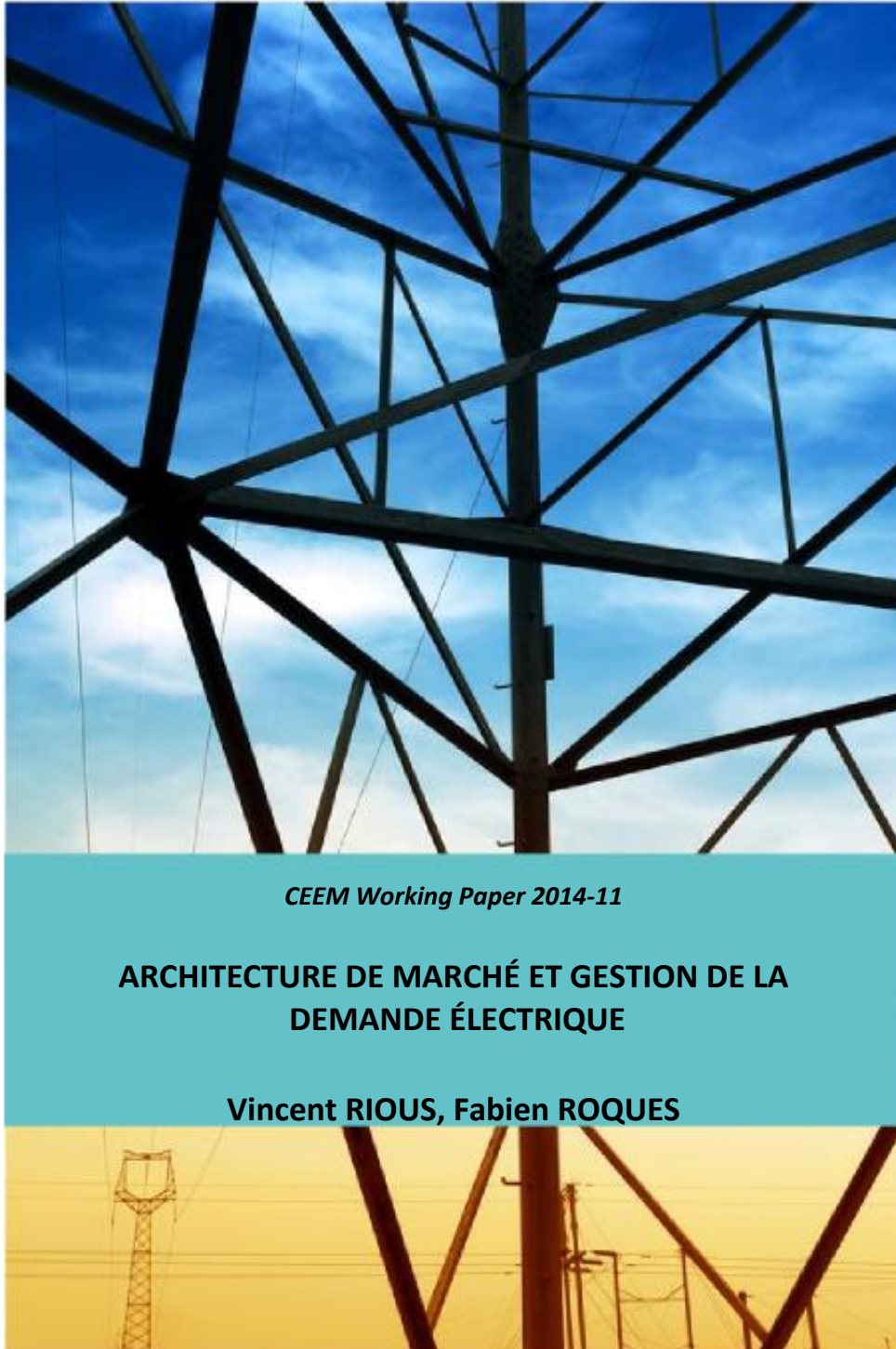




**CHAIRE EUROPEAN
ELECTRICITY MARKETS**
Fondation Paris-Dauphine



© photo gui yong nian - Fotolia.com © création jellodesign.com

CEEM Working Paper 2014-11

**ARCHITECTURE DE MARCHÉ ET GESTION DE LA
DEMANDE ÉLECTRIQUE**

Vincent RIOUS, Fabien ROQUES

DAUPHINE
UNIVERSITÉ PARIS

Chaire de recherche soutenue par



Réseau de transport d'électricité



EPEXSPOT
EUROPEAN POWER EXCHANGE



Laboratoire Français de l'Électricité

ARCHITECTURE DE MARCHÉ ET GESTION DE LA DEMANDE ÉLECTRIQUE

Vincent Rious¹, Fabien Roques²

Décembre 2014

RÉSUMÉ

Le développement des effacements de consommation électrique est un problème central dans les marchés électriques respectueux de l'environnement. Faute d'une architecture de marché fournissant de bonnes incitations, le développement des effacements est encore d'ampleur limitée dans la plupart des marchés électriques. En Europe, différents modèles de développement sont considérés pour les effacements, d'un régime régulé à une perspective concurrentielle. Dans cet article, en nous focalisant sur les effacements pour les consommateurs de taille petite et moyenne, nous analysons quels types de signaux de marché devraient être envoyés aux agrégateurs d'effacement pour leur assurer une activité concurrentielle. A partir de résultats de simulations sur huit années de données du système électrique français, nous comparons les options d'architecture de marché quant à leur aptitude à permettre le développement concurrentiel des effacements. Nos simulations démontrent qu'avec les règles de marché actuelles, les effacements ne sont pas une activité rentable dans l'industrie électrique française. L'introduction d'un mécanisme de capacité pourrait apporter des revenus supplémentaires aux agrégateurs d'effacement sous réserve que le système ne soit pas surcapacitaire et que son architecture ne défavorise pas les effacements.

Mots clés: architecture de marché de l'électricité; effacement; mécanisme de capacité.

Les opinions exprimées ici sont celles des auteurs uniquement.

¹ Auteur correspondant: Vincent Rious, Vice-président régulation, Microeconomix, 5 rue du Quatre Septembre, 75002 Paris, France. Email: vincent.rious@microeconomix.com, Tél. (+33)171183183, Fax. (+33)175578989 et conseiller en ingénierie à la Florence School of Regulation, Italie.

² Professeur Associé, CGEMP Université Paris Dauphine, membre de la Chaire Marchés Européens de l'électricité de l'Université Paris Dauphine. Email : fabien.roques@dauphine.fr et Senior Vice President, Compass Lexecon, Email froques@compasslexecon.com

1. INTRODUCTION

L'équilibre instantané entre la production et la consommation en temps réel est un problème clé pour le gestionnaire du système électrique car l'électricité n'est pas une énergie stockable en grande quantité dans des conditions économiquement acceptables. Sans stockage massif, l'équilibre en temps réel a été traditionnellement géré principalement grâce à la modulation de la production électrique. Dans le même temps, les effacements de consommation avaient tout de même fait l'objet d'une certaine attention par les opérateurs historiques pour équilibrer leur système. Par exemple, les effacements de consommation ont représenté jusqu'à 6 GW en France à la fin des années 90 avant de ne plus représenter que 3,5 GW en 2007 (CRE, 2013).

Les effacements de consommation font l'objet d'un nouvel intérêt avec le développement des technologies de réseaux intelligents, qui permettent d'envisager une augmentation du potentiel chez les consommateurs de petite et moyenne taille. Avec ces nouvelles technologies, le potentiel d'effacement en France pourrait ainsi atteindre 10 à 15 GW (E-cube, 2013). Les règles de marché évoluent ainsi dans différents pays afin de faciliter l'intégration des effacements (e.g. en France – RTE, 2013 – en Belgique – CREG et al., 2014 – ou aux Etats-Unis – Hurley et al. 2013)

Le principal intérêt des effacements de consommation électrique est qu'ils participent à équilibrer le système électrique durant les quelques centaines d'heures dans l'année pendant lesquelles la tension offre-demande est la plus forte, de la même façon que les moyens de production de pointe. Les effacements de consommation sont sujets d'une nouvelle attention car la plupart des systèmes électriques libéralisés avec un marché dit *energy only* (c'est-à-dire sans mécanismes complémentaire de rémunération de la capacité) sont caractérisés par un déficit d'investissements en unité de pointes par manque de revenu. Ce problème dit de *missing money* a été largement étudié (voir Joskow (2007, 2008), Cramton et Stoft (2006) et Finon et Pignon (2008) pour une revue de la littérature approfondie). Le concept de « missing money » correspond à l'insuffisance de la rémunération dans les marchés électriques afin de garantir la couverture des coûts d'investissement. Dans une perspective dynamique, il ne peut y avoir de « missing money » structurel car le déclassement de centrales rééquilibre le marché (voir Stoft, 2002). Les marchés électriques avec des barrières à la sortie (tel qu'en Espagne ou il faut obtenir une autorisation pour déclasser une centrale) peuvent néanmoins maintenir une rémunération insuffisante de façon structurelle.

Les solutions pour résoudre le problème du « missing money » comprennent une large panoplie de mécanismes de capacité, par exemple l'introduction d'une réserve stratégique de moyens de production contrôlés par le gestionnaire du système électrique et sollicités en dernier recours pour éviter les délestages, les contrats de long terme pour sécuriser les investissements, les paiements de capacité ou encore les marchés de capacité.

Aussi, la substitution au moins partielle qui existe entre les effacements de consommation et les moyens de production de pointe nous invite à analyser l'impact du problème de *missing money* pour les effacements. Pour tester l'existence du problème de *missing money* pour les effacements de consommation électriques, nous utilisons des données du marché électrique français sur huit années entre 2004 et 2011. Nos simulations numériques montrent que le problème de *missing money* est susceptible d'impacter les agrégateurs d'effacement et rendre difficile la couverture de leur coût d'investissement dans les infrastructures de comptage intelligent par les seuls mécanismes de marché actuellement en place.

