

RAPPORT D'ACTIVITÉS **2015**













CHAIRE DE RECHERCHE SOUTENUE PAR

TABLĘ DES MATIÈRES

LES CHIFFRES-CLÉS DE LA CEEM 4	PRODUCTION SCIENTIFIQUE 24
LE MOT DU DIRECTEUR SCIENTIFIQUE DE LA CEEM 5	I- Working papers 24 II- Publications dans des revues spécialisées de l'Énergie 28
LA CEEM EN BREF	évènements 30
PRÉSENTATION DES PRINCIPALES DÉCISIONS DE LA CEEM 11 I- Comité de pilotage 11	I- Conférences scientifiques 30 II- Séminaires de recherche internes 36 III- Séminaires de recherches en Économie de l'Énergie de Paris- Sciences-Lettres 38
II- Conseil scientifique 14 III- Comité de validation et politique des droits d'auteur 15 RECHERCHE 16	IV- Agenda CEEM - 2016 48 PLUS D'INFORMATIONS SUR LA CEEM 50
I- Thèses 16 II- Assistanat de recherche	annexe 52

22



LES CHIFFRES-CLES DE LA CEEM

Les chiffres-clés du bilan de la Chaire European Electricity Markets (CEEM) traduisent la structure et le niveau de ses activités.



LE MOT DU DIRECTEUR SCIENTIFIQUE DE LA CEEM

La Chaire European Electricity Markets (CEEM) se consacre depuis sa création à l'observation attentive des marchés européens de l'électricité. Les forces en présence y sont actuellement soumises à un effet de ciseaux, avec une demande qui stagne, d'un côté et, en face, une offre que viennent grossir des quantités massives d'électricité d'origines éolienne et photovoltaïque à coût variable nul à court terme Comme sur tous les marchés libres et concurrentiels, où les cours, donc, s'alignent sur le coût variable de la technologie marginale, ce déséguilibre offre-demande se traduit par une baisse des prix, sans référence au coût total ou au coût d'investissement

Les technologies thermiques, nucléaire, le charbon ou le gaz subissent alors le double choc d'une réduction de leurs facteurs de charge et une baisse de leur recette moyenne par MWh. Un retrait des capacités programmables ne peut pourtant que constituer une ultima ratio, car le système électrique dépend d'elles pour assurer la sécurité des approvisionnements aux moments où éolien et solaire ne produisent plus. Face à l'arrêt de l'investissement et à l'incertitude qui plane sur les capacités installées, les observateurs des marchés européens de l'électricité s'accordent sur le fait que la situation actuelle est difficilement soutenable.

Si le constat général est partagé, le poids des différents facteurs et leur articulation font encore l'objet d'un grand nombre de travaux de recherche, y compris au sein de la CEEM. Depuis début 2015, la CEEM a ainsi favorisé le passage du travail de diagnostic à la formulation de propositions pour une réorganisation des marchés électriques européens porteuse d'équilibres plus sains.

Une grande conférence internationale sur le sujet, intitulée « Elements of a new target model for european electricity markets: towards a sustainable division of labour between regulation and market coordination », a ainsi eu lieu à l'Université Paris-Dauphine en juillet 2015. Contrairement aux attentes, la conférence, qui présentait les travaux d'une trentaine de chercheurs de haut niveau, n'a pas tranché la guestion de savoir si le modèle actuel, structuré autour des marchés de type energy-only, était encore récupérable, moyennant quelques ajustements, ou bien si l'on ne pouvait désormais faire l'économie d'une transition vers un nouveau target model.

Malgré tout, trois priorités de réflexion ont émergé des conclusions de cette conférence, ainsi que d'autres travaux de recherche, en cours ou récemment publiés, qui semblent incontournables pour élaborer des solutions dans le cadre d'une réforme des marchés électriques européens:

1. Le principe de la fourniture de flexibilité dans le marché actuel, pour mieux gérer la variabilité de l'éolien et du solaire

photovoltaïque (PV), et rémunérer la fourniture d'énergie aux heures de pointe et en temps de rareté. Cette flexibilité est un bien complexe qui se décline en différentes échelles d'énergie. de puissance, de temps de réaction, de cycles de répétition ou encore d'effets de rebond. La fourniture de flexibilité est assurée par différentes sources : la production électrique, le stockage, différentes formes d'effacement volontaire ou la demand response (DR), ou bien encore les échanges transfrontaliers et la gestion des réseaux. Différentes mesures incitatives sont disponibles pour les solliciter, parmi lesquelles les mécanismes de capacité, qui rémunèrent la mise à disposition d'énergie à tout moment, notamment dans les épisodes de niveau maximal de demande résiduelle, qui correspond à la demande totale diminuée de la production renouvelable fatale. On peut également s'appuyer sur des mécanismes complémentaires comme les appels d'offre pour une demande effaçable, la sur-rémunération de la production à des moments de rareté ou encore la valorisation du stockage à sa valeur sociale plutôt qu'à sa valeur privée, celle-ci étant actuellement en berne. Le tout représente un ensemble de mesures cohérent pour mieux rémunérer la mise à disposition de flexibilité, qui va bien au-delà de quelques retouches procédurales sur les marchés d'ajustement, aussi bienvenues soient-elles.

2. L'idée d'une sécurisation de nouveaux investissements de production électrique à base de technologies bas carbone. Un marché energy-only rémunère, définition, l'électricité générée, mais pas la capacité nécessaire pour production. C'est une solution acceptable en temps de surcapacité structurelle, par exemple avec certains types de marché de carbone (voir infra). Cela devient largement insuffisant si l'on veut stabiliser les capacités existantes ou, a fortiori, susciter de nouveaux investissements, notamment présence d'énergies renouvelables qui

ont tendance à peser sur les prix. Ce sont d'ailleurs les énergies à basse teneur en carbone, à savoir renouvelables, hydroélectricité ou nucléaire, qui sont à long terme, du fait de leur intensité capitalistique, les plus pénalisées par cette situation. La réponse consiste à mettre en place des systèmes de rémunérations garanties pour des périodes longues. Les tarifs de rachat accomplissent déjà cette fonction, de manière sélective. La généralisation de tarifs électriques garantis pour toute technologie bas carbone, contracts for difference, ou contrats d'achat à long terme, devrait renforcer cette action. Au passage, cela ne signifie pas l'absence de concurrence. Des enchères descendantes pour des contrats d'achat d'électricité à long terme constitueraient une forme de concurrence « pour » le marché, plutôt que « dans » le marché.

perspective d'une réforme intelligente et créative du marché européen du carbone. Les marchés européens de l'électricité carbone subissent des crises jumelées. compréhension mauvaise changements à l'œuvre, d'un système d'allocation gratuite des guotas de CO₂ à un système d'allocation payante, entraînait la chute du prix des quotas. Cette baisse du prix du carbone a débouché mécaniquement sur celle des prix de l'électricité, qui intègrent le repli chaque fois que des énergies fossiles fournissent la marge, donc la plupart du temps. Un simple renchérissement du CO₂, à travers une réduction des quotas, ou bien via la substitution par une taxe sur le carbone, se heurterait pourtant à la résistance des pays où le charbon fournit encore une partie importante de l'approvisionnement électrique. La solution politiquement et économiquement gagnante consisterait à permettre aux États européens qui le souhaiteraient, d'allouer à nouveau gratuitement les quotas de CO2 en contrepartie d'une diminution prorata des quotas pour chaque pays. Cela produirait une augmentation des prix du CO₂, des prix de l'électricité et des rentes inframarginales, à la fois pour les producteurs sans émissions et pour les producteurs carbonés ayant bénéficié de quotas gratuits. L'adhésion des producteurs d'électricité reste d'ailleurs un préalable à son bon fonctionnement.

Un tel système ne se ferait pas forcément au détriment du consommateur. Dès lors que celui-ci paie déjà les coûts des énergies renouvelables, sa contribution aux mécanismes de financement dédiés (CSPE, EEG Umlage, Renewables Obligation...) baisserait avec l'augmentation des prix du marché de gros.

Le poids relatif de chacun de ces trois axes donnera sa forme au résultat final. Dans quelques années on parlera soit d'une réforme du « target model 1.0 » actuel, soit d'une substitution d'un « market design » par un autre. Mais ce n'est là qu'un futur débat pour les historiens. L'essentiel est que les décideurs, la Commission européenne et les pays membres, se mettent d'accord le plus vite possible autour d'un bouquet de mesures concrètes qui garantira la sécurité des approvisionnements électriques pour la prochaine décennie dans le contexte d'une décarbonisation progressive et d'une maîtrise des coûts totaux des systèmes électriques.

La CEEM en coopération avec ses partenaires et ses collègues universitaires s'engagera également en 2016 à accompagner ce processus en travaillant sur les trois volets de sa mission : la recherche scientifique, le débat public et la formation de futurs cadres du secteur électrique capables d'assumer pleinement les défis qui les attendent.



Jan Horst Keppler, Directeur scientifique de la CEEM

LA CEEM EN BREF

La Chaire European Electricity Markets (CEEM) est un projet collectif qui s'inscrit dans un écosystème dauphinois incluant le Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (LEDa-CGEMP), l'équipe du master Énergie, finance, carbone (EFC) et ses étudiants, ainsi que les chaires dauphinoises Économie du climat et finance & développement durable. Elle a la triple vocation :

- (1) de réaliser un programme de recherche académique ambitieux,
- (2) d'offrir un forum d'échanges pour experts universitaires, acteurs industriels et parties prenantes

(3) de contribuer à la formation des futurs cadres des entreprises du secteur de l'électricité.

La CEEM de l'Université Paris-Dauphine est née du partenariat conclu entre l'Université Paris-Dauphine, la Fondation partenariale Paris-Dauphine et quatre partenaires fondateurs : Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Électricité de France (EDF), EPEX Spot et Union Française d'Électricité (UFE).



L'équipe

L'équipe de la CEEM comprend les personnes suivantes :



Jan Horst Keppler, Directeur scientifique de la CEEM et professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine, est responsable de l'organisation de la Chaire dans son ensemble et de ses activités de recherche.







Anna Creti, professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine, est responsable de l'axe 1 de recherche CEEM depuis octobre 2013 : La formation des prix sur les marchés européens de l'électricité en articulation avec les marchés contingents.



Patrice Geoffron, professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine, est responsable de l'axe 3 de recherche CEEM : Le transport, la distribution, la demande.



Les chercheurs de la CEEM

Marie Bessec, Chercheuse.

Régis Bourbonnais, Chercheur.

Mauricio Cepeda, Chercheur.

Cédric Clastres, Chercheur.

Anna Creti, Responsable de l'axe 1 de recherche CEEM.

Michel Cruciani, Chercheur.

Guillaume Dezobry, Chercheur.

Dominique Finon, Responsable de l'axe 2 de recherche CEEM.

Patricia Van Horn Florin, Chercheuse.

Julien Fouquau, Chercheur.

Patrice Geoffron, Responsable de l'axe 3 de recherche CEEM.

Stéphane Goutte, Chercheur.

Morwenna Guichoux, Chercheuse.

Jan Horst Keppler, Directeur scientifique de la CFFM

Yannick Le Pen, Chercheur.

Yuanjing Li, Chercheuse.

William Meunier, Assistant de recherche.

Marie Petitet, Doctorante.

Thao Pham, Chercheuse.

Sébastien Phan, Chercheur.

Fabien Roques, Chercheur.

María-Eugenia Sanin, Chercheuse.

Charlotte Scouflaire, Doctorante.

Antoine Verrier, Doctorant.

Manuel Villavicencio, Doctorant.

Julie Hyun Jin YU, Chercheuse.

PARTIE 1: PRÉSENTATION DES PRINCIPALES DÉCISIONS DE LA CEEM

Le succès de la Chaire European Electricity Markets (CEEM) repose très largement sur le soutien et la collaboration active de ses partenaires, RTE, EDF, EPEX Spot et Groupe Caisse des Dépôts, ainsi que sur ses coopérations scientifiques. Cette collaboration se déploie à travers les trois instances suivantes :

- le Comité de pilotage
- le Conseil scientifique
- le Comité de validation.

I- Comité de pilotage

La CEEM est gouvernée par un Comité de pilotage créé dans le cadre de la Convention qui lie l'Université Paris-Dauphine et la Fondation partenariale Paris-Dauphine aux quatre partenaires de la CEEM. Ce Comité définit le programme d'activités de la Chaire, valide le budget annuel de la CEEM et en vérifie les dépenses.

Les membres de ce Comité sont :

Jan Horst Keppler (Directeur scientifique de la CEEM et Président du Comité de pilotage);

Thomas Veyrenc (Directeur du département Marchés, RTE);

Pierre Bornard (Directeur général délégué, Vice-Président du Directoire, RTE);

Marc Bussieras (Directeur Stratégie Groupe, EDF);

Jean-Paul Bouttes (Chef Économiste, Mission Prospective et Relations Internationale, EDF);

Jean-François Conil-Lacoste (Président du Directoire, EPEX Spot SE);

Nicolas Blanc (Pôle Finances, Stratégie, Participations, Département Stratégie, Groupe Caisse des Dépôts);

Sandra Bouscal (Directrice de la Fondation Dauphine, Université Paris-Dauphine);

Patrice Geoffron (Professeur d'économie, Université Paris-Dauphine);

Jean-Arnold Vinois (Directeur honoraire de la Commission européenne et Conseiller spécial de Commissaire - sans droit de vote);

Alfred Voss (Président du Conseil scientifique de la CEEM, Institut for Energy Economics, University of Stuttgart - sans droit de vote);

Dominique Finon (Conseiller scientifique- CEEM, et CIRED-CNRS – Observateur).

Principales décisions des réunions du Comité de pilotage

1ère réunion du 2 avril 2015, 10h00-12h00, Université Paris-Dauphine, Salle A 703, 7ème étage, Nouvelle Aile.

Périmètre des activités de recherche de la CEEM

Le Comité de pilotage est revenu sur le périmètre des activités de recherche de la CEEM notamment pour décider de l'opportunité d'y introduire des analyses juridiques du domaine énergétique. Actuellement, la CEEM se concentre essentiellement sur le marché de gros de l'électricité avec les trois axes de recherche suivants :

- 1. la formation des prix sur les marchés européens de l'électricité (axe économétrie);
- 2. l'organisation, le changement structurel et la régulation des marchés électriques en Europe (axe *market design*);
- 3. le transport, la distribution, les réseaux intelligents, le stockage et la gestion de la demande d'électricité (axe transport et demande).

