



# CHAIRE EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS

Fondation Paris-Dauphine



**Working Paper #38**

## **EFFETS EN TERMES DE SURPLUS DE L'EFFACEMENT DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS**

**Cédric CLASTRES et Patrice GEOFFRON**

**03.2019**

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

**Dauphine** | PSL   
UNIVERSITÉ PARIS

Chaire de recherche soutenue par



# EFFETS EN TERMES DE SURPLUS DE L'EFFACEMENT DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS

Cédric Clastres<sup>1</sup> et Patrice Geoffron<sup>2</sup>

Mars 2019

## Abstract

La valorisation de la Demand Response (DR) a fait l'objet de nombreux travaux à la fois sur son introduction et sa valorisation dans le marché électrique et sur les effets induits en termes de surplus pour la collectivité. À partir de la structure industrielle développée par Chao (2011) et des données du marché day-ahead fournies par EPEX, nous développons un modèle simulant l'introduction de la DR dans le marché électrique français. Nous montrons que, pour que la DR améliore le bien-être collectif et soit créatrice de valeur pour les différentes catégories d'acteurs impliqués, différentes conditions s'imposent, notamment des coûts de mise en place limités. À l'aide de courbes d'offre et de demande obtenues à partir de ces mêmes données, nous confirmons ces premiers résultats simulés. Nous analysons également les effets en termes de surplus pour les consommateurs et les fournisseurs et la portée de compensation versées par les opérateurs d'effacement.

**Acknowledgments :** Ce travail de recherche a bénéficié du support de la Chaire European Electricity Markets (CEEM) de l'Université Paris-Dauphine placée sous l'égide de la Fondation Paris-Dauphine avec le soutien des sociétés RTE, EDF, EPEX Spot et CELEST. Les auteurs souhaitent remercier Seungman LEE pour son aide dans le traitement initial des données.

**Disclaimer :** Les opinions exprimées dans ce travail de recherche n'engagent que leurs auteurs et non les partenaires de la CEEM.

## I. INTRODUCTION

La problématique des effacements de consommation connaît un développement important dans les travaux consacrés au secteur électrique. Cette orientation prolonge, en particulier, les nombreuses études sur l'élasticité de la demande électrique, généralement considérée comme inélastique, tout au moins dans le court terme et différemment selon les catégories de

---

<sup>1</sup> University of Grenoble-Alpes, CNRS, INRA, Grenoble INP GAEL (UMR 5313), CS 40700, 38058 Grenoble Cedex 9 (France) et Chaire European Electricity Markets (CEEM) de l'Université Paris-Dauphine.

<sup>2</sup> Université Paris-Dauphine, PSL University-LEDa, UMR CNRS-IRD, F-75016 Paris (France) et CEEM.

consommateurs<sup>3</sup>. Cette inélasticité procède tout d'abord des structures de consommation, le bien "électricité", omniprésent, n'étant que partiellement substituable dans les sociétés modernes. Elle découle également du fait que les consommateurs ne disposent le plus souvent pas de signaux de prix reflétant les conditions d'équilibre offre/demande ou de tension sur les réseaux électriques, les tarifs étant régulés ou parce que les technologies permettant d'adresser ces signaux n'ont longtemps pas été disponibles (Chao, 2011).

Le déploiement des réseaux intelligents modifie cette donne en nouant de nouvelles relations entre consommateurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux et opérateurs d'effacement (Clastres, 2011). La littérature consacrée à l'analyse de la réactivité des consommateurs à ces signaux, la « demand response », s'enrichit progressivement (Bergaentzle et al., 2014) et reconsidère l'évaluation de l'élasticité, dont la valeur est susceptible d'être plus élevée. Il s'avère que la consommation peut intégrer une part de flexibilité au-delà d'une base incompressible. Chaque acteur peut avoir un intérêt économique à proposer un effacement de consommation (les fournisseurs pour réduire leurs coûts d'approvisionnement et l'effet du "ciseau tarifaire" lorsque le prix de vente de détail est régulé, les producteurs pour réduire leurs coûts de production notamment en période de pointe ou pour maîtriser leurs coûts d'investissement, les gestionnaires de réseaux pour minimiser les renforcements de réseaux et diminuer les coûts de congestion ou de gestion de l'intermittence des EnR, les consommateurs pour réduire leurs factures payées ou adapter leur consommation à leur production propre). Dès lors, l'effacement est un levier supplémentaire pour gérer les contraintes liées aux systèmes électriques. Ils devraient avoir un impact positif sur le bien-être collectif.

La flexibilité, liée aux gisements d'effacements, peut faire l'objet d'une double valorisation :

- D'une part, une valorisation implicite car elle conduit à une diminution des paiements opérés par les consommateurs, suite à une baisse des volumes ou à un report des consommations effacées à une période durant laquelle les prix sont faibles. Les consommateurs peuvent, à réception des signaux de prix, augmenter leur surplus, ainsi que le bien-être collectif (Clastres et Khalfallah, 2015).
- D'autre part, une valorisation explicite car les opérateurs de la chaîne électrique peuvent valoriser cette flexibilité sur les marchés pour réduire les tensions entre l'offre et la demande, que ces dernières soient dues à la saturation des réseaux électriques ou à une insuffisance des capacités de production (de façon, en particulier, à éviter la mise en production de centrales thermiques).

Cette valorisation induit des transferts donnant lieu à des redistributions de rentes entre les différents acteurs (Chao, 2010 ; Crampes et Léautier, 2015). Toutefois, la problématique de l'allocation de la valeur créée, entre chacune des catégories d'agents économiques impliquées, est particulièrement complexe, car différentes légitimités s'affrontent :

- Les consommateurs -- qui sont propriétaires de leurs données de consommation -- souhaitent bénéficier de la flexibilité autrement qu'au travers de la seule réduction de leurs factures énergétiques, via un partage de la valorisation économique de la flexibilité apportée.

---

<sup>3</sup> Les consommateurs industriels affichent une élasticité plus marquée que les résidentiels et tertiaires (Patrick et Wolak, 2001 ; Lijensen, 2007). Cette différence provient de la capacité à moduler les processus industriels dans certains secteurs d'activité (y compris par l'utilisation de groupes électrogènes).

- Les opérateurs d'effacement agrègent les différentes sources de flexibilité et, dans certains cas, assument les risques et le coût d'investissement dans les technologies permettant de gérer les effacements.
- Les fournisseurs et responsables d'équilibre peuvent devoir assumer des déséquilibres suite à des effacements qu'ils ne maîtrisent pas. L'origine de ces problèmes n'étant pas de leur fait, il pourrait être économiquement souhaitable qu'ils soient compensés (Crampes et Léautier, 2010).
- Les gestionnaires de réseau développant des infrastructures de transfert d'information peuvent également capter une partie de ces rentes via le mode de régulation fixant leur revenu.
- Enfin, les producteurs voient dans les mesures de maîtrise de la demande un risque supplémentaire à la rentabilité de leurs investissements de production. Déjà mise à mal par les politiques d'incitations aux développements des énergies renouvelables intermittentes, la rentabilité des capacités de production conventionnelles (surtout utilisées en production de pointe) est plus indéterminée encore dans ce contexte de flexibilité accrue de la demande. De nouveaux schémas de rémunération s'avèrent nécessaires pour internaliser une partie de ces risques supplémentaires, comme par exemple la création de marchés de capacité (Cramton et Stoft, 2005 ; Khalfallah, 2011) ou la redistribution des rentes liées à la valorisation des effacements (Crampes et Léautier, 2015).

La valorisation des effacements et la redistribution des rentes ainsi obtenues restent toutefois sujettes à débats. L'incertitude sur le niveau de ces rentes conduit à inhiber les investisseurs envisageant le déploiement des nouvelles technologies dédiées aux effacements. Les coûts de déploiement de ces « smart technologies » permettant aux consommateurs de percevoir les signaux informationnels modifiant leur comportement, peuvent ne pas être couverts par les bénéfices liés à l'effacement. Cette question a été notamment soulevée dans la perspective d'une généralisation des compteurs intelligents. Au-delà d'un certain seuil de déploiement, le coût d'investissement et d'installation d'un compteur supplémentaire n'est plus couvert par le supplément de revenu associé (Léautier, 2014 ; Allcott, 2011<sup>4</sup>), de sorte que le bien-être collectif s'en trouve réduit. De tels résultats renforcent les intuitions selon lesquelles le déploiement des smart technologies, pour être soutenable, doit conduire à l'apparition de bénéfices tout au long de la chaîne de valeur électrique (comme par exemples pour les gestionnaires de réseaux et les producteurs qui peuvent générer des gains significatifs en termes d'investissements évités<sup>5</sup>).

A l'aide des données de marché d'EPEX Spot France, nous proposons d'étudier ces transferts entre opérateurs d'effacement et consommateurs et leurs impacts sur la pérennité du "business model" lié à l'effacement. Nous analyserons également le partage des rentes entre les agents suite à la valorisation de l'effacement. A l'instar de nombreuses expériences pilotes sur les réseaux intelligents et la mise en place des effacements, nous observerons que le modèle

---

<sup>4</sup> Allcott (2011) montre que les gains pour les consommateurs suite à un investissement « intelligent » et une tarification de type « Real Time Price » sont de 10\$/an, alors que le coût de déploiement de l'infrastructure est compris entre 100 et 150\$/an. Il note cependant que cette infrastructure ne procure pas uniquement des gains aux consommateurs, ce qui pourrait inverser le bilan économique en termes de bien-être collectif.

<sup>5</sup> Les économies réalisées en termes de renforcement de réseaux ou de construction de nouvelles centrales de production peu appelées peuvent conduire à une valorisation de l'effacement assez élevée pour ces acteurs. A titre d'exemple, un projet de déploiement des réseaux intelligents dans l'archipel des Orcades (Orkney-Great Britain) a estimé le coût de construction d'une nouvelle ligne de transport pour intégrer 28 MW d'éolien à 30 M€ alors que le coût d'investissement en technologies smart grids était estimé à 0.5 M€ pour gérer ce supplément d'énergies renouvelables (Kema, 2012).

organisationnel n'est pas forcément durable car, bien qu'il puisse créer de la valeur pour certains acteurs, la valorisation n'est pas suffisante pour pérenniser l'activité. Dans cette optique, les résultats confirmeront la nécessité de mettre en place des politiques publiques pour conforter l'émergence de la valorisation des effacements, les rentes dégagées par les agrégateurs pour compenser leurs coûts d'investissements et les pertes de certains acteurs (fournisseurs et consommateurs) n'étant pas suffisantes. L'impact des effacements sur le bien-être collectif est donc à ce stade négatif.

L'objectif de ce travail est de déterminer si l'activité d'effacement peut conduire à un schéma industriel pérenne créant de la valeur pour la collectivité et déterminer les éventuels transferts entre catégories d'agents consécutifs à ces effacements. Cette analyse permettra notamment de mettre en avant les relations contractuelles à tisser entre les agrégateurs (ou opérateurs d'effacements) et les consommateurs. L'article sera organisé comme suit. Dans la section 2, nous procéderons à une présentation de la modélisation étudiant les bénéfices et leur répartition entre les agents suite à la mise en place, en fonction de divers scénarios, d'effacements et de leur valorisation. Dans la section 3, nous testerons nos scénarios en utilisant les valeurs d'EPEX sur le marché spot en termes de quantités et de prix d'équilibre. Ces résultats seront obtenus en utilisant la série complète annuelle des prix et des quantités d'équilibre échangées à pas horaire sur la bourse de l'électricité. Dans la section 4, nous prolongerons ces analyses en introduisant des fonctions d'offre et de demande. Nous calculerons ici ces fonctions uniquement pour des jours représentatifs des quatre saisons de consommation, en prenant comme données les enchères horaires effectuées par les acheteurs et les vendeurs. Cette introduction nous permettra notamment de calculer des coûts de production et donc les profits, surplus des consommateurs et transferts entre les agents pour réduire les effets négatifs des effacements sur le welfare.

## **II. LA VALORISATION DES EFFACEMENTS DE CONSOMMATION : CONTEXTE ET RÉMUNERATION DE LA *DEMAND RESPONSE***

Les transferts entre les opérateurs d'effacement et les fournisseurs sont généralement réglementés, contrairement aux relations entre agrégateurs et consommateurs. La littérature (Crampes et Léautier, 2015) indique qu'il est important que les consommateurs reçoivent une partie des bénéfices induits par la valorisation des effacements, autres que les gains réalisés par la baisse des achats au fournisseur (gains d'opportunité)<sup>6</sup>, de façon à recevoir le bon niveau d'incitations et à produire le niveau d'effacements socialement souhaitable.

L'analyse de la problématique économique de l'effacement doit être prolongée par une discussion sur les offres contractuelles aux clients finals qui en permettent la valorisation dès lors que les consommateurs (ou les opérateurs qui les agrègent) revendent leur capacité à s'effacer pour une période donnée. Cette revente a conduit à une réflexion sur l'achat d'un profil de consommation ex-ante. Les consommateurs ayant acheté ce profil bénéficient alors du choix d'absorber l'électricité prévue ou alors d'y renoncer et de valoriser l'effacement ainsi réalisé sur le marché (Crampes et Léautier, 2015). Cette solution permet d'internaliser une partie du risque encouru par les fournisseurs et les producteurs et d'augmenter l'efficacité de

---

<sup>6</sup> Cette question a également été soulevée en France lors de la mise en place par la société Voltalis d'investissements chez les consommateurs permettant de réduire leur consommation sans autre contrepartie que les gains d'opportunité effectués. La logique était ici que l'installation de cet investissement étant gratuite, le consommateur se rémunérerait sur les économies réalisées et la société sur la valorisation des effacements sur le marché.

l'effacement (Chao, 2011). Lorsque l'effacement, bénéficiant d'une rémunération excessive, prend la place d'une production peu coûteuse, alors cet effacement est « démesuré » par rapport au niveau collectivement souhaitable et le bien-être collectif s'en trouve réduit. L'économie de coût de production est ici contrebalancée par le surcoût lié à la valorisation excessive de l'effacement.

Le contexte sera celui d'une organisation dé-intégrée habituellement proposée pour modéliser le secteur électrique. Les producteurs effectuent une offre sur le marché électrique qui permet de satisfaire la demande des fournisseurs. Ces derniers achètent l'énergie sur le marché et la revendent aux consommateurs à un tarif régulé. Les consommateurs ont le choix de consommer tout ou partie des consommations anticipées. S'ils décident de s'effacer, et donc de ne pas consommer toute la quantité prévue, ils peuvent revendre l'effacement ainsi opéré auprès des Demand Response Providers (DRP). Ces derniers valorisent les effacements selon les schémas de prix définis ci-après. Ils rémunèrent les consommateurs pour leur effacement ainsi que les fournisseurs pour le risque et les coûts encourus suite à la baisse des quantités consommées in-fine. Plus précisément, nous nous situons par la suite dans ce cadre, à savoir :

- Des producteurs qui interviennent sur le marché selon une fonction d'offre.
  - Ces producteurs sont rémunérés par la vente des quantités demandées au prix spot.
  - Les quantités effacées peuvent également être valorisées à ce prix spot. Les producteurs sont ici supposés neutres au risque lorsqu'ils interviennent sur le day-ahead, les quantités contractées étant enlevées et payées. En revanche, une valorisation des effacements sur le marché Intraday peut les impacter, les quantités effacées ayant une influence sur la demande et donc sur l'appel à leur production marginale flexible.
- Des fournisseurs (Local Service Provider ou LSP) qui revendent l'électricité aux consommateurs finals à un prix fixe pouvant être régulé (RR) et achètent cette énergie sur le marché au prix spot ( $p_s$ ). Ces derniers subissent directement le risque car ils restent responsables du plan d'injections lié à leur consommation (profils). Ils achètent donc sur le day-ahead la quantité contractée et doivent ensuite justifier si elle n'est pas soutirée. Aux côtés de ce risque perdure celui du différentiel entre le RR et le prix spot pouvant conduire à des effets de ciseau tarifaire. Dans le système français, les transferts qu'ils perçoivent pour compenser ce risque sont définis par la régulation ; ils consistent en un montant fixe par MWh effacé en fonction de la période d'effacement.
- Des gestionnaires ou opérateurs d'effacements (Demand Response Provider - DRP) qui valorisent les effacements effectués par les consommateurs sur le marché. Une répartition des rentes liées à l'effacement entre tous les acteurs peut alors s'effectuer, l'effacement impactant les opérateurs et consommateurs de la chaîne électrique. Etant donné l'architecture des différents marchés de l'énergie (day-ahead, intraday, marché d'équilibrage ou d'ajustement opéré par le gestionnaire de réseau), les effacements de demande peuvent être valorisés différemment, avec un impact sur les conditions d'échanges tenant compte des probabilités d'être appelés ou des gate closure.
- Des consommateurs qui sont les premiers protagonistes de ces effacements et qui se doivent de recevoir une partie des rentes occasionnées par leur comportement (au travers de réductions sur la facture payée mais également bénéficier d'une partie des rentes liées à la valorisation des effacements sur les différents marchés). Leur surplus se compose donc du surplus net, augmenté des transferts liés à la valorisation de l'effacement. Ce surplus peut également s'enrichir d'un gain d'opportunité lié à la baisse des quantités achetées auprès du fournisseur. Ce gain n'existe pas en cas d'achat d'une baseline de consommation.

Les effacements de consommation peuvent être valorisés en prenant en compte plusieurs schémas de rémunération et de contractualisation entre les acteurs. Trois principaux mécanismes émergent de la littérature, suite notamment aux travaux menés par Chao (2010, 2011). Ces trois formes reposent sur une valorisation basée sur le prix spot (la différenciation entre day-ahead ou Intraday n'est généralement pas indiquée) et sont exposés ci-après<sup>7</sup>:

- Une première basée sur le prix spot, scénario de valorisation que nous appellerons "LMP" (Locational Marginal Price). Cette valorisation comporte une mise en garde liée à la double rémunération des effacements (Chao, 2011), pouvant conduire à une sur-évaluation des quantités qu'il est optimal d'effacer. Cette double rémunération provient des gains d'opportunité pour les consommateurs (les quantités effacées ne sont plus achetées au prix régulé) auxquels s'ajoutent la valorisation au prix spot. Les effacements sont donc valorisés au prix régulé augmenté du prix spot ce qui sur-incite à l'effacement. Cette sur-incitation peut être coûteuse pour la collectivité car l'effacement se substitue alors à des infrastructures de production pouvant être moins coûteuses, leurs coûts pouvant être inférieurs au prix régulé augmenté du prix spot.
- Une deuxième basée sur la différence entre le prix spot et le prix d'achat de l'énergie (tarif régulé), scénario de valorisation que nous appellerons "SBP" (Second Best Price). Cette valorisation internalise une partie du problème lié à la double rémunération en réduisant la rémunération donnée par le marché à l'effacement. Elle restaure également l'efficacité en termes de coûts pour la société en réduisant la sur-incitation aux effacements et de ce fait le switch opéré entre production disponible et effacements.
- Une troisième basée sur le prix spot mais pour laquelle le consommateur achète une baseline de consommation à son fournisseur au prix régulé, scénario de valorisation que nous appellerons "BB" (Buy the Baseline). En effet, ce scénario répond à une critique émise dans la littérature concernant les droits de propriétés des quantités effacées. L'idée développée ici est que les consommateurs ne peuvent pas revendre des quantités qu'ils n'ont pas achetées au préalable<sup>8</sup>. Dans ce scénario, le consommateur achète un profil de consommation, sa baseline, au prix régulé et décide ensuite de consommer ou non les quantités ainsi contractées. S'il ne les consomme pas, il peut les revendre sur le marché et elles sont alors rémunérées au prix spot. Le schéma de rémunération est donc identique à celui du scénario SBP, la différence provenant du fait que le consommateur subit le coût d'achat des quantités effacées. Ce schéma impacte bien entendu la redistribution des rentes entre les acteurs car du coup le fournisseur ne subit plus le risque lié à la baisse des quantités vendues ; elles lui sont payées par le consommateur au travers de l'achat de sa baseline. Ce schéma est présenté dans la littérature comme étant le plus efficace, répondant à la fois au problème de sur-incitation à l'effacement et aux transferts coûteux entre opérateurs d'effacement et fournisseurs.

