CHAIRE EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS
Fondation Paris-Dauphine

RAPPORT D'ACTIVITÉS 2014

DAUPHINE
UNIVERSITÉ PARIS

Chaire de recherche soutenue par

Rte · EDF · EPEXSPOT EUROPEAN POWER EXCHANGE · UFE Union Française de l'Électricité

SOMMAIRE

Avant-propos de Jan Horst Keppler, Directeur scientifique de la CEEM - 2014 - Année électrique, année active.. 4

Partie 1 : Présentation de la Chaire European Electricity Markets 6

Partie 2 : La gouvernance de la CEEM 8
I. Comité de pilotage 8
II. Conseil scientifique 9
III. Comité de suivi 11
IV. Chercheurs de la CEEM 11
V. Comité de validation 12

Partie 3 : La production scientifique 13
I. Les Working Papers 13
II. Les publications dans des revues à comité de lecture 16

Partie 4 : Les conférences scientifiques 17
I. Conférence sur Quels modèles économiques et outils de régulation pour les smart grids ? 17
II. Seminar with John E. Parsons (MIT), A Dynamic Model for Risk Pricing in Generation Investments 17
III. Seminar around The European Electricity System in Crisis: the Ways Forward 18
IV. Workshop on Electricity Price Forecasting 18
V. Workshop on Drifting Apart: Costs, Prices and Tariffs in EU Electricity Markets 19
VI. Workshop on Changing Renewables Support in the EU Electricity Markets 20
VII. Conference on Investing in European Electricity Markets Today: Challenges and Opportunities 20

Partie 5 : Les séminaires de recherche internes 22
I. La modélisation des marchés électriques en system dynamics 22
II. L'économétrie des marchés électriques en vue de la prévision court terme 22
III. Modéliser l'intégration du stockage électrique dans les marchés électriques 22
IV. La participation des capacités étrangères aux mécanismes de capacité dans l'UE: conditions et justifications 23
V. Do we Need Sub-National Bidding Zones in EU Electricity Markets ? 23

Partie 6 : Les séminaires de recherches en économie de l'énergie de Paris-Sciences-Lettres 24
I. 9ème séance : L'analyse des déterminants de l'évolution des coûts du nucléaire 24
II. 10ème séance: Towards a Better Integration of European Gas Markets 25
III. 11ème séance: Redistribution Effects of Energy Transition Policy 25
IV. 12ème séance : Marché de commodités énergétiques : analyse de risque et stratégies de couverture sur les marchés dérivés 26
V. 13ème séance: Energy Efficiency Gap with Rebound Effect: what Does Econometric Analysis Tell us? 26
VI. 14ème séance: Nuclear New Build: what Costs? 27
VII. 15ème séance : La concurrence oligopolistique dans le secteur de l'énergie 28
VIII. 16ème séance: Bridging the Efficiency Gap 28
IX. 17ème séance: Competition in the New EU Gas Markets 29

Partie 7 : Autres actualités 30

Partie 8 : Manifestations à venir 31

Partie 9 : Les thèses 32

Partie 10 : L'assistance de recherche 34

Plus d'informations sur la CEEM 34

Avant propos de Jan Horst Keppler, Directeur scientifique de la CEEM
2014 - Année électrique, année active

Pour les responsables du secteur électrique, il devient routinier de faire référence aux années qui se suivent comme des « années électriques » dans une industrie « sous tension ». Et pourtant, malgré leur emploi répété, ces épithètes restent parfaitement appropriées. 2014 fut à nouveau une année marquée par de nombreux défis et incertitudes sur les marchés européens de l'électricité. Regardons trois faits emblématiques dans les derniers mois de cette année :

- Fin septembre 2014, les neuf opérateurs de réseaux de transport de la zone Central Western Europe (CWE) décident de reporter l'introduction du *flow-based market coupling* sur demande d'Elia, l'opérateur belge qui s'attend à une « tension exceptionnelle » sur son réseau en hiver 2014/15.

- Le 30 novembre 2014, après avoir fait part d'une dépréciation d'actifs de € 4,5 milliards, l'utilité allemande E.ON annonce la séparation de ses activités dans les renouvelables, les réseaux et les services énergétiques, de ses activités dans la production conventionnelle et le trading.

- En décembre 2014, EDF reporte en 2015 sa décision d'investissement pour le projet de deux nouveaux réacteurs nucléaires à Hinkley Point (RU), ayant reçu le feu vert de la Commission européenne pour son contrat pour différence avec le gouvernement britannique.

Les impressions qui se dégagent de ce tableau sont deux : d'abord une grande prudence de tous les acteurs. Ensuite, on observe, et le cas d'E.ON en constitue l'exemple paradigmatique, la divergence des destins des filières prometteuses qui reçoivent des rémunérations garanties, et des filières conventionnelles, languissantes, qui sont obligées de se rémunérer sur le marché dérégulé.

Le scénario original pour 2014 aurait pourtant dû être tout autre. En 2012, le Commissaire à l'énergie Günther Oettinger avait annoncé avec une certaine solennité justement pour 2014, le parachèvement du marché unique d'électricité, pièce maîtresse de la politique énergétique européenne. 2014 étant passée, on n'en parle guère. Moins parce que l'achèvement du « target model » du marché unique se perd dans des bisbilles juridiques et administratives autour d'un corpus de « codes » harmonisés, plus parce que le marché électrique est en train de perdre de sa pertinence, car il n'est plus à même d'assurer une de ses fonctions centrales, celle d'assurer un équilibre à long terme entre offre et demande.

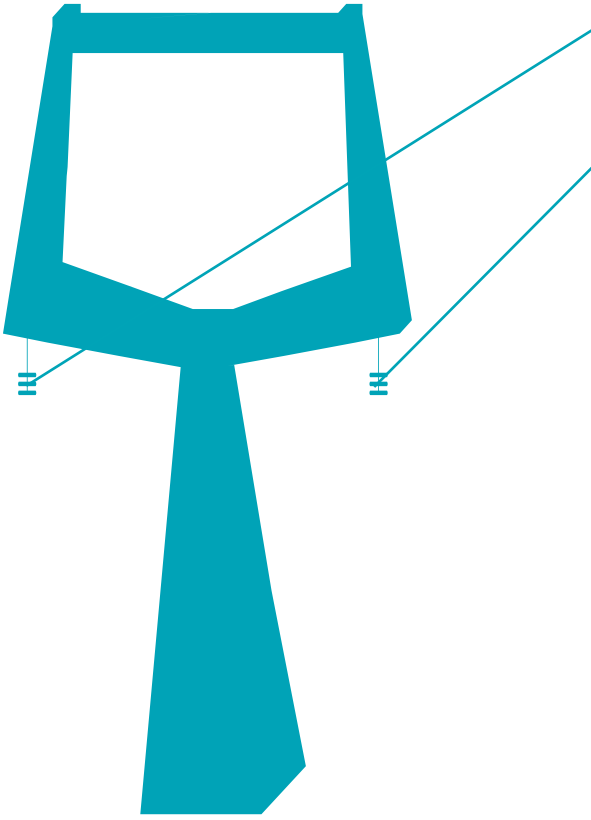
Si les marchés européens du *day-ahead* et du court terme continuent à organiser l'ordre de mérite de manière tout à fait satisfaisante, peu nombreux sont ceux qui croient encore que le marché *forward* puisse tout seul déclencher les investissements nécessaires pour assurer le haut niveau de sécurité d'approvisionnement auquel les consommateurs européens ont eu droit à s'habituer. Percée des énergies renouvelables intermittentes subventionnées, baisse de prix, mise sous cocon des centrales à gaz, atonie générale des investissements sauf dans des niches prometteuses telle la gestion de la demande... Si le constat sur les problèmes du secteur est maintenant largement partagé, la mise en place de nouvelles solutions n'est pas pour l'immédiat. La désorientation d'une grande partie des décideurs notamment politiques est palpable. Si la solution la plus innovatrice est de mettre les actifs assurant l'essentiel de l'équilibre offre-demande dans une sorte de *« bad bank »* électrique, le message est clair – le secteur électrique européen a perdu sa boussole.

Grandes interrogations, beaucoup de travail. Pour la Chaire European Electricity Markets (CEEM) de l'Université Paris-Dauphine, opérer dans une industrie qui cherche sa nouvelle configuration d'équilibre est d'autant une chance qu'un défi. Portée par le soutien de ses partenaires et une forte demande sociale et académique pour des débats et recherches dans le secteur de l'électricité, la CEEM a travaillé en 2014 sur tous les enjeux majeurs du secteur électrique – les prix, les capacités, la demande, les interconnexions, les smart grids, les investissements, les renouvelables…

Cette année, l'activité de la CEEM a été dense avec l'organisation de 7 grands workshops ou conférences, 5 séminaires de recherche internes, et sa participation dans 9 séminaires de recherches en économie de l'énergie de Paris-Sciences-Lettres (PSL). En parallèle, la CEEM est particulièrement fière de ses sept nouveaux Working Papers tous accessibles sur son site web (http://www.ceem-dauphine.org/working/fr) dont certains ont entamé le processus de publication dans des revues à comité de lecture. Avec le travail de ses doctorants, cette production scientifique constitue le propre de la CEEM.

C'est un bilan 2014 tout à fait satisfaisant et, continuer sur la trajectoire actuelle aurait toute sa légitimité. Pourtant, la CEEM s'est fixé pour 2015 un nouveau cap. Il s'agit d'avancer du constat et de l'analyse de la situation actuelle des marchés électriques au développement de propositions. La CEEM veut s'engager encore plus fortement dans la recherche de nouvelles structures de marché et mesures d'incitation qui promettraient un équilibre économiquement plus soutenable avec plus de visibilité et moins d'incertitudes pour producteurs et consommateurs. La CEEM a déjà commencé la préparation d'une grande conférence sur un « Target Model 2.0 » du secteur électrique prévue pour l'été 2015. Il est fort à parier que l'année qui commence sera également électrique, mais la CEEM et son équipe feront de leur mieux pour que cette énergie soit mise à bon usage.

Jan Horst Keppler
Directeur scientifique de la Chaire European
Electricity Markets



PARTIE 1

PRÉSENTATION DE LA CHAIRE EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS

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

La CEEM de l'Université Paris-Dauphine doit sa création au partenariat conclu entre l'Université Paris-Dauphine, la Fondation partenariale Paris-Dauphine et les quatre partenaires fondateurs, Réseau de Transport d'Electricité (RTE), Électricité de France (EDF), EPEX SPOT et Union Française d'Électricité (UFE).

Les chercheurs de la CEEM

- Marie Bessec, Chercheuse
- Régis Bourbonnais, Chercheur
- Mauricio Cepeda, 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, Doctorante
- Jan Horst Keppler, Directeur scientifique de la CEEM
- Yannick Le Pen, Chercheur
- Yuanjing Li, Doctorante
- Marie Petitet, Doctorante
- Thao Pham, Doctorante
- Sébastien Phan, Chercheur
- Fabien Roques, Chercheur
- María-Eugenia Sanin, Chercheuse
- Antoine Verrier, Doctorant
- Manuel Villavicencio, Doctorant
- Julie Hyun Jin YU, Doctorante

L'équipe

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.

Fatoumata Diallo, Coordinatrice de la CEEM

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.

Dominique Finon, Conseiller scientifique de la CEEM, est responsable de l'axe 2 de recherche CEEM : L'organisation, le changement structurel et la régulation des marchés électriques en Europe.

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.

PARTIE 2

LA GOUVERNANCE DE LA CEEM

I. Comité de pilotage

La CEEM est gouvernée par un comité de pilotage établi par 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 qui comprend les volets recherche, enseignement et valorisation, fixe et examine le budget annuel de la CEEM.

