût auquel l'opérateur du marché fait face pour équilibrer l'offre et la demande. Il est constitué de la somme des coûts marginaux (offres des producteurs) pour chaque production contribuant à l'équilibre du marché.

connectés et rassemblés dans un marché commun, cette minimisation est réalisée par l'opérateur du marché. Il optimise alors l'équilibre offre/demande de l'ensemble du marché. Il tient compte du coût des centrales de production disponibles dans chaque pays, des capacités de production disponibles ainsi que des possibilités d'échanges au travers des interconnexions. Le programme d'optimisation devient la minimisation d'une fonction de coût de *dispatching* agrégée (Eq. 1), constituée des coûts variables¹⁰ de production pour chaque pays et des quantités produites pour satisfaire la demande interne et les exportations. Cette minimisation se réalise en respectant les contraintes de capacités de production (Eq. 2), d'interconnexions entre les pays (Eq. 3) et de respect des équilibres nationaux (Eq. 4).

Le programme s'écrit :

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

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

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 de la technologie i dans le pays j ;
- α_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 .

¹⁰ Minimiser le coût total de production conduirait aux mêmes résultats en termes d'insertion des technologies dans l'ordre de mérite. En effet, cette insertion se base sur les coûts marginaux de production des technologies.

Pour simplifier l'étude, nous effectuerons quelques hypothèses :

- 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 disponible en fonction de la capacité installée K_{ij} seront pris en compte (annexe 3).
- Le coût lié aux centrales qui seront remplacées par l'effacement de la demande n'est pas pris en compte.
- Le prix d'utilisation des capacités d'interconnexion est supposé nul.
- Nous considérerons un effacement de la demande qui est entraîné par une réponse volontaire de la part du consommateur 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 énergétique et environnementale.
- Les coûts de DR seront supposés croissants en fonction de la complexité des mesures mises en place.

Par la suite, nous allons comparer plusieurs situations entre elles pour définir les impacts de la DR sur les équilibres de marché et sur le coût agrégé^{II}. Nous définirons ce coût agrégé comme le coût de *dispatching* de l'électricité auquel se rajoute le coût des émissions de gaz à effet de serre (CO_2). Les pourcentages d'effacement de la demande (taux de DR) appliqués dans chaque pays seront calculés afin d'effacer les centrales marginales les plus coûteuses et émettrices de gaz à effet de serre. Nous introduirons pour chaque situation étudiée une analyse différenciée en fonction de l'existence ou non d'un effet de report des consommations effacées.

Cette section s'organisera autour de trois scénarios. Nous commencerons par étudier les impacts d'une mesure de DR en supposant que les pays sont isolés, c'est-à-dire qu'ils ne disposent pas de la possibilité d'échanger de l'électricité

II Tous les résultats présentés dans la suite de l'article sont issus d'un modèle de simulation avec des données reconstituées et publiques. Leur analyse et leur interprétation se doivent d'être liées aux données utilisées ainsi qu'aux hypothèses simplificatrices adoptées.

entre eux. Nous poursuivrons par la levée de cette hypothèse en analysant un scénario dans lequel les échanges entre pays se réalisent en présence de capacités d'interconnexion illimitées. Enfin, nous terminerons par l'introduction de contraintes sur ces échanges (capacités d'interconnexion limitées). Nous analyserons successivement dans cet environnement contraint les mesures de DR nécessaires pour minimiser les coûts énergétiques et environnements, les conséquences d'un effet rebond sur ces coûts ainsi que les impacts d'une modification significative du parc de production électrique d'un pays.

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 marginales¹² 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 Mégawattheure très carboné. Le second groupe est constitué de la France et de la Belgique. Ces pays utilisent la totalité de leurs moyens de production disponibles pour satisfaire la demande de pointe et connaissent donc des situations plus tendues. 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 19 h (€/MWh)	Coût marginal de production à 4 h (€/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 ¹³)	17,6 (gaz)

¹² La technologie de production marginale se définit comme la dernière technologie (la plus coûteuse) qui permet par sa production d'équilibrer l'offre et la demande.

¹³ *Value Of Lost Load* ou Coût de défaillance.

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 (tableau 3).

