Production d’électricité extracôtière en Arctique et structures de transmission

Magdalena A. K. Muir*

Symposium sur
l’environnement au tribunal :
Protection de l’environnement marin
Les 13 et 14 octobre 2016
Université Dalhousie

Institut canadien du droit des ressources
Canadian Institute of Resources Law

UNIVERSITY OF CALGARY
FACULTY OF LAW

DALHOUSIE UNIVERSITY
SCHULICH SCHOOL OF LAW

DALHOUSIE UNIVERSITY
MARINE & ENVIRONMENTAL LAW INSTITUTE

This project was undertaken with the financial support of:
Ce projet a été réalisé avec l'appui financier de :

Environment and Climate Change Canada
Environnement et Changement climatic

* Magdalena A. K. Muir, B.A., J.D., LL.M, est associée de recherche à l'Institut arctique de l'Amérique du Nord, et elle mène des recherches approfondies sur les infrastructures et sur le développement des ressources naturelles et de l'énergie durable en Arctique. Pour de plus amples renseignements, des liens vers des recherches et des articles, voir : http://arctic.ucalgary.ca/research-associate-magdalena-muir (en anglais).

L'Institut canadien du droit des ressources favorise l'accessibilité, la diffusion et l'échange des renseignements publics. Vous êtes autorisé à copier, à diffuser, à afficher, à télécharger et à utiliser cet ouvrage librement, moyennant les conditions suivantes :

1) vous devez mentionner la source de cet ouvrage ;

2) vous ne pouvez modifier cet ouvrage ;

3) vous ne pouvez en faire un usage commercial sans le consentement écrit préalable de l'Institut.

Tous droits réservés © 2016

Introduction

Dans le présent document, il est d'abord question du contexte unique de l'Arctique pour ce qui est de la production d'électricité et des structures de transmission. Ce document examine ensuite les structures de production d'électricité dans le Nord, puis les infrastructures de transmission dans les zones côtières et maritimes de l'Arctique. Après quoi, il traite des effets de la production et de la transmission d'électricité sur l'environnement du Nord, en plus d'aborder le rôle éventuel du tribunal. Finalement, cet article se termine par de brèves conclusions.

Le contexte de l'Arctique

Le climat, la géographie, l'expansion industrielle et la population restreinte dans le Nord canadien favorisent un modèle décentralisé en matière d'utilisation d'énergie, alors que l'on trouve dans la région un nombre limité de projets industriels présentant des exigences énergétiques élevées. La demande industrielle varie considérablement avec l'ouverture et la fermeture des activités d'exploitation minière et d'hydrocarbures en région éloignée. Bien que l'importation d'hydrocarbures et la production d'électricité par diesel aient soutenu cette consommation industrielle par le passé, les énergies renouvelables et d'autres sources d'énergie comme le gaz naturel, le gaz naturel liquéfié et le propane sont aussi utilisées ou considérées. Le coût élevé de l'importation d'hydrocarbures, et ses conséquences sur l'environnement dans les localités du Nord, favorisent la prise en compte d'autres options pour produire de l'électricité. La production hydroélectrique est l'une des options privilégiées[1].

En 2014, le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles a entrepris une étude sur l'utilisation et l'approvisionnement énergétiques dans les territoires canadiens. Cette étude a abouti au rapport intitulé *Énergiser les territoires du Canada*[2], publié en 2015 (ci-après, le Rapport de 2015). Le Rapport de 2015 faisait le point sur les systèmes énergétiques existant dans chaque territoire et recensait les obstacles et les possibilités que présente l'offre d'énergie abordable, viable et durable aux particuliers et aux entreprises. Il y était surtout question de production et de transmission d'électricité.

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles a constaté que les systèmes électriques étaient vieux et improductifs et fonctionnaient à la limite de leur capacité. Il a également observé que les collectivités des territoires étaient très dépendantes du diesel. Par ailleurs, les services publics et les gouvernements territoriaux manquent de moyens financiers pour faire avancer de grands projets de production et de transmission d'électricité, car l'assiette fiscale et tarifaire est modique. Comme l'illustre la carte ci-après, les collectivités éloignées les unes des autres sont essentiellement alimentées au diesel. Les possibilités en matière d'électricité sont notamment limitées pour les collectivités côtières et insulaires de l'Arctique, car ces collectivités, illustrées par la carte du rapport, se trouvent à une distance encore plus grande des réseaux de gaz naturel et d'électricité du sud.