Nous allons par la suite utiliser l'organisation industrielle présentée ci-dessus pour analyser, pour les trois schémas de valorisation des effacements, la distribution des rentes entre acteurs et les différents transferts entre agents qui permettent de compenser les risques et pertes de chacun tout en créant de la valeur pour la collectivité.

Par la suite, nous utiliserons les indices suivants :

- "h" représente l'heure de consommation,  $h=\{1..24\}$ ;
- "d" représente le jour de consommation,  $d=\{1..365\}$ ;

---

<sup>7</sup> Le nom de ces scénarios sont repris des scénarios évoqués par Chao (2010,2011).

<sup>8</sup> Pour un approfondissement de ces notions, se référer à Crampes et Léautier (2010, 2015).

- "j" représente le scénario de prix rémunérant la DR,  $j=\{LMP,SBP,BB\}$ ;
- "s" représente le niveau d'effacement de la demande (pourcentage de la demande effacée),  $s=\{DR1,\dots,DRs,\dots,DR10\}$  (tableau 1)<sup>9</sup>.

Valeurs de l'indice s	Quantités effacées comme pourcentage de la demande globale Q
DR1	0
DR2	3% × Q
DR3	7% × Q
DR4	10% × Q
DR5	15% × Q
DR6	20% × Q
DR7	25% × Q
DR8	30% × Q
DR9	35% × Q
DR10	40% × Q

Tableau 1 : Consommations effacées

Ces valeurs d'effacement par rapport à un niveau de demande initial Q sont inspirées des volumes de DR qui ont été observés dans la littérature analysant les différentes expériences de DR dans plusieurs pays et pour certaines périodes de consommation (Bergaentzle et al., 2014). Les effacements de consommation les plus élevés (> à 10%) sont généralement observés lors des périodes de consommation de pointe.

Par la suite, le prix spot sera noté  $p_s(d,h)=p_s$ . De même, les quantités consommées sans effacement seront notées  $Q^*(d,h)=Q^*=Q$  et les quantités consommées avec effacement seront notées  $Q_{DR}(d,h,j,s)=Q^*(d,h)-DR(d,h,j,s)$ ,  $DR(d,h,j,s)$  étant la quantité effacée. La quantité  $Q^*$  (ou Q) représente ici la consommation prévue<sup>10</sup> en l'absence de DR. Chacun de ces acteurs dispose d'un surplus (profit, recette, économie réalisée grâce à la diminution de la demande) qui va être impacté par l'ampleur de l'effacement ainsi que par le mode de valorisation et de répartition des rentes générées par cet effacement. La demande qui s'adresse au marché sera Q. Une partie de cette demande pourra faire l'objet d'un effacement, noté  $DR(d,h,j,s)=DR$ . Cet effacement n'aura lieu qu'en cas de prix spot  $p_s$  positifs, les consommateurs n'ayant aucune incitation à effectuer un effacement lorsque les prix sur le marché sont négatifs. L'effacement est ensuite valorisé au prix  $p_{eff}(d,h,j,s)=p_{eff}$ . Cependant, la redistribution des rentes dépend ensuite des formes de rémunérations adoptées. La rente à partager entre le gestionnaire

<sup>9</sup> Ces pourcentages sont issus des effacements observés lors de la mise en place d'expériences pilotes dont les résultats ont été relayés et analysés dans la littérature. Pour un survey, se référer notamment à Bergaentzle et al. (2014). Les faibles montants sont généralement atteints pour une diminution de la demande globale alors que les plus importantes réductions le sont pour les heures de fortes consommation ("pointe" ou "rush hours"). Aussi, pour ces valeurs importantes d'effacement, la demande Q sera celle des heures de "pointe". Cette distinction sera reprise dans les différentes analyses effectuées.

<sup>10</sup> Dans notre cas, cette quantité Q sera la quantité effectivement consommée qui nous est rendue disponible au travers les données d'EPEX.



d'effacement, les consommateurs et les fournisseurs sera égale à  $p_{\text{eff}} \cdot DR$ . Plusieurs cas sont à considérer :

- Cas "LMP" : lorsque la redistribution est basée sur une valorisation de l'effacement au prix spot, alors  $p_{\text{eff}} = p_s$  avec  $p_s > 0$ .
- Cas "SBP" : lorsque la redistribution est basée sur une valorisation de l'effacement au prix  $p_s - RR$ , alors  $p_{\text{eff}} = p_s - RR$  avec  $p_s - RR > 0$ . Si  $p_s - RR \leq 0$ , alors les consommateurs ne sont pas incités à s'effacer car la rémunération de l'effacement est négative, donc  $DR=0$ .
- Cas "BB" : lorsque la redistribution est basée sur le prix spot mais avec un achat d'une baseline de consommation par le consommateur au prix  $RR$ , alors  $p_{\text{eff}} = p_s$  avec  $p_s > RR$ . Sinon, le consommateur consomme l'énergie achetée.

Les cas SBP et BB se différencient par l'achat de la part du consommateur de la quantité  $Q - DR$  (cas SBP) ou  $Q$  (même si elle n'est pas consommée, cas BB) au prix  $RR$  ainsi que par le schéma de la redistribution des rentes (basée sur un  $p_{\text{eff}} = p_s - RR$  dans le cas SBP et sur  $p_{\text{eff}} = p_s$  dans le cas BB). Le fournisseur dispose d'un supplément de revenu lié à l'achat de la baseline égal à  $RR \cdot DR$ . Le DRP redistribue par rapport à un prix  $p_{\text{eff}} = p_s$  (cas BB) contre  $p_{\text{eff}} = p_s - RR$  (cas SBP). Enfin, le consommateur qui achète la baseline voit donc son surplus diminuer de  $(-RR \cdot DR)$ .

### III. UNE SIMULATION BASÉE SUR LA SÉRIE ANNUELLE DES ÉQUILIBRES DU MARCHÉ SPOT

Nous allons dans cette section analyser à l'aide d'un modèle de simulation les impacts d'un effacement de consommation sur les grandeurs économiques (coûts, bien-être collectif, profits et surplus). Nous prendrons comme données les séries de prix et de quantités d'équilibre du marché day-ahead pour l'année 2015. Les différents coûts n'étant pas disponibles, nous calculerons pour chaque grandeur économique la valeur du coût pivot qui permet de modifier les résultats positifs liés à l'effacement.

#### 3.1. Les fonctions objectives des acteurs de la chaîne électrique

##### 3.1.1. Le segment Production

Pour le producteur, sa fonction de surplus est une fonction de profit classique :

$\Pi_{GEN} = p_s * Q - CT(Q)$  avec  $CT(Q) = \int_0^Q O(t)dt$ ,  $O(t)$  étant sa fonction d'offre. Nous supposons que les producteurs intervenants sur le marché day-ahead ne sont pas directement impactés par les effacements, les blocs d'énergie étant échangés car les fournisseurs les contractent de manière ferme.

##### 3.1.2. Le segment Fourniture

Pour le fournisseur, sa fonction de surplus est également une fonction de profit :

$$\Pi_{LSP} = \begin{cases} RR(h) * (Q - DR) - p_s * Q + \text{transferts} + \text{achatbaseline}, & \text{lorsque } p_s > 0 \\ RR(h) * Q + (1 - \beta) * (-p_s * Q), & \text{lorsque } p_s \leq 0 \end{cases}$$

avec  $\text{achatbaseline} = (RR(h) - p_s) \cdot DR$  pour le Cas BB, 0 sinon.

Le fournisseur vend l'électricité aux consommateurs à un prix régulé<sup>11</sup>

$$RR(h) = \frac{\sum_{d=1}^{365} [p_s(d, h) \times Q(d, h)]}{\sum_{d=1}^{365} Q(d, h)}$$

et l'achète sur le spot au prix  $p_s$ . Il subit le risque lié au "ciseau tarifaire"<sup>12</sup>. Dans le cas BB, il voit sa rémunération augmenter car il reçoit en plus l'achat de la totalité de la baseline. Lorsque le prix spot est négatif, le fournisseur reverse une partie  $\beta = \beta(i)$  de la rente obtenue au consommateur (tableau 2). Cette redistribution au travers des  $\beta$  est déterminée ici de manière ad-hoc. Elle représente à la fois la répartition des gains liés à la valorisation des effacements entre les DRP et les consommateurs, ainsi que la répartition entre le fournisseur et le consommateur des gains liés à un prix spot négatif (situation dans laquelle il n'y a bien entendu aucun effacement). Ce paramètre joue peu de rôle dans notre modèle étant donné la faible occurrence des épisodes de prix négatifs. En revanche, il impacte nos résultats lorsqu'il touche les répartitions des revenus liés à la valorisation des effacements. De ce fait, ces transferts entre DRP et consommateurs seront précisés et endogénéisés lors de l'introduction des fonctions de demande dans la section suivante.

i	$\beta(i)$ (en %)
1	0
2	10
3	20
4	30
5	40
6	50

Tableau 2 : Valeurs de  $\beta(i)$

Le fournisseur s'engage à respecter au mieux les équilibres entre injections et soutirages soit pour ses clients soit sur son périmètre d'équilibre (responsable d'équilibre). La DR peut donc lui occasionner un déséquilibre ou un risque subi en raison des quantités contractées sur le marché day-ahead. Pour internaliser ce risque, il bénéficie d'un transfert provenant des DRP, l'injection étant toujours de sa responsabilité. Ce transfert est composé d'un prix fixe par MWh effacé (tableau 3), prix fixe qui varie en fonction des périodes d'effacement (heures hautes et basses, trimestres) et du mode de comptage du consommateur effacé (profilé ou télérelevé).

Le montant de la variable transferts est donc :

$$\begin{cases} \alpha_{\text{tele}} * p_{\text{tele}} + \alpha_{\text{prof}} * p_{\text{prof}} & \text{lorsque achatbaseline} = 0 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

avec  $\alpha_{\text{tele}}$  la proportion des consommateurs télérelevés,  $\alpha_{\text{prof}} = 1 - \alpha_{\text{tele}}$  la proportion des clients profilés,  $p_{\text{tele}}$  et  $p_{\text{prof}}$  étant respectivement les prix versés par le LSP au DRP pour l'effacement réalisé (prix indiqués dans le tableau 3).

<sup>11</sup> Il existe donc ici 24 prix régulés ("Retail Rate"), un pour chaque heure de la journée. Ces prix seront également calculés pour les différentes saisons de consommation (hiver, printemps, automne, été) afin de refléter les changements de comportements de consommation et donc des niveaux de prix associés. Cette définition du retail rate diffère quelque peu de celle utilisée d'habitude car il est dynamique. Supposer un retail rate fixe sur une période journalière de consommation composée de plusieurs heures ne modifie pas notre analyse. Il permet simplement de réduire les effets du ciseau tarifaire pour les LSP.

<sup>12</sup> Nous supposons que le consommateur achète au maximum la quantité échangée sur le marché au prix de marché et non pas la quantité qui correspondrait au prix régulé.

Catégorie de consommateurs	Montant du versement							
	Heures Basses (HB)*				Heures Hautes (HH)**			
Consommateurs Profilés ( $p_{prof}$ )	45.8 €/MWh (Option tarifaire Base)							
	38.19 €/MWh (Option tarifaire non Base)				47.29 €/MWh (Option tarifaire non Base)			
Consommateurs Télérelévés ( $p_{prof}$ )	Q1		Q2		Q3		Q4	
	HB	HH	HB	HH	HB	HH	HB	HH
	41.58	55.74	31.53	44.55	31.27	45.13	40.64	56.10

Source : Site Internet de RTE

\*HB : 23h – 7h pour les consommateurs profilés, 20h - 8h pour les consommateurs télérelévés (et toutes les heures week-end).

\*\* HH : 7h – 23h pour les consommateurs profilés, 8h - 20h pour les consommateurs télérelévés.

Tableau 3 : Versements des DRP vers les fournisseurs - NEBEF

### 3.1.3. Le segment Effacement - DRP

Pour l'agrégateur de flexibilité/d'effacement, sa fonction de profit est la suivante :

$$\Pi_{DRP} = \begin{cases} (1 - \beta) * p_{eff} * DR - \text{transferts}, & \text{lorsque } p_s > 0 \\ 0, & \text{lorsque } p_s \leq 0 \end{cases}$$

L'effacement n'a lieu que si le prix spot est positif. Dans ce cas, il revend sur le marché l'effacement au prix  $p_{eff}$  et redistribue la valorisation des effacements aux différents acteurs (fournisseurs et consommateurs) en fonction du schéma de redistribution décidé (dans lequel  $p_{eff}=p_s$  ou  $p_{eff}=p_s-RR$ ). Il redistribue une part de cette valorisation d'effacement aux fournisseurs (variable "transferts") et une part  $\beta$  de ces mêmes gains aux consommateurs. Dans le cas "BB", les consommateurs subissant le risque, le DRP ne rémunère pas le LSP. En effet, il évite comme cela l'apparition d'une double rémunération mise en évidence par Chao (2011).

En pratique, cet effacement peut être valorisé :

- Au prix du marché day-ahead qui reflète le coût de l'énergie anticipé par les différents acteurs (cas supposé par la suite). La valorisation sur ce marché implique une anticipation ex-ante de l'effacement sur des délais assez longs (j-1 avant 15h).
- Sur le marché intraday (temps réel) : Ce marché ouvrant en j-1 à 15h et se terminant généralement en h-1 peut incorporer des offres d'effacement. Les offres et les demandes disposant des mêmes caractéristiques sont directement associées. Ainsi, une offre de diminution de la demande peut se substituer à une offre de production supplémentaire<sup>13</sup>. Elle peut à cet effet être valorisée au prix du marché intraday.

<sup>13</sup> Une offre d'effacement peut compenser une offre liée à une demande ou à une production supplémentaire. En effet, un consommateur souhaitant acheter de la production additionnelle peut souscrire une offre d'effacement. Son augmentation de consommation est ainsi compensée par la diminution de la consommation de l'opérateur s'effaçant. La demande reste équivalente, seule sa répartition se modifie. De même, un producteur devant

- Sur le marché d'ajustement ou d'équilibrage opéré par le gestionnaire de réseau : les effacements peuvent être valorisés lors des tendances d'ajustement à la hausse. En effet, ces périodes étant caractérisées par une consommation supérieure à la production, une offre d'effacement peut être activée pour équilibrer le marché. Contrairement aux autres marchés, la rémunération d'une offre d'effacement sur ce marché dépend donc de la probabilité d'être activée, c'est-à-dire de la probabilité d'être en situation d'ajustement à la hausse.

### 3.1.4. Le segment Consommation

Pour le consommateur, sa fonction de surplus/gain est modélisée de la manière suivante :

$$S_c = \begin{cases} B + \beta * p_{eff} * DR, \text{ lorsque } p_s > 0 \\ \int_0^Q D(t)dt - RR * Q + \beta * (-p_s * Q), \text{ lorsque } p_s \leq 0 \end{cases}$$

Le surplus du consommateur noté B est égal à :

$$B = \int_0^Q D(t)dt - RR * Q + RR * DR - \left[ \int_{Q-DR}^Q D(t)dt - RR * DR \right]$$

avec D(Q) sa fonction de demande inverse sur le marché.

Dans le cas BB, cette valeur de B devient :

$$B = \int_0^Q D(t)dt - RR * Q - \left[ \int_{Q-DR}^Q D(t)dt - RR * DR \right]$$

Ce surplus est composé du surplus net  $\int_0^Q D(t)dt - RR * Q$ , augmenté du gain d'opportunité  $RR*DR$  (achat d'énergie économisé, économie perdue en cas de scénario BB) mais diminué de la perte en surplus liée à la non-consommation de la quantité DR,  $\int_{Q-DR}^Q D(t)dt - RR * DR$ .

A ces termes se rajoutent la part des gains  $\beta$  reçue pour la valorisation de l'effacement<sup>14</sup> (tableau 2)<sup>15</sup>.

## 3.2. Calcul des coûts pivot

Les divers coûts qui s'appliquent le long de la chaîne électrique sont des informations privées, détenues par les seuls acteurs. Pour ces raisons, nous allons raisonner en termes de

---

augmenter sa production, et l'acheter sur le marché, peut souscrire à une offre d'effacement. La production reste identique alors que la demande globale diminue. Ces deux cas illustrent un retour à l'équilibre en temps réel.

<sup>14</sup> Par soucis de simplicité, le paramètre  $\beta$  représentera également la part des revenus redistribuée aux consommateurs par le fournisseur lorsque les prix spot sont négatifs.

<sup>15</sup> Nous utiliserons indifféremment par la suite les notations  $\beta(i)$ ,  $\beta_i$  ou plus génériquement  $\beta$ , notations qui renverront toutes au même paramètre.

valeurs "coûts seuils" ou "coûts pivots", c'est-à-dire calculer les valeurs de coûts qui permettent de passer d'un profit ou surplus positif à un profit ou surplus négatif. Ces valeurs seuils de "coûts fictifs", notées  $CM_m(Q)$  pour l'opérateur  $m$ , seront des valeurs moyennes sur l'année  $n$  étudiée. Elles seront calculées comme suit pour l'opérateur  $m$  :

$$CM_m(Q) = \frac{\text{Revenu de l'année } n \text{ pour l'acteur } m}{\text{Quantité } (Q) \text{ achetée ou vendue pour l'année } n \text{ pour l'acteur } m}$$

Avec  $m=\{\text{GEN, LSP, DRP, Crs, W}\}$  où GEN = Producteurs, LSP = Fournisseurs (Local Service Provider); DRP = Opérateur d'effacement (Demand Response Provider), Crs = Consommateurs, W = Surplus social ou bien-être collectif (Welfare).

