

Aménagements éoliens à grande échelle au Nouveau-Brunswick

- *Une étude des scénarios régionaux en perspective de 2025*



Résumé

Préparé par Ea Energy Analyses pour l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick et le ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick

Juillet 2008

Préparée par :

Ea Energy Analyses
Frederiksholms Kanal 1, 1st
1220 Copenhagen K
Danemark
Téléphone : +45 88 70 70 83
Fax : +45 33 32 16 61
Courriel : info@eaea.dk
Web : www.eaea.dk

Table des matières

1 Résumé et constatations clés	4
2 Introduction	8
3 Analyses des scénarios éoliens régionaux	11
3.1 Principales hypothèses	13
3.2 Résultats	16
3.3 Principales constatations des analyses de scénario	23
4 Expérience danoise des aménagements éoliens	24
4.1 Les leçons danoises	25
4.2 Un changement d'optique	31
5 Références	34

1 Résumé et constatations clés

La présente étude examine les aménagements éoliens à grande échelle dans les Maritimes dans un contexte régional et comment l'expérience danoise du déploiement d'une grande quantité d'énergie éolienne pourrait se traduire dans un contexte canadien.

L'étude indique d'importants avantages pour le Nouveau-Brunswick et ses voisins découlant du déploiement de 5 500 à 7 500 MW de capacité éolienne aux Maritimes en perspective de 2025. Ce total comprend de 3 000 à 4 000 MW au Nouveau-Brunswick, de 500 à 1 500 MW à l'Île-du-Prince-Édouard et de 2 000 à 2 500 MW en Nouvelle-Écosse. L'utilisation de ce potentiel d'énergie éolienne aura des avantages économiques aux Maritimes et en Nouvelle-Angleterre. Le Québec pourrait profiter de l'occasion de compenser l'énergie involontaire. De plus, le déploiement de l'énergie éolienne contribuera à protéger l'alimentation dans la région, fera partie d'une stratégie contre le changement climatique et pourra améliorer l'environnement local en réduisant la pollution de l'air.

Ces avantages découlent de plusieurs facteurs :

- Le Nouveau-Brunswick et les Maritimes ont de très bonnes ressources éoliennes, ce qui permet des facteurs de capacité éoliens de jusqu'à 40 %.
- Le prix actuel du combustible incite fortement les entreprises à faire des investissements dans des technologies dont le coût du combustible est minime. La production éolienne aux Maritimes remplacera surtout la production des centrales existantes au mazout ou au gaz moins efficaces dans la région
- La réglementation du carbone et les normes concernant les sources d'énergie renouvelable dans les régions rendent l'énergie éolienne plus concurrentielle et assurent la demande d'énergie éolienne et d'autres technologies non émettrices du carbone.
- Il est prévu que la demande en énergie continue à croître dans la région dans une situation où il est difficile de trouver d'emplacements pour de nouvelles centrales au charbon, nucléaires et éoliennes, entre autres, en Nouvelle-Angleterre.

Il serait avantageux d'aménager de 5 500 à 7 500 MW d'énergie éolienne quand le prix du pétrole brut frôle les 120 USD/baril et quand les prix des combustibles s'approchent à 60 USD/baril. Si les prix des combustibles baissent, la réglementation du CO₂ et les normes concernant les sources d'énergie renouvelable seront les principaux moteurs économiques des aménagements éoliens.

Pour maximiser la valeur de l'énergie éolienne au marché de l'électricité et compenser l'énergie involontaire à un coût raisonnable, il faut une excellente coopération entre les marchés aux Maritimes et les réseaux voisins en Nouvelle-Angleterre et au Québec. Cela s'applique à l'exploitation quotidienne des réseaux et des marchés aussi bien qu'à la planification à long terme de nouvelle capacité éolienne et d'une nouvelle infrastructure. Il faudra intégrer d'autres études des débits de la charge et du comportement dynamique du réseau au processus de déploiement.

L'utilisation efficace du réseau de transport régional en place permet l'intégration à grande échelle de l'énergie éolienne. Or, au fur et à mesure que l'énergie éolienne pénètre le marché l'étude indique qu'il sera intéressant du point de vue économique d'augmenter la capacité de transport entre les réseaux électriques dans les Maritimes et auprès des centres de la charge en Nouvelle-Angleterre.

L'expérience danoise de l'aménagement d'un réseau électrique qui comprend beaucoup d'énergie éolienne démontre la nécessité des mesures suivantes pour profiter pleinement de l'aménagement à grande échelle de l'énergie éolienne :

- Préparer un plan complet pour les aménagements éoliens au Nouveau-Brunswick (et aux Maritimes), qui doit comprendre :
 - les cibles à long terme de l'énergie éolienne;
 - une planification physique adéquate pour aménager des sites où les conditions du vent sont bonnes;
 - des règlements pour garantir l'accès au réseau à un coût raisonnable sans être défavorable à l'énergie éolienne parce qu'elle constitue une source fluctuante;
 - une stratégie pour récolter les avantages industriels de l'énergie éolienne à grande échelle;
 - une stratégie pour encourager les investissements dans l'énergie éolienne, y compris une stratégie pour la participation et la propriété locales. Une des principales questions vise le rôle du gouvernement du Nouveau-Brunswick, des services publics et des consommateurs de l'électricité au Nouveau-Brunswick pour stimuler les investissements dans la nouvelle capacité éolienne. Il est recommandé d'étudier des mécanismes où des consommateurs d'électricité et des promoteurs de l'énergie éolienne partagent les risques et les avantages des grands investissements requis.
- Revoir la conception actuelle du marché et le restructurer pour permettre plus de concurrence et l'utilisation plus efficace de la capacité au Nouveau-Brunswick et par les interconnexions.

- Mieux intégrer les marchés de l'électricité aux Maritimes et aux réseaux voisins en Nouvelle-Angleterre et au Québec pour maximiser la valeur de l'énergie éolienne dans la région et pour compenser l'énergie involontaire. Le but à long terme devrait être un lien efficace entre les marchés, ou même un marché commun de l'électricité.
- Poursuivre la restructuration du secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick, entre autres, par l'évolution d'un exploitant du réseau fort qui peut intégrer l'énergie éolienne au réseau et mener une planification complète à long terme du réseau et des activités de recherche, de développement et de démonstration. Dans le cadre de ce processus, il faut envisager la création d'un exploitant du réseau de transport qui serait propriétaire du réseau de transport et des interconnexions.
- Renforcer les efforts pour favoriser une coopération énergétique avec les provinces et les états voisins, par exemple, par l'élaboration d'un plan d'expansion du transport régional. Une étude régionale de l'énergie pourrait constituer un outil pour guider l'évolution d'une compréhension commune des défis et des possibilités qui se présentent au futur réseau de l'énergie dans le nord-est de l'Amérique du Nord.

Ces mesures n'évolueront pas d'elles-mêmes. Il faut beaucoup de leadership et de coopération politique dans toute la région, surtout au Canada d'atlantique. Au Nouveau-Brunswick, vue l'évolution des sources renouvelables, le coût montant des combustibles fossiles et l'expérience du réglementation du marché depuis 2004, la situation actuelle exige une volonté politique d'encore restructurer le secteur de l'électricité afin d'appuyer l'idée de fournir à la population du Nouveau-Brunswick une alimentation en électricité fiable et durable du point de vue de l'environnement, à un prix raisonnable, et de promouvoir la capacité pour la province d'accueillir d'autres aménagements de production avantageux pour les marchés domestiques et régionaux.

Il faudra établir une stratégie solide visant un vrai processus d'ouverture du marché qui permet un plus grand nombre d'acteurs au marché, un marché plus liquide et des prix d'électricité plus transparents. Une telle stratégie est impossible sans consensus politique régional sur la direction future de l'évolution de tout le réseau énergétique de la région.

Il sera impossible d'intégrer une grande quantité d'énergie éolienne aux Maritimes sans une étroite coopération avec les réseaux voisins au sujet de l'énergie involontaire, des règles du marché, de l'utilisation des interconnexions et de la construction de nouvelles lignes de transport. La coopération régionale doit se baser sur de grands efforts politiques aussi bien que sur la collaboration des exploitants des réseaux de la région. Nous

recommandons un processus ouvert assorti d'un dialogue approfondi entre tous les intéressés pertinents au Nouveau-Brunswick et dans toute la région, dirigé par le ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick.

Implanter la plupart de ces mesures, en plus de faciliter l'intégration de l'énergie éolienne, contribuera à toute la vision du Nouveau-Brunswick comme plaque tournante de l'énergie et l'aidera à réaliser tout son potentiel.

En ce moment, les Maritimes ont l'occasion de profiter des défis assortis à l'alimentation énergétique et du besoin de modifier le réseau actuel. L'occasion ne durera pas pour toujours. Tous les niveaux doivent donc établir des stratégies robustes et réagir rapidement afin de récolter tous les avantages possibles de l'aménagement de l'énergie éolienne à grande échelle.

2 Introduction

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a adopté une stratégie pour aménager la province en plaque tournante de l'énergie. Cette décision se base, entre autres, sur les ressources éoliennes abondantes de la province, qui pourraient améliorer la sécurité des approvisionnements dans la province et rencontrer la demande croissante d'électricité dans les régions voisines, surtout en Nouvelle-Angleterre.

La présente étude a été commandée par l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB) et le ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick (MdE) auprès d'Ea Energy Analyses dans le cadre d'un processus à phases multiples pour examiner les méthodes, les impacts, les coûts et les avantages de l'intégration de l'énergie éolienne au Nouveau-Brunswick et aux Maritimes. Le service public danois SEAS-NVE y a participé aussi.

Le rapport a trois sections principales :

- Une description des analyses de scénario régional pour explorer les occasions pour l'énergie éolienne dans la région analysée (les Maritimes, la Nouvelle-Angleterre et le Québec).
- Une présentation de l'expérience de l'aménagement de l'énergie éolienne au Danemark.
- Une liste de recommandations sur le déploiement de l'énergie éolienne à l'ERNB et au MdE du Nouveau-Brunswick.

