

ANNEXE 6D

RAPPORT DE BALISAGE



Rapport de balisage

L'intégration de la production éolienne à de grands réseaux électriques et ses impacts sur les services complémentaires

Juin 2008

Table des matières

LISTE DES TABLEAUX.....	2
BALISAGE	4
1.1 Objectif du balisage.....	4
1.2 Sujets couverts par le balisage.....	4
1.3 Références du balisage	5
1.4 Précisions des concepts	6
1.4.1 Parc éolien et centrale éolienne.....	6
1.4.2 Taux de pénétration	7
CHAPITRE 2 : CARACTÉRISTIQUES DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE.....	8
2.1 Source d'énergie variable.....	8
2.2 Source d'énergie partiellement prévisible.....	9
2.3 Reconstitution d'une chronique de production cohérente	11
2.4 Disponibilité et qualité des données	12
CHAPITRE 3 : IMPACTS DE L'INTÉGRATION DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE.....	13
3.1 Introduction	13
3.2 Description des services	14
3.3 Aspects méthodologiques.....	17
3.4 Impacts de l'énergie éolienne sur le niveau de services requis.....	18
<i>Constat des études</i>	20
3.5 Estimation des coûts.....	21
3.6 Contribution en puissance de la production éolienne.....	23
3.6.1 Concepts généraux en matière de fiabilité en puissance	23
3.6.2 Contribution en puissance de l'énergie éolienne.....	23
3.6.3 Modèles d'évaluation de la fiabilité.....	25
3.6.4 Résultats de certaines études	27
3.6.5 Effets des conditions nordiques.....	29
CHAPITRE 4 : PRESTATION DES SERVICES D'INTÉGRATION	31
CHAPITRE 5 : CONSTATS GÉNÉRAUX	36
ANNEXE : SERVICE D'ÉQUILIBRAGE DE BPA: "WITHIN-HOUR BALANCING SERVICE"	39
BIBLIOGRAPHIE	41

Liste des figures

Figure 1 Réduction de la variabilité horaire de la production éolienne (réf. 32)	8
Figure 2 Exemple d'une chronique de production pour une éolienne, une centrale éolienne et le parc complet de l'Allemagne (réf. 32)	9
Figure 3 Performance relative des différentes approches génériques de prévision (réf. 24).....	10
Figure 4 Effet de l'agrégation de centrales éoliennes sur les erreurs de prévision (réf. 16)	11
Figure 5 Besoins additionnels de réserve vs taux de pénétration énergétique (Réf. 32).....	20
Figure 6 Coûts estimés des besoins d'équilibrage de la production éolienne (réf. 32).....	21
Figure 7 Production éolienne en fonction de la température - Finlande 1999 à 2002 (réf. 21)..	29
Figure 8 Production éolienne en fonction de la température – Région du nord-ouest américain (réf. 37).....	30
Figure 9 Offres de services complémentaires pour intégrer la production éolienne	31

Liste des tableaux

Tableau 1 Terminologie des services	15
Tableau 2 Partage des coûts d'intégration de la production éolienne en Amérique du nord (réf. 43).....	34
Tableau 3 Partage des coûts d'intégration de la production éolienne en Europe.....	35

Acronymes

ACEE : Association canadienne de l'énergie éolienne

AIE: Agence Internationale de l'Énergie

AWEA : *American Wind Energy Association*

DAM : *Day Ahead Market* soit le marché court terme du lendemain

ELCC : *Effective Load Carrying Capability*

HAM : *Hourly Ahead Market* soit le marché temps réel

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

ISO : *Independent System Operator*

LOLP : *Loss Of Load Probability*

LOLE : *Loss Of Load Expectation*

LOEE : *Loss Of Energy Expectation*

NERC : *American Electric Reliability Corporation*

NPCC : *North Power Coordinating Council*

PIRP: *Participant Intermittent Resource Program*

RFP: Réglage Fréquence Puissance

RMSE : *Root Mean Square Error*

UCAP : *Unforced CAPacity*

Balisage

1.1 Objectif du balisage

Cette étude vise à connaître, premièrement, les différents impacts de l'intégration de la production éolienne et deuxièmement, les diverses méthodes d'évaluation utilisées ailleurs dans le monde.

Face au défi de l'intégration de la production éolienne, plusieurs études exhaustives ont été réalisées par les associations internationales, les pays ou les compagnies désirant analyser les impacts de l'intégration de la production éolienne dans les réseaux électriques. Ces études sont particulièrement utiles à Hydro-Québec afin d'identifier les méthodes à utiliser pour évaluer ses propres impacts sur le réseau et éventuellement comparer ses résultats.

Ce rapport de balisage présente d'abord les caractéristiques spécifiques de cette filière énergétique, puis les impacts de l'intégration de la production éolienne dans les réseaux ainsi que sa contribution en puissance, pour conclure sur la prestation des services requis pour assurer l'intégration de l'énergie éolienne.

1.2 Sujets couverts par le balisage

L'intégration de la production éolienne à un réseau électrique présente plusieurs défis, le vent fluctuant selon les conditions météorologiques locales. Toutefois, cette variabilité temporelle de la production éolienne peut être partiellement prévisible sur l'horizon de 1 à 48 heures. L'aléa sur la prévision éolienne s'ajoute aux aléas sur la prévision de la demande et sur ceux de l'indisponibilité des autres sources de production et vient accaparer une partie de la flexibilité courante du réseau. Afin d'assurer la fiabilité du réseau électrique, les impacts de la variabilité de la production éolienne ainsi que l'incertitude associée aux prévisions de la production doivent être évalués. En conséquence, les marges de manœuvre requises pour la conduite du réseau pourraient être révisées.

Impacts sur les réserves d'exploitation

Les prévisions de production éolienne comportent une part d'incertitude. Aussi, l'écart entre la production éolienne livrée et celle prévue doit être compensé par les autres sources de production conventionnelles. Les réseaux s'assurent de la disponibilité des autres sources de production en augmentant la quantité des réserves d'exploitation (horizon intra-horaire) ou les provisions pour aléas (horizon de 1 à 48 heures) requises pour conserver le même niveau de fiabilité d'exploitation. Les quantités de réserve d'exploitation et de provisions pour aléas additionnelles sont déterminées en fonction de la variabilité de la production éolienne, de la précision de sa prévision ainsi que de leur corrélation avec la demande électrique. Cependant, l'évaluation des coûts associés à ces besoins additionnels est assez complexe et dépend entre autres de la flexibilité des équipements de production, des autres ressources disponibles, du réseau électrique, des interconnexions et des marchés de l'électricité.

Contribution à la fiabilité en puissance

Bien que variable, la ressource éolienne peut contribuer à la fiabilité en puissance du réseau. Toutefois, étant donné le caractère très exigeant du critère de fiabilité en puissance, l'évaluation de cette contribution nécessite de tenir compte de la concordance de la production éolienne avec les périodes de pointes extrêmes du réseau.

Finalement, des études de stabilité du réseau incluant de la production éolienne permettent d'analyser le comportement dynamique du réseau lors de perturbations transitoires et d'identifier les équipements additionnels requis pour en assurer la fiabilité. Ces aspects ne sont cependant pas traités dans le présent rapport puisqu'ils l'ont déjà été lors des études de raccordement déposées à la Régie de l'énergie.

1.3 Références du balisage

Quatre organismes ont été particulièrement actifs au cours des dernières années pour réaliser des rapports synthèse à propos des impacts de l'intégration de la production éolienne au réseau électrique : l'Agence internationale de l'énergie (*Tasks 24 et 25*), l'UWIG (*Utility Wind Integration Group*), l'EWEA (*European Wind Energy Association*) et l'IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*).

- L'Agence internationale de l'énergie a entre autres deux groupes de travail qui rassemblent des spécialistes reconnus de pays où on observe un fort taux de pénétration de production éolienne ou une prépondérance de production hydroélectrique associée à l'éolien. L'objectif est de partager les connaissances et l'expérience des participants sur les principaux impacts relatifs à l'intégration de la production éolienne, les questions de fiabilité en puissance ainsi que les impacts sur la gestion des systèmes hydriques :
 - Le Task 25 - *Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power* - a déjà produit un rapport préliminaire (réf. 32) en octobre 2007. Le rapport final sera publié à la fin de l'année 2008.
 - Le Task 24 – *Integration of Wind Power into Hydropower Systems* - produira aussi son rapport final à la fin de l'année 2008.
- L'UWIG est un organisme regroupant plus de 70 membres incluant des entreprises électriques publiques et privées, des industries, des opérateurs de réseau, des agences gouvernementales et des organismes académiques autant en Amérique du Nord qu'en Europe. Ses efforts se concentrent jusqu'ici sur l'analyse des impacts et des coûts des services complémentaires (réserves et provisions pour aléas) requis pour l'intégration de la production éolienne selon la contribution relative des autres formes d'énergie disponible dans le réseau (réf. : www.uwig.org).
- L'EWEA a rédigé au cours des dernières années des rapports synthèse sur les problématiques et orientations favorisant l'intégration de la production éolienne en Europe (réf. 11 et www.ewea.org).
- L'IEEE a produit, entre autres, dans son édition spéciale de la revue *IEEE Power & Energy* de novembre-décembre 2007 (réf. 28), une synthèse des études

d'intégration et des moyens mis en place pour assurer le maintien de la flexibilité d'exploitation du réseau électrique.

De plus, le U.S. Department of Energy a produit en mai 2008 un rapport synthèse "*20% Wind Energy by 2030*" (réf. 26). Ce rapport est également en ligne avec les principaux constats relevés dans le présent balisage. Finalement, les rapports de conférence des associations reliées à l'énergie éolienne en Amérique du nord, soient l'AWEA (American Wind Energy Association) et l'ACEE (Association canadienne de l'énergie éolienne), constituent aussi une bonne source de références.

La plupart des références citées dans ce rapport de balisage ont été sélectionnées dans des régions où l'expérience et l'expertise sont particulièrement développées. Elles sont également sélectionnées en fonction de la similitude du climat ou du réseau analysé par rapport au contexte québécois.

- **L'Europe de l'ouest** est un leader dans la production éolienne dans le monde et a été confronté très tôt aux problématiques d'intégration et de mise en marché de cette énergie. Cependant, les éoliennes sont réparties sur tout le territoire ce qui permet d'amortir en grande partie les variations de production éolienne.
- **L'Amérique du Nord** a une expérience plus récente qu'en Europe sur l'intégration de production éolienne. Depuis quatre ou cinq ans, certains services publics ont effectué leurs analyses d'impacts économiques et techniques relatifs à l'intégration de la production éolienne par l'entremise de consultants spécialisés (EnerNex, réf. 6 ; GE, réf. 15 et 16 ; WindLogics, National Renewable Energy Laboratory, TrueWind, etc.) ce qui a permis de développer une méthodologie relativement cohérente.
- **Les réseaux insulaires** (Irlande, réf. 13, 14 et 39 ; Nouvelle Zélande, réf. 4, 8 et 42 ; l'Australie du sud incluant la Tasmanie, réf. 13) présentent un fort intérêt de comparaison avec le Québec, leur réseau de transport ne comportant pas d'interconnexions synchrones avec les réseaux voisins. Certains de ces pays envisagent l'utilisation de la production éolienne à un taux de pénétration assez élevé et font donc face à d'importants défis d'intégration à leur réseau existant.

1.4 Précisions des concepts

1.4.1 Parc éolien et centrale éolienne

L'utilisation du terme "Centrale éolienne" est préconisée pour désigner un ensemble d'éoliennes, toutes reliées à un seul poste de raccordement au réseau, qui comporte une capacité installée et un comportement électrique similaire à n'importe quelle autre centrale conventionnelle (réf. 28). Un parc éolien désigne davantage un ensemble d'éoliennes réparties sur un territoire plus vaste, soit un état ou un pays, et intégrées à plusieurs postes.

Au Québec, on a alors un parc de production électrique qui comprend d'une part un parc de production hydroélectrique et d'autre part un parc de production éolien.

1.4.2 Taux de pénétration

La plupart des pays se fixent des cibles d'intégration de la production éolienne selon des critères économiques, environnementaux et sociaux. Plusieurs provinces du Canada, états américains ou pays de l'Europe ont des cibles d'énergie renouvelable le plus souvent exprimées en proportion d'énergie éolienne sur la consommation électrique.

Par ailleurs, les résultats des études d'impacts de l'intégration de la production éolienne sont régulièrement présentés en fonction d'un taux de pénétration en énergie ou en puissance. Il n'est cependant pas toujours évident de savoir si les capacités d'interconnexion ont été prises en compte dans les calculs. De plus, les taux de pénétration, peu importe la définition retenue, représentent difficilement le degré de complexité de l'intégration de la production éolienne à un réseau électrique. Par exemple, dans le cas du Danemark, sa superficie est comparable à celle de la Gaspésie alors que sa population représente plus de 5 millions d'habitants. Même si sa production éolienne comble plus de la moitié des besoins électriques à certaines heures, il faut toutefois tenir compte du fait que son réseau est exploité en synchronisme avec les réseaux voisins. Ceci lui permet de profiter du support des réseaux voisins pour absorber les fluctuations de la production éolienne.

