

# Energy efficiency gains and missing money : How to reconcile the two sides of the same coin when it comes to peak-load management

Claire Bergaentzlé

Séminaire FIME

Laboratoire de Finance des Marchés de l'Energie

Institut Henri Poincaré

27 Novembre 2015



ÉCONOMIE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE



ÉCONOMIE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE

- Personnel
  - 20 enseignants chercheurs & associés
  - 8 doctorants
  - 5 contractuels recherche
- Trois axes de recherche
  - Gouvernance des marchés internationaux de l'énergie
  - Analyse économique des politiques climat-énergie
  - Organisation des industries de réseaux et changements technologiques
    - Cinq chercheurs
    - Trois thèses
    - Projet Greenlys (smartgrids, Lyon-Grenoble)

- Introduction
- Retours d'expérience de gestion de la pointe  
(DR – *Demand Response*)
- Le modèle
- Résultats
- conclusions

# Introduction

- Enjeux clé pour les systèmes électriques
  - Sécurité et fiabilité;
    - Marge de capacité
    - Surcoût économique
  - Décarbonisation des parcs;
    - Intégration des énergies renouvelables >> intermittentes
    - Maîtrise / gestion de la demande
  - Bon fonctionnement des marchés électriques
    - Signal-prix
    - Signal investissement

# Introduction

- **L'activation de la demande comme élément de réponse**
  - Meilleure maîtrise des pointes de consommation (Faruqui, 2007)
  - Amélioration de l'efficacité énergétique (Borenstein, 2005; Holland et Mansur, 2006; Brattle Group, 2007)
  - Potentiel de réduction des émissions (Papagiannis *et al.*, 2008; Ricci, 2013)
  - Gains de flexibilité
- **Des signes de soutien de la part des pouvoirs publics**
  - Déploiement de compteurs intelligents
  - Obligation de proposer des tarifications variables
- **Mais cette plus grande flexibilité aval n'est pas sans générer un certain nombre de risques**
  - Missing money

# Introduction

- Deux questions de recherche

1- Quels gains d'efficacité économiques et environnementaux peuvent être attendus d'objectifs croissants de gestion de la pointe ? (étape 1)

2- Quel impact pour la rémunération des actifs de pointe ? (étape 2)

# Introduction

- **Quelques chiffres :**
  - Forte progression des renouvelables (+176TWh entre 2008 et 2012)
  - Baisse de la demande (-112TWh)
  - Plusieurs centrales de pointe sous cocon
  - 38% des centrales thermiques des 10 premiers énergéticiens européennes menacent de fermer pour des raisons économiques d'ici 2016
  - Dont la moitié sont des centrales à gaz de moins de 20 ans

Rapport CGSP, 2014

# Introduction

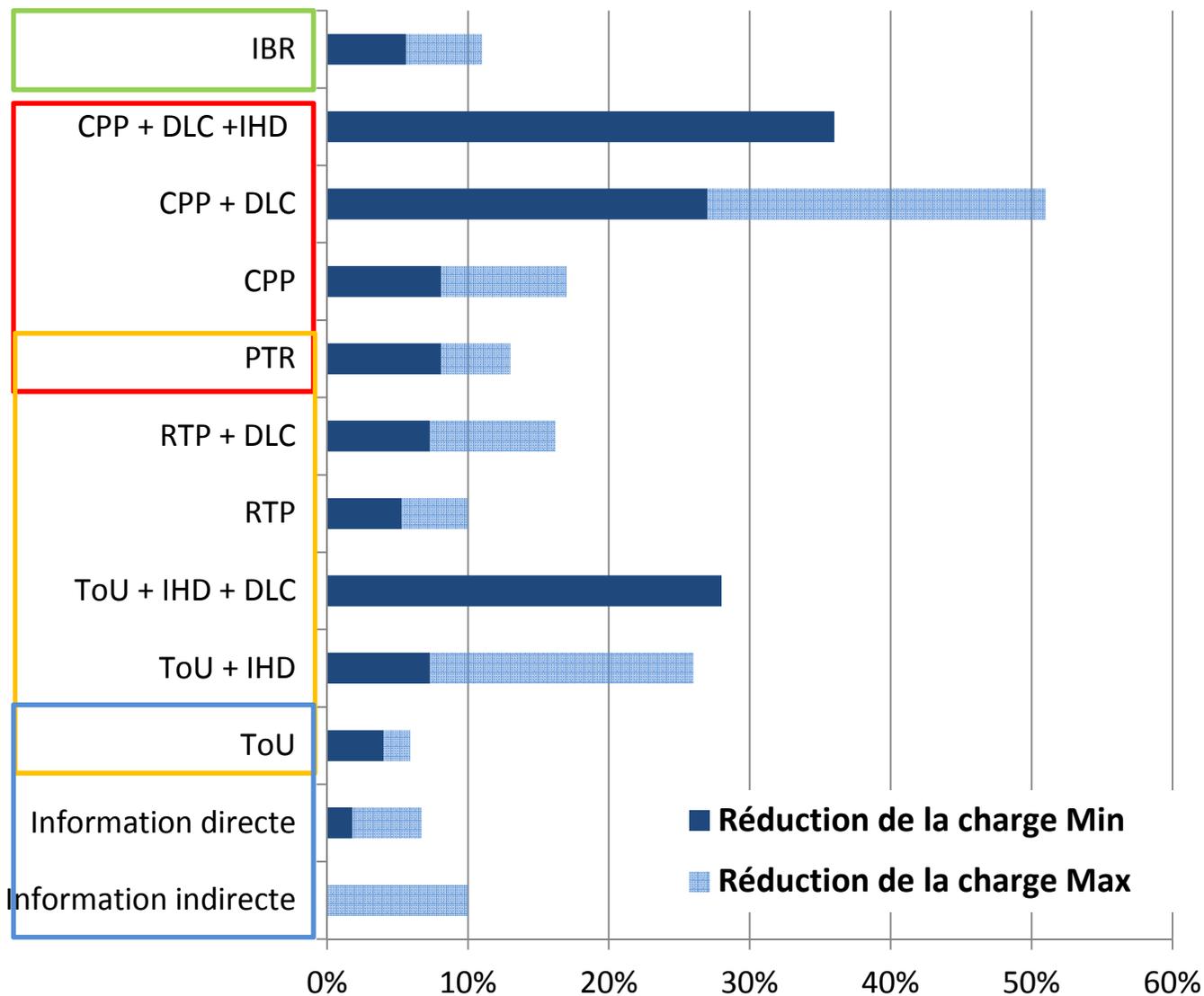
- Intérêt de la recherche: élargir notre compréhension et apporter des éléments de réponse relatifs à:
  - **Combien** ? (d'activation peut/veut- on déclencher)
  - **Comment** (par quels outils déclencher cette activation)
  - **Quoi** ? (Quel impact pour le système actuel)
- Originalités de la recherche
  - Prise en compte des jeux d'interconnexion
  - Scénarios de gestion de la pointe élaborés à partir des retours d'expérience
- Plusieurs améliorations depuis la version originale
  - Accès aux données POLES (*Prospective Outlook on Long-term Energy Systems*)