D'autres détails des analyses de scénario font partie du rapport d'analyse de scénario : «Analyses de scénario pour les marchés de l'électricité des Maritimes et de la Nouvelle-Angleterre».

Le document présente d'abord assez brièvement les réseaux d'électricité de la région.

Statut de l'énergie éolienne	En ce moment, l'énergie éolienne joue un rôle minime dans la région formée des Maritimes et du Québec au Canada et des états de la Nouvelle-Angleterre aux États-Unis. Les Maritimes comptent 150 MW de capacité maintenant, mais les politiques et les cibles existantes pourraient la multiplier par dix au cours de la décennie. Au Québec, plus de 400 MW de capacité éolienne était en place dès mai 2008, et l'on vise 4 000 MW en 2016. Il y a environ 50 MW de capacité éolienne en Nouvelle-Angleterre, mais ce chiffre pourrait augmenter sensiblement à l'avenir, en partie à cause des exigences futures relatives à la norme concernant les sources d'énergie renouvelable (NSER) en Nouvelle-Angleterre.
------------------------------	--

Sources de production et demande d'électricité

Au Nouveau-Brunswick, l'électricité est produite dans des centrales au charbon, au mazout, au gaz, hydroélectriques et nucléaires. En Nouvelle-Angleterre, le gaz naturel est la principale source de production d'électricité, avec des centrales au charbon et au mazout, nucléaires et hydroélectriques. Presque 100 % de la production électrique au Québec est hydroélectrique.

En ce qui concerne la demande d'électricité, les provinces des Maritimes sont beaucoup plus petites que le Québec et la Nouvelle-Angleterre (voir le tableau 1).

TWh	Nouveau-Brunswick*	Nouvelle-Écosse	Québec	Nouvelle-Angleterre
Demande d'électricité annuelle	17	13	188	127

Tableau 1 : Demande d'électricité actuelle (TWh). *Comprend l'Île-du-Prince-Édouard et le nord du Maine

Le Nouveau-Brunswick possède des interconnexions à l'Île-du-Prince-Édouard, à la Nouvelle-Écosse, au Québec et à la Nouvelle-Angleterre. La Nouvelle-Angleterre et le Québec sont aussi interconnectés. Les différences entre les parcs de production des réseaux créent des avantages potentiels découlant des échanges entre les réseaux dans la région.



Figure 1 : Les Maritimes

Organisation du marché En principe, le commerce transfrontalier est poussé par les différences de prix. Si le prix dans une zone voisine est plus élevé, il est rentable pour un producteur de faire des exportations à ladite zone. Par contre, si le prix est plus bas chez les voisins, il est rentable pour les consommateurs de faire des importations. Les différents marchés dans la région ne sont pas encore pleinement intégrés et les réservations à long terme de la capacité des interconnexions par certains acteurs au marché limitent l'échange d'électricité entre les régions.

De plus, le marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick est dominé par une entreprise, Énergie NB, qui possède presque toute la capacité de production (par l'intermédiaire de Production Énergie NB et d'Énergie nucléaire NB), le réseau de transport (par l'intermédiaire de Transport Énergie NB) et le réseau de distribution et d'alimentation (par l'intermédiaire de Distribution Énergie NB). Cette situation limite l'accès de nouveaux joueurs au marché.

L'ERNB, une entreprise indépendante, est responsable de l'exploitation du réseau et du développement et de la facilitation du marché.

Les grands consommateurs (les industries) ont accès au marché, mais n'ont pas encore exploité cette possibilité.

Règlements
environnementaux

Au Canada, on propose de forcer tous les importants organismes de production électrique à réduire l'intensité de leurs émissions de CO₂ de 18 % des niveaux de 2006 dès 2010, et de les réduire d'encore 2 % chaque année par la suite, selon le cadre réglementaire fédéral touchant les émissions industrielles des gaz à effet de serre.

Comme les échanges interentreprises sont permis, le programme ressemble à RGGI (initiative régionale sur les gaz à effet de serre), un réseau de plafonds et d'échanges qui sera en place en Nouvelle-Angleterre à partir de 2009. RGGI limite les émissions de CO₂ aux niveaux historiques récents dans la période de 2009 à 2014 et stipule une de réduction de 10 % en perspective de 2018.

Dans toutes les régions, la promotion de l'énergie renouvelable dépend surtout de normes concernant les sources d'énergie renouvelable. Celle du Nouveau-Brunswick stipule que 10 % de l'électricité dans la province doit venir de sources renouvelables d'ici 2016. En Nouvelle-Angleterre, des politiques concernant l'énergie renouvelable sont en place pour augmenter la part des sources renouvelables de son niveau actuel d'environ 5 % à 14 % en 2016.

3 Analyses des scénarios éoliens régionaux

Un aspect clé de la présente étude est l'élaboration de scénarios visant 2025 pour explorer le développement des marchés de l'électricité dans la région. Les scénarios ont spécifiquement trait à l'intégration de l'énergie éolienne à grande échelle au Nouveau-Brunswick et aux Maritimes.

En raison du lien étroit entre l'intégration de l'énergie éolienne et le développement du réseau et du marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick et ce qui se passe dans les régions voisines, nous avons simulé les réseaux des Maritimes, de la Nouvelle-Angleterre et du Québec.

La simulation tient compte de toute la capacité de production des réseaux et des importants blocs au réseau de transport. Les données d'ordre général sur les centrales et sur les contraintes au réseau de transport viennent de l'ERNB, du MdE américain et de l'exploitant du réseau indépendant de la Nouvelle-Angleterre (ERI-NA).

Outil de modélisation Le modèle Balmorel est appliqué aux analyses quantitatives¹. En plus de simuler les réseaux d'électricité, le modèle Balmorel évalue le prix de l'électricité et peut évaluer l'impact des règlements environnementaux, comme les marchés des certificats verts et des régimes d'échange des émissions.

Le modèle conjugue les approches technique et économique. L'équilibre entre la charge et la production est assuré dans chaque sous-région de transport. Il tient compte des principales contraintes de transport et emploie 624 intervalles de temps pour démontrer avec efficacité les variations saisonnières, quotidiennes et horaires de la charge, de la production intermittente, etc. Les coûts de la variabilité de l'énergie éolienne pour le réseau sont donc internalisés au modèle, mais pas l'élément de coût résiduel en raison de l'incertitude prévue.

Le modèle ne remplace pas le besoin d'analyses du débit de la charge et de la stabilité du réseau. Ce type d'analyse exige des données encore plus détaillées, comme où des turbines et des parcs en particulier seront reliés, et constitue donc une activité qui mérite l'attention continue de l'ERI ou de l'ERT en tant qu'activités de planification et d'exploitation du réseau.

En contraste avec plusieurs autres modèles de réseau d'électricité, le modèle Balmorel suggère des investissements optimaux dans de nouvelles centrales, en présupposant des marchés fonctionnels et une pleine concurrence

¹ Les détails du modèle se trouvent à l'adresse www.balmorel.com.

entre les producteurs. Dans la présente étude, cette fonction du modèle sert à analyser comment les réseaux d'électricité peuvent évoluer à l'avenir, compte tenu de différentes conditions-cadre.

Quatre scénarios de politiques sur l'énergie éolienne

Les analyses quantitatives des différentes options d'aménagement au Nouveau-Brunswick et dans les régions voisines sont constituées d'analyses de quatre scénarios différents de politiques sur l'énergie éolienne.

Scénario passif	Scénario actif	Scénario de transport	Scénario proactif
Politiques passives sur l'énergie éolienne, par exemple, au sujet de la planification physique; limite le potentiel de l'énergie éolienne utilisable à 1 000 MW aux Maritimes.	Une politique active pour poursuivre l'énergie éolienne permet d'exploiter le potentiel physique d'environ 16 500 MW aux Maritimes.	Comme le scénario actif, plus l'augmentation de la capacité de transport aux Maritimes et en Nouvelle-Angleterre.	Comme le scénario de transport, plus l'harmonisation des règlements environnementaux et l'élimination des barrières commerciales visant les interconnexions.

Le scénario passif présume qu'on ne pourra pas aménager plus de 1 000 MW d'énergie éolienne aux Maritimes en raison de contraintes de planification ou de questions d'accès au réseau. Dans le scénario actif, des politiques sont implantées qui permettent d'exploiter peut-être jusqu'à 16 500 MW de capacité éolienne aux Maritimes, y compris 5 500 MW au Nouveau-Brunswick².

Dans le scénario de transport, la capacité de transport de l'électricité aux Maritimes et à la Nouvelle-Angleterre est agrandie pour permettre plus grand d'énergie éolienne. L'on présume l'augmentation de la capacité de transport du Nouveau-Brunswick à la région de Boston de 1 500 MW, celle des interconnexions à la Nouvelle-Écosse de 1 000 MW et celles à l'Île-du-Prince-Édouard et au nord du Maine de 600 MW. Le scénario proactif, en plus de ce qui précède, préconise l'harmonisation des lois en matière d'environnement pour prévoir la vente libre des certificats d'énergie renouvelable et des quotas de CO₂ entre les réseaux. De plus, les droits

² Le potentiel technique de l'énergie éolienne – compte tenu des contraintes de planification et des ressources éoliennes disponibles – est calculé à 40 000 MW rien qu'au Nouveau-Brunswick (Gagnon, 2008), mais par conservatisme nous limitons le potentiel total à 16 500 MW pour les Maritimes au complet dans la présente étude.

actuels sur l'utilisation des interconnexions entre le Nouveau-Brunswick et ses voisins sont éliminés, ce qui stimule le commerce.

3.1 Principales hypothèses

Les hypothèses sous-jacentes à l'étude – par exemple, sur le développement de la demande d'électricité et des prix du combustible – ont été établies en coopération avec l'ERNB. Le tableau 2 résume les principales hypothèses.