---

[1] Magdalena A. K. Muir, *Integrating Renewable Energy, Heat, and Water Quality and Quantity in Sustainable Energy and Water Projects for the Circum-Arctic and Northern and Remote Regions of Canada*, rédigé pour la conférence internationale QUEST : Smart Energy Communities in Cold Climates, (2012), accessible (en anglais) au : http://arctic.ucalgary.ca/sites/arctic.ucalgary.ca/files/Nov-2012-MAKMuir-QUESTInternationalConference-Paper.pdf.

[2] Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Énergiser les territoires du Canada*, (2015), voir : http://www.parl.gc.ca/Content/SEN/Committee/412/enev/rep/rep14jun15-f.pdf.

Le Rapport de 2015 signalait aussi que les trois territoires ont élaboré des stratégies énergétiques afin d'encourager et d'appuyer une énergie renouvelable, d'accroître l'efficience énergétique et de réduire la dépendance à l'égard des combustibles à intensité carbonique. Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, de nouvelles possibilités de production d'électricité à partir du gaz naturel et de chauffage à la biomasse sont venues diversifier les différentes sources énergétiques. Bien que les collectivités côtières et insulaires du Nunavut dépendent essentiellement du diesel, on trouve dans ce territoire maritime les ressources énergétiques marémotrices et liées aux courants océaniques parmi les plus abondantes au monde.

Cette énergie s'accompagne de défis importants tant économiques que techniques aux collectivités du Nord canadien, car les sites sont isolés et de petite taille, la distribution est coûteuse, et l'environnement pose des difficultés en ce qui a trait l'installation, à l'entretien et aux réparations. Finalement, le Rapport de 2015 constatait que tous les territoires avaient examiné des projets qui les raccorderaient aux systèmes de transmission au sud, mais que les lignes électriques à grande distance n'avaient pas été construites parce que les coûts étaient trop élevés. Par exemple, le territoire du Nunavut a envisagé des projets hydroélectriques, mais n'avait pas les moyens financiers pour construire des barrages afin d'alimenter la côte d'Iqaluit et de Kivilliq. Par conséquent, le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles a proposé dans le Rapport de 2015 de mettre en œuvre des mécanismes de financement novateurs comme des garanties de prêts afin de permettre aux territoires de construire ces projets de production et de transmission[3].

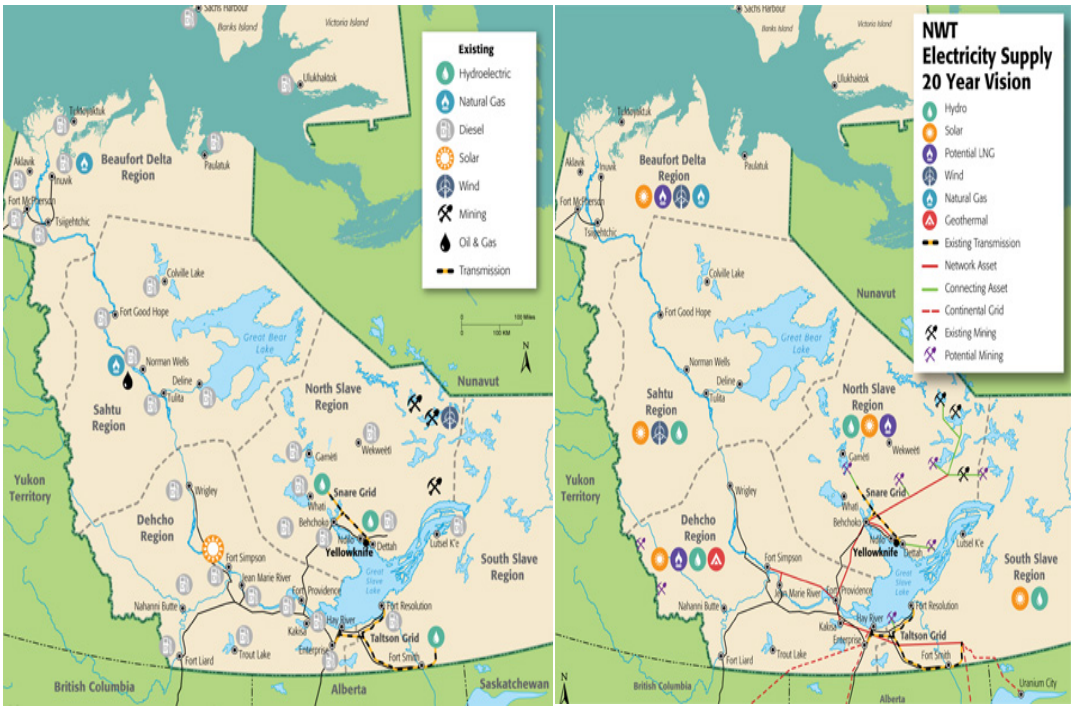
[3] Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Énergiser les territoires du Canada*, (2015).

