



# LE JUMELAGE ÉOLIEN- MICRO GNL: UNE SOLUTION ÉNERGÉTIQUE POUR DESSERVIR LES SITES ÉLOIGNÉS ET LES RÉSEAUX AUTONOMES



MÉMOIRE POUR LA CONSULTATION  
PUBLIQUE SUR LES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES  
DU QUÉBEC  
RAPPORT – *VERSION FINALE*



En collaboration avec :



Présenté par M. Pierre Rivard  
TUGLIQ Énergie S.A.R.F  
Septembre 2013





## TABLE DES MATIÈRES

---

SOMMAIRE EXÉCUTIF.....	3
1. INTRODUCTION.....	5
1.1 Contexte et objectifs du rapport.....	5
2. LE NORD DU QUÉBEC ET SES COLLECTIVITÉS: UNE CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE À PART .....	6
2.1 Enjeux d’approvisionnement.....	6
2.1.1 Approvisionnement des industries au nord du Québec .....	6
2.1.2 Approvisionnement des économies et collectivités nordiques.....	7
2.2 Des développements qui stimulent la consommation énergétique.....	8
2.2.1 Les ressources naturelles : Une industrie intensive en consommation énergétique ...	8
2.2.2 Une demande croissante dans les collectivités nordiques .....	10
2.3 Percées potentielles dans le domaine des transports.....	11
3. SOLUTION AUX ENJEUX ÉNERGÉTIQUES : LE JUMELAGE ÉOLIEN-MICRO GNL POUR SUBSTITUER AU DIESEL .....	13
3.1 Le couplage éolien-micro GNL.....	13
3.1.1 Desserte maritime de micro GNL : des opportunités concrètes.....	13
3.1.2 Éolienne en climat nordique : déjà une réalité .....	15
3.2 Avantages et défis.....	15
3.3 Des expériences concluantes à l’extérieur du Québec : Études de cas .....	19
3.3.1 Distribution du micro GNL en Norvège : Un exemple à suivre .....	19
3.3.1 La Finlande : Un autre exemple à suivre .....	20
3.3.2 Intégration d’éoliennes en climat nordique à la mine Diavik.....	20
4. RECOMMANDATIONS .....	22
5. CONCLUSION .....	25
6. À PROPOS DE TUGLIQ.....	26
ANNEXE 1: TERRITOIRE INCLUS DANS LE NORD-DU-QUÉBEC (SECTION #2) .....	28
ANNEXE 2: CAPACITÉ DE PRODUCTION DU RÉSEAU AUTONOME D’HYDRO-QUÉBEC .....	29

## LISTE DES FIGURES

---

Figure 1 : PIB du secteur minier – Nord du Québec .....	9
Figure 2 : Demande potentielle de diesel au nord du Québec.....	10
Figure 3: Consommation d'électricité dans les réseaux autonomes .....	10
Figure 4 : Évolution de la population de la Côte-Nord et du Nord-du-Québec.....	11
Figure 5 : Communautés au Nord du Québec .....	8
Figure 6 : Grandes étapes de la chaîne d'approvisionnement du GNL .....	14
Figure 7: Carte du potentiel des vents au Québec .....	15
Figure 8 : Évolution des prix spot pour le gaz naturel et le diesel.....	16
Figure 9 : Estimation des coûts de production des mines de la fosse du Labrador, concentré de fer (→ marché chinois) .....	17
Figure 10 : Émissions de gaz à effets de serre par type de production énergétique .....	17
Figure 11 : Équipements de distribution du GNL en Norvège .....	19
Figure 12 : Localisation de la mine Diavik et parc éolien.....	21

## SOMMAIRE EXÉCUTIF

---

Le présent mémoire déposé à la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec propose de s'intéresser au couplage éolien-micro GNL (gaz naturel liquéfié) comme solution novatrice pour alimenter les sites éloignés et les réseaux autonomes d'Hydro-Québec. La mise en œuvre de ces solutions vise à remplacer quelque 500 millions de litres de diesel et mazout qui sont consommés annuellement pour alimenter en énergie les communautés et les activités économiques du Nord, principalement le secteur minier. Ce sont des vecteurs de demande pour lesquels on anticipe de fortes croissances qui pourrait amener la consommation à près du million de litres d'ici 2025.

Pour ce faire, TUGLIQ, une entreprise offrant des solutions énergétiques intégrées (ayant l'appui des plus importantes compagnies minières québécoises incluant, entre autre, Glencore, Rio Tinto, ArcelorMittal, IOC, Tata Steel, et travaillant en partenariat avec Gaz Métro) propose ainsi de substituer l'utilisation de diesel et mazout par un jumelage, vert et propre, entre l'énergie éolienne et la desserte maritime de micro GNL. On estime que 25% de la consommation énergétique du Nord pourrait venir d'éoliennes et que la balance de l'électricité et de la chaleur pourrait être générée à partir du gaz naturel.

Technologiquement et économiquement, ces approches ont fait leurs preuves individuellement, mais jamais en symbiose. D'une part, des précédents existent en Finlande et en Norvège où les dessertes maritimes de micro GNL sont déjà bien établies et où des centrales thermiques ont été converties sans rencontrer de contraintes techniques particulières. D'autre part, le développement d'éoliennes adaptées au climat froid arrive à maturité, notamment grâce à l'inventivité québécoise, comme le montre le site minier Diavik de Rio Tinto dans les Territoires du Nord-Ouest qui a accueilli récemment quatre éoliennes.

Économiquement, tant le gaz naturel que l'éolien peuvent générer de l'énergie électrique à un coût beaucoup plus faible que l'alimentation actuelle au mazout. Une situation réelle en 2013 et qui le demeurera encore pour un futur prévisible. Les minières et Hydro-Québec y trouveraient leur compte rapidement. Sur cet aspect, une seule contrainte vient interférer avec le déploiement de ce jumelage énergétique. Il s'agit de faire coordonner la demande avec l'offre.

En effet, la fragmentation de la demande actuelle rend difficile une coordination avec un seuil économique de volume de GNL transporté pour supporter le modèle d'affaires. Une entreprise minière, dont l'énergie peut compter pour 25% de ses coûts d'opération, est à la recherche d'un approvisionnement sécuritaire ainsi que de l'assurance d'une desserte à long terme. On se trouve donc dans une sorte de cercle vicieux : les demandeurs souhaitent un approvisionnement durable qui n'est possible que si on atteint un certain volume de demande.

C'est pourquoi le gouvernement doit soutenir le jumelage éolien-micro GNL. TUGLIQ et ses partenaires proposent quatre propositions qui se veulent raisonnables, incitatives et en respect des finances publiques du Québec et facilitant l'émergence d'un nouveau vecteur industriel stratégique et porteur pour le Québec :

- **Un programme d'aide à la conversion** des installations industrielles existantes et des transports industriels miniers vers le gaz naturel et l'ajout d'éoliennes. Les programmes actuels de l'Agence d'efficacité énergétique ne sont pas adaptés à ce potentiel d'économies ;

- **Une orientation des réseaux autonomes d'Hydro-Québec en faveur du GNL** : Cette orientation permettrait l'atteinte d'un premier seuil de volume de consommation et viendrait stabiliser avec des contrats à long terme la structure financière des joueurs offrant cette solution énergétique ;
- **Le recours au Fonds d'hydrocarbures** : Ce fonds pourrait également inclure les ou une entreprise de distribution du gaz naturel liquéfié dans le nord du Québec lorsque Gaz Métro et Hydro-Québec sont absents des sources d'approvisionnement ou encore servir à financer l'installation de parcs éoliens. Cette inclusion respecterait la mission de Ressources Québec de contribuer au développement du secteur des mines et hydrocarbures.
- **Un allègement réglementaire** : une entreprise qui n'a pas accès au réseau d'Hydro-Québec ou gazier devrait pouvoir faire affaire avec une entreprise intermédiaire spécialisée. Il ne s'agit pas de remettre en question les monopoles mais d'introduire plus de flexibilité en leur absence.

Afin de justifier ces interventions, plusieurs arguments, alignés avec les objectifs stratégiques de la future politique énergétique, sont exposés dans ce mémoire avec pour objectif des bénéfices clairs pour l'ensemble de la société, notamment en ce qui a trait à :

- **L'efficacité énergétique** : Le GNL est un combustible moins dispendieux que le diesel, il permettrait des économies substantielles et aiderait ainsi à réduire les déficits énergétiques liés aux réseaux autonomes dans le nord du Québec.
- **La diminution des impacts environnementaux** : l'utilisation du GNL permet de diminuer les émissions de gaz à effet de serre. Pour chaque TWh d'énergie produite, le diesel produit 58 % plus de GES que le gaz naturel. De plus, une pénétration de l'énergie éolienne diminue la quantité consommée de combustible (qui entraîne également une baisse des coûts de transport) tout en assurant la stabilité des approvisionnements énergétiques.
- **Un approvisionnement plus sécuritaire** : la sécurité est aussi renforcée d'un point de vue de gestion des risques alors que les conséquences d'un déversement de mazout ou de diesel sont beaucoup plus importantes que le GNL qui s'évapore.
- **La hausse de la compétitivité du secteur minier** : Les compagnies minières québécoises produisent à des coûts qui se situent dans les troisième et quatrième quartiles. La diminution des coûts de l'énergie permettrait de faire des économies substantielles et de ramener la compétitivité de nos mines vers la médiane.