Les membres de ce comité sont :

- Jan Horst Keppler, Directeur scientifique de la CEEM et Président du Comité de pilotage
- Pierre Bornard, Directeur général délégué, Vice-Président du Directoire, RTE
- Thomas Veyrenc, Directeur du département Marchés, RTE
- Jean-Paul Bouttes, Directeur Stratégie Prospective, EDF
- Marc Bussieras, Directeur du pôle Économie, Direction Stratégie et Prospective, EDF
- Jean-François Conil-Lacoste, Directeur général, EPEX SPOT
- Jean-François Raux, Conseiller du Président, Délégué général, UFE
- Patrice Geoffron, Enseignant-chercheur à l'Université Paris-Dauphine
- Aline Desalinelles, Directrice de la Fondation partenariale Paris-Dauphine
- Jean-Arnold Vinois (sans droite de vote), Directeur honoraire de la Commission européenne et Conseiller spécial du Commissaire Oettinger
- Alfred Voss (sans droit de vote), Président du Conseil scientifique de la CEEM, et Institut for Energy Economics, University of Stuttgart
- Dominique Finon (Observateur), Conseiller scientifique de la CEEM

Réunion tenue le 24 mars 2014, de 15h00 à 17h00, à l'Université Paris-Dauphine (Espace One)

Y ont participé :
Jan Horst Keppler, Directeur scientifique de la CEEM et Président du Comité de pilotage
Thomas Veyrenc, Directeur du département Marchés, RTE
Silvano Domergue, Chef du Pôle Modèles de Marché et Études Économiques, RTE
Jonas Tornquist, Head of Economics and Regulation, EDF – Corporate Strategy
Jean-Jacques Nieuviaert, Conseiller Économie et Marché, UFE
Patrice Geoffron, Enseignant-chercheur à l'Université Paris-Dauphine
Aline de Salinelles, Directrice de la Fondation partenariale Paris-Dauphine, Université Paris-Dauphine
Jean-Arnold Vinois, Directeur honoraire à la Commission européenne et Conseiller spécial du Commissaire de l'énergie Günther Oettinger
Alfred Voss, Président du Conseil scientifique de la CEEM, Institut for Energy Economics, University of Stuttgart
Fatoumata Diallo, Coordinatrice de la CEEM, Université Paris-Dauphine

Le Directeur scientifique a présenté les activités de la CEEM sur la base du rapport annuel 2013, dont des copies furent remises aux membres du comité de pilotage (CdP). Il est ainsi revenu sur les séminaires et conférences ouverts au public, les séminaires internes, la recherche de doctorants ainsi que sur les publications et Working Papers de la CEEM. Les membres du CdP se sont félicités du dynamisme de la CEEM et ont souligné l'intérêt qu'ils portaient aux différents thèmes traités. Pour le futur, ils souhaiteraient que les sujets des séminaires soient davantage accentués sous un angle économique, sans influence importante de la vision politique. Également, ils voudraient d'une part que, la CEEM prenne davantage encore de doctorants, d'autre part qu'à terme, elle participe encore plus à des projets de recherche communs, éventuellement dans le cadre du programme européen. Le CdP a décidé d'accorder davantage de réflexion à cette idée et a demandé au Directeur scientifique d'explorer l'option d'une participation dans des projets européens. Concernant l'activité de l'axe 3, Patrice Geoffron a informé le comité de sa participation à un groupe de travail « Smart Grids France » dont l'objectif est de définir une feuille de route pour un cadre régulatoire s'appuyant sur les expériences croisées des démonstrateurs. De son côté, Jean-Arnold Vinois, Directeur honoraire à la Commission européenne au niveau de la direction générale de l'énergie et

Conseiller spécial du Commissaire à l'énergie Günther Oettinger, souhaiterait que la CEEM reconnaisse plus explicitement les travaux et le rôle constructif de la Commission européenne dans l'organisation des marchés européens de l'électricité. Le Directeur scientifique a assuré que la Commission est une interlocutrice importante de la CEEM, qui participe régulièrement aux séminaires de la CEEM. Il espère de pouvoir encore renforcer ces liens dans le futur. Enfin, le CdP a salué la participation à ses réunions du professeur Alfred Voss, Directeur de l'Institut for Energy Economics à l'Université de Stuttgart, en tant que Président du Conseil scientifique de la CEEM.

Réunion tenue le 8 octobre 2014, de 10h00-13h00, à l'Université Paris-Dauphine, Salle A 707 (7ème étage, Nouvelle Aile)

Étaient présents Jan Horst Keppler, Audrey Mahuet (Head of Market Design and Customer Relations, EPEX SPOT) qui a représenté Jean-François Conil-Lacoste (Directeur général, EPEX SPOT), et a également été dépositaire du vote de RTE, Marc Bussieras (EDF), Patrice Geoffron, Véronique Deborde (Directrice adjointe de la Fondation partenariale Paris-Dauphine), Jean-Arnold Vinois, Dominique Finon (observateur) et Fatoumata Diallo.

Le Directeur scientifique a présenté les activités de la CEEM sur la base du semi-bilan 2014, dont des copies furent remises aux membres du Comité de pilotage (CdP). Il est revenu sur les séminaires et conférences ouverts au public, les séminaires internes, la situation des doctorants ainsi que sur les publications et Working Papers de la CEEM. Il est également revenu sur le résultat de la réunion des chercheurs de la CEEM, tenue le 30 septembre 2014, de 15h00 à 17h00, à l'Université Paris-Dauphine (Salle Décanale). Il a informé le CdP que la CEEM envisageait d'embaucher deux assistants de recherche issus du Master Énergie-Finance et Carbone de l'Université Paris-Dauphine, pour un CDD, à compter du 1er novembre 2014 jusqu'au 31 mars 2015 pour développer deux nouveaux projets de recherche, d'une part les analyses coûts-bénéfices des montants optimaux d'interconnexions électriques entre les marchés européens principaux, mission qui serait remplie par Alexandre COQUENTIN (élève-stagiaire fonctionnaire à l'École Normale Supérieure de Cachan), d'autre part la préparation d'un «background paper» pour une conférence de la CEEM au printemps 2014 sur ce que nous appelons le «target model 2.0».

Les membres du CdP ont été invités à s'exprimer sur les différentes facettes du travail de la CEEM. Tout d'abord, le CdP a approuvé la proposition du Directeur scientifique d'admettre en son sein le Conseiller scientifique de la CEEM, Dominique Finon, en tant qu'observateur. S'agissant des diverses activités de la CEEM, les membres du comité ont exprimé leur satisfaction quant au dynamisme continu de la CEEM et aux thèmes abordés qui restent des sujets d'actualité majeurs et attractifs. Ils ont relevé que la CEEM a gagné en notoriété et en visibilité. Par ailleurs, EPEX SPOT a informé les membres du CdP qu'elle était prête à accueillir des doctorants CIFRE en son sein, en cas de besoin. Véronique Deborde, Directrice adjointe de la Fondation partenariale Paris-Dauphine, a informé les membres du CdP que la Fondation et l'Université Paris-Dauphine ont conclu un partenariat global avec la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC). Dans ce cadre, la CDC s'est montrée notamment intéressée par les thèmes CEEM proposés par le Directeur scientifique. Le dernier rapport d'activités de la CEEM, 2013, lui a été transmis pour en savoir un peu plus sur les travaux conduits. Les membres du CdP ont affirmé être ouverts à ce rapprochement avec la CDC s'il y a une convergence d'intérêts de sujets traités par la CDC et la CEEM. Ils ont souhaité une analyse approfondie des thèmes proposés et attendront le retour de Jan Horst Keppler sur l'avancement des discussions autour du projet. Pour finir, les membres du CdP ont approuvé les projets de manifestations futurs de la CEEM.
Jan Horst Keppler a participé à une discussion avec la CDC, le mardi 9 décembre 2014, autour des activités de la CEEM et des priorités de recherche de la CDC.

II. Conseil scientifique

Au-delà du comité de pilotage dont les conditions de création sont spécifiées dans la Convention de partenariat, la CEEM s'est dotée d'un conseil scientifique. Ce 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), Président du Conseil scientifique
- 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
• Anna Creti, Responsable de l'axe 1 de recherche de la CEEM
• Dominique Finon, Responsable de l'axe 2 de recherche CEEM
• Patrice Geoffron, Responsable de l'axe 3 de recherche CEEM

Le conseil a tenu une réunion le 24 mars 2014, de 10h00 à 12h00, à l'Université Paris-Dauphine (Espace One)

Y ont participé:
Alfred Voss, Institute for Energy Economics (University of Stuttgart)
Jan Horst Keppler, CEEM Scientific Director, Université Paris-Dauphine
William D'Haeseleer, University of Leuven Energy Institute
David Newbery, Electricity Policy Research Group (Cambridge University)
John Parsons, Centre for Energy and Environmental Policy Research (MIT)
Anna Creti, CEEM Research Axis 1 Director, Université Paris-Dauphine
Dominique Finon, CNRS Research Director, CEEM Research Axis 2 Director
Patrice Geoffron, CEEM Research Axis 3 Director, Université Paris-Dauphine
Fatoumata Diallo, CEEM Coordinator, Université Paris-Dauphine
Silvano Domergue, Director, Center for Market Models and Economic Studies, RTE
Jonas Tornquist, Head of Economics and Regulation, EDF – Corporate Strategy
Audrey Mahuet, Head of Market Design and Customer Relations, EPEX SPOT
Jean-Jacques Nieuviaert, Economy and Markets Advisor, UFE

Le Directeur scientifique a présenté les activités de la CEEM sur la base du Rapport annuel 2013 de la CEEM, dont des copies furent remises aux membres du conseil. Il est revenu sur les séminaires et conférences ouverts au public, les séminaires internes, la situation des doctorants ainsi que sur les publications et Working Papers de la CEEM. Il en a profité pour présenter l'activité croissante et dynamique du comité de validation de la CEEM dans le cadre du programme d'incitation à la recherche de la CEEM. Les membres du conseil ont été invités à s'exprimer sur les différentes facettes du travail de la CEEM, ainsi que sur les potentielles recherches à mener et développer dans les marchés européens de l'électricité. Dans des échanges très constructifs, le conseil a apporté ses expertise et recommandations. Les discussions ont porté sur la nature pluridimensionnelle de l'électricité qui demande une multitude de marchés et de systèmes d'incitations pour rémunérer chaque service de manière adéquate. Le conseil a considéré qu'un domaine de recherche important pour la CEEM qui découle de cette problématique est la bonne ligne de démarcation entre des solutions marchandes (market based) et des solutions administratives.

Dans ce contexte, le Conseil a proposé divers thèmes que la CEEM pourrait traiter :
1. Modèles pour un ensemble de marchés et/ou mesures d'incitations qui permettraient d'établir des rémunérations adéquates pour les différents types de services dans un système électrique intégré. Cette tâche pourrait explorer des questions clefs telles que: Les marchés électriques seront-ils tous seuls capables de donner tous les signaux nécessaires pour aboutir à des niveaux suffisants de sécurité d'approvisionnement et jusqu'à quel point un type de planification centralisé serait-il nécessaire ?
2. Mesures d'incitations propres à favoriser les investissements à long-terme dans les marchés électriques et les mécanismes de capacité.
3. Effacement, stockage de l'électricité, « smart grids » et leurs impacts probables sur le prix dans les marchés de l'énergie.

Également, le conseil s'est montré très intéressé par les Working Papers et publications de la CEEM. Il a fortement encouragé celle-ci non seulement de développer cette production scientifique, mais aussi de la rendre plus visible et accessible notamment aux jeunes chercheurs. Pour cela, il a émis deux recommandations :
1. Créer des statistiques telles que le nombre de téléchargements de chaque Working Paper ou publication;
2. Mettre en place des liens électroniques systématiques vers chaque Working Paper ou publication, tels que IRSSN, Research Gate, J-Store etc...

Pour finir, s'agissant des évènements organisés par la CEEM et des questions de partenariat et développement institutionnel de la CEEM, le conseil a souligné l'importance pour la Chaire d'encourager les interactions entre les doctorants de la CEEM et les institutions internationales telles que MIT et Cambridge, notamment par le biais d'un financement de courts séjours d'échanges autour des sujets de recherche entrant dans le cadre des axes de recherche de la CEEM. En outre, le Conseil a recommandé:
1. de développer et renforcer les collaborations entre les économistes et les ingénieurs dans les axes de recherche de la CEEM;
2. d'explorer les possibilités de collaboration avec d'autres institutions telles que l'École des Mines, l'University of Leuven ou l'University of Stuttgart.

