

REFGOV

Reflexive Governance in the Public Interest

Institutional Frames for Markets

« Gestion de l'équilibre entre la production et la consommation sur
les réseaux électriques : l'impact de l'éolien »

2007

By Florent Maupas

Working paper series : REFGOV-IFM -37

**Gestion de l'équilibre entre la production et la
consommation sur les réseaux électriques : l'impact de
l'éolien**

Document de travail en vue du séminaire GRJM
du 20 février 2007.

-

Florent Maupas

De nombreux pays se sont fixé pour objectif d'accroître la part des sources d'énergie renouvelable dans la production électrique. L'éolien apparaît comme la technologie la plus adaptée à court et moyen termes pour remplir ces objectifs, en raison de la maturité relative de cette technologie, et de son fort potentiel de développement. Cependant, la production électrique issue d'éoliennes se caractérise par une forte variabilité, et une faible prévisibilité. Le manque de prévisibilité de la production éolienne se traduit par un nouvel aléa à gérer sur les réseaux électriques. L'analyse de l'impact de l'éolien sur les réseaux électriques, et en particulier, l'impact de la gestion de l'équilibre entre la production et la consommation a fait l'objet de nombreuses études. L'objectif de ce document de travail est de proposer une méthode d'analyse permettant à un gestionnaire du réseau de transport d'évaluer l'impact de l'éolien sur la gestion de l'équilibre entre la production et la consommation. Pour ce faire, dans une première partie, on donnera les éléments clefs nécessaires à la compréhension de la problématique de l'équilibre sur un réseau électrique. Ensuite, on proposera un cadre d'analyse permettant d'identifier la méthode la plus adéquate pour réaliser une étude d'impact, en fonction de l'objectif poursuivi. Enfin, en troisième partie, on proposera une méthode répondant à l'objectif énoncé, ainsi que les résultats produit par cette méthode, appliquée au cas français.

1. Gestion de l'équilibre *production / consommation* sur un réseau électrique

a. Importance de l'équilibre sur un réseau électrique

L'équilibre entre la production électrique et la consommation est atteint lorsque la somme des injections sur le réseau est égale à la somme des soutirages sur le réseau, plus les pertes par effet Joule réalisée sur les lignes. L'équilibre est essentiel du point de vue de la sécurité du réseau. En effet, un déséquilibre entre la consommation et la production provoque :

- i. une déviation de la fréquence du réseau¹ vis-à-vis de sa valeur nominale (50 Hz sur la plaque continentale européenne) ;

¹ La fréquence d'un signal périodique est le nombre d'oscillations par seconde. Les signaux électriques sur un réseau sont des variables périodiques, on peut donc parler de leur fréquence, et on dira « fréquence du réseau » pour désigner la fréquence des signaux périodiques tels que l'intensité (I) ou la tension (U).

- ii. des modifications des flux de puissance sur le réseau de transport et de distribution.

Sur un réseau électrique, la fréquence augmente lorsque la production est supérieure à la consommation plus les pertes, et la fréquence diminue lorsque la production est inférieure à la consommation plus les pertes. Les déviations de la fréquence au-delà ou en deçà de la valeur nominale doivent se confiner à une étroite bande de tolérance, puisque les équipements électriques sont conçus pour fonctionner dans une plage donnée de fréquence proche de la valeur nominale. Parmi les équipements susceptibles d'être endommagés, on compte les alternateurs électriques². Ces derniers se déconnectent donc automatiquement si l'excursion de fréquence est trop importante afin de se protéger. Dans le cas d'un déficit de production, la déconnection de nouveaux alternateurs a pour effet d'aggraver le problème d'équilibre.

Les flux de puissance circulant sur les lignes doivent être bornés par certaines limites techniques. Lorsque la puissance transitant sur une ligne devient trop importante, les pertes par effet Joule deviennent si importantes que le matériau constituant la ligne risque de fondre. On parle de limite thermique des lignes de transmission. Ces dernières sont donc équipées de dispositifs de protection, permettant de mettre la ligne hors de service lorsque la limite thermique est atteinte. La perte d'une ligne dans une situation de déséquilibre peut aggraver le problème de déséquilibre.

Dans ces deux cas, on voit que le problème d'équilibre peut aboutir à une cascade d'événements adverses, pouvant rapidement aboutir à des pannes générales du réseau électrique (*black-out*). De plus, les réseaux électriques, notamment en Europe au sein de l'UCTE, sont interconnectés entre eux. Bien que ces interconnexions aient été développées afin de permettre un secours mutuel des réseaux en cas de pannes, à cause d'elle (en fait : grâce à elles) la question de l'équilibre se pose à une échelle internationale.

Les réponses mises en place pour traiter la question de l'équilibre sur les réseaux électrique doivent prendre en compte l'importance de l'équilibre pour la sécurité du réseau, ainsi que sa dimension transnationale.

La partie suivante présente brièvement ces réponses.