Ainsi, même si le taux de pénétration est un concept simple à comprendre et maintenant très utilisé dans la littérature, il est difficile de comparer rapidement les diverses études d'intégration sur cette base (réf : 32).

Définitions les plus courantes du taux de pénétration

En énergie :
$$\frac{\text{Production éolienne}}{\text{Production électrique totale ou consommation électrique}}$$

En pointe :
$$\frac{\text{Puissance installée éolienne}}{\text{Capacité installée du réseau}}^1$$

En creux :
$$\frac{\text{Puissance installée éolienne}}{\text{Production en creux du réseau}}$$

¹ Plusieurs études se limitent uniquement au réseau sous la juridiction d'un contrôleur (ISO), et ne considèrent pas nécessairement les réseaux adjacents, que les interconnexions soient synchrones ou non.

Chapitre 2 : Caractéristiques de la production éolienne

La production éolienne est de plus en plus considérée comme une **source d'énergie variable** et **partiellement prévisible** sur un horizon de 1 à 48 heures contrairement aux idées préconçues d'une source d'énergie intermittente avec arrêts et démarrages imprévisibles (réf. 27). En fonction de cette variabilité, de l'incertitude de la prévision éolienne et de la corrélation avec la demande électrique, il sera nécessaire de réévaluer les quantités requises de réserves d'exploitation et de provisions pour aléas.

2.1 Source d'énergie variable

L'expérience et l'analyse statistique de la variabilité de la production éolienne démontrent que (réf 32) :

- Les variations de production sur une échelle de temps de la seconde et de la minute sont faibles par rapport aux variations horaires de production.
- La production éolienne varie encore plus sur une échelle de 4 à 12 heures où on observe les rampes les plus grandes au passage de fronts. Une variation record de 2000 MW a été observée au Danemark en janvier 2005 : 83% de variation de la production en 6 heures.
- De plus, on constate qu'une plus grande dispersion géographique des éoliennes entraîne une atténuation de la variabilité de la production éolienne totale (figure 1) ainsi qu'une réduction des périodes où la production devient presque nulle ou atteint la puissance totale installée (figure 2).

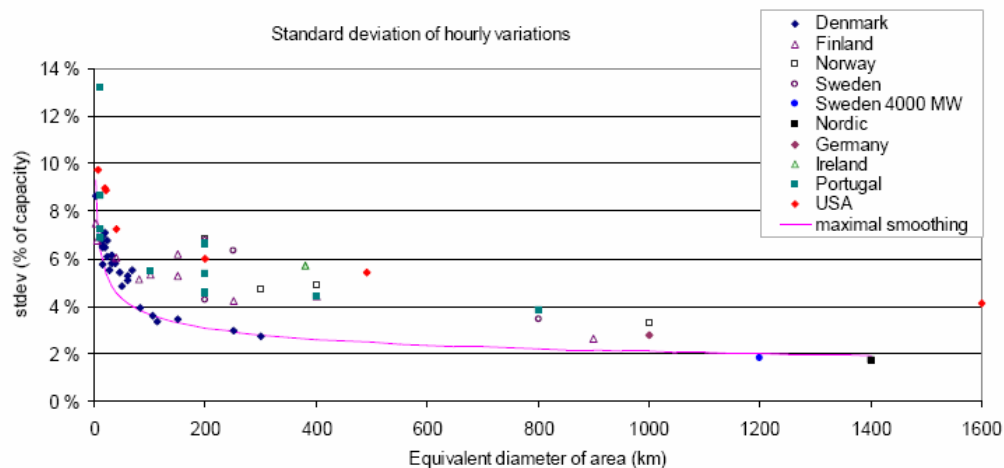


Figure 1 Réduction de la variabilité horaire de la production éolienne (réf. 32)

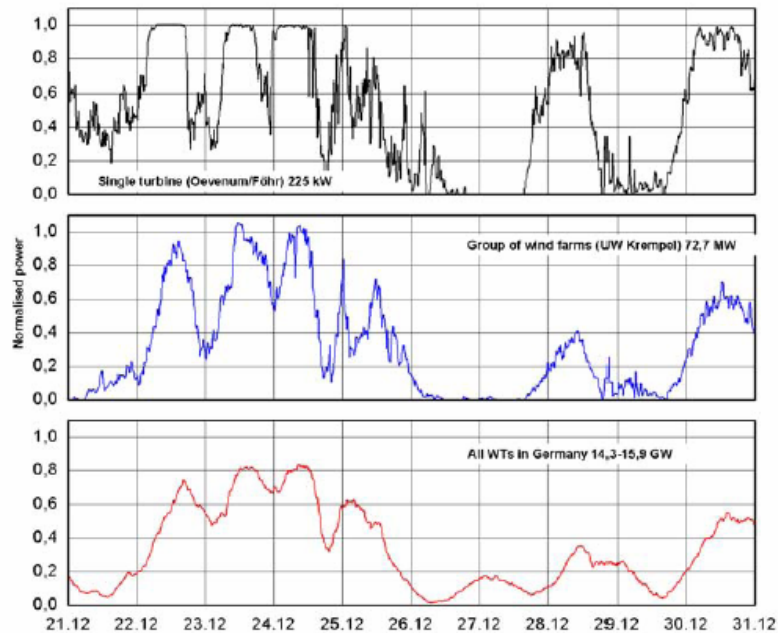


Figure 2 Exemple d'une chronique de production pour une éolienne, une centrale éolienne et le parc complet de l'Allemagne (réf. 32)

2.2 Source d'énergie partiellement prévisible

Une bonne prévision de la production éolienne, sur un horizon de 1 à 48 heures, est clairement un des moyens les plus reconnus afin de réduire les impacts de l'intégration de la production éolienne et donc les coûts d'intégration (réf. 4 et 28). Le niveau de précision de cette prévision est généralement moindre que celui de la prévision de la demande et l'erreur de prévision tend à augmenter avec un horizon plus long (réf. 36).

La combinaison de différentes approches de prévision de production éolienne est normalement utilisée, chacune présentant des avantages pour un horizon temporel spécifique, tel qu'illustré à la figure suivante.

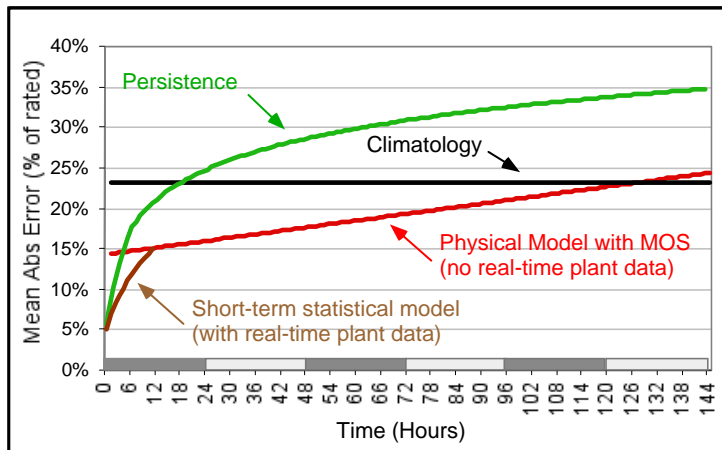


Figure 3 Performance relative des différentes approches génériques de prévision (réf. 24)

À très court terme (de 1 à 2 heures), les **modèles basés sur la persistance pure** sont couramment utilisés. Ce modèle trivial suppose que les conditions météorologiques et d'exploitation à venir seront identiques à celles qui ont été observées en début d'horizon.

Après une à deux heures, la persistance est très rapidement déclassée par des **modèles statistiques** plus évolués utilisant un plus grand nombre de données observées aux éoliennes et en périphérie au cours des dernières heures (vitesse et direction du vent, température, état des éoliennes et production), ainsi que la disponibilité anticipée des équipements éoliens.

Après 6 à 12 heures, dépendant des modèles, l'utilisation de **modèles de prévision numérique** du comportement de l'atmosphère à grande échelle est alors plus précise pour prévoir les conditions météorologiques. Finalement, après quelques jours, l'erreur de prévision de toutes ces méthodes devient plus grande que celle résultant de l'approche climatologique (moyenne historique observée).

L'expérience démontre que les modèles de prévisions offrent en général de bonnes performances et s'améliorent avec les années d'expérience (réf. 28). Cependant, une partie de cette amélioration peut être associée au fait que le niveau de précision augmente lorsque les prévisions sont effectuées pour un ensemble d'éoliennes réparties sur un vaste territoire. Il y a alors compensation des erreurs comme illustré à la figure suivante.

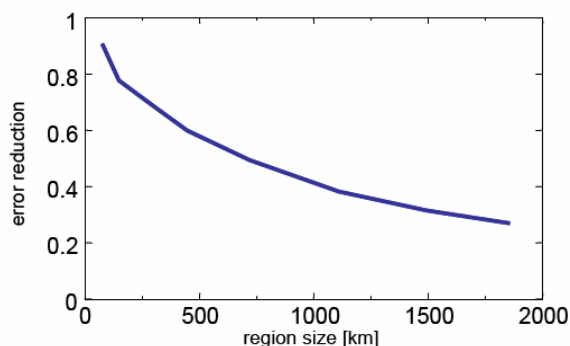


Figure 4 Effet de l'agrégation de centrales éoliennes sur les erreurs de prévision² (réf. 32)

Finalement, la marge d'incertitude sur la prévision peut varier appréciablement dans le temps en fonction du type d'événement météorologique observé. Par exemple, le passage rapide d'un front au cours de la journée peut être difficile à prévoir précisément, alors qu'un anticyclone, relativement stable, permet une prévision plus fiable. De grands écarts de prévision peuvent ainsi survenir autant au niveau de l'amplitude de la production que du délai entre le moment où le changement se produit et celui où il était anticipé. Pour les exploitants, déterminer la plage d'incertitude de la prévision éolienne est aussi important que la prévision proprement dite.

Pour quantifier cette incertitude inhérente aux prévisions éoliennes, on utilise de plus en plus l'approche de la prévision d'ensemble qui se base sur l'agrégation en mode probabiliste de plusieurs sources de prévisions météorologiques numériques (modèles canadiens, américains et européens) ainsi que sur un éventail de conditions atmosphériques d'initialisation des modèles représentatif de l'imprécision des intrants (réf. 28).

2.3 Reconstitution d'une chronique de production cohérente

Un élément-clé pour les études d'intégration de la production éolienne est la reconstitution de chroniques de qualité de données météorologiques et de production éolienne coïncidentes avec la charge du réseau (réf. 28 et 29). Généralement, deux méthodologies sont utilisées :

- Corrélation entre les données météorologiques mesurées aux sites des centrales éoliennes (environ 1 ou 2 ans de données) et les données aux stations météorologiques gouvernementales. La durée de la chronique sera d'autant plus longue si on dispose de données de stations gouvernementales exploitées depuis plus longtemps (réf. 17). De plus, la qualité des chroniques dépend du nombre, de la proximité et de la représentativité de ces stations gouvernementales ainsi que de la qualité des données qui y ont été acquises.

² La réduction de l'erreur indiquée sur le graphique est le rapport entre l'erreur moyenne (racine carré de la somme des erreurs au carré, réf. 16) d'une prévision effectuée pour un ensemble d'éoliennes réparties sur un territoire plus ou moins grand et celle obtenue avec une seule centrale éolienne. Exemple observé en Allemagne.

- Reconstitution à partir des modèles de simulation des conditions météorologiques à l'endroit des centrales éoliennes. Cette méthode est appliquée lorsque les mesures météorologiques locales ne sont pas disponibles ou de qualité douteuse, ou en complément à la première méthode (réf. 29). Toutefois, elle requiert des ressources informatiques importantes.

Dès les premières années d'exploitation d'une centrale éolienne, la chronique de la production éolienne peut être de nouveau validée en utilisant les mesures de production des éoliennes ainsi que les mesures des tours anémométriques.

2.4 Disponibilité et qualité des données

Les statistiques de la production éolienne doivent être utilisées avec précaution, surtout lorsqu'elles proviennent de données extrapolées à partir des stations de mesure ou des centrales éoliennes existantes localisées beaucoup plus loin.

L'étude sur l'intégration de la production éolienne en Ontario (réf. 17) relate fort bien que l'indisponibilité des données éoliennes (météorologiques et production) ainsi que leur piètre qualité représentent les problèmes les plus irritants dans l'évaluation des impacts de l'intégration de la production éolienne. Souvent, les mesures sont recueillies durant une période d'une à trois années, ce qui n'est pas suffisant pour caractériser la production éolienne sur une plus longue période pour les besoins des études. Plusieurs études considèrent une extrapolation à partir des données mensuelles ou journalières engendrant une imprécision additionnelle. Finalement, dans le cas des futures centrales, la localisation des éoliennes n'est pas nécessairement déterminée.