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 de production marginale	2 % à 10 %	ToU, PTR, CPP, Information directe
	Allemagne sans nucléaire	Modification de la centrale de production marginale	4 % à 14 %	ToU, PTR, CPP, Information directe
Efficacité environnementale	Allemagne avec nucléaire	Réduire la production pour diminuer les émissions de CO ₂	Maximal	IBR, Information directe, ToU
	Espagne			
	Pays-Bas			

Deux pays connaissent des difficultés pour équilibrer l'offre et la demande en période de pointe : la France et la Belgique. Des effacements de 2 à 13 % leur permettent de réduire significativement les coûts agrégés et de minimiser les risques de surcoûts liés à l'effet de report. En effet, ces deux pays réduisent ainsi la production de leurs centrales thermiques ou leur déficit de production. Une bonne transmission de l'information permet d'arriver à un effacement de 2 à 10 % (Faruqui *et al.*, 2010a). En revanche, un effacement plus conséquent nécessite la mise en place de mesures plus complexes (utilisation conjointe de tarifications – CPP ou RTP – et d'outils informationnels ou de pilotage). Le report des consommations effacées en période creuse permet de conserver une production peu carbonée et peu coûteuse (nucléaire). En revanche, une DR plus importante entraîne certes un gain supplémentaire en période de pointe mais le report des consommations effacées nécessite la mise en fonctionnement de centrales thermiques pour servir la demande en période creuse. Ce supplément de production aura

pour conséquence une augmentation à la fois du coût marginal de production et une augmentation des émissions de CO_2 . Ce surcoût compensera en partie les gains obtenus lors des effacements de pointe.

Trois pays connaissent des difficultés à maîtriser leurs émissions de gaz à effet de serre : l'Espagne, l'Allemagne et les Pays-Bas. En effet, ils disposent de capacités de production disponibles importantes par rapport à leur demande de pointe. En revanche, leurs centrales de production principalement thermiques sont fortement émettrices. Il s'ensuit 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.

Cette analyse peut être sensible aux évolutions des parcs de production. Notamment, l'Espagne ou l'Allemagne, en raison d'un développement conséquent des énergies renouvelables intermittentes, pourraient plutôt privilégier des outils de DR réactifs (CPP/PTR avec DLC). Le besoin de réactivité conduit également à définir des capacités d'effacements dont la disponibilité est connue avec certitude. Par ailleurs, un scénario d'absence du nucléaire en Allemagne fait émerger un besoin d'effacement de centrale en période de pointe autour de 14 %, compte tenu du besoin croissant en capacités thermiques. Ce taux peut nécessiter la mise en place d'un pilotage de la demande associé à une tarification dynamique et à un système informationnel performant.

2.2. 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. L'ordre de mérite 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. Cette situation est celle qui permet d'atteindre les coûts énergétiques et environnementaux les plus faibles, les productions les plus efficaces assurant l'équilibre offre/demande sans subir de contraintes.

Les centrales marginales étant thermiques, tout effacement avec un report maîtrisé est bénéfique pour la collectivité. Pour réduire le coût de la centrale marginale et les émissions, la diminution nécessaire de la demande serait de 18 %. 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 (RTP, CPP ou PTR) ainsi que du pilotage des consommations par les fournisseurs ou les gestionnaires d'infrastructures, s'avère nécessaire. Là où certaines stratégies individuelles pouvaient conduire à ne mettre en place que des mesures simples pour réduire ou effacer la demande, la stratégie collective devient d'investir directement dans des systèmes complexes pour créer et gérer ces effacements. Ici encore, les stratégies d'effacement seront d'autant plus profitables qu'il existera une gestion temporelle des effets reports 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 DR (2 à 6 %) permettent d'assurer des gains significatifs en effaçant les différentes productions au charbon. Les effets de report ne modifient pas l'ordre de mérite des heures creuses ; 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, c'est-à-dire des gains de plus en plus faibles avec l'ampleur du report de consommation.

2.3. Efficacités énergétiques et environnementales avec des capacités d'interconnexion limitées

Les différents pays connaissent des contraintes sur les capacités d'interconnexion (annexe 4) qui leur permettent d'échanger leur production électrique. Ces contraintes modifient les ordres de mérite 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.

2.3.1. Les équilibres offre/demande dans les marchés interconnectés

En période de pointe, certains pays peuvent échanger sans contrainte. Un même ordre de mérite composé des centrales les plus efficaces permet d'assurer l'équilibre offre/demande au sein de ces pays. L'Allemagne et les Pays-Bas, ainsi que la France et la Belgique¹⁴, sont dans cette situation. 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 isolé des autres pays, les échanges saturant ses interconnexions.