Nous étudions ensuite quelle architecture de marché peut permettre le développement des effacements de petits consommateurs (résidentiels ou tertiaires) dits effacements diffus. Autrement dit, nous recherchons le type de signaux de marché qui devraient être envoyés aux agrégateurs pour que l'effacement soit une activité concurrentielle pour laquelle le problème de *missing money* soit résolu.

Cet article est organisé de la façon suivante. Premièrement, nous spécifions les caractéristiques qui distinguent les effacements de la production de pointe. Ensuite, nous mettons en avant le problème de couverture des coûts auquel pourrait alors faire face un agrégateur d'effacements, du fait du problème de *missing money*. Enfin, nous étudions l'alignement entre les mécanismes incitatifs mis en œuvre pour assurer des investissements suffisants en production de pointe tels que les mécanismes de capacité et les spécificités des effacements. Nous concluons sur l'aptitude d'une solution de marché à fournir des incitations suffisantes pour le développement des effacements.

2. COMPARAISON DES CARACTÉRISTIQUES DES EFFACEMENTS ET DES MOYENS DE PRODUCTION DE POINTE

Les effacements de consommation et les moyens de production de pointe font face à des problèmes de rentabilité économique similaires, notamment le problème de *missing money* observé sur la plupart des marchés électriques libéralisés. Il existe également un certain nombre de différences significatives entre ces deux activités. Dans cette section, nous démontrons que tant les similitudes que les différences entre les effacements et les moyens de production de pointe doivent être prises en compte pour évaluer l'impact du *missing money* sur la rentabilité des effacements.

2.1 Similarités entre les effacements et les moyens de production de pointe

Les effacements de consommation peuvent être mobilisés pour remplacer les moyens de production de pointe dans des conditions spécifiques. Pour déterminer ces conditions, nous rappelons les différents usages des moyens de production de pointe et nous discutons si les effacements sont en mesure de pouvoir fournir un service équivalent.

Tout d'abord, un moyen de production de pointe peut être programmé du jour pour le lendemain pour fournir de l'énergie durant les heures où la consommation est la plus élevée. Cela s'explique car les moyens de production de pointe ont le coût marginal le plus élevé par rapport aux autres unités de production. Ce sont donc les derniers moyens de production appelés pour fournir l'énergie consommée. Le fait que les moyens de production de pointe soient dispatchés après toutes les autres unités de production pour couvrir la demande résiduelle rend leur revenu très incertain. Un investissement dans un moyen de production de pointe est ainsi très risqué car il dépend du niveau de la demande électrique qui elle-même dépend de conditions météorologiques extrêmes. Dans un système électrique qui subit des niveaux de consommation élevés durant l'hiver comme en France (notamment du fait du chauffage électrique), un moyen de production de pointe fonctionnera d'autant plus que l'hiver sera froid (avec des températures plus faibles pendant de nombreux jours). A l'inverse, une année chaude signifiera que le moyen de production de pointe fonctionnera moins voire pas du tout, ce qui peut rendre impossible le paiement de l'annuité de son investissement durant cette année³.

Un moyen de production de pointe est aussi très utile pour équilibrer le système électrique en temps réel (en fournissant des services système) ou proche du temps réel (en réalisant des ajustements). Ces deuxièmes et troisièmes usages d'un moyen de production de pointe sont liés à sa grande flexibilité de fonctionnement et à son temps de démarrage très court. Ces caractéristiques sont très utiles en temps réel pour équilibrer la production et la consommation alors que le stockage de l'électricité n'est pas possible de façon massive dans des conditions économiquement concurrentielles. En effet, le temps de réaction nécessaire au rééquilibrage du système électrique

³ Le même raisonnement s'applique pour un système électrique dont la pointe de consommation apparaît durant la période chaude comme c'est le cas aux Etats-Unis à cause de l'utilisation intensive de la climatisation.

pour maintenir son intégrité est court, de quelques secondes à une quinzaine de minutes⁴. Un moyen de production de pointe est adapté à réagir dans ce laps de temps et à contribuer à l'équilibrage du système car il est capable de démarrer suffisamment vite et est très flexible une fois démarré. Les moyens de production de pointe et les centrales hydrauliques avec réservoir sont ainsi les principales unités sollicitées pour agir dans ce court délai⁵.

Les effacements peuvent ainsi remplacer les moyens de production de pointe sur la base d'un usage journalier ou pour réaliser des ajustements en temps réel. Un effacement de consommation peut être planifié du jour pour le lendemain pour aider à équilibrer l'offre et la demande quand il est prévu que le niveau de la demande sera élevé. Un effacement de consommation peut également être activé en temps réel pour compenser des déséquilibres.

2.2 Différences entre les effacements et les moyens de production de pointe

Les effacements et les moyens de production de pointe ne sont pas de parfaits substituts pour quatre raisons. Premièrement, un effacement ne peut être effectivement réalisé que si la consommation qui s'efface était initialement prévue. Pour le moment, les effacements de consommation dans le secteur résidentiel ou tertiaire ont été principalement mis en œuvre sur des usages énergétiques avec une inertie thermique tels que la production de froid ou de chaleur pour éviter tout désagrément aux utilisateurs. Néanmoins, ces usages énergétiques ne sont actifs pour certains que lorsque la demande électrique est élevée⁶.

La seconde différence entre un effacement et un moyen de production de pointe est l'effet report (aussi appelé *Cold Load Pick-Up (CLPU) effect* en anglais). L'effet report correspond à l'énergie et la puissance additionnelles temporairement nécessaires suite à l'effacement de consommation. Par exemple, un chauffage ou une climatisation effacée vont nécessiter un surcroît de puissance pour retrouver leur température de consigne. Les deux paramètres caractérisant l'effet report sont sa puissance et sa durée. Ces caractéristiques ont une influence fondamentale sur la rentabilité d'un agrégateur d'effacement. Si l'effet report est inférieur à 100 % de la consommation effacée, un effacement permet de réduire globalement la consommation énergétique. La réduction de la facture dépendra également de la différence de prix de l'électricité effacée et de celle consommée au moment du report⁷. Plus l'effet report est faible, et plus l'économie financière résultant d'une moindre consommation énergétique est importante. La figure 1 illustre un effet de report de 50 % et

⁴ Les services système automatiques doivent réagir quelques secondes ou minutes et pendant quinze ou vingt minutes après la survenue d'une défaillance. Dans les quinze minutes suivant ce déséquilibre, la capacité des services système doit être restaurée de sorte que le système électrique puisse supporter tout nouveau déséquilibre. Il est alors nécessaire qu'un producteur soit démarré ou augmente son niveau de production, ou qu'un agrégateur d'effacement réduise la consommation) en moins de quinze minutes. Le gestionnaire de réseau choisit alors le moyen répondant aux contraintes techniques et le moins coûteux sur le mécanisme d'ajustement.

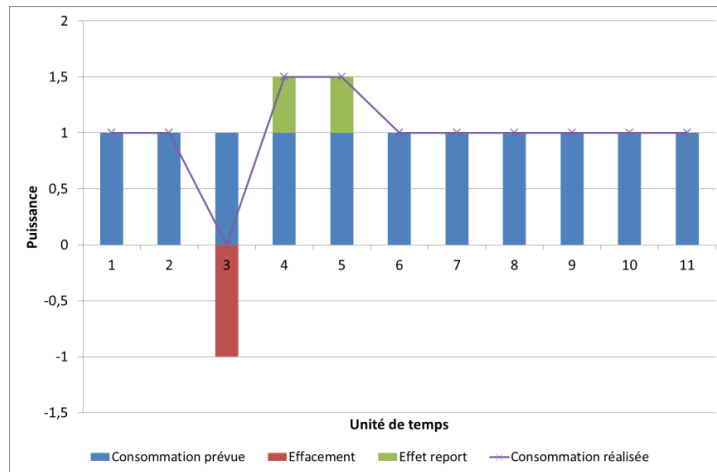
⁵ La fourniture de services système est généralement sans risque car une part de la rémunération est généralement associée à la disponibilité de la capacité. Toutefois, l'activité d'ajustement en temps réel impliquant des démarrages est risquée pour un moyen de production de pointe car son utilisation dépend de déséquilibres incertains.

⁶ Le niveau de consommation est élevé quand il fait chaud pour un système électrique avec beaucoup de climatiseurs ou quand il fait froid pour un système électrique avec beaucoup de chauffages électriques. Les réfrigérateurs ou les ballons d'eau chaude sont eux actifs toute l'année. L'inertie des ballons d'eau chaude est notamment utilisée pour y chauffer l'eau durant les heures creuses la nuit.

⁷ Inversement, tout effet report supérieur à 100% signifie que toute coupure de la consommation induit une augmentation globale de la consommation, ce qui n'implique cependant pas nécessairement des dépenses énergétiques supérieures, dans la mesure où la consommation d'électricité peut être reportée sur une période où les prix de l'électricité sont inférieurs à la période pendant laquelle la consommation est effacée.

durant deux fois plus longtemps que l'effacement initial (ce qui signifie que l'effacement ne modifie pas globalement la consommation énergétique, ni en l'augmentant ni en la baissant)⁸.

Figure 1 Illustration de l'effet report apparaissant après un effacement de consommation



La troisième spécificité des effacements de petits consommateurs (résidentiels ou tertiaires) comparés aux moyens de production de pointe est qu'ils résultent en général d'une intermédiation et non d'une décision directe prise par une entreprise⁹. Cette caractéristique complique le modèle d'affaires des effacements (Albadi & El-Saadany, 2008; EUDEEP business model 1). Dans la plupart des cas, ce n'est pas l'agrégateur d'effacement qui coupe directement la consommation, il envoie juste un signal aux consommateurs leur indiquant qu'il serait bénéfique qu'ils s'effacent. Les consommateurs réagissent ainsi au signal dans la limite de leur autre contrainte. Il est alors difficile pour l'agrégateur de prédire un taux de réponse ferme au signal de coupure de consommation et donc sa capacité d'effacement agrégée.