Chapitre 3 : Impacts de l'intégration de la production éolienne

3.1 Introduction

La production éolienne se distingue des autres sources d'énergie conventionnelles par le fait qu'elle varie considérablement (de 0 à 100%) au rythme des conditions météorologiques et qu'elle n'est que partiellement prévisible. Ainsi, cette **variabilité de la production éolienne** et **l'incertitude de ses prévisions** sont les deux principaux éléments de cette source d'énergie qui affectent la planification et la conduite de l'ensemble des équipements de production et du réseau électrique. Pour régler les déséquilibres entre l'offre et la demande, l'autorité de contrôle du réseau (*Balancing Authority*) doit solliciter d'autres moyens de production, ajuster les échanges avec les réseaux voisins ou, de façon plus exceptionnelle, procéder à la réduction de certaines charges sur le réseau. De tels moyens de régulation étaient déjà nécessaires aux contrôleurs afin de leur permettre de compenser la variabilité de la charge et d'assurer en tout temps l'équilibre entre l'offre et la demande. L'ajout de production éolienne augmente certaines des marges de manœuvre requises à cet égard.

Exigences du NERC

En Amérique du nord, l'autorité de contrôle du réseau doit se conformer aux exigences du *North American Electric Reliability Corporation (NERC)*. Plus spécifiquement, le Québec fait partie de la région du *Northeast Power Coordinating Council (NPCC)* qui est responsable d'appliquer les exigences du NERC dans le nord-est de l'Amérique. Le principe général ayant mené à la mise en place de ces exigences est d'assurer un haut niveau de sécurité pour l'ensemble des réseaux interconnectés par le respect de règles exigeantes et uniformes dictant la conduite de chacun des réseaux. Bien que le réseau d'Hydro-Québec ait la particularité de ne pas être synchronisé à celui de ses voisins immédiats, l'ampleur de ses échanges exige le respect de critères équivalents ou même dans certains cas plus sévères.

En ce qui concerne l'équilibre entre l'offre et la demande, le principe, quelque soit l'horizon, est que chaque zone de réglage dispose de ressources suffisantes pour alimenter sa charge. Ces ressources doivent pouvoir s'ajuster aux variations de la charge et permettre de rétablir l'équilibre à la suite d'un événement sur le réseau. Un manque de ressources ou de capacité d'ajustement dans une zone de réglage revient à faire supporter un risque local par les zones adjacentes. La collaboration entre des zones voisines est favorisée par le NERC mais elle ne devrait être utilisée que dans des cas plus extrêmes.

L'équilibre entre l'offre et la demande à l'intérieur de chacune des zones débute par la prévision à long terme de l'évolution de la demande et la planification de l'utilisation des équipements de production. Les réseaux planifient alors la quantité de ressources requises en tenant compte du profil de la demande, de la puissance disponible et des risques de pannes. Chaque réseau doit disposer de ressources de production suffisante pour être en mesure de rencontrer les critères de fiabilité précisés par le NERC.

En cours d'année, les retraits d'équipements pour maintenance seront planifiés de façon à maintenir des disponibilités suffisantes. Même si, à 24 heures de préavis, les disponibilités de production sont très précises, il reste toujours une possibilité de panne et une incertitude significative sur la prévision de la demande, celles-ci étant couvertes par les provisions pour aléas.

En gestion temps réel, l'incertitude associée à la prévision de la demande est réduite. Toutefois, il demeure requis de disposer d'un ensemble de réserves d'exploitation pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande intra-horaire et pour se prémunir contre des pannes fortuites. Des événements critiques telle la perte d'un transformateur ou d'un groupe turbine-alternateur peuvent survenir sur le réseau et requièrent la contribution d'équipements en réserve pour ramener rapidement le réseau dans un état sécuritaire en quelques minutes.

Les exigences de fiabilité de l'exploitation du système se traduisent donc par l'utilisation de certains services que les coordonnateurs de la fiabilité se doivent d'obtenir selon différents horizons de temps variant de quelques secondes, à quelques heures et pour les prochaines années.

3.2 Description des services

La terminologie associée aux services complémentaires n'est pas complètement normalisée à travers l'industrie et les pays ce qui rend quelques fois difficile les comparaisons des études. Le tableau suivant indique seulement les services qui pourraient être affectés par la variabilité de la production éolienne et l'incertitude des prévisions et ce dans le contexte nord-américain. Notons qu'en Europe, on utilise plutôt la terminologie suivante comme réserve d'exploitation : réserve primaire, secondaire et tertiaire, avec bien des différences au niveau des définitions (réf. 32).

Tableau 1 Terminologie des services

Type de services		Ailleurs en Amérique du nord (critères du NERC)
R é s e r v e d' e x p l o i t a t i o n	Réserve synchrone ou de stabilité Support transitoire de la fréquence du réseau à la suite d'un événement entraînant une perte de production (horizon 0-10 minutes)	<i>Spinning reserve</i> (<i>synchronous reserve or stability reserve</i>)
	Réserve 10 et 30 minutes Reprise de production à la suite d'un événement entraînant une perte de production (horizon 10-30 minutes)	<i>Non spinning reserve</i> (<i>Supplemental reserve</i>)
	Réserve de régulation Plage réglante assujettie au RFP (Réglage Fréquence Puissance)	<i>Regulating reserve (~ 1 min)</i>
	Suivi de la charge (horizon intra-horaire)	<i>Load following reserve</i> (< heure)
Capacité de modulation (horizon de 24 heures)		<i>Scheduling, control and dispatch</i>
Provision pour aléas Provision pour tenir compte des écarts de prévision à court terme de la demande pouvant affecter le bilan offre-demande		<i>Operating reserve margin</i>
Contribution en puissance Fiabilité à long terme		<i>Credit capacity</i>

Le regroupement et la nomenclature suivante ont été retenus pour les fins de ce rapport :

- **Réserve pour contingences**
 - La **réserve synchrone ou de stabilité** est fournie par des ressources qui sont automatiquement mobilisées en cas de baisse de fréquence résultant d'un événement survenant sur le réseau. Cette réserve permet de maintenir la fréquence du réseau avec des équipements de production qui réagissent rapidement. La quantité requise est fonction de la plus forte perte de production possible à la suite d'un des événements spécifiés dans les encadrements du NPCC.
 - Les **réserves 10 et 30 minutes** sont mobilisées par les exploitants pour remplacer la puissance rendue indisponible à la suite d'un événement et ainsi ramener le réseau en condition d'exploitation sécuritaire dans un délai de 10 minutes ou de 30 minutes. La quantité de réserve 10 minutes est égale à la plus forte perte de production pouvant être causée par l'un ou l'autre des événements spécifiés dans les encadrements du NERC. De plus, le NPCC requiert que la réserve 30 minutes est égale à 50% de la deuxième perte de production la plus sévère selon ces mêmes critères.
- **Services de régulation de fréquence et de suivi de la charge (horizon intra-horaire)**
 - La **réserve de régulation** permet de compenser les variations fines de la demande, à l'intérieur d'environ une minute, de façon à maintenir continuellement l'équilibre entre la production et la charge. La quantité de réserve de régulation n'est pas prescrite par le NERC. Celui-ci fixe par contre des objectifs de performance en régulation de fréquence. Typiquement, les réseaux conservent de trois à cinq fois l'écart type de l'erreur de prévision. Avec un critère de trois fois l'écart type, la réserve de régulation permet de compenser les erreurs de prévision 99.9% du temps.
 - La **réserve de suivi de la charge** permet de compenser les variations inhérentes aux montées et descentes de la charge et s'applique le plus souvent sur l'horizon de 10, 20 ou 30 minutes alors que les programmes de production ou d'échanges sont à pas de temps horaire. La réserve de suivi de la charge n'est pas prescrite par le NERC. Typiquement, l'ampleur est équivalente à la réserve de régulation.

La réserve de régulation de fréquence est sollicitée par un automatisme, appelé RFP³, sur un ensemble choisi de groupes, à la hausse lorsque la fréquence est trop basse ou à la baisse lorsqu'elle est trop élevée. La réserve de suivi de la charge est sollicitée par le répartiteur selon un ordre souvent établi sur la base des prix du marché pour permettre également d'équilibrer les besoins et de rétablir la plage de régulation du RFP. Autrement dit, les ajustements du RFP sont rapides mais temporaires donnant le temps au répartiteur d'appliquer les commandes d'arrêts et de démarrages des groupes. Cette réserve de suivi de la

³ RFP : Réglage fréquence puissance. Il s'agit d'un automatisme de contrôle de la fréquence du réseau qui ajuste automatiquement la puissance des groupes turbines-alternateurs qui lui sont assujettis.

charge fait le plus souvent appel aux moyens de production mais pourrait comprendre des charges interruptibles, transactions révocables, etc.

- **Capacité de modulation**

La capacité de modulation permet de compenser les variations de charge qui se manifestent sur une période plus longue – une journée par exemple. Les variations de charge sont beaucoup plus importantes que celles qui se manifestent sur un pas de temps horaire et requièrent des arrêts et démarrages des groupes turbines-alternateurs. D'autres ressources comme des charges interruptibles ou des transactions révocables peuvent être utilisées pour accroître la capacité de modulation.

- **Provisions pour aléas**

Sur un horizon de 1 à 48 heures et plus, les réseaux doivent s'assurer que le bilan offre - demande soit satisfait, incluant le maintien des réserves d'exploitation tout en tenant compte de l'incertitude de la prévision de la demande, qui augmente avec l'horizon, et du risque de panne d'équipement sur le réseau. Ces provisions correspondent typiquement à deux fois l'écart-type de l'erreur de prévision sur l'horizon concerné. La probabilité que la provision soit suffisante est alors de 95%.

- **Contribution en puissance**

À long terme, les réseaux électriques doivent s'assurer de la disponibilité de ressources suffisantes pour faire face aux besoins et aux aléas qui les caractérisent. À cet effet, des critères de fiabilité ont été développés et les réseaux doivent s'y conformer. Ainsi, chaque réseau doit maintenir une quantité de puissance suffisante, cette dernière étant fonction de l'importance des aléas à couvrir et des caractéristiques (fiabilité, périodes d'entretien requises, etc.) de chacune des ressources en mesure de contribuer à la satisfaction des besoins.

3.3 Aspects méthodologiques

Les études d'analyse d'impacts de l'intégration de la production éolienne diffèrent sur plusieurs aspects et cela a des conséquences directes sur les résultats. Soder & Holttinen (réf. 40) ont particulièrement bien décrit les diverses méthodologies d'analyse et surtout la complexité de définition des intrants, des hypothèses, des scénarios étudiés ainsi que les précautions qui s'imposent au niveau des conclusions. On peut aussi se référer aux synthèses produites par le *Task 25* de l'AIE (réf. 32), par l'IEEE (réf. 28) et l'*Imperial College London* (réf. 30).

Sur le plan méthodologique, les différentes études réalisées se distinguent quant aux aspects décrits ci-dessous.

- La source de référence utilisée pour des fins de comparaison peut être constituée soit d'une alternative réelle à la production éolienne (centrale conventionnelle), soit d'une ressource synthétique, par exemple un bloc d'énergie constant journalier

équivalant à la production éolienne journalière moyenne, de manière à capter uniquement les problématiques de variabilité et d'incertitude.

- Les analyses d'impacts considèrent les variations de la production éolienne seule ou en combinaison avec les variations de la demande. Il en est de même pour l'incertitude sur les prévisions.
- L'horizon d'analyse varie appréciablement. Elle peut se limiter à quelques périodes critiques ou couvrir plusieurs années.
- Les données de base disponibles sont le plus fréquemment à pas de temps horaire. Par contre, certaines études nécessitent des données sur une base intra-horaire (par exemple à la minute ou 10 minutes). Lorsque les données appropriées ne sont pas disponibles, elles sont parfois obtenues par interpolation.
- La zone couverte par les études peut se limiter à une zone de contrôle ou à l'ensemble d'un réseau synchrone, ce dernier regroupant un ensemble de zones de contrôle.
- L'équilibrage est parfois effectué uniquement avec certaines ressources spécifiques (par exemple celles appartenant à un même producteur) ou peut impliquer l'ensemble des ressources d'un réseau.
- Les limites de transit sur le réseau de transport peuvent ou non être prises en compte.
- Les études peuvent procéder à une modélisation plus ou moins détaillée des caractéristiques et contraintes du réseau et des équipements de production. Le traitement de l'incertitude est soit réalisé par des scénarios déterministes, soit par analyse stochastique. En plus, les analyses d'incertitude peuvent se limiter à un ou plusieurs des paramètres suivants : production éolienne, demande d'électricité, disponibilité des autres ressources (pannes, contraintes, hydraulicité), capacité de transit et prix de marché.

3.4 Impacts de l'énergie éolienne sur le niveau de services requis

• Réserve pour contingences

Dans la mesure où aucun des événements mentionnés dans les exigences du NERC ne risque d'occasionner le déclenchement d'un ensemble d'éoliennes dépassant en puissance nominale la plus forte perte de production possible à la suite d'un événement, la quantité de réserve pour contingences exigée ne sera pas augmentée. On ne retrouve dans la littérature consultée qu'un seul exemple, en Allemagne (réf. 4), où, la production éolienne étant géographiquement concentrée au nord, les impacts d'un événement sur les éoliennes se sont avérés proches de la limite d'un des événements les plus extrêmes considérés sur ce réseau.