Il est impératif que la question de l'approvisionnement en énergie des sites éloignés et réseaux autonomes fasse partie des consultations sur l'avenir énergétique du Québec. Le jumelage éolien-micro GNL se positionne favorablement pour répondre aux enjeux énergétiques du nord dans un Québec qui fait tous les efforts possibles afin de réduire sa consommation de produits pétroliers et par le fait même ses émissions de gaz à effet de serre. Le gouvernement a la responsabilité d'analyser les sources alternatives et innovantes disponibles, et le jumelage éolien-micro GNL représente une solution parfaite.

# 1. INTRODUCTION

---

## 1.1 CONTEXTE ET OBJECTIFS DU RAPPORT

Le présent mémoire a pour objet d'alimenter les travaux et les réflexions de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec. Ces travaux serviront eux-mêmes de pierres d'assise à la prochaine Stratégie énergétique du Québec pour l'horizon 2016-2025. Pour TUGLIQ, une entreprise offrant des solutions énergétiques, il s'agit d'une occasion rêvée de faire saisir au Québec une opportunité aux bénéfices de la société, tant sur les plans économique, social, qu'environnemental.

Nous aborderons un aspect complètement absent du document de consultation : l'alimentation énergétique des sites éloignés et des réseaux autonomes, particulièrement ceux reliés à l'exploitation minière. Nous proposons une réponse au premier objectif stratégique de la nouvelle politique énergétique visant à réduire les émissions de gaz à effets de serre, ainsi qu'au quatrième objectif de favoriser la production d'énergies renouvelables.

L'objectif de ce mémoire est donc de présenter les éléments d'information sur le jumelage éolien-micro GNL dans le but d'informer et de sensibiliser le gouvernement dans le cadre de la Consultation publique sur les enjeux énergétiques du Québec. Le mémoire abordera donc les thèmes suivants :

- Besoins énergétiques des minières et des collectivités éloignées;
- Solution du couplage éolien-micro GNL;
- Avantages et défis;
- Études de cas;
- Recommandations.

## 2. LE NORD DU QUÉBEC ET SES COLLECTIVITÉS: UNE CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE À PART

---

Le Québec présente des inégalités quant à l'approvisionnement énergétique selon où l'on se trouve sur son immense territoire. Plusieurs de ces régions sont caractérisées par une très faible diversité énergétique et dépendent grandement d'approvisionnements non durables. C'est le cas du nord du Québec où ses activités économiques – en particulier les projets miniers – et ses populations doivent miser abondamment, en l'absence du réseau d'hydro-électricité ou gazier, sur le pétrole pour répondre à leurs besoins énergétiques.

Le Nord du Québec<sup>1</sup> consommait en 2010 l'équivalent de 391 GWh d'électricité par l'entremise de réseaux autonomes, dont 44 % provenant d'une production au mazout lourd (centrale de Cap-aux-Meules), 38 % au diesel (20 centrales thermiques) et 10 % en énergie hydraulique (centrale du Lac Robertson)<sup>2</sup>. Convertie en millions de litres de diesel, la consommation énergétique annuelle des réseaux autonomes équivaldrait à plus de 100 ML. Une mine telle que Glencore Mine Raglan, avec ses 60 ML annuels, consomme à elle seule presque autant que la somme de tous les autres réseaux autonomes au Québec. D'autres mines du Nord, même si raccordées au réseau hydro-électrique, consomment plusieurs centaines de millions de litres de pétrole par année pour leurs camions, locomotives et usines de transformation.

Une étude de KPMG-SECOR commanditée par TUGLIQ et TransCanada en février 2013 révèle que la totalité du territoire nordique canadien consomme près de 900 ML de diesel par an, la plus grande partie étant consommée au Québec. Un scénario envisageable selon cette étude indique que la consommation de diesel atteindra vraisemblablement 1,5 milliard de litres de diesel annuellement d'ici 2035 si une diversification énergétique ne s'opère le plus rapidement possible.

Cette section propose une description de la situation et une prospective si le statu quo se maintient.

### 2.1 ENJEUX D'APPROVISIONNEMENT

#### 2.1.1 APPROVISIONNEMENT DES INDUSTRIES AU NORD DU QUÉBEC

Actuellement, les mines sont dépendantes de l'approvisionnement d'Hydro-Québec ou de Gaz Métro. La loi de la Régie de l'Énergie stipule qu'Hydro-Québec « jouit d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire québécois »<sup>3</sup>. Gaz Métro est l'une des deux seules compagnies assurant la distribution du gaz naturel au Québec avec Gazifère dans l'ouest du Québec. En l'absence d'un de ces fournisseurs d'énergie, les mines doivent subvenir à leurs besoins énergétiques de façon autonome, et assumer elles-mêmes les investissements nécessaires à leur approvisionnement énergétique, sans pouvoir compter sur un fournisseur indépendant.

---

<sup>1</sup> Le nord du Québec comprend les statistiques de consommation des régions Nord-du-Québec et Côte-Nord.

<sup>2</sup> Estimations basées sur les proportions telles que prévues dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017 des réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution

<sup>3</sup> Régie de l'énergie : <http://www.regie-energie.qc.ca/documents/conferences/conf004.htm>



Cette option est particulièrement risquée pour les minières puisque celles-ci doivent pouvoir absorber toutes variations dans les prix du combustible et les coûts de construction des installations de production, dans un contexte où l'accès au capital devient de plus en plus difficile. Pour un investisseur potentiel, cela fait augmenter les coûts d'investissements initiaux et accroît le risque associé au financement du projet, faisant en sorte que plusieurs initiatives créatrices d'emplois sont actuellement retardées ou tout simplement à leur mise de côté.

Comme ni le réseau de distribution d'Hydro-Québec, ni les gazoducs de Gaz Métro ne se rendent dans le Grand Nord québécois, peu d'options s'offrent aux compagnies minières qui se sont développées en s'alimentant à partir d'énergie thermique. Les efforts récents des minières pour diminuer leurs émissions de GES ont incité plusieurs d'entre elles à considérer l'intégration d'énergie éolienne à leur production. Glencore Mine Raglan collabore actuellement avec TUGLIQ à l'étude de faisabilité d'un système hybride éolien-diesel à la mine Raglan (Nunavik, Québec), étude qui a reçu l'appui du gouvernement fédéral et provincial. Cependant, l'incertitude et les besoins de financement importants liés aux phases de développement du projet ralentissent le processus.

### 2.1.2 APPROVISIONNEMENT DES ÉCONOMIES ET COLLECTIVITÉS NORDIQUES

Les réseaux autonomes sont principalement alimentés par 23 centrales thermiques (environ 90 % de la production d'énergie). Si l'énergie thermique s'accompagne d'une technologie éprouvée et fiable, elle présente cependant des inconvénients sur les plans financier et environnemental.

En effet, les coûts de production de l'énergie dans le réseau autonome peuvent varier de façon significative entre les régions. Par exemple, les Îles-de-la-Madeleine produisaient à un coût moyen voisinant les 0,325 \$/kWh alors que la communauté d'Aupaluk produisait à un coût moyen de 1,28 \$/kWh en 2009 (voir Annexe 2). Les différences de coût sont en parties dues à une construction plus dispendieuse dans les régions nordiques, à l'éloignement géographique, aux difficultés logistiques, à la faible compétition entre les fournisseurs potentiels et aux coûts élevés du diesel. En 2010, les coûts totaux de production pour le réseau autonome d'Hydro-Québec étaient de 156 M\$ dont 35 % était attribuable à l'achat de combustible<sup>4</sup>. Avec des revenus moyens d'environ 30 M\$, le réseau subit annuellement des millions de dollars en pertes d'exploitation. En effet, les clients résidentiels paient le même tarif que les clients au sud du Québec (pour une consommation qui ne doit pas dépasser 30 kWh/jour), malgré les coûts de production plus élevés.

Dernièrement, ces déficits importants dans les réseaux autonomes ont incité la Régie de l'Énergie à travailler à réduire les coûts de production et faire la promotion de programmes d'efficacité énergétique. Des tarifs dissuasifs ont été mis en place faisant augmenter les prix de l'électricité à des niveaux pouvant aller jusqu'à 26,5 ¢/kWh pour les consommateurs résidentiels (au-delà d'une consommation de 30 kWh/jour) et 58,6 ¢/kWh pour toute consommation des clients d'affaires. Un tarif qui dissuade non seulement la consommation d'énergie, mais également la création d'entreprises.