Certains agrégateurs recourent à des effacements pilotés. L'agrégateur coupe alors lui-même la consommation de façon à minimiser l'impact sur le confort du consommateur¹⁰. Cette solution présente toutefois deux inconvénients. Premièrement, les coûts d'un agrégateur sont plus élevés que la solution précédente car il est nécessaire de construire et d'exploiter une infrastructure permettant de piloter les effacements. Par ailleurs, même avec des effacements pilotés, les consommateurs ont toujours la possibilité d'outrepasser l'ordre de coupure de consommation et de continuer à consommer. Le taux de réponse des consommateurs aux ordres de coupures de consommation ne sera jamais de 100 % et il pourrait varier dans une large plage. Il a ainsi été mesuré entre 9% et 53% dans le Nord-Est des Etats-Unis en 2009 (Cappers, Goldman, & Kathan, 2009). Les agrégateurs d'effacement peuvent tout de même limiter ces problèmes en faisant foisonner les consommateurs qu'ils peuvent effacer afin d'affermir leur capacité d'effacement. Néanmoins, cela augmente leur coût fixe car ils doivent en conséquence augmenter leur base de clients. Les mesures récentes sur des effacements avec foisonnement offrent ainsi des performances bien supérieures, entre 65% et 130% (Hurley et al., 2013).

⁸ Voir Agneholm (1999) pour une caractérisation relativement étendue de l'effet report.

⁹ Les effacements ne font pas nécessairement l'objet d'une intermédiation. Ils peuvent être directement proposés au marché par des entreprises fortement consommatrices d'électricité.

¹⁰ A cet effet, les agrégateurs mettent en œuvre des effacements dits cascado-cycliques. En d'autres termes, différents appareils sont effacés de façon cyclique chez un client afin de limiter l'impact sur son confort. Ces appareils ne sont éteints en cascade que s'il est nécessaire d'effacer une plus grande puissance (ADEME, 2002).

Enfin, il y a aussi le problème d'entrée et de sortie des consommateurs du programme d'effacement. L'agrégation d'effacement est une activité commerciale ciblant les consommateurs résidentiels et tertiaires. En conséquence, la capacité d'effacement d'un agrégateur peut varier dans le temps en fonction de la dynamique de sa base de clients.

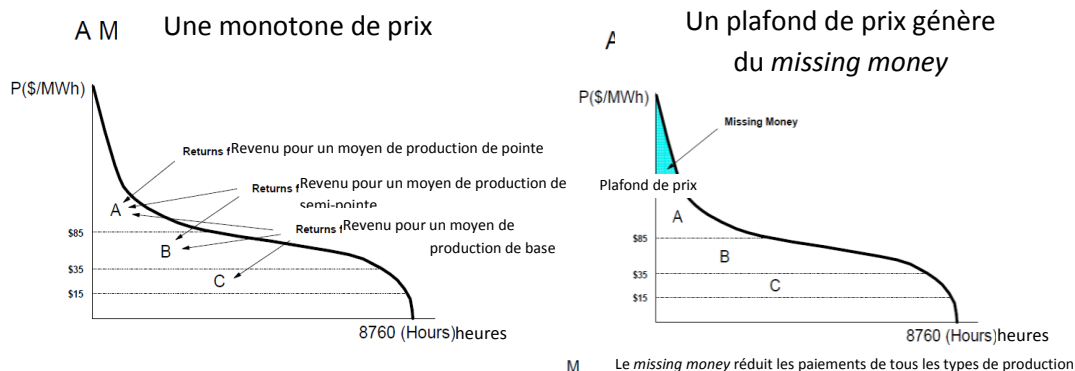
Par ailleurs, étant donné la nature intermédiée des effacements pour les consommateurs résidentiels et tertiaires, il peut être difficile pour les agrégateurs de fournir des services système lorsqu'ils sont appelés par le gestionnaire du réseau. Par exemple, la fourniture de réserves secondaires résulte d'un signal fourni par le gestionnaire de réseau de transport sur une infrastructure de télécommunications dédiée. Si les effacements fournissaient des réserves secondaires, il serait nécessaire d'étendre cette infrastructure jusqu'aux consommateurs concernés. Néanmoins, des expérimentations dans différents pays sont menées pour permettre aux effacements de participer aux services système (e.g. MacDonald et al., 2012 ; RTE, 2014a). L'aptitude des effacements à participer aux services systèmes dépend de la nature de la consommation effacée et pourrait se focaliser sur certains processus industriels et les activités principalement commerciales (Ma et al., 2013).

2.3 Un problème de « *missing money* » ?

Plusieurs marchés électriques libéralisés en Europe et aux Etats Unis ont connus de faibles niveaux d'investissement, notamment pour le renouvellement ou le développement des moyens de production de pointe. Un certain nombre de problèmes ont été mis en avant pour expliquer le *missing money* qui affecte tout particulièrement les investissements dans les centrales de pointe. Le revenu attendu du marché semble trop faible en moyenne et trop incertain pour les inciter à investir et pour couvrir le risque de rémunération qu'ils perçoivent car ils ne sont payés que pour quelques centaines d'heures en moyenne dans l'année et avec de grandes variations de rémunération d'une année sur l'autre (Joskow, 2008). La rémunération perçue pendant les heures de pointe, lorsque le marché est tendu et que les prix sur le marché de l'énergie montent et dépassent plusieurs centaines d'euros par mégawattheures est souvent insuffisante du fait d'imperfections de marché. Cette rente de rareté est très importante pour les moyens de production de pointe car elle leur permet de couvrir leur coût d'investissement durant leurs quelques heures de fonctionnement. Dans le cas extrême où la demande est supérieure à l'offre d'électricité, le prix atteint des valeurs telles que certains consommateurs préfèrent spontanément limiter leur consommation plutôt que de payer le prix demandé.

Toutefois, beaucoup de régulateurs ou de gouvernements considèrent ce prix très élevé comme une défaillance de marché ou une situation inacceptable d'un point de vue politique. Pour résoudre ce problème, certains régulateurs ont fixé un prix plafond que le prix de marché ne peut jamais dépasser, comme l'illustre la figure 2. La figure de gauche représente une monotone de prix (l'ensemble des prix sur le marché de l'électricité d'une année rangés du plus grand au plus petit). Les différents moyens de production couvrent leur coût d'investissement lorsque le prix du marché dépasse leur coût variable (dans les zones A, B et C pour les moyens de production de base, A et B pour les moyens de production de semi-base et A pour les moyens de production de pointe). La figure de droite illustre l'effet d'un prix plafond. En particulier, ce prix plafond limite le revenu des moyens de pointe et réduit l'incitation à investir dans de telles unités de production. Toutes choses égales par ailleurs, le prix plafond produit le même effet sur les agrégateurs d'effacement rémunérés par le marché de l'énergie. Outre les prix plafonds, un certain nombre de rigidités dans la séquence des marchés explique aussi l'incapacité des prix à refléter correctement la valeur de l'électricité produite ou effacée à la pointe.

Figure 2 *Missing money* résultant d'un prix plafond (d'après Hogan, 2007)



Ce manque de revenu pour tout investissement (d'un moyen de production de pointe ou d'un agrégateur d'effacement) est appelé *missing money*. Outre les réformes de marchés permettant de supprimer les prix plafonds et autres rigidités, une solution classique à ce problème est de compenser ce manque de revenu en payant ces investissements pour leur disponibilité et non plus seulement pour l'énergie qu'ils produisent ou qu'ils effacent au moment de la pointe, au travers de l'introduction d'un mécanisme de capacité. Un moyen de production de pointe est ainsi payé pour sa disponibilité pendant les heures de pointe et pour sa production lorsqu'il est appelé. Un agrégateur d'effacement est payé pour sa disponibilité durant les heures de pointe et pour la réduction de consommation qu'il fournit effectivement lorsqu'il est appelé. Selon les solutions retenues dans l'architecture de marché, les moyens de pointe ont plus ou moins de difficultés à couvrir leur coût d'investissement.

Toutefois, étant donné les quatre caractéristiques des effacements (disponibilité quand la demande est assez haute, effet report, pilotage et dynamique de la base de clients), une architecture de marché adaptée au développement des moyens de production de pointe – par exemple au travers d'un mécanisme de capacité, n'est pas nécessairement adéquate pour le développement des effacements.

3. LE BESOIN DE PAYER LES EFFACEMENTS POUR LEUR DISPONIBILITÉ

Le coût de mise en œuvre d'effacement pour de gros consommateurs industriels¹¹ ou tertiaires¹² sont assez bas (de 5 000 à 10 000 €/MW d'investissement d'effacement¹³ et autant de 3 000 à 12 000 €/MW.an de coût de fonctionnement auxquels peuvent s'ajouter les coûts d'activation¹⁴). Dans leur cas, l'infrastructure existante permet facilement de commander cette consommation et les volumes d'effacements concernés sont importants. Pour les consommateurs résidentiels et les consommateurs tertiaires de taille moyenne qui représentent le plus gros potentiel d'effacement¹⁵, il est nécessaire de mettre en place de nouvelles infrastructures¹⁶. La mise en œuvre d'effacements

¹¹ Ils représentent généralement 30% de la consommation totale.

¹² La fonction principale d'une gestion technique d'un bâtiment (GTB) est de gérer son environnement (refroidissement, chauffage, distribution d'air, éclairage, ...) pour obtenir la température désirée, le niveau de dioxyde de carbone accepté, le niveau d'humidité et l'éclairage voulu, etc.

¹³ Source : Marchand-Maillet (2012).

¹⁴ Source : E-Cube (2013).