Structures de production d'électricité

Passer de la production au diesel vers les sources d'énergie renouvelables et le gaz naturel

Sauf dans de très rares exceptions, les centrales de production d'électricité sur les côtes arctiques au Canada et au Nunavut – qui en arrivent à la fin de leur cycle de vie et qui sont exploitées au maximum de leur capacité – sont alimentées au diesel. Il se déroule actuellement – dans tous les territoires du Nord canadien, et sur les côtes et les îles de l'Arctique – un examen et une révision de toutes les options en matière de production d'électricité.

Par exemple, la *NWT Electricity Supply 20 Year Vision*[4] (ci-après, la Vision de 2013) souligne qu'il y a un parc de production électrique plus diversifié qui comporte différentes sources d'énergie renouvelable et de meilleures interconnexions aux réseaux électriques dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Il s'agit d'une région qui offre déjà une grande diversification des sources d'approvisionnement pour une installation solaire à Fort MacPherson, et pour l'exploitation du gaz naturel et maintenant du propane à Inavik. Les deux diagrammes ci-après, tirés de la Vision de 2013, montrent les structures actuelles de production et de transmission, et celles qui sont prévues au cours des 20 prochaines années dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.



Le projet de production d'énergie solaire de Fort Simpson est le plus important système photovoltaïque solaire dans le Nord canadien. Il remplace la production d'électricité au diesel et réduit les émissions de carbone. La Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest (SETN)

[4] NT Energy, *A Vision for NWT Power System Plan*, (décembre 2013), voir (en anglais) : http://www.pws.gov.nt.ca/pdf/Energy/A%20VISION%20for%20the%20NWT%20Power%20System%20Plan%20-%20December%202013.pdf.

possède et exploite ce système qui a été fabriqué par SkyFire Energy, une entreprise canadienne. Le financement provient du Cadre des priorités en matière d'énergie du gouvernement territorial, 700 000 dollars canadiens ayant été versés sous le régime du cadre, et 60 000 dollars canadiens provenant de la SETN. L'assemblage de panneaux solaires comporte 258 panneaux d'une capacité de 235 watts chacun pour un total de 60,6 kilowatts. Le système est connecté au réseau de Fort Simpson et fournit suffisamment d'énergie pour alimenter jusqu'à dix maisons ou jusqu'à 8,5 % des besoins minimaux en énergie en été[5].

Par contre, tous les besoins en matière d'électricité, de chauffage et de transport au Nunavut sont comblés par le diesel. Il y a du gaz naturel dans les îles de l'Arctique, mais il n'est pas exploité à l'heure actuelle. Qulliq, anciennement la Nunavut Power Corporation (Société d'énergie du Nunavut), compte sur d'anciennes centrales au diesel pour alimenter les collectivités en électricité. Les prix du diesel varient et le carburant doit être expédié par transport maritime sur des milliers de kilomètres, ce qui fait que l'électricité qui en est produite est la plus chère au Canada.

Qulliq a envisagé de produire de l'énergie hydroélectrique près d'Iqaluit. Avec la présence d'un lac naturel et d'une grande chute, un petit barrage à Jaynes Inlet (Qikiqgijaarvik) pourrait former un bassin de stockage d'eau. Des projets d'installations de centrales hydroélectriques au fil de l'eau pourraient ensuite être exploités à l'aide du barrage afin d'alimenter Iqaluit en électricité à longueur d'année. Qulliq a envisagé de faire appel à un partenariat public-privé afin de recueillir les fonds pour construire la centrale. On a aussi proposé de faire appel à des entreprises construisant des barrages au Groenland en raison des coûts de construction qui y sont moins élevés. Toutefois, les coûts, ainsi que l'accès au crédit et au financement de Qulliq et du gouvernement territorial du Nunavut demeurent un obstacle à la mise en œuvre.

Le Nunavut dispose de ressources éoliennes, mais leur exploitation à grande échelle ne s'est pas avérée avantageuse sur le plan économique. Des projets de parcs d'éoliennes à Kugluktuk, Cambridge Bay et Rankin Inlet produisent peu d'électricité et ont été dispendieux à mettre sur pied. La technologie est sensible au temps froid et nécessite beaucoup d'entretien. Par ailleurs, des techniciens ne sont pas toujours présents sur place. Par conséquent, les coûts d'entretien et de réparation des éoliennes sont élevés, et le coût des factures d'électricité n'a pas diminué.