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

Période	Pays	Coût marginal (€/MWh)	Technologie	Échanges
Pointe	Espagne	27	Gaz espagnol	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 français	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
Creuse	Espagne	27	Gaz espagnol	Importation de 500 MWh de la France
	Pays-Bas	16	Gaz hollandais	Exportation de 3 850 MWh vers l'Allemagne et de 2 400 MWh vers la Belgique
	Allemagne	32	Charbon allemand	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 1 534 MWh de Belgique
	Belgique	18	Gaz belge	Importation de 2 400 MWh des Pays-Bas et de 1 534 MWh de la France

¹⁴ Les capacités d'interconnexion permettent à la Belgique d'éviter la situation de défaillance présentée dans le tableau 2.

2.3.2. Le calcul des taux d'effacement au sein des pays interconnectés

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 niveaux d'effacements 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 de production 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 DR¹⁵ (tableau 5). 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. Nous ne considérons aucun effort de la part de l'Espagne et l'Allemagne. En effet, ces deux pays ont intérêt à réaliser un maximum d'efforts chez eux pour diminuer le poids de la production thermique.

Tableau 5. Scénarios de maîtrise de la demande

Pays	Taux de DR (%)			
	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

¹⁵ Ces efforts ou taux de DR sont calculés de manière à effacer, dans l'ordre de mérite, une centrale marginale de production. Des taux élevés signifient que les mesures de DR permettent d'effacer plusieurs technologies marginales de production, technologies les plus coûteuses et émettrices de gaz à effet de serre.

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 des 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. Tous connaissent des gains en efficacités énergétiques et environnementales. Grâce à ses mesures de DR, la Belgique peut exporter davantage. En effet, tout comme les Pays-Bas, elle trouve un intérêt à exporter plutôt qu'à diminuer sa production, les interconnexions belges et françaises n'étant pas saturées. Ces exportations créent certes des coûts énergétiques et environnementaux supplémentaires, mais aussi un gain lié à l'amélioration collective des efficacités étudiées et au revenu d'exportations. L'Allemagne bénéficie de sa situation centrale et bien interconnectée avec ses pays voisins. En effet, pour tous les cas d'effacement envisagés (tableau 5), ses efficacités environnementales et énergétiques sont améliorées, se traduisant par un coût agrégé décroissant avec les mesures de DR mises en place par ses pays voisins. Elle importe notamment le surplus de production thermique au gaz des Pays-Bas, ce qui remplace sa production au charbon, plus coûteuse et plus émettrice de gaz à effet de serre.

Sans report des consommations, une maîtrise de la demande de 4 à 16 % permet d'améliorer significativement les efficacités énergétiques et environnementales. Les réductions du coût agrégé oscillent entre 5 et 15 % sur les deux périodes de consommation étudiées (figure 1). 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. Des mesures de DR simples, comme une bonne gestion de l'information ou un ToU (effort faible à moyen), permettent d'atteindre des résultats significatifs (diminution du coût agrégé de 1,5 à 45 %¹⁶

16 Cette réduction importante est liée au fait que les centrales de production fonctionnant au fioul sont effacées. Comme le montre l'annexe 1, ces centrales ont un coût de fonctionnement extrêmement élevé.

selon les pays). Certains pays peuvent être amenés individuellement à adopter des mesures de DR plus complexes. Par exemple, la France et la Belgique peuvent miser sur des mesures comme la tarification au CPP ou le pilotage des consommations, permettant certes une augmentation globale des efficacités mais à des taux de croissance plus faibles.

Figure 1. Évolution du coût agrégé – Période 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 basée sur le gaz est moins coûteuse que les autres productions que ses voisins devraient mettre en fonctionnement en raison du report. Par conséquent, sa production thermique au gaz augmente, ce qui crée une croissance de ses coûts énergétiques et environnementaux. Bien entendu, un revenu lié à l'échange contrebalance l'effet négatif sur les coûts. Les Pays-Bas se retrouvent dans la même situation. Leur DR nationale leur permet d'exporter davantage de production thermique 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 en période

creuse, ce qui crée *de facto* une croissance des coûts énergétiques et environnementaux. 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 entendu 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 à la période creuse augmentant la production carbonée et les coûts. À nouveau, 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 en raison de l'effet de report des consommations. Pour conserver ces bénéfices, un report sur plusieurs heures des consommations effacées doit alors être préconisé.