² Les alternateurs sont les composants électriques produisant de la puissance électrique, à partir d'une source d'énergie (thermique, hydraulique, éolienne, ...)
European FP6 – Integrated Project
Coordinated by the Centre for Philosophy of Law – Université Catholique de Louvain – <http://refgov.cpdr.ucl.ac.be>
WP –IFM-37

b. Gestion de l'équilibre entre la production et la consommation sur un réseau électrique

L'équilibre entre la production et la consommation sur le réseau électrique est le résultat de deux processus qui diffèrent largement.

D'une part, il existe des marchés de l'électricité, centralisés (bourses, pool) ou bien décentralisés (marché de gré à gré), sur lesquelles les acheteurs et vendeurs d'électricité s'échangent des « promesses » de production et de consommation. Ces marchés se déroulent à un horizon plus ou moins éloigné de l'instant de livraison. L'étape de *clearing* des marchés débouche bien entendu sur un équilibre entre *l'offre et la demande*. Cet équilibre entre l'offre et la demande doit être bien distingué de l'équilibre en temps réel entre la production et la consommation, puisque le résultat d'un marché de l'électricité est financier et non physique. Notons toutefois que les marchés se déroulant à un instant proche de l'instant de livraison (marchés « J-1 » ou marché infra-journalier) sont associés à un processus de nomination des programmes auprès du gestionnaire du réseau de transport, et tout écart vis-à-vis de ces programmes peut être pénalisant (voir [Saguan, 2007]). A l'issue des mécanismes de marchés, l'équilibre physique entre la production et la consommation n'est que théorique, puisque les acteurs peuvent, volontairement ou involontairement s'écarter de leur promesse d'injection ou de soutirage.

D'autre part, entre la *gate closure*³ et le temps réel, le gestionnaire du réseau de transport prend en charge le maintien en temps réel de l'équilibre entre la production et la consommation. Deux types de moyens sont à la disposition du GRT (gestionnaire du réseau de transport) pour garantir l'équilibre entre la production et la consommation : les réglages et l'ajustement.

Les réglages, primaire et secondaire⁴, sont des actions permettant conjointement de compenser un déséquilibre entre la production et la consommation. Dans la mesure où le

³ La *Gate Closure* désigne l'instant à partir duquel il n'est plus possible de modifier les programmes pour un instant de livraison donné.

⁴ Ces deux types de réglages présentent des différences importantes :

- le réglage primaire est mutualisé sur toute la plaque continentale européenne et est une action locale de groupes de production ; suite à un déséquilibre entre la production et la consommation, le réglage secondaire permet de stabiliser la fréquence
- le réglage secondaire est propre à chaque pays (certains pays ont néanmoins mis en commun leur zone de réglage secondaire). Il s'agit d'un réglage automatique central, permettant de ramener la fréquence à sa valeur nominale, et de ramener les échanges avec les autres pays à leurs valeurs contractuelles.

déséquilibre n'excède pas la capacité de la réserve secondaire, l'action successive des réglages permet de compenser le déséquilibre en une dizaine de minutes.

L'ajustement se différencie des réglages dans la mesure où ce n'est pas une action automatisée. Le GRT collecte auprès des producteurs, et éventuellement des consommateurs, des *offres d'ajustement*. Par le dépôt d'une offre d'ajustement, un acteur s'engage à laisser disponible une partie de sa capacité de production, et à modifier son programme de production en fonction d'ordre émis par le GRT. Le GRT dispose de droits asymétriques sur ce mécanisme : il sélectionne et active des offres de production à la hausse, ou à la baisse, afin de couvrir le déséquilibre entre la production et la consommation.

Plusieurs designs de mécanisme d'ajustement existent ([Saguan, 2007]). En France, l'ensemble des producteurs raccordés au réseau français doivent déposer une enchère sur ce mécanisme pour une augmentation et une diminution de leur programme de production, pour l'ensemble de leur puissance disponible, à la hausse ou à la baisse.

c. Aléas sur l'équilibre entre la production et la consommation

Les décisions antérieures à la gate closure sont prises en présence d'incertitudes sur la production et la consommation effective en temps réel. Il existe en effet différents aléas pesant aussi bien sur la production que la consommation, qui sont, par définition non prévisibles. Les moyens de production électriques peuvent être exposés à des indisponibilités fortuites, ou bien à une incertitude sur leur niveau de production. Les incertitudes sur le niveau de production se posent notamment pour la production éolienne, dont la prévisibilité est limitée, pour la production en co-génération, dont la production électrique dépend directement de la demande en chaleur, et de la production hydraulique au fil de l'eau, dont la production dépend de paramètres du réseau hydraulique. L'aléa éolien renforce donc la situation d'incertitude qui règne sur l'équilibre entre la production et la consommation.

Par ailleurs la consommation présente elle aussi un caractère aléatoire, puisque les décisions de consommations sur un réseau sont prises sans préavis, et fluctuent de manière assez marquée en fonction de paramètres peu prévisibles tels que la météorologie (impact de la température et de la nébulosité).

Les niveaux de réserves primaire, secondaire, et les marges laissées disponibles pour l'ajustement doivent donc être dimensionnées de façon à pouvoir compenser les aléas mentionnés ci-dessus. L'étape de dimensionnement est réalisée de manière plus ou moins fine relativement à un niveau de risque accepté.