<p>Prix du combustible</p>	<p>Les prix du combustible se basent sur les prix observés au début de 2008, en effet, un prix du mazout légèrement supérieur à 120 USD/baril. Selon les contrats visant le mazout brut observés à NYMEX, l'on présume que ces niveaux de prix continueront pendant la période.</p> <table border="1" data-bbox="440 495 1406 688"> <thead> <tr> <th></th> <th>Mazout (USD/baril)</th> <th>Gaz naturel (USD/Mbtu)</th> <th>Charbon (USD/tonne)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2008</td> <td>123</td> <td>12.4</td> <td>91</td> </tr> <tr> <td>2015</td> <td>116</td> <td>11.1</td> <td>86</td> </tr> <tr> <td>2025</td> <td>123</td> <td>11.6</td> <td>90</td> </tr> </tbody> </table> <p>Prix du combustible utilisés dans l'étude</p> <p>On a aussi effectué une analyse de sensibilité avec des prix plus bas (60 USD/baril de mazout).</p>		Mazout (USD/baril)	Gaz naturel (USD/Mbtu)	Charbon (USD/tonne)	2008	123	12.4	91	2015	116	11.1	86	2025	123	11.6	90
	Mazout (USD/baril)	Gaz naturel (USD/Mbtu)	Charbon (USD/tonne)														
2008	123	12.4	91														
2015	116	11.1	86														
2025	123	11.6	90														
<p>Demande de l'électricité</p>	<p>Pour toute la région, il est officiellement prévu que la demande d'électricité augmentera de 25 % entre 2010 et 2025, ce qui correspond à une hausse annuelle de 1,3 %.</p> <p>Il est prévu que la consommation de l'électricité montera légèrement plus vite en Nouvelle-Angleterre qu'aux Maritimes.</p>																
<p>Mise hors service des centrales</p>	<p>Il est présumé qu'aucune centrale ne sera mise hors service avant 2015. De 2015 à 2025, on présume la mise hors service de 5 % de toutes les centrales thermiques chaque année.</p>																
<p>Règlements environnementaux</p>	<p>Il est présumé que les règlements actuels et planifiés sur le CO₂ et l'énergie renouvelable seront exécutés et maintenus jusqu'à 2025 selon les tendances actuelles.</p>																
<p>Sites de nouvelles centrales</p>	<p>L'on estime qu'il est difficile de trouver des emplacements pour de nouvelles centrales au charbon et nucléaires, surtout en Nouvelle-Angleterre. Donc, jusqu'à 2025 le modèle est limité à la remise à neuf des centrales au charbon actuelles et à l'établissement d'une capacité nucléaire de 3,6 GW. Les aménagements éoliens en Nouvelle-Angleterre sont limités à environ 3 100 MW, avec deux parcs éoliens à grande échelle au large.</p>																
<p>Facteur de capacité de l'énergie éolienne (FC)</p>	<p>Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Île-du-Prince-Édouard : Chaque zone a la possibilité de 500 MW à un facteur de capacité (FC) de 40%, 500 MW à un FC de 39 %, 500 MW à un FC de 38 %, etc. Le potentiel total dans chaque zone est de 5 500 MW, ce qui donne un potentiel éolien total de 16 500 MW à des facteurs de capacité de 30 % à 40 %.</p> <p>Nouvelle-Angleterre : Terre ferme : FC de 32 %, au large : FC de 46 %.</p>																

Tableau 2 : Hypothèses clés de l'étude

Il faut noter que l'étude ne modélise pas explicitement les investissements au Québec. L'étude présume l'aménagement au Québec de nouvelles centrales hydroélectriques et éoliennes qui produiront un surplus annuel de 10 TWh, à partir de 2015, qui sera exporté à la Nouvelle-Angleterre et aux Maritimes.

Cette hypothèse se base sur les exportations passées et les importations prévues, mais ne représente pas le plein potentiel. Les chiffres annuels réels dépendront des conditions du marché (en Ontario, à New York et en Nouvelle-Angleterre), de la croissance de la charge au Québec et de l'aménagement réel des projets de production au Québec. Selon le modèle et sur une base horaire et quotidienne, Québec peut connaître des importations nettes ou des exportations nettes, en fonction des avantages des échanges avec ses voisins.

Les données sur la technologie se basent sur l'étude de scénarios de la Nouvelle-Angleterre publiée en août 2007 (ERI Nouvelle-Angleterre, 2008). La figure 2 compare les coûts marginaux à long terme de six des principales technologies au prix du combustible ci-dessus et comprenant un coût de CO₂ de 20 CAD/tonne. Un rendement interne réel de 10 % est présumé dans le calcul.

En raison du prix relativement élevé du combustible – en comparaison aux dernières décennies – l'énergie nucléaire et l'énergie éolienne semblent être les technologies les plus concurrentielles.

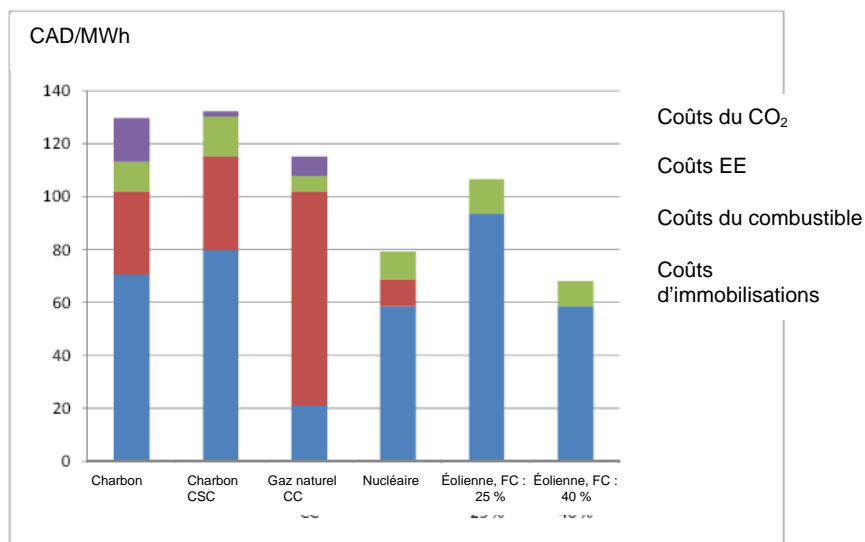


Figure 2 : Comparaison des coûts marginaux à long terme de nouvelles technologies de production de l'électricité (CAD/MWh). CSC : Capture et stockage du carbone, CC : Cycle combiné, FC : Facteur de capacité. La comparaison comprend deux centrales éoliennes sur la terre ferme ayant des facteurs de capacité de 25 % et de 40 % respectivement.

Un taux de change de 1:1 s'applique à la conversion des dollars américains aux dollars canadiens.

3.2 Résultats

Cette section résume les principaux résultats des analyses de scénario. Nous portons beaucoup d'attention aux résultats du scénario passif – où l'énergie éolienne aux Maritimes est limitée à 1 000 MW – et du scénario proactif, où il est possible d'investir dans un total de 15 000 MW de capacité éolienne et d'autres installations de transport, d'harmoniser les contraintes environnementales et d'éliminer les barrières commerciales.

Des résultats plus complets, les détails des enjeux d'exploitation y compris, se trouvent dans le rapport documentaire sur les scénarios.

La figure 3 démontre les investissements dans de nouvelle capacité de production dans les deux scénarios selon le modèle d'optimisation.

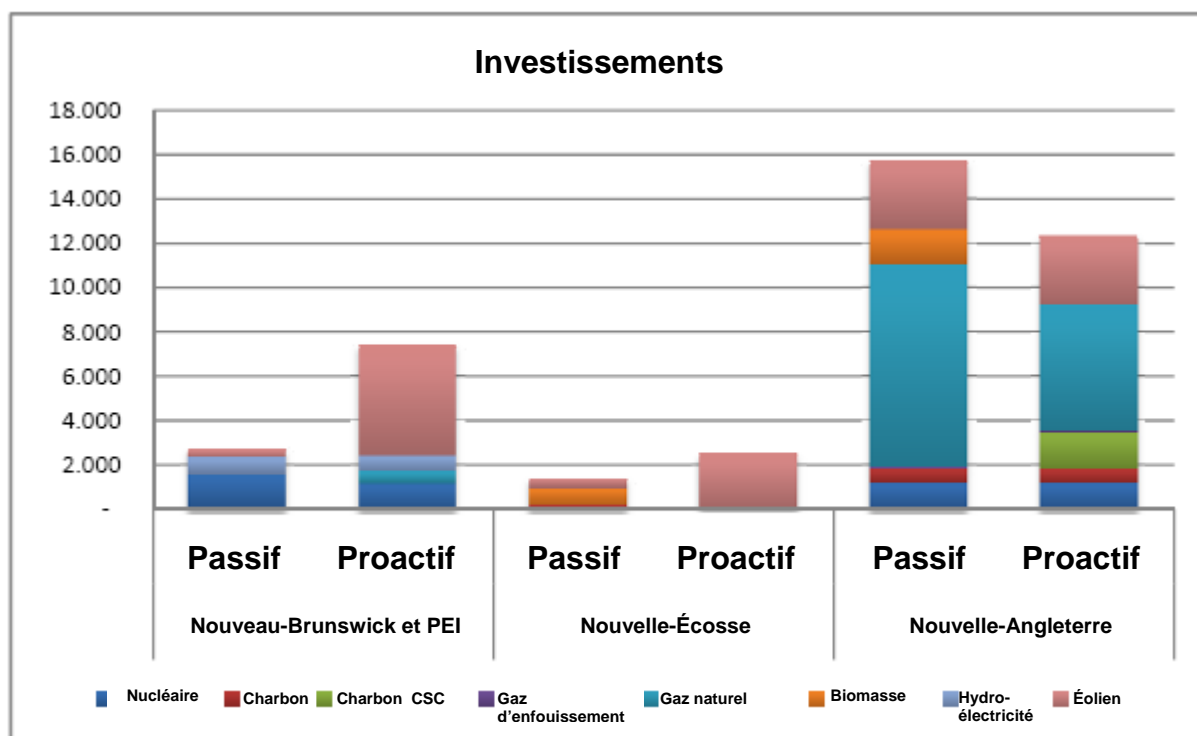


Figure 3 : Investissements dans la capacité de production aux Maritimes et en Nouvelle-Angleterre de 2010 à 2025 (MW)

Investissements
aux Maritimes

Les analyses quantitatives des différentes options d'aménagement au Nouveau-Brunswick et dans les régions voisines sont constituées d'analyses de quatre scénarios différents de politiques sur l'énergie éolienne.