- Introduction
- Retours d'expérience de gestion de la pointe (DR)
- Le modèle
- Résultats
- conclusions

# Retours d'expérience DR

- Etat de l'art sur les retours d'expériences et les résultats issus de modélisations en matière de réduction de la pointe suite à l'introduction de programmes de gestion de la demande.
- Les retours attestent de gains d'efficacité croissants :
  - Avec la sophistication des mesures
  - Le différentiel de prix
  - Le cumul des incitations

# Retours d'expérience DR – Impacts des programmes informationnels tarifaires et incitatifs sur la pointe



**IHD:** In Home Display  
**ToU:** Time of Use  
**IBR:** Inclining Block Rate  
**RTP:** Real Time Pricing  
**DLC:** Direct Load Control  
**PTR:** Peak Time Rebate  
**CPP:** Critical Peak Pricing

Borenstein, 2002; Borenstein et al, 2002; Borenstein, 2005; Borenstein and Holland, 2005 ; Barbose et al, 2005 ; Holland and Mansur, 2006; Wolak 2006;; Chao, 2010; Ito, 2012 ; Crampes and Lozachmeur, 2012; Faruqui et al, 2007; Faruqui and Wood, 2008 ; Faruqui et al. 2010 ; Olmos et al, 2010 McKerracher and Torriti, 2012.

- Introduction
- Retours d'expérience de gestion de la pointe (DR)
- Le modèle
- Résultats
- conclusions

# Le modèle / Etape n°1 – Estimation des gains d'efficacité

Modèle d'optimisation à travers une application du *General Algebraic Modeling System (GAMS)*

## La fonction objectif:

$$\text{Min}_{x_{ijh}, x_{ijkh}} \left( \sum_i \sum_j \sum_h c_{ij} x_{ijh} + \sum_i \sum_j \sum_{k \neq j} \sum_h c_{ij} x_{ijkh} \right)$$

$$\left\{ x_{ijh} + \sum_{k \neq j} x_{ijkh} \leq \alpha_i K_{ijh}, \forall i, j \right. \quad (1)$$

contraintes  $\left\{ \sum_i \sum_{k \neq j} x_{ijkh} \leq Cl_{jk}, \forall j \right. \quad (2)$

$$\left\{ \sum_i x_{ikh} + \sum_i \sum_j x_{ijkh} = C_{kh}, \forall k \neq j \right. \quad (3)$$

- $X_{ijk}$  is the quantity produced by technology i in country j in hour h;
- $x_{ijk}$  is the quantity produced by technology i in country j and exported to country k in hour h;
- $C_{ij}$  is the constant variable cost of technology i in country j;
- $K_{ij}$  is the available generation capacity of technology i in country j in hour h;
- $\alpha_i$  is the share of available generation for technology i when the capacities  $K_{ij}$  are installed;
- $Cl_{jk}$  is the interconnection capacity between countries j and k (Appendix 5);
- $C_k$  is consumption in country k.