L'impact de l'aléa éolien sur l'équilibre entre la production et la consommation peut être analysé au travers de deux axes :

- d'une part, la présence d'un nouvel aléa peut amener à un redimensionnement des capacités requises pour exploiter le système électriques dans les mêmes conditions de sécurité ; On peut de ce point de vue estimer les redimensionnements nécessaires pour les réglages primaire et secondaire, ainsi que pour les marges requises à différentes échéances ;
- d'autre part, le nouvel aléa entraîne potentiellement une utilisation accrue des réglages et de l'ajustement ; Dès lors il est important d'estimer le volume d'énergie supplémentaire mis en jeu dans le cadre des réglages et de l'ajustement.

On a identifié précédemment les six impacts suivants de l'aléa éolien sur l'équilibre entre la production et la consommation :

- *i.* impact sur la capacité de réserve primaire
- *ii.* impact sur la capacité de réserve secondaire
- *iii.* impact sur les marges requises à différentes échéances (pour l'ajustement)
- *iv.* impact sur le volume d'énergie mis en jeu par le réglage primaire
- *v.* impact sur le volume d'énergie mis en jeu par le réglage secondaire
- *vi.* impact sur le volume d'énergie mis en jeu dans le cadre de l'ajustement.

L'impact de l'aléa éolien sur les réglages primaire et secondaire a fait l'objet d'assez peu d'études ([Dany, 2000], [Dena, 2004]). Ces deux études concluent à un impact négligeable sur la capacité et l'énergie mis en jeu dans le cadre du réglage primaire (impacts *i.* et *iv.*). L'étude [Dena, 2004] souligne que les besoins en réserve secondaire (impacts *ii.* et *v.*) sont négligeables pour des capacités inférieures à 20 GW. Au-delà de cette limite, les auteurs de l'étude [Dena, 2004] soulignent que les éoliennes sont capables d'apporter une capacité de réglage secondaire permettant de compenser le besoin lié aux éoliennes. Globalement les impacts *ii.* et *v.* peuvent donc également être négligés.

Dans cette première partie on a donc vu que le problème de l'équilibre entre la production et la consommation était particulièrement important, puisqu'il est directement lié à la sécurité du réseau, et qu'il se pose à l'échelle internationale des réseaux interconnectés. Nous avons également vu que le système électrique était géré en présence de nombreuses incertitudes sur la production et la consommation, et que la présence d'éolien sur le réseau ajoutait une couche supplémentaire d'incertitude sur la production. L'apport de la littérature existante permet d'identifier deux points particulièrement importants vis-à-vis de l'impact de l'éolien sur l'équilibre entre la production et la consommation : l'impact sur les marges disponibles pour l'ajustement (capacité) et l'impact sur l'énergie mise en œuvre dans le cadre des ajustements (énergie). La partie suivante s'attache à analyser les différentes méthodes qui peuvent être mises en place pour analyser ces impacts, et plus généralement, pour analyser l'ensemble des impacts de l'éolien.

2. L'analyse des impacts de l'éolien : choix de la méthode

L'impact de l'éolien sur les réseaux électriques, et en particulier sur les points *iii.* et *vi.* a fait l'objet d'un grand nombre d'études, présentant une large diversité au niveau de leur méthode. La diversité des méthodes employées peut s'expliquer par le fait que chaque étude poursuit un objectif bien particulier. Dans cette partie, on établit tout d'abord une grille d'analyse permettant de dégager les points caractéristiques des différentes méthodes. Cette grille d'analyse est ensuite utilisée afin d'établir une correspondance entre les options choisies pour la méthode, et les objectifs poursuivis.

a. Grille d'analyse des méthodes employées pour l'étude de l'impact de l'éolien

On propose ici une grille d'analyse adaptée à partir de la définition des coûts d'intégration de l'éolien telle qu'elle a été proposée par [Weber, 2006]. [Weber, 2006] propose de comparer les coûts d'exploitation d'un système dans lequel un investissement éolien a été réalisé, avec les coûts d'exploitation d'un système dans lequel l'investissement est réalisé dans une technologie alternative. Le coût d'intégration s'exprime alors par :

$$C_{\text{Integration}} = (C_{\text{EnR}}^* - C_{\text{Alt}}^*)$$

Cette définition met en exergue le fait que le coût d'intégration est relatif au choix d'un investissement alternatif, et à ce qui est considéré comme fixe dans le reste du système. Ce raisonnement se transpose directement à une étude d'impact ; une étude d'impact se caractérise par comparaison avec un investissement dans une technologie alternative à l'éolien, et est propre à une définition du reste du système.