Figure 2. Évolution du coût agrégé avec report des consommations – Période de pointe et creuse

2.3.3. Les effacements et l'effet rebond

L'effet rebond a fait l'objet de plusieurs études dans la littérature (Greening et al., 2000 ; Callaway, 2009). Les effacements sont généralement suivis

d'un effet rebond qui se traduit par une augmentation de la consommation durant une courte durée. Cet effet rebond se différencie de l'effet de report car il suit généralement la période d'effacement. L'augmentation de la consommation peut donc avoir lieu dans une période de pointe, contrairement à l'effet report de consommation qui se réalise généralement en période creuse. Par conséquent, selon le niveau de cet effet rebond, les impacts positifs de l'effacement peuvent être réduits voire renversés. Pour illustrer cet effet rebond et son impact sur le coût agrégé, nous allons supposer que l'effacement se réalise sur la période de consommation de 19 h et l'effet rebond sur la période suivante, c'est-à-dire à 20 h (annexe 2).

Notre modèle de simulation montre que pour des valeurs faibles de l'effet rebond (jusqu'à 60 % de l'effacement), de fortes DR sont préférables à des mesures moins ambitieuses. En effet, les gains positifs liés à l'effacement sont suffisamment importants pour être contrebalancés par la mise en production supplémentaire de centrales de production pour satisfaire la demande additionnelle liée à l'effet rebond. En revanche, lorsque l'effet rebond est plus conséquent (supérieur à 60 %), alors de plus petites mesures d'effacement sont souhaitables pour minimiser le coût agrégé. Ces mesures de DR plus faibles permettent de conserver des gains positifs même en cas d'effet rebond important (figure 3).

Figure 3. Variation du coût agrégé en fonction du taux d'effet rebond

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 DR 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 DR plus faibles pour conserver des gains nets positifs.

Figure 4. Variations du coût agrégé en fonction de l'effet rebond – Exemple de la France¹⁷

Ces conclusions confortent les intuitions, à savoir que de faibles mesures de DR sont préférables lorsque les effets rebond anticipés sont importants. Les mesures de DR peuvent ne pas impacter les efficacités des pays (Pays-Bas) car ceux-ci trouvent profitable d'exporter leur production supplémentaire afin d'augmenter leur rémunération et contribuer ainsi à diminuer les coûts agrégés de l'équilibre offre/demande. Les interconnexions jouent un rôle important car elles transfèrent les bénéfices d'une DR 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 DR. En effet, tout effet rebond ou report dont le taux serait

¹⁷ Les courbes de coûts DR4% et DR7% sont identiques et donc se superposent dans la figure 4.

inférieur à 100 % des consommations effacées permettrait de conserver des gains nets en efficacités énergétiques et environnementales.

2.3.4. La modification des parcs de production électrique : l'exemple du nucléaire allemand

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. Kunz et Weigt (2014) notent que l'Allemagne sera davantage dépendante de ses importations en période de pointe de consommation. Les feuilles de route prévoient de remplacer le nucléaire par des énergies renouvelables (principalement par les énergies éoliennes et photovoltaïques), auxquelles se rajoute un développement du parc de production thermique. Les chiffres nous indiquent que ce parc thermique supplémentaire permettra d'assurer du *back-up*¹⁸, soit environ 30 % de la croissance prévue des énergies renouvelables (BDEW, 2011). Bien que la modélisation ne prenne pas aussi finement en compte ces développements accompagnant la sortie allemande du nucléaire, elle permet toutefois de dégager des intuitions intéressantes sur l'impact de cette décision.

Figure 5. Évolution du coût agrégé en l'absence de production nucléaire allemande (sans report des consommations)

¹⁸ Les productions des énergies renouvelables sont par nature intermittentes. Des centrales de production appelées « *back-up* » sont amenées à produire lorsque la production des énergies renouvelables est nulle.

En l'absence d'effet de report, tout effacement de la demande permet de diminuer les coûts de production électriques et environnementaux (figure 5). Nous retrouvons ici les résultats de la figure 1, c'est-à-dire que les efforts intermédiaires de maîtrise de la demande sont les plus efficaces, permettant de diminuer le fonctionnement des centrales les plus coûteuses et polluantes. À nouveau, des mécanismes de maîtrise de la demande simples peuvent permettre d'atteindre ces résultats, sans recourir à une tarification complexe avec pilotage des consommations.