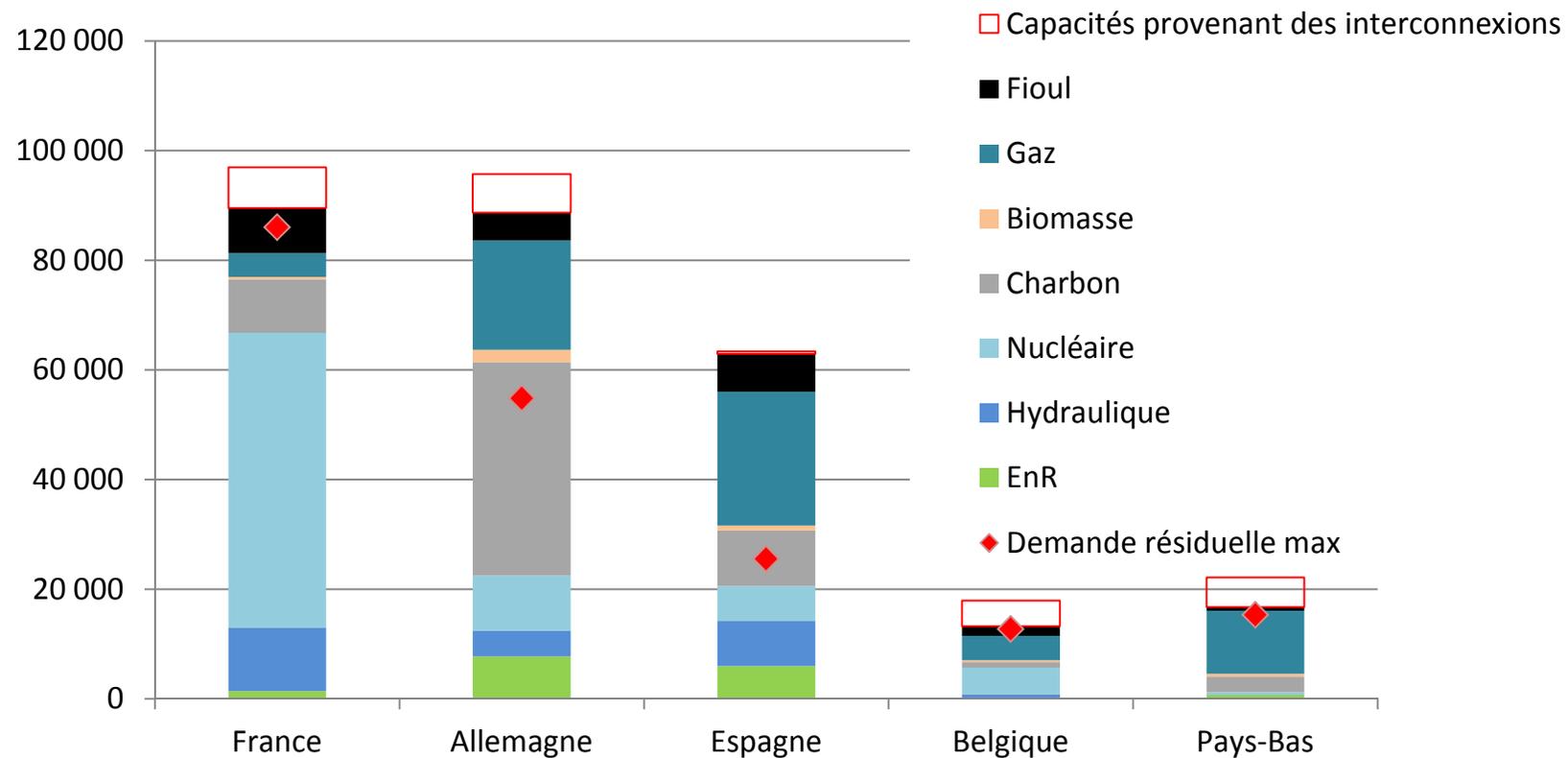
# Le modèle / Les données



- Cinq pays interconnectés
- Capacités d'interconnexion ENTSO-E (2011)
- Demande résiduelle fournie par les TSO au 23/01/2013
- Capacités installées (POLES) auxquelles est appliqué un coefficient de disponibilité (IEA, 2010)
- Coefficient d'émissions (IEA, 2010; Moreno et al., 2010)
- Coût environnemental (Bluenext) Celui-ci est ajouté ex-post et n'impacte pas les ordres de mérites
- Technologies et coûts variables constants de production par filière issues de POLES

# Le modèle / Données – Capacités disponibles

## Capacité installée disponible des différentes filières par pays (MW)



Source : A partir des données POLES et Entso-e (2011)

# Le modèle / Les scénarios de gestion de la pointe et reconductions de charge

## 5 scénarios de réduction de la pointe

	Minimal	Intermédiaire	Moyen	Fort	Maximal
<b>Espagne</b>	3%	5%	6%	8%	9%
<b>Pays-Bas</b>	1%	6%	11%	16%	21%
<b>Allemagne</b>	2%	6%	9%	13%	16%
<b>France</b>	3%	8%	14%	19%	24%
<b>Belgique</b>	2%	4%	6%	8%	10%

Effet de report (Faruqui and Sergici, 2010; Newsham and Bowker, 2010)

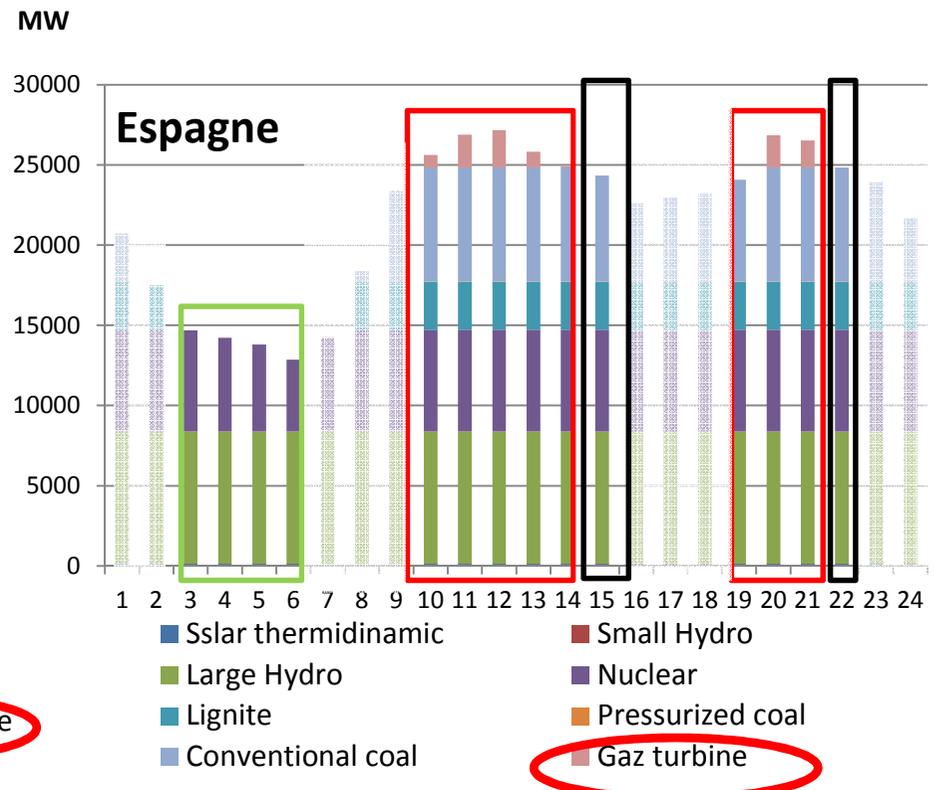
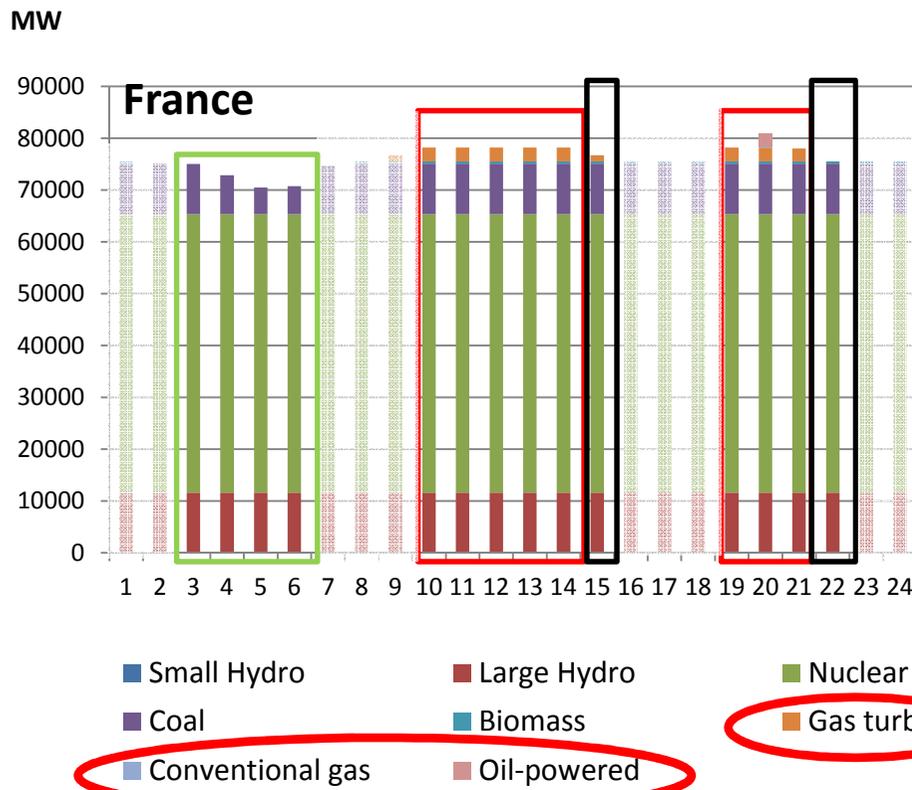
- **3 scénarios de report en heure creuse, la nuit – 33%; 66%; 100%**