i. Caractérisation de l'investissement alternatif à l'éolien

On choisit de caractériser l'investissement alternatif à l'éolien par un ensemble de critères, qui, ensemble, déterminent l'impact de l'éolien sur le système électrique. Le Tableau 1 présente l'ensemble de ces critères, et met en lumière les différences essentielles existant entre une technologie « conventionnelle » de production et l'éolien. On entend par technologie conventionnelle, l'ensemble des moyens de production thermiques, tels que la production électrique à partir de charbon, de pétrole, de gaz et d'uranium. Le facteur de charge exprime en pourcentage la disponibilité annuelle d'un moyen de production. Pour l'éolien, le facteur de charge se calcule par le rapport entre la production annuelle et la capacité installée fois le nombre d'heure dans une année. La contrôlabilité, ou dispatchabilité, exprime la capacité d'un moyen de production d'être commandée. La notion de variabilité prend de sens que dans le cas d'un moyen de production partiellement contrôlable : c'est la variabilité de la partie non contrôlable de la production. La prévisibilité est la capacité à prévoir la puissance produite par un moyen de production. Pour un moyen conventionnel de production, la prévisibilité est quasi-totale, elle n'est pas totale à cause des indisponibilités fortuites susceptibles de se produire. La taille unitaire d'un moyen de production est la taille moyenne d'un groupe de production de ce type. Les contraintes géographiques représentent les contraintes naturelles ou liées à l'activité humaine ayant un impact sur la localisation géographique du moyen de production. Dans le cas de l'éolien, les conditions naturelles du site de localisation sont primordiales dans le choix du site, puisque seuls les sites présentant une bonne exposition au vent sont éligibles.

	Technologie conventionnelle	Eolien
Facteur de charge	Elevé	Faible (0,2-0,3)
Contrôlabilité	Totale	Aucune
Variabilité	-	Importante
Prévisibilité	Quasi-totale	Faible
Taille unitaire	Importante	Faible
Contraintes géographiques	Critère géographique + Réseau de transport	Critère géographique

Tableau 1 - Caractérisation d'une technologie de production [Söder, 2005]

Plusieurs options sont possibles quant au choix de l'investissement alternatif. On peut notamment présenter l'option qui consiste à ne pas considérer d'investissement alternatif. Dans une démarche globale d'estimation du coût d'intégration de l'éolien au sens de Weber, ce choix conduit généralement à estimer un coût d'intégration négatif, puisque la production éolienne permet de consommer moins de combustibles par ailleurs. [A1]. Il est par ailleurs possible d'envisager un investissement alternatif ayant une capacité installée égale à celle de l'éolien, mais un facteur de charge, une répartition géographique, et une contrôlabilité d'une technologie traditionnelle. [A2] On peut également considérer une technologie fictive qui produirait exactement comme l'éolien, mais de façon parfaitement prévisible. [A3] Enfin, une autre possibilité consiste à considérer une technologie fictive qui aurait le même facteur de charge que l'éolien, mais avec une production contrôlable et quasi prévisible. [A4]

ii. Caractérisation du reste du système

Une multitude d'options sont possibles pour la caractérisation du reste du système. On peut notamment citer les possibilités suivantes :

- [B1] : Aucune modification du reste du système
- [B2] : Evolution des coûts de production (investissement et O&M);
- [B3] : Capacités de production et de transport variables et endogènes;
- [B4] : Capacités de production et de transport variables et exogènes;
- [B5] : Evolution de la demande, en valeur / de son élasticité

iii. Méthode pour le calcul des coûts d'intégration

On présente ici les caractéristiques de la méthode proprement dite utilisée pour analyser l'impact de l'éolien sur l'équilibre entre la production et la consommation.

On distingue tout d'abord deux approches, à savoir *l'approche par simulation*, et *l'approche par analyse statistique*.

- *l'approche par simulation* consiste à modéliser tout ou une partie du système électrique, puis à simuler le fonctionnement de ce dernier en considérant différents scénarios de développement de l'éolien ; [C1]
- *l'approche par analyse statistique* se limite à étudier les caractéristiques des différents aléas affectant le système électrique, selon différents scénarios de développement de l'éolien. [C2]

A l'intérieur de ces deux familles d'études, on peut caractériser les études en fonction du *traitement de l'information*, du *traitement des contraintes du système* et du *traitement des coûts*.

Traitement de l'information

Certaines études sont réalisées en émettant l'hypothèse d'information parfaite sur l'état du système. Ces études négligent de fait l'incertitude de la production éolienne et ses conséquences. Elles permettent néanmoins d'analyser l'impact de la variabilité de la production éolienne. [D1] Il existe une nuance à l'option [D1] consistant à considérer l'erreur de prévision comme déterministe. Dans ce cas le système est optimisé en faisant l'hypothèse que l'aléa éolien est connu sur un horizon donné. [D2]

La prise en compte de l'incertitude sur l'information est plus complexe à mettre en œuvre, car l'incertitude doit être traitée de façon dynamique. En effet, de façon générale pour un phénomène temporel soumis à une incertitude comme la consommation ou la production éolienne plus l'horizon est proche, plus l'avenir est déterministe. Cette option consiste donc à considérer que la perception de l'avenir est de plus en plus précise à mesure qu'on s'approche du temps réel. [D3]

Traitement des contraintes du système électrique

Ces contraintes peuvent se décomposer en contraintes sur le parc de production, en contraintes sur le réseau de transport / distribution, en contraintes sur les marges de sécurité.