Lorsqu'un projet est avantageux économiquement et qu'une communauté accepte le projet, la Régie de l'Énergie privilégie le jumelage éolien-diesel qui est actuellement la solution la plus probable par rapport au raccordement au réseau. Certains projets sont à l'étude pour mesurer et valider la présence de vents suffisant

---

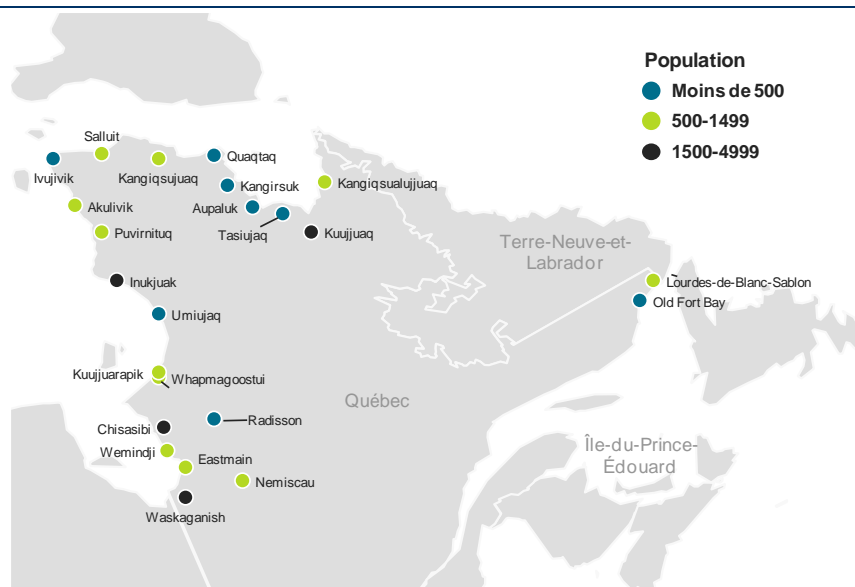
<sup>4</sup> Hydro-Québec – Réseaux autonomes, portrait d'ensemble et perspectives d'avenir, 2011

à la viabilité des projets. Cependant, leur développement s’est souvent heurté à l’acceptabilité sociale des projets par des communautés qui favorisent d’autres options d’approvisionnement (intégration au réseau, énergie hydro-électrique, etc.).

Dans sa décision de construire une nouvelle centrale thermique à Kuujuaq, HQ évoquait la nécessité d’effectuer une expérience pilote du jumelage éolien-diesel pour réduire les risques financiers du projet. Une approche qui devrait être concertée avec les communautés afin d’en partager les coûts.

FIGURE 1 : COMMUNAUTÉS AU NORD DU QUÉBEC

*Selon la tranche de population et la source d’énergie*



Source: Hydro-Québec et compilation par KPMG-SECOR

L’utilisation du gaz naturel est absente des plans de la Régie, probablement due à l’absence d’infrastructure et de réseau de distribution. Cependant, la substitution du diesel par le gaz naturel permettrait des économies substantielles supplémentaires pour les réseaux autonomes par rapport à la solution du jumelage éolien-diesel. De plus, la majorité des communautés nordiques étant situées dans les régions côtières, l’accès par bateau pour la distribution du gaz naturel sous forme liquide s’en trouverait facilitée.

## 2.2 DES DÉVELOPPEMENTS QUI STIMULENT LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE

### 2.2.1 LES RESSOURCES NATURELLES : UNE INDUSTRIE INTENSIVE EN CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE

Actuellement, les compagnies minières au nord du Québec, intensives en termes de consommation d’énergie, ont une consommation totale annuelle estimée aux environs de 390 millions de litres de mazout et diesel. Dans la plupart des cas, les coûts d’énergie représentent le deuxième plus important frais d’exploitation d’une mine, immédiatement derrière la main-d’œuvre. Cette dernière dépenses est toutefois difficile compressible, ce qui laisse l’énergie comme cible numéro un dans l’optimisation des coûts. Pour plusieurs minières, le coût du diesel a doublé au cours des trois dernières années, et triplé au cours des 10 dernières années, représentant

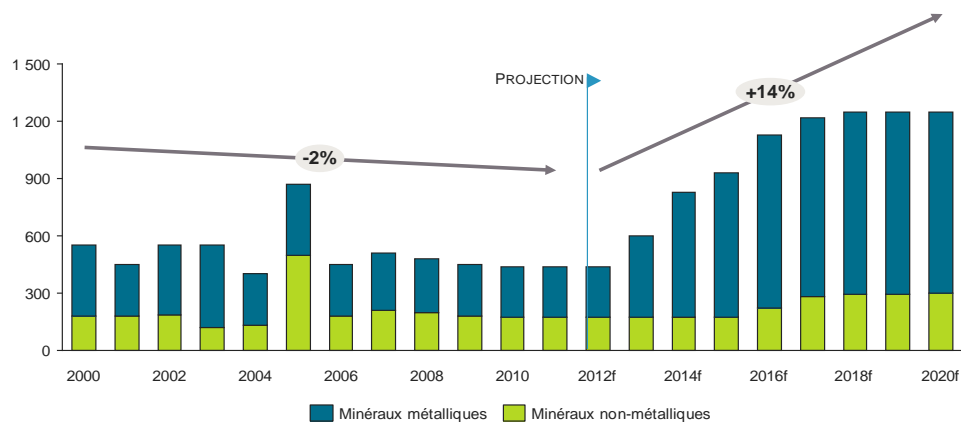
un frein au développement économique en région si les prix des minerais ne suivent pas les cours de l'énergie. Une réduction des frais d'énergie de 30 % telle que celle préconisée par ce mémoire assurerait une pérennité aux investissements déjà consentis, et libérerait dans la même foulée des milliards d'investissements qui autrement ne verraient pas le jour.

Bien que les effets de la récession se soient fait ressentir sur l'industrie au cours des dernières années (décroissance entre les années 2007 et 2012), les prévisions jusqu'en 2020 évaluent une augmentation du PIB du secteur d'environ 14 % annuellement. Ces développements devraient entraîner le PIB du secteur minier du nord du Québec à dépasser le milliard \$ en 2016. Les investissements en termes de travaux, immobilisations et réparations pour les régions du Nord-du-Québec et de la Côte-Nord atteignent quant à eux 3,2 milliards \$ en 2011.

De plus, le Québec fait partie des deux provinces ayant le plus de dépenses d'exploration : 19 % du total des dépenses faites dans les régions du nord du Canada est fait au nord du Québec pour un total d'environ 834 M\$ en 2011, ce qui permet un pronostique optimiste pour le développement du secteur minier. La figure suivante montre les prévisions de croissance du PIB liées aux secteurs des métaux métalliques et non métalliques.

FIGURE 2 : PIB DU SECTEUR MINIER – NORD DU QUÉBEC

En M\$ (\$2002) et taux de croissance annuel composé en %



Source: Conference Board of Canada et analyse par KPMG-SECOR

Note: Voir annexe 1 pour territoire couvert par l'analyse

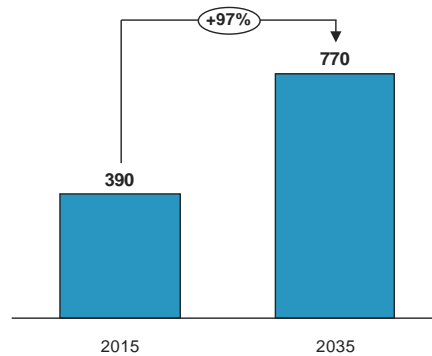
Ces développements vont inévitablement accroître la demande en énergie du Nord du Québec. Bien que le nouveau plan « Nord pour tous » déposé par le gouvernement indique qu'Hydro-Québec devra participer à ces développements pour éviter que les minières ne s'approvisionnent uniquement d'énergie tirée de centrales thermiques, aucune mesure concrète n'a été mise de l'avant jusqu'à aujourd'hui<sup>5</sup>. À cet égard, on peut rappeler la décision en 2012 de Stornoway d'opter pour une alimentation énergétique au diesel pour son exploitation diamantaire du projet Renard. Cette centrale brûlerait entre 22 et 25 millions de litres de carburant par année<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> Shields, A. « Où s'en va le Nord? », paru dans Le Devoir, 11 mai 2013

<sup>6</sup> La Presse (4 juillet 2012) « Des diamants au diesel », par H. Fontaine

Tel que mentionné précédemment, la demande potentielle pour le diesel en 2015 est estimée à près de 390 millions de litres. En s'appuyant sur les développements potentiels et l'intensité de consommation du secteur minier québécois, on peut aisément estimer la demande potentielle du secteur minier à 770 ML en 2025, soit près du double du niveau de 2015 (figure 3).

FIGURE 3 : DEMANDE POTENTIELLE DE DIESEL AU NORD DU QUÉBEC  
2015-2025, en ML



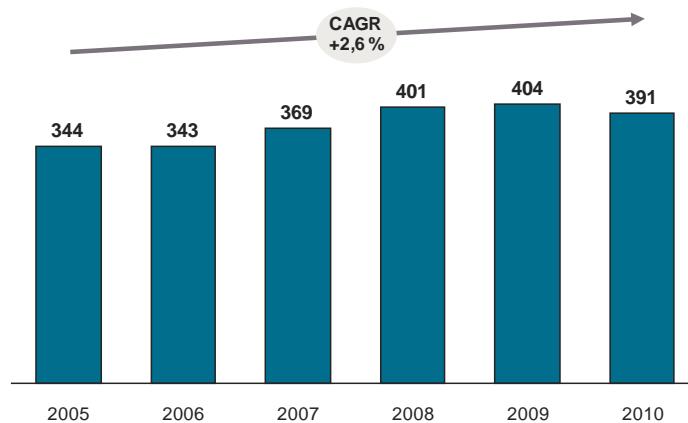
Source: KPMG-SECOR

### 2.2.2 UNE DEMANDE CROISSANTE DANS LES COLLECTIVITÉS NORDIQUES

Les réseaux autonomes d'Hydro-Québec couvrent actuellement 30 communautés comptant plus de 34 000 habitants et réparties sur six territoires que sont les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik (au nord du 53<sup>e</sup> parallèle), la Basse-Côte-Nord, l'Île d'Anticosti, la Haute-Mauricie et la région de Schefferville.