Ainsi :

- Si le coût réellement observé pour l'opérateur  $m$  est inférieur à ce coût, son profit est positif ; sinon, il est négatif.
- Si le surplus net lié à la consommation d'une unité de bien est supérieur à ce coût, alors le surplus est positif ; sinon, il est négatif.
- Pour l'opérateur DRP, la quantité vendue sur l'année représente l'agrégation de toutes les quantités effacées sur l'année ( $\sum_d \sum_h DR(d, h, j, s)$ ) pour chaque scénario  $j$  de prix de vente de DR et pour chaque niveau  $s$  de demande effacée).

### 3.3. Les résultats simulés pour les grandeurs économiques étudiées

Les données utilisées pour calculer les revenus de chacun des acteurs sont celles du marché spot (day-ahead) EPEX France pour l'année 2015. Ces données nous renseignent sur les prix et les volumes échangés associés pour chaque jour par pas de temps horaire. Nous supposons plusieurs scénarios d'effacement résumés dans le tableau 1. Nous étudierons également dans cette section uniquement les effets d'un effacement non-reporté (les reports seront introduits dans la section suivante). En effet, les reports de consommation effacée réduisent de facto les gains liés aux effacements par l'augmentation d'une consommation sur une autre période.

#### 3.3.1. Analyse des taux de DR

Les résultats des simulations nous indiquent que les taux globaux de DR dans le cas "LMP" sont toujours ceux donnés par hypothèses. En revanche, pour les scénarios "SBP" et "BB", ils sont nettement inférieurs à ces taux, pour atteindre un maximum de 20% d'effacement de la demande de pointe (Fig. 1)<sup>16</sup>. Cette différence s'explique par le fait que sous le scénario "LMP", les consommateurs s'effacent indépendamment du prix du marché<sup>17</sup>. En revanche, pour les scénarios "SBP" et "BB", les consommateurs ne s'effacent que lorsque le prix de marché est supérieur au RR, soit parce qu'ils reçoivent une rémunération négative (cas "SBP" et un prix de DR négatif si  $p_s < RR$ ), soit parce qu'ils évaluent la satisfaction liée à la consommation d'un MWh d'électricité à un prix au moins égal au RR (achat de la baseline de consommation au prix RR) et donc préfèrent consommer plutôt que de s'effacer lorsque le prix  $p_s < RR$  (cas "BB").

<sup>16</sup> La valorisation des effacements sur le marché intraday ne permet pas d'augmenter ces taux de DR. Le niveau des prix plus rémunérateur permet en revanche d'améliorer les revenus et welfare de certains acteurs (DRP et consommateurs) mais dans des proportions relativement faibles.

<sup>17</sup> Exception faite bien entendu lorsque les prix de marché sont négatifs, situations dans lesquelles il n'y a aucune incitation à s'effacer.

Le respect de cette condition  $p_s > RR$  pour qu'il y ait effacement dans les scénarios "SBP" et "BB" explique également l'égalité entre les taux d'effacement de ces deux scénarios (Fig. 1).

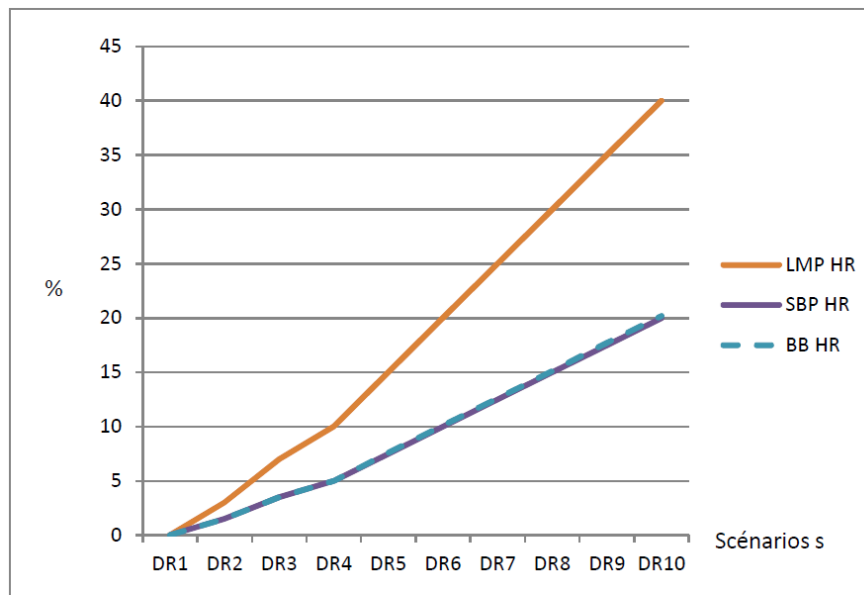


Figure 1: Taux d'effacement (%) - Demande de pointe (HR)

### 3.3.2. L'impact de l'effacement sur le welfare

Le welfare brut augmente avec les mécanismes de DR mis en place. Passer d'une situation sans DR à une situation avec DR permet d'augmenter le welfare brut : la valorisation de la DR est donc créatrice de valeur. Ce résultat se doit d'être relativisé car les coûts ne sont pas intégrés à l'analyse (production, fourniture et équipements DR). De même, le surplus brut du consommateur n'est pas ici calculé. Ce faisant, le consommateur consomme moins donc potentiellement réduit son surplus, réduction dont l'effet négatif est contrebalancé par le fait que soit il achète moins de quantités, donc économie de coûts d'achat, soit car il bénéficie d'une partie des gains liés à la valorisation de la DR sur le marché.

D'un point de vue du welfare brut, la meilleure valorisation est LMP ; les deux scénarios suivants SBP et BB étant équivalents d'un point de vue du welfare brut (Fig. 2). Cette hiérarchisation s'explique d'abord par le fait que les effacements sont plus importants dans le scénario LMP. La valorisation de ces effacements, dont une partie est redistribuée aux consommateurs et aux fournisseurs, augmente le welfare brut. Les ventes du LSP peuvent diminuer mais comme il reçoit une compensation par l'intermédiaire de transferts, l'effet global est positif. Ensuite, la DR est valorisée au LMP ce qui augmente les bénéfices du DRP. Enfin, les revenus redistribués aux consommateurs augmentent ce qui compense la perte d'utilité qu'il pourrait avoir à ne pas consommer les quantités achetées. Les autres scénarios viennent ensuite en termes de bien-être. En effet, la contrainte d'effacement  $p_s > RR$  pèse sur les deux scénarios de manière identique. La différence entre ces deux scénarios n'est pas significative d'un point de vue collectif mais le devient lorsque les transferts entre agents sont analysés. En effet, dans le scénario SBP, le consommateur capture la rente car il n'a pas acheté les quantités effacées. Le fournisseur subit donc le risque compensé par les transferts provenant du DRP. Dans le scénario BB, le fournisseur ne reçoit plus de transferts et donc il

capte la part des gains liés à l'achat de la baseline. Les rentes liées à l'effacement sont dans ce cas-là partagées entre les DRP et les consommateurs.

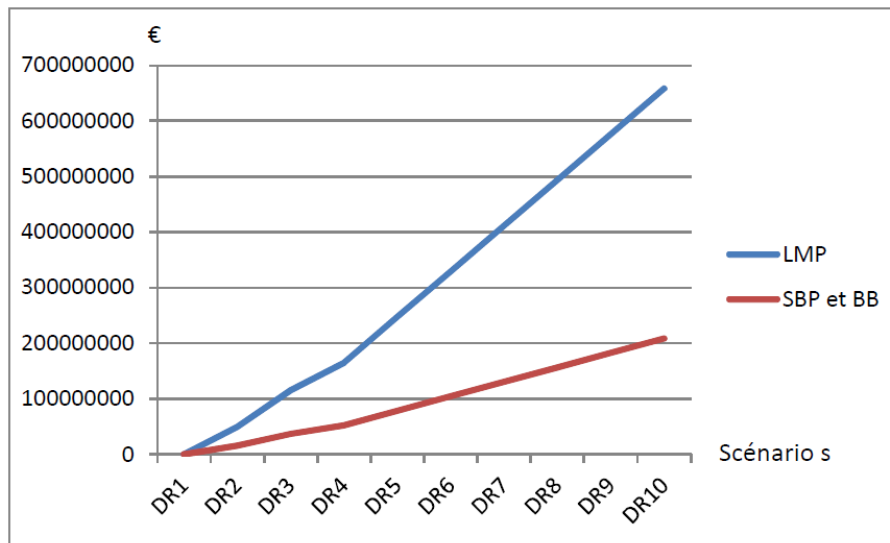


Figure 2: Welfare par scénario - H. pleines

La figure 3 nous montre les coûts pivots de positivité du welfare net. Un coût empirique supérieur à ces valeurs indiquera un welfare net négatif, donc une mise en place de la DR néfaste pour la collectivité.

Les coûts pivots sont très faibles pour les scénarios SBP et BB comme pouvaient le laisser percevoir les niveaux de welfare brut de la Fig. 2. Une valorisation sur les heures de pointe n'est pas suffisante pour recouvrer de forts coûts d'investissement dans les outils de DR, notamment en raison de l'effet report qui, même s'il se situe aux heures les moins chargées (heures "nuit"), réduit fortement les effets positifs de la DR. La valorisation de la DR rémunérée au prix spot reste la situation dans laquelle les investissements en technologies de DR peuvent le mieux être valorisés (scénario LMP). Cet effet est lié aux redistributions entre acteurs des revenus de valorisation des effacements plus élevés (à la fois les volumes effacés et le prix de rémunération sont élevés).

Ces coûts restent relativement faibles et illustrent les problèmes de recouvrement des investissements en technologies de DR rentabilisées uniquement sur un nombre restreint d'heures, accompagnés par les effets négatifs des reports de consommation<sup>18</sup>. En effet, avec report de consommation, les rémunérations de la DR dans le cas BB ou SBP indiquent que les coûts pivots sont proches de 0. La rémunération de ces effacements est trop faible pour rendre la DR attrayante d'un point de vue collectif.

<sup>18</sup> Lorsque le nombre d'heures pour lesquelles l'effacement est possible, les coûts pivots augmentent nettement, allant de 2 à 14€/MWh Pour des scénarios d'effacement allant de DR1 à DR5 sur la totalité des heures annuelles.

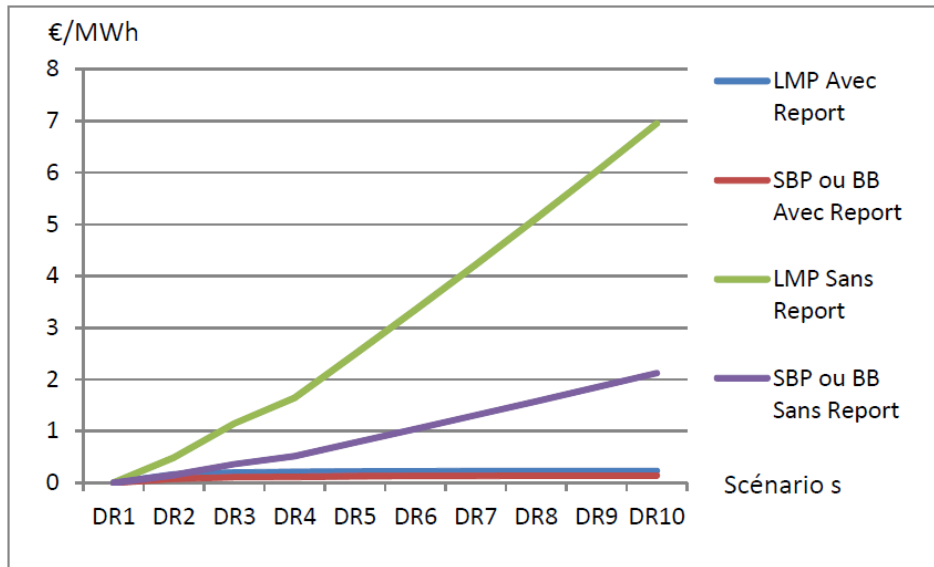


Figure 3: Coûts Pivots de positivité du welfare - Heures pleines

Cette analyse met en avant les effets positifs d'une rémunération de la DR au LMP. Nous trouvons ici que la valorisation de la DR, redistribuée aux fournisseurs et aux consommateurs, permet d'être socialement "plus efficace". Cette conclusion diffère de celle trouvée dans la littérature. En effet, Chao (2010, 2011) indique qu'une rémunération de la DR au LMP crée un effacement excédentaire par rapport à celui qui serait collectivement souhaitable. Une rémunération suite à l'achat de la baseline ou au SBP est pour cela préférée. Crampes et Léautier (2015) démontrent également qu'il est souhaitable que les consommateurs achètent leur baseline de consommation. Ce "droit de propriété" acquis leur permet ensuite soit de consommer l'énergie achetée, soit de revendre l'énergie non-consommée sur le marché. Le fait d'avoir acheté la baseline permet de limiter l'impact négatif sur les producteurs et de rétablir l'équilibre en termes de transferts sur les marchés électriques<sup>19</sup>. Nos résultats comparant les différents scénarios diffèrent car les coûts d'achats sont réduits, les économies réalisées ainsi que la valorisation (importante dans le cas LMP) de la DR redistribuée impactant positivement les acteurs touchés négativement par la DR<sup>20</sup>.

Pour résumer les différentes intuitions présentées ci-dessus :

- Les fournisseurs voient leurs revenus diminuer car les ventes se réduisent (cas LMP et SBP). Cependant, un effet positif tient dans les transferts perçus.
- Les DRPs ont des variations de revenus (et des revenus) positifs. L'effet négatif sur leur activité vient ici du fait qu'ils se doivent de redistribuer une majeure partie des rentes générées.
  - Les consommateurs sont impactés positivement par les économies réalisées au travers de la baisse du coût d'achat de leur énergie (facture globale diminuée) ainsi que par les transferts qu'ils reçoivent du DRP. En revanche, s'ils doivent acheter la BB, ces revenus se réduisent.

<sup>19</sup> A titre d'exemple, un responsable d'équilibre n'étant pas informé de l'effacement injecterait la puissance prévue et serait pénalisé pour le déséquilibre créé alors par l'effacement.

<sup>20</sup> Ces résultats sont dépendant du fait que les coûts de productions ainsi que le surplus des consommateurs ne sont pas pris en compte. Nous lèverons cette hypothèse dans la section 4.



- Le welfare est positif car la valeur créée par la DR est supérieure à ses effets négatifs. En effet, bien que les coûts pivots soient faibles, ils sont positifs. La question de la rentabilité et des effets positifs en présence de coûts de mise en place de la DR reste posée.

La valorisation des effacements au prix du marché intraday ne modifie pas ces conclusions et hiérarchisations. Le welfare brut augmente d'environ 2.4% car les prix sur l'intraday sont davantage rémunérateurs que ceux du marché day-ahead. L'impact sur les coûts pivot est faible, même si ces derniers augmentent ce qui signifie que revendre les effacements sur le marché intraday est davantage créateur de valeur (fig.4 et fig.5).

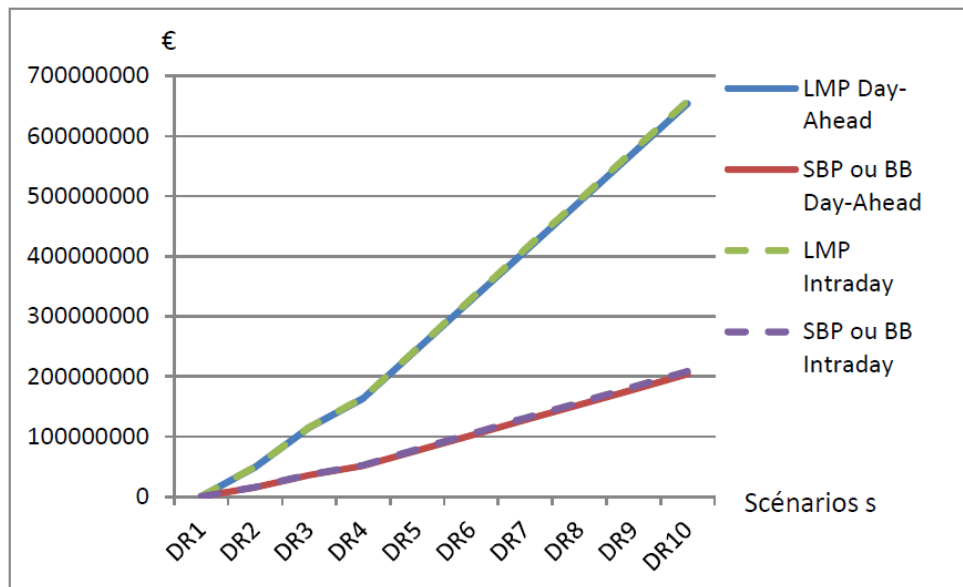


Figure 4: Welfare avec valorisation sur le Day-ahead ou l'Intraday

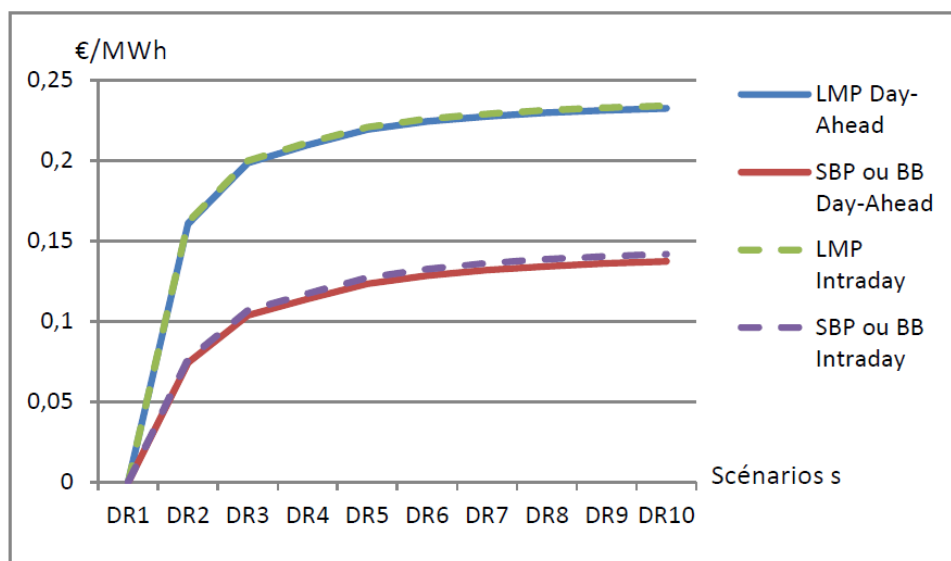


Figure 5: Coûts pivots du Welfare - Valorisation Day-ahead ou Intraday

### 3.3.3. L'impact des effacements sur les producteurs (GEN)

Nous considérons ici un effacement qui n'a pas d'impact sur le marché day-ahead. Les contrats signés sur ce marché sont exécutés ; les fournisseurs effacés achetant tout de même l'énergie. Dans notre cas, l'impact sur les producteurs est ici nul car ils reçoivent le prix convenu fixé en  $j-1$ . Le welfare est donc en grande partie dû aux recettes positives des producteurs. Cette structure de marché sera amendée dans la suite de l'article. La valorisation des effacements au prix de l'intraday ne change pas leurs revenus.