Dans le scénario passif, les investissements aux Maritimes comprennent une nouvelle centrale nucléaire au Nouveau-Brunswick (1 230 MW), une importante capacité de production à partir de la biomasse, une certaine capacité de production au gaz et une capacité éolienne de jusqu'à 1 000 MW (la limite du scénario).

On présume aussi l'importation de 740 MW d'hydroélectricité au Nouveau-Brunswick du Bas-Churchill au Labrador. Cette option est imposée sur le modèle. La présente étude ne statue pas sur la faisabilité du projet du Bas-Churchill.

Dans le scénario proactif, le modèle d'optimisation économique démontre qu'il est faisable d'investir dans environ 7 500 MW de capacité éolienne aux Maritimes. Les autres investissements du scénario passif sont inchangés dans le scénario proactif, sauf en ce qui concerne la capacité à partir de la biomasse, qui n'est plus faisable en raison de la pénétration accrue de l'énergie éolienne au réseau. À cause du meilleur accès pour transporter de l'électricité à la Nouvelle-Angleterre, la plupart des investissements dans l'énergie éolienne, 5 000 MW, sont au Nouveau-Brunswick et à l'Île-du-Prince-Édouard, avec 2500 MW en Nouvelle-Écosse.

Investissements
en Nouvelle-
Angleterre

Les analyses quantitatives des différentes options d'aménagement au Nouveau-Brunswick et dans les régions voisines sont constituées d'analyses de quatre scénarios différents de politiques sur l'énergie éolienne.

En Nouvelle-Angleterre, l'on présume que des enjeux de choix de site vont limiter la croissance des centrales éoliennes sur la terre ferme à 1 100 MW et le potentiel au large à 2 000 MW en tout (1 000 MW au large du Maine et 1 000 MW au large du sud-est du Massachusetts). En raison du prix élevé des combustibles, le modèle démontre qu'il est avantageux de mettre à niveau et de remplacer les vieilles centrales moins efficaces au gaz naturel et au mazout par la nouvelle technologie plus efficace à cycle combiné. Les scénarios passif et proactif utilisent ces possibilités à leur maximum. De plus, le modèle indique qu'il est également avantageux d'investir dans la production d'électricité par le nucléaire de l'ordre de 3600 MW (selon la limite imposée dans le scénario).

En tout, le scénario proactif compte environ 3 000 MW de moins d'investissements en Nouvelle-Angleterre que le scénario passif. C'est parce que les importations des Maritimes augmentent sensiblement en raison de la pénétration plus élevée de l'énergie éolienne et du fait que le scénario proactif augmente la capacité de transport et enlève les barrières commerciales entre les réseaux sous forme de charges.

La figure 4 montre la production de l'électricité aux Maritimes et en Nouvelle-Angleterre en 2025 en comparaison à la production en 2010 (scénario passif). La principale différence entre les scénarios passif et proactif est que le scénario proactif préconise moins de production à partir du gaz naturel et de la biomasse et plus de production éolienne. Dans le scénario proactif, d'ici 2025 18 % de la production de l'électricité en Nouvelle-Angleterre et aux Maritimes est de l'énergie éolienne.

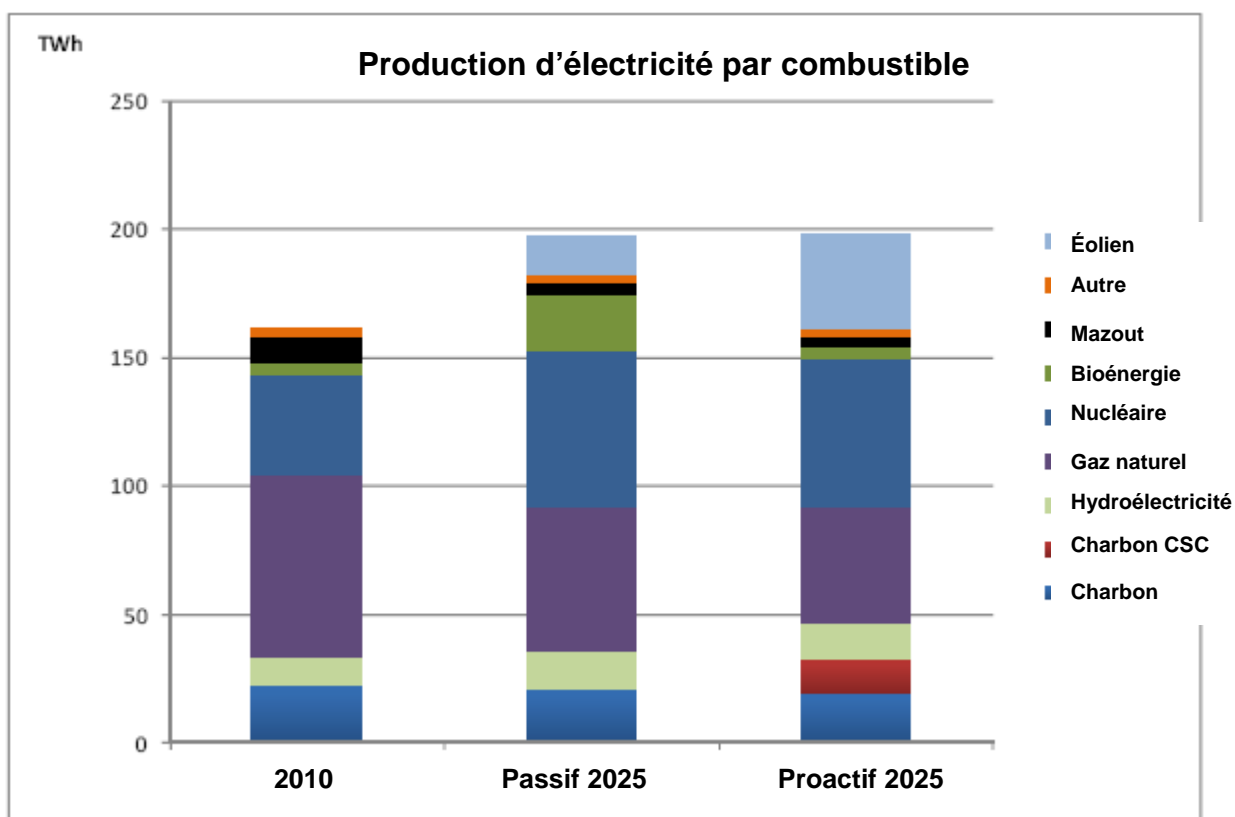


Figure 4 : Production totale de l'électricité par source de combustible aux Maritimes et en Nouvelle-Angleterre en 2010 (scénario passif) et selon les scénarios passif et proactif en 2025

Émissions de CO₂

Le total des émissions de CO₂ aux Maritimes et en Nouvelle-Angleterre n'atteint pas la somme des plafonds dans le scénario passif ou le scénario proactif dans toute la période étudiée de 2010 à 2025. Par contre, dans le scénario passif, où il n'y a pas d'échange des quotas de CO₂ au Canada et aux É.-U., des années étudiées (2010, 2015, 2020 et 2025), le plafond limite les Maritimes en 2010 et en 2015.

Les prix relativement élevés du combustible expliquent pourquoi le plafond total de CO₂ n'est pas plus limitant. Si le prix du mazout dépasse 120 USD/bbl, il est avantageux d'utiliser une technologie de production qui produit moins de carbone, peu importe les règlements sur le CO₂.

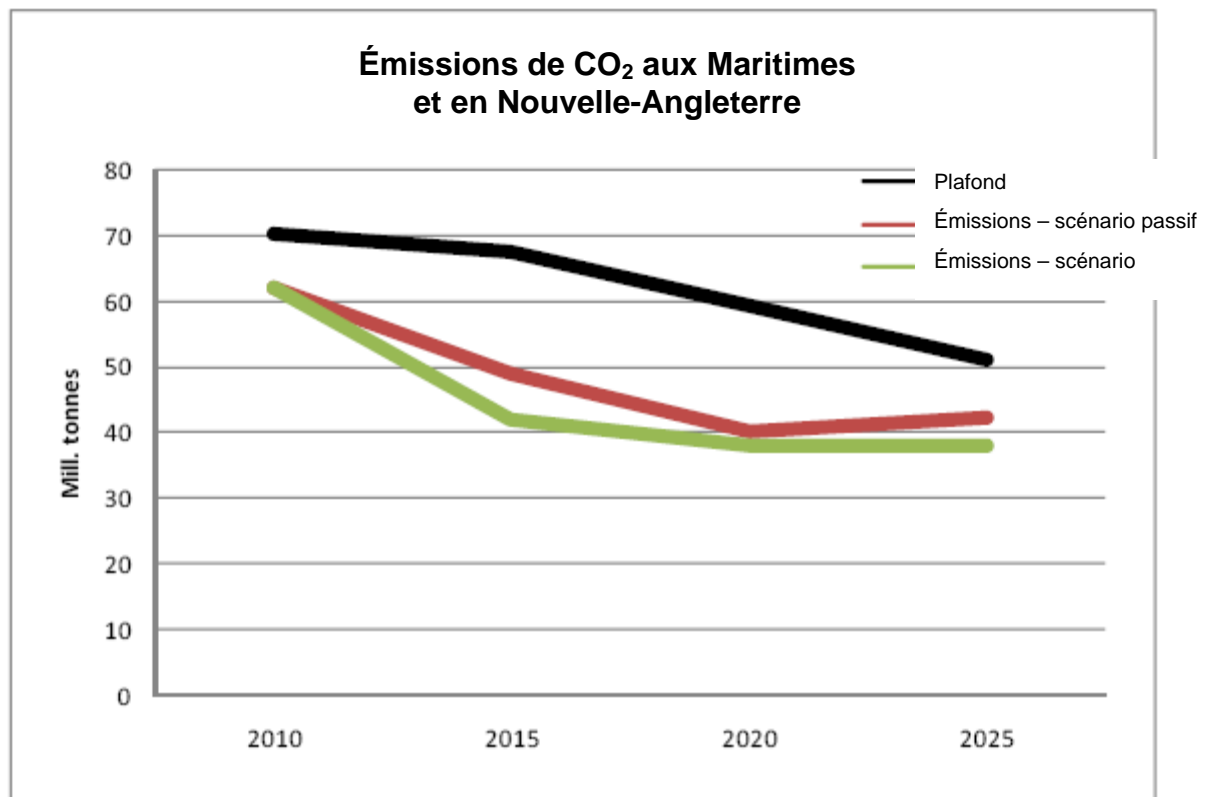


Figure 5 : Total des émissions de CO₂ de centrales aux Maritimes et en Nouvelle-Angleterre dans le scénario passif et le scénario proactif en comparaison au plafond pour la région.