Malgré un ralentissement en 2009 dû à la récession économique, la consommation d'électricité dans le Nord a augmenté à un rythme moyen de 2,6 % par année de 2005 à 2010. En 2010, la consommation totale des réseaux autonomes était de 391 GWh<sup>7</sup>.

FIGURE 4 : CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES  
GWh, 2005-2010\*



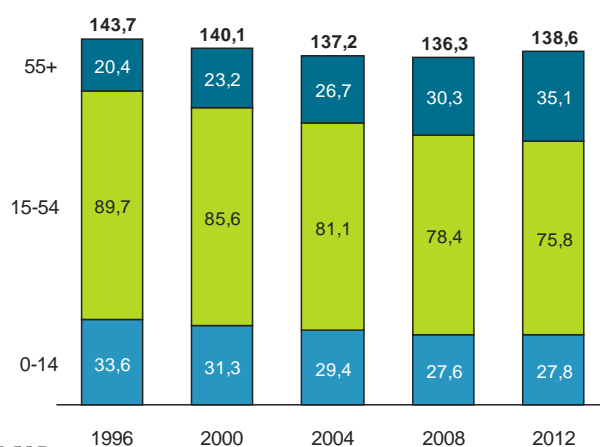
<sup>7</sup> Réseaux autonomes : portrait d'ensemble et perspectives d'avenir (Hydro-Québec Distribution)

Source: Hydro-Québec et analyses KPMG-SECOR

\* : dernières données disponibles

Les dernières années ont vu une inversion dans les tendances d'évolution de la population dans le Nord du Québec. Depuis 2004, la population totale est passée de 137 241 à 138 640 : une augmentation d'environ 1 400 habitants, dont plus de la moitié localisée dans les communautés des réseaux autonomes. De plus, malgré le fait que la population active ait diminué dans les dernières années, la population âgée de 0 à 14 ans a connu une hausse depuis 2008, signe que les développements miniers dans le Nord ont eu un effet positif sur la croissance des communautés. Les besoins énergétiques des prochaines années ne devraient donc pas connaître de ralentissement.

FIGURE 5 : ÉVOLUTION DE LA POPULATION DE LA CÔTE-NORD ET DU NORD-DU-QUÉBEC<sup>8</sup>  
En milliers, selon la tranche d'âge, 1996-2012



Source : ISQ, analyse KPMG-SECOR

### 2.3 PERCÉES POTENTIELLES DANS LE DOMAINE DES TRANSPORTS

Depuis 2013, plusieurs compagnies, dont le Canadian National (CN), ont entrepris des tests d'opération sur des locomotives alimentées au gaz naturel liquéfié sur de longues distances. Des entreprises comme GE, Caterpillar et Westport Innovations travaillent actuellement au développement de nouveaux moteurs qui seront utilisés dans les projets pilotes. Au Québec, le développement est mené par Gaz Métro Solution Transport en collaboration avec le Canadian National<sup>9</sup>. Même si plusieurs aspects techniques restent encore à être peaufinés, cette première étape devrait servir à valider la viabilité technique et économique des projets de conversion au gaz naturel. Présentant un potentiel de remplacement du diesel de l'ordre de 95 %, ces technologies permettraient une réduction des coûts jusqu'à 40 % pour les utilisateurs et des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à 25 %<sup>10,11</sup>. On estime que la pénétration à l'échelle industrielle des marchés du transport ferroviaire et des industries minières pourrait débuter vers 2017.

<sup>8</sup> Ces données n'incluent pas les travailleurs du système Fly-in Fly-out qui habitent ses régions pendant plusieurs semaines sans toutefois être comptés dans la population.

<sup>9</sup> Gaz Métro (Salle de Presse – Communiqués, 12 avril 2011)

<sup>10</sup> BNSF News Release, 6 Mars 2013 et Conférence d'Olso sur le micro GNL, 2013

<sup>11</sup> Gaz Métro (en ligne) [http://www.corporatif.gazmetro.com/Data/Media/Fiche\\_Transport\\_gaz\\_naturel\\_sept2013.pdf](http://www.corporatif.gazmetro.com/Data/Media/Fiche_Transport_gaz_naturel_sept2013.pdf)

Le transport ferroviaire du GNL par wagon citerne serait aussi intéressant au Québec puisqu'il permettrait de transporter le GNL (gaz naturel liquéfié) vers les minières de la fosse du Labrador, à partir de deux seuls points d'accès portuaires : Port-Cartier et Sept-Îles. Bien que reliées au réseau d'Hydro-Québec, les minières de la région sont tout de même dépendantes aux approvisionnements en diesel par train pour alimenter en énergie thermique leurs opérations (ex. : usine de bouletage), leur flotte de camions lourds, locomotives, et matériel roulant d'exploitation.

Ailleurs dans le monde, l'utilisation du GNL a déjà été implantée avec succès, notamment pour le transport maritime de la Norvège où 49 bateaux ont déjà été construits ou convertis à la technologie du GNL. En Norvège, la pénétration du GNL devrait atteindre 25 % des combustibles utilisés dans le transport maritime en 2016. La Finlande s'apprête également à annoncer une initiative majeure visant l'implantation de trois terminaux micro-méthaniers, l'installation de stations de remplissage maritime GNL (« *bunker refueling* »), ainsi qu'une desserte routière, pour favoriser leur développement économique. Pour arriver à ces résultats, les octrois gouvernementaux finlandais atteindront 46 M\$ durant la première année du plan stratégique, suivi de 125 M\$ durant la deuxième année.

Au Québec, la Société des traversiers du Québec verra très prochainement certains de ses traversiers être alimentés au GNL. Ce nouveau mode de carburation amènera une réduction des gaz à effet de serre de plus de 25 %.

Pour le *Camille-Marcoux*, un navire transportant marchandises et passagers entre les rives nord et sud du fleuve Saint-Laurent dans l'est du Québec, cette nouvelle configuration permettrait de sauver 147 litres de diesel par traversée<sup>12</sup>. Pour les 1 606 traversées de 2010-2011, cela représente une économie de près d'un quart de million de litres, avec une baisse significative de gaz à effet de serre, de nano-particules, de smog, de NO<sub>x</sub> et SO<sub>x</sub>.

---

<sup>12</sup> Transport Canada : <http://www.tc.gc.ca/media/documents/programmes/innovationmaritime-pratiques-exemplaires.pdf>

## 3. SOLUTION AUX ENJEUX ÉNERGÉTIQUES : LE JUMELAGE ÉOLIEN-MICRO GNL POUR SUBSTITUER AU DIESEL

---

### 3.1 LE COUPLAGE ÉOLIEN-MICRO GNL

La section précédente faisait état des enjeux entourant la production énergétique auxquels font face les compagnies minières, les collectivités éloignées du Québec et le secteur des transports. La solution proposée pour y faire face à ces enjeux est le remplacement de la consommation de diesel par le jumelage éolien-micro GNL.

La consommation jumelée de ces deux types d'énergie permet à la fois la stabilité des approvisionnements énergétiques, une économie de coûts et une diminution des émissions de gaz à effet de serre. La section suivante présente sommairement les deux technologies, les avantages et défis reliés à leur implantation, ainsi que deux études de cas détaillant des réussites d'intégration de chacune de ces ressources énergétiques.

#### 3.1.1 DESSERTE MARITIME DE MICRO GNL : DES OPPORTUNITÉS CONCRÈTES

Le GNL correspond au gaz naturel que l'on convertit à l'état liquide en le refroidissant à une température sous les  $-160^{\circ}\text{C}$ . Tout en conservant le même apport calorifique, le liquide ainsi obtenu occupe un volume 600 fois moins important que son état gazeux permettant ainsi le transport maritime ou terrestre du combustible. Une fois transporté à bon port, le GNL peut être conservé dans des réservoirs de stockages avant d'être réchauffé lentement à une température supérieure à  $0^{\circ}\text{C}$  pour sa regazéification.

Il peut enfin être acheminé directement dans le réseau gazier résidentiel ou encore servir de substitut au diesel dans l'alimentation des équipements industriels ou des centrales thermiques. Le GNL est liquide inodore, incolore, non corrosif et non toxique, ce qui diminue les risques environnementaux liés à sa manipulation. Il est le carburant fossile le plus propre qui soit. Son transport par voie maritime permet de diversifier les sources d'énergie dans des lieux géographiques où la construction d'un gazoduc (ou autre raccordement à un réseau d'approvisionnement) n'est pas envisageable en raison des trop grands investissements qui y sont reliés, comme la Norvège, la Suède et la Finlande l'ont démontré.

La figure 6 illustre les grandes étapes de son approvisionnement.

FIGURE 6 : GRANDES ÉTAPES DE LA CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT DU GNL

*Production, transport, utilisations*



Source : KPMG-SECOR

Le GNL est transporté à bord de méthaniers vers les zones de consommation. La flexibilité de son réseau de distribution permet de répondre aux enjeux de sécurité de l'approvisionnement énergétique et de diversification des sources d'énergie. Cependant, la fragmentation de la demande et la nécessité d'obtenir un approvisionnement minimal pour couvrir les coûts importants liés à la liquéfaction et à la desserte maritime requièrent un appui du gouvernement, comme c'est le cas en Finlande et en Norvège.