Qulliq a envisagé d'exploiter l'énergie éolienne pour fournir du chauffage ; un projet à Cape Dorset pourrait exploiter des turbines éoliennes pour chauffer l'eau et chauffer des édifices[6]. La Station de recherche du Canada dans l'Extrême-Arctique qui doit ouvrir ses portes à Cambridge Bay en 2017 fera appel à un mélange novateur d'énergie renouvelable et de mesures d'efficacité énergétique ; la Station a aussi été conçue pour mettre l'accent sur la recherche sur l'énergie durable dans tous les territoires du Nord.

Le Groenland présente des populations et un environnement qui sont les plus semblables à ceux du Nord canadien, mais il favorise une approche de développement plus durable. Le Groenland passe de la production au diesel vers la production hydroélectrique. Le territoire a obtenu du

---

[5] Magdalena A. K. Muir, *Integrating Renewable Energy, Heat, and Water Quality and Quantity in Sustainable Energy and Water Projects for the Circum-Arctic and Northern and Remote Regions of Canada*.
[6] Magdalena A. K. Muir, *Integrating Renewable Energy, Heat, and Water Quality and Quantity in Sustainable Energy and Water Projects for the Circum-Arctic and Northern and Remote Regions of Canada*.

financement de la part de la Banque nordique d'investissement pour construire des barrages, et les coûts de construction des centrales hydroélectriques sont considérablement inférieurs à ceux du Canada. On y teste aussi des technologies d'énergies nouvelles. Par exemple, à Nuuk, une centrale hydroélectrique pilote électrolysant l'eau en hydrogène et en oxygène a été construite. L'hydrogène est ensuite stocké pour être transformé en électricité, et en cas de demande de chauffage, il est stocké dans une pile à combustible. L'excès de chaleur provenant de la production d'hydrogène et des piles à combustible sert à chauffer Nuuk, tandis que l'électricité est consommée par les édifices ou accède au système de transmission local[7]. La recherche et le financement sont deux des motifs au cœur de cette approche énergétique plus durable.

Un financement régional, national et européen à long terme est maintenant accessible pour la recherche et l'implantation de projets d'énergie durable au Groenland et dans la région arctique de la Scandinavie, ce qui en retour favorise l'élaboration et la mise en œuvre de projets pilotes et à pleine échelle. Le mandat de la Banque nordique d'investissement vise tant l'énergie durable que le climat. Par conséquent, la Banque a investi massivement dans des projets d'énergie durable dans la région, notamment dans des projets de production d'énergie éolienne au large, des projets hydroélectriques pour remplacer la production au diesel, des projets pour accroître l'efficacité énergétique, et des projets combinant l'aménagement hydraulique, l'électricité et le chauffage. Ce financement a mené à la mise en œuvre et l'exploitation fructueuses de projets, ce qui en retour favorise les investissements dans d'autres projets.

En raison de la faible densité de la population dans les zones côtières et insulaires du Nord canadien, il y a eu des tentatives répétées pour établir des liens entre le développement industriel, plus précisément les mines et les hydrocarbures, et les installations de production électrique, de sorte que les clients du secteur industriel puissent soutenir le développement des installations de production. Des exemples de liens réussis entre le développement industriel et la production d'électricité se sont produits dans l'industrie de l'exploitation minière au Yukon. Cela ne s'est toutefois pas produit dans les régions côtières de l'Arctique, en partie à cause des activités restreintes d'exploration pétrolière au large et de la distance entre les sites miniers éloignés et les collectivités de l'Arctique.

Occasions futures de production marémotrice, éolienne et solaire en zone côtière

Les ressources d'énergie marémotrice font l'objet d'études dans le Nord canadien depuis 2006. Le détroit d'Hudson et la baie d'Ungava dans le Nord québécois font partie des endroits ayant les plus forts courants de marée, et offrent de belles possibilités pour la production d'électricité. Des discussions ont porté sur le développement de l'énergie marémotrice dans la baie d'Ungava, mais les coûts, l'éloignement de l'endroit, et le fait que la période de l'année où n'y a pas de glace sur la baie est une courte, soit quelque 60 jours, rendent la tâche difficile.

Par exemple, on a estimé le potentiel théorique de l'énergie hydrocinétique au Québec à 4 288 mégawatts (38 térawattheures/année), mais sur le plan technique, il serait possible d'en exploiter une portion seulement, soit 10 % à 15 %. Plus de 97 % des ressources du Québec se

---

[7] Magdalena A. K. Muir, *Integrating Renewable Energy, Heat, and Water Quality and Quantity in Sustainable Energy and Water Projects for the Circum-Arctic and Northern and Remote Regions of Canada*.
Magdalena A. K. Muir, *Bæredygtig energi i Norden, Kapitel* 7.4 i *Håndbog om Grøn Lov og Praksis*, 2012.

trouvent à proximité de la baie d'Ungava, une région éloignée du système de transmission et des principaux centres de charge d'Hydro-Québec[8].