Exigences relatives à l'énergie renouvelable

Dans le scénario passif, les exigences de la NSER sont exécutables en 2020 et en 2025, mais pas dans le scénario proactif, où les ressources éoliennes rentables aux Maritimes sont libérées au marché.

Prix de l'électricité

Des investissements dans une nouvelle capacité de production modifieront le prix de l'électricité à long terme. La gamme actuelle de sources de production n'est pas concurrentielle dans un monde où le mazout coûte 120 \$/bbl. L'énergie éolienne est très concurrentielle s'il y a de bons sites pour les centrales. L'énergie éolienne liée à l'hydroélectricité fait la plus forte combinaison. Les prix de l'électricité dans le scénario proactif évoluent : les prix sont à leur plus bas quand l'énergie éolienne est produite. L'on peut donc s'attendre à ce que le prix de l'électricité aux Maritimes soit plus bas dans un avenir où il y a beaucoup d'énergie éolienne qu'autrement. La congestion au réseau fait que le prix en Nouvelle-Angleterre trouve un niveau basé sur les coûts de production d'anciennes et de nouvelles tranches au gaz naturel. Le gaz est toujours marginal en Nouvelle-Angleterre, mais avec une meilleure efficacité que maintenant.

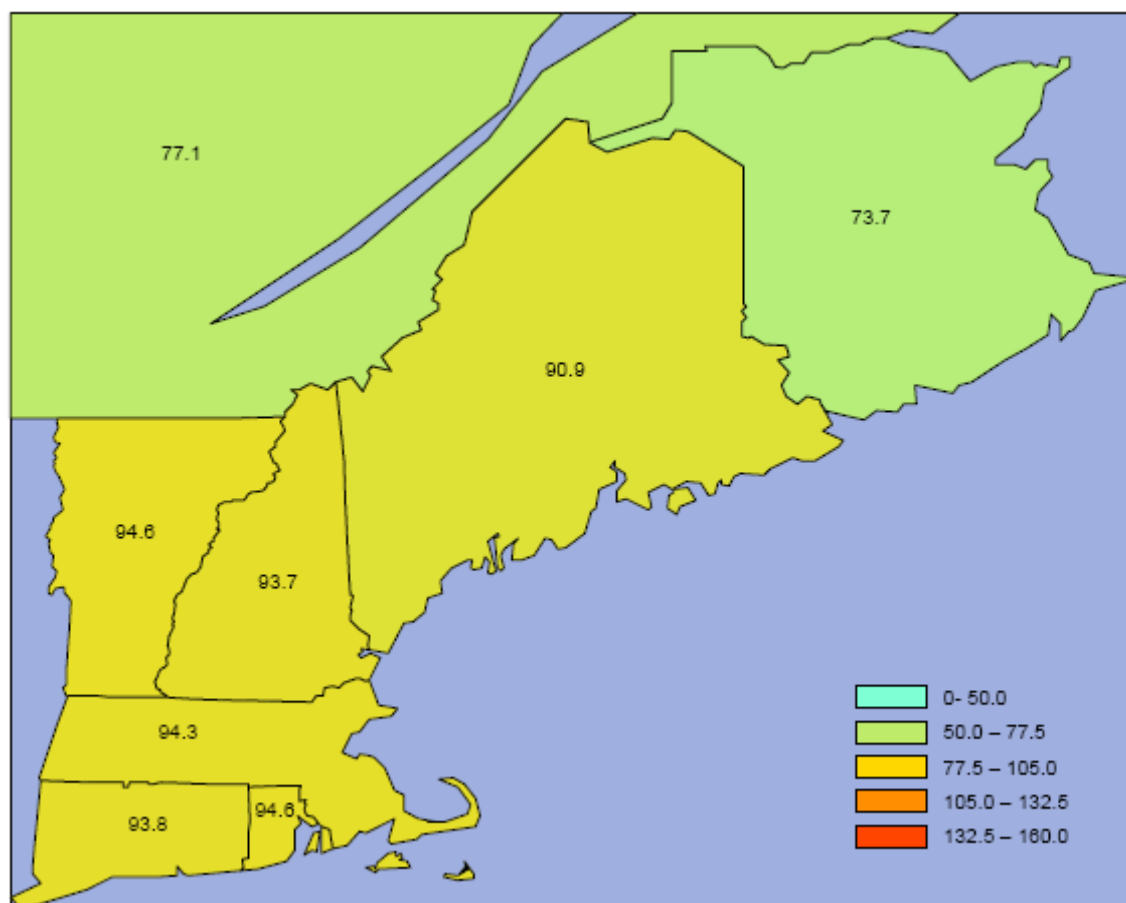


Figure 6 : Valeurs marginales moyennes de l'électricité (prix) au scénario proactif en 2025, pondérées en fonction de la consommation.

Résultats économiques Tous les trois scénarios de politique comptent des avantages économiques pour la région et le Nouveau-Brunswick par rapport au scénario passif. L'avantage pour toute la région se chiffre à entre 4,0 et 6,5 milliards de CAD et celui pour le Nouveau-Brunswick se trouve entre 1,1 et 2,1 milliards de CAD (plus haut dans le scénario proactif).

Le tableau suivant démontre les coûts et les avantages du scénario proactif par rapport au scénario passif. Pour calculer la valeur actuelle nette des avantages à la société des investissements et des activités, nous avons utilisé un taux d'escompte de 6 % pour actualiser les flux de coûts à la valeur de 2008.

	Nouveau-Brunswick et ÎPÉ	Nouvelle-Écosse	Québec	Nouvelle-Angleterre	Total
Coûts évités	-12,9	-1,1	0,0	20,9	6,9
- combustible	-3,3	1,5	0,0	16,3	14,4
- EE variables	-0,5	-0,1	0,0	0,4	-0,1
- EE fixes	-0,9	-0,1	0,0	0,8	-0,2
- immobilisations	-8,2	-2,4	0,0	3,4	-7,2
Meilleure balance commerciale	15,0	2,9	0,4	-18,8	-0,4
Somme	2,1	1,9	0,4	2,1	6,5
Investissement de transport					-1,5
Total					5,0

Tableau 3 : Coûts et avantages du scénario proactif par rapport au scénario passif pour la période de 2010 à 2025 (milliards de CAD). Les flux de coûts futurs sont actualisés à la valeur actuelle nette (2008) à un taux de 6 % p.a.¹ Comprend l'Île-du-Prince-Édouard.

Le scénario proactif engage des coûts d'immobilisations plus élevés que le scénario passif à cause des investissements dans des technologies à haute densité de capital qui, par contre, amènent une réduction sensible des coûts du combustible.

La balance commerciale démontre la valeur de l'électricité exportée ou importée dans la région. Si le modèle n'avait pas tenu compte de l'échange d'électricité avec des régions à l'extérieur du réseau analysé (le New York est modélisé par une interface de prix), la balance commerciale se serait chiffrée à zéro.

La Nouvelle-Écosse, et surtout le Nouveau-Brunswick, améliorent leurs balances commerciales dans le scénario proactif à cause d'une importante hausse des exportations. Par contre, les coûts d'investissements – pour

payer les investissements dans la capacité éolienne – augmentent dans ces réseaux. La situation est inversée en Nouvelle-Angleterre.

La situation au Québec n'est pas modélisée en autant de détails que celles dans les autres zones de la région, mais les simulations indiquent que le Québec pourra profiter de façon sensible d'un équilibre entre l'énergie éolienne et l'hydroélectricité.

Éliminer les blocus L'étude indique qu'il pourrait y avoir d'assez grands avantages à agrandir la capacité de transport entre le Nouveau-Brunswick et les centres de charge dans le sud de la Nouvelle-Angleterre. Le tableau 4 démontre les coûts et les avantages estimés des prolongements du réseau de transport qui font partie du scénario de transport et du scénario proactif. L'analyse de rentabilité ne tient pas compte des avantages supplémentaires possibles pour la protection de l'alimentation ou des synergies reliées à l'acquisition des services accessoires entre les zones du réseau.

	Coûts	Avantages	Somme
Nouveau-Brunswick <=> Boston + 1 500 MW, HTCC (600 km)	-1,05		
Nouveau-Brunswick <=> Nouvelle-Écosse, + 1 000 MW, 345 kV CA (100 km)	-0,15		
Nouveau-Brunswick <=> Nord du Maine, + 600 MW, 345 kV CA (100 km)	-0,15		
Nouveau-Brunswick <=> ÎPÉ, + 600 MW, 345 kV CA, (100 km)	-0,15		
Somme	-1,5	2,3	0,8

Tableau 4 : Coûts et avantages de prolonger le réseau de transport (milliards de CAD). Les coûts et les avantages des interconnexions sont comptabilisés de 2010 à 2025 et actualisés à leur valeur actuelle nette à un taux de 6 % p.a. On présume une vie utile de 30 ans pour les investissements au réseau de transport. Les avantages sont calculés comme le total des avantages des deux prolongements du réseau de transport par une comparaison du côté économique du scénario actif et du scénario de transport.