L'état de la technologie actuelle permettrait également aux entreprises de convertir les centrales thermiques au diesel vers la production au GNL, sans avoir à remplacer complètement le parc installé. Encore une fois, cela demande des investissements importants de la part des compagnies minières et les communautés qui pourraient bénéficier d'une aide gouvernementale, sous forme de prêt ou sous forme d'une majoration des programmes déjà disponibles auprès de l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec.

Dans un même ordre d'idée, un relâchement des contraintes de la Régie de l'énergie permettant l'émergence de nouveaux acteurs économiques (nouvelles compagnies) spécialisés dans ces marchés de niche, comme c'est le cas en Norvège (Skangass, Gasnor), favoriserait l'accélération d'une nécessaire diversification énergétique de la région. Ces marchés sont trop exigus et difficiles pour devenir une priorité pour les monopoles d'État tels qu'Hydro-Québec ou Gaz Métro, freinant l'introduction d'alternatives nécessaires au développement ou même à la survie des minières et collectivités du Nord. Un relâchement des monopoles pourrait être limité à des enclaves circonscrites ou à des niveaux de puissance déterminés, pour ne pas contrevenir au légitime esprit de la Loi de l'énergie. Les grands services publics comme Hydro-Québec ou Gaz Métro, de même que les regroupements autochtones, pourraient effectuer des prises de participation dans ces nouveaux agents économiques émergents.



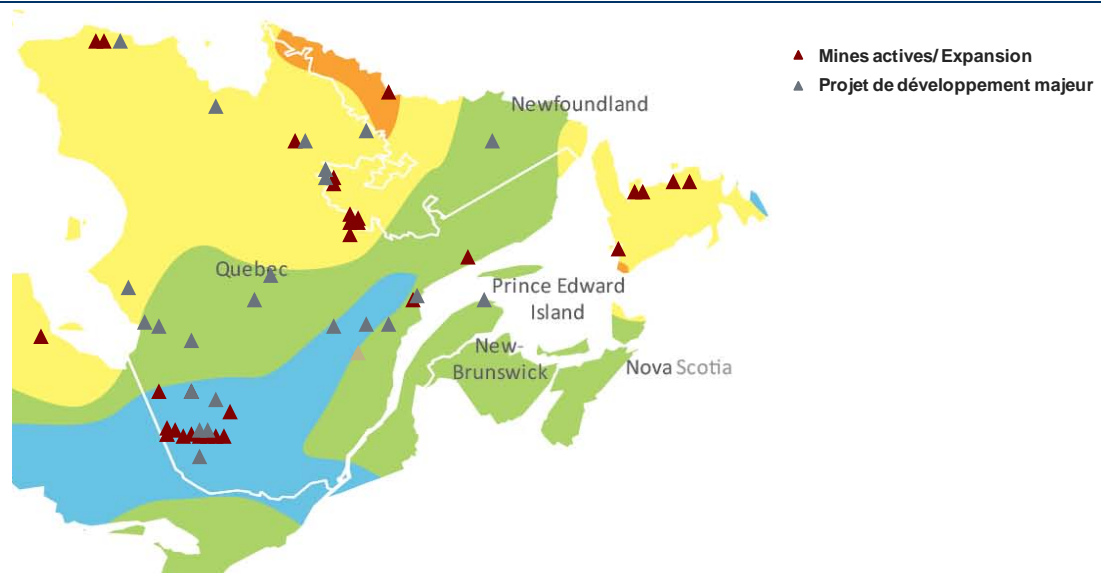
### 3.1.2 ÉOLIENNE EN CLIMAT NORDIQUE : DÉJÀ UNE RÉALITÉ

L'énergie éolienne est une technologie qui a évolué de façon significative depuis les dernières années. La capacité installée au Québec atteint aujourd'hui près de 10 % de la capacité totale des installations de productions d'énergie d'Hydro-Québec. Le caractère variable de la ressource relègue toutefois cette énergie au rang de source complémentaire, surtout pour les entreprises intensives en énergie comme celles de l'industrie minière. Son développement est traditionnellement lié à celui des centrales thermiques au diesel, mais l'arrivée du GNL offre une solution encore plus efficace.

La nature des gisements de minéraux au Québec fait d'ailleurs en sorte que les sites miniers se trouvent généralement dans les sites éloignés où le climat est plus rigoureux. Ces climats se caractérisent par des températures moyennes sous 0 °C et des températures minimales plus basses que -20 °C assez fréquentes. Même si l'installation des éoliennes en climat nordique présente un défi supplémentaire sur le plan technique (chauffage, graissage et dégivrage des équipements), la densité de l'air de ces régions représente un terrain fertile pour le développement de cette filière. La figure suivante montre d'ailleurs le potentiel des vents au Québec. La région en jaune présente les régions où le potentiel est le plus fort. Ainsi, on voit que plusieurs sites miniers actifs en expansion ou en développement sont installés dans une région à fort potentiel éolien.

FIGURE 7: CARTE DU POTENTIEL DES VENTS AU QUÉBEC

*Du jaune = fort potentiel des vents, vers le mauve = faible potentiel*



### 3.2 AVANTAGES ET DÉFIS

#### AVANTAGE-COÛT

L'énergie représente environ 25 % des dépenses d'investissement d'un projet minier et 25 % des dépenses courantes de la mine. Plus la mine est installée en milieu éloigné et plus les coûts de transport et d'approvisionnement deviennent prohibitifs. Le diesel et le mazout lourd ont un coût qui peut atteindre

0,50 \$/kWh dans les communautés inuites<sup>13</sup>. Dans le réseau autonome d'Hydro-Québec, ce coût représente 35 % des coûts de production des centrales thermiques qui produisent à des niveaux atteignant jusqu'à 1,28 \$/kWh dans les régions les plus difficiles d'accès (voir Annexe 2: Capacité de production du réseau autonome d'Hydro-Québec).

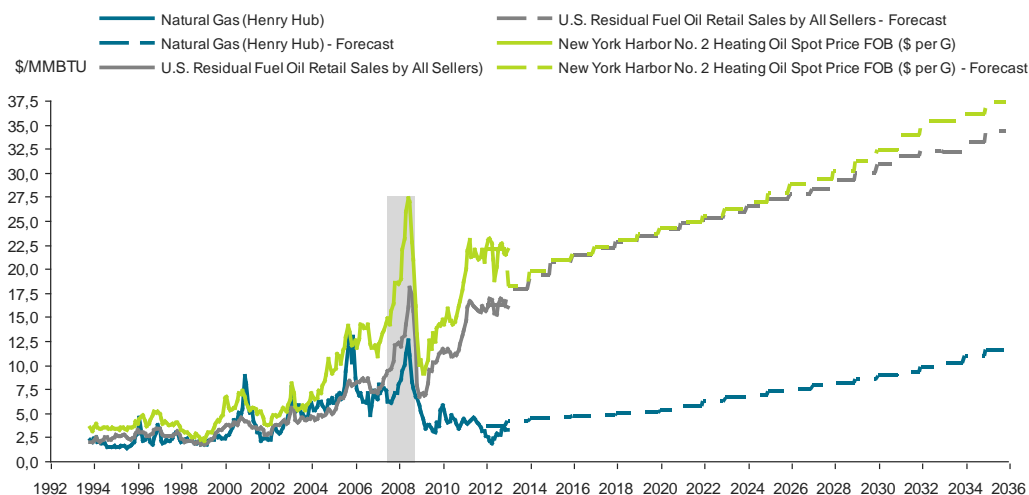
Une meilleure efficacité des réseaux autonomes permettrait sans doute de diminuer le tarif dissuasif des clients d'affaires, encourageant par le fait même l'entrepreneuriat autochtone et contribuant au dynamisme économique des régions nordiques.

Au Yukon, on estime le coût de l'énergie des éoliennes nordiques à 0,20 \$/kWh<sup>14</sup>. Cela représente un potentiel d'économie significatif sur le coût net de l'énergie (dépendamment du taux de pénétration et de la force des vents).

Le coût inférieur pour le gaz naturel présente également des économies potentielles pour les mines et les collectivités. Le graphique 8 ci-dessous montre les écarts de coûts entre le diesel et le gaz naturel. Dans les prochaines années, les projections montrent que la différence entre les prix des combustibles fossiles se creusera davantage, rendant encore plus attrayante la conversion de la production d'énergie au gaz naturel.

FIGURE 8 : ÉVOLUTION DES PRIX SPOT POUR LE GAZ NATUREL ET LE DIESEL

De 1994 à 2013 et projections jusqu'en 2035, en \$/MMBTU



Source: U.S. Energy Information Administration

#### COMPÉTITIVITÉ DES MINES

Les mines québécoises se situent pour la majorité dans le troisième et quatrième quartile de coûts de production. Cela est dû principalement à la rigueur du climat, à la localisation isolée des mines, de l'éloignement des marchés et aux faibles concentrations de minerai. Comme nous l'avons illustré précédemment, lorsque l'éloignement de la mine fait en sorte que celle-ci n'est pas raccordée au réseau

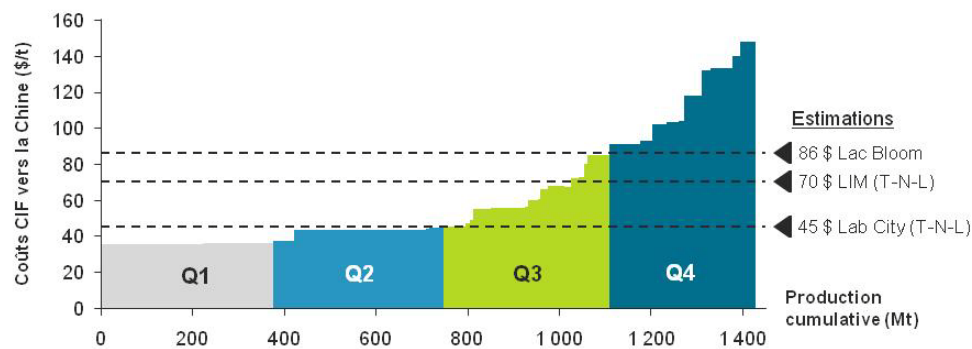
<sup>13</sup> Les Affaires (5 mai 2012) « Hydro-Québec dévoile sa stratégie pour le Plan Nord »

<sup>14</sup> Yukon Energy Corporation (Novembre 2012) « 2012-2013 General Rate Application »

d'Hydro-Québec, les coûts de l'énergie peuvent représenter une part importante des coûts de production en raison de leur dépendance au diesel et au mazout lourd et des coûts de transport.