Effet de rebond (Greening et al., 2000 ; Callaway, 2009; Rious *et al.*, 2012)

- **10 scénarios de rebond en heure post-pointe – 10%; 20%; ...; 100%**

# Le modèle / les périodes considérées

## Situation benchmark



# Le modèle / Etape n°2 – Estimation du missing money

$$\overline{CF_{ijh}} = \frac{(CT_{ij} - CV_{ij})}{H_{ij} * 365}$$

Avec :

$\overline{CF_{ijh}}$  : le coût fixe horaire moyen de la technologie i dans le pays j

$CT_{ij}$  : coût total de la technologie i dans le pays j

$CV_{ij}$  : coût variable de la technologie i dans le pays j

$H_{ij}$  : nombre d'heures où la technologie i du pays j est appelée sur la journée de référence

Situation de missing money observée lorsque:

$$(P_h - cm_{ij}) * X_{ijh} - \overline{CF_{ijh}} < 0$$

Avec :

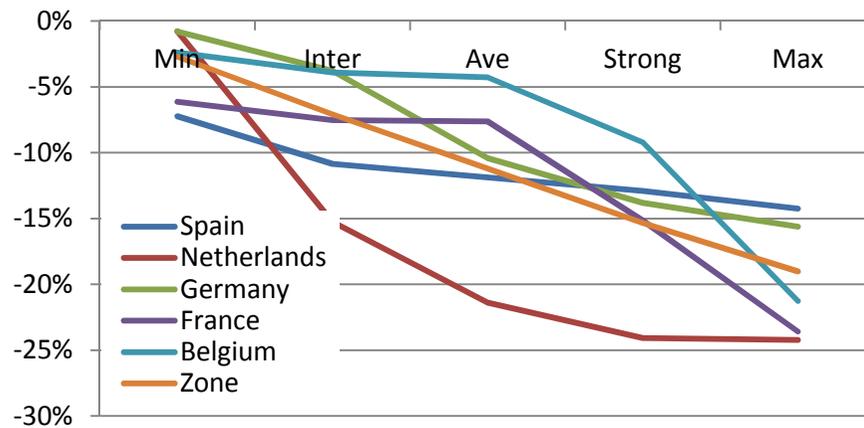
$P_h$  : le prix d'équilibre à l'heure h correspondant au coût marginal de la dernière installation appelée

$cm_{ij}$  : le coût marginal constant de la technologie i dans le pays j

$X_{ijh}$  : la quantité produite par la technologie i dans le pays j à l'heure h

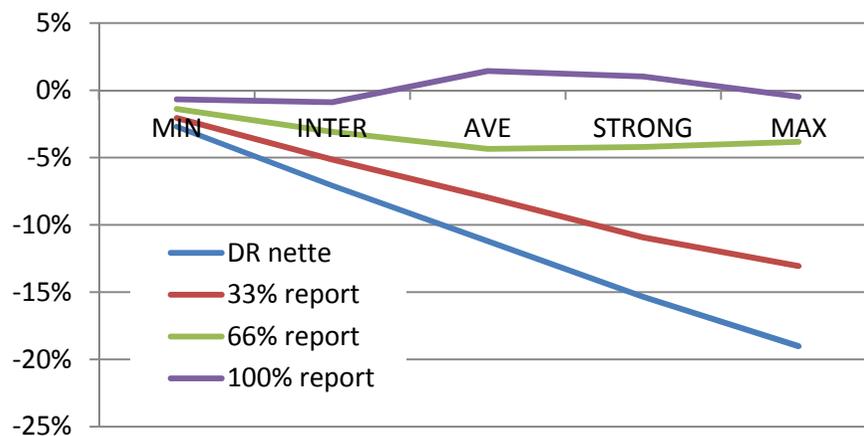
- Nous recourons à plusieurs simplifications.
  - Nous restreignons l'analyse à trois périodes de consommation :
    - une période d'extrême pointe (20h);
    - une période d'heure creuse (5h), où l'effet de report est appliqué ;
    - Une période post-pointe (22h), où l'effet de rebond est appliqué
  - Nous restreignons les scénarios pour n'observer que:
    - Les 5 scénarios pour la DR nette
    - Les effets de report associés à un effort Moyen de DR
    - Les effets de rebond associés à un effort Intermédiaire de DR

- Introduction
- Retours d'expérience de gestion de la pointe (DR)
- Le modèle
- Résultats
- conclusions