III. Comité de suivi

Réunion tenue le 10 Février 2014, de 9h30-12h00, à l'Université Paris-Dauphine, salle Décanale, 5ème étage, C 518

Etaient présents :
Marc Bussieras, EDF
Anna Creti, Université Paris-Dauphine
Michel Cruciani, Université Paris-Dauphine
Fatoumata Diallo, Coordinatrice CEEM
Silvano Domergue, RTE
Dominique Finon, Conseiller scientifique CEEM
Patrice Geoffron, Université Paris-Dauphine
Jan Horst Keppler, Directeur scientifique CEEM
Audrey Mahuet, EPEX SPOT
Audrey Zermati, UFE
Philippe Vassilopoulos, EPEX SPOT

De manière générale, les participants se sont félicités du déroulement des manifestations organisées par la CEEM, tout en insistant sur la nécessité de mieux valoriser les résultats des workshops novateurs au niveau de la communication.

Le comité de suivi a pris acte de la nomination par le Directeur scientifique d'Anna Creti, professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine, en tant que responsable de l'axe de recherche 1 de la CEEM « Économétrie des prix de l'électricité ».

Le comité de suivi a également pris acte de l'intégration de Stéphane Goutte (Assistant Professor on Applied Mathematics and Economics - Université Paris 8) dans l'équipe des chercheurs CEEM.

IV. Chercheurs de la CEEM

Réunion des chercheurs de la CEEM, tenue le 30 septembre 2014, de 15h00 à 17h00, à l'Université Paris-Dauphine (Salle Décanale)

Les chercheurs des trois axes de recherche de la CEEM se sont réunis le 30 septembre 2014. Étaient présents : Anna Creti, Michel Cruciani, Guillaume Dezobry, Fatoumata Diallo, Dominique Finon, Patricia Van Horn Florin, Patrice Geoffron, Yuanjing Li, Jan Horst Keppler, Marie Petitet, Antoine Verrier, Manuel Villavicencio, Julie Hyun Jin Yu.

Information sur les activités de la CEEM avec la présentation du semi-bilan 2014 : le Directeur scientifique a présenté les activités de la CEEM sur la base du semi-bilan 2014, dont des copies furent remises aux chercheurs. Il est ainsi revenu sur les séminaires et conférences ouverts au public, les séminaires internes, la situation des doctorants ainsi que sur les publications et Working Papers de la CEEM.

Retour d'expériences sur les workshops : sur la question des manifestations organisées et ce, de manière constante, les chercheurs ont relevé que la CEEM aborde des thèmes qui restent des sujets d'actualité majeurs et attractifs. À cet égard, Jan Horst Keppler et Dominique Finon ont informé les chercheurs qu'ils sont régulièrement invités à des conférences pour s'exprimer au nom de la CEEM.

Fonctionnement de la CEEM : le Directeur scientifique a annoncé que Guillaume Dezobry, Maître de conférences en droit public à Amiens, avocat à la Cour, et expert du droit de l'énergie, a rejoint l'équipe des chercheurs CEEM. En raison de son expertise particulière sur les collectivités locales autour de toute la problématique du mécanisme de capacité et des projets smart grids, ce dernier est associé surtout à l'axe 3 de recherche CEEM « Transport, distribution et demande », dirigé par Patrice Geoffron. María-Eugenia Sanin, Maître de conférences en Sciences-Économiques depuis septembre 2014 à l'Université d´Evry Val d´Essonne, a rejoint l'équipe des chercheurs CEEM et est associée à l'axe 1 de recherche CEEM « Économétrie des prix de l'énergie » dirigé par Anna Creti. Ses projets de recherche les plus récents portent sur le marché électrique italien et le retour d´expérience de la régulation du secteur électrique au Brésil. Yuanjing Li a rejoint récemment la CEEM en tant que doctorante sous la direction d'Anna Creti. Elle est associée à l'axe 1 de recherche CEEM. En outre, Patrice Geoffron a informé les chercheurs que Cédric Clastres serait intéressé pour se rapprocher de la CEEM. Ce dernier est maître de conférences à l'Université Pierre Mendès-France (UFR d'Économie) depuis 2010. Ses recherches portent sur l'économie des industries de réseaux et les réglementations qui accompagnent la libéralisation des marchés énergétiques (gazier et électrique). Il travaille également sur les problématiques d'incitations au développement des énergies renouvelables, ainsi que sur les impacts de l'insertion de la production distribuée (sources renouvelables) dans les réseaux électriques notamment en termes de besoins en services systèmes.

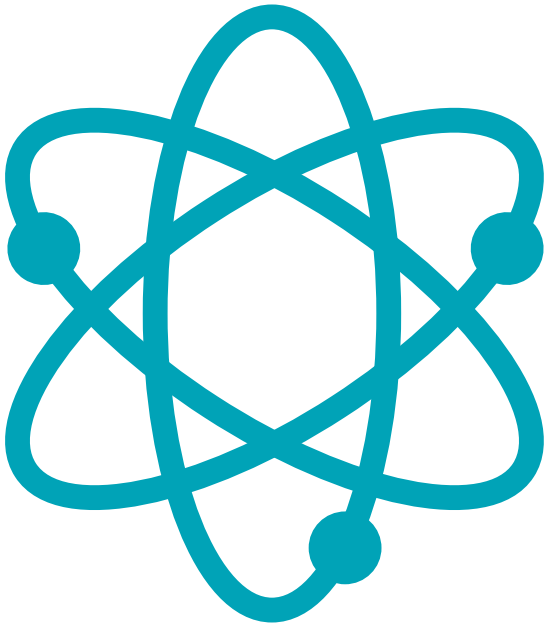
Réflexion autour du fonctionnement de la CEEM pour créer une communication dynamique entre doctorants et chercheurs : les doctorants de la CEEM se sont proposés d'organiser des rencontres, en cas de besoin, afin de se connaître et d'échanger sur leurs travaux de recherche. Ils sont intéressés pour se rapprocher des doctorants de la Chaire Économie du climat de Christian Deperthuis.

V. Comité de validation

Le comité de validation de la CEEM est chargé d'analyser, de commenter et le cas échéant, d'approuver les articles qui lui sont soumis dans le cadre du programme d'incitation à la recherche de la CEEM, conformément à l'esprit et aux objectifs de la CEEM. C'est un travail qui demande un investissement considérable de la part des membres de ce comité et la CEEM est très reconnaissante pour cette contribution à son fonctionnement au quotidien. La CEEM et son comité de validation encouragent fortement les chercheurs de la Chaire à prendre avantage du programme d'incitation à la recherche. Au cours de l'année 2014, les membres du comité ont été sollicités pour répondre aux propositions du Directeur scientifique de la CEEM d'intégrer plusieurs articles rédigés par des chercheurs dans la production de recherche de la CEEM. Tous les papiers présentés, au nombre de 7, ont reçu l'approbation du comité saisi et ont été qualifiés pour le programme d'incitation à la recherche de la CEEM. Ils constituent ainsi des « Working Papers » de la CEEM.

Les membres de ce comité sont :

- Marc Bussieras, Directeur du pôle Économie, Direction Stratégie et Prospective, EDF
- Silvano Domergue, Chef du Pôle Modèles de Marché et Études Économiques, RTE
- Patrice Geoffron, Responsable de l'axe 3 de recherche
- Jan Horst Keppler, Directeur scientifique de la CEEM
- Yannick Le Pen, Chercheur CEEM
- Audrey Mahuet, Head of Market Design and Customer Relations, EPEX SPOT
- Jean-Jacques Nieuviaert, Conseiller Économie et Marché, UFE
- Thomas Veyrenc, Directeur du département Marchés, RTE



PARTIE 3

LA PRODUCTION SCIENTIFIQUE

Dans le cadre de son programme d'incitation à la recherche, la CEEM permet à tout chercheur y compris ses doctorants, de proposer les résultats de leurs recherches pour les soumettre aux commentaires des collègues et les faire connaître à un public plus large. Tout papier doit faire part d'une recherche sur les marchés européens de l'électricité.

I. Les Working Papers

En 2014, les Working Papers ont développé une nouvelle dynamique. La CEEM s'en félicite et encourage fortement tous les chercheurs CEEM à faire usage de ce mécanisme mis en place pour eux. Cette année, sept Working Papers ont été acceptés par le comité de validation de la CEEM. La plupart de ces papiers sont disponibles exclusivement en Anglais.

A. Assessing long-term effects of « Demand Response » policies in wholesale electricity markets, May 2014, By Mauricio Cepeda (Chercheur, CEEM) and Marcelo Saguan (Microeconomix)

Abstract: This paper deals with the practical problems related to long-term issues in electricity markets in the presence of demand response development. Different policies have been implemented around the world aiming to develop demand response potential. Externalities, in particular the CO2 externality, have been one of the key elements in the debate on the effectiveness of different policies regarding demand response development. Policy makers have several options to deal with this externality. The most direct one is to correct the externality by setting a CO2 price at a level that corresponds to the cost to society of the corresponding CO2 emissions. One alternative solution could be to subsidize carbon-free technologies as demand response. In this paper we examine potential long-term impacts of these two policies. We rely on a long-term market simulation model that characterizes expansion decisions in a competitive regime. We test for each policy two different scenarios regarding the possibility of internalization of the CO2 externality. The results show that differences in development policies affect both investments and social costs in the wholesale electricity market and confirm previous findings that a market-driven development of demand response with the internalization of the CO2 externality is the most efficient approach.

B. Capacity mechanisms and cross-border participation: the EU wide approach in question, July 2014, By Dominique Finon (Conseiller scientifique de la CEEM, et CIRED-CNRS)

Abstract: A capacity remuneration mechanism (CRM) which excludes cross border participants is considered to have serious distortive effects on long term competition, compared to explicit cross border participation (CBP), on the grounds that it doesn't capture the advantages of multi-system competition. This paper examines the reality of these advantages by distinguishing situations with and without congestion between systems during critical periods because congestion separates markets and their collective goods of reliability and adequacy for each system, and suppresses any economic and physical relevance of a capacity commitment from a new external participant to a CRM. From the limited perspective of any single system, there are two potential advantages of explicit CBP: the first is the supplement of the set of committed capacities to a CRM; the second is the lower cost of the adequacy policy of the system, thanks to enlarged competition, but it is illusory because the clearing price of capacity is the same with and without explicit CBP. Moreover concretization of such benefits for the system is not possible when there is congestion. From the EU wide perspective, we identify some potential gains of social efficiency from explicit CBP at the multi-system level, when we have systems with a long standing situation of overcapacity beside systems with tight situations during their critical periods;

or when there exists projects of hydro equipment (pumping storage, etc... But again, congestion removes any sense to any additional revenue to them. In any case erratic revenues certainly do not steer new investment towards either system. Furthermore exchanges of capacity rights between systems equipped with different CRMs introduce a supplement of distortions compared to the same situation with implicit CPB and no trade of capacity rights. It is problematic in the case of congestion; this delays the price signal of capacity scarcity in the system with the least attractive CRM in terms of revenue and risk management.

C. The impact of intermittent renewable production and market coupling on the convergence of French and German electricity prices, By Jan Horst Keppler (Professor of Economics, Université Paris-Dauphine and CEEM), Yannick Le Pen (Chercheur CEEM), Sébastien Phan and Charlotte Boureau (ex-assistants de recherche, CEEM)

Abstract: Interconnecting two adjacent areas of electricity production generates benefits in combined consumer surplus and welfare by allowing electricity to flow from the low cost area to the high cost area. It will lower prices in the high cost area, raise them in the low cost area and will thus have prices in the two areas converge. With unconstrained interconnection capacity, price convergence is, of course, complete and the two areas are merged into a single area. With constrained interconnection capacity, the challenge for transport system operators (TSOs) and market operators is using the available capacity in an optimal manner. This was the logic behind the "market coupling" mechanism installed by European power market operators in November 2009 in the Central Western Europe (CWE) electricity market, of which France and Germany constitute by far the two largest members. Market coupling aims at optimizing welfare by ensuring that buyers and sellers exchange electricity at the best possible price taking into account the combined order books all power exchanges involved as well as the available transfer capacities between different bidding zones. By doing so, interconnection capacity is allocated to those who value it most. Currently markets are coupled on the basis of available transfers capacity (ATC), i.e. commercially available transmission capacity once otherwise reserved capacities such as network safety margins or capacities already reserved through long-term contracts have been deducted from physically available total transfer capacity (TTC). In the future, European electricity markets operated by EPEX Spot will be coupled through so-called flow-based market coupling. The latter will go beyond the simple optimization of available interconnection capacities but will also integrate and optimize "loop flows", the passage of bilateral electricity flows through third countries, independent of the latter's own prices. This will allow for even finer optimization of overall available interconnection capacity but can in certain cases lead to counter-intuitive flows such as exports from a high-price country to a low-price country.