### 3.3.4. Les fournisseurs (LSP)

L'introduction de la DR conduit les LSP à des pertes, même en cas de compensation des quantités effacées mais tout de même injectées dans le réseau (les fournisseurs subissent le risque volume car ils sont compensés pour parti par les DRP suite à l'effacement). Ces pertes sont non seulement liées au risque encouru sur les quantités effacées mais contractées sur le marché day-ahead, mais aussi au mécanisme de ciseau tarifaire. Pour qu'ils atteignent l'équilibre, il est nécessaire que les effacements ne soient pas reportés et que les quantités effacées aient fait l'objet d'un achat par le consommateur (scénario BB). En présence de report, la situation se dégrade car il vend moins de quantités aux heures de pointe, a priori profitables, et en vend davantage aux heures creuses (périodes moins profitables). Ces transferts de consommation réduisent sa profitabilité, profitabilité qui ici n'est pas complètement compensée par les transferts provenant des DRP. Ces résultats ne sont pas significativement impactés par une valorisation des effacements au prix du marché intraday car : (1) les quantités effacées restent identiques et (2) le montant des transferts qu'ils reçoivent de la part des DRP reste par conséquent fixe (le prix payé par le DRP au fournisseur pour chaque unité effacée reste constant, comme indiqué dans le tableau 3).

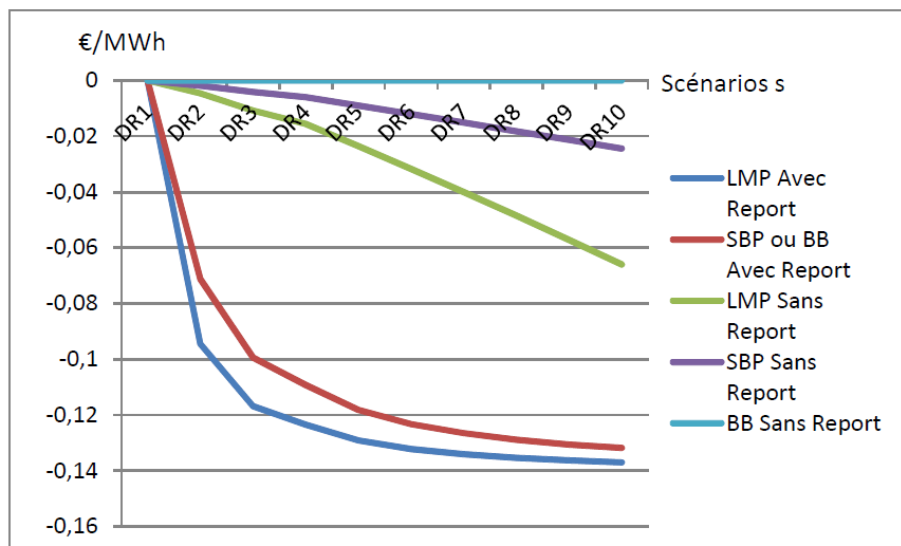


Figure 6: Coûts pivots des LSP - Heures pleines

Les résultats obtenus sont ici en accord avec la littérature, à savoir que pour le LSP, une compensation des quantités effacées non reportées améliore ses revenus. Ils le sont d'autant plus que les consommateurs ont acheté leur baseline de consommation.

### 3.3.5. Les DRP

Les profits des DRP dépendent fortement à la fois des quantités effacées, des redistributions vers les consommateurs et les fournisseurs ainsi que des scénarios de valorisation des quantités effacées. Ils réalisent des profits positifs pour le scénario de prix BB. En effet, ils ne doivent pas reverser une rémunération aux fournisseurs dans cette situation, le consommateur ayant acheté sa baseline de consommation. Ils ne redistribuent donc qu'une partie de leurs gains aux consommateurs. Comme les effacements sont largement valorisés au prix spot, la part du revenu qu'ils conservent est plus importante que dans le cas LMP. Dans ce dernier cas, la redistribution des revenus aux consommateurs et aux fournisseurs ne lui permet pas d'atteindre des profits positifs. La situation la plus défavorable est celle du scénario SBP car d'une part les quantités effacées sont réduites par rapport au scénario LMP et d'autre part la valorisation s'effectue à un prix inférieur au prix spot valorisant l'effacement dans le scénario BB. Les coûts pivots (Fig. 7) reflètent ces intuitions et sont dans un intervalle de [27€/MWh ;54€/MWh] pour le scénario BB<sup>21</sup> (alors qu'ils sont négatifs pour les scénarios SBP et LMP). Seul le scénario BB permet aux DRP de réaliser des profits positifs en réduisant les transferts vers les autres agents. Nous retrouvons ici l'intuition développée dans la littérature et indiquant que le schéma de valorisation optimal des effacements est celui pour lequel les consommateurs achètent ex-ante leur profil de consommation au LSP.

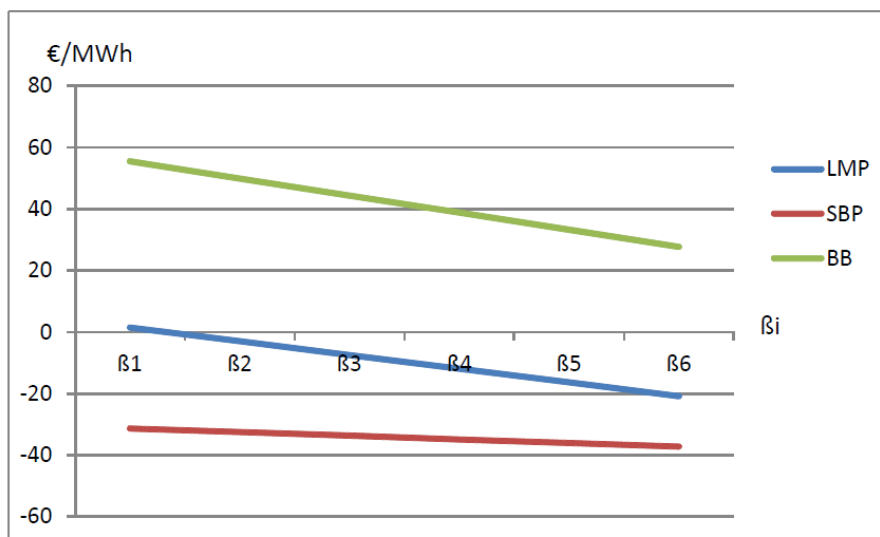


Figure 7: Coûts pivot pour les DRP - Heures pleines

La valorisation des effacements au prix du marché intraday peut entraîner des variations de revenus allant de 1 à 15% par rapport au cas de valorisation sur le marché day-ahead. Les plus fortes variations apparaissent pour le cas LMP, ce qui est intuitif puisque l'effacement est rémunéré au prix spot. En revanche, ces variations de revenus qui peuvent s'avérer significatives ne sont que peu répercutées sur les coûts pivots comme le montre la fig. 8. En effet, même si les coûts pivots augmentent, c'est-à-dire que l'activité gagne en rentabilité, ces variations positives restent faibles et ne permettent pas de rendre l'activité profitable pour de nombreux cas (LMP et SBP), les transferts vers les consommateurs et les LSP pesant toujours sur la rentabilité des DRP.

<sup>21</sup> Ce coût est bien entendu décroissant avec la redistribution des revenus de l'effacement vers les consommateurs. Selon nos hypothèses, il varie entre 26€/MWh ( $\beta_6$ ) et 54€/MWh ( $\beta_1$ ).

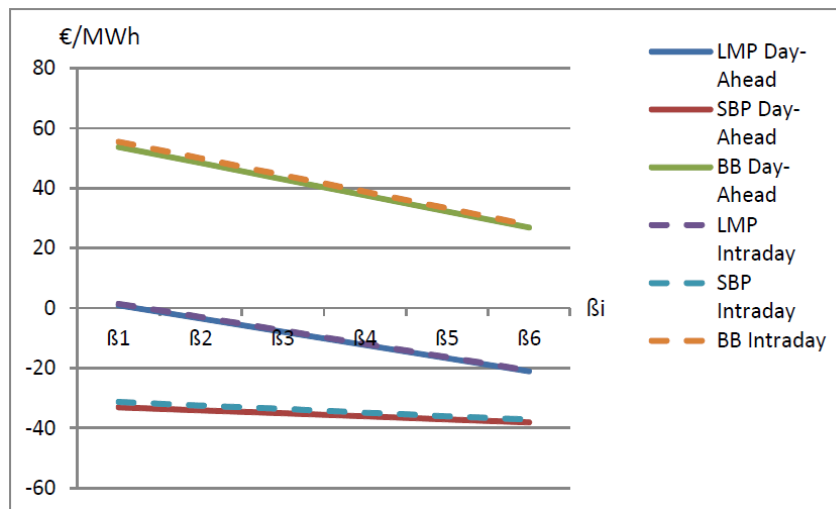


Figure 8: Comparaison des coûts pivot en fonction de la valorisation

### 3.3.6. Les consommateurs

Le surplus des consommateurs est bien entendu d'autant plus élevé que les transferts sont importants et les coûts faibles. Aussi, s'ils n'achètent pas la baseline, leurs surplus sera plus élevé, les coûts d'achat étant réduit et la valorisation des effacements venant se rajouter à cette économie. S'ils achètent la baseline, les transferts reçus ne compensent pas la perte liée à l'achat du profil de consommation.

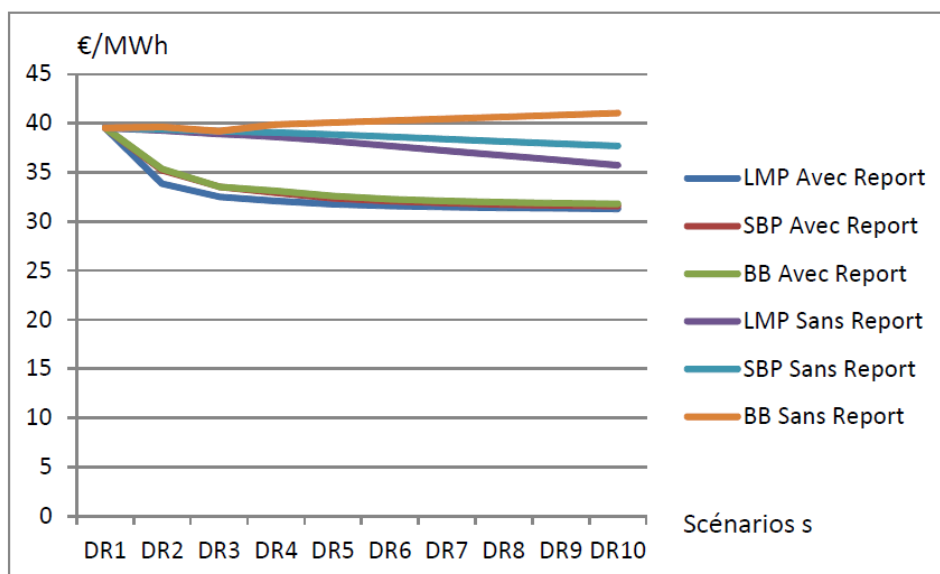


Figure 9: Gain minimum par MWh pour un surplus positif - H. Pleines

La fig. 9 nous montre la valorisation par MWh consommé que le consommateur doit obtenir pour bénéficier d'un surplus positif. Il nous montre que la valorisation doit se situer autour de 33€/MWh si la consommation est reportée, et autour de 37€/MWh lorsqu'elle n'est pas reportée. Cette différence provient du fait que la consommation reportée réduit les pertes en surplus du consommateur liées à la baisse de la consommation lors des périodes d'effacement. L'effet volume (conservation d'une demande élevée) compense l'augmentation des coûts liée aux reports des consommations et donc réduit les valeurs des coûts pivots. Nous voyons que la valorisation la plus importante est pour le scénario BB alors que la situation la plus favorable est celle du scénario LMP, ce qui conforte notre analyse précédente.

La valorisation des effacements au prix du marché intraday permet aux consommateurs d'augmenter leur surplus mais dans des proportions assez faibles (au mieux, l'augmentation est de 0.7% lorsque le DRP redistribue 50% de ses gains aux consommateurs). L'impact sur les coûts pivots reste négligeable et corrobore le graphe de la fig. 9.

Cette simple simulation conforte l'idée que d'une part la redistribution des rentes liées à l'effacement entre les acteurs est complexe et de première importance pour la rentabilité de ces stratégies. Elle corrobore également le fait que la valorisation des effacements sur les marchés spot peut s'avérer non profitable pour un certain nombre d'acteurs et compte tenu des niveaux de transferts que l'équilibre du système électrique impose. Aussi, il est intéressant de pousser plus loin l'analyse en introduisant les fonctions d'offre et de demande des acteurs afin d'introduire les coûts et les surplus des différents acteurs (coûts des producteurs, surplus des consommateurs). Cet approfondissement fera l'objet de la section suivante.

#### IV. INTRODUCTION DES FONCTIONS D'OFFRE ET DE DEMANDE DANS L'ANALYSE

Dans cette section, nous estimerons les fonctions d'offre et de demande du marché day-ahead en utilisant les données d'enchères disponibles auprès d'EPEX pour l'année 2015. Pour chaque saison, nous choisirons une journée présentant un prix spot maximal et une journée un prix spot minimal<sup>22</sup>. Ces choix permettent d'analyser deux cas extrêmes qui borneront l'intervalle d'analyse des différentes grandeurs économiques étudiées (surplus, welfare, profits). L'établissement de ces fonctions d'offre et de demande permettra de calculer ensuite les revenus et surplus des acteurs, et de déterminer des stratégies optimales d'effacement pour chaque heure de ces journées. L'estimation sera effectuée sur une relation linéaire entre les prix (coûts) et les quantités.

Ces analyses permettent de définir les coûts de production, ainsi que les surplus des consommateurs. Dès lors, il sera possible d'estimer les gains et les pertes de chaque acteur lors de la mise en place de l'effacement.

---

<sup>22</sup> Les saisons pourront être complétées par la prise en compte de plusieurs périodes de consommation au sein d'une journée. Ces périodes de consommation seront celles retenues par EPEX à savoir : heures nuit (1-4), heures "early morning" (5-8), heures "late morning" (9-12), heures "early afternoon" (13-16), heures "rush" (17-20), heures "offpeak 2" (21-24).

A notre connaissance, peu de recherches sont focalisées sur ces calculs, en intégrant des fonctions d'offre et de demande calibrées<sup>23</sup>. Cette introduction présente un double intérêt. Elle permet, d'une part, de calculer les gains nets liés à l'effacement, ainsi que leur répartition entre acteurs. Cette répartition se traduit notamment par les transferts mis en place vers les consommateurs par les DRP pour compenser la désutilité subie par les consommateurs suite à la baisse de consommation. D'autre part, l'estimation des fonctions d'offre permet, tout comme dans Chao (2010), de calculer les impacts de la rémunération des effacements sur l'utilisation des moyens de production.

Les consommateurs effacés perçoivent leur surplus augmenté d'un transfert lié à la valorisation de l'effacement.

Nous supposerons quatre périodes de consommation représentée chacune par leur fonction d'offre et de demande. Pour illustrer ce cas, nous choisirons 8 jours, 2 pour chaque saison de consommation (hiver, printemps, été, automne). Nous allons pour ce choix prendre un critère de minimisation ou de maximisation de la somme du carré des écarts entre prix spot et prix moyen pondéré constaté pour la journée considérée (minimisation ou maximisation de  $V = \sum_h [p_s(d, h) - \bar{p}]^2$  pour le jour d avec  $\bar{p} = \frac{\sum_{h=1}^{24} [p_s(d, h) \times Q(d, h)]}{\sum_{h=1}^{24} Q(d, h)}$ ). Nous choisirons donc les jours suivants :

- Maximisation de V :
  - Automne : le 23/11/15 ;
  - Hiver : le 1/12/14 ;
  - Printemps : le 30/03/15 ;
  - Été : le 6/7/15.
- Minimisation de V :
  - Automne : le 5/9/15 ;
  - Hiver : le 24/12/14 ;
  - Printemps : le 14/5/15 ;
  - Été : le 25/7/15.

Pour chaque heure de chacune de ces journées, les fonctions d'offre seront du type  $O_h^d(Q) = c_h^d + f_h^d(Q)$  et la fonction de coût  $CT_h^d(Q) = \int_0^Q O_h^d(t) dt$ . De même, la fonction de demande aura également une forme linéaire du type  $P_h^d(Q) = a_h^d - b_h^d(Q)$  et un surplus des consommateurs égal à  $Sc_h^d = \int_0^{Q^*} P_h^d(t) dt - R(h) * Q^*(d, h)$ . Les paramètres des fonctions d'offre<sup>24</sup> et de demande utilisés sont donnés en annexe. Chaque heure de la journée sera représentée par une fonction d'offre et de demande propre. Ces fonctions ont été calibrées de manière à refléter le plus précisément possible les données d'équilibres fournies par EPEX

---

<sup>23</sup> Léautier (2014) estime une fonction de demande pour étudier la pertinence du déploiement des compteurs intelligents et montrer ainsi que déployer pour tous les consommateurs est destructeur de welfare, les coûts marginaux de déploiement étant nettement supérieurs aux bénéfices marginaux de ce déploiement. Chao (2010) étudie à l'aide d'un exemple les gains liés aux effacements et conclut que la rémunération des effacements peut être destructrice de welfare car les effacements trop rémunérés peuvent prendre la place de productions plus compétitives.

<sup>24</sup> Nous ne disposons pas ici des fonctions de coûts des producteurs mais seulement de sa fonction d'offre. Nous supposerons donc, à l'instar de plusieurs articles de recherche (Crampes et Léautier, 2015 ; De Jonghe et al., 2011 ; Woo, 1990), que le marché est parfaitement concurrentiel et reflète les coûts des producteurs.

France pour l'année 2015<sup>25</sup>. Les niveaux d'effacement considérés seront les mêmes que précédemment.

Cette analyse empirique simule plusieurs situations, à la fois pour les consommateurs, les DRP, les LSP et les producteurs. Ces cas se différencient notamment par la contractualisation des volumes échangés (contractés fermement ex-ante ou non) et par l'opérateur qui subit le risque en fonction de ces contractualisations (consommateurs, LSP, producteurs).

#### 4.1. Les fonctions objectives des acteurs et les scénarios retenus

Nous supposons ici que les consommateurs ne sont pas parfaitement réactifs au prix. Ils consomment donc  $Q^*$  au prix  $R$ .  $Q^*$  est la consommation qui permet d'équilibrer l'offre et la demande sur le marché day-ahead. Elle est donc vendue par les producteurs et achetée par les fournisseurs au prix de marché  $p^*$ . Cette même quantité est ensuite vendue aux clients finals au prix  $R$ .