Il appert que l'approvisionnement en électricité par des énergies renouvelables et moins coûteuses pourrait représenter des économies importantes sur les coûts de production et incidemment permettrait aux minières québécoises de devenir plus compétitives sur les marchés internationaux.

FIGURE 9 : ESTIMATION DES COÛTS DE PRODUCTION DES MINES DE LA FOSSE DU LABRADOR, CONCENTRÉ DE FER (→ MARCHÉ CHINOIS)  
2011, \$/t, Mt

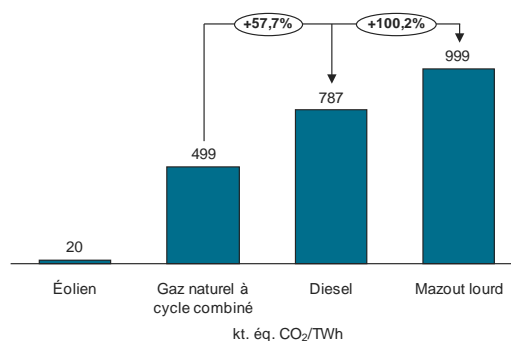


Source : AME Group, WoodMackenzie et analyses KPMG-SECOR

#### BÉNÉFICES ENVIRONNEMENTAUX

Le jumelage éolien-micro GNL est beaucoup moins polluant que son équivalent au diesel. La figure ci-dessous montre que les productions par énergie éolienne et au gaz naturel émettent moins de gaz à effet de serre que le diesel ou le mazout lourd dont dépend actuellement le réseau autonome d'Hydro-Québec. Dans une optique de développement durable, le couplage éolien-micro GNL est donc une meilleure option pour l'environnement, atteignant en prime une moyenne pondérée des coûts d'énergie significativement inférieure à ceux du diesel. En 2012, les centrales alimentant les réseaux autonomes ont produit 208 911 t d'équivalent CO<sub>2</sub>. Selon les estimations présentées à la figure 10, la conversion de la production au gaz naturel permettrait de réduire les émissions de 76 450 t d'équivalent CO<sub>2</sub>.

FIGURE 10 : ÉMISSIONS DE GAZ À EFFETS DE SERRE PAR TYPE DE PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE  
kt. éq. CO<sub>2</sub>/TWh



Source: Hydro-Québec

Les gains pour le secteur minier seraient beaucoup plus élevés, d'autant qu'on s'attend à une croissance forte de la consommation de mazout et diesel, et donc des émissions de GES. La consommation des actuels 390 millions de litres représente plus d'un million de tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>. De manière conservatrice, en supposant un taux de conversion de 50% des installations minières, c'est un quart de million de tonne de GES qui serait évité, davantage si on considérait la croissance du secteur selon la structure actuelle d'approvisionnement.

Par ailleurs, le déversement de 450 000 litres de mazout lourd sur le site de Cliffs Natural Resources en septembre dernier nous rappelle que le risque de déversement des hydrocarbures demeure une réalité<sup>15</sup>. Le GNL ne présente pas de tels risques puisqu'une fuite se limiterait à une dispersion dans l'air. En effet, advenant une fuite de GNL, ce dernier reviendrait en état gazeux et se disperserait dans l'atmosphère, éliminant le risque d'épanchement dans les glaces du nord ou dans la nappe phréatique en proximité des populations. Le GNL est ainsi le combustible fossile le plus sécuritaire pour l'environnement, en plus d'être le carburant fossile le plus propre et le moins coûteux.

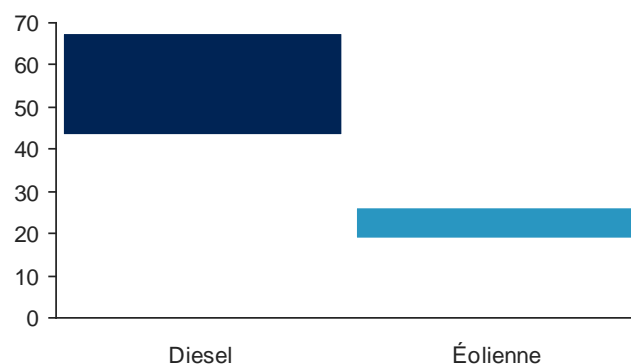
#### COÛT DE L'INVESTISSEMENT

Actuellement (et selon les prévisions pour les prochaines années), le prix du GNL par rapport au diesel offre une économie importante, ce qui alloue aux entreprises une période de recouvrement de l'investissement intéressante pour le coût de conversion des équipements et des centrales. D'un autre côté, les investissements reliés à l'installation d'éoliennes en climat nordique représentent un investissement important. Pour chaque MW de capacité installée en énergie éolienne, les investissements peuvent varier entre 2,5 M\$ et 4 M\$<sup>16</sup>. On estime que l'énergie éolienne peut combler sans risque 25 % des besoins énergétiques d'une mine. De plus hauts niveaux de pénétration sont possibles, moyennant l'apport de technologies de stockage, telles que les jumelages qui pourraient bientôt être mis en œuvre à la Mine Raglan.

Le développement de cette technologie est bien avancé quoique relativement récent. La complexité logistique de son implantation (études de pré faisabilité, faisabilité, coordination avec les phases de construction pour utiliser les grues, etc.) fait en sorte que le soutien du gouvernement est essentiel pour aider les entreprises à faire face à la hauteur des investissements requis. Malgré tout, une fois intégrée à la production d'énergie, la différence de prix de la production éolienne permet de rentabiliser les investissements.

#### COMPARAISON DES COÛTS DE PRODUCTION EN RÉSEAU AUTONOME

*¢/kWh, par type de production*



<sup>15</sup> Radio-Canada (7 septembre 2013) « Déversement à Sept-Îles : du mazout au Vieux-Quai et à la marina »

<sup>16</sup> Hatch, 8 mai 2013, « Renewable Power at Remote Mining Sites »

Note : Pour le diesel, le maximum et minimum sont représentés par le coût moyen pondéré et non pondéré

Source: Plan d'approvisionnement 2008-2017 des réseaux autonomes et Réseaux autonomes (portrait d'ensemble et perspectives d'avenir d'Hydro-Québec Distribution et analyses KPMG-SECOR

## DÉFIS TECHNIQUES

D'un point de vue technique, l'installation des éoliennes en climat nordique présente un défi supplémentaire en termes de logistique et de technologie. D'une part, pour assurer leur fonctionnement dans des températures pouvant aller jusqu'à  $-40^{\circ}\text{C}$ , les éoliennes doivent être munies d'un système de déglçage des pâles. D'autre part, les conditions routières et l'éloignement des ports représentent un défi certain en ce qui a trait au transport.

Pour pallier à ces défis techniques, le TechnoCentre Éolien exploite un site expérimental d'éoliennes nordiques afin de bien adapter leur performance à notre climat. Ce laboratoire a permis le développement d'une expertise québécoise en éoliennes nordiques et apportera certainement une aide au déploiement de la technologie. Ce déploiement dans le Nord québécois pourrait devenir un levier, une vitrine d'excellence pour faciliter des exportations de technologies québécoises.

De plus, des exemples d'intégration de l'énergie éolienne dans le nord comme celui de la mine de diamants Diavik dans les Territoires du Nord-Ouest nous montrent que les nouveaux designs innovateurs des éoliennes permettent une pénétration significative dans les conditions rigoureuses des climats nordiques. La variabilité de la production de l'énergie éolienne ne présente ici pas de risques considérables puisque sa production serait couplée au gaz naturel.

## 3.3 DES EXPÉRIENCES CONCLUANTES À L'EXTÉRIEUR DU QUÉBEC : ÉTUDES DE CAS

### 3.3.1 DISTRIBUTION DU MICRO GNL EN NORVÈGE : UN EXEMPLE À SUIVRE

Le manque d'infrastructure et les distances ont certainement été les plus grandes barrières à l'utilisation du gaz naturel en Norvège. Le transport du GNL, possible par bateau, s'est rapidement présenté comme la solution la plus appropriée puisqu'elle permettait de contourner la topographie montagneuse et d'atteindre sa population dispersée, sans compter que le GNL présentait une solution avantageuse tant sur le plan économique qu'environnemental.