¹⁵ Ils représentent conjointement les 70% restant de la consommation totale et du potentiel effaçable (Marchand-Maillet, 2012).

¹⁶ Les compteurs intelligents peuvent participer au développement des effacements mais leur premier objectif est de réduire les coûts de relève des compteurs et de pertes sur les réseaux.

nécessite que ces anciens compteurs soient remplacés, que des infrastructures de télécommunications soient installées et que des centres de pilotage de la consommation soient développés pour agréger les effacements individuels en des volumes d'effacements suffisamment gros pour être échangés dans une place de marché (Albadi & El-Saadany, 2008; Faruqi & Sergici, 2009).

Cette nouvelle infrastructure requiert un investissement initial conséquent avec des incertitudes encore importantes sur les coûts et le retour sur investissement (Haney, Jamasb and Pollitt 2009). Cette infrastructure étant totalement nouvelle, à notre connaissance, il n'existe pas d'informations détaillées disponibles pour évaluer l'étendue des économies d'échelle et donc la nature concurrentielle ou monopolistique des effacements.

Dans cette section, nous évaluons le problème potentiel de *missing money* pour les effacements. Tout d'abord, nous rappelons les deux principales sources de revenu pour un moyen de production de pointe, le marché spot J-1 (du jour pour le lendemain – *day-ahead*) et le marché d'ajustement. Ensuite, nous évaluons le revenu qui peut être attendu de ces marchés en utilisant des données du cas français et nous tirons des conclusions générales quant à l'aptitude des effacements à couvrir leur coût fixe à partir de ces seuls revenus.

3.1 Deux marchés pour vendre et acheter de l'électricité

Les systèmes électriques libéralisés sont organisés autour d'une séquence de marchés fortement interdépendants à différents horizons de temps, des marchés forward plusieurs années avant la livraison de l'énergie au marché du temps réel. Un producteur peut choisir de vendre son électricité principalement sur deux marchés distincts : un marché dit « spot » ou marché J-1 (*day-ahead*) et un marché d'ajustement utilisé pour compenser en temps réel les écarts entre production et consommation et maintenir l'équilibre global du système (Saguan et al., 2009).

En France, le marché spot J-1 est géré par la bourse d'électricité « EPEXsport »¹⁷. Chaque jour à 12:00, les acteurs de marché soumettent volontairement des offres et des demandes sur cette bourse pour une livraison durant l'une des heures de la journée suivante¹⁸. Depuis la mise en place des notifications d'échanges de blocs d'effacement, les agrégateurs peuvent valoriser leurs effacements (NEBEF) sur le marché de l'énergie, i.e. soit sur le marché spot soit sur le marché bilatéral OTC avec tous les autres acteurs et plus uniquement au sein du portefeuille du fournisseur dont le consommateur est effacé (RTE, 2013).

Concernant le marché d'ajustement, c'est un outil pour le gestionnaire de réseau de transport (GRT) pour assurer l'équilibre en temps réel du système électrique. Chaque acteur dans ce marché offre un incrément ou un décrétement de puissance. Dans le cas d'un écart entre la production et la consommation totales, le GRT fait appel au marché d'ajustement et sélectionne certaines offres pour rétablir l'équilibre du système. Afin de s'assurer un volume minimal d'offres sur le marché d'ajustement, le GRT organise les réserves dites tertiaires (aussi appelées réserves rapides et complémentaires par le GRT français RTE). Les capacités qui participent à ces réserves ont l'obligation de déposer des offres sur le marché d'ajustement en contrepartie d'une rémunération fixe. Si cette rémunération peut être importante pour les capacités retenues (e.g. 20 k€/MW en 2014¹⁹), le volume de réserves tertiaires reste très limité (1 500 MW au total en France). En conséquence, nous la négligerons dans la suite de l'analyse quoiqu'il puisse participer au développement des

¹⁷ Appelée PowerNext jusqu'en 2009.

¹⁸ Les échanges intrajournaliers sont également possibles sur EPEXspot. Mais ces échanges représentent un volume bien plus faible que les échanges du jour pour le lendemain.

¹⁹ Ce chiffre est obtenu en divisant le coût des réserves contractualisées, 32 M€, par leur volume 1 500 MW (Source : RTE, 2014)

effacements lorsque leur volume reste limité, comme c'est le cas actuellement (RTE, 2014b). Le marché d'ajustement est également complété par les services système (réserves primaires et secondaires) qui permettent un rééquilibrage automatique rapide. Les services système peuvent être fournis à un prix régulé ou selon une organisation de marché. La rémunération que les producteurs reçoivent pour la fourniture des services système est assez faible comparée à la rémunération fournie par le marchés J-1 et temps réel car leur volume est faible (au total entre 1 000 et 1 500 MW). Par exemple, en France, le coût moyen annuel des services système est de moins d'un euros par mégawattheure (avec un coût annuel de 300 millions d'euros pour une consommation de 450 millions de mégawattheures) comparé au prix moyen de l'électricité de pointe proche de 60 €/MWh sur EPEXspot²⁰ (CRE, 2010).

En France et dans la plupart des marchés européens, les marchés J-1 et temps réel sont les principales sources de rémunération des producteurs, après le marché bilatéral. Un producteur appelé sur le marché spot est payé le prix marginal du marché. Un producteur appelé sur le marché d'ajustement est généralement payé son prix d'offre. Voyons maintenant l'impact de ces deux modes de rémunération sur les effacements²¹.

3.2 Le besoin de rémunérer les effacements pour leur disponibilité

Etant donné les similarités et les différences entre les effacements et les moyens de production de pointe, l'objectif de cette section est d'évaluer si les effacements sont rentables dans le contexte d'un marché « *energy-only* » en transposant de précédentes analyses réalisées pour les moyens de production de pointe au cas des effacements.

3.2.1 Estimations de coûts

Pour traiter cette question, nous considérons deux scénarios extrêmes pour l'estimation des différents coûts : un scénario optimiste est construit en utilisant les données les plus positives et un scénario pessimiste est inversement calculé en prenant en comptant les évaluations les moins enthousiastes.

Nous utilisons les données suivantes pour estimer le coût des effacements diffus. Le coût des effacements peut être estimé à partir des données connues sur les effacements diffus. E-cube (2013) indique d'un agrégateurs d'effacement fait face aux coûts suivants. L'installation d'un boîtier afin de piloter les effacements de consommation sont estimés à 450 € par client amorti sur 8 ans. Il faut également prévoir un coût fixe annuel de 50 € par an et par client pour couvrir les coûts de communication GPRS et de gestion client de l'agrégateur. Par ailleurs, il est estimé qu'un boîtier peut effacer entre 2 et 4 kW en fonction de l'installation électrique du client effacé. Par ailleurs, le taux de retour sur investissement attendu varie entre 10% et 15%.

Le scénario optimiste est donc obtenu en considérant un taux de retour sur investissement attendu bas (10%) et une puissance effaçable importante par client (4 kW). A l'inverse, le scénario pessimiste est obtenu en considérant un taux de retour sur investissement attendu élevé (15%) et une puissance effaçable faible (4 kW). Le tableau 1 résume ces hypothèses et les résultats de nos calculs.

²⁰ Source: CRE, 2010. Observatoire du marché de gros de l'électricité. 1er trimestre 2010.

²¹ Les contraintes de transit sont intégrées le jour même sur le marché d'ajustement par le gestionnaire de réseau de transport. Les moyens sollicités pour les lever sont payés à leur prix d'offre.

Tableau 1 : Hypothèses des scénarios optimistes et pessimistes pour calculer les coûts d'investissements d'un agrégateur d'effacement diffus

Scénario	Coût d'investissement par client (€)	Durée amortissement (ans)	TRI	Coût d'investissement annualisé par client (€)
Optimiste	450	8	10%	84
Pessimiste			15%	100
Formule	[A]	[B]	[C]	$[D]=[A]*[C]/(1-(1+[C])^{-[B]})$

Scénario	Coût annuel de communication GPRS et gestion par client	Coût total annualisé par client (€)	Puissance effaçable par client (kW)	Coût total annualisé (€/kW)
Optimiste	50	134	4	34
Pessimiste		150	2	75
Formule	[E]	$[F]=[D]+[E]$	[G]	$[H]=[F]/[G]$

Nous comparons alors ces coûts avec le bénéfice que des effacements peuvent générer au maximum sur le marché. Pour simplifier, nous supposons que l'introduction d'effacements ne modifie pas les prix sur le marché. Ces deux simplifications conduisent à surestimer la rémunération des effacements. En effet, en réalité, l'introduction d'effacements conduirait à réduire le prix (car la consommation s'en trouverait réduite).

Concernant les coûts variables des agrégateurs d'effacements diffus, il est nécessaire de prendre en compte le versement fait au fournisseur du consommateur effacé. Quand un consommateur a conclu un contrat d'approvisionnement énergétique à prix fixe et pour une quantité convenue à l'avance, l'agrégateur d'effacements doit le payer pour le récompenser de ces efforts de réduction de consommation (RTE, 2011). Dans le cas où le contrat d'approvisionnement énergétique ne spécifie pas de quantité, c'est le fournisseur d'énergie qui doit être compensé pour l'énergie qu'il fournit mais qui n'est finalement pas utilisée par son client mais sert à réaliser l'effacement (voir Glachant & Perez, 2010 pour des références sur ce point). Nous supposons que l'agrégateur d'effacement doit payer 50 €/MWh au fournisseur ou au consommateur dans ce cas. Cela correspond à la part énergie des factures des consommateurs au tarif réglementé de vente.

Une dernière incertitude concernant les effacements est l'effet report. Pour éviter toute étude au cas par cas, nous supposerons que la durée de l'effet report est égale à la durée de l'effacement individuel correspondant. Nous considérerons par ailleurs, trois niveaux d'effet report, un premier de 0% (pas d'effet report), puis 50% et 100%.

