



Chaire Modélisation Prospective au service du développement durable

Séminaire de la Chaire MPDD sur les Enjeux clefs pour la modélisation de la transition bas carbone

Dimensions technico-économiques de la transition : scénarios pour l'intégration du renouvelable

Le 13 mai 2016 s'est tenue à Paris, dans les locaux de MINES ParisTech, le premier séminaire de la plateforme de modélisation prospective de la Chaire MPDD. Autour d'éclairages que la modélisation prospective peut apporter sur les politiques publiques liées à la transition énergétique en France, cette plateforme vise à permettre les échanges et la confrontation entre équipes de modélisation, administrations et partenaires de la Chaire. A cette fin, les séminaires sur les enjeux clefs pour la modélisation de la transition bas carbone se concentrent sur les controverses clés portant sur les contraintes physiques, techniques et économiques de cette transition ainsi que la manière dont les politiques publiques peuvent les intégrer, de façon à maximiser les bénéfices économiques et sociaux de cette transition.

Ce premier séminaire portait ainsi sur la question de l'intégration des énergies renouvelables en considérant les dimensions technico-économiques de cette intégration. Placées sous la modération de Nadia Maïzi, trois études ont alors été décryptées et discutées : l'étude 100% renouvelable du mix électrique de l'ADEME, présentée par Anne-Laure Dubilly (service Réseaux et Energies renouvelables de l'ADEME), l'analyse technique et économique d'un système européen avec 60% d'énergie renouvelable de EDF R&D, présentée par Silva Vera (responsable du programme Systèmes et marchés énergétiques) et enfin, l'analyse de la fiabilité et de la spatialité des scénarios de 40 à 100% de renouvelable du CMA de MINES ParisTech, présentée par Vincent Krakowski (doctorant). Dominique Finon, chercheur au CIREN, a apporté un contrepoint à ces discussions en abordant les questions économiques et institutionnelles du développement hors marché des ENR à apport variable.

Synthèse des présentations

« Un mix électrique 100% renouvelable ? », Anne-Laure Dubilly (ADEME)

Ces dernières années, des progrès technologiques significatifs relatifs aux énergies renouvelables ont été observés. De nombreuses études s'accordent ainsi sur des hypothèses de projections de coûts des EnR affichant une forte décroissance d'ici à 2050. Dans un tel contexte, il est légitime de s'interroger non seulement sur la faisabilité mais également sur les impacts économiques d'un mix électrique à fort taux de pénétration d'énergies renouvelables.

La réponse à ces questions nécessite des modèles pointus, permettant la prise en compte de la sécurité d'approvisionnement électrique à un pas de temps suffisamment fin (typiquement horaire, sur un an et sur plusieurs scénarios climatiques), la gestion du pilotage des différents moyens de production et de consommation, ainsi que leur répartition entre les régions, et la circulation des flux électriques.

L'étude « un mix électrique 100% renouvelable ? » ambitionne de réunir l'ensemble de ces paramètres. Elle constitue ainsi un exercice technique innovant qui vise, en se plaçant dans l'hypothèse d'un mix 100% renouvelable, à un horizon de temps éloigné (sans considérer de trajectoire), à répondre aux questions suivantes :

- Quelles contraintes émergent lorsqu'on augmente de manière conséquente les EnR dans le mix électrique renouvelable en France métropolitaine ?
- Quels sont les mix électriques optimaux, associés à différents jeux d'hypothèses d'évolutions technologiques, de consommation, d'acceptabilité... ?
- Comment se répartissent géographiquement les différents moyens de production renouvelable ?
- Quels sont les impacts économiques de ces mix électriques à fort taux de pénétration de renouvelables ?

« Analyse de la fiabilité et de la spatialité des scénarios de 40 à 100% de renouvelable », Vincent Krakowski (CMA, MINES ParisTech)