Un report des consommations ne modifie pas la tendance globale, à savoir que les efficacités environnementales et énergétiques s'améliorent (figure 6). En revanche, pour certains pays, le report crée un surcoût. En effet, la consommation supplémentaire liée au report modifie les échanges et nécessite de mettre en production des centrales polluantes et coûteuses (Espagne, Allemagne). En raison des reports de consommation, 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. Évolution du coût agrégé en l'absence de production nucléaire allemande (avec report des consommations)

CONCLUSION

Les mesures de DR figurent parmi les outils disponibles pour atteindre les objectifs environnementaux et de maîtrise de la demande, particulièrement dans le secteur électrique. Les transferts d'informations à

destination des consommateurs et les instruments tarifaires adoptés permettent de diminuer significativement les consommations en périodes de tension sur l'équilibre du système électrique. L'analyse de plusieurs projets expérimentaux de DR montre que les consommateurs sont réactifs à ces signaux, notamment en effectuant des effacements de consommation. Elle nous indique également que la mise en œuvre conjointe de plusieurs instruments de DR apparaît comme une solution des plus efficaces pour atteindre de forts effacements. Cependant, ces niveaux d'effacement importants font naître le risque d'effets de rebond ou de report des consommations. Il faut alors gérer ces effets pour conserver les effets positifs de l'effacement. Une gestion diffuse des consommations qui se reconnectent après avoir été effacées semble alors être nécessaire.

Ces variations de la demande se répercutent sur le secteur de la production électrique. Cette répercussion réside dans la modification des centrales qui composent l'ordre de mérite de la production qui équilibre l'offre et la demande électrique. La diminution de la consommation permet d'arrêter la production de centrales coûteuses et souvent fortement émettrices de gaz à effet de serre. Les coûts de production de l'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre sont alors réduits, ce qui permet d'augmenter les efficacités énergétiques et environnementales.

Un exemple de simulation d'un marché électrique interconnecté nous permet de corroborer ces résultats. Le recours à des mesures de DR, et aux effacements en découlant, 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 parcs de production, plus ou moins carbonés, et des contraintes qui existent pour équilibrer l'offre et la demande (capacités de production ou d'interconnexion disponibles). L'exemple de l'arrêt des centrales nucléaires allemandes nous montre l'utilité que peuvent avoir des mesures de DR pour conserver l'efficacité énergétique et environnementale. En effet, un processus de DR de large ampleur pourrait être envisagé pour réduire le recours à des centrales de production thermique supplémentaires et gérer l'intermittence de la production des énergies renouvelables. De plus, le modèle montre que lorsque les pays sont interconnectés, les efforts de DR des uns améliorent l'efficacité des autres. Dans une zone comme l'Union européenne, ceci tend à conforter une stratégie DR coordonnée, soutenue par des capacités d'échange suffisantes.

La simulation nous montre également que 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 de consommation, c'est-à-dire d'une reconnexion non contrôlée de la demande effacée, 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 de production électrique est à dominance thermique. Les effacements importants ne sont dès lors pas forcément les plus efficaces, les gains supplémentaires en efficacité énergétique et environnementales évoluant avec des taux de croissance faibles. Cette conclusion est également démontrée lorsqu'il existe un effet de rebond important. Lorsque 60 % des consommations effacées ou plus sont reconnectées en période de pointe, des instruments de DR peu ambitieux sont à privilégier pour conserver des gains en efficacité énergétique et environnementale. En présence d'un effet rebond important, conserver un effacement élevé nécessite de contrôler ces reconnexions par des outils adaptés comme le pilotage automatique (DLC). La recherche de gains supplémentaires sur les autres maillons de la chaîne électrique permettra de justifier le recours à des taux de DR plus élevés. En effet, les gains provenant des activités de réseaux ou de la gestion de l'intermittence des énergies renouvelables à l'aide des mécanismes de gestion de la demande peuvent s'avérer significatifs pour rechercher un effacement maximal souhaitable pour l'ensemble du système électrique.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- BARBOSE, G., GOLDMAN, C., BHARVIRKAR, R., HOPPER, N., TING, M. et 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. et 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*, vol. 16, n° 1, pp. 191-211.