- Contraintes dynamiques et statiques sur le parc de production : il s'agit des contraintes techniques des groupes de production, qui imposent notamment une puissance minimale et maximale (contrainte statique, [E1]), ainsi qu'une durée de démarrage, des niveaux de pente maximale sur les changements de puissance... (contraintes dynamiques, [E2]). La prise en compte de ces contraintes est une donnée importante puisque cela joue directement sur le réalisme de l'étude.
- Contraintes sur le réseau de transport / distribution : il s'agit des contraintes techniques des réseaux de distribution et de transport, notamment du respect des puissances de transit maximum sur les lignes (contrainte statique) mais également des contraintes dynamiques du réseau en cas de défaut sur le réseau par exemple. La prise en compte de ces contraintes n'est utile que si l'étude vise à évaluer l'impact de l'éolien sur le réseau électrique et l'ensemble des coûts adjacents (renforcement et développement du réseau). ([F1] lorsque les contraintes réseaux sont négligées, [F2] pour des contraintes statiques, [F3] pour des contraintes dynamiques).
- Contraintes sur les marges de sécurité : comme expliqué dans la partie 1, le maintien de l'équilibre sur les réseaux électrique est une donnée importante justifiant l'application de marge de production. Concrètement, il s'agit de capacités de production disponible, non seulement à la hausse mais également à la baisse. On peut considérer ces marges à plusieurs horizons temporels. ([G1] lorsque le traitement de la marge est négligé, [G2] lorsque la marge est traitée à un horizon interannuel, [G3] lorsque la marge est traitée à un horizon journalier, [G4] lorsque la marge est traitée à un horizon infra-journalier)

Traitement des coûts

Une partie des études réalisées sur l'impact de l'éolien proposent différentes estimations chiffrées quant au coût d'intégration du système. L'approche utilisée pour estimer les différents coûts entrant dans cette analyse peut être multiple. On peut distinguer une approche par observation des prix pratiqués [H1], et l'approche par construction des coûts à partir des coûts de matière première [H2]. La première approche est plus réaliste mais présente le désavantage d'éventuellement institutionnaliser un prix manipulé, ou anormalement élevé pour cause d'inefficacités. La seconde approche est quant à elle plus difficile à mettre en place,

puisque la relation entre la fonction reliant le coût de matières première et le coût final d'un produit est difficile à modéliser.

Le Tableau 2, présenté en annexe de document, présente un tour d'horizon des principales études réalisées à ce jour sur le sujet, en précisant les choix effectués par leurs auteurs pour chacune des options choisies.

b. Lien entre méthode et objectifs

La méthode employée pour estimer l'impact de l'éolien sur l'équilibre entre la production et la consommation doit être en adéquation avec les objectifs et le contexte général de l'étude. On propose ici distinguer plusieurs types d'objectifs et de contexte en fonction des réponses aux questions suivantes :

(1) Est-ce que le contexte de l'étude met en concurrence le choix de l'éolien avec d'autres technologies ?

Si l'étude est menée dans le cadre plus général de la définition d'une politique énergétique, l'éolien doit être considéré comme une possibilité parmi d'autres. L'ensemble des possibilités doit être examiné dans une approche coût bénéfice, au nom de laquelle l'impact sur l'équilibre entre la production et la consommation doit également être étudié. Dans ce cas, il faut porter attention au choix réalisé pour l'option A, qui consiste à caractériser les alternatives possible à l'éolien. Par contre si l'étude est menée avec pour arrière plan un mécanisme de soutien à la filière éolienne, il n'y a plus lieu de considérer d'autres investissements alternatifs et on s'oriente vers une option A1.

(2) Quel est le degré de précision recherché dans les résultats?

Afin de réaliser une étude la plus précise possible, il est nécessaire de s'orienter vers une caractérisation détaillée du reste du système ([B1] + [B2] + ...), vers un traitement de l'information respectant la nature incertaine de la production éolienne et de la consommation, vers un traitement d'un maximum de contraintes du système, et ainsi que des marges. Les seules limites sont la complexité de la méthode, qui découle essentiellement des options C et D, et la disponibilité des informations, permettant de représenter correctement les contraintes du système (option F) et les pratiques d'exploitation (option F et G).

(3) *Est-ce l'étude utilise une approche normative (pour trouver les coûts tels qu'ils devraient se situer) ou positive (pour expliquer les coûts observés ou prochainement observés) ?*

Si l'étude s'insère dans un cadre purement théorique, une approche normative peut être souhaitable (option H2, « ce que les coûts devraient être »). En revanche, si l'étude a pour but d'informer un ou des acteurs particuliers, par exemples sur les distorsions de prix induites par l'éolien, l'étude se devra réaliste et devra adopter une approche positive. (option H1).

(4) *Est-ce que l'impact sur les réseaux est pris en compte ?*

Le choix réalisé pour les options A et F doivent être fait en fonction de la réponse à cette question. D'une part, l'attention doit être portée sur le choix de l'investissement alternatif, puisque les différentes technologies ayant des tailles unitaires et des contraintes de localisation différentes, ils ont des impacts divers sur les réseaux. D'autre part, l'option F est bien évidemment à paramétrer correctement, puisqu'il est nécessaire d'inclure au moins les contraintes statiques dans la modélisation.