D. First principles, market failures and in-built obsolescence: The dynamic approach to capacity mechanisms, by Jan Horst Keppler (Professor of Economics, Université Paris-Dauphine and CEEM)

Abstract: The theoretical benchmark model arguing that competitive energy-only markets with VOLL pricing can provide sufficient levels of capacity is a coherent starting point also for discussions about capacity remuneration mechanisms (CRMs). Two types of market imperfection, both stemming from the non-storability of electricity and the resultant inelasticity of demand, however require qualification of the benchmark model and can justify CRMs. The first type of market imperfection relates to the existence of security-of-supply externalities as involuntary curbs on demand under VOLL-pricing create disutility beyond the private non-consumption of electricity. In interconnected economies, utility does not only depend on individual electricity consumption but also on the smooth consumption of others. These externalities are captured in the difference between voluntary and involuntary demand response. The second type of market imperfection relates to the asymmetric incentives for investors under imperfect information. Due to the inelasticity of demand and the lumpiness of generating equipment, investors in markets for non-storable goods will err on the side of caution, underinvesting at the margin rather than overinvesting. There exists thus not an intrinsic, general case but a time- and context-specific case for CRMs depending on the shape of the load-curve, the elasticity of demand and the availability of flexibility resources. The choice of mechanism will depend on the number of hours of potential capacity short-falls and the resulting capital-intensity of the technologies most apt to respond to them. Most importantly, well-designed CRMs will set in motion the very structural dynamics towards more elastic demand, a development that might one day make them obsolete and render the theoretical benchmark model applicable again. CRMs thus require transparent and pre-announced review mechanisms at regular intervals.

E. Carbon price instead of support schemes: Wind power investments by the electricity market, By Marie Petitet (Doctorante CEEM, RTE), Dominique Finon (Conseiller scientifique de la CEEM, et CIRED-CNRS) et Tanguy Janssen (Chargé d'études, Pôle modèles de marché et études économiques-Département Marchés, RTE)

Abstract: In this paper we study the development of wind power by the electricity market without any usual support scheme which is aimed at subsidizing non mature renewables, with the sole incentive of a significant carbon price. Long term electricity market and investment decisions simulation by system dynamics modelling is used to trace the electricity generation mix evolution over a 20-year period in a pure thermal system. A range of stable carbon price, as a tax could be, is tested in order to determine the value above which wind power development by market forces becomes economically possible. Not only economic competitiveness in terms of cost price, but also profitability against traditional fossil fuel technologies are necessary for a market-driven development of wind power. Results stress that wind power is really profitable for investors only if the carbon price is very significantly higher than the price required for making wind power MWh's cost price competitive with CCGT and coal-fired plants on the simplistic basis of levelized costs. In this context, the market-driven development of wind power seems only possible if there is a strong commitment to climate policy, reflected by the preference for a stable and high carbon price rather than a fuzzy price of an emission trading scheme. Besides, results show that market-driven development of wind power would require a sky-rocketing carbon price if the initial technology mix includes a share of nuclear plants even with a moratorium on new nuclear development.

F. Architecture de marché et gestion de la demande électrique, Par Fabien Roques (Professeur Associé, CGEMP Université Paris Dauphine, membre de la CEEM et consultant chez Compass Lexecon) et Vincent Rious (Vice-Président Régulation, Microeconomix)

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

G. Les coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes dans le système électrique – une revue de la littérature, par Fabien Roques (Professeur Associé, CGEMP Université Paris Dauphine, membre de la CEEM et consultant chez Compass Lexecon) et Renaud Crassous (Économiste, EDF, Direction de la Stratégie et de la Prospective)

Abstract: Bien que toutes les technologies de production électriques soient soumises à des aléas, avec des périodes d'indisponibilité forcées, l'insertion d'une part importante d'ENR (énergies renouvelables) intermittentes dans le système électrique fait émerger des questions nouvelles en matière d'ajustement du système et de coûts associés pour maintenir en toute situation le même niveau de qualité (tension, fréquence) et de fiabilité (coupures) de la fourniture en électricité. L'objet de cet article est d'ébaucher une synthèse de la littérature disponible sur les coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes dans le système électrique.

II. Les publications dans des revues à comité de lecture

Certains Working Papers de la CEEM ou papiers soutenus par la CEEM ont vocation à être publiés dans des revues à comité de lecture. En 2014, 4 ont été concernés dont 3 Working Papers.

A. The impact of intermittent renewable production and market coupling on the convergence of French and German electricity prices, By Jan Horst Keppler, Sébastien Phan, Yannick Le Pen and Charlotte Boureau, soumis pour publication au Journal Energy Policy

B. Carbon price instead of support schemes: wind power investments by the electricity market, By Marie Petitet, Dominique Finon and Tanguy Janssen, soumis pour publication au Journal Energy Policy

C. Architecture de marché et gestion de la demande électrique, Par Fabien Roques et Vincent Rious, soumis pour publication dans la revue d'Économie industrielle

D. Le besoin de marchés de la flexibilité : L'adaptation du design des marchés électriques aux productions d'énergies renouvelables, par Dominique Finon (Conseiller scientifique de la CEEM, et CIRED-CNRS), paru dans la Revue de l'Énergie n°622

Abstract: Les ENR à apport variable (éolien, photovoltaïque) sont appelées à prendre une place très importante dans la production de certains systèmes électriques européens. La variabilité de leur apport fait du maintien de l'équilibre physique du système un véritable défi dans la production. Outre les améliorations techniques nécessaires, la transformation du système nécessite d'une part d'améliorer le fonctionnement des différents marchés de l'énergie (day ahead, infrajournalier) et des réserves, et l'ajustement pour l'exploitation d'ensemble du système, d'autre part d'inciter l'investissement dans des ressources flexibles supplémentaires (thermique flexible, effacements, stockage). Or la valeur de la flexibilité n'est pas révélée de façon appropriée sur les marchés actuels. Le marché d'ajustement n'est pas parfait pour valoriser la rareté de flexibilité. Les autres problèmes concernent la définition des produits de flexibilité inadaptée à des parts élevées d'ENR, la non-rémunération de certains services de flexibilité faute de marché, et la difficulté d'échanger des produits de flexibilité entre systèmes faute d'harmonisation. Il faut donc améliorer les marchés, compléter les offres de services de flexibilité, et créer une demande en responsabilisant les producteurs ENR.

PARTIE 4

LES CONFÉRENCES SCIENTIFIQUES

I. Conférence sur Quels modèles économiques et outils de régulation pour les smart grids ?

24 janvier 2014, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron

Cette conférence sur la régulation et les modèles économiques des smart grids partait du constat que, de nombreux démonstrateurs européens ayant permis d'affiner les problématiques techniques, la question du déploiement « marchand » des solutions identifiées allait se poser durant la deuxième partie de la décennie. Dès lors, la prochaine étape de ces déploiements relève de l'identification de modèles économiques soutenables et de l'adaptation de la boîte à outils du régulateur dans cette optique.
Après une introduction destinée à présenter les modifications induites par la transformation des réseaux de distribution en « plateformes » informationnelles, le séminaire a été organisé en 3 temps:
1) Les retours d'expérience des expérimentations françaises en démonstrateurs smart grids, à partir d'observations compilées par le réseau « Smart Grids France » via une quarantaine de projets afin, en particulier, d'identifier les attentes des acteurs en termes d'outils de régulation.
2) La présentation d'éléments théoriques relatifs aux orientations de la régulation et des premiers résultats d'une large consultation de la Commission de Régulation de l'Énergie.
3) La présentation de différents types de services susceptibles d'être déployés dans le cadre des smart grids (stockage, véhicule électrique, ...) et des éléments d'évaluation des conditions de leur valorisation économique.

La conférence qui a rassemblé 150 participants, a reçu depuis des échos très positifs et surtout, permis d'identifier des questions qui mériteront d'être creusées.

II. Seminar with John E. Parsons (MIT), A Dynamic Model for Risk Pricing in Generation Investments

21 Mars 2014, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron

Abstract (disponible en Anglais exclusivement): The past number of years has seen significant interest in the role of risk in the valuation of electricity generating technologies. Companies are keenly aware that different projects contain different levels of risk, that project risk may vary throughout the project life-cycle, and that the contract terms negotiated for a specific project shift the risk dramatically. Policy makers, too, have looked to shape the risk of certain investments in order to steer the profile of new generation towards low carbon sources. Unfortunately, this heightened interest has not been matched with adequate tools for properly evaluating different risk profiles. One approach leans on the now widespread availability of computing to generate large Monte Carlo distributions of payoffs to different assets or for the same asset financed with different contract. Usually the different distributions are compared on the basis of means and variances. Unfortunately, this approach ignores the key insight of asset pricing, which is that expected return is not a function of total variance, but rather of the component of variance that is correlated to macroeconomic variables. This literature is disconnected from the modern asset pricing literature. The proposed model resolves this weakness, showing how to incorporate standard risk pricing tools in order to evaluate different electricity generating technologies or different market and contracting structures. These standard risk pricing tools are known by various terminology: the stochastic discount factor, contingent claims analysis, real option valuation, and so on. When risk profiles satisfy certain simple assumptions, the tools reduce to the familiar discounted cash flow using a risk-adjusted discount rate derived from the CAPM. But the tools are flexible

and also work when these assumptions do not apply. Unfortunately, for various reasons these tools are not yet widely employed by financial and policy analysts working in the power industry. This paper is intended to help remedy that.

Professor John E. Parsons (MIT) is a financial economist specializing in risk management, corporate finance and valuation. His current research focuses on the problems of risk in emissions markets—including the design of a US carbon market—risk in oil, natural gas and wholesale electricity markets, the role of trading operations in an energy company, and the valuation and financing of investments in energy markets. At MIT's Sloan School, he teaches the finance elective Advanced Corporate Risk Management. He is also the Executive Director of MIT's highly regarded Centre on Energy and Environment Policy Research (CEEPR).

III. Seminar around The European Electricity System in Crisis: the Ways Forward

03 Avril 2014, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron

Abstract (disponible en Anglais exclusivement): The construction of an integrated and liberalized electricity market and the adoption of an ambitious Climate and Energy Package are the two cornerstones of the EU energy strategy. The original idea was that the European electricity market would lower electricity prices for end-users due to greater competition following market liberalization. In addition the Climate and Energy Package would reduce greenhouse gas emissions, integrate renewable energy sources at a large scale and improve energy efficiency. Reality turned out differently. The European electricity markets are in crisis. The overlap of climate and energy policies leads to a collapse of the carbon price and no longer provides incentives to invest in low carbon technologies. In particular, the support for renewables (RES-E) undermines the long term coordination of investment decisions in the market. Reduced wholesale prices and load factors have not only made investment in conventional power stations highly risky, but also made problematic the recovery of fixed operating costs of existing units which are closing. In addition, policy instruments are self-reinforcing: the more RES-E are deployed, the more low and volatile wholesale prices will be unable to guarantee fixed cost recovery. As each member-state addresses market failures relating to the security of supply, congestion management or network expansion through their own instruments, European electricity markets move further from equilibrium.

In this situation, the CGSP invited some well-known European energy economists, among whom Marc Oliver Bettzüge, Director of the Energy Economics Institute of the University of Cologne, and Fabien Roques, Senior energy consultant and Associate professor of Economics at Université Paris-Dauphine to put forward their recommendations to restore the viability of European electricity markets. These include limiting environmental objectives to GHG targets, substitution of feed-in tariffs with market compatible support mechanisms for small renewable units, and the facilitation of long-term contracts for low carbon electricity generation, to institute capacity markets and increase interconnections. While most experts would support such rationalization of policies, the question is whether the proposed measures will be sufficient to restore the function of long term coordination to the market or whether more fundamental changes will be required. This CEEM seminar provided an opportunity to present and discuss the CGSP report with a broader constituency of European electricity market experts.