Infrastructure de transmission d'électricité

Infrastructure de transmission actuelle

Actuellement, il n'y a pas de vaste infrastructure de transmission d'électricité sur les côtes et les îles de l'Arctique canadien, mise à part l'infrastructure de transmission des collectivités. Il a été envisagé de relier le développement industriel à l'infrastructure de transmission, mais ce projet ne s'est pas concrétisé dans les Territoires du Nord-Ouest ni au Nunavut, plus précisément dans les régions insulaires et côtières de l'Arctique.

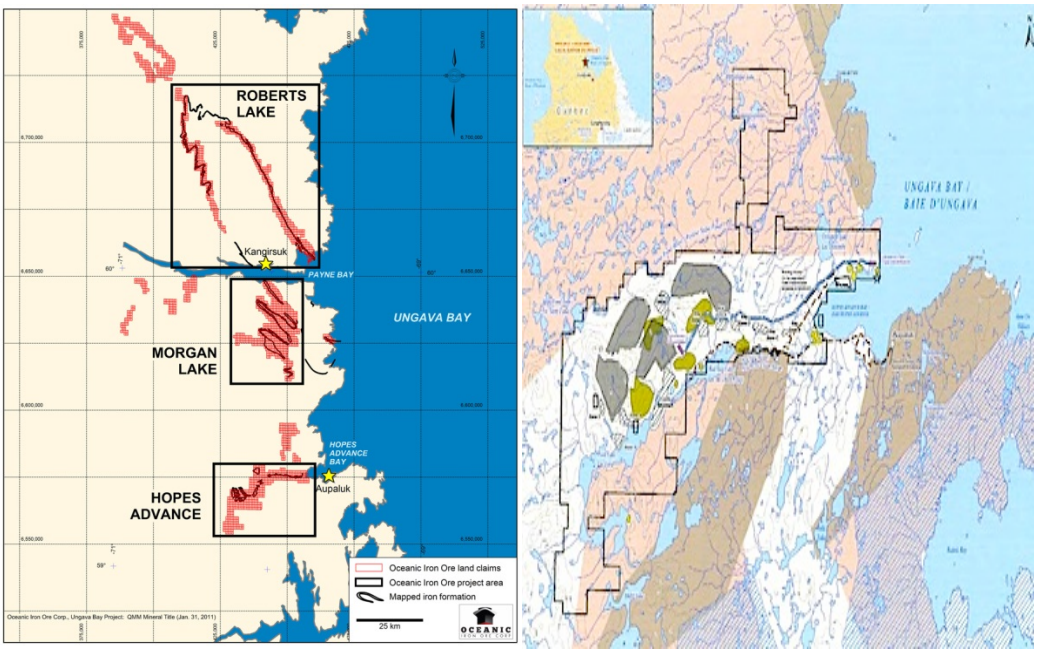
Prochaines infrastructures au Canada, en Arctique et ailleurs dans le monde

Il est possible qu'il y ait dans un avenir rapproché une expansion de l'infrastructure de transmission dans le Nord, notamment afin de relier les projets d'exploitation minière. Il y a l'exemple de la *Northwest Territories Electricity Supply Twenty Year Vision* qui comporte des projets d'expansions et d'interconnexions d'infrastructure dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Il y a aussi l'expansion possible de l'infrastructure de transmission d'Hydro-Québec dans la baie d'Ungava jusqu'au projet de mine de fer Hope Advance dans cette même baie. La mine de fer Hope Advance devait initialement produire elle-même de l'électricité au diesel de 2018 à

[8] Hydro-Québec, *Filière d'énergie renouvelable : L'énergie hydrolienne* (2015). Voir : http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/centre-documentation/pdf/fiche-hydrolienne.pdf.

2025. À partir de 2025, la mine devrait être raccordée au système de transmission d'Hydro-Québec, à mesure que le système est prolongé vers cette région[9].