Actuellement, les centrales éoliennes ne contribuent pas à la régulation de fréquence sur le réseau lors d'événements. Il est donc possible qu'en période de faible charge et d'apport éolien élevé, il soit requis d'imposer des restrictions aux groupes turbines-alternateurs formant la contingence la plus sévère ou ultimement de limiter la production éolienne. Éventuellement la technologie pourrait permettre une telle contribution au détriment toutefois d'une utilisation optimale des apports éoliens (réf. 13).

- **Service de régulation de fréquence et de suivi de la charge**

La plupart des études recensées pour le service de régulation et de suivi de la charge (réf. 2, 21, 29 et 38) appliquent une méthode équivalente à celle expliquée à la section 3.2 pour déterminer la quantité de service requis (trois à cinq fois l'écart type de l'erreur de prévision de la demande et de la production éolienne). L'hypothèse généralement utilisée est que la production éolienne, considérée comme non contrôlable, est soustraite de la demande pour obtenir la charge nette. Les calculs permettant d'établir la réserve requise sont appliqués sur cette charge nette.

Aux fins de l'application de la méthode décrite ci-dessus, une prévision éolienne basée sur une hypothèse de persistance est généralement utilisée (ce que l'on observe actuellement sera constant pour toute l'heure). Enfin, la plupart des études relevées supposent qu'il n'y a pas de corrélation sur ce pas de temps entre la charge et la production éolienne ce qui est habituellement le cas.

- **Capacité de modulation**

Les fluctuations de la production éolienne, jumelées à celles de la charge, peuvent entraîner une augmentation des besoins en capacité de modulation plus ou moins grande selon la coïncidence des cycles quotidiens de la production éolienne et de la charge. Ainsi, il est possible qu'une plus grande quantité de groupes turbine-alternateurs doivent être utilisés afin d'effectuer le suivi de l'équilibre entre la charge et les ressources.

Les évaluations d'impact peuvent être effectuées selon une approche semblable à celles utilisées pour estimer l'impact sur les besoins de suivi de la charge sur l'horizon intra-horaire. L'objectif consiste donc à estimer si les variations de production exigées des groupes turbines-alternateurs dédiés à la modulation sont supérieures lorsqu'une production éolienne est introduite.

- **Provision pour aléas**

En ce qui concerne les impacts sur les provisions pour aléas, la plupart des études recensées appliquent le même calcul qu'expliqué à la section 3.2 soit deux fois l'écart type des erreurs de prévision. En combinant les incertitudes sur la prévision de la charge à celle sur la production éolienne, l'incertitude des prévisions augmente appréciablement. Là où ce type d'impact a été étudié explicitement, il s'est avéré un des plus impacts les plus importants (réf. 38).

Aux fins de l'application de la méthode décrite ci-dessus, l'incertitude des prévisions est alors dérivée de la performance des modèles de prévision utilisés. Certains réseaux envisagent d'utiliser une provision pour aléas qui soit variable en fonction de l'incertitude associée à la prévision éolienne, cette dernière étant susceptible de varier d'heure en heure (réf. 29).

- **Contribution en puissance**

La contribution de la production éolienne à la fiabilité en puissance dépend en grande partie du comportement de la ressource éolienne pendant les périodes de forte charge. Une modélisation du comportement de la ressource éolienne en synchronisation avec la charge du réseau est requise pour obtenir des résultats fiables à cet égard. Ce sujet est d'ailleurs traité en détail à la section 3.6.

Constat des études

De manière générale, les principaux constats extraits de l'analyse des études d'impacts sont les suivants :

- les besoins additionnels requis en réserve et provisions pour aléas pour intégrer la production éolienne
 - varient en fonction du profil de la charge et de celui de la production éolienne ;
 - sont croissants en fonction du taux de pénétration ;
 - se situent dans une fourchette de 1% à 10% de la production éolienne installée (voir figure ci-dessous).
- Les études d'impacts ne couvrent pas toutes l'ensemble des impacts de l'intégration de la production éolienne (surtout les impacts sur la régulation de la fréquence et le suivi de la charge).
- Les impacts sur les réserves de stabilité sont à toutes fins pratiques nuls.

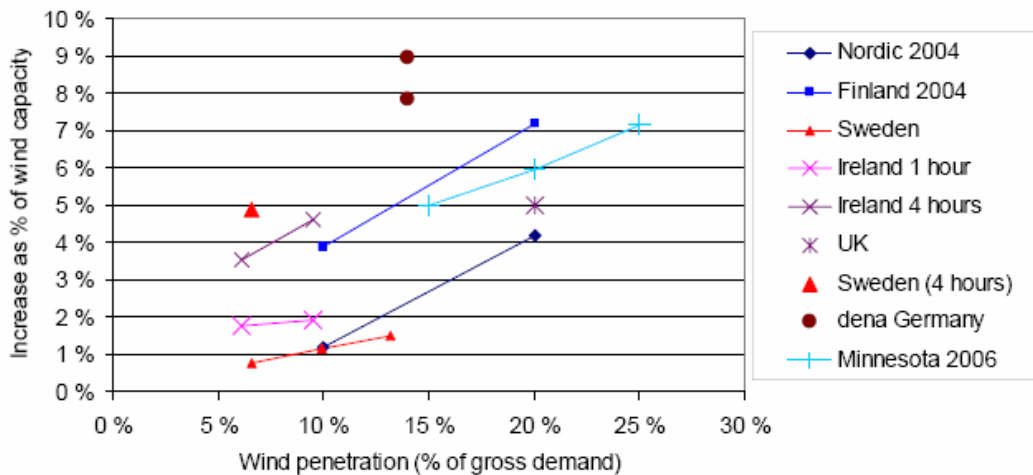


Figure 5 Besoins additionnels de réserve vs taux de pénétration énergétique (Réf. 32)

3.5 Estimation des coûts

Une fois que la quantité de ressources à maintenir en réserve et en provisions pour aléas a été déterminée, une évaluation des coûts additionnels qui en résultent peut être effectuée en simulant l'exploitation du réseau électrique sur une période suffisamment longue.

Les études répertoriées (réf. 28, 32, www.uwig.org) démontrent que les coûts d'intégration de la production éolienne, en terme d'impact sur l'exploitation du réseau, sont de l'ordre de 0,25 à 6.00 CAN\$ / MWh livrés par les éoliennes (voir figure suivante ; les résultats sont répertoriés en EURO, entre 0,25 à 4,5 €/ MWh). Toutefois, il faut être prudent quant à l'interprétation des résultats car les méthodes d'évaluation des pertes varient d'une étude à l'autre.

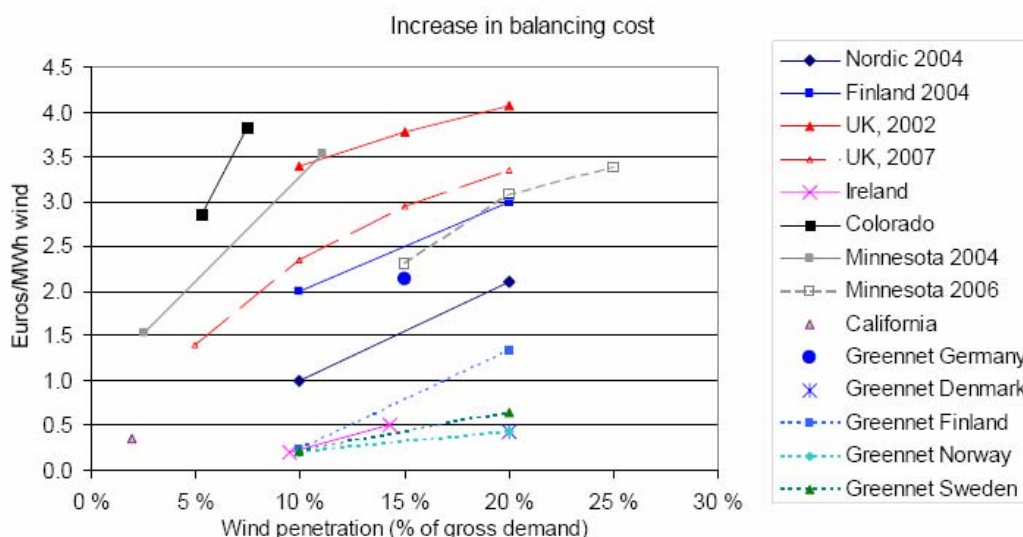


Figure 6 Coûts estimés des besoins d'équilibrage de la production éolienne (réf. 32)

Nonobstant les particularités de chaque réseau ou pays, on peut cependant dégager certaines conclusions :

- Les coûts des services augmentent avec la quantité de production éolienne.
- Les coûts de fournir les services additionnels requis en réserve et en provisions pour aléas sont d'environ 10% ou moins de la valeur du marché de la production éolienne pour des taux de pénétration en pointe s'élevant jusqu'à 20% (réf. 26).
- Les coûts se traduisent généralement par :
 - des déplacements des transactions énergétiques dans le temps ainsi que par des modifications au programme de maintenance des équipements ;
 - des pertes d'efficacité de l'exploitation du système de production : chargement des groupes, augmentation du nombre d'arrêts et démarrages

- des groupes, effets sur la gestion du système hydrique (hauteur de chute, possibilité de déversement etc.) ;
- l'ajout éventuel d'installation d'unités de production (cet aspect est cependant très peu étudié jusqu'ici).
- Les coûts, tels qu'illustrés à la figure 6, dépendent :
 - des caractéristiques de la production éolienne : facteur d'utilisation, variabilité et dispersion géographique ;
 - de la flexibilité des équipements de production et du marché de l'énergie ;
 - de la capacité des interconnexions synchrones avec les réseaux voisins ;
 - de la qualité des prévisions éoliennes ;
 - de la qualité des données.
- Il y a très peu d'études portant sur des réseaux comparables à celui d'Hydro-Québec. Ce dernier se distingue par :
 - sa forte proportion de production hydroélectrique ;
 - la grande dispersion potentielle des éoliennes ;
 - la proportion de la production asservie sous le RFP ;
 - l'absence d'interconnexions synchrones avec les réseaux voisins.

3.6 Contribution en puissance de la production éolienne

3.6.1 Concepts généraux en matière de fiabilité en puissance

La fiabilité en puissance d'un réseau repose en grande partie sur la suffisance des ressources pour satisfaire les besoins de la clientèle⁴.

Étant donné que les conséquences d'une insuffisance des ressources peuvent être très coûteuses et qu'à la limite elles peuvent entraîner des pannes importantes aux conséquences graves, il est d'usage de fixer un critère de fiabilité précis applicable à un réseau. Ce critère se fonde normalement sur un des indicateurs statistiques qui concernent le délestage de clients ou de charges non interruptibles. Les plus courants dans l'industrie sont les suivants.

- la probabilité de délestage de charges fermes – *Loss Of Load Probability* (LOLP) – c'est à dire la probabilité cumulative, sur un intervalle de temps défini, que la demande dépasse la quantité de ressources disponibles à tout moment ;
- L'espérance de délestage de charges fermes – *Loss Of Load Expectation* (LOLE) – qui est constituée de l'espérance mathématique du nombre d'heures ou du nombre de jours où la demande dépasse les ressources disponibles pendant un intervalle de temps défini ;
- L'espérance des besoins en énergie non satisfaits – *Loss Of Energy Expectation* (LOEE) – qui est généralement mesurée en nombre de mégawatheures de besoins non interruptibles qui n'ont pu être satisfaits par manque de ressources disponibles pendant un intervalle de temps défini.

L'intervalle de temps généralement utilisé est d'un an.

Dans les réseaux du nord-est de l'Amérique du Nord, le critère couramment appliqué consiste à ne pas excéder une espérance de délestage (LOLE) de 0,1 journée par année, après considération notamment de l'incertitude sur la demande, des indisponibilités des équipements de production, des capacités du réseau de transport et de la contribution des réseaux voisins. Il n'est alors pas surprenant de constater que les résultats des analyses de fiabilité dépendent grandement des heures de plus forte demande.

3.6.2 Contribution en puissance de l'énergie éolienne

Approche générale

La contribution en puissance d'une ressource (parfois appelée valeur en puissance ou crédit de puissance) désigne, pour sa part, la contribution d'une ressource spécifique au respect du critère de fiabilité. Cette contribution est exprimée en unité de puissance (mégawatts) et n'est jamais fixée à 100% de la puissance électrique installée. Même dans le cas d'une centrale classique, la disponibilité de cette dernière n'est pas assurée à 100 % puisque le risque de panne mécanique ou électrique n'est jamais nul.

⁴ En matière de fiabilité des réseaux électriques, d'autres considérations reliées à la sécurité de l'exploitation des réseaux doivent être considérés. À titre d'exemple, la capacité d'un réseau de résister à la perte d'un ou de plusieurs éléments essentiels, (ex : un groupe turbine-alternateur ou une ligne de transport) doit être prise en compte. Par contre, le présent chapitre approfondit seulement les aspects reliés à la suffisance des ressources et à la contribution des éoliennes à atteindre les objectifs à cet égard.