IV. Workshop on Electricity Price Forecasting

28 Avril 2014, Université Paris-Dauphine, Salle A 709, 7ème étage (Nouvelle Aile)

Abstract (disponible en Anglais exclusivement): This half-day conference gathered academic and practitioners working on short-run forecasting of electricity prices. Forecasting electricity prices is challenging due to the specific properties of electricity prices. Electricity prices display high volatility, extreme values and strong seasonality. In that conference, several solutions had been presented to deal with these issues: forecast combinations, nonlinear models, multivariate models exploiting the intra-day relationships of prices and quantile regressions. The first paper by Eran Raviv (APG Asset Management N.V., Amsterdam-The Netherlands) showed how intra-day data could improve the forecasts of the daily average price. This paper contributed to the debate on how to consider hourly electricity prices (time series, separate process, variable to be directly modeled). The second presentation by Rafal Weron (Professor of Economics at the Institute of Organization and Management-

Wroclaw University of Technology) provided an extensive survey of the modeling approaches to forecast electricity prices at various horizons, focusing on the suitability of combined models. On the practitioners' side, the third paper by Aymen Salah Abou El-Enien (Quantitative Market Analyst at EPEX SPOT France) presented the model adopted by EPEX SPOT France to forecast day-ahead spot prices. This model includes a set of simple variable, like climatic variables and day of week, in order to get a reliable forecast. EPEX Spot conducts such kind of analysis in order to obtain some «warning threshold» that triggers a second day-ahead auction, needed if the value of electricity prices is not close enough to fundamentals. Some issues on the discrepancy between the volatility of day ahead prices and retail tariffs had been presented by Eurelectric. The last presentation focused on the comparisons of three methods, such as quantile regression, CAViaR models and fully parametric location-scale models. The presentation showed how quantile regressions could be useful to deal with the changing pattern of price distributions due to more competitive markets and more renewable energy.

Le workshop a permis un tour d'horizon utile des recherches économétriques sur les prix d'électricité, un domaine dynamique qui offre de multiples options pour des recherches futures.

V. Workshop on Drifting Apart: Costs, Prices and Tariffs in EU Electricity Markets

09 Juillet 2014, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron

Abstract (disponible en Anglais exclusivement): The costs of generating electricity in Europe are increasingly de-correlated from wholesale prices in European power markets. The costs of thermal generation are stable or increasing and while renewable technologies have seen some decline in their capital costs, they are still not cost competitive. However, due to massive subsidization mainly in the form of feed-in tariffs, wind and solar PV now provide increasing amounts of electricity, which due to their low marginal costs exert downward pressure on prices in electricity wholesale markets. Average prices in the Franco-German EPEX Spot day-ahead market are now 50 % below their level in 2008. This has serious impacts on investment, security of supply and plant availability. During the past two years, around 30 GW of gas-fired generation capacity have shut down as wholesale prices no longer cover fixed operating costs, let alone financing charges. Electricity retail prices which include the cost of electricity production, the added costs for RES-E support as well as the costs for new investments in transportation and distribution grids, have the increasingly difficult task to provide electricity companies with the revenues they need while remaining at socially and politically sustainable levels. In general, retail tariffs are today significantly above wholesale market prices but significantly below the full costs of electricity generation. This is the result of a distorted wholesale market as well as of politics, as several European countries including France, have maintained regulated tariffs below costs for political reasons. Facts, however, are tenacious. One can hide rising costs only for so long. Either generators revenues will have to rise or European electricity systems will have to learn to live with permanently lower levels of investment and hence decreased security of supply.

The situation is further complicated by a number of factors:

- Long lead-times for investment and the long lifetimes of generation equipment make cost accounting difficult. So investment short-falls resulting from too low wholesale prices may display their full effects only with a lag of several years.
- The subsidized costs of renewable energy do not show up in wholesale prices but are borne by certain customer groups through an out-of-market levy. This can cause important distributional effects between different industries and households.
- The intermittency of wind and solar PV causes a number of additional costs at the system level for investment in distribution, transport, and new back-up equipment as well as for balancing in the operation of the system. These costs are currently borne by TSOs, DSOs and consumers, but not by the producers of variable electricity who generate them.
- Current carbon prices do not promote investment in low carbon equipment. Currently, the only manner to trigger investment in capital-intensive low-carbon technologies is through feed-in tariffs or long term contracts such as the proposed CfDs in the UK electricity market. This further weakens the price signal of wholesale market for adequate levels of capacity.

In this situation, the CEEM organized an international workshop on the costs, wholesale prices and retail tariffs for electricity. It brought together experts from academe, industry, regulators and international organizations to discuss the potential dangers of the

current disconnect between energy prices, operators' revenues and costs as well as some possible solutions, which include capacity remuneration mechanisms (CRM) to complement the revenues of generators and ensure security of supply.

VI. Workshop on Changing Renewables Support in the EU Electricity Markets

14 Octobre 2014, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron

Abstract (disponible en Anglais exclusivement): Policy instruments to promote renewables (RES-E) in the electricity system have been recently re-assessed by a number of EU member states as well as the European Commission. One policy driver of national reforms in Germany, France, and Spain has been the growing concern about the increase in the cost of renewables support policies and the system costs of large scale variable power generation by RES-E. The European Commission's new State Aid guidelines require that by 2016 RES-E support policies need to be reformed in a manner such as to provide better operational incentives for managing RES projects and to expose them to market risk. France is about to follow the Commission's recommendations by adopting a mechanism based on feed-in premiums and auctioning to attribute long term contracts for RES-E projects.

These ongoing reforms of RES support schemes raise a number of issues:

- What are the best instruments among those which are compatible with the new State Aid guidelines?
- Will the new support schemes exposing RES projects to market risk have an effect on renewables projects financing? Will they increase the cost of capital?
- More generally, will these new support schemes affect renewables growth and could they hamper countries in their ability to meet the 2020 RES target?

In this situation, the CEEM organized an international seminar that brought together policymakers, investors and experts from academe and international organizations to discuss the implications of the new guidelines in the fast-changing context of European electricity markets.

VII. Conference on Investing in European Electricity Markets Today: Challenges and Opportunities

24 Novembre 2014, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron

Abstract (disponible en Anglais exclusivement): High demand and price volatility, average prices below costs and high regulatory risk – since the inception of liberalized electricity markets in Europe, investing in power generation, has never been so challenging. While many renewable technologies have constituted attractive investment options due to stable fee-in tariffs, recent experiences with ex post tariff adjustments or large off-shore wind projects show that market price may not be the only risk factor holding back investors. At the same time, since 2009, low carbon prices are not providing investors with the incentives to invest in low-carbon technologies.
These developments are taking place in the context of changing legal and institutional frameworks. While the declared objective of the European Commission is still the completion of the internal energy market by the end of 2014 or early 2015, there are signs that the current framework might be adapted significantly. The Communication on state aid for energy of July 2014 foreshadows a move away from feed-in-tariffs in the area of renewables. In parallel, individual countries aim at introducing measures to support investment in dispatchable capacity such as contracts-for-difference for nuclear or capacity mechanisms aimed at gas power stations and demand response. In classic manner, these important developments signal new risks as well as new opportunities to investors.

This half-day conference which was organized jointly by the CEEM of the Université Paris-Dauphine and the HEC Energy & Finance Chair sponsored by Deloitte and Société Générale, brought together academics, energy industry experts and investors to gain better insight of the magnitude of current investment challenges as well as to assess the nature of current and emerging opportunities. The two sessions of the conference on financing production, emerging opportunities and regulatory risk, also aimed at achieving a better understanding of the needs and constraints of different investment communities in terms of timeframes, aversion towards different types of risk and hedging opportunities. Portfolio investors, project developers or bank lenders have different skills, opportunities and priorities.
The conference aimed at confronting their views with

those of academics and electricity producers. Two cross-cutting questions introduced the proceedings:

- Are current pressures on returns forcing a change in the capital structure of electricity producers, a process which may include an adaptation of the business model of the vertically integrated utility that has dominated European electricity markets in past decades?
- Are current low levels of investment a result of exogenous, structural forces (e.g. increasing efficiency, low economic growth) or of the institutional particularities of the current European market design? Which regulatory changes may improve the investment climate?

This conference organized jointly by the Chaire European Electricity Markets and the HEC Energy & Finance Chair sponsored by Deloitte and Société Générale, exposed a new model of cooperation between complementary academic institutions. It brought together 120 energy and finance experts to discuss current challenges and solutions for European Electricity Markets. Stability and transparency of energy and climate policy were considered indispensable elements of any future investments framework.

PARTIE 5

LES SÉMINAIRES DE RECHERCHE INTERNES

Dans le cadre de ses activités, la Chaire European Electricity Markets tient depuis 2013, des séminaires internes de recherche ouverts où se discutent les travaux de chercheurs et doctorants avec des intervenants extérieurs qualifiés. Notamment, plusieurs doctorants CEEM en contrat CIFRE et plusieurs doctorants suivis par la responsable de l'axe 3 de recherche, Anna Creti, qui ne sont pas inscrits à l'Université Paris-Dauphine, participent régulièrement à ces séminaires coordonnés par le Conseiller scientifique de la CEEM, Dominique Finon.

La série des séminaires s'est poursuivie en 2014 avec une évolution vers une ouverture à des participants externes et à un élargissement de l'assistance par des invitations ciblées. Conçus au départ pour organiser un dialogue entre doctorants et chercheurs de la chaire sur des travaux concernant le thème de recherche du doctorant, la vocation de ces séminaires s'est élargie à des questions spécialisées demandant le recours à des méthodes complexes, questions qui s'intègrent dans le programme de recherche de la chaire et qui intéressent les partenaires de la chaire (les marchés électriques, la concurrence, les politiques publiques, etc...).

I. La modélisation des marchés électriques en system dynamics

Pour rappel, le premier séminaire a été effectué le jeudi 12 décembre 2013 autour de *La modélisation des marchés électriques en system dynamics*, au cours duquel Mauricio Cepeda (Commission de Régulation de l'Énergie, et chercheur associé à la CEEM) avait alors présenté un exposé sur *Assessing long-term effects of demand response policies in wholesale electricity markets*, et Marie Petitet (Doctorante, CEEM) un papier sur *Caractères d'une modélisation long terme en system dynamics*.

II. L'économétrie des marchés électriques en vue de la prévision court terme

Le deuxième séminaire a eu lieu le mardi 28 janvier 2014, de 16h30 à 18h30, en salle A 707 à l'Université Paris-Dauphine (7ème étage Nouvelle Aile) autour de *L'économétrie des marchés électriques en vue de la prévision court terme,* avec les présentations de Marie Bessec, (LEDA-CGEMP & CEEM), *Forecasting electricity spot prices using time-series models with a double temporal segmentation* (article co-écrit avec Julien Fouquau et Sophie Meritet) et Faddy Ardian (Doctorant), *Hourly seasonal ARMA-Garch for short-term forecasting in electricity markets* (article co-écrit avec Anna Creti).

III. Modéliser l'intégration du stockage électrique dans les marchés électriques

À l'occasion de son troisième séminaire sur *Modéliser l'intégration du stockage électrique dans les marchés électriques,* tenu le mardi 29 avril 2014, de 16h00 à 18h00, en salle A 709 à l'Université Paris-Dauphine (7ème étage Nouvelle Aile), trois présentations ont été effectuées dont celles de Vera Silva (Département EFESE, EDF R&D), *Planifier et valoriser la flexibilité dans les systèmes électriques à forte part de production variable,* Timothée Hincliffe (Département EFESE, EDF R&D), *Évaluer la valeur du stockage sur les marchés électriques à partir de modélisations diverses: une revue de la littérature,* et Manuel Villavicencio (Doctorant, CEEM), *Intégration optimale du stockage dans les systèmes électriques à forte part de production intermittente : quelques principes de départ.*

IV. La participation des capacités étrangères aux mécanismes de capacité dans l'UE: conditions et justifications

Le quatrième séminaire a porté sur *La participation des capacités étrangères aux mécanismes de capacité dans l'UE: conditions et justifications.* Il a eu lieu le 11 juin 2014, de 16h00 à 18h00, en Salle A 707, à l'Université Paris-Dauphine (7ème étage Nouvelle Aile). A cette occasion, Dominique Finon (Conseiller scientifique CEEM, et CIRED-CNRS) et Fabien Roques (Compass Lexecon, et CEEM Associate Researcher, Université Paris-Dauphine) ont travaillé chacun de leur côté sur le sujet complexe de *La participation des capacités étrangères aux mécanismes de capacité dans l'UE* qui est actuellement au premier rang des agendas français et européen sur les mécanismes de capacité. Le séminaire a débuté par un exposé introductif de Gérald Vignal (Chef de pôle Marché Moyen et Long-Terme, RTE) sur *Les questions ouvertes pour la participation de capacités transfrontalières au mécanisme de capacité français.* Fabien Roques a exposé sur *Possible approaches for cross-border capacity participation in capacity markets.* Le séminaire s'est poursuivi par une discussion avec Gérald VIGNAL, (Chef de pôle Marché Moyen et Long-Terme, RTE). Dominique Finon a exposé sur *Capacity mechanisms and Cross-Border Participation (CBP): The EU wide approach of explicit CBP in question.* Une discussion avec Charles Verhaeghe (Senior Economist chez Compass Lexecon) a clôturé cet évènement.