Le Comité juge nécessaire que la CEEM développe et renforce les collaborations entre les économistes et les ingénieurs dans les axes de recherche retenus, et se focalise sur des analyses technicoéconomiques. L'instance salue dans ce contexte le rapprochement de la CEEM avec Cédric Clastres, Maître de conférences à l'Université Pierre Mendès-France (UFR d'Économie). Plus spécifiquement, le Comité a favorablement accueilli l'adhésion parmi les chercheurs de l'axe 3 de recherche CEEM de Guillaume Dezobry, Maître de conférences en droit public à Amiens, avocat à la Cour, expert du droit de l'énergie, et auteur d'un working paper CEEM intitulé « Les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 ».

Partenaires de la CEEM et avenant à la Convention

L'Union Française d'Électricité (UFE) a informé la CEEM de sa volonté d'interrompre son partenariat pour des raisons de contraintes budgétaires l'obligeant à orienter ses priorités vers des rapprochements qui répondent sur le court terme aux enjeux industriels qu'elle défend. Suite à la délibération préalable entre le Directeur scientifique et la Fondation Dauphine, la demande de l'UFE a donc été soumise pour acceptation au Comité de pilotage, organe directeur de la CEEM. Après discussion sur les modalités conséquences d'un retrait de l'UFE. c'est à l'unanimité que les membres du Comité ont accepté que l'UFE puisse résilier sa participation à la CEEM, avec prise d'effet rétroactif au 1er ianvier 2015. Finalement, le Comité a décidé que ni la Convention elle-même, ni les engagements des différentes parties ne seront affectés par ce retrait.

Examen du Reporting financier 2014 et du budget prévisionnel (2015-2017) de la CEEM

S'agissant du Reporting financier 2014, le Comité de pilotage a constaté que la CEEM est restée globalement très modérée dans ses dépenses. Pour le Comité, il est essentiel que la CEEM puisse compter un nombre adéquat de doctorants compétents y compris de doctorants affichant un profil d'ingénieur. A l'unanimité, le Comité a validé le Reporting financier 2014, ainsi que le budget prévisionnel pour la période 2015-2017.

Manifestations de la CEEM

Le Comité de pilotage a approuvé l'agenda de la CEEM incluant des conférences programmées pour le 2ème semestre 2015, et montré un intérêt certain pour la conférence sur le *target model 2.0.* prévue pour l'été 2015.

2ème réunion du 7 octobre 2015, 9h30-12h30, Université Paris-Dauphine, Espace one, 1er étage.

Partenaires de la CEEM et avenant à la Convention

- 1. RTE: Pierre Bornard, membre de droit du Comité de pilotage, prendra sa retraite de RTE le 31 octobre 2015. Thomas Veyrenc et Cédric Léonard seront, à partir de cette date, les représentants de RTE au Comité.
- 2. Nouveau partenariat avec le Groupe Caisse des Dépôts aux côtés des partenaires fondateurs, Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Électricité de France (EDF) et EPEX Spot.

Dans le cadre du partenariat global conclu entre le Groupe Caisse des Dépôts (CDC) et l'Université Paris-Dauphine, le 2 novembre 2015, la CDC a rejoint la CEEM en tant que nouveau partenaire au côté de ses partenaires-fondateurs RTE, EDF et EPEX Spot. En lien avec les objectifs et axes de recherche de la CEEM, la CDC a défini ses priorités d'action, dont quatre thématiques principales ont été retenues :

- la transition énergétique et écologique de l'économie autour de l'analyse de l'évolution des prix de l'énergie;
- l'évolution des tarifs d'achat d'électricité en Europe: risques potentiels et modes de régulation;
- les infrastructures dans la transition énergétique, eu égard à l'évolution des marchés sous l'angle du développement des énergies renouvelables et des infrastructures: le stockage, l'effacement et la gestion des données;
- les marchés de capacité, notamment en France, dans la perspective d'assurer la sécurité des approvisionnements d'une manière efficace.

Fonctionnement de la CEEM

Jan Horst Keppler et Dominique Finon souhaiteraient organiser au mois de février ou mars 2016 un « après-midi doctorants » de la Chaire, avec un élargissement possible aux doctorants en énergie externes.

Politique de rachat de droit d'auteurs de la CEEM et production scientifique

La Fondation Dauphine et la CEEM ont récemment consulté le cabinet d'avocats WeLaw à propos des conditions du rachat des droits d'auteur. Les discussions et analyses en cours portent sur la réglementation applicable à la protection sociale des auteurs. Le but est d'aboutir à un projet de convention adapté à toutes les productions scientifiques de la Fondation Dauphine.

Examen du Reporting financier 2015 et du budget prévisionnel de la CEEM

Le Reporting financier au 31 décembre 2015 sera présenté aux membres du Comité de pilotage lors de la prochaine réunion prévue pour 2016.

Le budget prévisionnel 2015-2017 tient désormais compte de la nouvelle adhésion du Groupe Caisse des Dépôts. Il permet de financer l'ensemble des doctorants recrutés, jusqu'au bout de leurs travaux (trois ans chacun).

À l'unanimité, le Comité a validé le budget prévisionnel pour la période 2015-2017.

Présentation de l'échéancier pour le processus de renouvellement 2017

Jan Horst Keppler a abordé la guestion d'un renouvellement de la Convention de partenariat de la CEEM au-delà de juin 2017. À ce stade, il a informé les membres du Comité qu'il cherchera à les rencontrer dans les prochains mois pour discuter d'un nouveau projet de convention basé sur l'existant pour permettre à chaque partenaire de discuter au niveau interne de cette possibilité de réengagement. Les partenaires sont invités à réfléchir sur les problématiques de recherche qu'ils désirent mettre en avant afin de préparer le projet de renouvellement de la CEEM en cas de renouvellement. Les membres du Comité ont approuvé cet échéancier et le mode d'opération proposé.

II- Conseil scientifique

À côté du Comité de pilotage dont la création est prévue par la Convention de partenariat, la CEEM s'est dotée d'un Conseil scientifique. Le Conseil réunit des chercheurs hautement qualifiés qui élaborent les grandes lignes de recherche de la CEEM, et veillent au respect de standards méthodologiques de haut niveau.

Font partie du Conseil scientifique :

Prof. Alfred Voss, Institute for Energy Economics (University of Stuttgart), Scientific Council President.

Prof. William D'Haeseleer, University of Leuven Energy Institute.

Prof. David Newbery, Electricity Policy Research Group (Cambridge University). Prof. John E. Parsons, Centre for Energy and Environmental Policy Research (MIT).

Prof. Jacques Percebois, CREDEN (Université de Montpellier).

Jan Horst Keppler, Directeur scientifique de la CEEM, Université Paris-Dauphine. Anna Creti, Responsable de l'axe 1 de recherche de la CEEM, Université Paris-Dauphine.

Dominique Finon, Responsable de l'axe 2 de recherche CEEM et CNRS-CIRED Patrice Geoffron, Responsable de l'axe 3 de recherche CEEM, Université Paris-Dauphine.

Principales décisions de la réunion du Conseil scientifique du 27 mars 2015, de 15h00 à 17h00 (Université Paris-Dauphine, Espace one, 1er étage)

Activités de la CEEM

Les membres du Conseil scientifique (CS) ont estimé que la CEEM aborde des sujets d'actualité attractifs à travers des travaux de qualité et s'en sont félicité. Ils ont en particulier manifesté un grand

intérêt pour l'organisation, les 8 et 9 juillet 2015, de la conférence « *Target model 2.0* ».

Présentation de deux thèses dirigées au sein de la CFFM

Deux doctorants CEEM ont été invités à présenter leurs sujets de thèse respectifs dans le cadre de ce Conseil scientifique. Manuel Villavicencio a développé son sujet sur "Analyzing the optimal development of electricity storage with increasing RES-E shares", tandis que la présentation de Marie Petitet portait sur "Investments in electricity generation in the context of the energy transition: the need for new rules and market designs". Les membres du Conseil ont salué cette initiative et ont manifesté un grand intérêt pour les sujets exposés. De nombreuses questions ont été adressées aux doctorants, auxquels les membres du Conseil ont rappelé leur disponibilité, en cas de besoin, pour de plus amples discussions-débats. Ils en ont profité pour souligner une nouvelle fois combien il est important de valoriser les doctorants au sein de la CEEM, en explorant les possibilités de collaboration avec d'autres institutions telles que l'École des mines, l'University of Leuven ou l'University of Stuttgart.

Réunion conjointe Comité de pilotage/ Conseil scientifique

Dans ce contexte, les membres du Conseil ont suggéré que la CEEM organise, courant 2016, une réunion conjointe de discussions-débats entre le Conseil et le Comité de pilotage CEEM.

Nouveau contrat doctoral

Par ailleurs, le Directeur scientifique CEEM a informé les participants de son projet de recruter, dès septembre 2015, une nouvelle doctorante dont le sujet de thèse porterait sur l'étude empirique des mécanismes de capacité.

Partenariat

Le Directeur scientifique de la CEEM a informé les membres du Conseil du souhait de l'Union Française d'Électricité de se retirer des activités de la CEEM, pour des raisons financières, et de l'intention du Groupe Caisse des Dépôts d'intégrer la CEEM comme nouveau partenaire.

III- Comité de validation et politique des droits d'auteur

Le Comité de validation de la CEEM, composé des partenaires et membres de la Chaire, est chargé de recenser et, le cas échéant, d'approuver les articles qui lui sont soumis dans le cadre de la production scientifique de la CEEM. Seules les productions scientifiques ayant reçu l'approbation du Comité de validation sont éligibles pour le programme d'incitation à la recherche scientifique de la CEEM.

Les membres du Comité de validation sont :

Jan Horst Keppler (Directeur scientifique de la CEEM, Université Paris-Dauphine) ;

Thomas Veyrenc (Directeur du département Marchés, RTE) ;

Cédric Léonard (Pôle Modèle de marché et études économiques, RTE) ;

Marc Bussieras (Directeur Stratégie Groupe, EDF) ;

Audrey Mahuet (Head of Market Design and Customer Relations, EPEX Spot);

Patrice Geoffron (Professeur d'Économie, Université Paris-Dauphine) ;

Yannick Le Pen (Maître de conférences en Économie, Université Paris-Dauphine) ;

Vincent Pichon (Directeur de projets, Département de la Stratégie, Groupe Caisse des Dépôts)

En 2015, le Comité de validation de la CEEM a encore été régulièrement

saisi dans le cadre de la politique de production scientifique de la CEEM. Sept papiers de sujets divers, en rapport avec les marchés européens de l'électricité, lui ont été soumis pour avis et afin de voir déterminée leur éligibilité pour être intégrés dans les publications de la CEEM. De même, il convient de mentionner que six working papers ont fait l'objet d'une publication dans des revues à comité de lecture (The Energy Journal, Energy Economics, Revue de l'Énergie, Electrical Power and Energy Systems). Jusque-là, la procédure de validation des working papers et autres publications a fonctionné efficacement et de manière transparente.

PARTIE 2 : RECHERCHE

En 2015, la Chaire European Electricity Markets (CEEM) a continué à investir dans la formation des futurs experts et cadres du secteur électrique, en soutenant un nombre croissant de thèses de doctorats et de projets de recherche prometteurs.

I- Thèses

A. Capacity Remuneration Mechanisms : Analytical Assessment of Current Experiences and Lessons Learned for Future Market Designs

Doctorante : Charlotte Scouflaire Directeur : Jan-Horst Keppler

Alors que de plus en plus d'observateurs mettent en doute la faculté des marchés de l'électricité energy only¹ à assurer un certain niveau de sécurité d'approvisionnement, les mécanismes de rémunération de la capacité apparaissent comme une possible solution aux yeux des autorités. En effet, le climat morose d'investissement et les nombreuses annonces de mothballing de ces dernières années suggèrent

1. Qui rémunèrent les centrales uniquement en fonction de leur production.

que la rémunération offerte par les marchés energy only n'est pas suffisante pour assurer une capacité optimale dans le système. Bien que la sécurité d'approvisionnement soit un objectif politique affiché, il s'agit aussi d'une externalité. Sa valeur est donc difficile à mesurer

Alors même que la discussion sur la rémunération de la capacité s'intensifie, les publications académiques s'attachent principalement à étudier la nécessité des mécanismes de rémunération de la capacité. Peu nombreux sont ceux qui cherchent à analyser les expériences existantes afin de pouvoir en tirer parti lors de la construction de futurs mécanismes.

Dans le cadre de la thèse intitulée « Capacity remuneration mechanisms : analytical assessment of current experiences and lessons learned for future market design », nous effectuons une étude empirique transnationale visant à générer un retour sur expérience. Pour obtenir ce résultat. cherchera à référencer et à classifier les différents mécanismes de rémunération de la capacité existant dans le monde, ainsi que leur cadre légal. La sécurité d'approvisionnement étant l'objectif affiché de la rémunération de la capacité, les deux variables devraient afficher une corrélation positive. Pour autant, il n'existe pas de consensus sur le sujet. Ainsi, grâce aux données publiquement disponibles et à la connaissance des marchés, une étude économétrique sera réalisée sur plusieurs pays, afin de mettre en évidence une éventuelle relation entre la rémunération de la capacité, le fonctionnement des marchés et le niveau de sécurité d'approvisionnement. À partir des résultats préliminaires, il s'agira de conclure sur le besoin réel à rémunérer la capacité, et sur la nature des outils efficaces disponibles, afin d'atteindre un niveau optimal de sécurité d'approvisionnement.

B. Analyzing the Optimal Development of Electricity Storage in Electricity Markets with High RES-E Shares

Doctorant : Manuel Villavicencio Directeurs : Jan-Horst Keppler et Dominique Finon

La deuxième année de thèse a été consacrée au développement d'un mathématique pour la planification de long terme du parc électrique, qui prend en compte les investissements dans les technologies stockage de l'électricité. Trois formulations ont été testées, le code a été mis au point, des tests préliminaires ont été effectués et des améliorations ont été également apportées. Les résultats obtenus à la fin de cette deuxième année se déclinent en trois modèles permettant de calculer l'optimum social des investissements dans différentes technologies de génération d'électricité, chacun utilisant des niveaux de détail différents, et employant des temps de calcul correspondants.