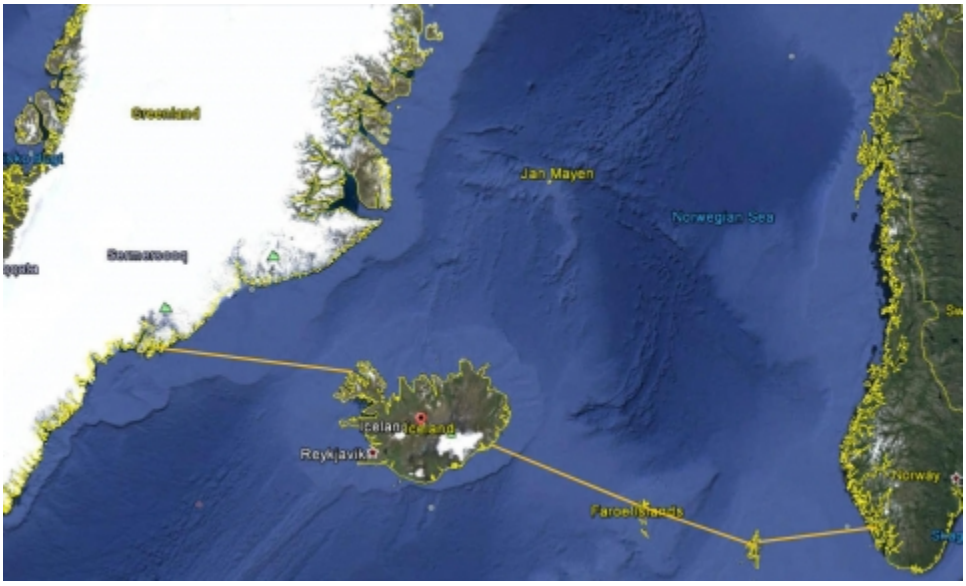
Une étude groenlandaise publiée en novembre 2015 estime que le Groenland pourrait produire suffisamment d'hydroélectricité pour répondre à ses propres besoins et pour exporter le surplus d'électricité au Nunavut à l'aide d'une ligne de transmission sous-marine de huit cents kilomètres, qui est illustrée ci-après. Cette étude fait partie du vaste North Atlantic Energy Network (Réseau énergétique dans l'Atlantique Nord) qui relierait l'Islande aux îles Shetland, au Groendland et au Canada. À l'heure actuelle, cinq centrales hydroélectriques du Groenland fournissent de l'électricité dans six villes de l'île, y compris de la capitale Nuuk. Le Groenland étudie le potentiel hydroélectrique depuis 1976 et, bien qu'il soit possiblement viable, le North Atlantic Energy Network laisse croire qu'il est nécessaire de mener des études plus détaillées afin de déterminer s'il est faisable sur le plan économique de produire davantage hydroélectricité dans l'avenir[10].

---

[9] Oceanic Iron Ore Corp, présentation à l'intention des investisseurs, (août 2016), voir (en anglais) : http://oceanicironore.com/_resources/presentations/08_25_2016Oceanic_Iron_Ore_Investor_PresentationAUG_2016.pdf.

[10] Brian Pehora, *Greenland to Nunavut electricity exports? It just might be possible: Study finds undersea transmission cable could supply hydro-electricity to Iqaluit* (Nunatsiaq News, 14 janvier 2016). Voir (en anglais) : http://www.nunatsiaqonline.ca/stories/article/65674greenland_to_nunavut_hydro_exports_it_just_might_be_possible/.

Le North Atlantic Energy Network a proposé d'autres lignes de transmission sous-marines entre le Groenland, l'Islande, les îles Féroé (Danemark) et la Norvège[11].



Ailleurs dans la région circumpolaire de l'Arctique, on envisage la possibilité de construire des lignes de transmission, comme celle raccordant les îles Svalbard à la côte du Nord de la Norvège afin de remplacer la production d'électricité au charbon. La centrale électrique alimentée au charbon de Longyearben est la seule centrale au charbon en Norvège. Elle consomme 22 000

[11] *Enerati: the smart energy network website. Steps towards a North Atlantic energy network: North Atlantic have high renewable energy potential which could be exploited in North Atlantic electric grid* (téléchargé le 5 octobre 2016), voir (en anglais) : https://www.engerati.com/article/steps-towards-north-atlantic-energy-network.

tonnes de charbon produit localement et produit 55 000 tonnes d'émissions de gaz à effet de serre annuellement.

Un article publié en 2016 par l'*Independent Barents Observer* – selon lequel les Svalbard pourraient passer des centrales au charbon polluantes à un approvisionnement à zéro émission – indique qu'une ligne de transmission pourrait raccorder l'archipel à la ligne principale norvégienne et fournir de l'énergie entièrement renouvelable, intégrer l'approvisionnement éolien et soutenir d'autres innovations comme les bateaux et les voitures électriques. Puisque les Svalbard disposent déjà d'un câble à fibres optiques raccordant l'archipel au territoire continental, l'expertise et le tracé pour installer des câbles sous-marins y existent déjà. Toutefois, on estime que les coûts de cette ligne de transmission sous-marine à grande distance se situent entre 323 et 539 millions d'euros[12].