Les approches d'évaluation de la contribution en puissance d'une ressource peuvent différer d'une juridiction à l'autre. Les deux principales approches utilisées sont l'évaluation de la capacité effective à satisfaire une charge – *Effective Load Carrying Capability* (ELCC) – et la comparaison avec une ressource de référence, dont la contribution en puissance est connue et généralement établie à une valeur qui se rapproche de sa puissance nominale.

Capacité effective à satisfaire une charge (ELCC)

Cette approche, appliquée à l'éolien, consiste à déterminer la charge additionnelle pouvant être satisfaite, compte tenu d'un niveau de fiabilité fixé, à la suite de l'ajout de production éolienne sur un réseau (réf. 34).

L'évaluation doit procéder à la comparaison de deux scénarios. Le premier constitue un cas de base, excluant la production éolienne et calibré de manière à ce que le critère de fiabilité recherché soit atteint. Dans le second scénario, on ajoute la production éolienne et on augmente la charge de sorte que le niveau de fiabilité obtenu soit égal à celui obtenu dans le premier scénario. L'augmentation de charge constitue la ELCC de la production éolienne.

Comparaison avec une ressource de référence

Ce type d'évaluation implique trois scénarios. À l'image de la démarche effectuée pour déterminer la ELCC, le premier scénario constitue un cas de base, excluant la production éolienne et calibré de manière à ce que le critère de fiabilité recherché soit atteint. Dans le second, on ajoute la production éolienne et on consigne le nouveau niveau de fiabilité qui devrait être meilleur que celui obtenu dans le premier scénario. Enfin, dans un troisième scénario, on retire la production éolienne pour la remplacer par la quantité de mégawatts d'une ressource de référence requise pour obtenir le même niveau de fiabilité que celui obtenu dans le second scénario. La quantité de mégawatts d'une ressource de référence requise correspond alors à la contribution en puissance de la production éolienne. Une variante de cette approche consiste à ajouter une ressource de référence n'ayant aucun taux d'indisponibilité, on parle alors de contribution en puissance parfaite.

Comparaison des deux approches

Les résultats de ces deux approches comportent de légères différences. Lorsque l'approche de l'ELCC est utilisée, la charge ajoutée comporte généralement un aléa. Ainsi, le résultat indique, en mégawatts, la quantité de nouvelle charge que la production éolienne permet de satisfaire, incluant l'aléa associé à cette charge. Par contre, dans la seconde approche, la charge est maintenue constante et la contribution en puissance des éoliennes est comparée à une autre ressource dont le taux d'indisponibilité est non nul, sauf bien sûr dans le cas de la variante avec puissance parfaite.

Particularités de la production éolienne

Dans le cas des moyens de production classiques, la contribution en puissance est reliée de près au taux de disponibilité de chacune des ressources. Lors de la modélisation, les pannes sont simulées individuellement et les paramètres de simulation sont basés sur les performances historiques de chacune des ressources. Ce type d'approche pose pour hypothèse que les retraits forcés des unités individuelles de production classique sont statistiquement indépendants entre eux et également indépendants de l'aléa sur la demande.

La probabilité de retrait forcé d'une unité individuelle de production classique varie selon la technologie, l'usure, la fréquence des arrêts et démarrages ainsi que la puissance du groupe.

Étant donné sa variabilité, la production éolienne est généralement considérée comme une ressource énergétique et non comme une ressource en puissance. Dans les faits, la contribution en puissance de cette ressource est tributaire de sa disponibilité, particulièrement lors des pointes de charges. Qui plus est, certains facteurs météorologiques agissent tant sur la consommation d'électricité que sur la production éolienne. Bien qu'il soit difficile de calculer la corrélation statistique directe entre le vent et la demande, ceux-ci sont tout de même liés par des rapports complexes. Par ailleurs, la température a non seulement un impact direct sur la demande, notamment dans des pays nordiques où une partie importante de cette demande est composée d'appareils de chauffage, mais peut également affecter la production éolienne, notamment à cause des protections pour température ambiante extrême. Pour l'ensemble de ces raisons, il est requis d'utiliser des profils de la demande et de la production éolienne dérivés de données météorologiques communes. Il est ainsi possible de prendre en considération la corrélation entre les pointes de charges extrêmes et la production éolienne correspondante.

Sur le plan pratique, comme le profil de la demande varie d'une année à l'autre et dans la mesure où les pointes de charges les plus désavantageuses sont le fait de rares conditions météorologiques extrêmes, il faut établir la contribution en puissance d'une ressource en fonction de données météorologiques et de charges recueillies pendant plusieurs années, soit au moins dix ans. Étant donné le peu d'historique de production éolienne dont la plupart des réseaux disposent, il devient alors difficile d'effectuer des évaluations fiables.

3.6.3 Modèles d'évaluation de la fiabilité

La contribution en puissance est une valeur probabiliste dérivée de la modélisation d'un réseau. Cette modélisation s'appuie sur un certain nombre de séries chronologiques : données de charges et de production éolienne qui se doivent d'être coïncidentes. Les autres ressources, comme les centrales classiques ou les ententes d'interruption de charge, sont représentées par des paramètres tels leur puissance nominale, leur période de disponibilité, leur taux de panne, etc. Les divers modèles utilisés pour estimer la contribution en puissance se distinguent par les différentes méthodologies utilisées pour obtenir les indicateurs statistiques à partir des séries chronologiques et des paramètres de production.

Les simulateurs chronologiques

Les simulateurs chronologiques utilisent les scénarios de prévision de la demande auxquelles on soustrait la production éolienne. Le calcul des indicateurs statistiques est alors effectué en utilisant cette demande nette et la puissance disponible des autres ressources, après avoir pris en considération les pannes simulées (réf. 19).

Des études récentes réalisées aux États-Unis utilisent des données de production éolienne recueillies à la même période que les données de charges. Ces données offrent la meilleure évaluation de la contribution en puissance de la ressource éolienne, lorsqu'elles sont utilisées de manière synchronisée, en guise d'entrée dans un modèle chronologique d'évaluation de la fiabilité. Puisque les patrons de vents et de demandes sont différents d'une année à l'autre, il est important que l'analyse porte sur plusieurs années (au moins 10 ans). Or, la majorité des études ont utilisé des données couvrant une plage de 1 à 3 ans.

Les méthodes Monte Carlo

Les méthodes Monte Carlo séquentielles, dans la mesure où celles-ci tiennent compte des variations diurnes et saisonnières de la production éolienne en fonction du temps, constituent la principale alternative aux simulateurs chronologiques. Par contre, ces dernières ne permettent pas d'établir une correspondance étroite entre les pointes de charges les plus importantes et la production éolienne disponible.

Les méthodes probabilistes

Alors que la disponibilité de courbes de demande et de profils de production éolienne sur au moins dix ans est essentielle pour utiliser les simulateurs chronologiques, plusieurs études (Réf. 5) ne disposent pas de ce type d'information. Ces études ont recours à une représentation probabiliste de la production éolienne (également appelée courbe des puissances classées) pour le calcul de la contribution en puissance des éoliennes.

La fiabilité d'un réseau comportant de la production éolienne parmi les ressources disponibles est déterminée par convolution entre la fonction de densité de la production éolienne et des probabilités liées aux centrales classiques. Dans certaines études (réf. 5 et 58), toute la production éolienne est regroupée en un seul profil de production. Pour déterminer la fonction de densité associée au «bloc de production éolienne», on présume que les statistiques à long terme sont représentatives de la disponibilité de cette ressource aux heures où le réseau est le plus à risque. Toutefois, la méthode probabiliste ne permet pas de prendre en considération la corrélation entre les pointes de charges extrêmes et la production éolienne correspondante. Pour cette raison, elle risque de conduire à des résultats comportant des marges d'erreur importantes.

Beaucoup de modèles basés sur des approches probabilistes combinent des approches Monte Carlo, qui consistent à effectuer au hasard des échantillonnages répétés des changements de l'état de la production fournie par les ressources d'un réseau. Toutefois, les fonctionnalités d'analyse de Monte Carlo intégrées à la plupart des modèles de fiabilité ne peuvent représenter parfaitement le comportement de la production éolienne, lorsqu'une corrélation existe entre cette dernière et la demande du réseau. En outre, ces méthodes ne peuvent pas prendre en compte la correspondance étroite entre les pointes de charges les plus désavantageuses et la production éolienne.

Autres méthodes

En raison de la grande puissance de calcul et de la quantité de données exigées par les modèles d'évaluation de la fiabilité des réseaux, un certain nombre de méthodes d'approximation ont été mises au point. L'intérêt de ces techniques réside dans leur simplicité et dans la possibilité d'application quand peu de données sont disponibles. Leur utilisation semble particulièrement prisée aux États-Unis. Les méthodes simplifiées se fondent habituellement sur un facteur d'utilisation de la production éolienne calculé sur une période restreinte à celle où la pointe annuelle se produit. Les avantages de cette approche sont que la mécanique de calcul est transparente et facile à assimiler.

Le principal désavantage de ces méthodes tient au fait qu'elles ne peuvent pas prendre en compte la correspondance étroite entre les pointes de charges les plus désavantageuses et la production éolienne. Leur second désavantage est qu'elles ne permettent pas d'évaluer et de déceler les périodes pendant lesquelles le réseau pourrait être à risque même si la demande n'est pas particulièrement élevée. Par exemple, si une portion substantielle de la puissance installée est retranchée en raison de travaux d'entretien en saison intermédiaire, le risque en

dehors des périodes de pointe pourrait augmenter de façon marquée et devenir non négligeable.

3.6.4 Résultats de certaines études

Étant donné les différentes méthodologies utilisées ainsi que les spécificités des réseaux et de la production éolienne, les résultats de l'évaluation de la contribution en puissance diffèrent grandement d'une région à l'autre. Les exemples qui suivent ont été relevés.

Au Canada :

- L'étude de la province de l'Ontario (réf. 17) conclut que la contribution en puissance ne varierait pas en fonction de la quantité de production éolienne intégrée, ce qui est différent des autres études mentionnées. Les principales causes sont :
 - la grande dispersion géographique entre les sites (jusqu'à 1 000 km) ;
 - le manque de stations de mesures météorologiques pour certaines régions où il a fallu extrapoler les données ;
 - le fait d'utiliser uniquement une seule année (2005) de données météorologiques pour déduire les productions éoliennes.

La contribution en puissance est estimée à environ 16 à 19% de la puissance installée, ces résultats étant basés sur la puissance moyenne simulée durant les 10% des heures les plus chargées.

- Les Provinces des Maritimes (réf. 25) évaluent la contribution en puissance à l'intérieur d'un intervalle de 40 à 73%, sur la base du facteur d'utilisation de la production éolienne pendant les périodes où les probabilités de délestage sont les plus élevées. Cette étude est basée sur des données de production éolienne simulées à partir des données météorologiques recueillies en 2003 et 2004. Les résultats élevés obtenus sont reliés à une forte corrélation entre la production éolienne simulée et les pointes de charge observées, particulièrement en 2004.

Aux États-Unis :

- Dans une étude menée par GE/NYSERDA (réf. 16) sur 101 sites potentiels de l'état de New-York, répartis sur 11 régions de la zone de réglage, la contribution en puissance des éoliennes durant les 4 heures les plus chargées de la journée durant les mois d'été, soit les mois de plus forte demande, est évaluée à seulement 10% de la puissance installée. Le FU y est pourtant de l'ordre de 30%. Ceci est expliqué par les caractéristiques saisonnières et journalières des vents qui sont largement "déphasés" par rapport aux heures et aux mois de forte demande. Par contre, dans la zone littorale de Long Island, la contribution en puissance est de l'ordre de 40% à cause des vents plus intenses pointant quelques heures plus tôt dans la journée que sur les autres sites.
- Les états de la Pennsylvanie, du New Jersey et du Maryland (PJM) évaluent la contribution en puissance à partir du facteur d'utilisation pendant les périodes où les pointes annuelles sont les plus susceptibles de se produire (entre 15h et 19h de juin à août incl.). Pour les nouveaux projets, une contribution de 20% est allouée, valeur qui sera révisée selon la disponibilité des données recueillies ultérieurement (réf. 46).
- L'étude du Minnesota Department of Commerce (MM/DOC), utilisant une analyse chronologique Monte Carlo, conclue à une contribution en puissance de 27% (réf. 6).