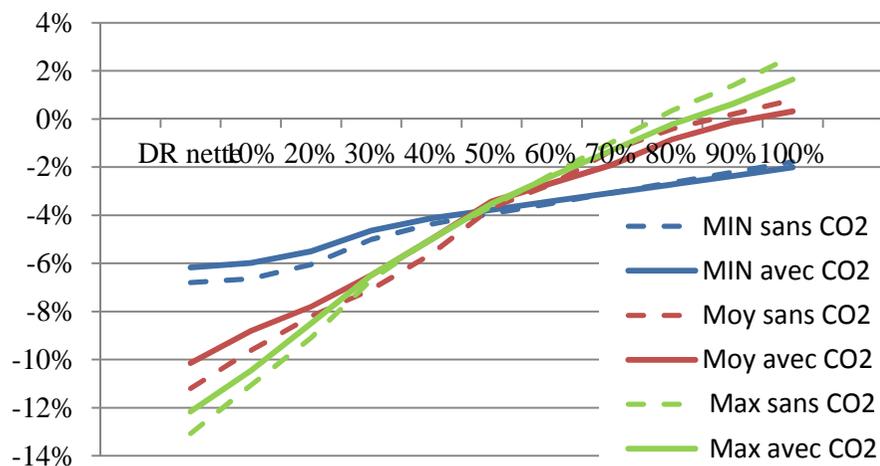
## DSM nette (gain énergétique et d'émission)

- Objectifs DR ambitieux pour les pays à capacité limitée (objectif énergétique)
- Pays thermiques non contraints peuvent se contenter d'instruments DR plus simples et gains croissants avec le prix du carbone (objectifs environnemental)
- Effet de substitution DR / interconnexions



## DSM + effet report – zone complète

- Pays non contraints: tout effacement avec 100% de report continuent de dégager un gain économique sur la journée.
- Pays tendus: les gains sont rapidement contrebalancés avec le report
- Le prix du carbone renforce l'incitation à contrôler le report sauf cas particulier des Pays-Bas



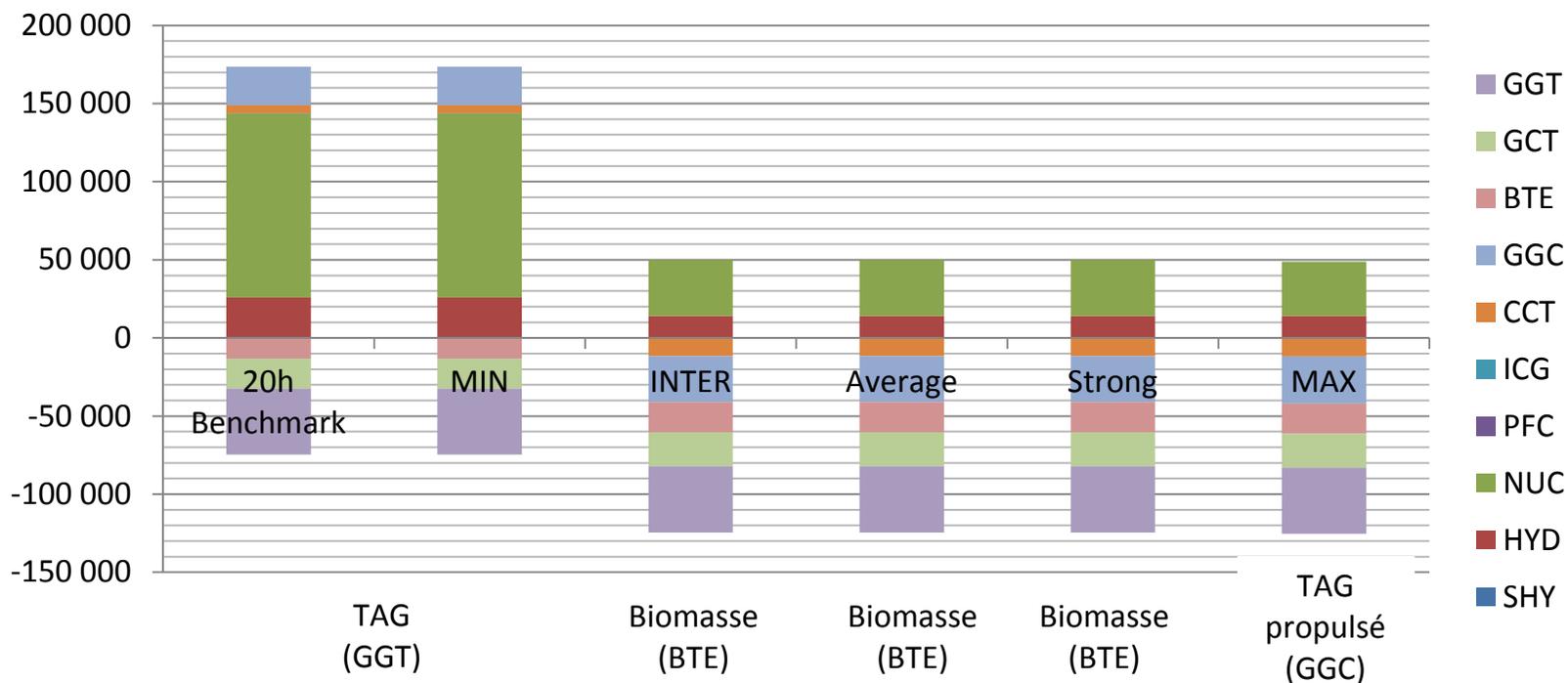
## DSM + effet rebond – exemple espagnol

- L'effet de rebond doit être impérativement contenu dans les pays à capacité limitée (20 à 40%)
- Dans les pays faiblement contraints, un rebond < 70% incite à développer des outils DR ambitieux .
- L'introduction du prix du CO2 apporte une incitation additionnelle à mener des actions de DR avec effet rebond