Dans un premier temps, la formulation du problème proposée à la fin de la première année a été testée via l'utilisation de nombres binaires et entiers (MILP). Cette approche, ainsi que les résultats obtenus, ont fait l'objet d'une présentation lors d'une visite au département d'Énergie et Environnement de l'Université

Catholique de Louvain. Les experts en modélisation de ce laboratoire de recherche ont formulé des remarques importantes sur la stratégie adoptée, ce qui a permis d'opter pour une formulation mieux adaptée. Une formulation linéaire (LP) a été suggérée pour s'assurer que la capacité de calcul soit employée de manière plus équilibrée entre la représentation du dispatch des unités de production et les investissements en capacité de production et/ou de stockage.

Ces nouvelles modifications ont été implémentées et des résultats préliminaires ont été présentés lors du Conseil scientifique de la CEEM en date du 27 mars 2015. À cette occasion, les participants ont jugé l'approche suivie satisfaisante et ont formulé des idées d'amélioration du modèle. Ces propositions ont été discutées et, par la suite, ont permis de développer des versions plus évoluées du modèle.

Les objectifs fixés pour cette période, dont la liste suit, ont été, pour la plupart, atteints.

- · Comparaison et ajustement des paramètres et coûts avec différentes références : croisement des données de coûts provenant de références diverses (NEA, JRC report, DIW cost publication, Intertek APTECH report on cycling cost). Différenciation des particularités des technologies hydrauliques du français (Fatal, réservoir, STEPS) : les données de production horaire ont été manipulées pour permettre de différencier les différents types d'énergie hydraulique au moment des choix d'investissement dans le modèle. Intégration des technologies stockage dans le modèle d'optimisation : cinq technologies de stockage ont été introduites dans le portefeuille de choix d'investissements.
- Modélisation plus précise de l'intermittence parmi des tirages aléatoires pour les technologies des EnR considérées : les besoins de réserve

ont été modélisés pour prendre en compte l'intermittence des EnR dans la planification des investissements.

- Recherche des données désagrégées au niveau de chaque centrale de production d'électricité pour agrégation en « Clusters » : ceci n'étant plus nécessaire car le passage de la formulation MILP à la formulation LP permet de travailler avec des données agrégées.
- Représentation des échanges frontaliers avec des contraintes d'interconnexion : une représentation simplifiée des import/ export a été implémentée en utilisant un prix moyen fixe contraint par la capacité des lignes d'interconnexion. Des améliorations à cette stratégie sont encore en voie de développement.

Trois modèles ont été mis au point et sont employés actuellement comme moteur de calcul pour effectuer des analyses de sensibilité, comme celles consistant à tester des hypothèses sur l'impact des objectifs de pénétration des EnR, et d'autres sur la variation de la demande électrique de long terme ou le coût des émissions de CO₂, entre autres. Ces analyses devraient déboucher sur des publications académiques permettant de discuter la structure du modèle, mais également sur des publications empiriques sur l'évaluation des politiques énergétiques dans le secteur électrique, le tout faisant partie des objectifs pour la troisième année de thèse.

C. Long Term Dynamics of Power Systems with Variable Renewables and Adequacy Constraints

Doctorante : Marie Petitet

Directeurs : Jan-Horst Keppler et

Dominique Finon

La thèse porte sur l'étude des décisions d'investissement (du point de vue privé) en production électrique et sur la sensibilité du mix électrique aux mécanismes de marché. La recherche s'appuie sur un modèle utilisant l'approche en System **Dynamics** développée pour l'occasion. Cet outil permet de simuler l'évolution du parc de production sur plusieurs dizaines d'années, à travers une représentation des décisions d'investissement réalisée sur la base d'une estimation de rentabilité des différentes technologies, en fonction des anticipations du futur d'un investisseur privé représentatif.

La première année avait porté sur l'étude de la rentabilité de l'éolien sans mécanisme de support. Cette première étude avait conduit à un working paper de la Chaire European Electricity Markets (CEEM) :

Petitet, M., Finon, D., Janssen, T., 2014. « Carbon price instead of support schemes: wind power investments by the electricity market." CEEM working paper, no. 2014-09, Paris-Dauphine University.

Travaux réalisés au cours de la 2ème année

Une première modélisation du mécanisme de capacité, qui définissait le prix de la capacité comme une fonction de l'écart entre le niveau de certification et le niveau d'obligation de capacité, a été proposée. Cette modélisation a servi à une première étude présentée lors de la conférence *European Energy Market*:

Petitet, M., 2015. "Ensuring security of electricity supply: how capacity obligation impacts investments including demand response opportunities?" In Proceedings of the 12th international conference on the European energy market (EEM), Lisbon.

Dans un deuxième temps, la modélisation du mécanisme de capacité a été revisitée pour intégrer une représentation endogène de l'offre de capacité, le prix étant alors fixé via le croisement de la courbe d'offre et de la courbe de demande considérée comme inélastique. Cela a abouti à une nouvelle étude qui sera soumise prochainement à la Chaire. Ce papier analyse le cas d'un marché mature avec pénétration exogène de l'éolien et demande stable sous l'effet de mesures d'efficacité énergétique, et propose une comparaison entre le marché energy-only avec ou sans price cap et l'introduction du mécanisme de capacité.

Le thème de la formation du prix de la capacité sur un marché de capacité a fait l'objet d'une note de synthèse. Ce document distingue clairement les raisonnements qui s'appliquent pour les capacités existantes de ceux qui conviennent pour les capacités en projet.

En parallèle du travail sur le mécanisme de capacité, des réflexions ont été menées sur les différentes approches d'étude du parc de production, afin de bien situer l'apport d'une modélisation en system dynamics par rapport à d'autres approches telles que l'optimisation, les coûts complets ou la méthode des screenings curves.

Plus récemment, a été conduite une recherche sur la prise en compte de l'aversion au risque dans les décisions d'investissement. Le modèle a été développé pour intégrer une représentation de l'aversion au risque via l'utilisation d'une fonction d'utilité et de l'équivalent certain.

Objectifs pour la 3ème année

La troisième année de thèse sera consacrée à la réalisation d'une étude prenant en compte l'aversion au risque dans les décisions d'investissements. Le modèle ayant déjà été développé pour cela, la prochaine étape consistera à définir plus précisément le cadre de l'étude après avoir réalisé différents tests préliminaires. L'intégration de l'aversion au risque permettra de revisiter les

deux premières études (développement de l'éolien par le marché, effet d'un mécanisme de capacité) afin d'estimer l'effet sur ces premiers résultats.

Enfin, la rédaction du manuscrit de la thèse devra débuter dans les prochains mois afin de tenir les délais. L'objectif est de soutenir avant la fin de l'année 2016, avec une pré-soutenance à organiser au printemps 2016.

D. Évaluation du potentiel économique des effacements de la demande, en tenant compte de contraintes techniques et sociologiques

Doctorant : Antoine Verrier Directeur : Jan-Horst Keppler

Contexte

La théorie économique intègre l'idée que l'absence de réactivité de la demande d'électricité à son prix altère l'efficacité des marchés, notamment dans la formation de prix optimaux de court-terme. Flexibiliser la demande d'électricité générerait des avantages économiques pour tous les agents de la chaîne de valeur. Cependant, du fait de barrières technologiques et réglementaires, le consommateur d'électricité ne peut « voir » par luimême le prix de gros et ajuster sa demande en conséquence. La solution que l'on sent émerger sur plusieurs marchés est celle d'un agent tiers (un agrégateur d'effacement), qui modifie la demande de son portefeuille de clients en fonction des signaux des marchés de gros, tout en respectant les contraintes des consommateurs, spécifiées dans un contrat.

L'industrie de l'effacement est en construction. La viabilité du modèle d'affaire de l'agrégateur fait toujours débat. Dans la plupart des cas, le coût d'investissement dans l'infrastructure nécessaire pour piloter et agréger les charges de plusieurs sites de consommation demeure supérieur aux revenus que les marchés proposent. Si le potentiel technique des effacements de demande est important en Europe, notamment en France où une large part de la puissance appelée en pointe est due à des charges flexibles, son potentiel économique reste à démontrer.

Il semble alors légitime de se poser la question de l'intérêt du *business case* pour un agrégateur d'effacement.

Question de recherche

« Le *business case* pour les effacements de la demande sur un marché *energy-only.* »

Quelle rémunération pour les effacements sur un marché de l'énergie? Cette question renvoie au potentiel technique disponible sur un marché donné, à savoir quelle puissance d'effacement est disponible pour le système considéré, ainsi qu'à la compétitivité des effacements face aux autres technologies de production existantes? De plus, les niveaux de la demande en pointe, ainsi que la pénétration des énergies intermittentes et non-dispatchables sont des facteurs qui vont affecter la valorisation des effacements par le marché.

Nous souhaitons notamment présenter une étude de cas sur le système électrique français, qui combine un bon potentiel technique d'effacement, une politique d'intégration d'énergies renouvelables dans le mix énergétique ambitieuse, et potentiellement, selon RTE, un problème structurel d'approvisionnement en pointe dans les années à venir.

Outils

« Modélisation d'un marché de gros de l'énergie intégrant les effacements de demande comme une ressource pour le système »

Présentation générale

Le modèle consiste en une minimisation du coût opérationnel du parc de production (mix donné) pour répondre à la demande. Pour satisfaire la demande, des unités conventionnelles thermiques sont à disposition, ainsi que des technologies de stockage.

L'optimisation renvoie à chaque pas de temps la valeur de la puissance délivrée par les unités de production thermique ainsi que la gestion des stockages disponibles : valeur de la variable de turbinage en présence de réservoir simple et valeur de turbinage/pompage dans l'hypothèse STEP (Station de Transfert d'Energie par Pompage).

Modélisation de l'incertitude

En univers certain, la gestion des stockages est simple. Du point de vue de l'optimisation, il est aisé de calculer la stratégie optimale pour minimiser la fonction « objectif » (coût total opérationnel du système). La version déterministe du modèle forme un benchmark qui marque le niveau auquel un actif de stockage sera valorisé de façon trop optimiste par rapport à la réalité.

Pour une approche plus réaliste, nous modélisons l'incertitude sur les niveaux de demande. En univers incertain, la stratégie de gestion des stockages n'est plus « triviale ». Ainsi, compte tenu d'une part d'une taille finie des unités de stockage, d'autre part d'une méconnaissance de la demande dans le futur, faut-il turbiner/pomper aujourd'hui ou attendre?

La version stochastique du modèle contient un coût d'opportunité autour des stockages qui diminue leur valeur par rapport à la version déterministe.

Détails sur la modélisation des effacements

Les effacements de demande sont modélisés comme des STEP (variable de turbinage et de pompage) et comme des stations hydrauliques avec réservoir (turbinage uniquement). Plusieurs secteurs sont représentés : l'industrie, le tertiaire et le résidentiel. Au sein de l'industrie on distingue la métallurgie, l'aluminium, le papier, le ciment, la chimie et les technologies transversales (charges non nécessaires à la production industrielle).

Si le secteur possède un potentiel de *load-shifting,* il est modélisé comme une STEP. S'il possède un potentiel de *load-shedding,* il est modélisé comme un réservoir simple.

Des coûts variables de turbinage sont affectés. Ils diffèrent selon les secteurs et représentent la perte d'utilité pour le consommateur consistant à déplacer, d'une période à une autre, ou à réduire la demande. En cas de load-shifting, le coût variable est faible. Il est élevé pour le load-shedding. Les valeurs des coûts sont extraites de la littérature et de retours d'expérience d'experts de l'industrie.

La taille du réservoir d'un actif d'effacement est directement lié au potentiel technique (en puissance) des effacements, à la durée d'un évènement d'effacement, et au nombre d'activations d'effacements maximum spécifiés par le contrat exprimé selon la formule suivante: « Potentiel X Durée X Nombre d'activations = Taille du réservoir (MWh) ».

Étude de cas

Celle-ci est menée sur le système français.

La période d'étude porte sur un an, et l'optimisation se fait sur cinquantedeux pas de temps. Au sein de chaque semaine, la demande est déterministe. En revanche, le niveau de demande est incertain d'un pas de temps à l'autre.

Implémentation et résolution du modèle

Le modèle est codé sous le logiciel GAMS. Sa résolution « exacte » en version stochastique est impossible d'un point de vue du temps de calcul. Pour résoudre notre modèle, nous avons recours à l'algorithme SDDP (stochastic dual dynamic programming), qui est aujourd'hui une méthode souvent utilisée pour résoudre les problèmes d'optimisation stochastiques de grande taille

E. Nouvelles dynamiques dans le secteur de l'électricité : la relation entre consommation électrique et croissance économique, la structure du marché, et les énergies renouvelables

Doctorante : Yuanjing Li Directrice : Anna Creti

L'objectif de cette thèse est d'étudier les nouvelles dynamiques et leurs impacts dans le secteur de l'électricité. recherche aborde des critiques d'après les perspectives de la macroéconomie, de la configuration structurelle, et de la transition vers des sources d'énergie renouvelables. Trois sujets se dégagent plus particulièrement: lien entre la consommation d'électricité la croissance et économique, les impacts de l'intégration verticale entre les producteurs et les détaillants, et les impacts d'intégration de production d'énergie renouvelable intermittente. À travers ces trois axes, la thèse tente d'apporter des réponses aux défis principaux de la d'approvisionnement, la compétitivité, et de la durabilité du développement énergétique. En explorant de nouvelles orientations dans la recherche sur l'économie de l'énergie, elle servira à éclairer des débats politiques.

Mots-clés

Consommation d'électricité, causalité, intégration verticale, contrats à terme, énergie éolienne, intégration des EnR, marché day-ahead, marché intrajournalier.