V. Do we Need Sub-National Bidding Zones in EU Electricity Markets ?

Le cinquième séminaire a traité du sujet *Do we Need Sub-National Bidding Zones in EU Electricity Markets ?* Il a été organisé le 16 décembre 2014, 16h00 à 18h00, en Espace One, à l'Université Paris-Dauphine (1er étage). Christoph Maurer (Consentec GmbH) a fait une présentation sur *The jump to bidding zones: which necessity in the context of large scale development of variable RES-E in Germany?* Vincent Rious, (Économiste de l'Énergie, Microeconomix) s'est penché sur *A cost-benefit analysis of the redefinition of bidding zones in the European electricity markets.* Philippe Vassilopoulos (Head of Product Design, EPEX SPOT) a discuté les deux présentations.

Abstract (disponible en Anglais exclusivement): The seminar hosted by three highly qualified experts on this complex issue discussed advantages and drawbacks of sub-national bidding zones in the West European power market with professional and academic approaches. In the check list of the measures to improve congestion management, the redefinition of bidding zones is the last one in the agenda, after the development of the market coupling for the day-ahead and the intraday, and the flow-based transmission capacity allocation which could be adopted in the next future. It is becoming an important issue in the Central Western European zone (CWE), in particular because in Germany important North-South flows of electricity could lead to internal congestions in the German Electricity Markets. This implies structural overcapacity (mainly wind) in Northern Germany and structural under-capacity in the centers of Electricity demand in Southern Germany. Numerous experts therefore advocate the urgent creation of two separate bidding zones with independent formation of electricity prices in Germany but it will also concern all the CWE in the next future. This radical idea which addresses the fundamental issue of a structural imbalance, runs against a number of important institutional, legal, political and economic hurdles. Benefits of redefinition of bidding zones should be balanced with the costs that it could incur.

The presentations discussed these eventual costs and the way to reduce them: the risk on robustness of definition of the zones, the possible increase of market power (with risk of congestion manipulation), the reduction of liquidity and hedging possibilities in particular.

PARTIE 6

LES SÉMINAIRES DE RECHERCHES EN ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE DE PARIS-SCIENCES-LETTRES

Le Séminaire de Recherches en Économie de l'Énergie de Paris-Sciences-Lettres est conjointement organisé par le CERNA, le CGEMP, la Chaire European Electricity Markets, Mines ParisTech et l'Université Paris-Dauphine. Il est animé par François Lévêque (CERNA et MINES PARIS TECH) et Dominique Finon (Chaire European Electricity Markets, CNRS-CIRED). Ce séminaire a pour but la présentation de travaux sur différentes problématiques de recherche en économie de l'énergie, la concurrence sur les marchés électriques et gaziers, la place des contrats de long terme, l'économétrie des différents marchés énergétiques (électricité, gaz, pétrole), l'efficacité des politiques d'efficacité énergétique et de promotion des renouvelables, l'économie des effacements, l'analyse prospective des effets des politiques de long terme, etc. Il cherche à rendre plus visibles ces questions classiques un peu délaissées ces dernières années au bénéfice des questions de politiques climatiques annexant celles posées par ce qu'il est convenu d'appeler la « transition énergétique ».

A chaque séance sur un thème donné, sont présentés et discutés deux papiers, l'un d'un chercheur confirmé, l'autre d'un jeune chercheur, français ou étranger. Le séminaire ne s'adresse pas seulement à un public de chercheurs, mais aussi à des économistes professionnels (entreprises énergétiques, consultants) et fonctionnaires du secteur.

Les neuf séminaires organisés en 2014 sont détaillés ci-après.

I. 9ème séance : L'analyse des déterminants de l'évolution des coûts du nucléaire

12 février 2014, École Mines Paris Tech, 16h30 - 18h30

Summary of the presentations (Disponible en Anglais exclusivement)

1. Nicolas Boccard, University of Girona

The Cost of Nuclear Electricity: France after Fukushima

The Fukushima disaster has lead the French government to release cost information relative to its nuclear electricity program in a novel court of audit report. It allows us to compute the levelized cost of French nuclear power over 40 years using. We include R & D, technology development, fissile fuel, financing cost, decommissioning and the back-end cycle. We find a mild capital cost escalation and a high operation cost driven by a low fleet availability. We identify a modest escalation of capital cost and a larger than expected operational cost. Under the best scenario, the cost of French nuclear power over the last four decades is 59 €/MWh (at 2010 prices) while in the worst case it is 83 €/MWh. On the basis of these findings, we estimate the future cost of nuclear power in France to beat least 76 €/MWh and possibly 117 €/MWh. A comparison with the US confirms that French nuclear electricity nevertheless remains cheaper.

2. Lina Escobar Rangel, Cerna, Mines ParisTech

Nuclear Reactors' Construction Costs: The Role of Lead-Time, Standardization and Technological Progress

The paper co-authored with Michel Berthélemy provides a comparative analysis about nuclear reactors' construction costs in France and the United States. Studying the cost of nuclear power has often been a challenge, because of the lack of reliable data sources, the heterogeneity between countries, as well as the long time horizon which requires controlling for input prices and structural changes. We build a simultaneous system of equation for overnight costs and construction time (lead-time) to control for endogeneity, using expected demand variation as an instrument for construction time. We argue that benefits from nuclear reactor programs' standardization can arise through short term coordination gains or long terms benefits through learning spillovers from past reactors' construction experience, if those spillovers are limited to similar reactors. We find that these spillovers are only significant for nuclear models built by the same Architect-Engineer (A-E). In addition, we show that the standardization of nuclear reactors under construction has an indirect and positive effect on construction costs through a reduction in lead-time. Conversely, we also explore the possibility of learning by doing and find that innovation leads to construction costs increases. This can be explained by the fact that innovation in nuclear technologies has

focused on safety improvements, leading to safer, but more expensive reactors.

Speaker: Geoffrey Rothwell, AEN-OCDE
Dr. Geoffrey Rothwell is the Principal Economist at the Nuclear Energy Agency of the Organization for Economic Cooperation and Development (Paris, France). From 1986 to 2013, he was a Senior Lecturer and the Director of Honors Programs in the Department of Economics, Stanford University, and Associate Director of Stanford's Public Policy Program.

II. 10ème séance: Towards a Better Integration of European Gas Markets

12 mars 2014, Université Paris-Dauphine, 16h30 - 18h30

Summary of the presentations (Disponible en Anglais exclusivement)

1. Miguel Vasquez, Economics Institute, UFRJ-Rio and Florence School of Regulation
Designing the European Gas Market: More Liquid but Less Natural by Entry-Exit Zonal Tariff

Designing a gas market is defining how the commodity, the transmission and ancillary services are traded. The European Union has built the commoditization of natural gas through the socialization of several costs of trade. This choice aims at obtaining more liquid markets through the creation of virtual hubs of trade. These virtual hubs ignore most of the network and of the physical gas flows by the creation of entry/exit market zones. Thus the definition of such market zones has tied EU markets inside virtual trading zones (national or sub-national). We show the consequences and the challenges of this European choice, especially at the cross-zone level (often at country cross-border). Once "entry/exit" trade arrangements are preferred, the use of market-based mechanisms for cross-zone decisions like network investments becomes less natural.

2. Hannes Weigt, Assistant-Professor of Energy Economics, Basle University
Removing Cross-Border Capacity Bottlenecks in the Network of European Natural Gas Market: the Need of an Incentive Regulation

The paper proposes a merchant-regulatory framework to promote investment in the European natural gas network infrastructure based on a price cap over two-part tariffs. As suggested by Vogelsang (2001) and Hogan et al. (2010), a profit maximizing network operator facing this regulatory constraint will intertemporally rebalance the variable and fixed part of its two-part tariff so as to expand the congested pipelines, and converge to the Ramsey-Boiteaux equilibrium. We confirm this with actual data from the European natural gas market by comparing the bi-level price-cap model with a base case, a no-regulation case, and a welfare benchmark case, and by performing sensitivity analyses. In all cases, the incentive model is the best decentralized regulatory alternative that efficiently develops the European pipeline system.

III. 11ème séance: Redistribution Effects of Energy Transition Policy

09 avril 2014, École Mines Paris Tech, 16h30 - 18h30

Summary of the presentations

1. Karsten Neuhoff, Professor, DIW Berlin (Disponible en Anglais exclusivement)
Distributional Effects of Energy Transition: Impacts of Renewable Electricity Support in Germany

The discussion of the support for renewable energy must consider the distributional impact of cost allocation. The public is sensitive to social imbalances caused by rising power prices that might jeopardize the acceptance of energy transformation. By the end of 2012 about 19 percent of German power is produced with renewables other than hydropower. As a result, German consumers will pay for global learning investment through their electricity bill. We explore the distributional implications for households using household micro data. The effect is more significant for poor households, which allocate 4.5% of expenditure for power. We propose three options how to address this distributional impact: adjusted transfers, reduced electricity taxes, and, most effectively, support to improve energy efficiency.

2. Claude Crampes, Professeur émérite Toulouse School of Economics et IDEI
Tarif progressif, efficience et équité ; Redistribution et distorsions tarifaires

L'objectif est de déterminer les caractéristiques d'une politique tarifaire équitable pour l'électricité, conditionnelle à l'information dont dispose l'autorité publique sur les revenus et/ou l'équipement

domestique des ménages. Pour cela, nous construisons un modèle de demande dans lequel l'utilité de chaque ménage dépend de sa consommation d'électricité, de ses équipements électriques domestiques et de la consommation agrégée de tous les autres biens. Quand l'autorité connait parfaitement les revenus et les équipements, la redistribution se fait exclusivement par des transferts forfaitaires, par exemple en jouant sur la partie fixe d'un tarif binôme, sans distorsion du prix du kWh. En revanche, face à une asymétrie d'information, il est optimal de compléter les transferts forfaitaires par une modification du prix du kWh qui va dépendre de l'hétérogénéité considérée (revenus, équipements).

IV. 12ème séance : Marché de commodités énergétiques : analyse de risque et stratégies de couverture sur les marchés dérivés

15 mai 2014, Université Paris-Dauphine, 16h30 - 18h30

Summary of the presentations (Disponible en Anglais exclusivement)

1. Delphine Lautier, Professor, Université Paris-Dauphine
Systemic Risk in Energy Derivative Markets, a Graph-Theory Analysis

Considering it as a necessary condition for systemic risk to appear, we shall focus on integration in energy derivative markets, through a three-dimensional approach: observation time, space and the maturity of futures contracts. Such a method indeed makes it possible to investigate prices shocks in the physical as well as in the paper markets. In order to understand the underlying principles and the dynamic behavior of our prices system, we select specific tools of the graph-theory. More precisely, we use minimum spanning trees as a way to identify the most probable path for the transmission of prices shocks. We study the organization of these trees and their dynamic behavior. Examining three categories of underlying assets (energy and agricultural products, as well as financial assets), we find that crude oil stands at the heart of the system, and that energy markets are becoming more and more integrated.