(5) *Est-ce que le but de l'étude est uniquement d'évaluer la capacité supplémentaire de réserve ?*

Ce genre d'analyse peut être conduit en utilisant des méthodes par analyse statistiques, relativement simples à mettre en œuvre.

Les méthodes permettant d'analyser l'impact de l'éolien sont très diverses. Elles présentent notamment des degrés de complexité divers, et nécessitent plus ou moins de données. On a montré dans cette partie, qu'il était possible de caractériser la méthode en fonction de l'objectif et du contexte de l'étude qui est menée. Dans la partie suivante, on cherche à déterminer la méthode la plus adaptée à l'objectif poursuivi, et on présente les premiers résultats obtenus avec cette méthode, appliquée au cas français.

3. Estimation de l'impact de l'éolien sur le mécanisme d'ajustement français

a. Contexte, objectif et choix de la méthode

Le contexte de l'étude qui a été menée est d'informer le GRT français sur les volumes attendus sur le mécanisme d'ajustement à cause du développement de la filière éolienne sur le réseau français. Il ne s'agit donc pas d'étudier l'éolien vis-à-vis de technologies alternatives, on s'oriente donc vers *l'option [A1]*. De plus, il s'agit d'évaluer les impacts à court terme, c'est-à-dire à un horizon de temps durant lequel le reste du système sera soumis à peu d'évolutions. On s'oriente donc vers *l'option [B1]*, le reste de système reste identique. Par contre, si l'on s'agit de développer une méthode permettant d'obtenir les résultats les plus précis possibles, on s'oriente vers une méthode par simulation (*option [C2]*), prenant en compte l'incertitude des informations (*option [D3]*), les contraintes du système hors contraintes du réseau (*option [E2] et [F1]*), et le traitement des marges infra-journalières (*option [G4]*). Il s'agit d'informer un acteur sur les distorsions éventuelles des prix, on choisit donc *l'option [H1]*.

Brièvement, la méthode choisie (voir [MAUPAS, 2007]) consiste à simuler les actions prises par le pilote du mécanisme d'ajustement français. On considère le réseau réel, c'est-à-dire les carnets d'offre d'ajustement réels, les programmes de production et de consommation réels, les aléas de consommation réels. Le niveau de la production éolienne étant encore faible en France, l'aléa de production éolienne est quant à lui simulé, par extrapolation à partir des données de production et de prévision d'un parc restreint de 150 MW. Beaucoup d'efforts ont été déployés pour rendre réaliste la perception de l'incertitude. En effet, le modèle propose une approche originale [MAUPAS, 2007b] permettant d'estimer de façon continue, la perception d'un déséquilibre par l'exploitant du mécanisme d'ajustement. Le problème de sélection des offres d'ajustement est résolu par *programmation linéaire mixte*⁵.

Ce modèle se veut donc très réaliste vis-à-vis du cas unique de la France. En effet la modélisation du système et des aléas n'est pas transposable directement à un autre mix de production électrique, ni à un autre profil de consommation ou de production éolienne. Les résultats présentés dans ce document sont issus d'une version encore simplifiée du modèle. Les deux simplifications majeures étant que le carnet d'offre est agrégé par technologie, et que les effets de foisonnement de la production éolienne ne sont pas pris en compte. La première simplification conduit à considérer un nombre restreint de groupes, ce qui sous-estime la flexibilité du parc de production. La seconde simplification conduit à surestimer la

⁵ La programmation linéaire mixte est un domaine de la programmation linéaire faisant intervenir aussi bien des variables réelles que des variables entières
European FP6 – Integrated Project □
Coordinated by the Centre for Philosophy of Law – Université Catholique de Louvain – <http://refgov.cpdr.ucl.ac.be>
WP –IFM-37

variabilité de la production éolienne, et donc à sur estimer les erreurs de prévision de la production éolienne.

b. Résultats et conclusions

Les résultats présentés ci-dessous doivent être interprétés avec prudence, compte tenu des simplifications énoncées précédemment, et compte tenu du fait que les simulations réalisées ici se basent sur une représentation figée du système électrique. L'approche utilisée est la suivante: on a utilisé une représentation figée du carnet d'offre d'ajustement, des programmes de production, et on a estimé le volume journalier d'ajustement lorsque ce système est exposé à différents aléas de consommation et de production éolienne obtenu par tirage aléatoire à partir d'un historique de consommation et de production éolienne. (méthode de Monte-Carlo). Notons encore qu'aucun aléa sur le parc de production conventionnel n'a été réalisé, et que nous nous sommes bornés à un historique de mois d'hiver.