F. Market Power in Power Markets in Europe: The Cases in French and German Wholesale Electricity Markets

Doctorante : Thao Pham Directeur : Sophie Méritet

L'organisation des marchés de l'énergie électrique a connu dans le monde entier une large révolution au cours des deux derniers siècles. Traditionnellement organisé autour de monopoles verticalement intégrés et soumis à la régulation, le secteur électrique évolue vers une organisation décentralisée qui favorise les mécanismes de marché. connue comme processus de réforme en Europe. Le passage des tarifs régulés à des prix de marché, compte tenu des structures concentrées et particulières caractéristiques de l'industrie électrique, accroît la possibilité que certaines entreprises puissent manipuler les prix du marché en exerçant leur pouvoir de marché. Les questions de «pouvoir de marché « dans un secteur donné ont été abondamment étudiées dans la littérature depuis la fin des années 1970, mais des études théoriques et empiriques de « pouvoir de marché dans les marchés électriques » n'ont été développées que récemment. Nous nous efforçons, dans cette thèse, de mener une recherche approfondie autour des questions de pouvoir de marché sur les marchés de gros de l'électricité en Europe. Cette recherche s'appuie sur des études empiriques conduites sur deux des plus grands marchés électriques en Europe: la France (sur des données 2009- 2012) et l'Allemagne (sur des données de 2011), en utilisant des méthodes économétriques et des modèles de simulation des marchés électriques. Le sujet semble pertinent dans la période de transition énergétique en Europe.

Mots-clés

Pouvoir de marché, réorganisation, électricité, marchés de gros, Europe, France, Allemagne.

II- Assistanat de recherche

Sujet de recherche : « Détermination des capacités maximales d'interconnexion électrique en fonction de la production de renouvelable variable »

William Meunier (15/09/2015 – 29/01/2016) Directeur : Jan-Horst Keppler

Le contexte

Depuis 2010, la part de renouvelable dans le mix énergétique allemand n'a cessé d'augmenter. Les énergies renouvelables présentent deux caractéristiques majeures : elles sont intermittentes, c'est-à-dire que, soumises aux aléas climatiques, elles ne peuvent fournir une quantité d'électricité constante et, par conséquent, elles sont imprévisibles.

Les interconnexions électriques entre la France et l'Allemagne présentent une capacité maximale. Ainsi, il existe des heures pendant lesquelles on ne peut transporter toute l'électricité que l'on souhaiterait. Cette saturation en capacité a deux conséquences :

- tout d'abord, cela provoque une divergence des prix de part et d'autre de la frontière
- d'autre part, une perte sèche (deadweight loss) naît de cette divergence des prix.

Le cadre de la recherche

Le but de cette recherche sera de déterminer les investissements qui seraient nécessaires pour compenser cette perte sèche. Il s'agira donc de trouver le prix d'investissement sur les interconnexions électriques (et donc la capacité correspondante) qui égalisera le surplus total (du consommateur et du producteur d'électricité).

Le travail s'effectue à partir des données des courbes d'offre et de demande d'EPEX Spot. Le premier objectif sera d'automatiser le calcul du surplus total à partir des courbes agrégées heure par heure. Ce calcul portera sur l'ensemble de l'année 2011 puis sur l'année 2014 et exclusivement sur la frontière France-Allemagne, afin de mesurer l'impact du développement massif du renouvelable dans ce dernier pays. Le traitement des données brutes d'EPEX Spot est mené grâce à un logiciel d'analyse statistique. Les données affinées sont ensuite exportées sous Excel afin que le modèle puisse par la suite être utilisé et modifié par un utilisateur habitué à la suite Office.

La seconde partie consistera en une recherche plus précise des coûts d'investissement sur les interconnexions électriques qui permettra d'affiner le modèle ainsi – si le temps le permet – qu'une analyse des conséquences d'un développement des interconnexions sur les prix dans les pays voisins.

PARTIE 3 : PRODUCTION SCIENTIFIQUE

La recherche scientifique sur les enjeux des marchés européens de l'électricité a toujours constitué l'un des axes centraux de l'activité de la Chaire European Electricity Markets (CEEM). La « moisson » 2015 démontre que les chercheurs CEEM réussissent toujours plus souvent à placer les fruits de leur travail dans les meilleures revues internationales. La plupart des working papers sont disponibles exclusivement en Anglais.

I- Working papers

Hedging Strategies in Energy Markets: The Case of Electricity Retailers

Raphaël Homayoun Boroumand (Associate Professor, Department of Applied Economics, Paris School of Business), Stéphane Goutte (Université Paris 8 (LED), Researcher of the Chaire European Electricity markets), Simon Porcher (London School of Economics and Political Science) and Thomas Porcher (Économiste et professeur à Paris School of Business)

Keywords

Electricity; Risk; Retailer; Hedging; Portfolio; Intra-day; VaR; CVaR. JEL classification: CO2, L94, G11, G32.

commodity markets, retailers generally retailers are exposed to joint quantity and price risk on an hourly basis given 2011 for the French market. We prove Wind Up with Continuous Intraday Electricity Markets? The Integration of Large-Share Wind Power Generation in Denmark

Fatih Karanfil (Assistant Professor of Economics, Université Paris Ouest Nanterre la Défense) and Yuanjing LI (Doctorante, CEEM)

idea to examine the functionality of an components. As fluctuations of poorly challenging the stability of the current the main drivers of the price difference between the intraday and day-ahead forecast errors and their counterparts. found to be important to handle wind intermittent production deviations are errors are jointly handled through the electricity trade.

Keywords

Intraday market; Wind power; VAR; Causality; Impulse response function JEL codes: C22; Q41; Q42.

Is the Depressive Effect of Renewables on Power Prices Contagious? A Cross Border Econometric Analysis

Sébastien Phan (Research assistant-Energy Policy Institute at Chicago, and CEEM research fellow) and Fabien Roques (Associate Professor, CGEMP Université Paris Dauphine, and CEEM Associate Researcher)

European power markets have become more integrated and the implementation of market coupling has reinforced the efficiency of cross-border trading. This paper investigates empirically the impact of renewables growth in Germany on German and French power price volatility. We find that renewables depress power prices on average and increase volatility not only domestically but also across borders. We also leverage market resiliency data to investigate the impact of increases in interconnection capacity. We find that power price volatility would decrease in France despite some contagion effects of volatility from German renewables production. Our findings have important policy implications as they demonstrate the need to coordinate cross-border support policies for renewables in order to mitigate the impact of volatility on power prices in coupled power markets.

Keywords

Electricity market, renewables, market coupling, GARCH

Impacts of Subsidized Renewable Electricity Generation on Spot Market Prices in Germany: Evidence from a Garch Model with Panel

Thao Pham (LEDa-CGEMP University of Paris Dauphine) and **Killian Lemoine** (LEDa-DIAL University of Paris Dauphine)

Electricity generated by renewable energy sources creates a downward pressure on wholesale prices through - the so-called "merit order effect". This effect tends to lower average power prices and average market revenue that renewables producers should have received, making integration costs of renewables very high at large penetration rate. It is therefore crucial to determine the amplitude of this merit order effect particularly in the context of increasing burden of renewable support policies borne by final consumers. Using hourly data for the period 2009-2012 in German electricity wholesale market for GARCH model under panel data framework, we find that wind and solar power generation injected into German electricity network during this period induces a decrease of electricity spot prices and a slight increase of their volatility. The model-based results suggest that the meritorder effect created by renewable production ranges from 3.86 to 8.34 €/MWh which implies to the annual volume of consumers' surplus from 1.89 to 3.92 billion euros. However this surplus has not been re-distributed equally among different types of electricity consumers

Keywords

German electricity markets, intermittent generation, Feed-in tariff, Merit-order effect, GARCH, panel data. Revisiting Short-Term Price and Volatility Dynamics in Day-Ahead Electricity Markets with Rising Wind Power

Yuanjing LI (Doctorante, CEEM)

This paper revisits the short-term price and volatility dynamics in day-ahead electricity markets in consideration of an increasing share of wind power, using an example of the Nord Pool day-ahead market and the Danish wind generation. To do so, a GARCH process is applied, and market coupling and the counterbalance effect of hydropower in the Scandinavian countries are additionally accounted for. As results, we found that wind generation weakly dampens spot prices with an elasticity of 0.008 and also reduces price volatility with an elasticity of 0.02 in the Nordic day-ahead market. The results shed lights on the importance of market coupling and interactions between wind power and hydropower in the Nordic system through cross-border exchanges, which play an essential role in price stabilization. Additionally, an EGARCH specification confirms an asymmetric influence of the price innovations, whereby negative shocks produce larger volatility in the Nordic spot market. While considering heavy tails in error distributions can improve model fits significantly, the EGARCH model outperforms the GARCH model on forecast evaluations.

Keywords

Wind power, day-ahead price, volatility, GARCH JEL: C32, L94, L52. Le besoin de marchés de la flexibilité : l'adaptation du design des marchés électriques aux productions d'énergies renouvelables

Dominique Finon (Conseiller scientifique-CEEM, and CIRED-CNRS)

le fonctionnement des différents marchés de l'énergie (day-ahead, infrajournalier), ceux des réserves pas parfait pour valoriser la rareté de de flexibilité inadaptée à des parts marché, et la difficulté d'échanger des produits de flexibilité entre systèmes, une demande en responsabilisant les

Les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020

Guillaume Dezobry (Maître de conférences à l'Université d'Amiens, avocat au Barreau de Paris, et chercheur associé à la CEEM)

Adoptées le 9 avril 2014 et publiées le 28 juin 2014, les nouvelles lignes directrices sur les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, qui sont entrées en vigueur le 1er juillet 2014, constituent un document d'une importance majeure pour le secteur de l'énergie en général, et pour le développement des énergies renouvelables en particulier. Elles traduisent la volonté de la Commission européenne de modifier et d'harmoniser les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables.

II- Publications dans des revues spécialisées de l'Énergie

ENERGY JOURNAL



The Impacts of Variable Renewable Production and Market Coupling on the Convergence of French and German Electricity Prices Vol. 37, N° 3 (2016), pp. 343-359

Jan Horst Keppler (Scientific Director, CEEM, Université Paris-Dauphine), Sébastien Phan (Research assistant - Energy Policy Institute at Chicago, and CEEM research fellow) and Yannick Le Pen (Assistant Professor of Economics, Université Paris-Dauphine, and CEEM Associate Researcher)



Carbon Price Instead of Support Schemes: Wind Power Investments by the Electricity Market Vol. 37, N° 4. (2016), pp. 109-140

Marie Petitet (CEEM Doctoral Student, RTE, Dominique Finon (Scientific Counsellor -CEEM, and CIRED-CNRS), and Tanguy Janssen (Économiste au Département Marchés, RTE)

ENERGY ECONOMICS



An Analytical Approach to Activating Demand Elasticity with a Demand Response Mechanism N°52 (2015), pp. 195–206

Cédric Clastres (Maître de Conférences au laboratoire PACTE-EDDEN - Université Grenoble-Alpes, and CEEM Associate Researcher) and Haikel Khalfallah (Maître de Conférences au laboratoire PACTE-EDDEN-Université Grenoble-Alpes)

ELECTRICAL POWER AND ENERGY SYSTEMS



Assessing Long-Term Effects of Demand Response Policies in Wholesale Electricity Markets N° 74 (2016) 142–152

Mauricio Cepeda (CEEM, Université Paris-Dauphine) and Marcelo Saguan (Microeconomix)



Hedging Strategies in Energy Markets: The Case of Electricity Retailers N° 51 (2015) 503–509, Septembre 2015

Raphaël Homayoun Boroumand (Associate Professor, Department of Applied Economics, Paris School of Business), Stéphane Goutte (Université Paris 8 (LED), Researcher of the CEEM), Simon Porcher (London School of Economics and Political Science) and Thomas Porcher (Économiste et professeur à Paris School of Business)

REVUE DE L'ÉNERGIE



Le besoin de marchés de la flexibilité : l'adaptation du design des marchés électriques aux productions d'énergies renouvelables N° 622, 11-12/2014

Dominique Finon (Scientific Counsellor - CEEM, and CIRED-CNRS)



PARTIE 4 : ÉVÈNEMENTS

En 2015, la Chaire European Electricity Markets (CEEM) a continué à organiser à la fois des conférences scientifiques et des manifestations traitant de questions politiques énergétiques à destination d'un public d'experts et de parties prenantes plus larges.

I. Conférences scientifiques

A. Conférence sur « Quelle évolution de la tarification des réseaux pour envoyer les bons signaux économiques ? »

Mercredi 28 janvier 2015, de 16h00 à 19h00, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron.

Les réseaux vont jouer un rôle essentiel dans les processus de transition énergétique, tant au niveau européen que national ou local. Alors que les coûts de congestion ont fortement crû ces dernières années dans plusieurs pays, les gestionnaires de réseau mettent en œuvre des plans d'investissements conséquents pour renforcer le réseau.

La problématique des signaux de localisation, à la fois pour la programmation de la production et pour celle des investissements, constitue l'un des enjeux clefs pour réussir la transition énergétique. Deux approches sont envisageables pour envoyer des signaux de localisation : soit une approche de prix de l'énergie ou de capacités différenciées par zone / noueux du réseau, soit une tarification de la connexion et/ou de l'utilisation du réseau différenciée par zone pour les producteurs.

Les discussions sur les signaux de localisation ont déjà été initiées aux niveaux français et européen, comme en témoignent le processus de révision des zones de marché en Europe mené par l'ACER et ENTSO-E ou le fait que la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) étudie la mise en place de signaux de localisation, en particulier au travers d'un timbre d'injection géographiquement différencié.

Dans ce contexte, cette conférence s'est donné pour objectif d'identifier des pistes d'amélioration et de confronter les enjeux de la tarification des réseaux en France et en Europe au point de vue des différents acteurs : producteur, gestionnaire de réseau de transport et de distribution. La CRE a assisté au débat en tant que « Grand Témoin », sans s'exprimer sur le sujet.

Programme et présentations

http://www.ceem-dauphine.org/agenda/fr/78b991c49a41fdcb4cea212e9a5dcfe18 3339180

B. Conférence sur "National Energy Policies with Respect to Capacity Remuneration Mechanisms (CRM) in the Context of the European Targets"

Monday 9 March 2015, from 14h00 to 18h40, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron

Cette conférence a eu lieu en Anglais.

A half-day conference organized by the BENELUX and the French Association des Économistes de l'Énergie (AEE) in cooperation with the Chaire European Electricity Markets (CEEM) of the Université Paris-Dauphine.

Conference objective

The European power sector is facing challenging times. In particular, stagnant demand and renewable energy sources developments have created a situation of oversupply situation which affects the economics of thermal power plants and is causing the closure or mothballing of

NATIONAL ENERGY POLICIES WITH RESPECT TO CAPACITY REMUNERATION MECHANISMS

A joint conference by the Chaire European Electricity Markets, the BENELUX & the French Association des Économistes de l'Énergie (AEE)

Monday, 9 March 2015
14:00 – 19:00

Registration - Accueil · 13:30
Université Paris-Dauphine
Salle Raymond Aron (2nd floor)

some of them. This situation is causing a risk to the security of supply of the electricity system because these thermal assets are necessary to counterbalance RES intermittency. The aim of this conference is to analyze this issue by zooming in on one of the solutions that is put forward by some: a capacity remuneration mechanisms.