Analyses de sensibilité – bas prix du combustible Les prix du combustible sont critiques à toute analyse de scénario dans le secteur de l'électricité. C'est pourquoi nous avons effectué une analyse de sensibilité où les prix du combustible s'accordent aux plus récentes prévisions des Perspectives énergétiques mondiales de l'Agence internationale de l'énergie (diminution du prix du mazout brut à environ 60 USD/bbl).

Même dans ce cas, le modèle d'optimisation économique démontre des avantages à investir dans d'importantes installations de production éolienne aux Maritimes, en effet, environ 6 100 MW jusqu'à 2025. Or, si le prix du combustible baisse, les règlements en matière de CO₂ et les normes

concernant les sources d'énergie renouvelable seront les principaux moteurs économiques des aménagements éoliens.

3.3 Principales constatations des analyses de scénario

Les analyses de scénario des réseaux d'électricité des Maritimes, de la Nouvelle-Angleterre et du Québec démontrent qu'il est faisable économiquement d'aménager de 5 500 à 7 500 MW de capacité éolienne aux Maritimes, à savoir de 3 500 à 5 500 MW dans la région qui comprend le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard et de 2 000 à 2 500 MW en Nouvelle-Écosse. Exploiter ce potentiel éolien aura des avantages économiques au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et en Nouvelle-Angleterre.

Des aménagements éoliens de cette envergure ont des avantages économiques quand le prix du combustible est aussi élevé qu'il l'est en ce moment, mais aussi s'il baisse à environ 60 USD/bbl. Or, si le prix du combustible baisse, les règlements en matière de CO₂ et les normes concernant les sources d'énergie renouvelable seront les principaux moteurs économiques des aménagements éoliens.

4 Expérience danoise des aménagements éoliens

Depuis les années 1980, la capacité éolienne augmente constamment au Danemark. Maintenant, il y a plus de 3 000 MW de capacité éolienne installée, ce qui alimente environ 20 % de la consommation totale danoise d'électricité. Encore 1 300 MW doivent être mis en place d'ici cinq ans. En 2025, le gouvernement prévoit porter la part de l'énergie éolienne à entre 6 000 et 6 500 MW, ou 50 % de la demande en électricité.

En même temps, le Danemark a créé toute une industrie entourant l'énergie éolienne, avec des entreprises comme Vestas, Siemens Wind Energy et LM Glasfiber. En 2007, les exportations de l'industrie danoise de l'énergie éolienne se sont chiffrées à environ sept milliards de CAD.

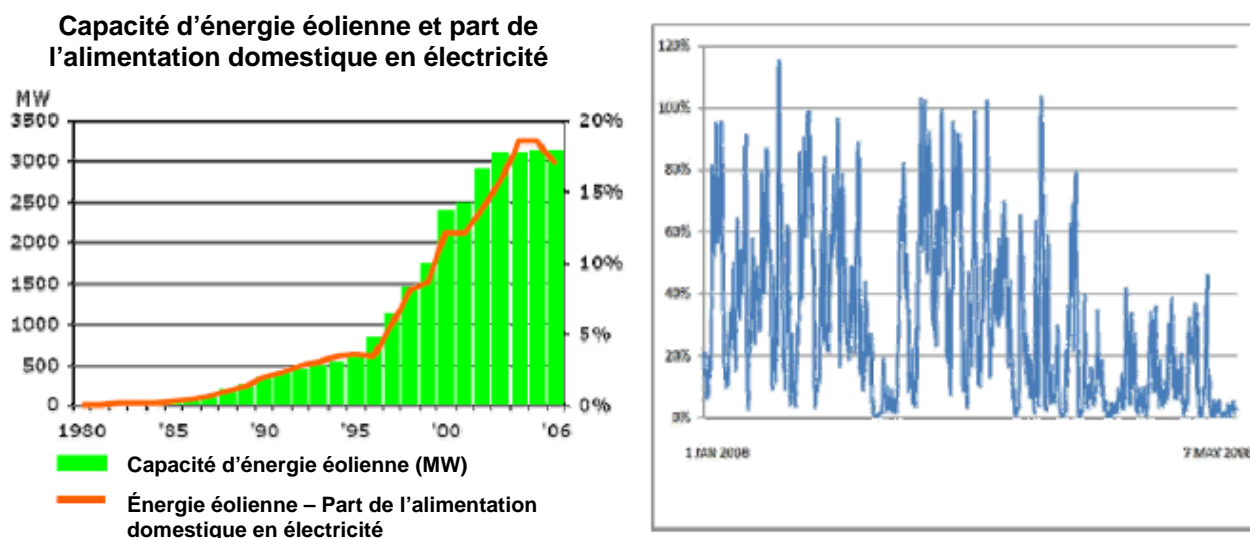


Figure 7 : À gauche : Les aménagements d'énergie éolienne au Danemark de 1980 à 2006 comme capacité installée (MW) et la production comme pourcentage de la consommation totale d'électricité. À droite : La part de l'énergie éolienne de la consommation dans l'ouest du Danemark du 1^{er} janvier 2000 au 7 mai 2008, mesurée d'heure en heure.

Les caractéristiques physiques des réseaux d'électricité aux Maritimes et au Danemark se ressemblent beaucoup. Le Danemark est donc un bon modèle de l'aménagement et de l'intégration de l'énergie éolienne pour le Nouveau-Brunswick et les Maritimes. La consommation de l'électricité aux Maritimes est très semblable à celle du Danemark, et les deux ont accès à un réseau hydroélectrique voisin à grande échelle power (Québec et Norvège/Suède) et des interconnexions à de grands centres de charge (Nouvelle-Angleterre et Allemagne). De plus, les deux ont d'excellentes ressources éoliennes (voir la figure 8).

4.1 Les leçons danoises

Danemark possède une longue tradition – vieille de plus de 30 ans – d’alliances politiques assez vastes au sujet de l’énergie. Typiquement, les nouvelles politiques sont négociées de façon assez transparente et avec l’apport de la majorité des partis politiques et d’un grand nombre des intéressés.

L’énergie éolienne jouit de beaucoup de soutien politique au Danemark depuis les crises du pétrole des années 1970. D’abord, on visait surtout l’autosuffisance et la protection des approvisionnements. Depuis une vingtaine d’années, l’on voit aussi l’énergie éolienne comme un important outil pour réduire les émissions domestiques de CO₂.

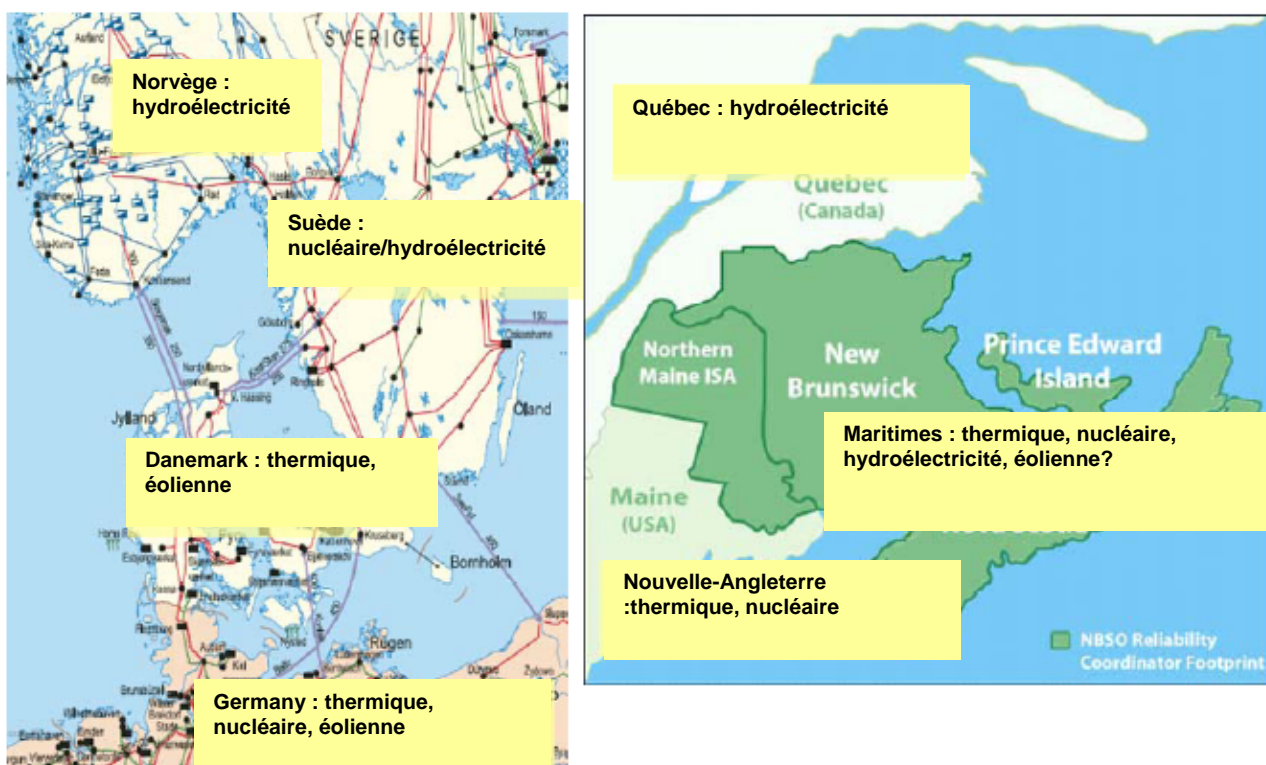


Figure 8 : Cartes du réseau électrique nordique-allemand et de la région Maritimes-Québec-Nouvelle-Angleterre avec une indication des principaux combustibles pour la production de l'électricité.

Plusieurs mesures concrètes sont essentielles au développement de l'énergie éolienne au Danemark, entre autres, des programmes de soutien financier, l'accès au réseau, la planification physique, la création d'un marché qui fonctionne bien, un exploitant du réseau proactif, la participation et la propriété locales et de forts efforts de recherche et développement et de démonstration. Les sections suivantes traitent brièvement de l'expérience danoise sur chacun de ces points.