FIGURE 11 : ÉQUIPEMENTS DE DISTRIBUTION DU GNL EN NORVÈGE

*Illustration*



Source : Gasnor, Small scale LNG, NTNU sept 2012

---

Le gaz naturel est acheminé vers un des six terminaux de production où il est liquéfié puis transporté par bateau vers des dessertes maritimes où le GNL peut être stocké, regazéifié ou encore transporté en camion semi-remorque vers une seconde destination. On trouve environ 30 dessertes maritimes de GNL en Norvège dont les tailles varient entre 100 m<sup>3</sup> et 3500 m<sup>3</sup> leur permettant ainsi de s'adapter aux besoins de la région. Les bateaux servent également à l'approvisionnement des 50 bateaux alimentés au GNL et consommant environ 200 000 tonnes de GNL annuellement. Une partie du GNL consommé en Norvège est importé, ce qui permet de sauter l'étape de liquéfaction pour être directement transporté à destination.

La Norvège est un exportateur net de GNL. En 2010, le GNL norvégien partait en direction de pays comme l'Espagne, les États-Unis, le Royaume-Uni, la France et le Canada : un total de 3,5 Mt de GNL<sup>17</sup>.

### 3.3.1 LA FINLANDE : UN AUTRE EXEMPLE À SUIVRE

Au moment de publier ce mémoire, la Finlande s'apprête également à annoncer une initiative d'état appuyant l'installation de trois terminaux de micro GNL, avec un appui financier de 90 millions \$ en 2015 et 120 millions \$ en 2016 par l'état finlandais en appui à des investissements privés (miniers et autres). Incidemment, la Finlande abrite une des plus grosses aciéries au monde, en dépit de son manque d'accès à l'énergie. La Finlande et la Norvège présentent des similarités marquantes avec le Québec, tant pour l'envergure de la population, que du climat et que du PIB *per capita*. Pourquoi le Québec ne pourrait-il pas s'inspirer de ces exemples scandinaves et les adapter à son contexte nord-américain?

Avec un PIB d'environ 300 milliards \$, la taille de l'économie du Québec se compare assez facilement à celle de la Finlande et de la Norvège, dont les PIB étaient respectivement de 250 et 450 milliards \$. Leur population d'environ cinq millions d'habitants répartie sur un grand territoire et leur climat froid et humide dû à leur position nordique et maritime permet de tracer des parallèles avec le Québec.

La ressemblance la plus probante reste la structure énergétique du Québec et de la Norvège (ou de la Finlande), soit des productions énergétiques respectives fournies à 95 % et 92 % par l'hydro-électricité. Ainsi, la disponibilité et la production d'hydro-électricité ne sont pas une entrave au développement d'une desserte maritime au GNL. L'implantation d'un programme similaire au Québec devient ainsi une possibilité concrète au sein du développement de sa filière énergétique, en vue d'une diversification plus agile et adaptable aux régions autonomes que les modèles étatiques qui ont si bien servi le Québec jusqu'à maintenant.

### 3.3.2 INTÉGRATION D'ÉOLIENNES EN CLIMAT NORDIQUE À LA MINE DIAVIK

Les parcs éoliens en climat nordique ont longtemps représenté des défis particuliers dus aux différents besoins d'adaptation de la technologie pour résister aux températures sous le point de congélation<sup>18</sup>. Les

---

<sup>17</sup> World LNG Report 2011, International Gas Union (IGU)

<sup>18</sup> Les turbines adaptées pour le climat froid peuvent aller jusqu'à -40 °C alors qu'une turbine standard a une limite d'opération à -20 °C. (IEA wind, 2010)

développements récents des technologies « anti-givre » et autres ont rendu possible l'intégration d'éoliennes dans le Grand Nord canadien.

La mine de diamant Diavik, située à plus de 300 km au nord de Yellowknife, cherchait des solutions pour améliorer sa performance environnementale. Dépendante de son approvisionnement de diesel, la compagnie désirait assurer une diversification de l'apport énergétique et réduire ses émissions de GES et polluants atmosphériques.

FIGURE 12 : LOCALISATION DE LA MINE DIAVIK ET PARC ÉOLIEN

*Illustration*



*Crédit photo : Diavik Diamond Mine*

---

La construction de quatre éoliennes d'une capacité totale de 9,2 MW a coûté 30 M\$. Ce coût important a été rentabilisé par des économies annuelles associées au projet estimé entre 6 et 8 millions \$. La consommation de diesel de la mine a aussi diminué de 4,3 ML par année soit l'équivalent de 100 chargements en moins ou 12 000 tonnes d'émissions de gaz à effet de serre.

Le parc de Diavik démontre bien le potentiel de pénétration de l'énergie éolienne dans le Nord du Québec et les retombées positives possibles sur le plan financier et environnemental.



## 4. RECOMMANDATIONS

---

Il apparaît donc que le nord du Québec fait face à des enjeux énergétiques importants. Nous sommes convaincus que le jumelage éolien-micro GNL constitue la meilleure solution à court/moyen terme et présente le plus fort potentiel puisqu'il permet d'accroître l'efficacité énergétique, d'améliorer la compétitivité, de diminuer les impacts environnementaux, de diversifier les sources d'énergie, en plus d'assurer une meilleure sécurité énergétique. Cette idée est aussi partagée par plusieurs acteurs majeurs de l'industrie, dont Glencore, ArcelorMittal, Rio Tinto Alcan, Canadian Royalties, Tata steel, New Millenium ou Agnico Eagle avec lesquelles nous collaborons très étroitement.

Nous sommes d'avis que le gouvernement du Québec a un rôle capital à jouer dans le développement du GNL dans le Nord du territoire québécois, et que de nouveaux modèles d'affaires s'apparentant plus à l'approche coopérative scandinave qu'à celle actuelle s'imposent.

Le gouvernement du Québec devrait ainsi fournir des incitatifs à la consommation du gaz naturel liquéfié afin d'accélérer et de faciliter son utilisation. Nous justifions cette intervention sur la base de trois critères :

- **Efficacité et diversification énergétique** : Le GNL est un combustible moins dispendieux que le diesel, il permettrait des économies substantielles et aiderait ainsi à réduire les déficits énergétiques entraînés par les réseaux autonomes dans le nord du Québec. Également, le jumelage éolien-micro GNL permettrait une diversification et une stabilité des approvisionnements énergétiques à plus long terme.
- **Diminution des impacts environnementaux** : l'utilisation du GNL permet de diminuer les émissions de gaz à effet de serre. Pour chaque TWh d'énergie produite, le diesel produit 58 % plus de GES que le gaz naturel. De plus, une pénétration de l'énergie éolienne diminue la quantité consommée de combustible (qui entraîne également une baisse des coûts de transport) tout en assurant la stabilité des approvisionnements énergétiques. La sécurité est aussi renforcée d'un point de vue de gestion des risques alors que les conséquences d'un déversement de mazout ou de diesel sont beaucoup plus importantes que le GNL qui s'évapore.
- **Hausse de la compétitivité du secteur minier (extraction et transformation)** : Les compagnies minières québécoises produisent à des coûts qui se situent dans les troisième et quatrième quartiles. Les coûts de production d'énergie occupent une part importante des dépenses d'opération, soit environ 25 %. La diminution des coûts de l'énergie permettrait de faire des économies substantielles : la construction de quatre éoliennes de 9,2 MW de capacité à la Mine Diavik a sauvé annuellement 6 à 8 millions de \$.

Il va sans dire que la diversification énergétique reliée à une plus grande efficacité permettrait une accélération du développement économique des communautés locales, étant donné que le coût et l'approvisionnement en énergie a des impacts directs sur le niveau et la qualité de vie. La diminution des impacts environnementaux et une sécurité accrue contribuent également à une meilleure prise en compte des demandes des communautés autochtones et à l'amélioration et la préservation de leur milieu et mode de vie.



Le principal défi pour la mise en œuvre de la solution énergétique proposée réside dans la fragmentation de la demande énergétique actuelle qui rend difficile la coordination nécessaire à l'atteinte du seuil de volume de GNL nécessaire à la rentabilité du modèle d'affaires. L'introduction d'incitatifs lancerait un signal important pour permettre une plus grande coordination de la demande et inciter les entreprises à se tourner plus rapidement vers des énergies propres ou renouvelables et à réduire leur empreinte écologique.

De plus, si la conversion des centrales et des équipements ne constitue pas un enjeu technologique, les entreprises ont cependant besoin d'un approvisionnement en GNL qui soit durable afin d'alimenter à long terme leurs opérations. La situation actuelle se résume à une sorte de cercle vicieux : les demandeurs souhaitent un approvisionnement durable, ce qui n'est possible que si on atteint un certain volume de demande rapidement et non sur une période de temps très allongée (plusieurs années).

En fonction des scénarios de conversion actuels, d'ici à ce que le taux d'adoption n'atteigne son plein régime et que la chaîne d'approvisionnement du GNL ne soit financièrement autosuffisante, c'est-à-dire pour les quatre à six premières années, le gouvernement a un rôle indispensable à jouer pour diminuer les barrières à l'entrée ainsi que les obstacles. À cet effet, des incitatifs pourraient être développés sur quatre plans :

- **Programme d'aide à la conversion** : Le déploiement d'un réseau de distribution dans le Nord québécois nécessite donc un seuil critique de consommation pour être rentable. Un programme d'aide à la conversion sous la forme d'un fonds, d'une subvention, ou de crédits d'impôt allégerait le fardeau financier et le risque lié à la conversion des équipements vers le GNL et l'ajout d'éoliennes dans la production énergétique. L'envergure des programmes existants (5 millions \$ maximum pour l'AEE) doit être majorée (par exemple jusqu'à 20-30 millions \$) pour inciter une plus grande échelle de conversion que celle stimulée par le cadre normatif présent.
- **Orientation des réseaux autonomes en faveur du GNL** : Une aide gouvernementale serait déterminante pour réaliser la première démonstration mettant à l'essai de la technologie et ainsi servir d'incitatif aux conversions futures.