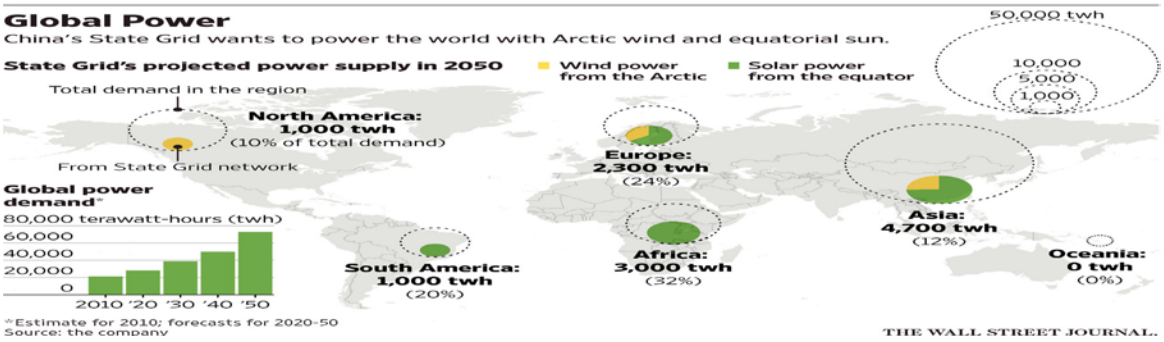
Photographie de la centrale de production d'électricité alimentée au charbon des Svalbard. Thomas Nilsen

Des systèmes de transmission ayant une plus vaste portée à l'échelle mondiale ont aussi été proposés. Par exemple, la State Grid Corporation of China a présenté et proposé, prévoyant le potentiel de l'Arctique en tant que source d'énergie renouvelable, la Global Energy Interconnection (Interconnexion mondiale en matière d'énergie), une infrastructure de transmission mondiale incluant l'Arctique canadien. Le *Wall Street Journal* a aussi dressé le profil de cette initiative dont l'ampleur est stupéfiante. Divers diagrammes de la State Grid Corporation of China et du *Wall Street Journal* figurent ci-dessous afin d'illustrer la portée de l'initiative[13].

---

[12] Thomas Nilson, *Independent Barents Observer*, « Svalbard could turn from dirty coal to zero emission power supply », (23 août 2016), voir (en anglais) : http://thebarentsobserver.com/arctic/2016/08/svalbard-could-turn-dirty-coal-zero-emission-power-supply.

[13] Brian Spegele, « China's State Grid Envisions Global Wind-and-Sun Power Network », *Wall Street Journal*, (30 mars 2016), voir (en anglais) : http://www.wsj.com/articles/chinas-state-grid-envisions-global-wind-and-sun-power-network-1459348941, « 2016 International Conference on Global Energy Interconnection Opens in Beijing », accessible (en anglais) au : http://www.geidco.org/html/qqnycoen/col2015100728/2016-06/01/20160601101607859323413_1.html.