- Au Texas, dans la zone de contrôle du ERCOT (réf. 45), on recommande d'utiliser une valeur en puissance équivalente à 2% de la puissance installée. Cette orientation est reliée à la grande variabilité de la production aux moments des pointes : moyenne de 16,8% de capacité mais la production peut s'abaisser à des valeurs aussi faible que 0 % et aussi élevé que 49% de la capacité. D'autre part, le comportement des parcs est bien différent d'une région à l'autre : à l'ouest du Texas, le vent est plus fort en périodes de basse charge qu'en période de pointe tandis que dans les zones côtières, c'est l'inverse.
- Le Southwest Power Pool (SPP) a adopté une méthode d'évaluation qui consiste à classer, par ordre décroissant, la production éolienne correspondant aux 10% des heures les plus chargées de chaque mois. Lorsque les données sont disponibles, les analyses peuvent s'étendre sur une période de 10 ans. La contribution en puissance des parcs éoliens étudiés a été établie à l'intérieur d'une fourchette de 3% à 8% de la capacité de production éolienne installée. (réf. 44)
- Pour la région du nord-ouest (réf. 37), la contribution en puissance est de 4.1 % durant les heures les plus chargées pour un taux de pénétration moyen de 24% pour l'ensemble de son parc éolien. Son facteur d'utilisation est moindre que sa contribution en puissance durant les extrêmes de température.

En Europe (réf. 19) :

- Dans le contexte de faibles taux de pénétration (moins de 5%), les résultats observés démontrent que la contribution en puissance peut s'établir à un niveau se rapprochant du facteur d'utilisation des parcs éoliens. Ainsi, un ensemble de parcs éoliens produisant à 30% de F.U., auraient une contribution en puissance équivalente à 30% de la puissance éolienne installée. Toutefois, le pourcentage de contribution en puissance par rapport à la puissance installée décroît de manière importante, lorsque des taux de pénétration plus élevés étaient simulés. Les résultats des études indiquent que des taux de pénétration de l'ordre de 15 à 20% peuvent conduire à des estimations de contribution en puissance de l'ordre de 10% à 25%. Les résultats les plus élevés, à des taux de pénétration importants, ont été obtenus au Danemark et au Portugal, deux réseaux qui possèdent des interconnexions importantes avec leurs voisins.
- Des analyses ont été aussi réalisées pour évaluer l'impact de taux de pénétration élevés en Angleterre (réf. 30), en Irlande, en Allemagne et en Belgique. Les résultats confirment qu'à des taux de pénétration faibles, le pourcentage de contribution en puissance par rapport à la puissance installée s'approche du facteur d'utilisation ; par contre, les études récentes ont simulé des taux de pénétration beaucoup plus élevés, c'est-à-dire autour de 30%. La contribution en puissance des parcs éoliens est ainsi ramenée à des niveaux beaucoup plus bas, c'est-à-dire autour de 10 à 15%.
- Dans les pays d'Europe du Nord (réf. 22), pour une puissance comprise entre 5 et 20% de la capacité installée, les résultats obtenus sont très différents d'une étude à l'autre. Les différences sont dues à des considérations méthodologiques et aux caractéristiques de la production éolienne propres à chacun des pays.

Quoiqu'il en soit, un grand nombre d'études de fiabilité en puissance concluent dans le même sens :

- pour de faibles quantités de production intégrée, la contribution en puissance équivaut souvent au facteur d'utilisation des éoliennes pendant la période de pointe annuelle ;
- cette contribution tend à diminuer avec l'augmentation de la quantité d'éoliennes raccordées sur le réseau.

3.6.5 Effets des conditions nordiques

Aucune étude de contribution en puissance ne tient compte du contexte de la production éolienne en période de froid extrême où les éoliennes sont susceptibles d'être arrêtées. Par ailleurs, certaines études se sont intéressées à la corrélation entre les vents et les conditions de température très froides :

- En Finlande et au Danemark, à des températures en dessous de -15°C , la production éolienne est en moyenne inférieure à la puissance moyenne annuelle produite (réf. 21). Cependant, l'ensemble du système Nordique ne présente pas le même phénomène.

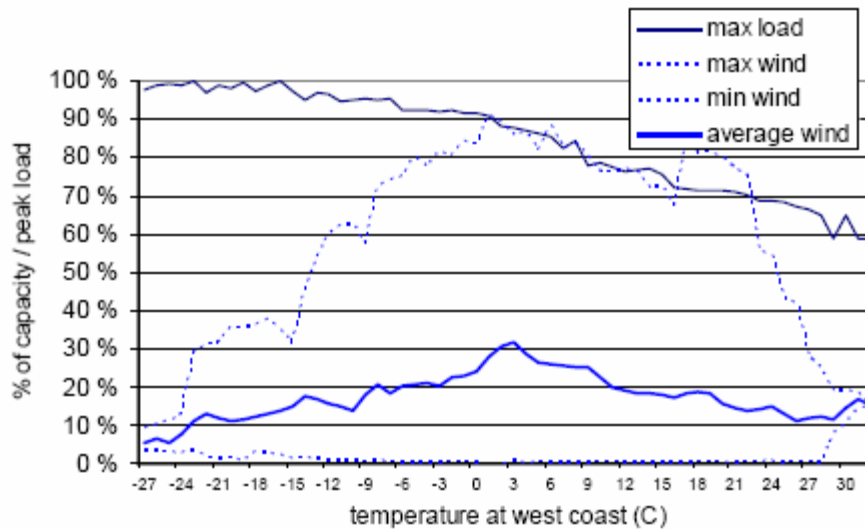


Figure 7 Production éolienne en fonction de la température - Finlande 1999 à 2002 (réf. 21)

- De même, pour la région du nord ouest des États-Unis (réf. 37), une analyse préliminaire démontre que les périodes de températures extrêmes (basses et hautes) sont dominées par des systèmes météorologiques de haute pression impliquant en général de faibles vents et cela coïncide avec les périodes de charges élevées. Par exemple, pour des températures de moins de 25°F (-4°C) et de plus de 85°F ($+29^{\circ}\text{C}$), la production éolienne est de moins de 15% de sa capacité installée plus de 90% du temps, comme illustré à la figure suivante.

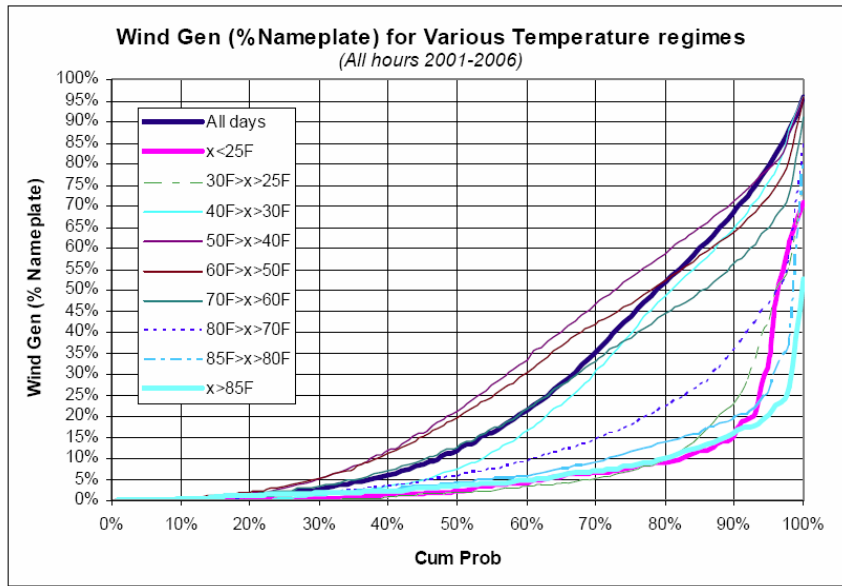


Figure 8 Production éolienne en fonction de la température – Région du nord-ouest américain (réf. 37)

Chapitre 4 : Prestation des services d'intégration

Conformément aux résultats présentés au chapitre 3, l'intégration de la production éolienne requiert l'utilisation de services complémentaires pour compenser les fluctuations de cette production et pour faire face aux incertitudes qui lui sont associées. Ces services sont fournis par les unités de production programmables et modulables. La quantité de services requis est généralement déterminée par le contrôleur de réseau comme illustré à la figure suivante.

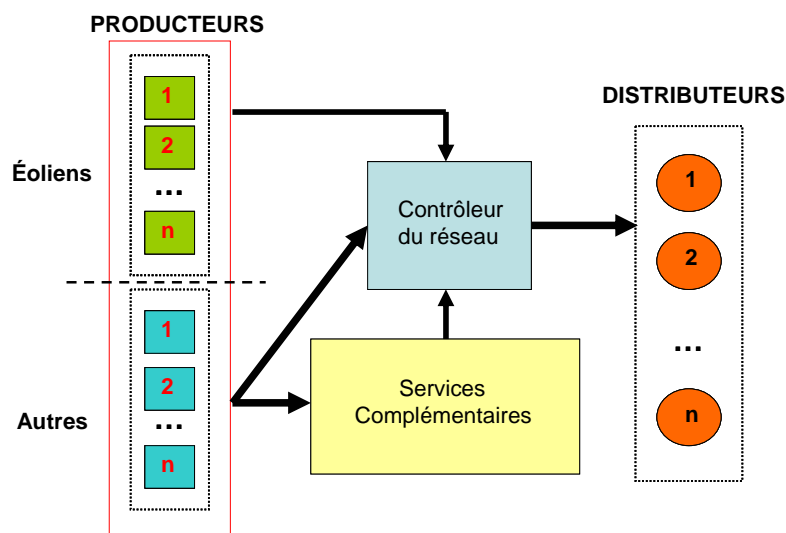


Figure 9 Offres de services complémentaires pour intégrer la production éolienne

La réglementation et le contexte diffèrent entre les pays. Conséquemment, les coûts résultant de la prestation des services complémentaires sont assumés différemment d'un marché à l'autre.

Auto-équilibrage à même un portefeuille diversifié de ressources

Le propriétaire de la production éolienne possède également d'autres ressources programmables et modulables, ces dernières étant mises à contribution afin de pallier aux variations de la production éolienne et d'être en mesure de prendre des engagements fermes auprès de clients. Parmi ces cas, mentionnons Meridian Energy en Nouvelle-Zélande, Électricité de France, Manitoba Hydro et Hydro-Québec Production.

Offre de prestation de service par un producteur

L'offre d'équilibrage de Bonneville Power Authority ("*BPA Within-hour Balancing Service*", réf. 3) est la seule présentement répertoriée, en plus de l'entente entre HQ

Distribution et HQ Production. L'offre de BPA vise à établir un service d'équilibrage associé à une tarification appropriée. Les producteurs éoliens situés sur le territoire de BPA et qui exportent sur un autre réseau doivent obligatoirement souscrire à ce service. Une description détaillée de l'offre de prestation est présentée en annexe.

Coûts assumés par l'ensemble de la clientèle d'un réseau

L'énergie éolienne bénéficie dans plusieurs réseaux d'un traitement spécial appliqué aux énergies renouvelables, compte tenu de leur valeur accrue sur le plan environnemental. Les services complémentaires sont alors fournis par l'autorité de contrôle (ISO) et leurs coûts sont intégrés globalement dans ceux de la conduite du réseau et partagés entre tous les utilisateurs. Cette façon de faire est usuelle, surtout pour de faibles quantités de production éolienne.

Facturation des coûts au producteur éolien

Chaque bourse de l'électricité est régie différemment suivant le contexte réglementaire qui prévaut dans chaque réseau affectant par le fait même l'intégration des énergies variables. Lorsque la production éolienne est écoulee sur les bourses de l'électricité⁵, les écarts de production par rapport au programme de production établi sont pénalisés par l'application d'une tarification applicable aux écarts de réception. Généralement, cette tarification s'applique seulement lorsque les écarts atteignent un certain niveau (réf. 28).

Par ailleurs, on observe que le marché de l'énergie s'ouvre de plus en plus à une participation des producteurs éoliens au marché horaire ou en temps réel, plus propice aux fluctuations et aux incertitudes communes aux énergies variables (réf. 10, 26 et 31).

Tel que décrit ci-dessus, lorsque la production éolienne est offerte sur un marché organisé, il peut exister différents mécanismes pour imputer les coûts des services complémentaires. Les tableaux 2 et 3 décrivent sommairement les différentes modalités applicables dans certaines juridictions. Notons par ailleurs que l'information contenue dans le tableau 2 risque de changer rapidement compte tenu de la nouvelle réglementation de la FERC (Order 890) qui encadre la

⁵ Lorsque la production éolienne est écoulee sur une bourse de l'électricité, la production éolienne est offerte comme énergie de base au prix du marché (« *price taker* »). Son prix affiché sur le marché est souvent de « 0\$ », de manière à ce que cette ressource soit presque toujours programmée par le coordonnateur du marché. Par ailleurs, le producteur est payé en fonction du prix du marché pour les quantités d'électricité livrées.

tarification des services de transport offerts par chaque réseau (réf. 12 et 28). De plus, la tarification des services offerts par les réseaux européens (tableau 3) est également sujette à des fréquents changements.