La présente les résultats obtenus. Les barres de l'histogramme représentent le coût d'ajustement lié à l'éolien, divisé par la production éolienne. La courbe bleue représente le volume d'ajustement (aussi bien à la hausse qu'à la baisse) nécessaire à cause de l'éolien. Notons que le volume moyen d'ajustement sur le mécanisme d'ajustement français est d'environ 4000 MWh par jour. [RTE, 2007]

Impact de l'éolien pour différents taux de pénétration

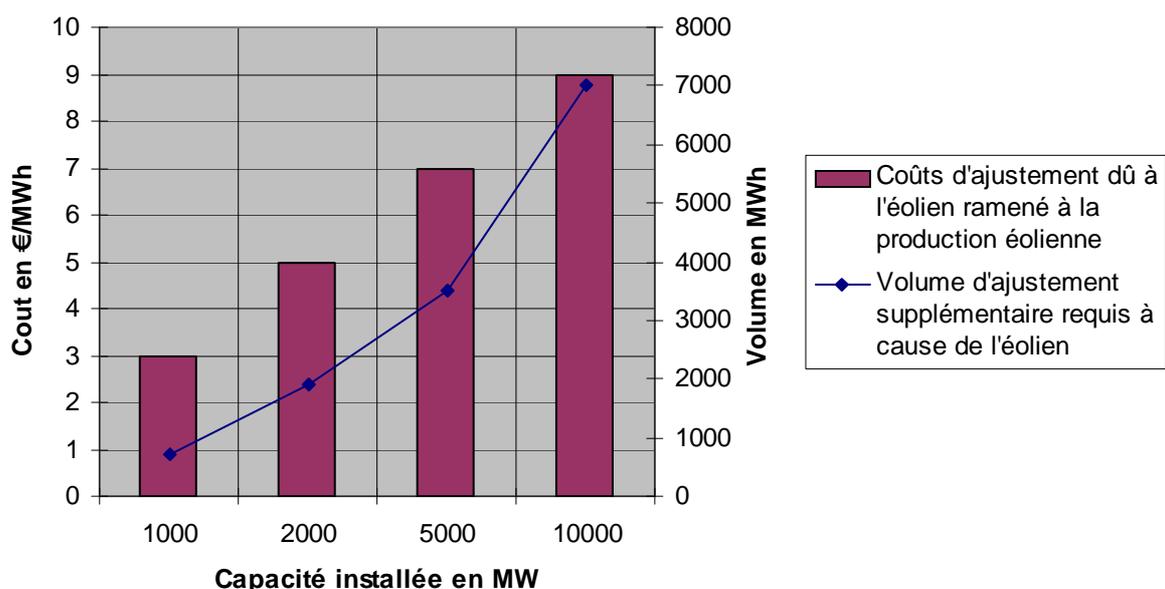


Figure 1 - Impact de l'éolien sur les volumes d'ajustement et estimation du coût d'ajustement

Pour le moment, il ne s'agit pas de donner d'interprétation de ces chiffres, compte tenu des raisons déjà évoquées. On peut néanmoins souligner que les coûts obtenus sont en ligne avec les résultats obtenus par différentes études publiées à ce sujet. Les estimations du coût d'ajustement lié à l'éolien se situent généralement entre 0,5 €/MWh et 4 €/MWh, en fonction de l'étude et du taux de pénétration de l'éolien considéré [Holtinnen, 2006].

Les prochaines études utilisant la méthode proposée viseront à adopter une représentation plus réaliste du parc de production, en considérant séparément chaque groupe de production, et à simuler les effets du foisonnement de la production éolienne. Il sera intéressant de voir alors, si les résultats obtenus sont toujours supérieurs à ceux présentés dans la littérature, pour des taux de pénétration importants.

Ce document de travail a donc présenté la problématique de l'équilibre entre la production et la consommation sur les réseaux électrique. Il a été montré que l'intégration de production éolienne pouvait causer un impact important sur la gestion de cet équilibre en particulier sur le redimensionnement des capacités de réserve pour l'ajustement, et sur le volume d'énergie utilisé dans le cadre de l'ajustement. Les études menées sur ce sujet sont nombreuses et utilisent des méthodes diverses. L'utilisation d'une grille d'analyse permet de choisir une méthode adaptée aux objectifs et au contexte de l'étude. Dans ce document de travail, on propose une méthode permettant à un gestionnaire de réseau de transport de réaliser des études sur l'impact de l'éolien. La méthode décrite, bien que comprenant encore certaines simplifications, permet d'obtenir certains résultats en ligne avec les études déjà réalisées sur le sujet. Il est donc envisagé de poursuivre le développement de la méthode, afin de prendre en compte notamment une représentation plus détaillée du parc de production, et afin de prendre en compte les effets du foisonnement de la production éolienne.