2. Anna Creti, Professor, CECO, École Polytechnique, and CEEM, Université Paris-Dauphine
On the Links between Volatilities of Stock Market and Commodity Market

We investigate the links between price returns for 25 commodities and stocks over the period from January 2001 to November 2011, by paying a particular attention to energy raw materials. Relying on the dynamic conditional correlation (DCC) GARCH methodology, we show that the correlations between commodity and stock markets evolve through time and are highly volatile, particularly since the 2007-2008 financial crisis. The latter has played a key role, emphasizing the links between commodity and stock markets, and underlining the financialization of commodity markets. At the idiosyncratic level, a speculation phenomenon is highlighted for oil, coffee and cocoa, while the safe-haven role of gold is evidenced.

V. 13ème séance: Energy Efficiency Gap with Rebound Effect: what Does Econometric Analysis Tell us?

12 juin 2014, École Mines Paris Tech, 16h30 - 18h30

Summary of the presentations (Disponible en Anglais exclusivement)

1. Erdal Aydin, Research Centre on Sustainability, Tilburg University
Energy Efficiency and Household Behavior: The Rebound Effect in the Residential Sector

A widely acknowledged explanation for the energy efficiency gap between expected and realized energy savings is household behavior, as energy efficiency gains alter the perceived cost of comfort and may thereby generate shifts in consumption patterns. This paper adds to the on-going discussion about the method of identification and the magnitude of the rebound effect, by examining the elasticity of energy consumption relative to a predicted measure of thermal efficiency, using a sample of half million dwellings and their occupants in the Netherlands. The results show a rebound effect of 26.7 percent among homeowners, and 41.3 percent among tenants. There is significant heterogeneity in the rebound effect across households, determined by household wealth

and income. The effects are largest among the lower income and wealth cohorts and among households that tend to use more energy than the average household. We then corroborate our findings by applying a quasi-experimental analysis. We document that efficiency improvements following a large subsidy program also lead to a rebound effect of about 56 percent. This finding conforms the important role of household behavior in determining the outcomes of energy efficiency improvement programs.

2. Matthieu Glachant, Professor of Economics, Director of CERNA, Mines ParisTech

The Impact of Energy Prices on Energy Efficiency: Evidence from the UK Refrigerator Market

It is frequently argued in policy circles that imperfect information and other cognitive constraints may lead consumers to discard privately profitable investments in energy efficiency. Using product level panel data from 2002 to 2007 on the UK refrigerator market and a discrete-choice framework, we reject this view: our estimate is that purchasers of refrigerators implicitly discount future electricity costs at a reasonably low rate of 10.5%. As consumers apparently make rational investment decisions, taxing energy would be the route to further increase energy efficiency. However, we make simulations which demonstrate a very small elasticity of energy use to the price of electricity (-0.16). The reason is that most of the energy cost increase is compensated by suppliers through relatively larger price reductions of highly energy consuming products. This finding calls for moving attention in the energy efficiency debate to the pricing behavior of manufacturers of durables.

VI. 14ème séance: Nuclear New Build: what Costs?

18 septembre 2014, École Mines Paris Tech, 16h30 - 18h30

Summary of the presentations (Disponible en Anglais exclusivement)

1. William D'haeseleer, Professor at the University of Leuven (KU Leuven)

Nuclear Power: Towards a Competitive Low-Carbon, Secure, Stable and Reliable Source of Electricity?

The presentation drew a comprehensive picture of the cost estimations in the nuclear sector, on the basis of available contemporary information in the open literature, so as to establish a coherent background for a discussion on the cost of nuclear-generated electricity. This would provide guidance for an objective context for electricity generation investments. The cost estimates comprise investment costs for new-build Generation-III plants, major refurbishment investment costs for long-term operation of existing plants, normal operational expenses and fuel-cycle costs (including waste management and final disposal) and decommissioning. Particular attention is devoted to the historic investment-cost evolution (mostly cost escalation) and possible future improvements in moving from a "First of a Kind" to routine construction, from analyzing learning/serial/fleet effects. Regarding nuclear accidents, reflections on the liability issue and alleged hidden subsidies are offered. Finally, system-integration effects of future electricity systems (consisting of nuclear plants, dispatchable fossil plants, and renewable sources) are estimated.

2. Geoffrey Rothwell, Principal Economist at OECD Nuclear Energy Agency and former Senior Lecturer, Stanford University

The Assessment of Economic Value of Small Modular Reactors in an Electricity Generating Portfolios

We present a method for estimating the probability distributions of the levelized costs of electricity. These probability distributions can be used to find cost-risk minimizing portfolios of electricity generating assets including Combined-Cycle Gas Turbines (burning natural gas), coal-fired power plants with sulfur scrubbers, and Small Modular Reactors, SMRs. Probability densities are proposed for a dozen electricity generation cost drivers, including fuel prices and externalities costs. Given the long time horizons involved in the planning, construction, operation, refurbishment, and post-retirement management of generating assets, price data from the last half century are used to represent long-run price probabilities. This paper shows that SMRs can competitively replace coal units in a portfolio of coal and natural gas generating stations to reduce the levelized cost risk associated with the volatility of natural gas prices and unknown carbon costs.

Jan-Horst Keppler, Scientific Director of the CEEM and Professor of Economics at the Université Paris-Dauphine, discussed both presentations.

VII. 15ème séance : La concurrence oligopolistique dans le secteur de l'énergie

09 octobre 2014, Université Paris-Dauphine, 16h30 - 18h30

Summary of the presentations (Disponible en Anglais exclusivement)

1. Bertrand Villeneuve, Professeur, LEDA, Université Paris-Dauphine
Strategic Capacity Investments under Holdup Threats in the Energy Sector: The Role of Contract Length and Width

This paper analyzes the impact of the length of incomplete contracts on investment and surplus sharing. In the bilateral relationship explored, the seller controls the input and the buyer invests. With two-part tariffs, the length of the contract is irrelevant: surplus is maximal and goes all to the seller. If total surplus is targeted, or if sellers are left free, contracts will be as short as possible. If regulators can favor buyers, prohibiting nonlinear pricing and forcing long contracts are the best solutions. The interaction of a restriction (width) with another (length) is explained in detail. Pipelines and large energy equipment are the main examples.

2. Nikolas Wölfing, Centre for European Economic Research ZEW Mannheim
The Effect of Regulatory Scrutiny Asymmetric Cost Pass-through in Power Wholesale and its End

In this paper we find an asymmetric pass-through of European Emission Allowance (EUA) prices to wholesale electricity prices in Germany in the first phase of the EU ETS, which reveals an oligopolistic behavior. More importantly we show that this asymmetry has disappeared in response to a report on investigations by the competition authority. The asymmetric pricing pattern, however, was not detected at the time of the report, nor had it been part of the investigations. Our results therefore provide evidence of the deterring effect of regulatory monitoring on firms which exhibit non-competitive pricing behavior. We do not find any asymmetric pass-through of EUA prices in recent years. Several robustness checks support our results.

VIII. 16ème séance: Bridging the Efficiency Gap

4 novembre 2014, École Mines Paris Tech, 16h30-18h30

Summary of the presentation (Disponible en Anglais exclusivement)

Kenneth Gillingham, Professor of Environmental and Energy Economics, Yale University
Bridging the Efficiency Gap: Policy Insights from Economic Theory and Empirical Analysis

The failure of consumers to make seemingly cost-effective investments in energy efficiency is commonly referred to as the energy efficiency gap. We review the most recent literature relevant to the energy efficiency gap and in particular discuss what the latest insights from behavioral Economics might mean for the gap. We find that engineering studies may overestimate the size of the gap by failing to account for all costs and neglecting particular types of economic behavior. Nonetheless, empirical evidence suggests that market failures such as asymmetric information and agency problems affect efficiency decisions and contribute to the gap. Behavioral anomalies have been shown to affect economic decision making in a variety of other contexts and are being increasingly cited as an explanation for the gap. The relative contributions of the various explanations for the gap differ across energy users and energy uses. This heterogeneity poses challenges for policy makers, but also could help elucidate when different policy interventions will most likely be cost-effective. If behavioral anomalies can be more cleanly linked to energy efficiency investments, then policymakers will face new challenges in performing welfare analysis of energy efficiency policies.

La politique énergétique de l'Union européenne en débat

12 janvier 2015 à l'école des Mines, 16h30-18h30 avec Jean-Michel Glachant (Professeur à l'Institut Universitaire Européen et Directeur de l'École de Régulation de Florence) sur *Une nouvelle politique de l'énergie pour la nouvelle Commission européenne ?*

IX. 17ème séance: Competition in the New EU Gas Markets

10 décembre 2014, Université Paris-Dauphine, 16h30 - 18h30

Summary of the presentation (Disponible en Anglais exclusivement)

1. Michele Polo, Director of the IEFE and Professor of Economics, Bocconi University, Milano
Liberalizing the Gas Industry: Take-or-Pay Contracts, Retail Competition and Wholesale Trade

This paper examines retail competition in a liberalized gas market. Vertically integrated firms run both wholesale activities (buying gas from the producers under take-or-pay obligations) and retail activities (selling gas to final customers). The market is decentralized and the firms decide which customers to serve, competing then in prices. We show that TOP clauses limit the incentives to face-to-face competition and determine segmentation and monopoly pricing even when entry of new competitors occurs. The development of wholesale trade, instead, may induce generalized entry and retail competition. This equilibrium outcome is obtained if a compulsory wholesale market is introduced, even when firms are vertically integrated, or under vertical separation of wholesale and retail activities when firms can use only linear bilateral contracts.

2. Olivier Massol, Economist, Centre d'Économie-Gestion, IFP School
Market Power across the Channel: Are Continental European Gas Markets Isolated from the British Liquid Market?

This paper examines the efficiency of the arbitrages performed between two regional markets for wholesale natural gas linked by a capacity-constrained pipeline system. We develop a switching regime specification to (i) detect if the observed spatial arbitrages satisfy the integration notion that all arbitrage opportunities between the two markets are being exploited, and (ii) decompose the observed spatial price differences into factors such as transportation costs, transportation bottlenecks, and the oligopolistic behavior of the arbitrageurs. Our framework incorporates a test for the presence of market power and it is thus able to distinguish between the physical and behavioral constraints to marginal cost pricing. We use the case of the "Interconnector" pipeline as an application, linking Belgium and the UK. Our empirical findings show that all the arbitrage opportunities between the two zones are being exploited but confirm the presence of market power.

SÉANCES
EN PROJET POUR LE
PREMIER SEMESTRE 2015

Large Scale Development of Variable Renewables in Electricity Markets: Static and Dynamic Effects on the System

(10 February 2015 at Université Paris-Dauphine, 16h30-18h30, Amphithéâtre 6) with the presentations of Marco Cometto (Senior Analyst, OECD-AEN) on *System costs of large scale development of variable renewables generation: building an assessment methodology*, and Jonas Egerer (Research fellow at the DIW (Berlin)) on *Power System Transformation toward Renewables: the Modelling of Investment Scenarios for Germany.*

Économie de la « Demand Response »

(en cours de préparation)

Les fluctuations des prix du pétrole et leurs effets macroéconomiques

(en cours de préparation)

Énergie et croissance économique

(en cours de préparation)

PARTIE 7

AUTRES ACTUALITÉS

Seminar hosted by
Jan Horst Keppler on

"Challenges for European Electricity Markets and the Need for a New European Target Model"

4 February 2014, EWI, Köln.

Concours Génération Énergies-Saison 6, Entre utopie et réalité : Quel futur pour le mix énergétique européen ?

12 février 2014, Meilleur prix décerné à Sébastien Phan (ex-assistant de recherche, CEEM) et Frédéric Haas, tous deux anciens étudiants du Master Énergie, Finance, Carbone co-dirigé par Jan Horst Keppler et Sophie Meritet. Le travail de Sébastien Phan et Frédéric Haas a traité de l'importance des interconnexions entre les réseaux électriques européens en l'absence de technologies efficaces de stockage.

À l'occasion du

Workshop du WEC Europe Forum on European Energy Policy to Support Transition

tenu à Paris les 24-25 avril 2014 sur la politique Climat Énergie, le Conseiller scientifique de la Chaire European Electricity Markets, Dominique Finon, est intervenu sur le thème *« Could State Aid Regulation Hinder Policies of Decarbonisation and Security of Supply? »*

Intervention de
Jan Horst Keppler aux

Rencontres de l'AFDEN

sur le thème *L'Energiewende en Allemagne : Contours, Implications, Perspectives*, 3 juin 2014, Commission de Régulation de l'Énergie.