# Résultats étape 1 – Quelles recommandations ?

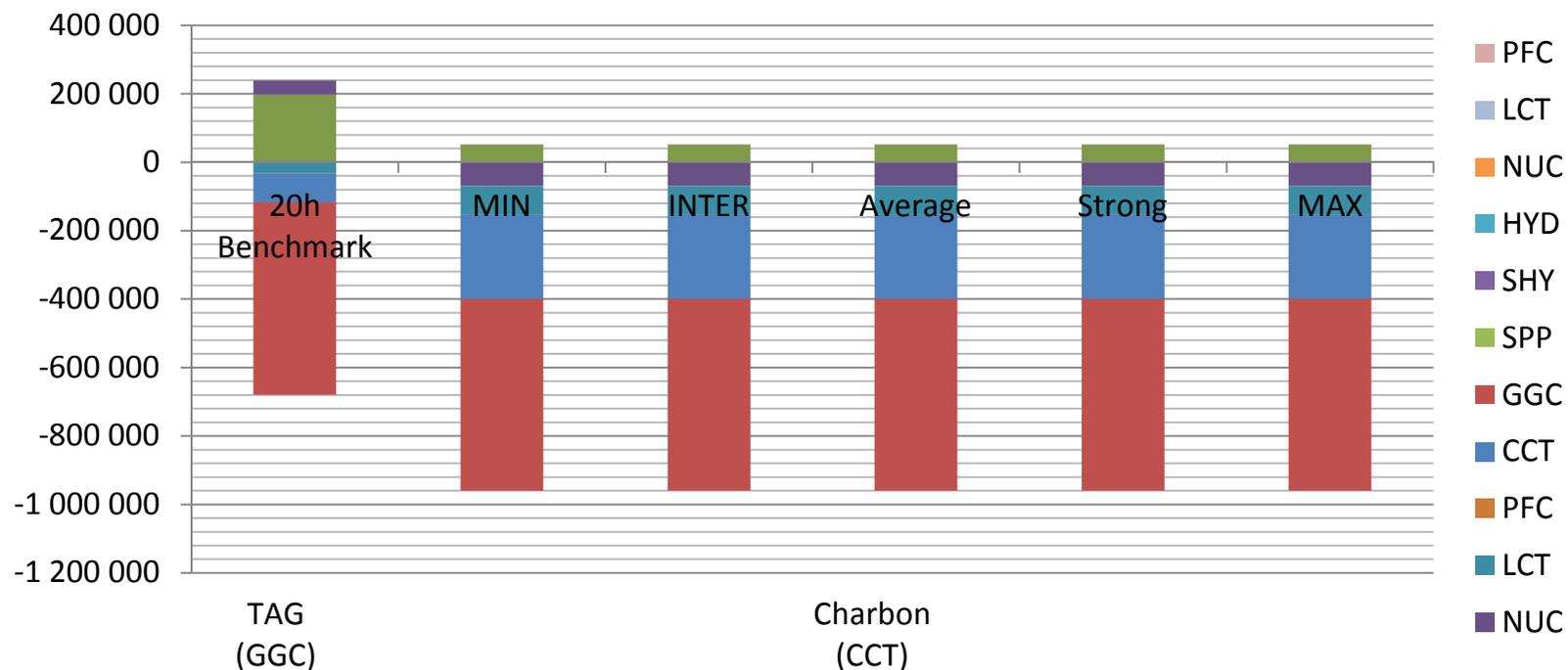
	Gestion de la pointe nette		Gestion pointe + report		Gestion pointe + rebond	
	Objectif DR	Outil associé	Objectif DR	Outil associé	Objectif DR	Outil associé
<b>France</b>	Fort - Max	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ToU + IHD + DLC;</li> <li>• CPP/PTR.</li> </ul>	Moy - Fort	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ToU + IHD + DLC;</li> <li>• CPP/PTR.</li> <li>• Période longue de reconduction</li> </ul>	Min - Inter	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Info</li> <li>• ToU simple</li> <li>• RTP</li> <li>• DLC</li> </ul>
<b>Belgique</b>						
<b>Pays-Bas</b>	Inter - Moy	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ToU;</li> <li>• ToU + IHD.</li> </ul>	Moy - Fort	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ToU + IHD;</li> <li>• PTR;</li> <li>• CPP</li> </ul>	Min - Moy	<ul style="list-style-type: none"> <li>• IHD</li> <li>• ToU</li> <li>• ToU + IHD</li> </ul>
<b>Allemagne</b>	Min - Moy	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Information directe;</li> <li>• ToU simple;</li> <li>• IBR.</li> </ul>	Min - Inter	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Information directe;</li> <li>• ToU simple;</li> <li>• IBR.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fort -Max si rebond &lt;70%</li> <li>• Inter-Moy si &gt; 70%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ToU + IHD</li> <li>• ToU à fort différentiel</li> </ul>
<b>Espagne</b>						

# Résultats – 20h Belgique



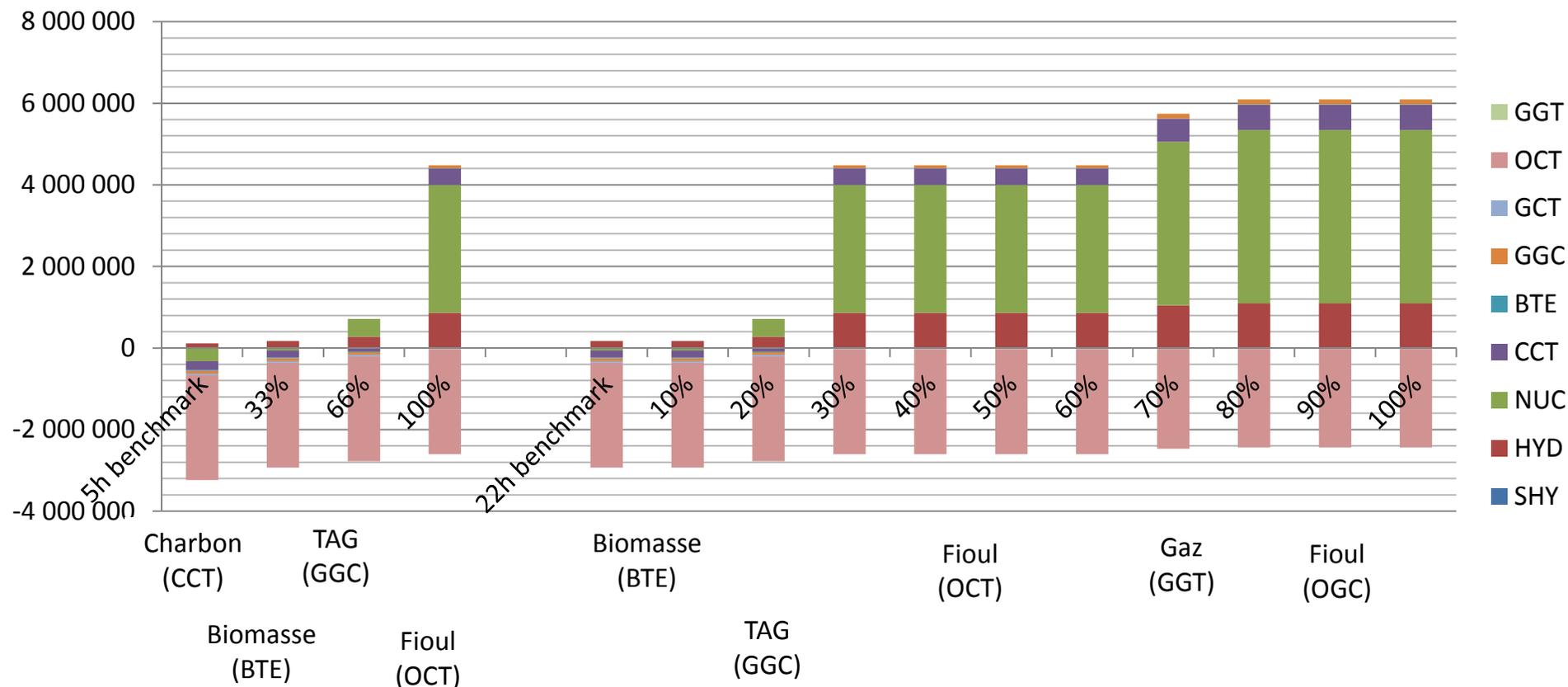
- L'effort DR minimal a un impact significatif sur la rémunération des producteurs en France et en Belgique.
- Passé ce seuil, l'impact d'une DR croissante devient marginal.