- [Auer, 2004] *Cost and technical constraints of RES-E grid integration*. Work Package 2 du projet GreenNet. H. Auer, M. Stadler, G. Resch, C. Huber, T. Schuster, H. Taus, L.H. Nielsen, T. Twidell, D.J. Swider. August 2004.
- [Barth, 2006] *Methodology of the scenario tree tool - Deliverable 6.2 (d) of project Wilmar Documentation*. R.Barth, L.Söder, C.Weber, H.Brand, D.J.Swider. Janvier 2006.
- [Doherty, 2004] *Quantifying reserve demands due to increasing wind power penetration*. R. Doherty. Presented at IEEE Bologna PowerTech conference. June 2004.
- [Doherty, 2004b] *System operation with a significant wind power penetration*. R. Doherty. PES General Meeting 2004 IEEE. Pages 1002-1007, Vol.1, June 2004.
- [Dena, 2005] *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. Consortium DEWI, EWI, RWE, E.ON, VET. Février 2005.
- [Holtinnen, 2005] *Impact of hourly wind power variations on the system operation in the nordic countries*. H. Holtinnen. Research article in Wiley Interscience. 2005.
- [Holtinnen, 2006b] *Estimating the impacts of wind power on power systems – first results of IEA collaboration*. Hannele Holtinnen. Presented at 6th Large –Scale Integration and offshore wind farms, Delft, 26-28 octobre 2006.
- [Ilex&UMIST, 2002] *Quantifying the system costs of additional renewables in 2020*. Ilex Consulting in association with UMIST. A report to the Departement of Trade and Industry. October 2002.
- [Klobasa et al., 2006] *Strategies for an efficient integration of wind power considering demand response*. M. Klobasa, C. Obersteiner, M. Ragwitz, H. Auer. Presented at 7th IAEE conference in Potsdam. June 2006.
- [MAUPAS, 2007] Description du bloc d'estimation du besoin en ajustement. Note de travail.
- [MAUPAS, 2007b] Description du bloc de sélection de l'offre d'ajustement. Note de travail.
- [Meibom, 2006] *Wilmar Joint Market Model – Documentation*. P. Meibom, H.V. Larsen, R. Barth, H. Brand, C. Weber. January 2006.
- [Milligan, 2003] *Assessing wind integration costs with dispatch models: a case study of PacifiCorp*. K. Dragoon, M. Milligan. Presented at Windpower 2003. Austin. Texas. May 2003.
- [Milligan, 2003b] *Wind power plant and system operation in the hourly time domain*. M. Milligan. Presented at Windpower 2003. May 2003.

- [UKERC, 2006] *The costs and impacts of intermittency: an assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network.* A report of the UK Energy Research Center. March 2006.
- [Swider, 2006] *Integration costs of wind due to changed system operation and investment decisions in Germany.* D.J. Swider, C. Weber. Published in deliverable 5b in project GreenNet-EU27. February 2006.
- [Söder et al, 2004] *Simulation of wind speed forecast errors for operation planning of multi-area power systems.* L. Söder. 8th international conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University. Ames, Iowa. September 2004.
- [Söder, 2005] *Modelling approach impact on estimation of integration cost of wind power.* Presented at 7th IAEE European Energy Conference European Energy Markets in Transition, Bergen, Norway, 28-30 August 2005.
- [Wilmar,2005] *Final technical report,* P. Meibom, R. Barth, I. Norheim, H. Ravn, P. Sorensen. January 2006.
- [Weber, 2006] *Integrating electricity production from fluctuating sources – valuation of variability and unpredictability.* C. Weber. Published in deliverable 5b in project GreenNet-EU27. February 2006.
- [RTE, 2007] Site internet www.rte-france.com.
- [Saguan, 2007] Thèse! Reference à détailler !

Référence	Caractéristiques de l'investissement alternatif	Caractéristiques du reste du système	Méthode	Traitement de l'information	Traitement des contraintes du système	Traitement des marges	Traitement des coûts
[Doherty, 2004b] ⁶	[A1]	[B1]	[C1]	[D2]	[F1]	[G2]	[H1]
[Dena, 2005]	[A1]	[B3]	[C1]	[D2]	[F2] + [F3]	[G2]	-
[Holtinnen, 2005]	[A1]	[B1]	[C1]	[D1]	[F1]	[G2]	-
[Ilex&UMIST, 2002]	[A4]	[B1]	[C1] + [C2] ⁷	[D2]	[F1]	[G1]	[H2]
[Klobasa et al., 2006]	[A1]	[B1]	[C2]	[D2]	[F1]	[G1]	[H2]
[Milligan, 2003] ⁸	[A1]	[B1]	[C1]	[D3]	[F1]	[G1]	[H1]
[Swider, 2006] ⁹	[A4]	[B3]	[C2]	[D3]	[F1]	[G2]	[H2]
[Wilmar,2005] ¹⁰	[A1]	[B2]	[C2]	[D3]	[F1]	[G2]	[H2]

Tableau 2 - Caractéristiques générales des études

⁶ Méthode détaillée également dans [Doherty, 2004]

⁷ L'approche par simulation est utilisée uniquement pour le calage de la méthode analytique

⁸ Méthode détaillée également dans [Milligan, 2003b]

⁹ Méthode utilisée dans le projet GreenNet EU-27 (voir aussi [Auer, 2004])

¹⁰ Méthode détaillée dans [Barth, 2006] , [Meibom, 2006]

European FP6 – Integrated Project

Coordinated by the Centre for Philosophy of Law – Université Catholique de Louvain – <http://refgov.cpdr.ucl.ac.be>

WP –IFM-37

C.