3.2.2 Estimations du revenu d'un agrégateur d'effacement

Un opérateur d'effacement peut cumuler dans le temps le revenu provenant du marché J-1 et du marché du temps réel, même si pour une même heure il ne peut vendre un MW effacé simultanément sur ces deux marchés²². Cumuler ces deux sources de revenu permet à l'agrégateur d'effacement de limiter le problème de *missing money*.

²² Un opérateur d'effacement pourrait vendre pour une même heure simultanément sur ces deux marchés deux mégawatts distincts. Néanmoins, dans l'arbitrage proposé, il est peu probable que cette stratégie

En réalité, l'agrégateur d'effacements ferait face à l'incertitude des prix du temps réel en se demandant du jour pour le lendemain s'il est préférable de s'offrir sur le marché spot ou d'attendre puis de s'offrir potentiellement sur le marché du temps réel. Pour évaluer le revenu potentiel d'une telle stratégie d'arbitrage, nous supposons que l'agrégateur d'effacement anticipe parfaitement le prix d'ajustement du jour pour le lendemain et connaît si son offre sera acceptée en temps réel. L'agrégateur d'effacements est alors capable de réaliser un arbitrage parfait entre le marché J-1 et le marché du temps réel. En particulier, quand il peut gagner plus sur le marché J-1 que sur le marché du temps réel, il peut décider d'agir sur le marché J-1 plutôt que sur le marché du temps réel. Inversement, si le prix d'ajustement est supérieur au prix J-1 quand ce dernier est maximum, l'agrégateur d'effacement peut décider alors d'agir sur le marché du temps réel durant cette heure. Il cherchera par ailleurs l'heure durant laquelle le prix spot est le deuxième maximum de la journée.

Pour estimer le revenu d'un agrégateur d'effacement, nous supposons que les effacements sont individuellement réalisés pour une durée d'une heure. En raisonnant à rebours, nous détaillons tout d'abord le revenu qu'un agrégateur d'effacements pourrait retirer du marché d'ajustement pour une heure h donnée. Connaissant parfaitement le prix marginal d'ajustement de l'heure h du jour j $p_{marginal_ajustement_{j,h}}$, il est alors capable de connaître quand son offre est activée, c'est-à-dire quand son prix d'offre $p_{offre_ajustement_{j,h}}$ est plus bas que le prix d'ajustement $p_{marginal_ajustement_{j,h}}$.

Dans le système français, un acteur d'ajustement, par exemple un agrégateur d'effacement s'offrant sur le mécanisme d'ajustement, est payé à son prix d'offre $p_{offre_ajustement_{j,h}}$ pour le volume qu'il offre. Ce volume dépend non seulement de sa décision de réduire sa consommation $effacement_{j,h}$ mais aussi de l'effet report des décisions précédentes de réduction de la consommation $report_{j,h-1}$ qui doit être soustrait. Il doit également compenser le consommateur pour son effort de réduction de la consommation ou le fournisseur pour l'énergie fournie alors que l'agrégateur d'effacement coupe une partie de la consommation (*compensation*²³). La formule suivante résume le revenu d'un agrégateur d'effacement dans un marché d'ajustement quand il décide d'y participer à l'heure h .

$$revenu_MA_{j,h} = \begin{cases} \bullet 0 \text{ quand } p_{offre_ajustement_{j,h}} > p_{marginal_ajustement_{j,h}} \\ \bullet (p_{offre_ajustement_{j,h}} - compensation) \times (effacement_{j,h} - report_{j,h-1}) \\ \quad \text{quand } p_{offre_ajustement_{j,h}} \leq p_{marginal_ajustement_{j,h}} \end{cases}$$

Le responsable d'équilibre dont le périmètre inclut l'agrégateur d'effacement doit aussi supporter le coût des écarts résultant de l'effet report $report_{j,h-1}$ qu'il paie au prix de règlement des écarts négatifs $p_{écart_{j,h}}$ quand aucune réduction de consommation n'est prévue durant l'heure h du jour j ($effacement_{j,h} = 0$). Il paie alors la pénalité suivante :

présente un intérêt. Pour des raisons techniques, la concomitance de la vente d'effacement sur le marché de l'énergie et de l'effacement n'est pas autorisée pour le moment pour la valorisation des effacements en France (RTE, 2013).

²³ Comme mentionné précédemment, nous supposons que l'agrégateur d'effacement doit payer 50 €/MWh au fournisseur ou au consommateur dans ce cas.

$$paiement_écart_{j,h} = \begin{cases} p_écart_{j,h} \times report_{j,h} \text{ si } effacement_{j,h-1} \neq 0 \text{ et } effacement_{j,h} = 0 \\ 0 \text{ sinon} \end{cases}$$

L'agrégateur d'effacement peut aussi recevoir un revenu en déplaçant de la consommation en J-1 des heures de pointe aux heures creuses. Ce déplacement d'énergie dans le temps est rendu possible car du jour pour le lendemain, un acteur de marché peut s'appuyer sur un portefeuille d'actifs pour déplacer l'effet report dans le temps. A l'échelle d'une journée, le revenu résultant d'un effacement sera maximisé s'il permet de déplacer la consommation de l'heure dont le prix de marché est le plus élevé vers l'heure dont le prix de marché est le plus faible. Alors que l'on supposait dans le marché du temps réel que l'effet report se produisait juste après l'effacement (car les règles des mécanismes d'ajustement limite généralement les possibilités de combinaison avec d'autres unités), nous supposons ici que l'effet report peut être positionné de façon optimale dans le temps²⁴. Le revenu généré le jour j est ici égal à la différence entre le prix J-1 maximum $p_{J-1,j,hmax}$ moins le prix J-1 minimum $p_{J-1,j,hmin}$. Dans notre cas, nous devons prendre en compte qu'au moment où le prix J-1 est maximal, un revenu plus important peut être généré sur le mécanisme d'ajustement. L'heure $hmax$ considérée pour le calcul du revenu du marché J-1 est donc celle durant laquelle le revenu provenant du marché J-1 est supérieur au revenu pouvant provenir du mécanisme d'ajustement. Le revenu J-1 du jour j peut donc être calculé grâce à la formule suivante :

$$revenu_J-1_j = p_{j-1,j,hmax} - p_{j-1,j,hmin}$$

$$\text{où } p_{j-1,j,hmin} = \min_h \{ p_{j-1,j,h} \}$$

$$\text{et } p_{j-1,j,hmax} = \max_h \left\{ \begin{array}{l} p_{j-1,j,h} \text{ tel que} \\ (p_{j-1,j,h} - p_{j-1,j,hmin}) > revenu_MA_{j,h} \end{array} \right\}$$

Cette formule permet à l'agrégateur d'effacement de bénéficier des revenus les plus hauts sur le mécanisme d'ajustement et des opportunités restantes les plus intéressantes sur le marché J-1. Remarquons que nous avons supposé que l'agrégateur d'effacement ne pouvait pas anticiper le prix de règlement des écarts, qu'il était totalement preneur de risque par rapport à leur paiement et qu'ils ne sont donc pas intégrés dans l'arbitrage qu'il réalise entre le marché J-1 et le mécanisme d'ajustement. C'est une hypothèse conservatrice qui maximise le revenu qu'il peut tirer de ces deux mécanismes économiques.

Néanmoins, le paiement des écarts doit être intégré dans le revenu total du jour j estimé de l'agrégateur d'effacement, ce qui conduit à la formule suivante :

$$revenu_total_j = revenu_J-1_j + \sum_h (revenu_MA_{j,h} + paiement_écart_{j,h})$$

²⁴ Le produit de marché optimisé que nous considérons ici est similaire à celui proposé par RTE (2011) dans le cadre des discussions sur la caractérisation des effacements au sein du Comité d'Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité.

Remarquons que le revenu total dépend du prix d'offre des effacements sur le mécanisme d'ajustement. En effet, si le prix d'offre des effacements sur le mécanisme d'ajustement est faible, les effacements seront souvent activés pour rééquilibrer le système mais chaque activation générera un faible revenu. A l'inverse, si le prix d'offre des effacements sur le mécanisme d'ajustement est élevé, les effacements seront moins souvent activés pour rééquilibrer le système mais chaque activation générera un revenu plus élevé. Bien sûr, le paiement des écarts dû par les effacements est également modifié du fait d'une activation plus ou moins importante.

Le prix d'offre des effacements sur le mécanisme d'ajustement modifie également les revenus sur le marché J-1. En effet, le prix d'offre des effacements sur le mécanisme d'ajustement modifie les heures auxquelles ils sont activés et les moments durant lesquels ils peuvent être sollicités sur le marché J-1. Globalement, il existe donc un prix d'offre des effacements sur le mécanisme d'ajustement qui génère un revenu total maximal et il dépend de l'effet report (qui détermine le paiement des écarts dû par les effacements). Nous avons réalisé ce calcul en utilisant les données du marché d'ajustement et du marché J-1 français de l'été 2003 jusqu'à la fin 2011. Le tableau 2 résume les prix qui optimisent le revenu cumulé de l'agrégateur d'effacements arbitrant entre les marchés J-1 et d'ajustement avec différentes valeurs de l'effet report. Avec ces prix, nous obtenons un revenu variant entre 11,000 €/MW to 61,000 €/MW pour différentes valeurs de l'effet report, comme le résume le tableau 3.