##### 4.1.1. Le segment aval : Les consommateurs

Les consommateurs cherchent à optimiser leur surplus compte tenu des arbitrages qu'ils peuvent effectuer entre acheter et consommer l'énergie ou s'effacer. Ils peuvent se situer dans trois situations :

- Situation 1 : La situation "benchmark" c'est-à-dire celle dans laquelle les consommateurs achètent une quantité  $Q$  d'énergie au prix  $R=R(h)=RR(h)$  et la consomment. Leur surplus net est donc égal à  $Sc_1=Sc(R,Q^*)-R*Q^*$  avec  $Sc(R,Q^*) = \int_0^{Q^*} P_h^d(t)dt$ .
- Situation 2 (cas "LMP" ou "SBP" précédents) : Les consommateurs achètent uniquement les quantités consommées  $Q_{DR}^* = Q^* - Q_E$  avec  $Q_E = DR$  et valorisent les quantités effacées  $Q_E$  calculées comme la différence entre la consommation prévue  $Q^*$  (non contractée à l'avance) et la consommation effective  $Q_{DR}^*$ . Leur surplus est alors  $Sc_2=Sc(R,Q_{DR}^*)-R*Q_{DR}^*+T(Q_E)$  avec  $Sc(R,Q_{DR}^*) = \int_0^{Q_{DR}^*} P_h^d(t)dt$ .  $T(Q_E)$  constitue les transferts des opérateurs vers les consommateurs suite à l'effacement.
- Situation 3 (cas "BB" précédent) : Les consommateurs achètent l'énergie  $Q^*$  contractée à l'avance mais ensuite décident de s'effacer d'une quantité  $Q_E$ . Leur surplus net est donc égal à  $Sc_3=Sc(R,Q_{DR}^*)-R*Q^*+T(Q_E)$ .

Afin de réaliser notre simulation, nous supposons ici que les consommateurs achètent les volumes consommés d'équilibre,  $Q^*$  ou  $Q_{DR}^*$ , au prix régulé. La quantité  $Q^*$  et le prix d'échange  $p^*$  découleront de l'intersection entre les fonctions d'offre  $O_h^d(Q)$  et de demande  $P_h^d(Q)$  estimées. Son coût de production sera  $CT_h^d(Q^*) = \int_0^{Q^*} O_h^d(t)dt$ . La quantité  $Q_{DR}^*$  sera calculée en fonction des effacements  $Q_E$  prévus (ou réalisés) et le prix  $p_{DR}^F$  auquel le consommateur serait disposé à acheter ces quantités sera donné par  $p_{DR}^F = P_h^d(Q_{DR}^*)$ . Le prix de vente sur le marché spot de cette même quantité sera  $p_{DR}^* = O_h^d(Q_{DR}^*)$  et son coût de production  $CT_h^d(Q_{DR}^*) = \int_0^{Q_{DR}^*} O_h^d(t)dt$ .

<sup>25</sup> Ces fonctions d'offre et de demande ont été calculées en utilisant les offres d'achat et de vente disponibles sur EPEX pour les heures des journées sélectionnées. Elles ont été estimées à l'aide de la méthode des MCO significatives compte tenu du nombre d'observations traitées et de la normalité des résidus. Cependant, des erreurs peuvent apparaître sur le calcul des coûts et surplus des consommateurs, erreurs d'autant plus grandes que l'on s'éloigne de l'équilibre, les ordonnées à l'origine étant différentes de celles estimées.

Nous pouvons donc calculer les différents surplus dans nos trois situations précédentes :

- $Sc_1 = \frac{1}{2}(a_h^d - p^*)Q^* - p^* - R)Q^* = \frac{1}{2}(a_h^d + p^* - 2R)Q^*$ .
- $Sc_2 = \frac{1}{2}(a_h^d - p_{DR}^F)Q_{DR}^* + (p_{DR}^F - R)Q_{DR}^* + T(Q_E) = \frac{1}{2}(Q^* - Q_E)(2a_h^d - b_h^d(Q^* - Q_E) - 2R) + T(Q_E)$ .
- $Sc_3 = \frac{1}{2}(a_h^d - p_{DR}^F)Q_{DR}^* + (p_{DR}^F - R)Q_{DR}^* - R * Q_E + T(Q_E) = \frac{1}{2}(Q^* - Q_E)(2a_h^d - b_h^d(Q^* - Q_E) - 2R) - R * Q_E + T(Q_E)$ .

L'effacement crée une perte sèche en terme de surplus égale à  $Pertes = \int_{Q_{DR}^*}^{Q^*} P_h^d(t)dt - R * Q_E = \frac{1}{2}(p_{DR}^F - p^*)Q_E + (p^* - R)Q_E = \frac{1}{2}(p_{DR}^F + p^* - 2R)Q_E = \frac{1}{2}(a_h^d - b_h^d(Q^* - Q_E) + p^* - 2R)Q_E$ .

Le consommateur réalise également un gain d'opportunité dans la situation 2 égal à  $R * Q_E$  car il n'a pas contracté fermement les quantités consommées auprès de son fournisseur<sup>26</sup>, gain relâchant sa contrainte budgétaire et augmentant de fait son utilité. Il recevra ensuite la rémunération liée à la valorisation des quantités effacées sur le marché  $T(Q_E)$ . La figure 10 illustre ces effets<sup>27</sup>.

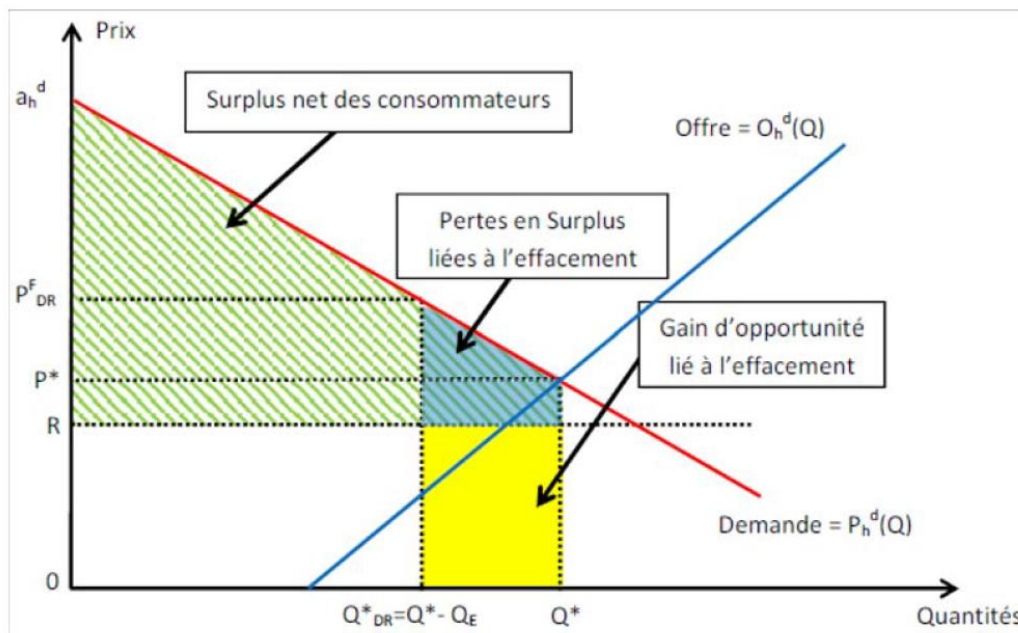


Figure 10: Impact de l'effacement sur le surplus.

<sup>26</sup> Cette situation a été par exemple celle de l'opérateur d'effacement Voltalis qui valorisait les effacements des consommateurs qui se rémunéraient sur les économies liées à la baisse des quantités achetées aux fournisseurs. Ce gain était le seul pour les consommateurs, l'opérateur d'effacement ne leur reversant aucun transfert complémentaire.

<sup>27</sup> Nous adoptons une approche top-down. Nous partons des équilibres observés sur les marchés spot et nous supposons ensuite que les quantités échangées sont vendues sur le marché aval à un prix régulé. Cette hypothèse et cette démarche nous donnent les grandeurs économiques évoquées dans la figure 10.



#### 4.1.2. Le "midstream" : Les fournisseurs et les DRP

##### 4.1.2.1. L'activité des fournisseurs

Dans notre analyse, les fournisseurs peuvent subir un risque lorsque le consommateur achète moins que la quantité prévue et qui a été contractée fermement sur le day-ahead. Ils reçoivent alors une compensation basée sur les quantités effacées. Ils subissent également le risque lié à un tarif régulé trop faible par rapport aux coûts d'approvisionnement, ici au prix de marché.

Les profits des fournisseurs vont donc dépendre de la répartition des risques entre les acteurs en situation d'effacement et du niveau des prix régulés. Ils sont calculés comme suit :

- Situation 1 : situation "benchmark" avec  $\Pi_{LSP}^1 = (R-p^*) \cdot Q^* - CT_{LSP}(Q^*)$ .
- Situation 2a : le fournisseur n'a pas contracté fermement sur le J-1 et donc fait supporter le risque découlant des stratégies d'effacement sur les producteurs. Le profit est donc égal à  $\Pi_{LSP}^{2a} = (R-p_{DR}^*) \cdot (Q^* - Q_E) - CT_{LSP}(Q^* - Q_E)$ . Le prix spot  $p_{DR}^*$  dans ce cas-là sera celui associé à la quantité achetée/vendue ( $Q^* - Q_E$ ). Dans cette situation, a priori, il n'est pas nécessaire de compenser le fournisseur pour l'effacement car il ne subit pas de risque (sauf lié au coût du prix régulé).
- Situation 2b : Le fournisseur a contracté fermement sur le marché day-ahead les quantités vendues et subit donc le risque lié à la baisse des ventes sur le marché final. Il est donc compensé pour ce risque subit. Son profit est alors :  $\Pi_{LSP}^{2b} = R \cdot (Q^* - Q_E) - p^* \cdot Q^* - CT_{LSP}(Q^* - Q_E) + T_{LSP}(Q_E)$ .
- Situation 3 : Le consommateur achète sa baseline de consommation et subit donc le risque. Le fournisseur ici est dans la situation benchmark et ne subit que le risque lié au prix régulé.  $\Pi_{LSP}^3 = (R-p^*) \cdot Q^* - CT_{LSP}(Q^*)$ .

Les coûts des LSP  $CT_{LSP}(Q)$  sont ici inconnus. Nous analyserons donc leur revenu à l'aide d'une approche consistant à calculer les coûts pivots comme précédemment.

##### 4.1.2.2. Les agrégateurs d'effacement ou DRP

Les DRP ne subissent ici aucun risque<sup>28</sup>. Ils offrent simplement un service aux consommateurs et en retirent une rente liée à la conservation d'une partie de la valorisation de la DR sur les marchés. Ils reversent une part des recettes liées à la valorisation aux consommateurs et selon les situations, ils redistribuent également une part de ces recettes aux LSP. Les profits des DRP sont donc les suivants :

- Situation 1 : Benchmark qui ne permet pas au DRP de réaliser leur activité car il n'y a aucun effacement.
- Situation 2a : Le DRP ne redistribue qu'aux consommateurs une partie de la valorisation des effacements. Son profit est donc :  $\Pi_{DRP}^{2a} = p_{\text{eff}} \cdot Q_E - T(Q_E) - CT_{DRP}(Q_E)$  avec  $p_{\text{eff}}$  le prix qui est défini par le schéma de valorisation de l'effacement. Ce prix peut être le prix spot  $p_{DR}^*$  (prenant en compte l'effacement - scénario LMP précédent) ou le différentiel entre le prix spot et le prix régulé  $p_{DR}^* - R$  (scénario SBP précédent).

---

<sup>28</sup> A l'exception de la gestion des déséquilibres occasionnés par les effacements car le DRP offrant le service aux consommateurs, il peut prendre en charge ce risque. Cette analyse est en dehors du champ de notre article et ne sera donc pas étudiée.

- Situation 2b : Le DRP redistribue une partie des revenus liés à l'effacement à la fois aux LSP,  $T_{LSP}(Q_E)$ , et aux consommateurs,  $T(Q_E)$ . La redistribution aux LSP peut se faire soit par une somme forfaitaire compensant la perte occasionnée suite à la contractualisation sur le marché day-ahead et aux déséquilibres pouvant en découler, soit par une prime fixe par MWh effacé (évoquée dans le tableau 3). Son profit est donc égal à  $\Pi_{DRP}^{2b} = p_{eff} * Q_E - T(Q_E) - T_{LSP}(Q_E) - CT_{DRP}(Q_E)$ , avec ici  $p_{eff} = p^*$  si LMP car les producteurs vendent bien  $Q^*$  aux fournisseurs, ou alors  $p_{eff} = p^* - R$  si SBP.
- Situation 3 : Le DRP redistribue  $T(Q_E)$  aux consommateurs. Sa structure de profit est donc :  $\Pi_{DRP}^3 = p_{eff} * Q_E - T(Q_E) - CT_{DRP}(Q_E)$  avec  $p_{eff} = p^*$ .

Les coûts des DRP  $CT_{DRP}(Q)$  sont ici inconnus. Nous analyserons donc leur revenu à l'aide d'une approche consistant à calculer les coûts pivots comme précédemment.

#### 4.1.3. Le segment amont : les producteurs

Dans notre analyse, les producteurs peuvent ou non subir un risque selon que les quantités effacées ont fait l'objet d'une contractualisation ferme ou non avec les fournisseurs. Si la contractualisation avec les fournisseurs est ferme, alors ils n'encourent aucun risque, les volumes convenus  $Q^*$  étant échangés au prix  $p^*$  déterminé par le marché<sup>29</sup>. Si en revanche, les quantités demandées par les fournisseurs se réduisent suite à l'effacement<sup>30</sup>, alors les producteurs subiront un risque lié à la baisse des volumes demandés et des prix.

Selon les situations, leur profit sera donc le suivant :

- Situation 1 : benchmark donnant lieu à un profit  $\Pi_{GEN}^1 = p^* Q^* - \int_0^{Q^*} O_h^d(t) dt$ .
- Situation 2a : Les quantités contractées se réduisent car le fournisseur répercute sur les producteurs la baisse de demande découlant des effacements. Le profit est donc  $\Pi_{GEN}^{2a} = p_{DR}^* (Q^* - Q_E) - \int_0^{Q^* - Q_E} O_h^d(t) dt$ .
- Situation 2b : Les quantités sont contractées de manière fermes, le profit est donc  $\Pi_{GEN}^{2b} = p^* Q^* - \int_0^{Q^*} O_h^d(t) dt$ .
- Situation 3 : Les quantités sont contractées de manière fermes, le profit est donc  $\Pi_{GEN}^3 = p^* Q^* - \int_0^{Q^*} O_h^d(t) dt$ .

Parmi ces situations, nous observons que  $\Pi_{GEN}^1 = \Pi_{GEN}^{2b} = \Pi_{GEN}^3$  c'est-à-dire que les effacements n'impactent pas les échanges sur le marché spot, les quantités sur le marché day-ahead ayant été contractées fermement. Nous avons donc facilement la valeur des profits

$$\Pi_{GEN}^1 = \Pi_{GEN}^{2b} = \Pi_{GEN}^3 = \begin{cases} p^* Q^* - \int_0^{Q^*} O_h^d(t) dt & \text{si } Q_{min} > 0 \\ p^* Q^* - \int_0^{Q_{min}} O_h^d(t) dt & \text{si } Q_{min} \leq 0 \end{cases}$$

<sup>29</sup> Le risque encouru ici sur la substitution des offres de production sur le marché Intraday par des offres d'effacement ne sont pas prises en compte. De même, ces substitutions possibles sur le marché d'équilibrage ne sont pas introduites dans l'analyse.

<sup>30</sup> Cette situation suppose que l'effacement soit anticipé et donc que les fournisseurs adaptent leur demande au marché compte tenu de ces anticipations.

Avec  $Q_{min}$  la quantité qui permet aux producteurs de réaliser des offres de ventes à prix positif, autrement dit  $Q_{min} = Arg_Q\{O_h^d(Q) = 0\} \Leftrightarrow Q_{min} = -\frac{c_h^d}{a_h^d}$ .

En remplaçant la fonction d'offre par sa valeur, nous pouvons alors calculer les valeurs des profits

$$\Pi_{GEN}^1 = \Pi_{GEN}^{2b} = \Pi_{GEN}^3 = \begin{cases} p^* Q^* - \frac{1}{2} [(Q^* - Q_{min}) p^*] \text{ si } Q_{min} > 0 \\ p^* Q^* - \left[ c_h^d Q^* + \frac{1}{2} (p^* - c_h^d) \right] Q^* \text{ si } Q_{min} \leq 0 \end{cases}$$

Si l'effacement est prévu et donne lieu à une adaptation de la demande des fournisseurs aux producteurs (situation 2a), alors le profit des producteurs s'écrit :

$$\Pi_{GEN}^{2a} = \begin{cases} p_{DR}^* Q_{DR}^* - \int_{Q_{min}}^{Q_{DR}^*} O_h^d(t) dt \text{ si } Q_{min} > 0 \\ p_{DR}^* Q_{DR}^* - \int_0^{Q_{DR}^*} O_h^d(t) dt \text{ si } Q_{min} \leq 0 \end{cases}$$

$$\Leftrightarrow \Pi_{GEN}^{2a} = \begin{cases} p_{DR}^* Q_{DR}^* - \frac{1}{2} [(Q_{DR}^* - Q_{min}) p_{DR}^*] \text{ si } Q_{min} > 0 \\ p_{DR}^* Q_{DR}^* - \left[ c_h^d Q_{DR}^* + \frac{1}{2} (p^* - c_h^d) Q_{DR}^* \right] \text{ si } Q_{min} \leq 0 \end{cases}$$

L'effacement fait peser une perte sur les profits des producteurs, perte égale à

$$Pertes_{GEN} = (p^* - p_{DR}^*) Q^* - \left[ \int_{Q_{DR}^*}^{Q^*} O_h^d(t) dt - p_{DR}^* Q_E \right] = (p^* - p_{DR}^*) Q^* - \frac{1}{2} [(p^* - p_{DR}^*) Q_E].$$

Les producteurs conservent cependant deux gains d'opportunité. Un premier gain lié aux économies de coûts réalisés grâce à la baisse de la demande, les technologies de production étant rangées par ordre croissant de coûts ("merit order"). Ce gain est égal à

$$Gains_{GEN} = \int_{Q_{DR}^*}^{Q^*} O_h^d(t) dt = \frac{1}{2} (p^* + p_{DR}^*) Q_E.$$

Le second gain d'opportunité<sup>31</sup> est lié au fait que les producteurs peuvent valoriser leur production à un prix spot positif, alors que leur structure de coûts pourrait les emmener à subventionner la consommation (existence de prix négatifs sur les marchés spot<sup>32</sup>). Ce gain est égal à  $Gains_{prixNégatifs} = -\frac{1}{2} (c_h^d - Q_{min})$  avec  $Q_{min} > 0$  et  $c_h^d < 0$ . Ces pertes et gains sont illustrés dans la Figure 11. Certains travaux ont montré que des transferts pouvaient exister entre les acteurs de la demand response et les producteurs. Leur objectif consiste à internaliser le risque

<sup>31</sup> Ce gain d'opportunité n'étant pas directement lié à l'effacement, nous ne le traiterons pas dans cette analyse. Ce point n'est pas bloquant en raison de son existence quel que soit l'effacement. En revanche, l'existence possible de prix spot  $p_s$  ou  $p_s^{DR}$  négatifs est pris en compte et ne donne lieu à aucun effacement. Il apparaît lorsque  $Q_{min} > 0$ .