This conference was chaired by Thomas Huerre (F-AEE), François Boisseleau (B-AEE) and Jan Horst Keppler (Chaire EEM).

Programme et présentations

http://www.ceem-dauphine.org/agenda/fr/f341cef95751294c6b027af9cfabc830b4ac0c5f

C. Séminaire sur "Lessons to the European Power Sector from the USA"

Thursday 26 March 2015, from 17h00 to 19h30, Université Paris-Dauphine, Salle A 709 (Nouvelle Aile)

Cette conférence a eu lieu en Anglais.

Conference objective

Electricity markets in both Europe and the United States are experiencing great challenges and opportunities. The challenges are due to the variability of variable renewables such as wind and solar PV which complicate ensuring the balance of demand and supply at all times. The opportunities are mainly due to the greatly improved capabilities for demand side management (DSM). Compared to Europe, the United States have a broader range of regulatory regimes that are experimenting with different solutions.

In this conference, Graham Weale presented the latest US developments to see whether they contain any lessons for European electricity markets.

John E. Parsons (Professor of Finance, MIT and FERC Visiting Scholar) made a presentation on US Electricty Markets: What's New?

Programme and presentations

http://www.ceem-dauphine.org/agenda/fr/9a280ae527b3854e914d55f4a6d1cbfa 3574cdc6



D. Conférence autour du Rapport remis à François Hollande, intitulée « Énergie, l'Europe en réseaux : perspectives de coopérations dans les réseaux énergétiques européens »

Lundi 4 mai 2015, de 17h30 à 19h30, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron

Mettre l'énergie européenne en réseaux

Le 4 mai 2015 était présenté à Dauphine un rapport commandé par le Président de la République concernant les réseaux énergétiques européens. Ce travail, piloté par Michel Derdevet avec le concours de chercheurs dauphinois, formule des recommandations sur la coopération dans les réseaux, clé de la transition énergétique européenne.

La Chaire European Electricity Markets (CEEM) et le CGEMP ont invité Michel Derdevet, Secrétaire Général d'ErDF, à se pencher sur les conclusions d'un travail résultant d'un tour d'Europe et de quatre-vingt auditions. Selon les termes de la lettre de mission de François Hollande, dans le contexte de la transition énergétique, les réseaux sont les « vecteurs de deux évolutions majeures. Ils devront assurer à la fois interconnexions indispensables Europe, en particulier dans le contexte du développement énergies renouvelables, et contribuer l'amélioration nécessaire de l'efficacité énergétique par des réseaux intelligents ».

Les douze propositions sorties du rapport visent à faire émerger une approche européenne cohérente et pragmatique dans le domaine des réseaux autour de trois axes majeurs :

• Rénover la sécurité d'approvisionnement

et la coopération entre les entreprises de réseaux, mais aussi au sein des collectivités locales porteuses de la transition énergétique;

- Renforcer les coordinations des régulations et les leviers de financement pour optimiser les coûts des infrastructures, tout en investissant sur les territoires traversés par ces infrastructures stratégiques;
- Promouvoir l'Europe en leader de l'innovation énergétique, en donnant un nouvel élan et une nouvelle dimension à sa R&D, notamment à travers la normalisation, la création d'une plateforme des données énergétiques, la mise en place de corridors des mobilités innovantes ou encore la fondation d'un Collège d'Europe de l'Énergie.

Un débat animé a permis de clarifier les avantages d'une mutualisation progressive des systèmes électriques européens, tout en soulignant la nécessité d'accompagner ce processus par des mesures appropriées. Ainsi, si un tel foisonnement augmentera

indéniablement le « bien-être » général, il aura des impacts distributifs significatifs qui exigeront un mécanisme de compensation pour les perdants et la mise à contribution des gagnants. La nature innovatrice de ce processus supposera également d'avoir à développer une approche européenne de sécurité des approvisionnements, encore inexistante.

Accès aux rapport, programme et présentation

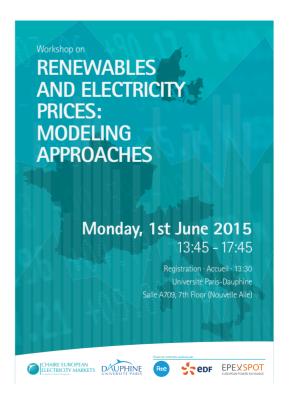
http://www.ceem-dauphine.org/agenda/fr/8eee2f8445e01bbaefabbde1a91c8a58 3324fda1

E. Workshop intitulé "Renewables and Electricity Prices: Modeling Approaches"

Monday 1st June 2015, from 13h45 to 17h45, Université Paris-Dauphine, Salle A 709, Nouvelle Aile

Cette conférence a eu lieu en Anglais.





Workshop Objective

This workshop was devoted to the presentation of different case studies (Italy, France, and Denmark) and different methodologies to assess the latest trends in electricity pricing and impact of intermittent electricity sources on day-ahead markets. Speakers mainly from CEEM Axis 1 researchers presented the work actually carried out at CEEM on these topics:

- Renewables and Electricity Intra-day Pricing in Denmark
- Trading the 15 minutes products theory and experience
- Renewables, Zonal Pricing and Congestion Costs in Italy
- Impact of Wind Production Profiles on Electricity Prices in 2030

Accès aux programme et présentations

http://www.ceem-dauphine.org/agen-da/fr/cd752583fcdc1f460f6f30e878cf-fa9e56f6ca6b

F. Conférence intitulée "Elements of a New Target Model for European Electricity Markets: Towards a Sustainable Division of Labour between Regulation and Market Coordination"

Wednesday 08 July 2015 and Thursday 09 July 2015, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron (2nd Floor)

Cette conférence a eu lieu en Anglais.

Les 8 et 9 juillet 2015, la Chaire European Electricity Markets (CEEM) et ses partenaires RTE, EDF et EPEX Spot, ont organisé une conférence internationale sur "Elements of a new target model for European electricity markets: towards a sustainable division of labour between

regulation and market coordination". Cet évènement a eu lieu dans la salle Raymond Aron, à l'Université Paris-Dauphine, et a rassemblé plus de cent vingt participants.

Plusieurs papiers présentés autour de cinq sessions, ont fait l'objet d'une sélection sur des critères d'évaluation clairement identifiés par un comité de sélection composé de Jan Horst Keppler (Scientific Director - CEEM, Université Paris-Dauphine), Dominique Finon (Scientific Advisor - CEEM, and CIRED-CNRS), Fabien Roques (Partner-Compass Lexecon and CEEM), et Manuel Baritaud (Senior Energy Analyst, IEA).

observations Outre les générales concernant les tendances et les problèmes des marchés électriques, les universitaires et experts scientifiques invités ont particulièrement débattu sur les thèmes liés aux « Renewables Investment and Support, Value of Renewables, Capacity Markets, Nodal Pricing, Thermal Plant Flexibility and Retail ». La conférence s'est achevée avec une table ronde conclusive.



Pour la synthèse complète de la conférence ainsi que les programme et présentations effectuées, consulter le site web de la CEEM à travers le lien suivant:

http://www.ceem-dauphine.org/agenda/fr/c289c388e4079c7755735d52346d5da

Pour plus de précisions, voir l'annexe.

G. Conférence sur « Effets sur l'emploi des choix dans le secteur électrique: Smart Grids et transition énergétique »

Lundi 26 octobre 2015, de 14h00 à 18h15, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron (2ème étage)

Les évolutions des systèmes électriques et énergétiques sont aujourd'hui au cœur du débat public en France, en Europe et dans le monde, comme en témoignent l'intensité des débats sur la loi de transition énergétique et l'importance des négociations à ce sujet lors de la COP 21.

Le système électrique est classé par les pouvoirs publics au rang de vecteur maieur de transition énergétique, à travers, d'une part, les transferts d'usage vers l'électricité et, d'autre part, la décarbonisation des moyens de production d'électricité. Le système électrique fait ainsi face à de nouveaux défis résultant de ces transformations. parmi lesquelles la variabilité de production EnR ou l'évolution localisation de la production. L'innovation est au cœur de politiques publiques ambitieuses mises en place pour répondre à ces défis. Les solutions, habituellement désianées vocable de smart grids, sont multiples : flexibilisation de la demande, stockage d'électricité, informatisation des réseaux de transport et de distribution,...

Les choix publics de soutien à ces solutions, et plus généralement

aux filières de production EnR, ont des conséquences sur la croissance économique et l'emploi. Dans l'économie domestique, les effets sur l'emploi des choix en termes de transition énergétique représentent un enjeu majeur et une préoccupation importante pour les pouvoirs publics.

L'analyse des effets sur l'emploi des évolutions du secteur électrique est un exercice difficile qui reste encore largement à mener. Dans ce contexte, la Chaire European Electricity Markets (CEEM), en collaboration avec ses partenaires, a organisé une conférence internationale où différents organismes français et européens invités ont pu échanger sur ce sujet. Plusieurs des analyses ont été produites pour accompagner les débats sur les transitions énergétiques dans différents pays. L'initiative s'est appuyée sur la publication d'un rapport sur l'évaluation socio-économique des smart grids, intégrant un volet sur les effets sur l'emploi.



L'ambition de la conférence était double. Il s'agissait d'une part de confronter les points de vue sur les résultats des travaux menés, et d'autre part de déterminer l'état actuel des connaissances et de mener des discussions sur les méthodologies possibles et leurs périmètres de validité. Les échanges de la conférence ont vocation à alimenter de futurs travaux, attendus par les pouvoirs publics, sur ce thème des effets sur l'emploi des choix du secteur électrique.

Programme et présentations

http://www.ceem-dauphine.org/agenda/fr/9f83342aa8ac60b6903247795407e9a93fa820bf

II- Séminaires de recherche internes

Dans le cadre de ses activités, la Chaire European Electricity Markets (CEEM) organise, depuis 2013, des séminaires de recherche internes lancés au rythme de deux à quatre par an. Ces séminaires étaient au départ consacrés aux seuls travaux des doctorants et des chercheurs de la Chaire, qui étaient discutés par des intervenants extérieurs qualifiés travaillant sur le même sujet. Ils ont concerné l'économétrie des marchés électriques, les modèles de simulation des marchés avec énergies renouvelables par l'approche en System Dynamics, la valeur du stockage... En 2014, les séminaires se sont ouverts à des intervenants externes, avec une assistance élargie grâce à des invitations ciblées. La vocation du séminaire s'est étendue à des questions spécialisées demandant le recours à des méthodes complexes, comme l'économétrie des marchés en vue de la prévision de court terme, la participation des capacités étrangères aux mécanismes de capacité, l'intérêt de la tarification zonale du transport, etc... Ces questions, qui s'intègrent dans le programme de recherche de la Chaire sont définies en relation avec les intérêts des partenaires de la CEEM pour ces enjeux particuliers. Les présentations sont ensuite accessibles à tous les participants invités. Ces séminaires sont coordonnés par le Conseiller scientifique de la CEEM, Dominique Finon.

Deux séminaires se sont tenus cette année. Le premier, en mai 2015, a porté sur la modélisation des marchés par représentation des offres des différentes unités de production (unit commitment). Le second, en décembre 2015, a été consacré aux déterminants des prix des marchés infra-journaliers et aux voies d'amélioration de l'efficacité de ces marchés devant leur utilité croissante, en raison du développement des ENR à apport variable. Les points clés des présentations et discussions sont résumés ci-dessous.

A. Sixième séminaire, intitulé "Plant Level Modeling of the Power Market: between the Long and Short Term Planning"

Tuesday 19 May 2015, from 16h00 to 18h00, Université Paris-Dauphine, Room P 301, 3rd Floor

Erik Delarue, Energy Institute, KU Leuven Integrating Short-Term Operational Behavior in Long-Term Planning Models for the Electricity Sector

Marko Aunedi, Department of Electrical Engineering, Imperial College, London Whole-Systems Assessment of the Value of Energy Storage in Low-Carbon Electricity Systems

Ce résumé est disponible en Anglais exclusivement.

Current electricity systems are

exposed to increased variability and intermittency because of the rapid development of renewable energies. This issue is translated to the electricity market as an amplified need for flexibility on the supply side. Operational models use detailed representation of the power system (mixed integer programming formulations) to solve the optimal dispatch of available power units and with this, define the cycling schedules for the next hours according to their technical limitations (short term planning). Meanwhile, capacity planning models use an aggregated representation of the power system to capture the capacity adequacy issues (long term planning) and assess the economics of new generation technologies.

Therefore, facilitating the integration of renewable energies means assuring that enough capacity and flexibility are both available on every instant. Consequently, a MIP formulation of the unit commitment problem (UCP) allows to comprehensively evaluating the market potential of flexibility sources, such as electricity storage and demandresponse.

B. 7ème séminaire, intitulé "The Issue of Intraday Market Design Confronted to the Development of Variable RES Generation Production"

Tuesday 8 December 2015, from 14h30 to 16h30, Université Paris-Dauphine, Salle A 709 (Nouvelle Aile), 7th Floor

Ce séminaire a eu lieu en Anglais.

Christian Pape (Assistant Professor, Duisburg University)

Are Fundamentals Enough? Explaining Price Variations in the German Day-Ahead and Intraday Power Market

European electricity market participants are encouraged to balance intraday

deviations from their day-ahead schedules via trades in the intraday market. Together with the increasing production of variable renewable energy sources, the intraday market is gaining importance. The fundamental equilibria between every hour's supply stack and aggregated demand in 2012 and 2013 are modeled to yield hourly price estimates. The major benefits of a fundamental modeling approach are the ability to account for non-linearities in the supply stack and the ability to combine timevarying information consistently. The empirical results show that fundamental modeling explains a considerable share of spot price variance. However, differences between the fundamental and actual prices persist and are explored using regression models. The main differences can be attributed to (avoided) start up-costs, market states and trading behavior.

(Paper co-authored with Simon Hagemann and Christoph Weber, Professor).