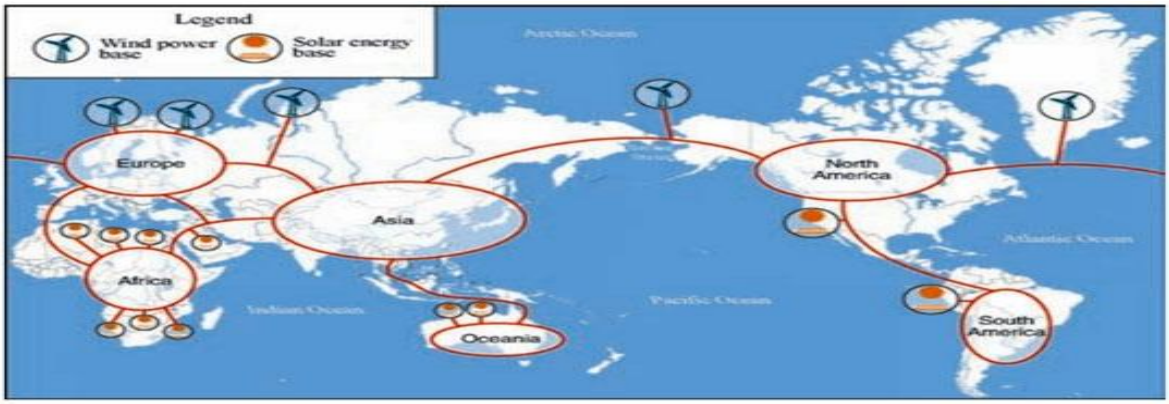


Illustration of Global Energy Interconnection

Illustration of the Actic's Channels for outgoing power transmission

Considérations relatives à l'environnement, y compris le rôle du tribunal

Puisque la production d'électricité est toujours principalement alimentée par le diesel sur les côtes et les îles de l'Arctique canadien, il y a de nombreux effets néfastes pour l'environnement, y compris la pollution et l'émission de particules, et les émissions de gaz à effet de serre. Il est probable que découlent – de toute transition vers des systèmes d'énergie renouvelable alimentés par des hydrocarbures émettant moins de carbone, comme le gaz naturel, les liquides du gaz naturel ou des systèmes hybrides (diesel électrique) – des bénéfices environnementaux et sociaux importants. Par contre, le passage des actuels systèmes de transmission, limités aux collectivités, vers des réseaux de transmission plus étendus, vers des systèmes de transmission de haute tension à longue distance ou vers des systèmes de transmission sous-marine pourrait éventuellement entraîner des effets environnementaux néfastes. Certaines de ces conséquences

environnementales s'appliquent aux systèmes de transmission à travers le monde, alors que d'autres sont propres aux côtes et aux îles de l'Arctique.

Les lignes de transmission – qu'elles soient côtières ou sous-marines – ont aussi des conséquences environnementales propres à l'Arctique, comme des effets sur le pergélisol, la stabilité des sols, l'érosion côtière et le raclage des glaces, et il sera nécessaire d'apporter des adaptations aux techniques de construction conçues davantage pour le sud. Par exemple, tout comme pour les pipelines, il pourrait être nécessaire d'isoler ou de réfrigérer les lignes de transmission et leurs structures connexes afin d'éviter la fonte du pergélisol. Pour les installations se trouvant sur des canaux fluviaux ou sur les côtes, comme dans le delta du Mackenzie et dans la région de la mer de Beaufort, il pourrait être nécessaire de tenir compte d'autres facteurs comme la débâcle des glaces des rivières, les inondations causées par les embâcles, l'érosion côtière et la hausse du niveau de la mer.

Pour les structures et les lignes de transmission, il faut aussi tenir compte des effets des changements dans le régime thermique du sol, le drainage et la stabilité des sols découlant du réchauffement du climat au fil du temps. De plus, il est nécessaire de surveiller de près le rendement de la ligne de transmission et de l'emprise afin de maintenir l'intégrité de la ligne et de réduire le plus possible les effets environnementaux.

Il est nécessaire de tenir compte de l'utilisation de routes de glace et de chemin d'accès toutes saisons pour la construction, l'entretien et la surveillance des réseaux de transmission. La réduction de l'épaisseur des glaces attribuable au réchauffement climatique pourrait réduire le poids des charges maximales pouvant être transportées de façon sécuritaire. Dans un premier temps, la modification des routes de glace pourrait s'avérer efficace en réponse au réchauffement. À mesure que les routes de glace deviendront impraticables avec le temps, il sera nécessaire d'offrir des moyens de transport de remplacement. Il pourrait être possible de recourir davantage au transport par barge si une voie navigable est accessible. Il pourrait être indiqué de construire des routes praticables en tout temps, mais ces dernières sont plus coûteuses à construire et à entretenir que les routes d'hiver[14].

Il existe des structures et des processus juridiques uniques, y compris des régimes de cogestion conformes aux revendications territoriales, qui incorporent des mesures de protection environnementale et d'atténuation, et auxquels les collectivités locales peuvent prendre part dans le cadre de leurs mandats, processus et structures. Bien que le recours au tribunal ne soit pas entièrement exclu, il est possible d'aborder, initialement et principalement, de nombreuses questions environnementales et sociales en lien avec la production et la transmission d'électricité dans le cadre de ces structures et des processus juridiques. À mesure que les lignes de transmission proposées prendront de l'ampleur, ou seront raccordées à d'importants sites d'exploitation minière ou d'hydrocarbure, il se pourrait que l'on assiste à un plus grand nombre de litiges et de contestations afin de régler les désaccords, les lacunes ou les faiblesses de ces structures et de ces processus juridiques.

---

[14] Magdalena A.K. Muir, *Climate Impacts and Adaptation for Energy, Mining and Infrastructure in Canada's North has been undertaken*, (2012), *Arctic Resource Development and Climate Impacts, Adaptation and Mitigation research project*, accessible (en anglais) : http://arctic.ucalgary.ca/sites/arctic.ucalgary.ca/files/December-2012-MAKMuir-ArcticResourceDevelopment-ClimateImpactsAdaptation.pdf.

Conclusion

Dans le présent article, nous avons examiné en détail les systèmes actuels et proposés de production et de transmission d'électricité sur les côtes et les îles de l'Arctique, et nous avons exploré brièvement les occasions et les innovations qui pourraient avoir une incidence sur cette région dans un avenir prochain ou lointain. Cela est prometteur sur le plan de l'élaboration des politiques et de l'investissement.