# Résultats – 20h Espagne



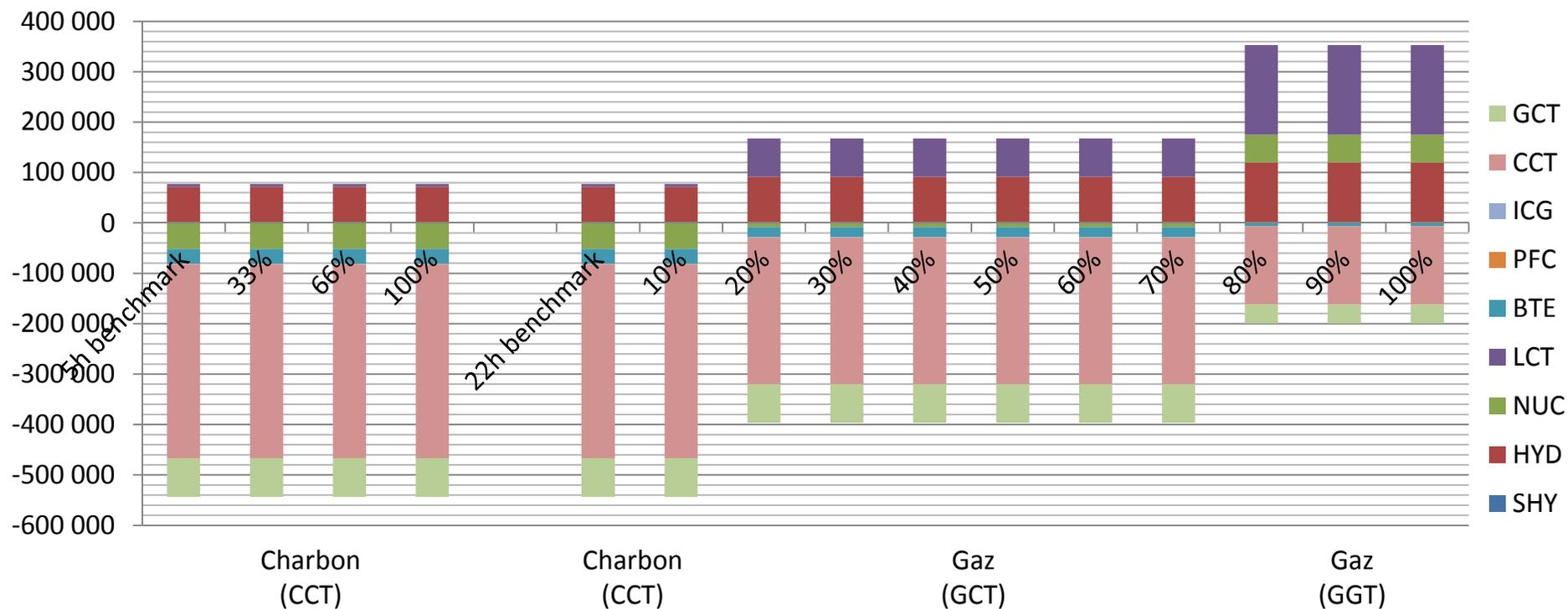
- Un effort minimal à moyen est suffisant en Espagne et en Allemagne pour éliminer la capacité marginale au gaz.
- Tout effort croissant n'a aucun impact en termes de revenu...
- ... et génère des gains environnementaux croissants

# Résultats – 5h et 22h France



- Des effets de report et rebond incapables de créer de nouvelles opportunités de profit aux filières thermiques, sauf déplacement considérable des volumes effacés qui entraîne potentiellement un risque de déséquilibre.
- Un seuil de 20 à 30% de rebond pour recréer la situation de pointe benchmark. Au-delà de ce seuil, gains marginaux ou à contrebalancer avec la sécurité système.

# Résultats – 5h et 22h Allemagne



- L'effet report est absolument à proscrire.
- Un effet rebond qui n'apporte aucune solution pour les filères thermiques.

- Introduction
- Retours d'expérience de gestion de la pointe (DR)
- Le modèle
- Résultats
- conclusions

- Le développement de la gestion de la pointe aura un impact négatif sur la rémunération des producteurs.
  - Toutefois, cet impact négatif reste ciblé sur les pays les plus en situation de stress.
  - Dans tous les pays sans distinction, les premiers efforts de réduction de la pointe contribuent fortement à accroître le missing money.
  - Toutefois, toute gestion de la pointe croissante n'aura qu'un effet marginal sur les filières.
- 
- Les reports la nuit ne constituent pas une solution envisageable pour contrebalancer les pertes de revenus
  - Dans les pays tendus, des revenus additionnels ne pourraient voir le jour qu'en contrepartie de déplacements de volumes très importants.
  - Dans les pays à dominante thermique et en surcapacité, tout effet de report est une perte sèche.
- 
- L'effet rebond peut atténuer les pertes liées à l'effacement. Un seuil minimum de 30% de reconduction apparaît comme un taux acceptable au-delà duquel, seuls les gains de l'effacement sont tronqués.