Tableau 2 Prix optimisant le revenu maximal espéré d'un agrégateur d'effacement arbitrant entre les marchés J-1 et temps réel quand l'effet report vaut respectivement 0 %, 50 % et 100 %

Valeur de l'effet report	Prix optimisant le revenu total de l'agrégateur d'effacement	Revenu maximal espéré cumulé entre 2003 et 2011
0 %	79 €/MWh	329 k€/MW
50 %	94 €/MWh	231 k€/MW
100 %	95 €/MWh	220 k€/MW

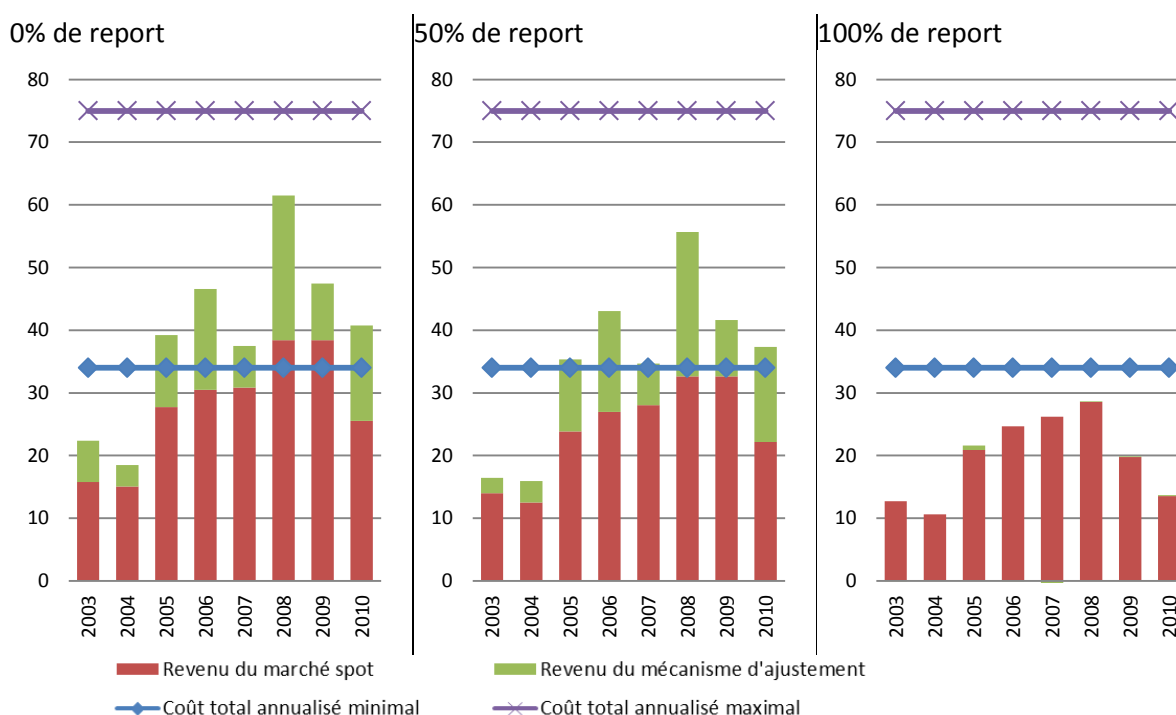
Tableau 3 Revenu moyen résultant de l'arbitrage entre les marchés J-1 et temps réel pour un agrégateur d'effacement avec différentes valeurs de l'effet report entre 2003 et 2011 (k€/MW)

Année	Effet report 0%	Effet report 50%	Effet report 100%
2003	22	17	17
2004	18	14	12
2005	39	28	27
2006	46	34	35
2007	37	30	28
2008	60	41	38
2009	35	25	23

2010	33	20	22
2011	37	22	19

Les trois figures ci-dessous illustrent l'origine du revenu, soit le marché J-1 soit le marché du temps réel pour trois valeurs de l'effet report (0%, 50% et 100%). Elles permettent également de comparer le revenu d'un agrégateur d'effacements adoptant cette stratégie avec les estimations de coût d'investissement, i.e. entre 34 et 75 k€/MW.an.

Figure 3 - Comparaison entre le coût d'investissement annualisé d'un agrégateur d'effacement et ces revenus annuels résultant d'un arbitrage entre les marchés J-1 et temps réel entre 2003 et 2011



L'analyse de la figure 3 montre que l'agrégateur d'effacements subissant un effet report de 0% ou 50% gagnerait un revenu annuel entre 2005 et 2011 supérieur au minimum requis pour éviter un problème de *missing money*.

Ce résultat optimiste doit néanmoins être nuancé. Nous supposons un arbitrage parfait entre les marchés J-1 et du temps réel. En réalité, un agrégateur ne réalisera pas parfaitement cet arbitrage du fait des incertitudes des prix de ces deux marchés²⁵. Par ailleurs, si ses revenus annuels sont plus haut que le revenu minimum requis, ils sont encore relativement éloigné du niveau le plus pessimiste de coût annualisé d'un agrégateur (75 k€/MW calculé dans le tableau 1). Le problème de *missing money* peut donc persister avec un arbitrage imparfait entre les marchés J-1 et du temps réel.

²⁵ Par exemple, un agrégateur peut anticiper des revenus bas en moyenne mais avec une faible incertitude sur le marché J-1 en espérant des revenus hauts en moyenne mais avec une forte incertitude sur le marché du temps réel pour la même heure de fonctionnement.

4. QUELLE SOLUTION POUR RÉSOUDRE LE PROBLÈME DE *MISSING MONEY* POUR UN AGRÉGATEUR ?

Différentes réformes de marché et mécanismes incitatifs complémentaires ont été mis en place dans les marchés électriques ces dernières années pour résoudre le problème de *missing money* pour les moyens de pointe. La première approche consiste à s'attaquer aux déficiences de l'architecture de marché pour réduire le problème de *missing money* (Roques, 2008). Mais bien souvent ces marchés ont mis en œuvre des mécanismes complémentaires de capacité, certains fondés sur les principes de la régulation tandis que d'autres ont mis en place des mécanismes fondés sur les principes de marché pour offrir une rémunération complémentaire aux moyens de pointe. Finon et Pignon (2008) distinguent quatre principaux mécanismes pour compenser le problème de *missing money* : les réserves stratégiques directement détenues par le gestionnaire du réseau de transport ou mises à disposition du GRT grâce à des contrats de long terme, des paiements de capacité ou des marchés de capacité. Le tableau 4 présente quelques pays ayant mis en place ces différents mécanismes.

Tableau 4 Exemples de pays ayant mis en place différents mécanismes pour compenser le *missing money* des moyens de pointe

	Réserves stratégiques détenues par le GRT	Contrats de long terme pour les réserves stratégiques	Paiement de capacité	Obligation de capacité et marchés de capacité
Pays	Suède, Finlande, Allemagne	France (avant 2016), Grande-Bretagne, Belgique, Nouvelle Zélande, Portugal	Espagne, Italie, Argentine, Chili	Des marchés régionaux aux Etats-Unis : PJM, New York, Nouvelle-Angleterre. Introduction en cours en France, Angleterre et Italie (à partir de 2017)

Finon et Pignon (2008) ont caractérisé ces mécanismes avec cinq critères : la capacité à contrôler le niveau de fiabilité, la capacité à sécuriser les investissements des moyens de pointe, la cohérence avec le marché de l'énergie, la robustesse au comportement stratégique, et la compatibilité avec des actions décentralisées. Les caractéristiques distinctives de la gestion de la demande électrique doivent également être intégrées dans ce cadre d'analyse pour s'assurer de leur compatibilité avec les différents mécanismes de compensation du *missing money*.

Nous présenterons les mécanismes davantage fondés sur la régulation en premier lieu puis ensuite les mécanismes davantage fondés sur le marché. Etant donné la similarité entre les réserves stratégiques détenues pour le GRT et les contrats de long terme pour les réserves stratégiques, nous nous concentrons sur les trois derniers mécanismes, c'est-à-dire les contrats de long terme, le paiement de capacité et les marchés de capacité. Nous évaluerons la compatibilité entre les spécificités de la gestion de la demande électrique (notamment intermédiation et dynamique de la base de clients) et les différents mécanismes de compensation du *missing money*, c'est-à-dire les contrats de long terme (section 4.1), le paiement de capacité (section 4.2) et les marchés de capacité (section 4.3).

4.1 Contrats de long terme

Les contrats de long terme sont des contrats entre le GRT et les producteurs dans lesquels les producteurs consentent à mettre à disposition du GRT une certaine quantité de capacité de production qui est retirée du marché pour les périodes de pointe (Finon et Pignon, 2008). Quand le GRT a besoin de cette capacité, il peut demander aux producteurs toute ou partie de la capacité sous contrats. Les producteurs sont alors payés pour la disponibilité de leur capacité et pour l'énergie utilisée à un prix déterminé dans le contrat.

Beaucoup de pays ont choisi la solution de contrats de long terme pour rémunérer les unités de pointe, par exemple la France (avant 2015), la Belgique, la Nouvelle Zélande, ou plus récemment l'Allemagne. La capacité de production qui doit être contractualisée est déterminée après une consultation entre le gouvernement, le régulateur et le GRT. Les producteurs et/ou les fournisseurs d'effacement sont alors sélectionnés grâce à un appel d'offres.

Les contrats de long terme ont néanmoins un inconvénient principal similaire à celui des réserves stratégiques (Finon, Meunier, & Pignon, 2008). En effet, par excès de prudence, le GRT peut demander à faire fonctionner les moyens de pointe qu'il a contractualisés alors qu'ils ne sont pas nécessaires pour assurer l'équilibre production-consommation. Ceci peut introduire une distorsion dans l'ordre de préséance économique si le recours aux moyens de pointe contractualisés exclut de la préséance économique (*merit order*) des moyens de production (non contractualisés) qui seraient moins coûteux et sont encore disponibles. Pour limiter cet effet, beaucoup de pays ont choisi de fixer un prix seuil en dessous duquel le GRT n'est pas autorisé à recourir aux moyens de production qu'il a contractualisés.