Tableau 2 Partage des coûts d'intégration de la production éolienne en Amérique du nord (réf. 43)

Réseau	Intégration dans les marchés	Tarifification des écarts de réception	Imputation du coût des services complémentaires
PJM (Pennsylvania New Jersey Maryland)	<ul style="list-style-type: none"> La production éolienne offerte sur le DAM l'est à un prix de 0\$ et le producteur encaisse le prix de marché en temps réel. 	<ul style="list-style-type: none"> Les écarts de réception de plus de 5 MW sont assujettis à une pénalité dont la valeur est basée sur le coût des réserves d'exploitation. 	
NYISO (New York)	<ul style="list-style-type: none"> La production éolienne peut être offerte sur le DAM. 	<ul style="list-style-type: none"> Pour les premiers 1000 MW offerts sur les marchés, il n'y a pas de pénalité pour les écarts de réception. Pour les quantités au-delà de 1000 MW, les règles restent à définir. 	
ISO-NE (New England)	<ul style="list-style-type: none"> Le producteur éolien envoie sa prévision de production du lendemain au ISO et le prix payé est le prix de marché en temps réel. 	<ul style="list-style-type: none"> Le producteur doit aviser le ISO dans le cas d'écarts de réception, mais aucune pénalité ne s'applique. 	
Ontario IESO	<ul style="list-style-type: none"> La production éolienne peut être offerte sur le HAM et est alors rémunérée au prix du marché. Les producteurs doivent alors soumettre leur prévision de production au ISO. Un DAM est en développement. 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune pénalité ne s'applique aux écarts de réception sur le HAM. 	<ul style="list-style-type: none"> Le coût de tous les services complémentaires est supporté par la clientèle.
AESO (réf. 1) (Alberta)	<ul style="list-style-type: none"> Les producteurs éoliens ne sont pas tenus d'offrir leur production sur le marché, mais celle-ci est rémunérée au prix du marché. Il est proposé que les producteurs fournissent une prévision de production 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune pénalité ne s'applique aux écarts de réception. 	<ul style="list-style-type: none"> L'AESO se procure les services complémentaires requis et en fait supporter le coût par la clientèle.
MISO (Midwest ISO)	<ul style="list-style-type: none"> Les producteurs éoliens peuvent participer au DAM. Toutefois, la participation au DAM devient obligatoire dans le cas de ceux qui offrent des produits de puissance (UCAP). Ceux qui ne participent pas au DAM peuvent participer au HAM. Dans le DAM, la production éolienne est offerte à 0\$. 	<ul style="list-style-type: none"> Les écarts de réception sont pénalisés sur le DAM, mais ne le sont pas sur le HAM. 	
SPP (Southwest Power Pool)	<ul style="list-style-type: none"> Il n'existe pas de marché centralisé pour les transactions d'électricité, les transactions étant réalisées sur une base bilatérale. La production éolienne doit être programmée comme n'importe quelle autre ressource. Implantation en 2007 d'un marché pour l'équilibrage du réseau. 	<ul style="list-style-type: none"> Il existe une tarification des écarts de réception. Cette tarification pourrait être revue, compte tenu de la nouvelle réglementation de la FERC (Order 890). 	<ul style="list-style-type: none"> Le SPP agit comme intermédiaire afin que tous les producteurs et négociants puissent se procurer les services complémentaires requis.
ERCOT (Texas)	<ul style="list-style-type: none"> Il n'existe pas de marché centralisé pour les transactions d'électricité, les transactions étant réalisées sur une base bilatérale. La production éolienne doit être programmée comme n'importe quelle autre ressource en base. 	<ul style="list-style-type: none"> Les producteurs n'offrant que de la production éolienne sont exempts de tarifs s'appliquant aux écarts de réception. 	<ul style="list-style-type: none"> Le coût de tous les services complémentaires est supporté par la clientèle.
CAISO (Californie)	<ul style="list-style-type: none"> La production éolienne est surtout vendue aux Distributeurs par contrats bilatéraux. Elle peut également être offerte sur le DAM, sur le HAM ou en vertu des modalités d'un programme consacré aux ressources intermittentes (PIRP - <i>Participating Intermittent Resource Program</i>). La production offerte dans le cadre de ce programme est rémunérée au prix en temps réel. 	<ul style="list-style-type: none"> Si la production éolienne est vendue sur le DAM ou sur le HAM, des pénalités s'appliquent aux écarts de réception, comme n'importe quelle autre source de production. Pour la production offerte dans le cadre du PIRP, les pénalités pour écarts de réception sont calculées mensuellement, sur la base des écarts moyens. Le paiement est établi sur la base du prix moyen du marché pour le mois visé. 	<ul style="list-style-type: none"> Les participants au PIRP ne participent pas au coût des services complémentaires à l'exception des pénalités pour écarts de réception établies sur une base mensuelle.

Tableau 3 Partage des coûts d'intégration de la production éolienne en Europe

Réseau	Intégration dans les marchés	Tarification des écarts de réception	Imputation du coût des services complémentaires
Pays nordiques Européens (réf. 41)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sur le marché commun à l'ensemble des pays nordiques (le "Nordpool"), il est possible de réaliser des transactions sur le DAM. ▪ Il existe un HAM en Suède et en Finlande, le "Elbas" ainsi qu'un marché d'équilibrage à 15 minutes de préavis. ▪ La production éolienne est offerte à 0\$/MWh et le producteur encaisse le prix de l'énergie en temps réel. 	<p>Partage des coûts d'intégration entre tous les producteurs éoliens selon les modalités suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Les coûts totaux de régulation sont chargés à tous les producteurs éoliens dont l'écart de réception amplifie les besoins de régulation. ▪ Les producteurs éoliens dont l'écart de réception réduit les besoins de régulation ne sont pas pénalisés. En Norvège, ils reçoivent une compensation en fonction de la pénalité imposée aux producteurs qui amplifient les besoins de régulation. 	
Australie (réf. 13)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Il existe un marché libéralisé : "NEM" (National Electricity Market). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les règles de marché approuvées récemment ne prévoient aucune pénalité s'appliquant aux écarts de réception de la production « intermittente ». 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les coûts ainsi que leur partage sont sous évaluation.
Nouvelle-Zélande (réf. 8 et 42)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marché libéralisé "NZEM" avec des prix spécifiques aux points de livraison. ▪ La production éolienne est offerte à 0\$/MWh et le producteur encaisse le prix de l'énergie en temps réel. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les fluctuations de la production éolienne sont gérées par la mise à jour du programme de production aux 5 minutes. 	

Chapitre 5 : Constats généraux

Les principaux constats sont :

- ***La production éolienne : une source variable et partiellement prévisible***

La production éolienne se distingue des autres moyens de production en étant une source variable et partiellement prévisible avec un degré d'incertitude de plus en plus important sur l'horizon de 1 à 48 heures. Pour gérer les conditions critiques, les réseaux exigent de plus en plus des moyens de contrôle de la production éolienne comme les limitations de puissance et de montée en puissance.

- ***Les études d'intégration de la production éolienne sont difficilement comparables***

Plus d'une vingtaine d'études démontrent que les réseaux électriques étudiés peuvent intégrer une quantité importante de production éolienne, entre autres, sous réserve du déploiement des services complémentaires requis. Toutefois, il est difficile de comparer directement les résultats étant donné leurs différences sur les aspects suivants :

- le rôle attribué à la production éolienne (remplacement de combustibles, exportation, etc.) ;
- l'organisation des marchés dans chacune des juridictions ;
- la flexibilité du réseau et des équipements de production servant à l'intégration de la production éolienne ;
- les diverses définitions du taux de pénétration de production éolienne utilisées ;
- les objectifs des études, la précision des données météorologiques de référence ainsi que les méthodologies d'analyse.

Malgré tout, la revue de ces études permet d'établir certaines balises, des façons de faire et des orientations à long terme à l'égard de l'intégration de la production éolienne et du maintien de la flexibilité et de la fiabilité des réseaux au moindre coût.

- ***Afin de diminuer les coûts d'intégration, il est important de bien connaître la variabilité de la production et de disposer d'une bonne prévision***

La variabilité de la production

Les variations de la production sur une échelle de temps de la seconde et de la minute sont faibles et ont peu d'impacts.

Les variations horaires de production sont plus importantes. La production éolienne varie encore plus sur une échelle de 4 à 12 heures, les variations les plus grandes étant observées au passage de fronts météorologiques.

Par ailleurs, la variabilité diminue avec une plus grande dispersion géographique des éoliennes sur le territoire.

Un des plus gros défis consiste à obtenir des données de qualité et cohérentes avec les données de charge. En plus, l'absence de données réelles de production éolienne sur plusieurs années est une lacune généralisée.

Les prévisions

Sur un horizon de 1 à 48 heures, une bonne prévision de la production éolienne est clairement un des moyens les plus reconnus pour réduire les coûts d'intégration.

De grands écarts de prévision peuvent ainsi survenir autant au niveau de l'amplitude de la production que du délai entre le moment où le changement se produit et celui où il était anticipé.

- ***L'intégration de la production éolienne au réseau électrique augmente l'incertitude de l'équilibre offre-demande et requiert des besoins additionnels en services complémentaires***

Afin de respecter l'équilibre entre l'offre et la demande ainsi que les critères de fiabilité du réseau, toute intégration de production éolienne doit être accompagnée de moyens additionnels pour pallier aux variations de cette production et à l'incertitude des prévisions. Ces moyens consistent généralement à ajouter des réserves d'exploitation et des provisions pour aléas.

En général, les résultats des études d'impacts démontrent que les besoins de tels services dépendent entre autres des facteurs suivants :

- des caractéristiques de la production éolienne telles que le facteur d'utilisation, la variabilité, la dispersion sur le territoire ;
- du taux de pénétration de production éolienne ;
- de la corrélation entre les variations de la demande et la production éolienne.

Les besoins additionnels pour les réserves d'exploitation pour contingences sur le réseau, sont en général nuls étant donné que les variations instantanées de la production d'un ou plusieurs parcs éoliens sont faibles. La plupart des études se concentrent sur les impacts de la production éolienne sur les services de régulation et de suivi de la charge.

Par ailleurs, bien que peu d'études couvrent les besoins additionnels de provisions pour aléas, les impacts semblent être importants. Finalement, certaines études prônent l'évaluation dynamique des provisions pour aléas en fonction de la production prévue.

- ***Les coûts de gestion de la variabilité et des aléas prévisionnels augmentent selon le taux de pénétration***

L'ensemble des études d'intégration comparent l'exploitation d'un réseau électrique avec et sans production éolienne. Dans ces études, les coûts estimés se résument aux coûts liés à la mobilisation des ressources supplémentaires qui, lorsque placées en réserve, ne peuvent être utilisées aux fins de production d'électricité. En plus, certaines ressources peuvent subir des pertes d'efficacité causées par un chargement non optimal des groupes, par l'augmentation possible du nombre d'arrêts et démarrages des groupes ainsi que par les effets sur la gestion des systèmes hydriques.

- ***Dans les études répertoriées, les coûts d'intégration de la production éolienne se situent entre 0,25 à 6\$ / MWh***

En général, ces coûts dépendent :

- des caractéristiques de la production éolienne (variabilité et dispersion sur le territoire) ;
- du taux de pénétration de production éolienne ;
- de la complémentarité entre la demande et la production éolienne ;
- de la qualité des prévisions éoliennes ;
- de la configuration du réseau et de la capacité des interconnexions synchrones avec les réseaux voisins ;
- de la qualité des données ;
- de la flexibilité des équipements de production (thermique et hydroélectrique) utilisés pour pallier aux variations de la production éolienne.

Ces coûts excluent le coût des ressources additionnelles requises pour maintenir la fiabilité en puissance et les investissements de transport.

- ***Peu d'études sont réalisées sur les cas particuliers des réseaux où la production hydroélectrique est prédominante***

La production hydroélectrique est en général plus flexible que la production thermique, c'est-à-dire que le cycle d'arrêt et de démarrage d'un groupe turbine-alternateur est beaucoup plus court. Toutefois, cette flexibilité est grandement réduite pour les centrales au fil de l'eau, car ces centrales doivent turbiner l'eau qui arrive. Par ailleurs, les centrales adossées à un réservoir offrent davantage de flexibilité. Un survol des études permet de conclure que les résultats sont spécifiques aux caractéristiques des équipements de production (types de centrales et contraintes d'exploitation de chacun des systèmes hydriques).

- ***La contribution en puissance des éoliennes est souvent équivalente à leur facteur d'utilisation pendant la période de pointe annuelle***

Pour de faibles quantités de production éolienne intégrée, un grand nombre d'études concluent que la contribution en puissance est équivalente au facteur d'utilisation des éoliennes pendant la période de pointe annuelle. Cette contribution tend à diminuer avec l'augmentation de la quantité d'éoliennes raccordées sur le réseau.

Présentement, aucune étude réalisée sur la contribution en puissance ne prend en considération la coïncidence entre la pointe de la demande sur le réseau et les basses températures qui surviennent aux sites des centrales éoliennes (sous les -30°C) forçant les arrêts de production.

- ***Les moyens administratifs mis en place afin d'imputer les coûts d'intégration de la production éolienne sont très variés et en évolution***

Les ententes d'équilibrage du type de celle entre HQ Distribution et HQ Production sont peu nombreuses. L'entente d'équilibrage de Bonneville Power Authority (*BPA Within-hour Balancing Service*) est la seule présentement répertoriée à offrir des services semblables.