Stéphane Goutte (Assistant Professor-Université Paris-8 and Chaire EEM) and Philippe Vassilopoulos (Head of Product Design, EPEX SPOT)

Intraday Options: a Design Feature Addressing Capacity Flexibility

Several choices of modelling analysis of efficiency of the intraday option for flexibility services are envisaged. They will be presented in relation to the feasibility of each. The design of the intraday option that is chosen is then presented with its parameters, how they act on its valuation and what its possibilities have flexibilities in terms of capacity. Modeling perspectives will be presented in conclusion.

(Paper co-authored with Anna Creti (Professor, Université Paris-Dauphine and Chaire EEM).

III- Séminaires de Recherches en Économie de l'Énergie de Paris-Sciences-Lettres - 2015

Le séminaire de recherches en économie de l'énergie de Paris-Sciences-Lettres est conjointement organisé par, l'Université Paris-Dauphine avec le CGEMP et la Chaire European Electricity Markets (CEEM), Mines ParisTech avec le CERNA et i3 (l'Institut interdisciplinaire de l'innovation. Il est animé par François Lévêque (CERNA et MINES PARISTECH), Dominique Finon (CEEM, et

CNRS-CIRED) et depuis septembre 2015, Patrice Geoffron (CGEMP et LEDA, Université Paris-Dauphine). Ce séminaire a pour objectif la présentation de travaux sur différentes problématiques de recherche en économie et politique de l'énergie, la concurrence sur les marchés électriques et gaziers, la place des contrats de long terme et le rôle des marchés de court terme, l'économétrie des différents marchés énergétiques (électricité, gaz, pétrole), l'efficacité des politiques d'efficacité énergétique et de promotion des renouvelables, l'analyse prospective des effets des politiques de long terme, parmi d'autres thèmes. Une partie du séminaire porte sur des questions plus spécifiques aux marchés électriques (voir tableau pour les séminaires de 2015).

Tableau. Liste des séminaires PSL d'économie de l'énergie de 2015 par thématique

Séminaires	Date	Inscrits
Secteur électrique		
Large Scale Development of Variable Renewables in Electricity Markets: Static and Dynamic Effects on the System	10 février 2015	92
L'économie de l'effacement dans les marchés électriques	11 Mars 2015	118
L'économie de la transition énergétique dans le secteur électrique	06 Mai 2015	83
L'irruption des renouvelables intermittentes dans les mix électriques : entre marché et politiques	16 décembre 2015	
Autres thématiques		
La politique énergétique de l'Union européenne en débat	12 janvier 2015	117
L'efficience des actions de maîtrise de l'énergie	15 Avril 2015	78
The Relationship between Oil Price and Macroeconomy	10 Juin 2015	61
L'efficience économique du développement des gaz de schiste	7 Octobre 2015	101
Les modes de recyclage d'une taxe climat-énergie : entre efficacité et équité	18 Novembre 2015	64

Le séminaire de Recherches en Économie de l'Énergie de Paris-Sciences-Lettres cherche à rendre plus visibles dans la communauté académique et des experts, ces questions classiques sans doute trop délaissées ces dernières années au bénéfice des questions de politique climatique qui ont un peu trop annexé celles posées par la « transition énergétique ». Une partie des questions traitées concerne ainsi l'économie des marchés électriques perturbée profondément par l'entrée à grande échelle des énergies renouvelables à apport variable.

séance mensuelle chaque sur donné, deux thème papiers. l'un émanant d'un jeune chercheur, l'autre d'un chercheur confirmé, font l'obiet d'une présentation puis d'une discussion. Le séminaire s'adresse autant à un public de chercheurs qu'à des économistes professionnels (entreprises énergétiques, consultants) et fonctionnaires du secteur.

A. 18ème session intitulée « La politique énergétique de l'Union européenne en débat »

Lundi 12 Janvier 2015, de 16h30 à 18h30, École Mines Paris Tech

Lors de cette séance, Jean-Michel (Professeur Glachant à l'Institut Universitaire Européen et Directeur de l'École de Régulation de Florence) a présenté son papier intitulé « Une nouvelle politique de l'énergie pour la nouvelle Commission européenne? ». Dominique Finon (Conseiller scientifique, Chaire EEM et CIRED-CNRS), co-auteur de l'article « Le marché européen et les politiques Climat-Énergie, deux objectifs irréconciliables » (Revue de l'Énergie n° 620 - août 2014, avec **Fabienne Salaün**) est intervenu en tant que discutant de cet exposé.

Le séminaire a porté sur la réévaluation des piliers de la politique de l'énergie

avait été défendue par précédente Commission européenne. révisions partielles, ou même réformes fondamentales désormais nécessaires. **Ouelles** sont les composantes clefs à faire évoluer pour espérer voir la politique européenne de l'énergie en mesure d'atteindre les objectifs 2020-2030? Les questions majeures à retenir sont au nombre de cina:

- Le marché intérieur de l'électricité Existe-t-il un remède européen pour résoudre la crise européenne ?
- Le marché intérieur du gaz: Un dernier kilomètre à franchir qui semble beaucoup plus long ?
- 28 manières nationales différentes d'atteindre les 20-20-20 en 2030: Peuvent-elles mener l'Union européenne quelque part ?
- Une nouvelle gouvernance de la politique de l'énergie : existe-t-il un cadre approprié pour une nouvelle politique énergétique européenne ?
- Une politique minimale pour la sécurité énergétique et la diplomatie énergétique: Une sorte d'union de l'énergie ou une désunion ?

B. 19ème session, intitulée "Large Scale Development of Variable Renewables in Electricity Markets: Static and Dynamic Effects on the System"

Mardi 10 Février 2015, de 16h30 à 18h30, Université Paris-Dauphine

programme de ce séminaire comprenait deux présentations consacrées possibilités aux développement à grande échelle des ENR à apport variable, leur coût par rapport à un scénario contrefactuel de développement sans renouvelable, et la valeur économique de la production des unités ENR. Le séminaire a eu lieu en Anglais exclusivement. Les présentations effectuées sont résumées ci-dessous et disponibles sur le site web de la CEEM.

Marco Cometto, Senior Analyst, OECD-AEN

System Costs of Large Scale Development of Variable Renewables Generation: Building an Assessment Methodology

This presentation focused on the methodology adopted by the OECD Nuclear Energy Agency for estimating the effects of the introduction of large share of variable renewables in the electricity system. We discuss an approach for estimating the economic value and the optimal penetration level of renewables in a generation system.

(From the 2013 OECD-Nuclear Energy Agency report *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems* co-authored by Marco Cometto and Jan-Horst Keppler).

Jonas Egerer, Research fellow at the DIW (Berlin)

Power System Transformation toward Renewables: the Modelling of Investment Scenarios for Germany

The exogenous introduction of variable renewables at large scale in an electricity system upsets short term and long term optimization parameters of the system. We analyze distinctive investment scenarios for the integration of fluctuating renewables in the German power system. Using a combined model for dispatch, transmission, and investment, three different investment options are considered, including gasfired power plants, pumped hydro storage, and transmission lines. We find that geographically optimized power plant investments dominate in the reference scenarios for 2024 and 2034. In scenarios with decreased renewable curtailment, storage and transmission requirements significantly increase. In an alternative scenario with larger investments into storage. system costs are only slightly higher compared to the reference; thus, considering potential system values of pumped hydro storage facilities, a moderate expansion of storage capacities appears to be a no-regret strategy from a system perspective. In the long run, infrastructure investments gain importance in the context of an ongoing energy transition from coal to renewables. Because of long lead times, planning and administrative procedures for large-scale projects should start early.

(Paper written with **Wolf-Peter Schill** and published in 2014 in Economics of Energy and Environmental Policy, Volume 3, Number 2).

C. 20ème session intitulée « L'économie de l'effacement dans les marchés électriques »

Mercredi 11 Mars 2015, de 16h30 à 18h45, École Mines Paris Tech

Ce séminaire comprenait deux présentations, l'une de Thomas-Olivier Léautier (Toulouse School of Economics) sur la valeur économique du service d'effacement et le manque de sens économique à le subventionner, l'autre de Cédric Clastres (EDDEN-PACTE, Université Grenoble) sur les conditions dans lesquelles l'activation de la demande des consommateurs pourrait être bénéfique en termes de bien-être social dans deux systèmes électriques en interactions.

Thomas-Olivier Léautier (Toulouse School of Economics) est intervenu sur le thème de « L'effacement de la « prime à l'effacement » ».

Cette présentation a abordé un enjeu nouveau et important pour l'industrie électrique : rendre la demande d'électricité réactive au signal de rareté que constitue le prix de marché. Dans cette perspective, les pouvoirs publics doivent se cantonner à l'encadrement institutionnel des solutions techniques efficientes, ce qui suppose de ne pas subventionner une filière coûteuse pour la collectivité. L'exemple de l'emballement des subventions aux énergies renouvelables vient à l'esprit. Accroître la part des énergies renouvelables dans le mix de production électrique afin de réduire les émissions de CO₂ est aussi un enjeu nouveau et important. Les pouvoirs publics européens ont cherché à atteindre cet obiectif en distribuant des subventions mal calibrées. Le résultat débouche sur une augmentation massive du prix pavé par les consommateurs. l'augmentation des émissions de CO, par MWh produit en Europe, l'enrichissement de quelques développeurs d'éoliennes.

La présentation de ce papier est disponible sur le site web de la CEEM.

Cédric Clastres (EDDEN-PACTE, Université Grenoble) a effectué, pour sa part, une présentation sur *An Analytical Approach for Demand Activation with Demand Response Mechanism.*

The aim of the paper is to demonstrate analytically under what conditions activating elasticity of demand of consumers could be beneficial for the social welfare. It has added to the literature on analyzing the use of price signals in eliciting demand response by an analytical approach. We develop so an analytical Nash model to quantify the effect of implementing demand response, via price signals, on social welfare and energy exchanges. A prior results show that the trade-off between producing locally and exporting energy depends on the opportunity cost of the energy and the global efficiency of the generation technology. The novelty of this research is the demonstration of the existence of an optimal region of price signal for which demand response leads to increase the social welfare. This optimality region is negatively correlated to the degree of competitiveness of the generation technologies and to the market size of the system. We show also that when we only consider the impact in term of consumers' surplus, more aggressive DR could be adopted. The intensity of DR program is however negatively correlated to the degree of the elasticity of demand. (Co-authored with *Haikel Khalfallah*).

La présentation correspondante est disponible en anglais sur le site Web de la CEEM

D. 21ème session intitulée « L'efficience des actions de maîtrise de l'énergie »

Mercredi 15 Avril 2015, de 16h30 à 18h30, Université Paris-Dauphine

Ce séminaire comprenait deux présentations, l'une sur l'analyse des effets de la labellisation des véhicules et du système de bonus-malus entre 2003 et 2008, l'autre sur le risque moral associé aux travaux de rénovation thermique des logements et sur les façons de le contourner.

Le séminaire a eu lieu en Anglais exclusivement. Les présentations effectuées sont résumées ci-dessous et disponibles sur le site web de la CEEM.

Isis Durrmeyer, CREST

Disentangling Sources of Vehicle Emissions Reduction in France: Analysis of the Effects of Energy Labels and Feebate on 2003-2008

In this paper, we investigate whether French consumers have modified their preferences towards environmentally-friendly vehicles between 2003 and 2008 with the obligation of indicating energy labels by the end of 2005 and then the label based on CO_2 emissions of new vehicles in 2008. Our results show that there has been a shift in preferences towards low-emitting cars.

We also stress a large heterogeneity in the evolution of preferences between consumers. Our results suggest that such policies have been efficient tools to shift consumers' utility towards environmentally-friendly goods, the shift in preferences accounting for 20% of the overall decrease in average ${\rm CO}_2$ emissions of new cars on the period.

(Working Paper CREST en cours de soumission, co-écrit avec **Xavier D'Haultfoeuille** - CREST, et **Philippe Février** - CREST)

Louis-Gaëtan Giraudet, ENPC & CIRED Double Moral Hazard and the Energy Efficiency Gap in the Home Energy Retrofit Market

We investigate how moral hazard problems can sub-optimal cause investment in energy efficiency, a phenomenon known as the energy efficiency gap. We focus on contexts where both the seller and the buyer of an energy savings technology can take hidden actions. As a result, neither energy efficiency nor energy savings are contractible. We formalize the double moral hazard problem and discuss how it can help rationalize the energy efficiency gap. We then compare two policy instruments: minimum quality standards and energy-savings insurance. Using a stylized model of the U.S. retrofit industry, we found that for a large range of market environments, a minimum standard tends to outperform an energy-savings insurance. We also show that the welfare gains from undoing the double moral hazard are substantially larger than those from internalizing carbon dioxide externalities associated with underlying energy use.

(Working Paper Haas Institute of Berkeley University co-écrit avec **Sebastien Houde,** University of Maryland).

E. 22ème session, intitulée « L'économie de la transition énergétique dans le secteur électrique »

Mercredi 06 Mai 2015, de 16h30 à 18h30, École Mines Paris Tech

Deux présentations ont eu lieu au cours de cette séance :

Christian von Hirschhausen, (Professor of Economics – TU Berlin University of Technology)

Germany on its Way to Paris COP21 – Recent Developments and Future Strategy of Decarbonizing the German Electricity Sector.

Marc Bussieras (Directeur du pôle Économie, Direction Stratégie et Prospective, EDF)

Comparison of two contrasted energy transition policies in the EU: the British case vs the German case

Ces travaux sont accessibles sur le site web de la CEEM.

F. 23ème session, intitulée "The Relationship between Oil Price and Macroeconomy"

Mercredi 10 Juin 2015, de 16h00 à 18h30, Université Paris-Dauphine

Deux présentations ont eu lieu au cours de ce séminaire. L'une, par Claudio Morana, (Professor, Biccoca University of Milano and Fondation Eni Enrico Mattei) portait sur la relation entre le prix du pétrole et les équilibres macroéconomiques, avec une emphase particulière accordée au rôle de la variabilité des prix du pétrole. La seconde présentation, par Veronica Acurio Vasconez (Chercheuse doctorante, Centre d'Économie de la Sorbonne (CES)) était consacrée à l'effet des chocs du prix du pétrole dans un modèle de croissance keynésien.

Le séminaire a eu lieu en Anglais exclusivement. Les présentations effectuées sont résumées ci-dessous et disponibles sur le site web de la CEEM.