Intervention de
Jan Horst Keppler à

l'EPEX SPOT workshop pour journalistes

autour du thème sur « L'intégration des marchés européens de l'électricité : défis et solutions », 3 septembre 2014, Berlin.

Intervention de
Jan Horst Keppler sur le risque climatique dans le cadre du

Cycle de séminaires sur les changements climatiques et les nouveaux enjeux

organisés par la revue Passages-ADAPes, 19 septembre 2014, Institut Hongrois de Paris.

PARTIE 8

MANIFESTATIONS À VENIR

Comme pour l'année 2014, la CEEM va poursuivre son programme de manifestations scientifiques, destiné à un public académique et des experts industriels.

Conférence sur Quelle évolution de la tarification des réseaux pour envoyer les bons signaux économiques ?
28 janvier 2015, Université Paris-Dauphine, Salle Raymond Aron, 16h00-19h00, Conférence co-organisée avec l'Association des Économistes de l'Énergie (AEE), le CGEMP et la CEEM.

Poursuite du séminaire de Recherches en Économie de l'Énergie de Paris-Sciences-Lettres.

National Energy Policies with Respect to Capacity Remuneration Mechanisms (CRM) in the Context of the European Targets
Joint Conference organized by the BENELUX and the French Association des Économistes de l'Énergie (AEE) in cooperation with the Chaire European Electricity Markets, 9 March 2015, Université Paris-Dauphine, 14h00-19h00, Salle Raymond Aron.

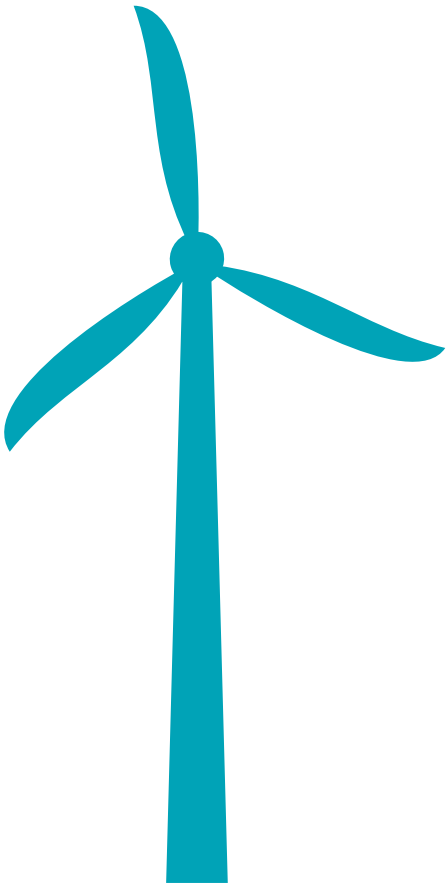
Seminar on Lessons to the European Power Sector from the USA
26 mars 2015, Université Paris-Dauphine, Salle A 709 (Nouvelle Aile, 7ème étage), 17h00-19h30

Colloque international sur la dimension locale de la transition énergétique
Participation de la CEEM au colloque international sur la dimension locale de la transition énergétique, au cours duquel il sera très largement question de réseau distribution, 9 avril 2015, Amiens.

Conférence autour des réseaux en France et en Allemagne
04 Mai 2015, Université Paris-Dauphine, 17h00-19h30, Salle Raymond Aron.

Séminaire autour de l'impact des renouvelables sur les prix zonaux en Italie et au Danemark
1er juin 2015, 17h00-19h30, Université Paris-Dauphine, Salle A 709.

Conférence scientifique internationale sur un « Target Model 2.0 for European Electricity Markets »
8 et 9 juillet 2015, Université Paris-Dauphine, salle Raymond Aron.



PARTIE 9

LES THÈSES

1. Analyzing the optimal development of electricity storage with increasing RES-E shares

Manuel Villavicencio progresse sur sa thèse *Analyzing the optimal development of electricity storage with increasing RES-E shares,* menée sous la direction de Jan Horst Keppler. Cette deuxième année de thèse porte essentiellement sur l'amélioration et l'aboutissement du modèle d'optimisation prenant en compte les contraintes intertemporelles des générateurs (ramping constraints).

2. La modélisation des choix d'investissements en production sur des marchés électriques sous-optimisés

Marie Petitet progresse sur son doctorat en CIFRE auprès de RTE avec le sujet de thèse autour de la modélisation des choix d'investissements en production sur des marchés électriques sous-optimisés, sous la direction de Dominique Finon et Jan Horst Keppler. L'outil de simulation dynamique des investissements a été développé. Il permet d'obtenir l'évolution du parc de production sur plusieurs dizaines d'années. En utilisant cet outil, une étude a été réalisée sur la rentabilité de l'éolien sans mécanisme de support et en introduisant un prix du carbone fixe sur toute la durée de la simulation. Ce travail fait l'objet d'un papier qui a été présenté à la 14ème conférence européenne de l'IAEE du 28 au 31 octobre 2014 à Rome (titre du papier : *In a world without support schemes: investments in wind power by the energy-only market).* Cette étude a été acceptée par le comité de validation de la CEEM dans le programme d'incitation à la recherche CEEM, sous la forme d'un Working Paper coécrit avec Dominique Finon et Tanguy Janssen (RTE). Actuellement, le développement de l'outil de simulation est poursuivi afin d'ajouter la modélisation d'un mécanisme de capacité « à la française ».

3. L'évaluation du potentiel technique et économique des effacements de la demande sur les marchés de l'électricité

Antoine Verrier poursuit sa thèse CIFRE avec GDF-Suez, sous la direction de Jan Horst Keppler, portant sur *L'évaluation du potentiel technique et économique des effacements de la demande sur les marchés de l'électricité.* Le programme de recherche est de modéliser l'intégration des effacements de la demande dans les systèmes électriques, afin d'en évaluer le potentiel de développement technique et économique. La méthodologie consiste à réaliser une analyse quantitative basée sur le développement d'un modèle mathématique d'optimisation équivalent à un modèle d'équilibre de marché en concurrence pure et parfaite. Antoine Verrier passe l'essentiel de son temps à GDF-Suez où il travaille avec Dr. Andreas Ehrenmann. Des réunions de travail entre l'équipe de GDF-Suez et la CEEM sont régulièrement organisées autour de ce sujet.

4. Les politiques de développement du solaire photovoltaïque et leurs impacts sur les dynamiques des technologies et des marchés

Julie Hyun Jin Yu progresse sur sa thèse portant sur *Les politiques de développement du solaire photovoltaïque et leurs impacts sur les dynamiques des technologies et des marchés,* sous la direction conjointe de Patrice Geoffron (Université Paris-Dauphine, LEDA-CGEMP & CEEM) et Nathalie Popiolek (CEA Saclay, Institut de Technico- Économie des Systèmes Énergétiques (I-TESE)). Elle a présenté un article intitulé *A Comparative Study on the Consequences and Impact of Public Policies in Favor of Solar Photovoltaic (PV) Development,* lors de la 19ème «International Energy Policy and Programme Evaluation Conference (IEPPEC)» qui s'est tenue à Berlin du 08 au 11 septembre 2014. Un article intitulé *Solar photovoltaic (PV) energy policy and globalisation : a multi-perspective approach with case studies of China, Germany, and Japan,* rédigé

par Julie Hyun Jin YU, Nathalie Popiolek et Patrice Geoffron sera publié dans l'édition spéciale de la revue « Progress in Photovoltaics ». Julie Hyun Jin Yu est intéressée pour publier ces articles en tant que Working Papers CEEM.

5. Les intéractions sur le marché de gros de l'électricité : le day-ahead, l'intraday et les contrats à terme

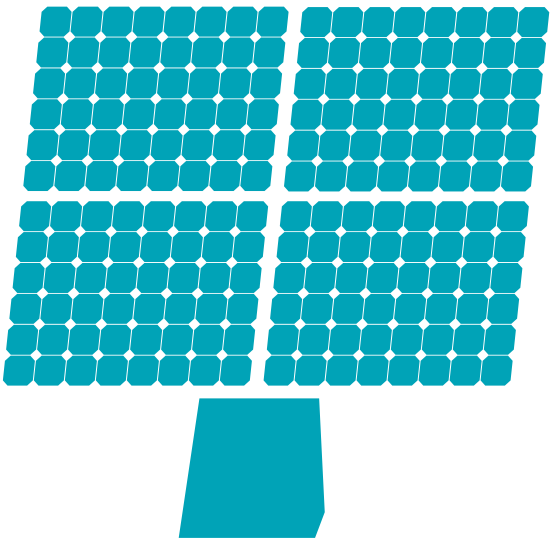
Yuanjing Li a rejoint récemment la CEEM en tant que doctorante sous la direction d'Anna Creti. Son sujet de thèse porte sur *Les intéractions sur le marché de gros de l'électricité : le day-ahead, l'intraday et les contrats à terme*. Ses travaux en cours tournent autour du thème *Quantifying the impact of wind power generation in day-ahead market: the case of Denmark"- "How intermittent generation influences intraday electricity prices: An empirical investigation in Danish intraday market.* Yuanjing Li est associée à l'axe 1 de recherche CEEM (La formation des prix sur les marchés européens de l'électricité).

6. Les évolutions des modèles économiques de la filière de l'électricité sous l'influence des réseaux électriques intelligents.

Morwenna Guichoux soutiendra en janvier 2015. Sa thèse, dirigée par Patrice Geoffron, porte sur les *Évolutions des modèles économiques de la filière de l'électricité sous l'influence des réseaux électriques intelligents.*

7. Le pouvoir de marché dans les marchés électriques en Europe : Mesures –Exemples – Solutions

Thao Pham a récemment fait une pré-soutenance autour de sa thèse dirigée par Sophie Méritet, autour du *Pouvoir de marché dans les marchés électriques en Europe : Mesures –Exemples – Solutions.*



PARTIE 10

L'ASSISTANCE DE RECHERCHE

La CEEM a recruté un assistant de recherche issu du Master Énergie-Finance et Carbone de l'Université Paris-Dauphine, pour un CDD, à compter du 1er novembre 2014 jusqu'au 31 mars 2015 pour développer un nouveau projet de recherche :

- les analyses coûts-bénéfices des montants optimaux d'interconnexions électriques entre les marchés européens principaux. Alexandre Coquentin, élève fonctionnaire stagiaire à l'École Normale Supérieure de Cachan est en charge de cette mission.

L'objectif principal du travail de recherche mené par MM. Keppler, Finon et Coquentin est d'établir une méthodologie robuste de calcul coût-bénéfice du montant d'interconnexions optimales sur les marchés de l'électricité européens. Trois enjeux principaux sont considérés, à savoir bien-être des consommateurs, sécurité de l'approvisionnement et flexibilité de l'offre. La méthodologie devra être générale et applicable quel que soit le pays ou la technologie considérée. Ce travail a également pour but de déterminer, pour chaque cas, les arbitrages à réaliser et leur impact en matière d'accroissement/développement (ou non) des interconnexions.

Début janvier, l'essentiel du travail a consisté à des lectures approfondies de nombreux articles de recherches en lien avec le sujet défini conjointement avec MM. Keppler et Finon le 18 novembre 2014. Après avoir retenu quelques articles qui définiront –très certainement– le socle de la modélisation, Alexandre Coquentin commence la rédaction de la revue de littérature, de manière à contextualiser le working paper avec les travaux réalisés par le passé (notamment dans la dernière décennie), ainsi qu'avec les enjeux des marchés de l'électricité en accord avec l'orientation de la politique énergétique et environnementale de l'Union Européenne (*2020 climate and energy package* et ses objectifs en termes de réduction d'émissions de gaz à effet de serre, d'accroissement de la part d'énergies renouvelables dans la consommation européenne et d'augmentation de l'efficacité énergétique).

Pour plus d'informations sur la CEEM

Site internet de la CEEM

http://www.ceem-dauphine.org

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/. 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-paris-dauphine/87/10b/554

Direction artistique, graphisme et mise en page
Henri Le Forestier - JelloDesign.com

CHAIRE EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS
Fondation Paris-Dauphine

Université Paris-Dauphine
Place du Maréchal de Lattre de Tassigny - 75775 Paris Cedex 16

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

www.ceem-dauphine.org