Plusieurs réseaux ont développé des conditions particulières qui exemptent les producteurs éoliens (ou tout producteur d'électricité dont la source est variable et renouvelable) de certains coûts liés à l'intégration de leur production. Ces coûts sont plutôt inclus dans les services qui sont facturés à l'ensemble des clients.

Annexe : Service d'équilibrage de BPA: "*Within-hour Balancing Service*"

Les services actuels d'équilibrage du réseau de BPA ont été prévus pour couvrir les fluctuations de la demande des clients ainsi que les contingences du réseau. Les coûts de ces services sont implicitement imputés à ceux qui les utilisent. Or :

- Le service "*Generation Imbalance Rate*" permet d'équilibrer les écarts par rapport au programme de production et ses coûts sont distribués aux producteurs fautifs. Cependant, en raison de l'importance des coûts impliqués et de la nature partiellement prévisible de la production éolienne, l'application de ce service à la production éolienne risquerait de pénaliser trop fortement cette dernière.
- Le service "*Regulation and Frequency Rate*" permet d'équilibrer les variations de la charge d'un moment à l'autre, mais il ne peut être utilisé dans le cadre de la production éolienne.

Ainsi, comme les producteurs éoliens localisés sur le territoire de BPA vendent leur production sur le réseau de la Californie, BPA a défini un service d'équilibrage intra-horaire, appelé "*Within-hour Balancing Service*", qu'elle s'apprête à imposer à ces producteurs éoliens (réf. 3).

Les besoins en réserves additionnelles requises pour assurer ce nouveau service ont été évalués à 203 MW, alors que les coûts qui en découlent se divisent en quatre catégories :

- les coûts fixes liés aux équipements de production incluant les coûts d'amortissement, de dépréciation, d'intérêt, de dépenses de protection de l'environnement (particulièrement pour le saumon) ainsi que les coûts d'exploitation et de maintenance des centrales ;
- les coûts de modifications du programme de production (*energy shift cost*) au fil de la journée et implicitement la réduction de la flexibilité de transiger sur les marchés au meilleur moment de la journée ;
- les pertes d'efficacité du système de production pour déployer davantage de réserves (sous-optimalité d'opération des groupes turbines-alternateurs) ;
- les coûts associés à l'appel de puissance des groupes lorsque la réserve est déployée.

Les trois premières catégories de coûts découlent du maintien en réserve d'une quantité additionnelle de production, tandis que la dernière catégorie correspond aux coûts réels d'utilisation de cette quantité de production. Présentement, ces coûts sont évalués à 9,39 \$ par kW de réserve requise par mois. Les coûts annuels de la réserve requise de 203 MW pour équilibrer la puissance éolienne installée de 2344 MW sont donc de 22 867 000 \$⁶.

L'approche utilisée par BPA pour déterminer la tarification de ce nouveau service "*Within-hour Balancing Service*" consiste à :

- associer à celui-ci tous les coûts des impacts tels qu'évalués précédemment ;
- facturer celui-ci sur la base de la puissance éolienne installée, compte tenu des besoins de réserve qui sont estimés indépendants de l'ampleur de la production réellement générée ;
- facturer à chaque mois, en fonction de l'implantation graduelle des centrales éoliennes.

⁶ Soit 22 867 000 \$ = 9,39\$ * 203 000 kW * 12. La réserve requise de 203 000 kW étant une moyenne pondérée sur l'année et en supposant un facteur d'utilisation de la production éolienne de 30%, ce coût équivaut à 3,71 \$ /MWh de production éolienne.

Le service est donc facturé mensuellement au prix de 0,81 \$/kW de capacité éolienne installée⁷.

À noter que ce service ne tient pas compte des besoins additionnels requis pour les provisions pour aléas étant donné que la production éolienne ne fait que transiter sur le réseau de BPA.

⁷ Soit 22 867 000\$ / 2344 000 kW / 12 mois

Bibliographie

- 1) AESO (Alberta Electric System Operator), " *Wind Integration Impacts Studies – Phase 2 – Assessing the impacts of increased wind power on AIES operations and mitigating measures*", 2006, 58 pages.
- 2) Axelsson U., Muray R., Neimane V., " *4000MW wind power in Sweden - Impact on regulation and reserve requirements*", Elforsk Rapport 05:19, Septembre 2005, 123 pages.
- 3) Bonneville Power Authority - 2009 Wind Integration Rate Case (<https://secure.bpa.gov/RateCase/Documents.aspx?ID=15>):
 - Overview of wind integration – Within-hour balancing service rate proposal – WI-09-E-BPA-1
 - Reserve capacity Forecast for wind generation within-hour balancing service - WI-09-E-BPA-2
 - Generation inputs costs Testimony - WI-09-E-BPA-3
 - Wind integration – Within-hour balancing service rate design - WI-09-E-BPA-4
- 4) Campen, B.V. " *Draft report, International Literature Review – Grid impact of Wind Penetration With Emphasis on Hydro-Dominated Systems*", The University of Auckland Business School – Energy Centre, 2006, 29 pages.
- 5) DENA Deutsche Energie-Agentur GmbH, " *Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the year 2020* ", Mars 2005, 23 pages.
- 6) EnerNex Corporation and Wind Logics, " *Wind Integration Study – Final Report*", Report for Xcel Energy and the Minnesota Department of Commerce, Septembre 2004, 145 pages.
- 7) EnerNex Corporation, " *Wind Integration Study for Public Service Compagny of Colorado – Final Report*", Mai 2006, 119 pages.
- 8) Energy Link et MWH NZ, " *Wind Energy Integration in New Zealand*", Report prepared for Ministry of Economic Development Energy Efficiency and Conservation Authority, Mai 2005, 81 pages.
- 9) Strbac G. (Ilex Energy Consulting), " *Quantifying the system costs of additional renewables in 2020*", Manchester Centre for Electrical Energy (UMIST), 2002, 130 pages.
- 10) Exeter Associates, " *Review of International Experience Integrating Variable Renewable Energy Generation*", Rapport préparé pour la California Energy Commission, avril 2007, 99 pages.
- 11) EWEA Report, « *Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply* », 2005, 172 pages.

- 12) FERC Order # 890. "*Open Access Transmission Tariff (OATT) Reform*" (à propos des règles d'intégration des énergies renouvelables):<http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/oatt-reform/sum-compl-filing.asp>
- 13) Garrad Hassan, "*International Report 2005*", Report prepared for the Electricity Supply Industry Planning Council of South Australia, 2005, 181 pages.
- 14) Garrad Hassan, ESB International, "*The Impacts of Increased Levels of Wind Penetration on the Electricity Systems of The Republic of Ireland and Northern Ireland:: Final Report*", Rapport préparé pour la Commission for Energy, 2003, 155 pages.
- 15) GE Energy, "*The effects of integrating wind power on transmission system planning, reliability, and operations – Report on phase 2*", Prepared for The New York State Energy Research And Development Authority, Mars 2004, 171 pages.
- 16) GE Power Systems Energy Consulting, "*The effects of Integrating Wind Power on Transmission System Planning, Reliability, and Operation*", Report préparé pour le New York State Energy Research and Development Authority, Février 2004, 133 pages.
- 17) GE Energy, "*Ontario Wind Integration Study*", Report to Ontario Power Authority, Independent Electricity System Operator (IESO) et CANWEA, octobre 2006, 102 pages
- 18) Giebel, G., Landberg, L., Kariniotakis, G., Brownsword, R., "*State-of-the-Art in Short-Term Prediction of Wind Power*", août 2003 , 36 pages.
- 19) Giebel G. , "*Wind Power has a Capacity Credit – A catalogue of 50+ supporting Studies*", RISO National Laboratory, 2006, 13 pages.
- 20) Girling Bill, "*Wind/Hydro Integration for Manitoba Hydro's System*", présentation au workshop d'UWIG à Portland, Mars 2007.
- 21) Holttinen, H. "*The Impact of Large Scale Wind Power Production on the Nordic Electricity System*", VTT Publications 554, 2004, 8 annexes.
- 22) Holttinen, H. "*Impact of Hourly Wind Power Variations on the System Operation in the Nordic Countries*", septembre 2004, 22 pages.
- 23) Holttinen H., Meibom P., Ensslin C., Hofmann L., McCann J., Pierik J., Tande J., Hagstrom E., Estanqueiro A., amaris H. Sode L., Strbac G., Parsons B., "*Design and operation of Power systems with large amounts of wind power*", IEA collaboration, Nordic Wind Power conference Espoo, Finlande, mai 2006, 8 pages.
- 24) J. Jack, Présentation "*Overview of Wind Plant Output Forecasting*", 2004
- 25) New Brunswick System Operator, "*Maritimes Area Wind Integration Study*", Août 2005, 47 pages
- 26) U.S. Department of Energy, "*20% Wind energy by 2030*", mai 2008, 225 pages.
- 27) Kirby B., Milligan M., "*A Method and Case Study for Estimating the ramping Capability of a Control Area or Balancing Authority and Implications for Moderate or High Wind Penetration*", 2006, 19 pages.

- 28) IEEE Power & Energy, édition spéciale Wind Integration, novembre-décembre 2007.
- 29) Idaho Power, "*Operational Impacts of Integrating Wind Generation into Idaho Power's Existing Resource Portfolio*", 2007, 99 pages
- 30) Imperial College London – Technology and Policy Assessment Function of the UK Energy Research Centre, "*The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the cost and impacts of intermittent generation on the British electricity network*", 2006, 112 pages.
- 31) International Energy Agency, "*Variability of Wind Power and Other Renewables – Management, options and strategies*", 2005, 51 pages.
- 32) International Energy Agency – Wind -Task XXV, "*Design and Operations of Power Systems with Large Amounts of Wind Power – State-of-the-art Report*", 2007, plus de 150 pages.
- 33) Manitoba Hydro, "*Clarification of Wind Turbine Cold Weather Considerations: Manitoba Hydro Summary*" (Exhibit MH-NCN-1030 Section A), 2004, 5 pages.
- 34) Milligan M. ; "*Measuring Wind Plan Capacity Value*"; National Renewable energy Laboratory, Colorado;
- 35) Milligan, M., Smith C., DeMeo E., Oakleaf B., Wolf K., Schuerger M., Zavadil R., Ahlstrom M., Nakafuji D.Y., "*Grid Impacts of Wind Power Variability: Recent assessments from a Variety of Utilities in the United-States*", 2005, 13 pages.
- 36) Kamwa, I., "*Wind Integration Impacts Studies: Selecting the right methodology for the questions and data at hand*" Présentation au IEEE Electrical Power Conference 2007 – Renewable and Alternative Energy Resources, 25-26 octobre 2007 à Montréal.
- 37) Northwest Power and Conservation Council, "*Northwest Wind Integration Action Plan*", Oregon, États-Unis, Mars 2007
- 38) EnerNex Corp. and Windlogics Inc., "*Minnesota Wind Integration Study*", Volume I (91 pages) and Volume II (134 pages). 2006
- 39) SEI (Sustainable Energy Ireland), "*Operating Reserve Requirements as Wind Power Penetration Increases in the Irish Electricity System*", août 2004, 155 pages.
- 40) Soder, L., Holttinen, H., "*On methodology for modelling wind power impact on power system*", Int. J. Global energy Issues, Vol. 29 no 1/2, 2008, 18 pages.
- 41) Tande, J.O. (SINTEF Energy Research), "*Impact of integrating wind power in the Norwegian power system*", 2006, 48 pages.
- 42) TransPower System Operator (en Nouvelle-Zélande), "*Manawatu Wind Generation, Observed Impact on the Scheduling and Dispatch Processes*", Rapport préparé pour la New Zealand Electricity Commission, septembre 2005, 82 pages.
- 43) UWIG – *Wind Power and Electricity Markets Survey*, septembre 2007.

- 44) Milligan M. et Porter K, "*Determining the Capacity Value of Wind: A Survey of Methods and Implementation*", NREL, mai 2005.
- 45) Electric Reliability Council of Texas Independent System Operator, "*Transmission Issues Associated with Renewable Energy in Texas*", 2005, 20 pages.
- 46) PJM, "Rules and Procedures for Determination of Generating Capability", 2005, 21 pages

ADRESSES DE SITES INTERNET D'INTÉRÊT :

Agence internationale de l'énergie – Énergie éolienne : <http://www.ieawind.org/>
American Wind Energy Association – AWEA: <http://www.awea.org/>
Canadian Wind Energy Association – CANWEA: <http://www.canwea.ca/>
European Wind Energy Association – EWEC: <http://www.ewea.org/>
Global Wind Energy Council – GWEC: <http://www.gwec.net/>
Utility Wind Integration Group - UWIG: <http://www.uwig.org/>
Anemos Wind Power Forecasting: <http://anemos.cma.fr/>
Pour la réglementation des énergies renouvelables 2007 aux États-Unis: FERC réglementation 890 : <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/oatt-reform/sum-compl-filing.asp>
North American Electric Reliability Corporation - NERC: <http://www.nerc.com/>
Northeast Power Coordinating Council - NPPC: <http://www.nppc.org/>