- BORENSTEIN, S. (2005), « The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing », *The Energy Journal*, vol. 26, n° 3, pp. 93-116.
- BORENSTEIN, S. (2012), « Effective and Equitable Adoption of Opt-In Residential Dynamic Electricity Pricing », Energy Institute at Haas, avril 2012.
- BORENSTEIN, S. et HOLLAND, S. (2005), « On the Efficiency of Competitive Electricity Markets With Time-Invariant Retail Prices », *RAND Journal of Economics*, vol. 36, n° 3, pp. 469-493.
- CALLAWAY, D. S. (2009), « Tapping the energy storage potential in electric loads to deliver load following and regulation, with application to wind energy », *Energy Conversion and Management*, vol. 50, n° 5, pp. 1389-1400.
- CAPPERS, P., GOLDMAN, C., KATHAN, D. (2010), « Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence », *Energy*, vol. 35, n° 4, pp. 1526-1535.
- CHAO, H. P. (2011), « Demand response in wholesale electricity markets: the choice of customer baseline », *Journal of Regulatory Economics*, vol. 39, n° 1, pp. 68-88.
- CHAO, H. (2010), « Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World », *The Electricity Journal*, vol. 23, n° 1, pp. 7-20.
- CLASTRES, C. (2011), « Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives », *Energy Policy*, vol. 39, n°9, pp. 5399-5408.
- COLL-MAYOR, D., PAGET, M. et 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.
- COSSENT R., GÓMEZ T. et FRÍAS T. (2009), « Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective », *Energy Policy*, vol. 37, n° 3, pp. 1145-1155.
- CRAMPES, C. et LÉAUTIER, T. O. (2010), *Dispatching, redispatching et effacement de demande*, Toulouse, Institut d'économie industrielle.
- CRAMPES C. et LOZACHEMEUR J.-M. (2012), « Tarification progressive de l'électricité », Conférence annuelle de l'Association des Économistes de l'Énergie (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. et KAUFMANN, S. (2004), « Do customer information programs reduce household electricity demand - the Irish program », *Energy Policy*, vol. 32, n° 8, pp. 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. et PFEIFENBERGER, H. (2007), « The Power of 5 Percent », *The Electricity Journal*, vol. 20, n° 8, pp. 68-77.
- FARUQUI, A. et 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. et SHARIF A. (2009), « The impact of informational feedback on energy consumption – a survey of the experimental evidence », SSRN paper, may.
- FARUQUI, A. et SERGICI, S. (2010), « Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments », *Journal of Regulatory Economics*, vol. 38, n° 2, pp. 193-225.
- FARUQUI, A., SERGICI, S. et SHARIF, A. (2010a), « The impact of informational feedback on energy consumption: a survey of the experimental evidence », *Energy*, vol. 35, pp. 1598-1608.
- FARUQUI, A., HARRIS, D. et HLEDIK, R. (2010b), « 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.
- FARUQUI, A. et PALMER, J. (2012), « The Discovery of Price Responsiveness: A Survey of Experiments Involving Dynamic Pricing of Electricity », *EDI Quarterly*, vol. 4, n° 1, pp. 15-18.
- FERC (2009), « A national assessment of demand response », June.
- GREENING, A. L., GREENE, D. L. et DIFIGLIO, C. (2000), « Energy efficiency and consumption – the rebound effect – a survey », *Energy Policy*, vol. 28, n° 6-7, pp. 389-401.
- GYAMFI, S. et KRUMDIECK, S. (2012), « Scenario analysis of residential demand response at network peak periods ». *Electric Power System Research*, vol. 93, pp. 32-38.
- HANEY, A. B., JAMASB, T. et POLLITT, M. G. (2009), « Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience », Electricity Policy Research Group, Cambridge, Working Paper EPRG0903.
- HESSER, T. et SUCCAR, S. (2011), « Renewables Integration Through Direct Load Control and Demand Response », in F. P. Sioshansi (Ed.), *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*, Academic Press Inc., pp. 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° ELog-68-000.
- HOLLAND, S. P. et MANSUR, E. T. (2006), « The Short-Run Effects of Time-Varying Prices in Competitive Electricity Markets », *The Energy Journal*, vol. 27, n° 4, pp. 127-156.
- IEA (2008), « Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies for 2050 », Paris, OECD.
- IEA (2010a), « World Energy Outlook 2010 », Paris, OECD.
- IEA (2010b), « Projected Costs of Generating Electricity 2010 », Paris, OECD.
- IEA (2012), « Electricity Information 2012 », Paris, OECD.
- ITO, K. (2012), « Do consumers respond to marginal or average price? Evidence from non-linear electricity pricing », Energy Institute at Haas Berkeley, Haas WP 210.
- KEMA (2010), « 2009 peaksaver® Residential Air Conditioner Measurement and Verification Study », Toronto, Ontario, May 17.
- KUNZ, F. et WEIGT, H. (2014), « Germany's nuclear phase-out: A survey of the impact since 2011 and outlook to 2023 », *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 3, n° 2, pp. 13-27.
- LIJESSEN, M. G., (2007), « The real-time price elasticity of electricity », *Energy Economics*, vol. 29, pp. 249-258.