<sup>32</sup> Ces prix négatifs sont liés aux rendements d'échelle croissants, aux énergies renouvelables subventionnées qui réduisent la demande au marché, aux rampes de production, etc...

lié aux variations de demande impactant la rentabilité des centrales de production, en particulier de pointe (Crampes et Léautier, 2010).

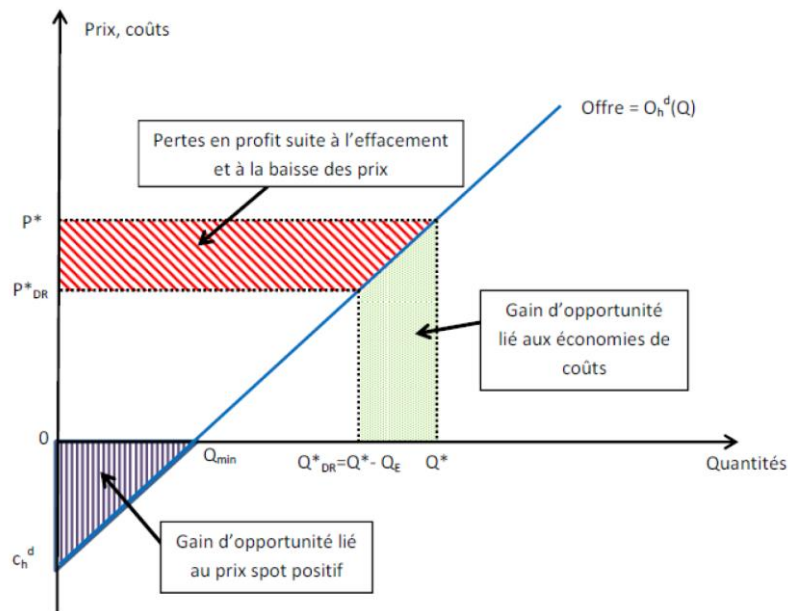


Figure 11: Impact de l'effacement sur le segment production

Pour chaque cas  $i, i=\{1,2a,2b,3\}$ , nous appellerons  $W_i$  le welfare associé au cas étudié.

#### 4.2. Interprétation des premiers résultats avec une estimation des courbes d'offre et de demande

Les équilibres estimés que nous avons obtenus à l'aide des fonctions d'offre et de demande calibrées sont proches des équilibres donnés par EPEX. En effet, les variations sont majoritairement inférieures à 1% comme le montre la figure 12. Les pics de prix (avec des différences autour de 3%), reflètent le fait que pour une ou deux valeurs, les différences peuvent être plus grandes (entre 8 et 10%), ce qui est lié bien entendu à l'estimation qui selon la série de données peut perdre en précision. Cependant, ces erreurs<sup>33</sup> restent majoritairement faibles ce qui nous permet d'analyser nos résultats avec pertinence.

<sup>33</sup> Toute estimation économétrique conduit à une perte d'information qui peut se traduire par une différence plus ou moins importante entre valeurs observées et estimées. Le modèle et l'estimation sont ici calibrés pour bien entendu minimiser cette erreur.

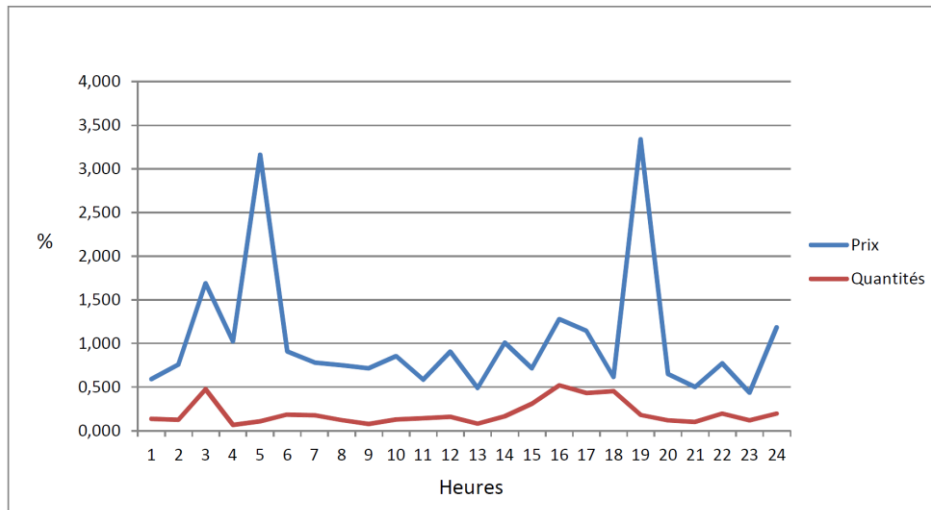


Figure 12: Différences entre les valeurs d'équilibre EPEX et estimées

Comme précédemment, nous pouvons constater que les effacements sont plus nombreux dans le cas LMP (Fig.13). En effet, les valorisations SBP ou BB impliquent que le prix spot soit supérieur au RR ce qui réduit l'occurrence des périodes d'effacement. Là où, pour le LMP, les consommateurs s'effaçaient en même quantité à toutes les périodes (heures), ces mêmes consommateurs choisissent désormais celles où la DR va le plus être valorisée. Lorsqu'ils s'effacent, ils peuvent toujours s'effacer d'un montant DR1 à DR10 mais comme l'occurrence est plus faible, la quantité globale effacée est également plus faible. Il est intéressant de noter que pour le scénario LMP, les effacements au-delà de DR4 sont difficilement envisageables. En effet, la littérature montre que la probabilité d'un effacement supérieur à 10% sur la demande globale est quasiment nulle (Bergaentzle et al, 2014). En revanche, les autres scénarios SBP et BB introduisant un effacement sur les périodes de pointe, cette même littérature indique que les effacements allant de DR1 à DR10 sont envisageables.

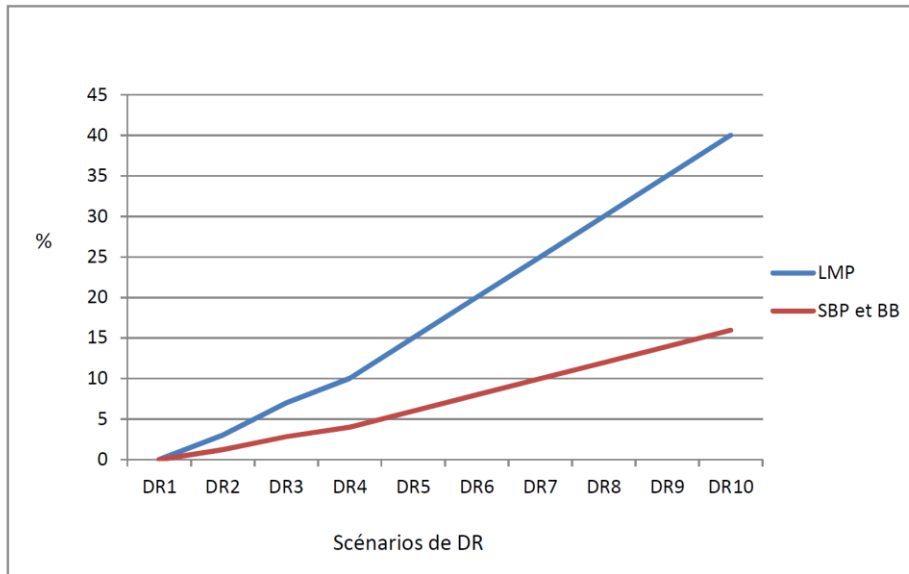


Figure 13: Taux d'effacement de la demande selon le mode de valorisation

Ces périodes d'occurrence sont illustrées dans la Fig.14 avec des résultats connus et intuitifs. Les consommateurs sont incités à s'effacer pour la quasi-totalité des heures de pointes pour les scénarios maximisant le différentiel de prix  $V$ . En revanche, aux heures creuses (1h à 7h), aucun effacement n'est effectué, le prix spot étant en-deçà du RR. Il est intéressant de noter que la seule exception est pour le cas Amax pour lequel les consommateurs s'effacent sur la totalité de la période. Ceci est relié au fait que cette date se situe à la fin du mois de novembre, donc sur des périodes climatiques qui peuvent s'avérer assez froides.

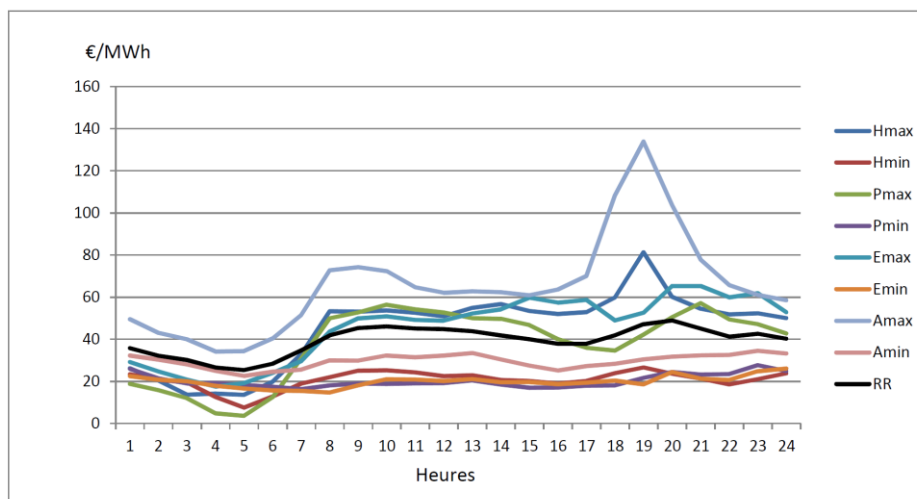


Figure 14: Evolution des prix estimés et du Retail Rate.

#### 4.2.1. Résultats pour le cas de référence

Les résultats sur les variables économiques nous indiquent que les profits des opérateurs sont tous positifs pour le modèle de référence. En effet, en l'absence d'effacement, les

producteurs, les LSP et les consommateurs ont des valeurs positives pour les profits et les surplus. Ces valeurs sont résumées dans le tableau 4.

Variables	Valeurs (en €)
$\Pi_{GEN}^1$	59370794
$\Pi_{LSP}^1$	6109188
$\Pi_{DRP}^1$	0
$S_{c1}$	2670000548
$W_1$	2735480530

Tableau 4 : Profits et surplus (cas de référence)

Nous voyons que le welfare est ici principalement composé du surplus des consommateurs qui en payant le RR au lieu du prix de marché augmente leur satisfaction. Les producteurs ont ici un profit positif qui restera le même pour les différents scénarios, les effacements ne les touchant pas car les volumes échangés sur le marché spot ont été contractés fermement par le LSP<sup>34</sup>. Il est intéressant de noter que le coût pivot de fourniture des LSP est positif, égal à 2,83 €/MWh. Lorsque leur coût de fourniture excède ce seuil, leurs profits deviennent négatifs. Ceci est principalement dû au fait que, les LSP achetant au prix spot et revendant au prix régulé, ils subissent des pertes pour certaines périodes de l'année liées à l'effet de ciseau tarifaire. Ces périodes sont les mêmes que celles pour lesquelles le consommateur s'efface, c'est à dire celles où le prix spot est supérieur au RR. Globalement, leurs profits sont positifs mais, en fonction des saisons et des heures, leurs comptes ne sont pas toujours en équilibre.

#### 4.2.2. Résultat pour le cas 2 : le LSP subit le risque lié aux effacements et bénéficie de transferts de la part du DRP

Les résultats indiquent que tous les acteurs réalisent des profits positifs excepté les DRP. En effet, les pertes sont lourdes en raison des transferts qu'ils paient vers les LSP et les consommateurs. Ces transferts permettent aux LSP d'internaliser le risque qu'ils subissent en le rémunérant, leurs profits étant croissants avec les montants effacés. Ils bénéficient également du mode de valorisation choisi pour la DR. Plus les effacements sont importants, plus les transferts provenant des DRP sont élevés,  $T_{LSP}(Q_E)$  étant croissant en  $Q_E$ . Lorsque la valorisation se réalise au LMP, alors leurs profits sont plus élevés que dans le cas d'une valorisation au SBP. Cela se traduit au travers de leur coût pivot de fourniture qui passe d'un intervalle de variation [2.83 €/MWh ; 3.6 €/MWh] (cas SBP) à un intervalle [2.83 €/MWh ; 7.05 €/MWh] (cas LMP), pour des valeurs d'effacement allant respectivement de DR1 à DR10.

La valorisation de la DR améliore également très sensiblement le surplus des consommateurs. Cette amélioration est également plus significative lorsque cette valorisation se réalise au LMP. En effet, l'augmentation du surplus du consommateur par rapport à sa situation sans effacement (DR1) est comprise dans un intervalle [0.04% ; 0.54%] (cas SBP) et dans un intervalle [0.1% ; 1.3%] (cas LMP). Cette augmentation importante est due non

<sup>34</sup> Par la suite, nous ne les mentionnerons pas car ici ils ne jouent aucun rôle pour jauger de l'efficacité d'un effacement sur la collectivité.

seulement aux transferts reçus des DRP qui compensent ici la perte de surplus nette des consommateurs mais également au fait qu'ils n'achètent pas la quantité effacée auprès du fournisseur.

Le welfare est impacté négativement par l'existence des effacements. En effet, il se réduit de 0.06% à 4.63% dans le cas SBP et de 0.09% à 15.65% dans le cas LMP. Les pertes subies par le DRP suite aux transferts ne sont pas compensées par les gains effectués lors de la valorisation de l'effacement. Ces pertes sont d'autant plus élevées que les effacements sont importants.

Ces résultats indiquent que les transferts réalisés vers les LSP permettent à ce dernier de couvrir des coûts de fourniture relativement faibles (avec un maximum de 7,05€/MWh). Etant donné les risques encourus, notamment liés à la contractualisation ferme des quantités échangées sur le marché spot, ces prix permettent d'internaliser leurs effets négatifs sur le LSP tout en laissant ce dernier couvrir tout ou partie des coûts de fourniture ou d'équilibrage. Ces compensations au LSP sont supérieures au risque net (diminution des ventes aux consommateurs finals) que ce dernier subit de 3,2% (SBP) à 8,9% (LMP). En revanche, la couverture de la totalité des pertes en surplus pour le consommateur réduit fortement les perspectives d'une activité profitable pour le DRP. Ces transferts sont donc certainement à encadrer pour que le DRP puissent couvrir des coûts de fonctionnements voire d'investissement en technologies de recueil d'information et de pilotage. Ces encadrements peuvent d'autant plus être justifiés lorsque les consommateurs bénéficient d'une économie substantielle liée à l'absence de coût d'achat de l'énergie aux fournisseurs.

#### 4.2.3. Résultats pour le cas 3 : le consommateur achète sa baseline aux LSP qui ne subissent plus le risque "volume"

Le DRP connaît d'énormes pertes liées aux transferts effectués auprès du consommateur. Ces pertes sont moins importantes que dans le cas 2 car il ne compense pas ici le LSP qui peut honorer les transferts financiers contractualisés sur le marché spot, les consommateurs achetant leur baseline<sup>35</sup>. Seule une DR de 3% lui permet de réaliser des profits positifs avec un coût pivot égal à 17.24€/MWh<sup>36</sup>. Ce coût pivot positif peut de plus lui permettre une viabilité économique si ses coûts de mises en place du service d'effacement sont inférieurs. L'impact sur le bien-être collectif dépend comme précédemment des bénéfices ou pertes réalisés par le DRP. En effet, ce bien-être collectif augmente de 0.02% pour un effacement faible (DR2) mais ensuite se réduit de 0.03% à 3.58% pour des effacements respectifs de DR3 à DR10. Cet effet provient du fait que plus les effacements sont importants, plus la perte en surplus des consommateurs est importante. Le DRP augmente alors ses transferts vers les consommateurs pour internaliser cette perte de surplus. Cependant, la valorisation de la DR sur le marché n'étant pas suffisante pour couvrir ces transferts, le DRP réalise des pertes qui pèsent négativement sur le bien-être collectif (le surplus net des consommateurs restants inchangés).

#### 4.2.4. Les revenus du DRP et la compensation des risques pris par les LSP et les consommateurs

---

<sup>35</sup> Le risque qui existe ici est celui du déséquilibre physique occasionné et qui peut donner lieu à des coûts de rééquilibrage. Ces derniers sont subis par les responsables d'équilibre, qui selon les répercute sur les LSP. Ce point ne sera pas étudié ici car il nécessite la prise en compte des marchés intraday ou d'équilibrage. En effet, l'équilibrage en temps réel se réalisant sur ces marchés, un effacement peut finalement conduire à un rééquilibrage des écarts entre offre et demande si l'offre est défaillante.

<sup>36</sup> Tous les autres profits et donc coûts pivots pour le DRP sont ici négatifs.



Les revenus liés à la valorisation des effacements ne sont pas suffisants compte tenu des transferts que se doit de réaliser le DRP. En effet, dans le cas 2, ces revenus ne suffisent pas pour rémunérer le risque subi par les LSP. Ils peuvent au maximum compenser respectivement 85,3% (LMP) et 38,3% (SBP) de ce risque<sup>37</sup>. Ce résultat est bien entendu corrélé avec le fait que la valorisation au SBP représente 17% des gains qu'il réalise lorsque la valorisation s'effectue au LMP (les taux d'effacement et le prix de rémunération étant alors nettement supérieur à ceux du SBP). Les revenus de l'effacement ne permettent également pas de compenser le consommateur pour la perte en surplus lié à l'effacement. En effet, rajouter un transfert vers le consommateur dans le cas 2 conduit à dégrader fortement les profits du DRP déjà négatifs suite aux transferts vers les LSP. Les consommateurs bénéficient dans ce cas d'un gain d'opportunité assez conséquent, gain qui permet de compenser leur perte en surplus uniquement pour une DR2.

Dans le cas 3, ces revenus de l'effacement permettent de compenser uniquement la perte pour le consommateur pour une DR2. Le DRP ne peut compenser la perte du surplus des consommateurs que dans une proportion allant de 17% (DR10) à 79% (DR3).