Claudio Morana, Professor, Biccoca University of Milano and Fondation Eni Enrico Mattei The Oil Price-Macroeconomy Relationship since the Mid-1980s: A Global Perspective

In this presentation the oil pricemacroeconomic relationship investigated from a global perspective, by means of a large scale macrofinancial-econometric model. addition to real activity, fiscal and monetary policy responses and labor and financial markets are considered as well. We find that oil market shocks would have contributed to slowing down economic growth since the first Persian Gulf War episode. Among oil market shocks, supply side disturbances were the largest contributor to macrofinancial fluctuations, accounting for up to 12% of real activity variance. The latter shocks would have exercised recessionary effects during the first and second Persian Gulf War and 2008 oil price episodes; preferences, speculative and volatility shocks contribute also to exacerbate the recessionary episodes. As long as oil supply will keep expanding at a lower pace than required by demand conditions, a recessionary bias, determined by higher and more uncertain real oil prices, may then be expected to persist also in the near future.

Paper published in The Energy Journal (2013), Vol.34, n°3.

Veronica Acurio Vasconez,
Chercheuse doctorante, Centre
d'Économie de la Sorbonne (CES)
The Effects of Oil Price Shocks in a
Neo-Keynesian Framework with Capital
Accumulation

The economic implications of oil price shocks have been extensively studied since the 1970s'. But no dynamic stochastic general equilibrium model was available that captures two wellknown stylized facts: 1) the stagflationary impact of an oil price shock, and 2) the influence of the energy productivity of capital on the depth and length of this impact. We build, estimate and simulate a neo-keynesian model with capital accumulation, which takes the case of an economy where oil is imported from abroad, and where these stylized facts can be accounted for. Moreover, the Bayesian estimation of the model on the US economy (1984-2007) suggests that the output elasticity of oil might have been above 10%, stressing the role of oil use in US growth at this time. Finally, our simulations confirm that an increase in energy efficiency significantly attenuates the effects of an oil shock -apossible explanation of why the third oil shock (1999-2008) did not have the same macro-economic impact as the first two ones.

Published in the CES Working Paper 2014.99, co-authored with **Gaël Giraud**, and **Florent Mc Isaac**.

G. 24ème session, intitulée « L'efficience économique du développement des gaz de schiste »

Mercredi 7 Octobre 2015, de 16h30 à 18h30, École Mines Paris Tech

Les résultats du séminaire sont résumés ci-dessous. Le séminaire a eu lieu en Anglais exclusivement.

Katheline Schubert, Professeur à l'Université Paris 1, Paris School of Economics

Should we Extract the European Shale Gas?The Effect of Climate and Financial Constraints

This presentation was made in English. It is summarised below and available for downloading on the CEEM Website.

In the context of the deep contrast between the shale gas boom in the United States and the recent ban by France of shale gas exploration, this paper explores whether climate policy justifies developing more shale gas, taking into account environmental damages, both local and global, and addresses the question of a potential arbitrage between shale gas development and the transition to clean energy. We construct a Hotelling-like model where electricity may be produced by three perfectly substitutable sources: an abundant dirty resource (coal), a nonrenewable less polluting resource (shale gas), and an abundant clean resource (solar). The resources differ by their carbon contents and their unit costs. Fixed costs must be paid for shale gas exploration, and before solar production begins. Climate policy takes the form of a ceiling on atmospheric carbon concentration. We show that at the optimum tightening climate policy always leads to bringing forward the transition to clean energy. To address the question of the arbitrage between shale gas development and the transition to clean energy, we assume that the social planner has to comply with the climate constraint without increasing

energy expenditures. We show that when the price elasticity of electricity demand is low, a binding financial constraint leads to an overinvestment in shale gas and postpones the switch to the clean backstop. We calibrate the model for Europe and determine whether shale gas should be extracted, depending on the magnitude of the local damages.

The corresponding Working Paper PSE n°2015-50 (co-écrit avec **Fanny Henriet,** PSE) is available on the Website of Paris School of Economics

Aurélien Saussay, Économiste à l'OFCE Can the US Shale Gas Revolution Be Duplicated in Europe?

The possible existence of large shale deposits in Europe has fostered speculation on whether the US shale revolution. and its accompanying macroeconomic impacts. could duplicated in Europe. However, a number of uncertainties, notably geological, technological and regulatory, make this possibility unclear. We present a technoeconomic model to analyze the main determinants of the profitability of shale wells and plays. We calibrate our model using production data from the leading American shale players. We estimate three shale gas production scenarios exploring different sets of geological and technical hypotheses for the largest potential holder of shale gas deposits in Europe, France. Even considering that the geology of the potential French shale deposits is favorable to commercial extraction, we find that under assumptions calibrated on U.S. production data, natural gas could be produced at a high breakeven price, but over a 45 years' timeframe would have a net present value of around 1% of 2012 French GDP. However, the specificities of the European context could increase drilling costs and further decrease this low profitability. In absence of extreme well productivity, it appears very difficult for shale gas extraction to have an impact on European energy markets comparable to the US one

This presentation is available for downloading on the CEEM Website. The corresponding Working paper, OFCE n° 2015-10, Avril 2015, is available on the Website of Paris School of Economics.

H. 25ème session, intitulée « Les modes de recyclage d'une taxe climat-énergie : entre efficacité et équité »

Mercredi 18 Novembre 2015, de 16h30 à 18h30, Université Paris-Dauphine

Un résumé de chaque présentation effectuée est exposé ci-après.

Frédéric Gonand, Professeur associé, Université Paris-Dauphine Fostering Renewables and Recycling a Carbon Tax: Joint Aggregate and Intergenerational Redistributive Effects

The paper assesses and compares the difference of effects on growth and intertemporal welfare of carbon tax and renewables promotion policies. It relies on a computable general equilibrium model with overlapping generations. The main result is that an increasing share of renewables in the energy mix and a fully recycled carbon tax have opposite (though limited) impacts on activity and individuals' intertemporal welfare in the long run. The recycling of a carbon tax fosters consumption and labour supply. and thus growth and welfare, whereas an increasing share of renewables does not. Results also suggest that a higher share of renewables and a recycled carbon tax trigger intergenerational redistributive effects, with the former being relatively detrimental for young generations and the latter being pro-youth. The policy implication is that a social planner could usefully contemplate the joint implementation of higher quantitative targets for the future development of renewables and a carbon tax fully recycled through lower proportional taxes. (Working Paper Chaire Climat (CEC) n° 2014-08).

Le texte correspondant à cette présentation est disponible en Anglais et a été publié sur le site web de la CEEM.

Emmanuel Combet, Chercheur postdoctorant, Centre International de recherche sur l'environnement et le développement

La fiscalité carbone-énergie au risque des enjeux d'équité

Cette présentation a pour objectif de montrer comment l'effet socialement régressif d'une fiscalité carbone est lié à l'usage qui est fait du produit de la taxe. On insiste d'abord sur l'écart entre leur impact immédiatement percu et leur impact ultime. L'impact réel d'une fiscalité carbone énergie sur la pauvreté et les inégalités n'est pas mécaniquement déterminé par le poids initial du budget- énergies et par les marges de manœuvre dont disposent les ménages pour le réduire. Cet impact dépend aussi largement du choix d'usage des recettes de la taxe et des effets macroéconomiques induits par l'ensemble. À partir d'un cadre de modélisation hybride en équilibre général avec un raffinement de la représentation des groupes de consommateurs par niveau de revenus, on évalue les performances de long terme de plusieurs dispositifs de recyclage des recettes, sur la base de leurs effets macroéconomiques (croissance et emploi) et redistributifs. On compare cinq dispositifs de recyclage (remboursement de la dette publique, baisses des cotisations sociales. allocation universelle ou restreinte. crédit d'impôt généralisé) aux résultats différenciés pour laisser le choix d'arbitrer aux politiques.

(Article paru dans la Revue Française d'Économie vol.25, n°2, co-écrit avec **F. Chersi** et **JC Hourcade**).

Les grandes lignes de cette présentation sont disponibles sur le site web de la CEEM.

I. 26ème session, intitulée « L'irruption des renouvelables intermittentes dans les mix électriques : entre marché et politiques »

Mercredi 16 Décembre 2015, de 16h30 à 18h30, École Mines Paris Tech

Le séminaire a eu lieu en Anglais exclusivement. Les présentations effectuées sont résumées ci-dessous et disponibles sur le site web de la CEEM.

Stefan Ambec, Directeur de Recherche INRA, chercheur à l'IDEI Toulouse *Decarbonizing Electricity Generation with Intermittent Sources of Energy*

We examine the impact of public policies that aim to decarbonate electricity production by substituting fossil fuel energy with renewable sources that are intermittent such as wind or solar power. We consider a model of energy investment and production with two sources of energy: a clean intermittent one (e.g. wind), and a polluting reliable one (e.g. coal). We first characterize the first-best energy mix and its decentralization with Pigouvian а tax. Next we introduce several policy instruments. A carbon tax decreases electricity production while, at the same time, it increases investment in wind power. The tax may increase total production capacity since the retailing price of electricity does not depend on energy availability, windmill capacity must be backed-up with thermal power plants. Renewable portfolio standards (RES) and feed-in tariffs (FIT) enhance investment into intermittent sources of energy. However, they both might boost electricity production beyond the efficient level, in which case they must be complemented with a tax on electricity consumption. Lastly, we consider the case of a monopoly thermal power producer. We show that the introduction a competitive fringe of wind power producers makes the thermal power producer reduces further production

capacity which increases electricity price. Two instruments are needed to implement the first-best: a price cap and a tax on fossil fuel

TSE Working Paper, n° 15-603, September 2015, co-écrit avec **Claude Crampes**

Julien Jacqmin, HEC Management School / University of Liege, chercheur associé au LAMETA, Montpellier Non-Renewable and Intermittent Renewable Energy Sources: Friends and Foes?

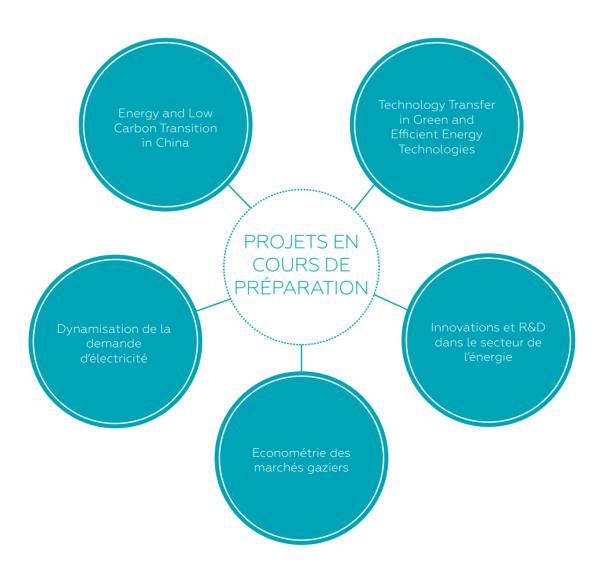
This paper studies the links between renewable and non-renewable intermittent energy sources in the production of electricity. More precisely, we argue that the relationship between the natural gas price and capacity investments in solar and wind power energy is far from univocal. We find that this relationship is not linear but is better represented by a bell-shaped curve. Hence, for relatively low gas price, the two modes of production are substitutable. After a price threshold is reached, the two are complementary. A theoretical model explains this as the trade-off resulting from two forces: the input price differential of these two modes of production and the risks related to the unpredictable nature of the intermittence of renewable energies. Using U.S. state level data from 1998 to 2012, we find that this relationship robust to various empirical specifications.

Working Paper LAMETA n° 2014-09, co-écrit avec **Edmond Baranes** et **Jean-Christophe Poudou**

Séances en projet pour le premier semestre 2016

27ème séance, intitulée « L'entrée de l'éolien dans les marchés électriques », Mercredi 13 Janvier 2016, de 16h30 à 18h30, Université Paris-Dauphine (Salle D)

Thomas-Olivier Léautier (TSE), Do Costs Fall Faster than Revenues? Dynamics of Renewables Entry into Electricity Markets Marie Petitet (CEEM Doctoral student), Carbon Price instead of Support Schemes: Wind Power Investments by the Electricity Market



IV- Agenda CEEM 2016

Les conférences scientifiques

Conférence sur Energy, the Market and the Law: A European Dialogue between Economists and Lawyers

Mardi 12 Janvier 2016, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron

Conférence sur La tarification des réseaux électriques : Comment envoyer les bons signaux économiques pour la transition énergétique ?

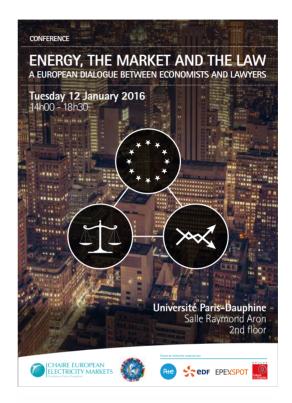
Conférence organisée par l'Association des Économistes de l'Énergie (AEE) en coopération avec le CGEMP, la Chaire European Electricity Markets (CEEM) et la Chaire Gouvernance et Régulation de l'Université Paris Dauphine, Jeudi 28 janvier 2016, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron

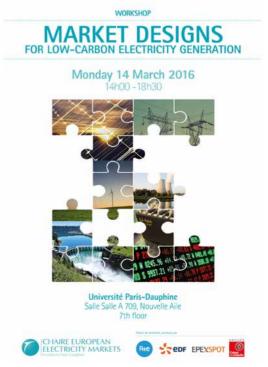
Colloque sur Electricity Market Designs for Low Carbon Technologies

Lundi 14 Mars 2016, Université Paris-Dauphine, Salle A 709 (Nouvelle Aile, 7ème étage)

Projet de conférence sur les véhicules électriques

14 Juin 2016, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron





49

Les séminaires de recherche internes

Power Markets with High Share of Variable Renewables: Analytical Tools for Studying Efficient Adaptations Mardi 12 Avril 2016, Université Paris-Dauphine, Salle A 709 (Nouvelle Aile, 7ème étage)

Smart Grids and Flexibility Provision: Which Specific Value of Flexibility Services by Decentralised Demand-Response Products in Active Distribution Grids?