- MCKERRACHER, C. et 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. et BEZERRA B. (2010), « Making Room for the Boom », *Power and Energy Magazine*, IEEE, vol. 8, n° 5, pp. 36-46.
- OLMOS, L., RUESTER, S., LIONG, S. J. et 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.
- PATRICK, R. H. et WOLAK, F. A. (1997), « Estimating the Customer – Level Demand for Electricity Under Real-Time Market Pricing », NBER Working Paper 8213, National Bureau of Economic Research, Cambridge MA, April 2001.
- RICCI, E. C. (2013), « Smart-Grids and Climate Change. Consumer adoption of smart energy behaviour: a system dynamics approach to evaluate the mitigation potential », Nota di Lavoro 71.2013, Milan, Italy: Fondazione Eni Enrico Mattei.
- RIOUS, V., ROQUES, F. et 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. et BOHN, R. (1988), « Spot Pricing of Electricity », Boston, Kluwer Academic.
- SERGICI, S. et 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, Cambridge, The Brattle Group.
- SPEES, K. et LAVE, L. B. (2007), « Demand Response and Electricity Market Efficiency », *The Electricity Journal*, vol. 20, n° 3, pp. 69-85.
- STADLER, I. (2008), « Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response », *Utilities Policy*, vol. 16, pp.90-98.
- STRBAC, G., JENKINS, N. et GREEN, T. (2006), « Future Network Technologies: Report to DTI », April 2006.
- STRBAC, G., (2008), « Demand side management: Benefits and Challenges », *Energy Policy*, vol. 36, n° 12, pp. 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, Cambridge.
- TORRITI, J., LEACH, M. et 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*, Cambridge, Cambridge University Press, Department of Applied Economics Occasional Papers, pp. 88-105.
- WOLAK, F. (2006), « Residential Customer Response to Real-Time Pricing: The Anaheim Critical-Peak Pricing Experiment », Stanford University, Department of Economics.
- WOOD, G. et NEWBOROUGH, M. (2003), « Dynamic energy-consumption indicators for domestic appliances: environment, behaviour and design », *Energy and Buildings*, vol. 35, n° 8, pp. 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 instal-lées (MW)	Coût Variable (€/MWh)	Capacités instal-lées (MW)	Coût Variable (€/MWh)	Capacités instal-lées (MW)	Coût Variable (€/MWh)	Capacités instal-lées (MW)	Coût Variable (€/MWh)	Capacités instal-lées (MW)	Coût Variable (€/MWh)
Gaz	33,465	27	23,270	16	9,810	37.6	7,497	41	5,985	17.6
Cycles combines					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
Éolien	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)

Période de consommation	Espagne	Pays-Bas	Allemagne	France	Belgique
19 h (Pointe)	39,694	16,826	79,863	82,450	13,881
20 h (Pointe)	39,617	16,293	77,658	79,689	13,284
4 h (Creuse)	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 CO₂ pour chaque technologie de production

Technologie de production	Production disponible (MWh)	Taux d'émission de CO ₂ (tCO ₂ /MWh)
Charbon	$0.85 * K_{\text{Charbon}}$	0.96
Gaz	$0.85 * K_{\text{Gaz}}$	0.4
Cycles combinés	$0.85 * K_{\text{Cycles_Combinés}}$	0.36
Fioul	$0.85 * K_{\text{Fioul}}$	0.8
Éolien	$0.3 * K_{\text{Eolien}}$	0
Hydraulique	$0.5 * K_{\text{Hydraulique}}$	0
Nucléaire	$0.85 * K_{\text{Nucléaire}}$	0

Sources : IEA (2010b), Moreno et al. (2010), RTE et données auteurs (basées sur des valeurs de référence 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 CO₂

Figure 7. Sensibilité du coût agrégé au prix du CO₂ – Avec report des effacements et allocation gratuite des permis de CO₂

Figure 8. Sensibilité du coût agrégé au prix du CO₂ – Avec report des effacements et achats des permis de CO₂