Les revenus liés à la valorisation des effacements ne sont pas suffisants pour compenser à la fois les risques subis par les LSP et la baisse de surplus des consommateurs. Même si les DRP ne rémunèrent pas les consommateurs (cas 2) car ces derniers bénéficient d'un gain d'opportunité confortable, leur modèle économique n'est pas viable car compenser les LSP (qui subissent le risque) ne leur permet pas de réaliser des profits positifs. Dans le cas 3, les revenus de l'effacement ne permettent pas de couvrir la totalité des pertes en surplus des consommateurs. Même si les DRP voient leurs revenus augmenter, ils restent négatifs et ne peuvent compenser qu'un maximum de 80% des pertes en surplus pour les consommateurs. Il est intéressant de noter qu'un effacement faible permet ces transferts. La situation se dégrade de manière croissante lorsque les taux d'effacement s'accroissent. Nous retrouvons ici les résultats de plusieurs pilotes indiquant qu'une politique incitative est nécessaire pour rendre le modèle économique de l'effacement viable.

### 4.3. L'introduction de la valorisation aux prix de l'intraday

Nous introduisons ici la possibilité pour les DRP de valoriser l'effacement aux prix de l'intraday. Le marché spot day-ahead est ici utilisé comme précédemment pour calculer le surplus des consommateurs, les profits des producteurs et pour représenter les conditions d'approvisionnements des fournisseurs. Ces conditions d'approvisionnements restent les déterminants des prix régulés RR. Seul le schéma des prix rémunérateurs des effacements est ici modifié. En effet,  $p_{\text{eff}} = p_s^I$  pour le cas LMP et  $p_{\text{eff}} = p_s^I - R$  pour le cas SBP, avec  $p_s^I$  le prix spot de l'intraday pour les journées considérées.

Ces prix sur le marché intraday pour les jours considérés sont nettement supérieurs au prix s'établissant sur le marché day-ahead, supérieurs dans des proportions s'étalonnant de 25% à 63% (Fig.15).

---

<sup>37</sup> Cette analyse ne tient pas compte des coûts de mise en place des effacements subis par le DRP, coûts qui réduisent ces parts car ils diminuent les profits du DRP. Avec ces transferts, il réaliserait un profit nul.

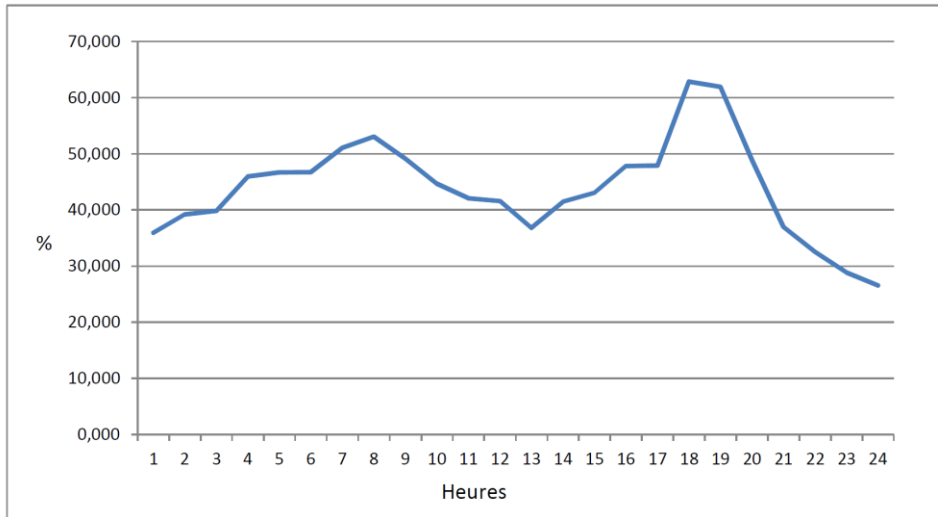


Figure 15: Différences entre prix du day-ahead (estimés) et de l'intraday (%)

Cette différence crée une forte incitation pour les consommateurs à s'effacer lorsque cela leur est possible. En effet, la Fig.16 montre que les effacements s'effectuent sur la totalité des heures étudiées, à l'exception de quelques heures creuses "night" en hiver (Heures 1 à 5 de Hmax) et de quelques heures "late morning" en Automne (heures 7 à 11 de Amax).

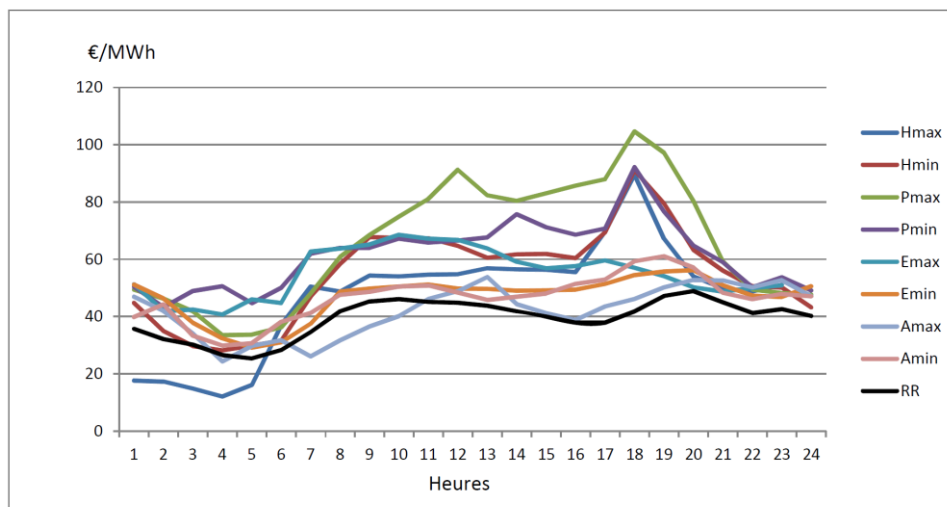


Figure 16: Evolution des prix Intraday et du Retail Rate

Ces niveaux de prix élevés nous donnent des taux d'effacement proches entre les trois scénarios LMP, SBP et BB, les consommateurs étant incités fortement à s'effacer sur la majorité des périodes de consommation (Fig. 17).

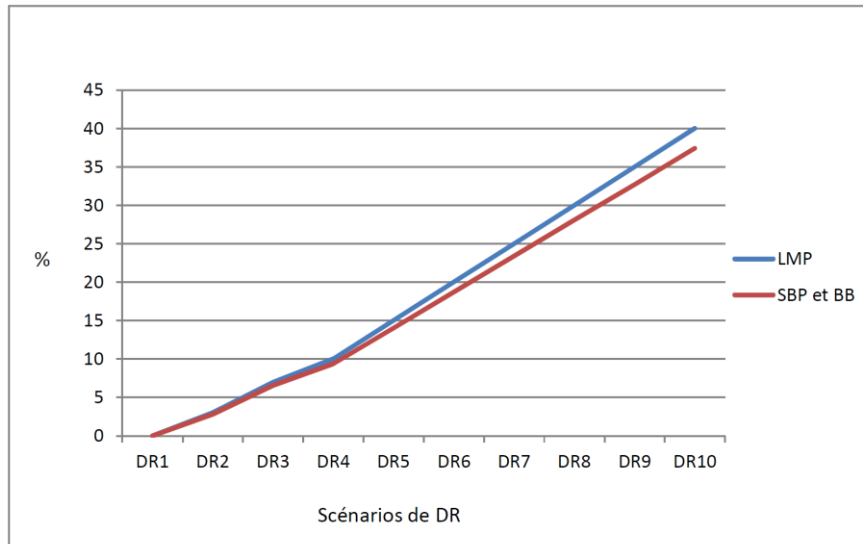


Figure 17: Taux d'effacement avec valorisation sur le marché Intraday

Ces taux ainsi que les prix rémunérant l'effacement vont conduire à des modifications dans les transferts entre agents et les revenus de chaque acteur. Notre cas benchmark pour lequel il n'y a pas d'effacement (cas 1) reste bien entendu inchangé.

#### 4.3.1. Résultats pour le cas 2 lorsque l'effacement est valorisé sur l'Intraday

Les intuitions et analyses développées dans le cadre précédent (valorisation au prix du day-ahead) sur l'ampleur des variations des surplus, welfare et coûts pivots ne se modifient pas. Le changement réside dans le fait que les cas SBP se rapproche ici du cas LMP, les deux ayant des variations quasi-identiques. Cela est bien entendu corrélé avec le fait que les taux d'effacement sont très proches dans les deux cas étant donné le niveau du prix Intraday  $p_S^I$ .

Les surplus des consommateurs et profits des LSP restent les mêmes que précédemment pour le cas LMP. Pour le cas SBP, la valorisation au prix de l'intraday est bénéfique pour eux car les prix de rémunération et les quantités effacées se modifient. Les LSP gagnent davantage grâce aux transferts croissants avec les quantités effacées, alors que leurs coûts d'approvisionnement et leurs recettes liées à la vente de l'énergie restent constants. Les consommateurs bénéficient d'un gain d'opportunité plus élevé car les quantités effacées sont plus importantes. Leur surplus augmente puisque leurs pertes liées à la non-consommation des quantités sont couvertes par les transferts provenant du DRP.

Les DRP ne réalisent toujours pas une activité profitable, même si leurs "pertes" se réduisent pour le cas LMP. En effet, ses revenus liés à la valorisation de la DR augmentent dans ce cas grâce à une augmentation des volumes vendus et du prix de vente  $p_{\text{eff}} = p_S^I$ . En revanche, sa situation se dégrade pour le cas SBP. En effet, bien que la valorisation des effacements augmente (à la fois en termes de volumes et de prix  $p_{\text{eff}} = p_S^I - R$ , cette augmentation ne suffit pas pour contrebalancer les transferts importants envers les LSP et consommateurs.

De ce fait, le welfare est amélioré dans le cas LMP de part une meilleure valorisation des effacements. En revanche, il se dégrade pour le cas SBP, les pertes du DRP n'étant pas compensées par les gains des autres acteurs.

#### 4.3.2. Résultats pour le cas 3 lorsque l'effacement est valorisé sur l'Intraday

A nouveau, les intuitions et analyses développées dans le cas précédent restent valables. Le DRP bénéficie d'une activité profitable pour une DR2. Il peut alors couvrir des coûts de mise en place des effacements de 19,8€/MWh. Pour les autres niveaux d'effacement, ses pertes sont importantes car le supplément de valorisation des effacements (volumes effacés croissants à un prix  $p_s^l > p_s$ ) ne compense pas le transfert pour maintenir un niveau de surplus constant aux consommateurs. Dès lors, ses pertes s'accroissent fortement. Le welfare augmente de 0,04% dans le cadre d'une DR2 pour ensuite se réduire de 0,16% à 13,38%, respectivement pour des DR allant de DR3 à DR10. Les pertes en welfare sont bien plus importantes que celles du cas précédent et ce en raison des pertes du DRP plus élevées.

#### 4.3.3. Les impacts des transferts sur les profits du DRP

Les revenus des DRP ne sont à nouveau pas suffisants pour couvrir les différents transferts ; les intuitions et analyses précédentes restent similaires. Les transferts vers le LSP sont supérieurs de 7.8% (cas SBP) et 8.8% (cas LMP) aux pertes que subit le LSP suite à la réduction des achats des consommateurs ; les risques sont donc internalisés pour partie par les prix de transferts pratiqués. Il est intéressant de noter que le cas LMP est cependant suffisamment rémunérateur pour couvrir la totalité des transferts vers les LSP et une partie (entre 2% et 28% respectivement pour une DR10 à DR2) des pertes en surplus des consommateurs (et inversement). Toutefois, ces revenus ne permettent pas de couvrir la totalité des pertes en surplus des consommateurs. Pour le cas 3, seulement 11 à 63% de ces pertes sont couvertes, respectivement pour une DR10 à DR3. Le cas SBP est toujours déficitaire et ne permet de couvrir que 34.4% des transferts vers le LSP (la valorisation du cas SBP représente 26% de la valorisation au LMP). Les gains d'opportunité des consommateurs ne permettent de couvrir leurs pertes en surplus que pour une DR2.

Nous voyons à nouveau ici qu'une forte DR dégrade le welfare en raison des transferts pour compenser les pertes, déséquilibres et risques encourus.

### **4.4. Les effacements aux heures de pointe et les effets de bord (report aux heures creuses de tout ou partie des consommations effacées)**

#### 4.4.1. Les heures de pointe

L'analyse des effacements réalisés uniquement aux heures de pointe sans report ne modifie pas les intuitions émises lors des précédentes analyses. En effet, la rentabilité des effacements ne se réalise que sur un nombre très limité de cas. Il s'agit principalement d'un effacement faible (DR2 ou DR3) valorisé au prix du marché Intraday (les coûts pivot pour le DRP sont de 1,43€ et 44,5€ respectivement pour une DR2 et les situations LMP et BB ; de 17,1€ pour une DR3 dans la situation BB) ou valorisé au prix spot du day-ahead (coût de 24€ pour le DRP dans le cas BB)<sup>38</sup>. La valorisation au prix du marché Intraday permet d'améliorer le welfare mais seulement pour de faibles valeurs d'effacements. Toutes les autres situations montrent une activité déficitaire pour les DRP et néfaste pour le bien-être collectif. En effet, seuls les consommateurs voient leur surplus augmenter, leurs pertes étant couvertes et gagnant en sus le gain d'opportunité pour le cas 2. Cependant, les pertes des DRP et des LSP sont plus élevées ce qui réduit le bien-être collectif. Il est intéressant de noter que les transferts DRP-LSP ne

---

<sup>38</sup> La situation Second Best Price ne permet pas une viabilité économique car les transferts sont trop élevés par rapport au montant de la valorisation.

permettent pas à ces derniers de compenser la perte liée à la réduction de la demande pour le cas 2. De même, les gains d'opportunités pour les consommateurs ne permettent pas de compenser leurs pertes en bien-être pour des effacements supérieurs à DR3.

Ici encore, nous pouvons conclure que 1) les transferts vers les fournisseurs suite à l'effacement peuvent s'avérer insuffisants pour compenser le risque lié à l'achat des quantités contractées sur le spot, 2) la situation BB est à cet effet meilleure pour eux comme le montre la littérature, 3) des transferts vers les consommateurs ne compensant que la "perte nette" en surplus sont souhaitables pour essayer de rééquilibrer les comptes des DRP.

#### 4.4.2. Les effets de bord : report de tout ou partie des quantités effacées aux heures creuses

Les intuitions sur les effets de bord dépendent des possibilités offertes aux LSP et consommateurs pour acquérir les quantités demandées supplémentaires liées aux reports. Ces effets viennent intuitivement encore réduire les effets positifs liés aux effacements. En effet, ils imposent aux LSP de pouvoir servir cette demande. Or, pour la servir, il est fort probable que ces derniers doivent avoir recours aux marché Intraday ou à des capacités de production supplémentaires propres. Ce dernier cas peut permettre d'améliorer les variables économiques du fait des économies d'échelle. En revanche, le recours au marché Intraday est certainement réducteur de bien-être car les coûts d'accès à l'énergie sont plus élevés que sur le day-ahead (reflétant les coûts de production des acteurs pour cette période de consommation, Fig.18). Dans le cas d'un report ou d'un rebond des consommations effacées, les producteurs augmentent leurs recettes en vendant davantage de quantités que nous supposons achetées au prix de marché (Bergaentzle et Clastres, 2013 ; Dave et al., 2013).

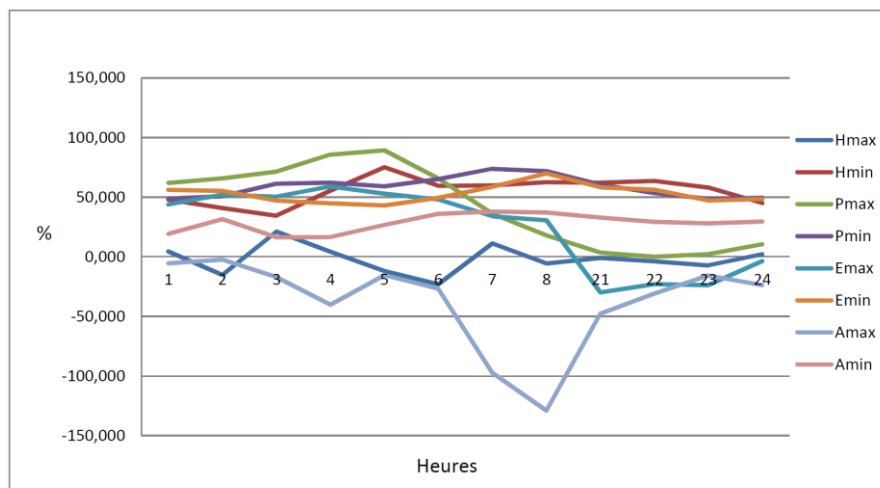


Figure 18: Différence entre prix intraday et spot (Heures creuses)

Dès lors, l'achat sur l'Intraday et la revente au prix régulé pèse sur les revenus du LSP, la revente au prix de l'Intraday réduit le surplus du consommateur<sup>39</sup>, le prix étant généralement plus élevé que le retail rate (Fig.16). De plus, de nouveaux transferts entre les DRP et les LSP peuvent se justifier, l'effacement ayant certes donné lieu à une réduction des consommations en périodes "de pointe" mais le report diminue le montant de l'effacement net en créant un

<sup>39</sup> Ce surplus peut cependant augmenter car les quantités consommées augmentent ce qui crée un supplément d'utilité.

supplément de risque pour le LSP (achat sur l'Intraday et revente potentielle au RR), voire pour le consommateur dans le cas BB (s'il effectue l'achat au prix de l'Intraday des quantités reportées).

## V. CONCLUSION

Notre objectif, dans ce travail exploratoire était de poser un cadre analytique qui permette de déterminer si l'activité d'effacement peut conduire à un schéma industriel pérenne créant de la valeur pour la collectivité et circonscrire les éventuels transferts entre catégories d'agents consécutifs à ces effacements. Notre analyse des effacements tend à montrer que -- dans le cadre où nous avons conduit notre travail, avec les données EPEX de 2015 -- seules de petites quantités effacées sont susceptibles d'être économiquement viables, qu'elles touchent la demande globale journalière ou de pointe. Le welfare est généralement impacté négativement en raison de l'insuffisance de ces transferts pour compenser risques et pertes. Si un tel résultat n'était pas contingent à ce contexte -- ce qui est plausible, mais requerra des investigations complémentaires -- cela signifierait que la soutenabilité de l'effacement nécessiterait l'intégration d'autres gains (réseaux, investissement amont évités, etc.) pour que cette activité soit rentable. Nous observons que les effacements se produisent majoritairement sur les heures de pointe lorsqu'ils sont valorisés sur le day ahead, et sur un potentiel d'heures plus large si la valorisation s'effectue sur l'intraday.