Les enjeux auxquels doivent faire face actuellement les systèmes électriques les amènent à évoluer pour intégrer une production moins carbonée, éventuellement plus locale. Afin d'explorer les évolutions possibles, sur le long terme, de ces systèmes, de comparer leurs bénéfices et leurs difficultés respectifs, l'exercice prospectif s'appuyant sur des modèles est un outil précieux. Cependant, pour être pertinent, il doit concilier des phénomènes spatiaux et temporels à des échelles variées. Ainsi, le fonctionnement du système électrique repose sur un équilibre offre – demande qui doit s'établir à chaque instant. Pour surmonter cette difficulté, les gestionnaires de réseau anticipent les variations de la consommation ainsi que la disponibilité des différents moyens de production et, pour corriger les écarts qui subsistent, mettent en place un certain nombre de régulations. Ces régulations ont des durées d'activation de l'ordre de quelques secondes (les réserves primaires) à quelques heures (certaines des réserves tertiaires). A des échelles de temps encore plus fines le système électrique présente une robustesse interne : le réseau électrique crée un couplage électromagnétique entre les machines synchrones qui leur permet de mutualiser leur inertie respective. Cette inertie, qui constitue une réserve d'énergie cinétique, est instantanément disponible pour faire face aux fluctuations de l'offre ou de la demande qui surviennent naturellement sur un système électrique. Pour que les scénarios de long terme proposés ne soient pas en contradiction avec les exigences de robustesse du système électrique, qui permettront son opération, il est nécessaire que l'évaluation de cette robustesse soit intégrée à la modélisation prospective. Dans ce travail, nous proposons un indicateur, calculable au sein des études de prospective, qui évalue la stabilité d'un système électrique, c'est-à-dire son aptitude à revenir au synchronisme suite à une perturbation. Cet indicateur repose sur une description agrégée du réseau de transport et traduit le couplage électromagnétique apporté par le réseau. Associé au modèle bottom-up de la famille MARKAL/TIMES décrivant le système électrique français, cet indicateur de synchronisme et un indicateur quantifiant la réserve cinétique disponible, nous permet d'évaluer les conséquences de la pénétration du renouvelable, notamment sur la robustesse du système électrique. Prenant ainsi en compte la dynamique court terme des systèmes électriques, les scénarios long terme caractérisant la loi de transition énergétique et des objectifs de pénétration des énergies renouvelables ambitieux (de 40 à 100% de renouvelables) ont mis en avant que la pénétration des renouvelables pouvaient entraîner une dégradation des réserves cinétiques mais aussi une augmentation de la capacité installée (doublement voire triplement), la nécessité de disposer d'actifs flexibles (fossile / biomasse) fonctionnant en extrême-pointe, une inversion du solde des échanges d'électricité et une hausse des coûts. Par contre, la décentralisation de la production conduit à une réduction des besoins en réseau.

« Analyse technique et économique d'un système européen avec 60% d'énergie renouvelable », Vera Silva (EDF R&D)

L'atteinte d'objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité implique une profonde transformation de l'organisation du réseau et de sa gestion. Cette étude examine les impacts d'une importante intégration d'énergie renouvelable intermittente dans le système électrique interconnecté européen. L'analyse, fondée sur les résultats d'études de long terme développées par EDF R&D, vise à approfondir la compréhension de la faisabilité technique et économique d'un déploiement massif d'énergies éolienne et de photovoltaïque dans le système européen. Plusieurs aspects de cette intégration de production variable sont abordés et en particulier la caractérisation des renouvelables intermittentes, le besoin d'infrastructure d'interconnexion, les impacts sur les opérations de court terme et la rentabilité des marchés.

Ainsi, l'analyse d'un scénario considérant 60 % d'énergies renouvelables (EnR), dont 40 % d'origine éolienne et photovoltaïque dans le système électrique européen montre que la production électrique de sources intermittentes doit être considérée comme complémentaire à celle issue de sources conventionnelles. Les énergies éolienne et photovoltaïque sont un élément important de la stratégie de décarbonation de l'Union européenne mais la production thermique s'avère nécessaire pour maintenir la fiabilité du système et la sécurité d'approvisionnement. En outre, la production électrique en base à faible émission de carbone est également nécessaire pour permettre la réduction du facteur carbone moyen de l'électricité européenne. L'infrastructure, le réseau et la présence d'unités de production de secours permettront d'atténuer dans une certaine mesure l'impact de la variabilité observée avec 60 % d'EnR. Cependant, l'infrastructure ne peut pas faire face à des situations climatiques extrêmes à l'échelle européenne et risque de devenir trop coûteuse si des EnR intermittentes sont développées trop loin des zones de consommation. Une analyse coût-bénéfice a montré que le développement de l'énergie éolienne offshore en mer du Nord devrait s'accompagner d'une interconnexion adéquate et accroissant la capacité d'interconnexion autour de la France pour bénéficier de la diversité entre le photovoltaïque au sud et l'éolien au nord, mais aussi faciliter l'accès à la production conventionnelle à faible teneur en carbone. En supposant une nette diminution des coûts d'investissement et un important déploiement des EnR intermittents, l'étude montre qu'il pourrait devenir trop coûteux de développer une production intermittente, en particulier à base de photovoltaïque, à un rythme rapide tant que le stockage bon marché n'aura pas été développé. La raison en est que plus la part d'une technologie intermittente dans le mix électrique est grande, plus la valeur de marché de tout nouvel investissement dans cette technologie est faible. La perte de valeur va atteindre 30 % dans certains pays où la pénétration intermittente atteint 40 %. Le rythme de déploiement de la production intermittente doit être optimisé. S'il est trop rapide, les coûts d'infrastructure et de stockage (ou d'effacement) et les subventions pourraient devenir trop élevés, pendant que la valeur de la production intermittente diminue avec son taux de pénétration.