Programmes de soutien financier

Toute une gamme de programmes de soutien financier a soutenu les aménagements éoliens au Danemark. Dans les années 1980, quand l'énergie éolienne en était à ses premiers pas, les turbines ont été maintenues par des subventions, des tarifs d'entrée et des encouragements fiscaux. Plus tard, avec la baisse du coût des centrales éoliennes, les subventions ont été abandonnées et les programmes de soutien ont été révisés pour se conformer à l'encadrement du secteur libéralisé de l'électricité.

Aujourd'hui, la production éolienne en terre ferme reçoit une prime de 50 CAD/MWh en plus du prix que le propriétaire de la turbine peut toucher au marché de l'électricité. Les parcs au large sont établis après un appel d'offres concurrentiel visant le prix fixe le plus bas possible sur un emplacement en particulier. Les derniers appels d'offres pour les parcs au large ont offert des prix d'entre 100 et 120 CAD/MWh.

Le soutien de l'énergie éolienne est financé par les consommateurs danois de l'électricité et peut être considéré comme un mécanisme de partage des risques entre les producteurs et les consommateurs. L'énergie éolienne est concurrentielle avec les types de production plus classiques (comparer la figure 2), mais ses coûts d'immobilisations élevés posent une assez haute barrière, compte tenu des risques inhérents au marché de l'électricité. Un prix fixe pour la production éolienne assure aux producteurs certains revenus et protège en même temps les consommateurs contre des prix élevés à l'avenir.

Un marché du jour précédent et en temps réel qui fonctionne de façon adéquate

Le Danemark bénéficie d'une excellente coopération avec les pays voisins. Dans le marché de l'électricité libéral nordique, l'électricité est échangée dans un marché commun, le Nord Pool, pour assurer une répartition optimale des tranches. Le Danemark a d'excellentes interconnexions avec ses voisins. Dans la région nordique, toute la capacité de transport est offerte au marché au comptant.

Le mécanisme du marché assure aux centrales hydroélectriques et thermiques des incitations pour réagir aux variations de la production éolienne avec flexibilité.

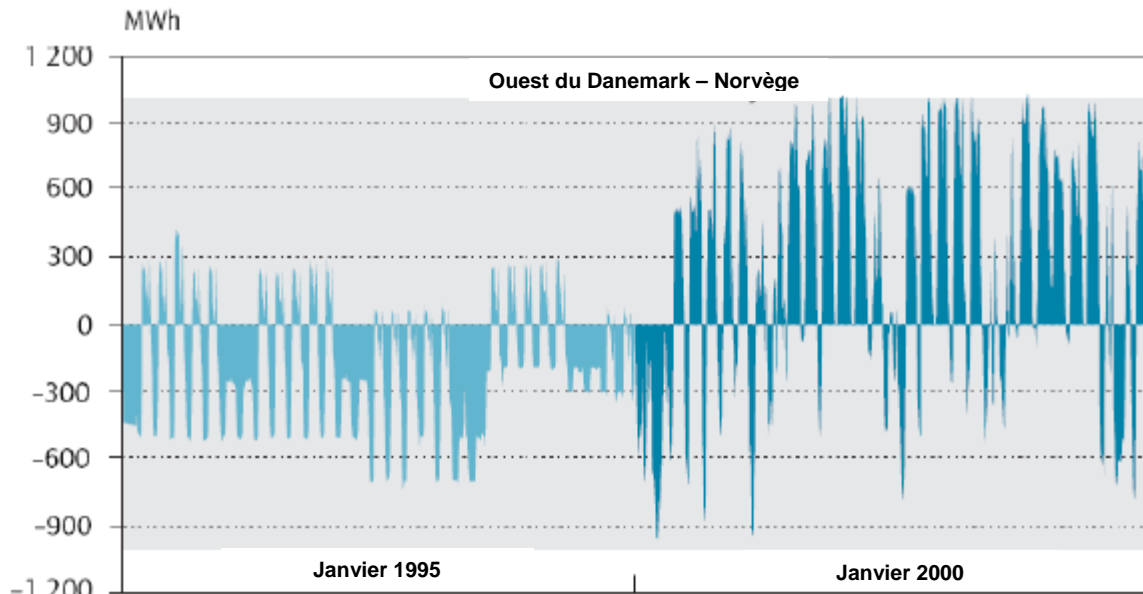
L'énergie pour compenser l'énergie involontaire est échangée selon le moindre coût entre les zones du réseau dans l'heure d'exploitation, en vertu d'ententes entre les exploitants de réseaux de transport nordiques. Au

Danemark, les coûts réels de cette énergie – basés sur le prix au marché – sont d'environ 3,5 CAD/MWh.

Le marché nordique commun est avantageux pour tous les pays participant, pour l'intégration de l'éolien mais aussi pour tout le réseau et pour les consommateurs en général. Sa création au cours des 15 dernières années est l'aboutissement d'un long processus comprenant un engagement politique fort et soutenu, des préparations complètes et détaillées et une évolution continue pour permettre les améliorations nécessaires.

Un des rôles les plus déterminants du gouvernement était l'établissement d'un encadrement qui permet une concurrence efficace. Il fallait d'abord détruire les monopoles des entreprises traditionnelles intégrées verticalement. Les activités des réseaux de transport ont été vraiment scindées de toutes les activités commerciales. Les réseaux et leur exploitation sont des monopoles naturels qui devraient être sujets à une réglementation économique, mais la production et les ventes devraient être sujettes à la concurrence.

Notons parmi les conséquences dans des pays où les marchés de l'électricité sont libéralisés une réduction de la capacité de production supplémentaire (centrales mises à la retraite) et l'accroissement du commerce, ce qui a pour résultat l'utilisation accrue du réseau de transport et des interconnexions. Avant, les services publics échangeaient l'électricité surtout selon des contrats à long terme pour ce qu'on appelle l'énergie ferme. Après l'introduction du marché, l'énergie suit des signaux de prix à court terme. La figure suivante, qui démontre l'échange d'énergie entre l'ouest du Danemark et la Norvège avant et après la libéralisation du marché de l'électricité au Danemark, fait état de cette évolution.



Les chiffres positifs représentent les importations, les chiffres négatifs les exportations. La partie hachée représente la capacité nominale des interconnexions. (1 000 MW en 1995 et en 2000). (Source : Energinet.dk)

Pour créer une situation équitable et un marché efficace et concurrentiel, il faut établir une conception, des règlements et des règles du marché détaillés. Tous les marchés réussis ont ceci en commun : un mécanisme d'indication des prix, conçu par la conception formelle du marché. Dans ce respect, l'exploitation du marché est nécessaire. Des entreprises privées peuvent organiser des centres d'échange, mais dans beaucoup d'endroits ce sont les exploitants de réseau qui sont responsables des activités quotidiennes du marché. Dans le contexte des pays nordiques, l'échange commun «Nord Pool Spot», qui exploite le marché nordique du jour précédent, appartient conjointement aux exploitants des réseaux de transport nationaux.

De plus, quand le processus décisionnel est décentralisé la transparence est essentielle aux améliorations de l'efficacité. La transparence améliore le cadre décisionnel pour tout le monde – décideurs, industrie et consommateurs. Les acteurs d'un marché concurrentiel ne vont pas volontairement ramasser et publier des données et des statistiques fondamentales du marché. Il est donc important de redéfinir la responsabilité de cette tâche nécessaire dans des marchés libéralisés. Une meilleure transparence est un instrument fort et éprouvé pour assurer une évolution continue vers des marchés plus efficaces. Dans les pays nordiques, les exploitants des réseaux de transport ont joué un rôle important pour assurer la transparence du marché de l'électricité.

La concentration du marché est une assez grave préoccupation dans plusieurs marchés de l'électricité. Des marchés efficaces et la transparence ont été essentiels pour faciliter l'accès des nouveaux joueurs. De plus, l'extension des marchés à travers des pays et des régions permet «l'importation de la concurrence». C'est très important dans de petites régions où le besoin de consolidation limite le nombre de joueurs qui peuvent évoluer dans le marché de façon efficace. En Europe les agences de réglementation doivent surveiller la concentration du marché, se faisant aider par les exploitants de réseau.

Accès au réseau et tarifs Au Danemark, les coûts de branchement au réseau sont partagés entre le promoteur de turbines éoliennes et l'entreprise d'électricité. Les promoteurs des parcs en terre ferme paient pour le transformateur à basse tension et le branchement au point le plus proche au réseau de distribution (10/20 kV), mais l'entreprise du réseau paie le coût de tout renforcement requis des réseaux de distribution et de transport.

Traditionnellement, les turbines éoliennes n'ont pas payé de frais du réseau. Cela a changé récemment, et maintenant les nouvelles turbines éoliennes paient les mêmes frais que les autres centrales. C'est une somme assez modique – moins de 1 CAD par MWh produit – et ne dépend ni de la production de pointe ni de la capacité de la tranche. C'est avantageux pour le développement de l'énergie éolienne, car normalement la production de pointe d'une turbine éolienne individuelle est assez élevée par rapport à sa production moyenne.

Planification physique En comparaison au Nouveau-Brunswick, le Danemark est assez densément peuplé. Sa population est environ sept fois celle du Nouveau-Brunswick dans une superficie de 60 % de celle de la province. Trouver des emplacements pour des turbines éoliennes est d'importance capitale au Danemark – et c'est une raison pourquoi la plupart des nouvelles centrales éoliennes danoises seront au large.

Pour une centrale en terre ferme, il y existe une procédure d'approbation unique par laquelle le promoteur ramasse toutes les approbations (environnement, construction, production) auprès d'un seul organisme local³. Ce même organisme doit signaler les endroits propices à la production éolienne dans le cadre de sa planification physique. Pour les projets au large, la commission de l'énergie doit choisir les emplacements des centrales éoliennes et est la source unique des approbations. L'accès au réseau et l'assurance de coûts raisonnables constituent un critère parmi plusieurs pour

³ Pour une turbine éolienne qui dépasse 150 mètres, les régions constituent les centres d'approbation.

trouver les emplacements des nouveaux parcs éoliens au Danemark. Donc l'ERT et les exploitants du réseau de distribution local participent aussi à la planification physique de l'énergie éolienne.