- Le développement des objectifs d'efficacité énergétique renforcent le besoin de garantir la rémunération des capacités, et particulièrement des plus réactives.
- Les résultats de l'étape 2 complètent ceux issus de l'étape 1
  - Relâchent la contrainte de pertes de revenus majeurs avec des instruments ambitieux
  - Soulignent le besoin de contrôler les effets de reconduction

# Energy efficiency gains and missing money : How to reconcile the two sides of the same coin when it comes to peak-load management

Claire Bergaentzlé

Séminaire FIME

(Laboratoire de Finance des Marchés de l'Energie)

Institut Henri Poincaré

27 Novembre 2015



# Bibliographie

- AUVERLOT D., BEEKER E., HOSSIE G., ORIOL L., RIGARD-CERISON A., (2014). *La crise du système électrique européen : diagnostic et solutions*. Paris : Commissariat général à la stratégie et à la prospective (Rapport CGSP), janvier.
- BARBOSE G., GOLDMAN C., NEENAN B., (2004). *Survey of utility experience with real -time pricing*. Lawrence Berkeley National Laboratory. Ref. LBNL- 54238.
- BERGAENTZLE C., CLASTRES C., KHALFALLAH H., (2014). "Demand-side management and European environmental and energy goals: an optimal complementary approach". *Energy Policy*, vol. 67, pp. 858-869.
- BORENSTEIN S., (2005). "The long-run efficiency of real-time electricity pricing". *Working paper n°133R*, Center for the Study of Energy Markets (CSEM). University of California-Berkeley.
- BORENSTEIN S., (2002). "The trouble with electricity markets: understanding California's restructuring disaster". *Journal of economic perspectives*, vol. 16, n° 1, pp. 191-211.
- BORENSTEIN S., JASKE M., ROSENFELD A., (2002). "Dynamic pricing, advanced metering, and demand response in electricity markets". *Working paper n° 105*. Center for the Study of Energy Markets (CSEM), University of California-Berkeley.
- BORENSTEIN S., HOLLAND S., (2005). "On the efficiency of competitive electricity markets with time-invariant retail prices". *RAND journal of economics*, vol. 36, n° 3, pp. 469-493.
- BRATTLE GROUP (2007). *Quantifying demand response benefits in PJM*. Prepared for PJM Interconnection LLC and the Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative.
- CALLAWAY D. S., (2009). "Tapping the energy storage potential in electric loads to deliver load following and regulation, with application to wind energy". *Energy Conversion and Management*, vol. 50, n° 5, pp. 1389-1400.
- CHAO H. P., (2010). "Price responsive demand management for smart grid world". *Electricity Journal*, vol. 23, n° 1, pp. 7-20.

# Bibliographie

- CRAMPES C., LOZACHMEUR J-M., (2012). "Tarification progressive de l'électricité". Paris: *Conférence Annuelle de l'Association des Economistes de l'Energie (AEE)*, 11 décembre.
- ENTSO-E (2011). *Indicative values for net transfer capacities (NTC) in continental Europe. Final*. February 22.
- FARUQUI A., (2007). "Pricing programs: time-of-use and real time". *Encyclopedia of Energy Engineering and Technology*, S. Anwar and B. L. Capehart (eds). Boca Raton : CRC Press, pp. 1175-1183.
- FARUQUI A., WOOD L., (2008). *Quantifying the Benefits of dynamic pricing in the mass market*. Edison Electric Institute, The Brattle Group, Prepared for Edison Electric Institute, January.
- FARUQUI A., SERGICI S., (2010). "Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments". *Journal of Regulatory Economics*, vol. 38, n° 2, pp. 193-225.
- FARUQUI A., SERGICI S., PALMER J., (2010). "The impact of dynamic pricing on low income customer". *Energy Efficiency White paper*, The Brattle Group for the Institute, June.
- GREENING A. L., GREENE, D. L., DIFIGLIO, C., (2000). "Energy efficiency and consumption – the rebound effect – A Survey". *Energy Policy*, vol. 28, n° 6-7, pp. 389-401.
- HOLLAND S. P., MANSUR E. T., (2006). "The short-run effects of time-varying prices in competitive electricity markets". *Energy Journal*, vol. 27, n° 44, pp. 127-156.
- MCKERRACHER C., TORRITI J., (2012). "Energy consumption feedback in perspective: integrating Australian data to meta-analyses on in home displays". *Energy Efficiency*, vol. 6, n° 2, pp. 387-405.
- NEWSHAM, G. R., BOWKER, B. G., 2010. "The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use: a review". *Energy Policy* 38(2010),3289–3296.
- OLMOS L., RUESTER S., LIONG S. J., GLACHANT J-M., (2010). "Energy efficiency actions related to the rollout of smart meters for small consumers". Robert Schuman Centre for Advanced Studies; Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, [working papers](#), *EUI RSCAS 2010/02*.

# Bibliographie

- PAPAGIANNIS G., DAGOUMAS A., LETTAS N., DOKOPOULOS P., (2008). "Economic and environmental impacts from the implementation of an intelligent demand side management system at the European level". *Energy Policy*, vol. 36, n° 1, pp. 163-180.
- RICCI E. C., (2013). "Smart-grids and climate change. Consumer adoption of smart energy behaviour: a system dynamics approach to evaluate the mitigation potential". *FEEM Nota di Lavoro, n° 71.2013*, Fondazione Eni Enrico Mattei, Milan.
- RIOUS V., ROQUES F., PEREZ Y., (2012). "Which electricity market design to encourage the development of demand response? ". Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, *Working Paper EUI RSCAS 2012/12*.
- WOLAK F. A., (2006). "Residential Customer response to real-time pricing: the Anaheim critical-peak pricing experiment". Working paper n° 151, Center for the Study of Energy Markets (CSEM). University of California-Berkeley, May.

Technologies représentées dans POLES	
Charbon pressurisé supercritique	PFC
Charbon à gazéification intégrée	ICG
Lignite	LCT
Charbon conventionnel	CCT
Fioul conventionnel	OCT
Gaz conventionnel	GCT
Turbine à gaz	GGT
Turbine à gaz propulsée au fioul avec CC	OGC
Turbine à gaz propulsée au gaz avec CC	GGC
Biomasse	BTE
Nucléaire	NUC
Large hydraulique	HYD
Solaire thermodynamique	SPP
Petite hydraulique (<10MWe)	SHY

CC: Cycle combiné