Dans notre analyse, la DR n'est viable que pour des coûts de mise en place assez faibles même lorsque cette dernière est rentabilisée au prix spot. Ces gains peuvent être améliorés soit en introduisant les gains réalisés par le gestionnaire de réseau, soit en créant des marchés spécifiques donnant des signaux de prix incluant des rentes de rareté (ajustements, NEBEF). Les revenus liés à l'effacement étant faibles, l'intérêt des acteurs est certainement d'essayer de minimiser au maximum les coûts de mise en place de cette DR. A cet effet, profiter au maximum des investissements déjà planifiés et installés, comme par exemple les smart meters et les réseaux informationnels électriques (courant porteur en ligne), seraient certainement une piste à explorer. En effet, optimiser l'utilisation de ces infrastructures pourraient réduire ces coûts en bénéficiant des économies d'échelle. Cela demandera certainement la mise en place de nouvelles contractualisations entre les gestionnaires de réseau et les opérateurs d'effacement mais pourrait augmenter la rentabilité de l'activité d'effacement.

L'achat de la baseline par les consommateurs permet à l'industrie d'internaliser le risque lié à la contractualisation des volumes échangés sur la bourse. En effet, le consommateur gère ce risque au moment où il achète sa baseline. Ensuite, ce risque est modéré car il valorise la consommation d'une unité d'électricité achetée au prix d'achat RR. Si l'effacement de cette unité lui rapporte moins, alors il la consomme comme initialement prévu. Sinon, il peut s'effacer et réaliser une rente. Nous voyons ici l'importance du choix des baselines et de leur calcul pour éviter tout comportement anticoncurrentiel ou opportuniste. Cette situation semble permettre de mieux organiser les transferts par la suite en internalisant une partie du risque.

Les valorisations basées sur l'achat de la baseline ou au second marginal price permettent de réduire la double rémunération. Ces deux modes sont à privilégier notamment car, même s'ils valorisent moins la DR, ils permettent d'éviter des transferts sur-évalués qui sont coûteux pour la collectivité. Cependant, notre modèle montre aussi que la valeur créée par l'effacement peut améliorer le welfare, même si les transferts sont importants. En effet, dans notre simulation, l'amélioration du welfare peut venir de la valeur de cet effacement, plus important

lorsque ce dernier est valorisé au prix spot. Par conséquent, cette DR n'est pas viable lorsque soit les quantités effacées sont trop faibles, soit le prix de valorisation est faible, lorsque le nombre d'heures sur lesquelles l'effacement est possible sont réduites ou enfin lorsque le report de cet effacement est important. Notons également que lorsque nous introduisons les fonctions d'offre et de demande, le marché de l'intraday permet une valorisation plus importante sur les 8 journées considérées car les prix sont davantage rémunérateurs. Ce marché pourrait donc être à privilégier pour les effacements, d'autant plus si le prix régulé est basé sur le marché spot day-ahead.

Soulignons enfin que nous rejoignons ici les conclusions de Rious et al. (2015) qui ont également montré que le recours aux marchés energy only n'était pas suffisant pour rémunérer les activités d'effacement de consommation et les rendre économiquement viables. Tout comme pour les centrales de production de pointe, les effacements semblent donc soumis à un problème de missing money. L'une des solutions proposées était de permettre aux activités d'effacement d'avoir accès à une rémunération complémentaire, par exemple sur un marché de capacité. Nous observons également, au terme de cette analyse, que le niveau des prix sur les marchés energy only déterminent la rémunération de l'effacement. Aussi, conviendra-t-il de prolonger notre travail en prenant en référence des années durant lesquelles le niveau des prix aura été supérieur et plus volatil qu'en 2015, ce qui fut le cas de 2016 et 2017. Autrement dit notre cadre analytique étant posé, il sera essentiel de comprendre si les conclusions que nous tirons à ce stade dépendent de l'année prise en référence et si, dans un contexte différent, l'effacement ne pourrait pas trouver un espace économique le rendant plus soutenable.

## Références

- [1] Allcott, H., 2011. Rethinking real-time electricity pricing. *Resource and Energy Economics*, 33, pp. 820-842.
- [2] Bergaentzlé, C., Clastres, C., 2013. Demand Side Management in an Integrated Electricity Market: What are the Impacts on Generation and Environmental Concerns? EEM13: 10th international conference on the European energy market. IEEE, Stockholm, 28-30 May 2013.
- [3] Bergaentzlé, C., Clastres, C., Khalfallah, H., 2014. Demand-side management and European environmental and energy goals: an optimal complementary approach. *Energy Policy*, 67, April, pp. 858--869.
- [4] Chao, H-P., 2010. Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World. *The Electricity Journal*, 23(1), Jan./Feb, pp. 7-20.
- [5] Chao, H-P., 2011. Demand response in wholesale electricity markets: the choice of customer baseline. *Journal of Regulatory Economics*, 39(1), pp. 68-88.
- [6] Clastres, C., 2011. Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives. *Energy Policy*, 39(9), pp. 5399--5408.
- [7] Clastres, C., Khalfallah, H., 2015. An analytical approach to activating demand elasticity with a demand response mechanism. *Energy economics*, 52 Part A, December, pp. 195-206.
- [8] Crampes, C., Léautier, T.O., 2010. Dispatching, redispatching et effacement de demande. Toulouse, Institut d'Economie Industrielle.

- [9] Crampes, C., Léautier, T.O., 2015. Demand response in adjustment markets for electricity. *J. Regul. Econ.* 48 (2), pp. 169-193.
- [10] Cramton P., Stoft S., 2005. A Capacity Market that Makes Sense. *The Electricity Journal*, 18(7), pp. 43-54.
- [11] Dave, S., Sooriyabandara, M., Yearworth, M., 2013. System behaviour modelling for demand response provision in a smart grid. *Energy Policy*, 61, october 2013, pp. 172-181.
- [12] De Jonghe, C., Delarue, E., Belmans, R., D'haeseleer, W., 2011. Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration. *Appl. Energy*, 88(6), pp. 2231--2238 (June).
- [13] Kema, 2012. Smart Grid Strategic Review: The Orkney Islands Active Network Management Scheme. Prepared for SHEPD plc. 8th March 2012.
- [14] Khalfallah M.H., 2011. A Game Theoretic Model for Generation Capacity Adequacy: Comparison Between Investment Incentive Mechanisms in Electricity Markets. *The Energy Journal*, 32(4), pp. 117-157.
- [15] Léautier, T.O., 2014. Is mandating Smart Meters Smart? *The Energy Journal*, 35(4), pp. 135-157.
- [16] Lijesen, M.G., 2007. The real-time price elasticity of electricity. *Energy Econ.* 29 (2), pp. 249--258.
- [17] Patrick, R.H., Wolak, F.A., 2001. Estimating the Customer-Level Demand for Electricity Under Real-Time Market Prices. NBER Working Paper N°8213 (April).
- [18] Rious, V., Perez, Y., Roques, F., 2015. Which electricity market design to encourage the development of demand response? *Economic Analysis and Policy*, 48, pp. 128-138 (December).
- [19] Woo, C.-K., 1990. Efficient electricity pricing with self-rationing. *J. Regul. Econ.* 2 (1), pp. 69--81.



## ANNEXES : LES PARAMÈTRES DES FONCTIONS D'OFFRE ET DE DEMANDE

### A. PARAMÈTRE DE LA FONCTION DE DEMANDE $a_h^d$

	Hmax	Hmin	Pmax	Pmin	Emax	Emin	Amax	Amin
1	607,9327	6830,209	5781,449	7595,425	609,0385	1212,166	617,4779	2754,737
2	406,3734	14422,93	7183,388	6256,709	773,6776	3987,93	1775,217	1136,405
3	421,5471	6118,52	1675,125	6039,167	715,0709	4163,191	1325,041	1032,857
4	570,4161	7752,969	2696,547	1601,653	788,5445	3850,769	169,8249	8912,799
5	693,8381	425,5853	542,9951	1044,99	814,0945	4457,392	194,068	7178,972
6	701,9426	11873,86	738,5227	7562,361	1424,272	3631,787	812,9756	8560,423
7	638,5416	863,5092	835,1768	2248,395	1577,802	1213,857	371,6268	8325,835
8	145,752	585,7929	961,4045	2744,561	618,1092	587,335	6116,489	7781,898
9	178,52	1112,617	1114,774	1835,119	269,6624	988,5381	801,568	9490,812
10	186,8847	280,3234	3997,778	1794,641	523,2861	1194,604	624,8195	1251,741
11	195,4559	275,4462	10911,04	1092,925	487,845	915,468	582,3137	2924,113
12	286,135	263,9332	13756,55	1110,911	489,6263	1407,496	400,3458	544,081
13	158,788	474,3171	6749,04	688,2758	1157,723	1765,968	908,752	61824,91
14	158,6532	437,4683	3359,048	565,6209	1204,72	2550,125	611,4366	3251,267
15	185,5289	401,5601	757,8518	954,5361	825,6552	86,02433	469,9832	576,8738
16	171,7929	372,4359	744,1067	991,5973	1952,778	52,70201	720,0244	554,2188
17	154,8684	209,7578	1024,744	714,5405	344,5685	30,49547	694,0356	809,7826
18	441,8805	318,5886	771,3003	1340,806	254,5439	39,90004	4273,922	3080,216
19	872,9577	668,9603	593,8969	1092,911	494,0137	1109,861	4606,187	6975,811
20	388,717	925,3496	363,2559	638,3072	228,2567	1516,342	3838,12	5840,931
21	148,4326	2013,308	7049,264	312,7236	840,9563	1695,265	4273,722	5577,487
22	168,772	1271,677	399,8194	264,7035	1275,388	11355,41	4953,829	2547,092
23	191,4506	2538,621	439,7301	529,5928	1312,484	11057,75	4972,139	6824,378
24	122,9244	11472,21	1495,261	579,3876	1037,717	948,6259	6133,191	6294,57

## B. PARAMÈTRE DE LA FONCTION DE DEMANDE $b_h^d$

	Hmax	Hmin	Pmax	Pmin	Emax	Emin	Amax	Amin
1	0,0619673	0,8153232	0,5640214	0,6399898	0,0680099	0,1050803	0,0441392	0,2393535
2	0,0386003	1,798645	0,6976313	0,5817708	0,0818764	0,3645502	0,1365377	0,1037601
3	0,0407501	0,7792817	0,1661318	0,5969101	0,0795224	0,3701245	0,0982391	0,0908426
4	0,0502448	1,032381	0,2667669	0,1462715	0,0791787	0,3260371	0,0098029	0,7852455
5	0,0587257	0,0527833	0,0527206	0,0838446	0,0764617	0,3851024	0,0116965	0,616694
6	0,0627881	1,56238	0,0670223	0,6522855	0,1236936	0,3132055	0,0605122	0,7766452
7	0,0657601	0,1023846	0,0703102	0,1805503	0,1428016	0,1035937	0,0238555	0,7626215
8	0,0099322	0,0618513	0,0842386	0,2243879	0,0551607	0,0514792	0,4150553	0,6326166
9	0,0100232	0,1053598	0,0963649	0,1376848	0,0182014	0,0863924	0,0552643	0,718081
10	0,011174	0,0246945	0,3659314	0,1372355	0,0413746	0,1005119	0,0407279	0,0962335
11	0,0122858	0,0242153	1,023581	0,0882019	0,0384968	0,0796726	0,0379919	0,236961
12	0,0198425	0,0236125	1,281999	0,089484	0,036282	0,1281821	0,0248817	0,0419289
13	0,0090513	0,0441373	0,6679441	0,054572	0,0919067	0,1715733	0,0655147	5,393761
14	0,0089536	0,040775	0,3097331	0,0450143	0,098949	0,2776805	0,0421698	0,3171945
15	0,0112477	0,0368673	0,0614664	0,0750032	0,0712684	0,0071557	0,0313181	0,0565315
16	0,0100551	0,0346072	0,0560687	0,0691501	0,1781429	0,0036654	0,0481019	0,0535181
17	0,008667	0,018246	0,0761366	0,0477867	0,0278944	0,0011982	0,0449656	0,0695832
18	0,0329523	0,0273107	0,0564738	0,0809177	0,019152	0,0020286	0,3024871	0,2804225
19	0,0697768	0,060018	0,0481608	0,0622099	0,0369477	0,1176775	0,3151943	0,6306032
20	0,0276844	0,0845807	0,025905	0,0355839	0,0130704	0,1529963	0,2665409	0,5841151
21	0,0110395	0,2286397	0,6320252	0,0192584	0,0670589	0,1635456	0,2739051	0,5648165
22	0,0129014	0,1563084	0,029619	0,016103	0,1000859	1,131207	0,3215351	0,2474998
23	0,0153275	0,3195656	0,0328902	0,0409862	0,1187715	1,169813	0,3717296	0,6834095
24	0,0087441	1,454108	0,1288893	0,0493123	0,0998147	0,0946076	0,4657925	0,7573806

### C. PARAMÈTRE DE LA FONCTION D'OFFRE $c_h^d$

	Hmax	Hmin	Pmax	Pmin	Emax	Emin	Amax	Amin
1	-100,0683	-14,30908	-33,62838	-52,34421	-50,72812	9,576416	-36,8116	-23,01167
2	-8,999258	0,2348902	-45,94352	-11,46265	-37,54118	10,89882	-29,4151	-11,79342
3	-71,3774	-3,347891	-9,695721	2,231908	-39,20366	8,705488	-52,47713	-4,909842
4	-87,05497	-21,99662	-24,47088	-0,9977057	-4,402554	4,139665	-85,5421	-9,084473
5	-43,74755	-23,47498	-16,80872	2,353636	-34,67209	7,600513	-132,2736	-11,13585
6	-61,03819	-12,18907	-25,57332	5,610449	-38,17286	7,598595	-51,53736	-2,854583
7	-15,27137	3,146581	-105,152	-14,16265	-63,38495	3,3449	-91,5632	13,26399
8	-55,64487	-9,489589	-64,3871	-0,6952629	-84,17228	-15,17347	-37,97047	-14,4271
9	-93,78213	-25,44206	-45,27741	-6,718516	-367,4613	3,513869	-186,8793	-7,860189
10	-87,49668	-26,2602	-58,89709	3,862399	-297,2114	9,919002	-441,9272	-4,489676
11	-64,06076	-24,37261	-15,48609	0,8032722	-59,93717	8,305036	-287,1359	-1,026384
12	-178,2664	-25,594	-23,96937	4,616777	-63,58088	8,60579	-71,64469	-3,041664
13	-113,7365	-15,68867	-37,77967	3,655478	-159,0536	2,854025	-117,1208	4,725672
14	-55,90085	-7,479109	-59,92426	4,018505	-271,9468	-43,76363	-86,07704	-9,661036
15	-106,2002	0,7121053	-75,86929	-5,061146	-438,7751	-206,9686	-143,022	13,81928
16	-88,35706	0,1629116	-94,59318	-9,761709	-516,3729	-306,8433	-44,00029	8,961137
17	-91,10269	-1,532366	-148,704	4,643189	-581,1025	-329,7676	-1852,074	17,70444
18	-675,1521	0,8760816	-100,816	-2,46287	-224,266	-156,2317	-719,6881	-3,75903
19	-510,7477	2,464822	-65,70818	-23,22557	-208,4741	-370,3683	-1591,488	-17,37982
20	-114,3993	-1,755579	-37,76547	-43,92229	-230,8257	-0,3797977	-404,019	-19,10496
21	-23,46826	10,47012	-51,58329	-44,50682	-218,2658	-2,264534	-166,7556	-8,900028
22	-61,86337	3,339819	-59,54738	-3,820925	-152,4282	-55,3425	-30,26995	-6,109268
23	-99,67076	9,770717	-44,71783	-56,215	-152,6359	-50,61947	-67,61576	-11,30856
24	-72,33193	-2,570452	-65,74905	-4,420955	-197,3893	-186,8992	1,855867	10,04773

#### D. PARAMÈTRE DE LA FONCTION D'OFFRE $f_h^d$

	Hmax	Hmin	Pmax	Pmin	Emax	Emin	Amax	Amin
1	0,0134496	0,0045073	0,0051313	0,0066095	0,0093695	0,0011399	0,0067063	0,0048557
2	0,0029395	0,0025532	0,0060113	0,0030589	0,0067936	0,0009021	0,0057118	0,0039485
3	0,0084947	0,0029168	0,0021635	0,0016634	0,0068734	0,0010155	0,007061	0,0029657
4	0,009148	0,0046156	0,0029013	0,0018639	0,0022425	0,00117	0,0086451	0,0030054
5	0,0049448	0,0039076	0,001995	0,0012984	0,0051822	0,0007751	0,0121945	0,0029002
6	0,0074395	0,0032917	0,0035066	0,001022	0,0054856	0,0006963	0,0071928	0,0024893
7	0,0052279	0,0019092	0,0118721	0,0024602	0,0085691	0,0010527	0,0106626	0,001132
8	0,0116908	0,0034472	0,0105654	0,0015425	0,0122649	0,002686	0,0076058	0,0036183
9	0,0117374	0,0048921	0,0088842	0,0019463	0,0345638	0,0012922	0,0198391	0,0028602
10	0,0118384	0,0049915	0,0107018	0,0011487	0,0304933	0,0009429	0,0379081	0,0028942
11	0,0100355	0,004685	0,0065633	0,0014976	0,0095787	0,0011186	0,0258202	0,0026623
12	0,019325	0,0046973	0,0071726	0,0011938	0,0092443	0,0010686	0,0098303	0,0028877
13	0,0146984	0,003764	0,0087522	0,0013754	0,0175607	0,0017921	0,0139312	0,0025085
14	0,0098926	0,0027538	0,0102581	0,0011891	0,0280476	0,0069469	0,0114014	0,0039431
15	0,0135743	0,0018757	0,0105918	0,0017626	0,0463747	0,0244534	0,0156086	0,0014021
16	0,0117812	0,001841	0,0107221	0,0019022	0,0539263	0,0350873	0,0078771	0,001642
17	0,0122448	0,0020905	0,0142195	0,0009123	0,0624281	0,0375307	0,1385118	0,0008485
18	0,0633952	0,0021289	0,0103811	0,0012545	0,0254355	0,0183246	0,0601404	0,0029472
19	0,0521867	0,0022516	0,0094172	0,0026006	0,021853	0,041947	0,1215941	0,004338
20	0,0146952	0,0023773	0,0073037	0,003966	0,0237418	0,0025356	0,0362326	0,005114
21	0,0091545	0,0012377	0,0098263	0,0045085	0,024509	0,0022966	0,0159566	0,0042044
22	0,0125366	0,0018876	0,009211	0,0018178	0,017482	0,0075831	0,0063112	0,0038014
23	0,0167259	0,0014254	0,0076923	0,0068432	0,0203685	0,0079966	0,0097375	0,0046094
24	0,0146669	0,0033411	0,0096247	0,0026018	0,0253542	0,0218382	0,0043392	0,0027995