Les procédures d'approbation et la planification préalable centralisées de l'énergie éolienne sont avantageuses pour les promoteurs éoliens, car elles permettent d'éviter de longues procédures bureaucratiques d'approbation, et aussi pour les gouvernements et les entreprises d'électricité. Ainsi, l'emplacement des nouvelles centrales éoliennes est coordonné aux autres considérations de planification de l'espace, là où les coûts de branchement au réseau sont peu élevés.

Participation et propriété locales L'énergie éolienne a pris son premier essor au Danemark largement grâce aux coopératives et aux particuliers. Un autre facteur qui y a contribué était la restriction du soutien financier des turbines éoliennes aux gens qui habitaient dans un certain rayon des installations.

Récemment, les entreprises et les promoteurs privés professionnels sont devenus des bailleurs de fonds importants et les exigences relatives au soutien local sont abandonnées. Quand même, l'expérience danoise démontre que la propriété conjointe locale de l'énergie éolienne, sous n'importe quelle forme, crée un assez vaste intérêt économique et beaucoup de fierté parmi la population locale. Il est aussi probable que cette démarche augmente le niveau d'acceptation de l'énergie éolienne par le public. Avec un dialogue auprès des populations locales sur les nouveaux emplacements, la propriété locale est essentielle pour réduire l'effet de «n'importe où, sauf chez nous» au Danemark.

Un fort exploitant du réseau Après la libéralisation du marché de l'électricité au Danemark vers la fin des années 1990, l'exploitation du réseau et la propriété du réseau de transport ont été scindées des activités de production et d'approvisionnement. Maintenant, le réseau de transport à haute tension et l'infrastructure de transport du gaz appartiennent à l'état danois par l'intermédiaire de l'exploitant du réseau de transport, Energinet.dk.

Il incombe à Energinet.dk, à court et à long termes, d'assurer les approvisionnements d'électricité et de gaz, de surveiller et de développer les marchés d'énergie et d'aménager l'infrastructure danoise de transport de l'électricité et du gaz.

L'exploitant du réseau de transport doit aussi exécuter une planification cohérente et complète qui tient compte des besoins futurs de capacité et de la protection future des approvisionnements. Le développement du réseau et

de l'électricité pour permettre l'introduction à grande échelle de l'énergie éolienne – surtout au large – constitue probablement le principal enjeu auquel fait face l'exploitant du réseau de transport danois en ce moment.

Au sein de Nordel, l'association des exploitants des réseaux de transport nordiques, l'on coordonne les investissements aux interconnexions entre les pays nordiques.

Recherche,
développement
et
démonstration

Au Danemark, l'exploitant du réseau de transport et l'agence responsable de l'énergie gèrent d'importants montants pour le développement et la démonstration de technologies de production d'énergie respectueuses de l'environnement. Un grand pourcentage des fonds danois de RD est confié à l'ERT parce que celui-ci a une excellente compréhension des besoins futurs du réseau de l'électricité et des relations entre les différentes technologies.

Étant donné que la technologie éolienne est majoritairement commerciale maintenant, les programmes de recherche sont axés surtout sur l'intégration et l'optimisation de l'énergie éolienne et des autres sources renouvelables au réseau de l'électricité. Nommons parmi les sujets de recherche de base la réaction à la demande, l'utilisation et le renforcement du lien entre le réseau électrique et les réseaux de chauffage de district par les chaudières électriques et les pompes à chaleur, la création et l'exploitation de lien vers le secteur des transports (les véhicules électriques selon la demande dépendant du prix) et les technologies de stockage de l'énergie comme l'hydrogène, l'air comprimé et les piles.

4.2 Un changement d'optique

Traditionnellement, les services publics danois voyaient l'énergie éolienne comme un problème, pas une occasion. Or, récemment les ingénieurs de centrales et les planificateurs d'énergie changent d'optique. Aujourd'hui, l'exploitant du réseau de transport voit l'intégration de l'énergie éolienne comme un défi abordable et essaie de faire face à certains mythes fréquents au sujet de l'énergie éolienne et de l'intégration au réseau, par exemple, qu'une turbine éolienne ne peut pas contribuer aux services accessoires et que la capacité de production minimale des centrales au charbon limite strictement la pénétration de l'énergie éolienne.

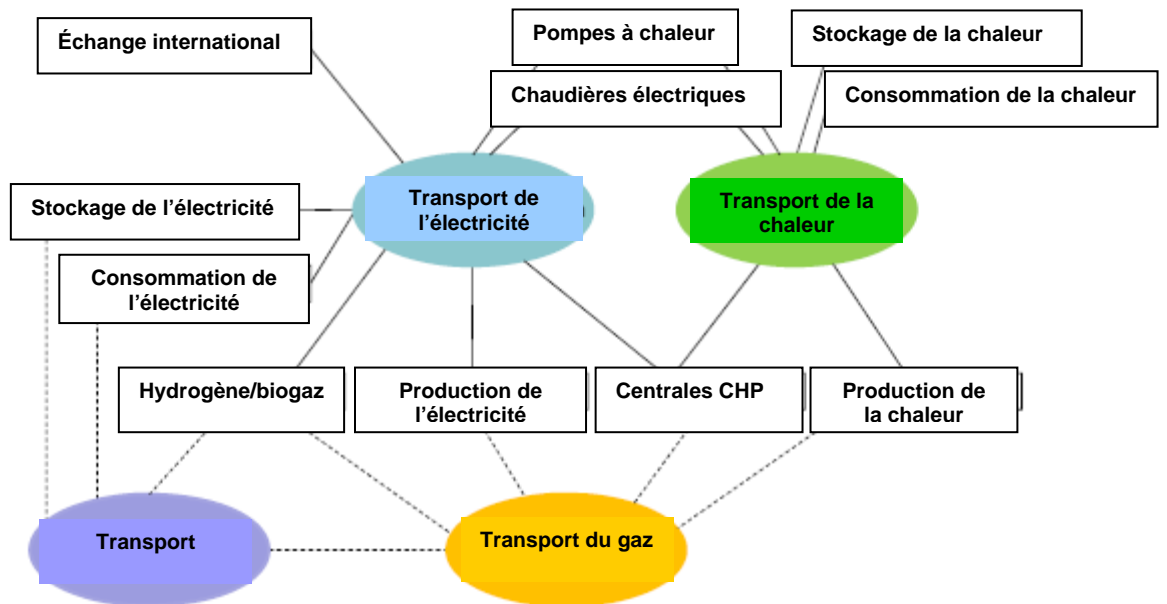


Figure 9 : Il est important de regarder tout le réseau de l'énergie lors de l'intégration d'une grande quantité de production fluctuante. Du plan du réseau 2007 d'Energinet.dk.

La coopération est essentielle

Au Danemark, l'on reconnaît en général que pour réaliser la vision d'un réseau efficace et flexible qui comprend beaucoup d'énergie éolienne il faut beaucoup de coopération entre les chefs politiques, l'industrie de l'énergie, les consommateurs et les acteurs du marché de l'énergie.

Deux activités ont contribué à ce besoin de coopération : le projet «Le réseau énergétique futur au Danemark» exécuté par la Commission de la technologie danoise de 2004 à 2007 et les soi-disant camps d'énergie initiés par l'Association de l'énergie danoise.

«Le réseau énergétique futur au Danemark»

Le principal but du projet «Le réseau énergétique futur au Danemark» était de faire participer les chefs politiques du parlement danois et les acteurs du secteur de l'énergie à un étroit dialogue sur le réseau de l'énergie futur danois en se basant sur des connaissances solides.

Le projet s'est basé sur la «Table ronde de l'avenir» fait de députés du parlement danois. Le Table ronde de l'avenir a réuni tous les partis politiques et un groupe directeur lui fournissait des experts, des intéressés, des chercheurs, des représentants d'ONG et des experts du secteur de l'énergie.

Le projet a compris une série de cinq audiences au parlement. L'on a élaboré plusieurs scénarios quantitatifs pour l'avenir énergétique danois. Les audiences étaient sous la direction de chefs politiques sortis de la table ronde. Des experts dans la matière ont contribué des connaissances et des

idées d'avenir. Après chaque audience, on a publié un recueil complet des documents de consultation et un bref bulletin.

Dans le cadre du projet, on a élaboré un outil de modélisation offert au public, STREAM. Les universités danoises s'en servent actuellement.

Camps d'énergie

Lors d'un camp d'énergie, un certain nombre d'experts (venus de l'industrie, des organisations, des universités et des ONG) et des investisseurs possibles du secteur de l'énergie se réunissent pour résoudre un problème en particulier. Les participants sont répartis préalablement en groupes d'une dizaine de personnes pour traiter de questions comme, par exemple, comment rendre le transport ou le logement modernes possibles de façon durable sans émissions de CO₂. Les participants sont isolés à une villégiature pour 24 ou 48 heures, mais ils ont l'accès à l'Internet et aux lignes de communication extérieurs afin de pouvoir facilement s'informer auprès des ministères et d'autres établissements.

À la fin du camp, les groupes présentent leurs solutions, en forme très abrégée, aux médias et au Ministre de l'Énergie, ou d'autres personnes de haut niveau, qui participent aux dernières heures du camp.

L'expérience démontre que souvent à un camp d'énergie vous créez de nouvelles solutions réalistes à des problèmes difficiles et vous arrivez à un consensus entre des groupes des gens qui s'affrontaient avant.

5 Références

Energinet.dk (2007). Plan du réseau 2007

Gagnon, Y (2008). Présentation «Énergie éolienne communautaire au Nouveau-Brunswick» lors du colloque 2008 sur l'énergie de l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick, Saint John (N.-B.), le 16 mai 2008

AIE (2007). Perspectives énergétiques mondiales.

ERI Nouvelle-Angleterre (2007). *New England Electricity Scenario Analysis*, le 2 août 2007

Conseil danois de la technologie (2007). Le réseau énergétique danois de l'avenir,

<http://www.tekno.dk/subpage.php3?article=1442&survey=15&language=uk>