23 Juin 2016, Université Paris-Dauphine, Salle A 709 (Nouvelle Aile, 7ème étage)

Les Séminaires de Recherches en Économie de l'Énergie de Paris-Sciences-Lettres

27ème séance intitulée « l'entrée de l'éolien dans les marchés électriques » Mercredi 13 Janvier 2016, de 16h30 à 18h30, Université Paris-Dauphine (Amphi 5, 2nd Floor): Présentation de Thomas-Olivier Léautier (TSE) sur Do Costs Fall Faster than Revenues? Dynamics of Renewables Entry into Electricity Markets et Marie Petitet (CEEM Doctoral student), Carbon Price instead of Support Schemes: Wind Power Investments by the Electricity Market



PLUS D'INFORMATIONS SUR LA CEEM

Site web CEEM

http://www.ceem-dauphine.org/home/fr

Il permet la diffusion et la coordination des activités de la CEEM et des différents projets de recherche CEEM. L'accès sécurisé « Membres » contient plusieurs travaux de recherche et les présentations des séminaires internes de recherche CEEM. Plusieurs working papers sont en ligne selon un modèle unique et propre à la CEEM:

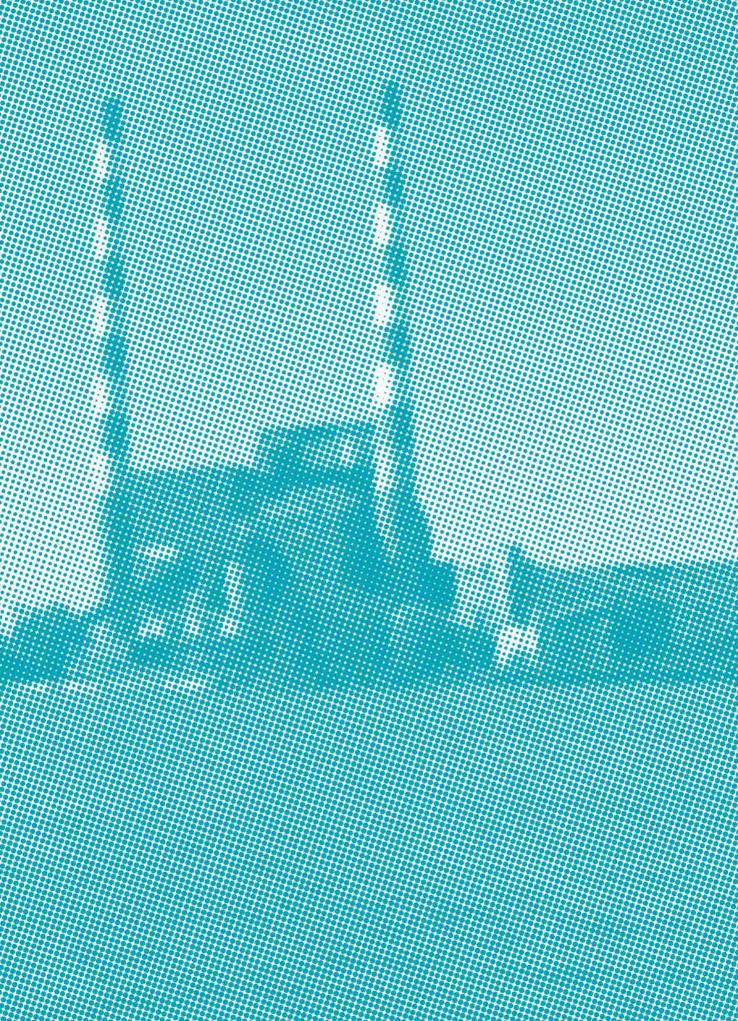
http://www.ceem-dauphine.org/working/fr

Tous les slides des séminaires passés sont mis en ligne, et téléchargeables.

Réseaux sociaux

Retrouvez également la CEEM sur LinkedIn:

http://fr.linkedin.com/pub/ceem-universit%C3%A9-parisdauphine/87/10b/554



ANNEXE

Focus on the conference "Elements of a New Target Model for European Electricity Markets: Towards a Sustainable Division of Labour between Regulation and Market Coordination"



Objectif de la conférence

Trente années de libéralisation des marchés de l'électricité ont abouti à des résultats mitigés. Malgré des gains d'efficacité et une meilleure utilisation des ressources, les marchés de l'électricité, dans leur forme actuelle, ont échoué à convaincre qu'ils peuvent procurer des résultats supérieurs à ceux des systèmes régulés en termes d'investissement, sécurité d'approvisionnement et bilan environnemental. Parallèlement, les technologies et les comportements évoluent rapidement. Accompagnant ces évolutions, une profusion de travaux de recherche académique et appliquée ont accru la compréhension de chaque phénomène isolément, mais l'on manque toujours d'un modèle cohérent et consensuel pour les futurs systèmes électriques européens, un Nouveau Modèle Cible. La présente conférence internationale vise à assembler les résultats des recherches récentes susceptibles de composer les pièces d'un Nouveau Modèle Cible pour les marchés européens de l'électricité dans un avenir proche.

Le besoin d'un Nouveau Modèle Cible émerge car les marchés «énergie seule» apparaissent incapables de conduire aux niveaux souhaitables de capacité installée et de réduction des émissions de gaz à effet de serre à travers la généralisation d'équipements bas carbone, même lorsqu'un prix du carbone existe. Aux



niveaux actuels d'élasticité de la demande, le calage des prix sur les coûts marginaux de court terme ne permettra ni aux nouveaux équipements de recouvrer leurs coûts fixes, ni le déclenchement des investissements dans les différents types de capacité aux niveaux requis pour éviter des réductions significatives dans la disponibilité et la sécurité de l'alimentation électrique. Cette difficulté structurelle a été aggravée par l'injection d'électricité de source renouvelable à un coût marginal de court terme nul, provoquant une chute dramatique du prix sur les marchés à terme et du taux d'utilisation des centrales conventionnelles. La rémunération de ces producteurs a certes augmenté comme prévu pour leurs apports en flexibilité journalière, équilibrage et ajustement, grâce aux nouveaux mécanismes de capacité, mais pas suffisamment pour compenser leurs pertes de revenus sur les marchés à terme. L'amélioration des outils de négoce pour les services de flexibilité et la mise en œuvre de mécanismes de capacité font l'objet d'une intense recherche. Handicapés par une volatilité intrinsèque, ils pourraient cependant se révéler inaptes à susciter les niveaux souhaitables d'investissement. La méthode actuellement retenue pour

l'établissement d'un prix du carbone a également démontré son incapacité à stimuler l'investissement dans des technologies bas carbone à coûts fixes élevés.

De ce fait, un nombre croissant d'experts estiment qu'il pourrait être nécessaire d'abandonner le principe d'un prix des marchés à terme basé sur le coût marginal et d'opérer un virage radical, en envisageant des dispositifs de long terme, qui garantiraient des revenus constants et seraient placés sous l'égide d'une agence publique, d'un régulateur indépendant ou d'un opérateur de système. De tels dispositifs, et tout spécialement les appels d'offres pour des contrats à long terme offrant une rémunération au coût moyen, paraissent bien adaptés aux technologies très capitalistiques, parmi lesquelles figurent les technologies bas carbone comme les énergies renouvelables, l'hydroélectricité ou l'énergie nucléaire. Ces dispositifs seraient complétés par une coordination visant le court terme, décentralisée, sur des marchés concurrentiels qui organiseraient le dispatching au moindre coût ainsi que les services système et les services de flexibilité.

De cette vision générale concernant un Nouveau Modèle Cible surgit immédiatement une série de questions qui appellent d'intenses recherches et études avant qu'une restructuration profonde des marchés européens de l'électricité puisse être sérieusement proposée:

Au sujet de tout mécanisme visant un niveau adéquat assurer d'investissement et de capacité, le questionnement est le suivant : Quelle devrait être la procédure de planification évaluant les besoins en investissements. au regard des incertitudes internes et externes ainsi que des effets endogènes dynamiques ? Il sera également nécessaire de mettre au point des outils de modélisation, des critères de résultat et des aménagements institutionnels. Au sujet de la modélisation, les approches en termes d'optimisation dynamique avec ou sans électricité issue de sources renouvelables, de formation des prix en situation d'incertitude sur les marchés de flexibilité à court terme, ou d'optimisation des réseaux, soulèvent toutes des questions nouvelles et intéressantes pour la recherche.

Quelle est la structure optimale des contrats de long terme concernant la capacité et l'énergie ? Les procédures d'appel d'offres doivent-elles être neutres au regard de la technologie et inclure un prix implicite du carbone ou être prescriptives sur les choix technologiques ? Les nouveaux mécanismes financiers peuvent-ils se concilier avec (a) les instruments actuels de soutien, tels que les tarifs d'achat garantis (FiT) ou les contrats pour différence (CfD), et (b) le fonctionnement des marchés pourvoyant aux services système et aux services de flexibilité? Quel cocktail d'instruments basés sur les prix (taxe carbone), les objectifs quantitatifs (ETS) ou le soutien ciblé en faveur des énergies renouvelables et de l'énergie nucléaire peut-il se combiner au mieux avec un dispositif de long terme relatif à la capacité afin d'obtenir des réductions d'émissions dans le système électrique à des coûts socialement acceptables?



L'arrivée de larges volumes d'énergies renouvelables perturbe le fonctionnement des marchés et accroit le besoin en services de flexibilité. Comment peut-on conjuguer la valeur sociale et la valeur privée de l'appoint en flexibilité ? Sur quels concepts reposeraient des marchés efficaces pour les livraisons infra journalières, la réserve et l'équilibrage ? Quelles seraient les conditions susceptibles de rendre les recettes issues de la vente de service de flexibilité suffisantes pour déclencher des investissements dans des ressources flexibles, en stockage, effacement de la demande et turbines à gaz?

Comment faut-il traiter les besoins accrus en transport ou distribution engendrés par les sources renouvelables d'électricité ? Ouelle est la bonne méthode pour établir le niveau social optimal de capacité des réseaux et des interconnexions? Dans quelle limite peut-on organiser le partage des coûts par la localisation de la production au travers de tarifs de réseau uniformes, zonaux ou nodaux ? Dans quelle limite des règles prévoyant l'écrêtement de la production éolienne ou solaire lors de périodes de surproduction seront-elles incluses dans l'optimisation du système? Le besoin d'une planification actualisée des réseaux de transport demeure aigu. Cependant, la théorie ne suit pas encore les évolutions techniques, structurelles et comportementales qui modifient le cadre servant à déterminer les capacités optimales et l'allocation efficace des coûts pour les réseaux de transport et distribution.

Quelle est la bonne structure tarifaire à appliquer au consommateur final pour financer à la fois les coûts fixes et variables de la capacité, l'énergie et les services système procurés par les GRT et GRD ? Que devront payer les futurs «consommateurs» pour la fonction d'assurance rendue par leurs réseaux ? Existe-t-il encore un rôle pour des tarifs résidentiels, ou la compétition entre fournisseurs de services énergétiques sera-t-elle capable de fusionner les

coûts de production et acheminement dans la facture des consommateurs ? Comment la gestion de la demande pourrait-elle être correctement prise en compte dans le fonctionnement du système?

Aucune conférence isolée ne pourrait répondre à toutes ou même à une maiorité de ces auestions. aui constituent en elles-mêmes un sousensemble des problématiques entourant un Nouveau Modèle Cible. Néanmoins, la conférence des 8 et 9 Juillet 2015 visait à constituer une composante d'un processus dynamique, dans lequel le cadre théorique d'une troisième voie, entre la planification centralisée et le repos sur le marché gagnera en complétude, profondeur et solidité.



Organisation

Après l'allocution introductive, l'atelier s'organisait en cinq sessions réparties sur une journée et demie. Les organisateurs ont retenu les contributions présentées à chacune de ces cinq sessions. La CEEM a pris en charge les frais de participation pour les auteurs sélectionnés. Une table ronde finale a identifié les éléments de progrès vers un futur Modèle Cible 2.0 pour les marchés de l'électricité de l'UE et les éventuelles barrières constituées par les législations relatives aux restrictions de concurrence et aux aides d'État.



Organisateurs et Comité de Sélection

Jan Horst Keppler (Université Paris-Dauphine and CEEM), Dominique Finon (CEEM and CIRED-CNRS), Fabien Roques (Compass Lexecon and CEEM), Manuel Baritaud (Agence Internationale de l'Energie - AIE)

Pour la synthèse complète de la conférence ainsi que le programme, le résumé et les présentations effectuées, consulter le site web de la CEEM à travers le lien suivant :

http://www.ceem-dauphine.org/agenda/en/c289c388e4079c7755735d52346d5dadf0d11dec

Project of a Special Section "Towards a new market regime in low carbon power sector" in Energy Policy (JEPO)

Jan Horst Keppler (Scientific Director-CEEM, Université Paris-Dauphine) and Dominique Finon (Scientific Advisor - CEEM, and CIRED-CNRS): Background and Objectives of the Conference: "Elements of a New Target Model for European Electricity Markets", and the 5 following selected papers:

- 1. David Newbery (Research Director-Cambridge Electricity Policy Research Group, and Research Fellow-Imperial College London): "UK Electricity Market Reform: Intelligent Market Decarbonisation or Back to Central Planning?"
- 2. Fabien Roques (Senior Vice President at Compass Lexecon and Associate Professor, Université Paris-Dauphine) and Dominique Finon (Scientific Advisor CEEM, and CIRED-CNRS): "Key Questions of the Restructuring of Electricity Markets with Respect to Decarbonisation Objectives, Risk Management, Long-Term Coordination and Redistribution"
- 3. Miguel Vasquez (Professor of Economics, Universidade Federal Fluminense, Brazil) et alii : "Electricity Auctions with Integer Decisions"
- 4. Andreas Erhenmann (ENGIE), Gauthier de Maere (ENGIE) and Yves Smeers (Université catholique de Louvain): "Investment and Early Retirement with Incomplete Markets for Risk: the Need for Long-Term Contracts"
- 5. Jan Horst Keppler (Scientific Director-CEEM, Université Paris-Dauphine): "First Principles, Market Failures and Endogenous Obsolescence: the Dynamic Approach to Capacity Mechanisms"





Université Paris-Dauphine

Place du Maréchal de Lattre de Tassigny 75775 Paris Cedex 16

Fatoumata Diallo, Coordinatrice de la CEEM

Email: fatoumata.diallo@fondation-dauphine.fr Tél.: +33(1)44.05.45.54

www.ceem-dauphine.org