Actuellement, les politiques d'Hydro-Québec subventionnent largement l'électricité générée à l'aide du mazout et du diesel dans les communautés au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. Une ouverture des programmes vers l'utilisation du GNL, et l'émergence de nouvelles entreprises desservant la demande non résidentielle serait la suite logique des efforts déployés depuis de nombreuses années pour améliorer l'efficacité énergétique du Nord du Québec. Cette orientation permettrait l'atteinte d'un premier seuil de volume de consommation et viendrait stabiliser par des contrats à long terme la structure financière des joueurs offrant cette solution énergétique, permettant par le fait un approvisionnement long terme durable.

- **Fonds Capital Mines Hydrocarbures** : Doté d'une enveloppe de 1,2 milliard \$, le fonds Capital Mines Hydrocarbures géré par Ressources Québec a le mandat de « *regrouper et dynamiser la participation gouvernementale dans les projets de sociétés minières et du secteur des hydrocarbures* »<sup>19</sup>. Par l'entremise de ce fonds, le gouvernement s'est donné comme mission de soutenir le développement de projets structurant pour l'économie du Québec. À ce jour, les interventions se sont limitées au secteur des mines (exploration, construction et exploitation) et au pétrole et au gaz (exploration).

Il serait intéressant que ce fonds puisse également appuyer une ou des entreprises de distribution de gaz naturel liquéfié dans le Nord du Québec lorsque Gaz Métro et Hydro-Québec sont absents des sources d'approvisionnement ou encore servir à financer l'installation de parcs éoliens. Cette inclusion

---

<sup>19</sup> Budget 2012-2013, Gouvernement du Québec

respecterait la mission de Ressources Québec de contribuer au développement du secteur des mines et hydrocarbures.

- **Allègement réglementaire** : une entreprise qui n'a pas accès au réseau d'Hydro-Québec ou gazier devrait pouvoir faire affaire avec une entreprise privée intermédiaire spécialisée sans contrevenir à la Loi sur l'énergie. Il ne s'agit pas de remettre en question les monopoles, qui sont par ailleurs nécessaires et légitimes dans les zones urbaines du sud du Québec, mais d'introduire plus de flexibilité et de concurrence dans les territoires où ils sont absents.

## 5. CONCLUSION

---

L'approvisionnement énergétique des sites éloignés et des réseaux autonomes du Québec présente des défis significatifs étant donné leur éloignement et leur dispersion sur le territoire. Jusqu'à maintenant, les sites miniers et les collectivités nordiques étaient dépendants du diesel et du mazout pour produire leur électricité ou alimenter leurs équipements.

Ce type d'approvisionnement est cependant associé à des coûts de production énergétique (en raison des prix et de la volatilité du diesel et de son transport) et des niveaux de pollution et de risques supérieurs aux autres types de production énergétique. La solution proposée dans le présent mémoire est celle du jumelage éolien-micro GNL. Le couplage de ces deux technologies permettrait non seulement d'accroître l'efficacité énergétique et de diversifier les sources d'énergie dans le Nord du Québec, mais également de diminuer les impacts environnementaux, d'accroître la sécurité et d'améliorer la compétitivité du secteur minier.

Cependant, la fragmentation de la demande rend difficile l'adoption de la solution. Vu les importants frais fixes associés à la production et la livraison du GNL, la distribution n'est rentable que si un certain seuil critique de demande est atteint, et si un certain essaimage de l'offre et de la demande peut s'opérer. Afin de permettre une coordination de la demande, le gouvernement est appelé à mettre en place divers incitatifs pour faciliter la transition du diesel vers le GNL, et la dynamique du marché accomplira le reste de la mise en œuvre d'un nouveau modèle d'affaire visant l'approvisionnement énergétique dans le Nord québécois. Ce faisant, le gouvernement contribuera directement à des objectifs d'efficacité et de diversification énergétiques, de diminution des impacts environnementaux, de sécurité, de développement économique et d'amélioration de la compétitivité de l'industrie minière.

Nos recommandations sont donc à l'effet que le gouvernement devrait mettre en place un programme d'aide à la conversion énergétique spécifique aux réseaux autonomes et au Nord pour faciliter la conversion des équipements miniers et de partager avec les entreprises les risques inhérents à la transition. Une orientation des réseaux autonomes en faveur du jumelage éolien-micro GNL servirait également d'exemple aux entreprises et permettrait d'atteindre plus rapidement le seuil critique nécessaire à la distribution du GNL. Finalement, le fonds Capital Mines Hydrocarbures déjà mis en place par Investissement Québec, pourrait élargir l'étendue de sa mission afin d'y inclure les entreprises dont la nature des activités est porteuse et structurante pour l'industrie des ressources naturelles, du pétrole ou du gaz.

Il est donc impératif que la question de l'approvisionnement énergétique des sites éloignés et réseaux autonomes fasse partie des recommandations sur l'avenir énergétique du Québec. Le présent mémoire a démontré que le jumelage éolien-micro GNL se positionne favorablement pour répondre aux enjeux énergétiques du Nord du Québec. Ces propositions sont en lignes avec la stratégie du Québec incluant la réduction de sa consommation en produits pétroliers et l'accroissement de son indépendance énergétique, la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre, et le développement d'activités économiques structurantes au bénéfice des communautés éloignées et autochtones. Le gouvernement a la responsabilité d'analyser les sources alternatives et innovantes présentement disponibles, et le jumelage éolien-micro GNL représente la solution idéale pour le Nord. L'élan dans ce sens devrait être donné.

## 6. À PROPOS DE TUGLIQ

---

TUGLIQ ([www.TUGLIQ.com](http://www.TUGLIQ.com)) est une entreprise au capital d'action privé, dont le siège social est à Québec. L'entreprise a été mise sur pied dans le but de diversifier les sources d'énergie des minières, entreprises, et collectivités du Nord, en agissant comme intégrateur d'offre et de demande d'énergie adaptée aux contextes locaux. La combinaison privilégiée par TUGLIQ comprend du GNL (Gaz Naturel Liquéfié) de petite échelle jumelé à de l'éolien à haute pénétration, avec une proportion minoritaire de diesel restant. Une infrastructure TUGLIQ permet de réduire les coûts d'énergie d'une entreprise minière de 30 %, de diminuer considérablement la volatilité des prix de cette énergie comparativement au diesel, et de réduire substantiellement les risques de déversement arctique associés au diesel. Les solutions proposées par TUGLIQ rendent ainsi les minières plus résistantes en regard des problématiques opérationnelles particulières auxquelles elles ont à faire face (fluctuations des prix de revient des minéraux en porte-à-faux à celles des prix de l'énergie), tout en étant sources de prospérité pour les communautés locales.

# ANNEXES



## ANNEXE 1: TERRITOIRE INCLUS DANS LE NORD-DU-QUÉBEC (SECTION #2)

---



Source: Center for the North

---

## ANNEXE 2: CAPACITÉ DE PRODUCTION DU RÉSEAU AUTONOME D'HYDRO-QUÉBEC

Centrales	Énergie produite (GWh)	Coût par kWh (cents)	Coûts de production (M\$)
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>			
Cap-aux-Meules	184,7	32,5	60,0
Île-d'Entrée	1,1	32,5	0,4
<b>Nunavik</b>			
Akulivik	2,8	83,0	2,3
Aupaluk	1,2	128,0	1,5
Inukjuak	8,3	67,5	5,6
Ivujivik	1,7	101,0	1,7
Kangiqsujuaq	3,7	79,0	2,9
Kangiqsualujuaq	4,1	81,0	3,3
Kangirsuk	3,3	67,0	2,2
Kuujuaq	17,1	75,0	12,8
Kuujuarapik	10,5	68,0	7,1
Puvirnituaq	8,7	62,0	5,4
Quaqtaq	2,1	90,0	1,9
Salluit	6,5	65,0	4,2
Tasiujaq	2,2	84,0	1,8
Umiujaq	2,2	89,0	2,0
<b>Basse-Côte-Nord</b>			
Lac Robertson*	72,6	37,0	26,9
La Romaine	13,3	47,0	6,3
<b>Anticosti</b>			
Anticosti	4,5	-	-
<b>Schefferville</b>			
Schefferville	41,2	37,5	15,5
<b>Haute-Mauricie</b>			
Clova	0,8	51,0	0,4
Opitciwan	11,5	44,0	5,1
<b>TOTAL</b>	<b>404,1</b>	<b>43,5</b>	<b>175,8</b>

Note: 1- Lac Robertson inclut 3 centrales thermiques et 1 centrale hydraulique. La Romaine inclut une centrale au diesel et une hydraulique.

2- Les coûts de production en 2009 étaient de 170 M\$. Le résultat présenté dans le tableau est un estimé calculé à l'aide des coûts par kWh donnés par Hydro-Québec.

Source : Hydro-Québec (Portrait d'ensemble du réseau autonome)