Les contrats de long terme sont généralement favorables aux investissements car ils permettent de couvrir en partie les risques pour les producteurs. Cela s'applique également aux investissements pour développer la gestion de la demande. Cependant, dans le cas de la gestion de la demande, les contrats de long terme peuvent être difficiles à mettre en œuvre car la capacité d'effacement variera au cours du temps avec la dynamique, d'augmentation ou de diminution, de la base de clients. Si l'agrégateur veut que toute sa capacité d'effacement soit toujours rémunérée, il devrait alors signer un contrat dont le volume est variable, ou renégocier régulièrement son contrat avec le GRT. Le principal risque est l'existence d'un écart entre la taille de la base client et la capacité d'effacement. Si la base clients fournit une capacité d'effacement plus petite que la capacité contractualisée, l'agrégateur ne peut plus honorer ses engagements auprès du GRT. Si la base clients fournit une capacité d'effacement plus importante que la capacité contractualisée, l'agrégateur sous-valorise son aptitude à modifier le niveau de la demande.

Une solution pour l'agrégateur²⁶ est de construire son contrat avec le GRT avec un degré de flexibilité en relation avec le développement de sa base de clients. Mais le GRT recherche en général des engagements fermes pour couvrir la pointe de consommation. Un tel contrat entre le GRT et un agrégateur d'effacement serait seulement pour le GRT un outil parmi d'autres qui sont plus conventionnels comme la production de pointe pour couvrir la consommation dans les périodes de pointe. C'est par exemple le cas de pays comme la France ou la Belgique dans lesquels des mécanismes ad hoc sont créés. Néanmoins, cela ne représente pas un outil pérenne de développement autonome des effacements, d'autant plus que volume de tels outils est généralement limité.

²⁶ Une seconde solution pour l'agrégateur serait de verrouiller sa base de clients avec des contrats de long terme pour éviter une variation de sa capacité d'effacement, en imposant des coûts de sortie par exemple. Le problème précédemment soulevé est ainsi résolu une fois que la base de clients est établie. Mais la phase pendant laquelle la base de clients est constituée sera toujours problématique et les contrats de long terme peuvent alors poser des problèmes de concurrence sur le marché des effacements.

4.2 Paiement de capacité

Dans différents pays, des mécanismes de paiement de capacité ont été testés pour résoudre le problème de *missing money* des moyens de production de pointe. L'Angleterre et le Pays-de-Galles avant la réforme du NETA²⁷ en 2000, l'Irlande, la Grèce, l'Italie et l'Espagne, et plusieurs pays latino-américains (l'Argentine, le Chili, la Colombie ou le Pérou) ont adopté un paiement de capacité avec des résultats contrastés. Nous passons en revue ces expériences et déterminons comment elles peuvent s'adapter au développement d'effacements.

En Angleterre et aux Pays-de-Galles avant la réforme du NETA en 2000 par exemple, un producteur était payé à partir de sa disponibilité prévue et du résultat de la formule suivante :

$$\text{Revenu} = \text{probabilité de blackout} \times (\text{CEND} - \text{PMS})$$

Où

CEND signifie coût de l'énergie non distribuée (en anglais *Value of Lost Load*)

Et PMS signifie prix marginal du système

Ce mode de paiement a été largement critiqué car son design fournissait des possibilités de jeu stratégique aux producteurs (Staropoli, 2001; Perez, 2002). En effet, les producteurs étaient incités à faire de la rétention de capacité de façon à accroître la probabilité de stress et de blackout du système *ex ante* et ainsi augmenter leur rémunération *ex post*. Le niveau du coût de l'énergie non distribuée est également important, et peut être fixé selon un processus administré avec le risque de lobbying. Le coût de l'énergie non distribuée peut autrement être fixé selon un processus de marché avec le risque d'une manipulation du prix²⁸. Pour toutes ces raisons, ce système de paiement de capacité a été abandonné lors de la réforme du pool anglo-gallois en 2000. D'autres pays ont mis en place un mécanisme de paiement de capacité. En Espagne et dans des pays d'Amérique latine (Argentine, Chili, Pérou), le paiement de capacité est calculé sur la base de leur disponibilité réalisée selon la formule suivante :

$$\text{Revenu} = \text{capacité de production disponible} \times \text{prix fixe de la capacité}$$

Le prix pour la capacité peut varier selon la saison ou être maintenu fixe. Ce système a mené à des conflits sur la détermination de la capacité réellement disponible de centrales. Par ailleurs, l'incitation à être disponible a des effets pervers. En effet, les producteurs sont encouragés à offrir leur capacité sur le marché spot de l'énergie à un prix très élevé de façon à ce qu'ils soient sûrs de ne pas être appelés. Ils seront néanmoins payés pour leur capacité dite disponible. Des vieilles centrales ont ainsi pu avoir une seconde vie très lucrative sans pour autant fonctionner : elles étaient payés pour leur capacité mais ne produisaient jamais car leurs propriétaires faisaient des offres à un niveau très élevé afin de n'être jamais appelés sur le marché de l'énergie.

²⁷ *New Electricity Trading Arrangement*.

²⁸ Par ailleurs, le niveau du prix marginal du système dans le pool anglo-gallois était aussi réputé pour être davantage le résultat d'un pouvoir de marché que le résultat d'un jeu concurrentiel (Evans & Green, 2004).

Sous l'hypothèse que les effacements soient éligibles pour un paiement de capacité, ce mécanisme semble tout à fait approprié au développement des effacements. Comme pour les contrats de long terme, l'objectif d'un agrégateur est de construire une base de clients afin de pouvoir offrir des effacements au GRT à un prix déterminé à l'avance. Cependant, avec le paiement de capacité, il n'y a aucun engagement sur le volume. Le problème d'engagement avec le GRT sur une capacité fixe d'effacement ici disparaît. L'agrégateur a une forte incitation à investir sans avoir à gérer les effets des changements de la base clients sur sa relation avec le GRT. C'est par exemple ce qui a pu être observé dans différents pays d'Amérique Latine lorsqu'un paiement de capacité a été mis en place (Batlle, 2012).

4.3 L'introduction d'un nouveau marché: le marché de capacité

Dans de nombreux marchés de la côte est des Etats-Unis d'Amérique, des marchés de capacité ont été introduits. Chaque fournisseur d'électricité doit être capable de démontrer à l'Opérateur Indépendant du Système qu'il peut approvisionner les demandes de ses clients en cas de pointe de consommation en plus d'une certaine marge (Finon & Pignon, 2008). Un fournisseur a trois outils pour répondre à cette contrainte : 1° sa propre capacité de production, 2° les contrats de long terme qu'il aurait passé avec d'autres producteurs de la zone, 3° des droits de capacité de production qu'il peut avoir acquis ou échangé sur un marché dédié de capacité.

Dans le cadre des marchés de capacité, les producteurs peuvent échanger des certificats de capacité sur un marché et sont ainsi compensés pour la capacité qu'ils détiennent (en plus de leur rémunération provenant du marché de l'énergie pour leur production effective). Cependant, si un producteur n'est pas capable de produire en cohérence avec la capacité pour laquelle il a été payé, il devra supporter une lourde pénalité. De façon générale, ces marchés de capacité, une fois guéris de leur problème de jeunesse²⁹, se sont montrés relativement efficaces pour fournir des incitations à conserver certaines centrales critiques pour la sécurité du système. Le marché de capacité est fondamental pour les producteurs aux Etats-Unis. Leur revenu provenant du marché de capacité est tel que sans celui-ci, beaucoup de producteurs auraient fermés (Joskow, 2008).

Les marchés de capacité dit *forward* (car ils permettent de réserver de la capacité plusieurs années à l'avance) dans les zones de PJM et de la Nouvelle-Angleterre depuis 2007 ont également été très efficaces pour inciter le développement d'agrégateurs d'effacement. En Nouvelle-Angleterre, la capacité d'effacement est passée de 600 MW en 2007 à 3,6 GW dans les enchères de 2012 pour une mise à disposition de la capacité en 2015 (pour une demande de capacité de 33,5 GW). Une tendance similaire a été observée dans le marché de capacité de PJM où la capacité d'effacement est passée de 1,5 GW en 2007 à 8,5 GW dans les enchères de 2013 pour une mise à disposition de la capacité en 2016 (pour une demande de capacité estimée à 175 GW). Plus généralement et sans surprise, Hurley et al. (2013) a montré que les effacements se développaient d'autant mieux que le design des marchés (pour fournir de l'énergie, des services d'ajustement ou des services système ou de la capacité) prenait en compte leur caractéristique technico-économique.

Au niveau européen et au niveau des Etats membres, le besoin de marché de capacité est maintenant débattu depuis plusieurs années et plusieurs pays sont engagés dans leur mise en œuvre (France, Angleterre, Italie) (Finon & Pignon, 2008, Roques, 2008 et Ten Berge, 2013). Si de nouvelles capacités (de production ou d'effacement) s'avéraient nécessaires pour couvrir la demande de pointe, un marché de capacité serait la solution qui s'adapterait le mieux aux spécificités des effacements dans un contexte de marché. En effet, un agrégateur présent sur le marché de capacité peut ajuster son volume en fonction de la dynamique de sa base de clients. Les nouvelles aides directrices sur les aide d'état publiées en 2014 par la Commission définissent des bonnes pratiques

²⁹ Roques (2008) a montré qu'ils pouvaient être volatiles, déconnectés des fondamentaux du système et du marché de l'énergie et focalisés sur le court terme alors qu'ils doivent guider les investissements à long terme.

pour les mécanismes de capacité et suggère que l'approche marché doit être favorisée, et que il ne doit pas y avoir de discrimination entre effacements et producteurs (EC, 2014).

Cependant, le taux de réponse des clients au signal d'effacement reste encore un problème. Pour des effacements non pilotés (fondés uniquement sur la réponse des consommateurs à des signaux de prix du marché de l'énergie), le taux de réponse peut être initialement très bas. Par conséquent, l'agrégateur ne peut être payé que pour la capacité qu'il est effectivement certain de pouvoir effacer. Lorsque le taux de réponse des clients au signal d'effacement s'accroît, c'est alors l'étendue du marché de capacité qui est intéressant. Alors que les contrats de long terme ne couvrent qu'une capacité limitée (tout au plus quelques pourcents de la pointe de consommation) et ne peuvent donc pas permettre un développement d'ampleur des effacements, le marché de capacité couvre l'ensemble de la capacité et peut permettre aux effacements de se développer si les agrégateurs considèrent, comme n'importe quel investisseur, que les prix (de l'énergie, des services d'ajustement ou de la capacité) sont suffisamment haut.

