

# **Dynamiques d'investissement de long terme dans les marchés électriques en présence d'objectifs de développement des renouvelables variables et d'adéquation de capacité**

Marie Petitot

*J'ai rédigé ma thèse « Long-term dynamics of investment decisions in electricity markets with variable renewables development and adequacy objectives », sous la direction de D. Finon et J.-H. Keppler, à l'Université Paris-Dauphine en partenariat avec la direction « Économie du Système Électrique » de Réseau de Transport d'Électricité (RTE) [Thèse CIFRE].*

En partant des deux objectifs principaux de politique énergétique, enjeux environnementaux d'un côté et sécurité d'approvisionnement de l'autre, ma thèse analyse les investissements dans les énergies renouvelables puis l'efficacité de différentes architectures de marché pour assurer l'adéquation de capacité. Pour cela, l'approche s'appuie sur un modèle de simulation (en « system dynamics ») des décisions d'investissement dans de nouvelles centrales de production mais également de déclassement anticipé de moyens existants. En représentant les marchés électriques et un investisseur caractéristique, cette modélisation a l'avantage de permettre l'étude de l'évolution dynamique du mix de production d'électricité dans différents contextes d'investissement.

*De l'électricité verte ?* Pour répondre aux enjeux environnementaux, de nombreux États ont la volonté d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le bouquet électrique. Ces technologies sont différentes des technologies historiques : le coût d'investissement est élevé et la production est variable. La plupart des pays ont mis en place un système d'aide spécifique pour encourager les investissements dans ces technologies. Mais cela est-il encore nécessaire avec un prix du carbone significatif émergeant des politiques climatiques ?

Mes travaux montrent que l'éolien peut se développer sans aide spécifique (de type tarifs d'achat) à condition que ce prix du carbone soit suffisamment élevé. Le développement de l'éolien résultant des signaux de marché est caractérisé par un plafonnement expliqué par la baisse des prix de marché sous l'effet de l'augmentation de la quantité d'énergie renouvelable. La modélisation utilisée permet aussi de mettre en évidence une réduction significative de la rémunération moyenne obtenue par les technologies renouvelables qui ne peuvent produire qu'à certaines heures, par rapport à celle obtenue par les technologies conventionnelles qui peuvent produire à n'importe quel moment. Les résultats établissent également que le développement des énergies renouvelables entraîne une augmentation du nombre d'heures de défaillance pendant lesquelles la puissance de production disponible n'est pas suffisante pour répondre à la consommation d'électricité.

*Assurer l'adéquation de capacité ?* De plus en plus de pays, dont la France, ont décidé d'ajouter un mécanisme de rémunération des capacités pour garantir une puissance de production suffisante même pendant les pointes de consommation. Ce mécanisme génère des revenus indépendamment de la quantité d'électricité

produite et permet ainsi d'encourager les centrales qui ne produisent que très rarement mais sont pourtant indispensables pendant les pics de consommation en hiver. En Europe, les positions divergent quant à manière de résoudre la question de l'adéquation de capacité : par un mécanisme de capacité, ou en laissant les prix de l'énergie atteindre des valeurs très élevées pendant les épisodes de défaillance (modèle energy-only avec scarcity pricing). En intégrant la représentation des comportements averse au risque des investisseurs, les résultats montrent l'intérêt d'un mécanisme de capacité par rapport au modèle classique energy-only. En effet, l'ajout d'un mécanisme de capacité permet d'augmenter le nombre de

centrales de production disponibles pour faire face aux pics de consommation et de réduire le risque pour les investisseurs. Cela est vrai dans un contexte où nous aurions besoin d'investir dans de nouvelles centrales de production, mais également dans un contexte où il faudrait gérer au mieux la fermeture des centrales existantes comme cela pourrait être nécessaire dans l'hypothèse d'une transition énergétique rapide.

En intégrant la théorie économique et des aspects techniques spécifiques aux systèmes électriques, la thèse a permis de répondre à des problématiques soulevées par la transition énergétique en évaluant différentes évolutions de l'architecture de marché.

**LABORATOIRE D'ACCUEIL :** Chaire European Electricity Markets (CEEM) de l'Université Paris-Dauphine



La Chaire European Electricity Markets (CEEM) de l'Université Paris-Dauphine a la triple vocation de (1) réaliser un programme de recherche ambitieux sur les marchés européens de l'électricité, (2) offrir un forum où experts universitaires, acteurs industriels et parties prenantes peuvent échanger leurs points de vue et (3) contribuer à la formation des futurs cadres des entreprises du secteur de l'électricité.

La recherche académique de la CEEM est caractérisée par un pluralisme des approches, en restant vigilant à ce que les standards méthodologiques des meilleures revues internationales soient respectés. Les problématiques et les méthodes venant de l'économétrie, de l'économie industrielle, de la théorie des jeux et de l'économie institutionnelle reçoivent une attention particulière dans le but d'analyser et de comprendre l'état et les trajectoires possibles de l'industrie électrique européenne.

Plus d'informations sur : <http://www.ceem-dauphine.org/home/en>

**SOUTENANCE DE LA THÈSE :** La thèse a été soutenue le 29 novembre 2016 à l'Université Paris-Dauphine devant le jury composé de : Anna Creti, professeur, Université Paris-Dauphine, présidente du jury ; Jacques Percebois, professeur émérite, Université de Montpellier, rapporteur ; Philippe Quirion, directeur de recherche CNRS, CIRED, rapporteur ; Richard Green, professeur, Imperial College London ; Tanguy Janssen, ingénieur-économiste, RTE ; Olivier Massol, professeur associé, IFP School ; Dominique Finon, directeur de recherche CNRS émérite, directeur de thèse ; Jan-Horst Keppler, professeur, Université Paris-Dauphine, directeur de thèse.

Elle est disponible sur : <https://basepub.dauphine.fr/handle/123456789/16257>

**ET APRÈS LA THÈSE ?** Marie Petitet est actuellement ingénieur-chercheur chez EDF R&D où elle poursuit son exploration du système électrique à travers l'angle technico-économique. En particulier, elle a récemment travaillé sur la modélisation du fonctionnement de court-terme du système électrique (marchés journalier et infra-journalier, équilibre, règlement des écarts<sup>1</sup>).



1. Mathieu, S., Petitet, M., Perrot, M., Ernst, D., Phulpin, Y., 2017. SiSTEM, a model for the simulation of short-term electricity markets. CEEM working paper n°30. Paris-Dauphine University.