5. CONCLUSION

Dans cet article, nous supposons que l'effacement des petits consommateurs peut être une activité concurrentielle. Nous recherchons ensuite l'architecture de marché (s'il en existe une) qui pourrait permettre un développement concurrentiel des effacements et des compteurs intelligents. Nous répondons à cette question en considérant les similitudes entre la production de pointe et les effacements (s'agissant de l'investissement, de leur utilisateur et de leur fonction économique) et les difficultés constatées à l'échelle internationale par la production de pointe pour couvrir ses coûts grâce à des revenus de marché et les solutions proposées par les différents types de mécanismes de capacité (contrats de long terme de réserve stratégique, paiement de capacité, ou marché de capacité).

Notre analyse montre que les caractéristiques spécifiques des effacements par rapport à la production de pointe sont mieux prises en compte dans un marché de capacité. Cela s'explique notamment par le fait qu'un marché de capacité offre de la flexibilité aux opérateurs d'effacement pour la gestion de leur portefeuille clients en permettant d'acheter ou de vendre des obligations de capacité tout en assurant un niveau donné de capacité au GRT. En pratique, les contrats de long terme pour des réserves stratégiques sont en général toujours d'un volume bien trop limité (quelques pourcents de la pointe de consommation) pour permettre un développement significatif des effacements.

Nos travaux montrent également que des opérateurs d'effacement peuvent se développer dans un contexte de marché sans intervention du régulateur lorsque le market design est adapté. Le corollaire est que les effacements peuvent être une activité concurrentielle à condition d'un market design adapté.

REMERCIEMENTS

Cet article a bénéficié du soutien de la Chaire des marchés européens de l'électricité de la Fondation de l'Université Paris Dauphine, qui est financée par RTE, EDF, EPEX Spot et l'UFE. Différentes versions de ce papier ont été présentées à différentes occasions, conférences ou séminaires de recherche (ISNIE, 2013 ; ANCRE, 2012 ; EUI 2012 ; Berlin 2011 ; CCRP, 2011 ; EUI 2010). Nous remercions toutes les personnes qui ont commenté ce travail et lui ont permis d'évoluer. L'article a notamment

bénéficié des commentaires de Yannick Pérez et d'un rapporteur de la Revue d'Economie Industrielle.

Références

ADEME, 2002. Délestage évolué et gestionnaire d'énergie en habitat individuel.

Agneholm E., 1999. Cold Load Pick-up. Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, submitted in partial fulfilment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy. Göteborg, Sweden.

www.webfiles.portal.chalmers.se/et/PhD/AgneholmEvertPhD.pdf

Albadi, M. H., & El-Saadany, E. F., 2008. A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 1989-1996.

Battle C., 2012. Capacity mechanisms. Lessons from Latin America for the future of the IEM. A Future-proof Energy Market \\ Workshop, Florence, 12 October.

Cappers, P., Goldman, C., & Kathan, D., 2009. Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence. *Energy*. July.

CRE, 2013. CRE experiences on Demand Response. June 2013.

CREG, CWaPE, Brugel, VREG, 2014. Rapport des quatre régulateurs de l'énergie du 03 février 2014 concernant l'adaptation du cadre réglementaire pour le développement de la gestion de la demande European Commission (2014). Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020.

[http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=EN)

EPEX Spot, 2010. Market data.

http://www.epexspot.com/fr/donnees_de_marche/fixing/auction-table/2010-04-25/FR

ERGEG, 2009. Status Review on Regulatory Aspects of Smart Metering, 19th October.

www.energy-regulators.eu

EU-DEEP business model 1, undated. *Aggregating commercial and industrial demand response to balance intermittent generation*.

<http://www.eu-deep.com/index.php?id=395&categorie=i>

EU-DEEP recommendations, undated.

www.eu-deep.com/index.php?id=395

Evans J., Green R., 2004. Why did British electricity prices fall after 1998? Working paper 0307, MIT CEEPR.

Faruqui, A., & Earle, R. 2006. Demand Response and Advanced Metering. *Regulation*, 24-27.

Faruqui, A., & Sergici, S. 2009. Household Response to Dynamic Pricing of Electricity - A Survey of the Experimental Evidence.

<http://www.hks.harvard.edu/hepg/>

Finon D., Pignon V. (ed), 2008. Capacity Mechanisms in Imperfect Electricity Markets. *Utilities Policy*, 16, pp 141-228.

Finon, D., & Pignon, V. 2008. Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market. *Utilities Policy*, 16, pp. 143-158.

Finon, D., Meunier, G., & Pignon, V. 2008. The social efficiency of long-term capacity reserve mechanisms. *Utilities Policy*, 16, pp. 202-214.

Glachant J.-M; and Perez Y. 2010. L'analyse économique appliquée à la problématique des effacements diffus, contribution au débat de l'affaire CRE-Voltalis, *Revue de l'Energie* N°597, septembre octobre.

Haney A.B., Jamasb T. and Pollitt M. 2009. Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience Working Paper University of Cambridge, February 2009 CWPE 0905 & EPRG 0903.

Hogan, W. 2007. ELECTRICITY RESOURCE ADEQUACY: RELIABILITY, SCARCITY, MARKETS, AND OPERATING RESERVE DEMAND CURVES. Conference on The Economics of Energy Markets, IDEI, Toulouse, France, January 15-16, 2007.

Hurley D., Peterson P., Whited M., 2013, Demand Response as a Power System Resource Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States, RAP et Synpase Economics Inc.

Joskow P., 2007, Market electricity markets and investment in new generating capacity. in Helm D. dir. The New Energy Paradigm, Oxford University Press, 2007.

Joskow, P. L. 2008. Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities Policy*, 16, pp. 159-170.

Ma O., Alkadi N., Cappers P., Denholm P., Dudley J., Goli S., Hummon M., Kiliccote S., MacDonald J., Matson N., Olsen D., Rose C., Sohn M., Starke M., Kirby B., O'Malley M., 2013. Demand Response for Ancillary Services. IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID 4(4), 1988-1995.

MacDonald J., Cappers P., Callaway D., Kiliccote S., 2012. Demand Response Providing Ancillary Services. A Comparison of Opportunities and Challenges in the US Wholesale Markets. Presented at Grid-Interop 2012, Irving, TX, December 3-6, 2012.

National Energy Technology Laboratory (NETL), 2010. Backup Generators (BUGS): The Next Smart Grid Peak Resource. April 15.

[http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/BUGS_The%20Next%20Smart%20Grid%20Peak%20Resource%20\(April%202010\).pdf](http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/BUGS_The%20Next%20Smart%20Grid%20Peak%20Resource%20(April%202010).pdf)

Peeters E., Belhomme R., Batlle C., Bouffard F., Karkkainen S., Six D., Hommelberg M., 2009. ADDRESS: Scenarios and architecture for active demand development in the smart grids of the future. 20th Conference on Electricity Distribution. Prague, 8-11 June.

Perez Y., 2002. Une analyse néo-institutionnelle des réformes électriques européennes, Thèse Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne.

Piette M. A., Sezgen O., Watson D., Motegi N., Shockman C., Ten Hope L., 2004. Development and evaluation of fully automated demand response in large facilities. LBNL report #55085. www.drrc.lbl.gov/pubs/CEC-500-2005-013.pdf

Roques, F. A. 2008. Market design for generation adequacy: Healing causes rather than symptoms. *Utilities Policy*, 16, pp. 171-183.

RTE. *Tendances des prix d'ajustement*.

<http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/mecanisme/histo/tendances.jsp>

RTE, 2003. Bilan prévisionnel 2006-2015 (version résumée).

http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_resume_2006_2015.pdf

RTE, 2010. Actualisation du BILAN PRÉVISIONNEL de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Edition 10.

http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_actualisation_2010.pdf

RTE, 2013. Expérimentation sur la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie (dispositif "NEBEF 1").

http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/alaune/2013_10_16_NEBEF_Rapport_de_consultation_Vdiff.pdf

RTE 2014. Les consommateurs industriels désormais fournisseurs de services pour la fréquence du système électrique français. 1^{er} août.

<http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9693&mode=detail>

RTE 2014. Réserves rapides et complémentaires 2014-2015 : Résultats. 3 février.

<http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9659&mode=detail>

Saguan M., 2009. Smart Metering: Summary and Conclusions. Report on Workshop Proceedings. Florence School of Regulation. Florence, Italy. 6th February.

http://cadmus.eui.eu/dspace/bitstream/1814/11353/FSR_Proceedings_090206_Smart%20Metering.pdf

Saguan M., Perez Y., Glachant JM., 2009. L'architecture de marchés électrique: l'indispensable marché du temps réel d'électricité. *Revue d'économie industrielle*, n°127. P 69-88.

Staropoli C. 2001 Designing Efficient Market for Liberalized Industries: The Case of Electricity Wholesale Markets, Thèse Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne.

Ten Berge H., 2013. Moving towards growing intermittency: the need to re-think market design. "Future electricity markets with or without capacity mechanisms: What does Europe say?" Eurelectric conference 2013, 12 December.

UFE. 2010. Obligations et Marchés de capacités dans les marchés électriques : Recommandations de l'UFE.

Vasconcelos J., 2009. Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market. 2008/01 RSCAS Policy Papers, Florence School of Regulation.

Walawalkar, R., Blumsack, S., Apt, J., & Fernands, S. 2008. An economic welfare analysis of demand response in the PJM electricity market. *Energy Policy* , pp. 3692-3702.