

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3814-2012

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

CAUSE TARIFAIRE 2013-2014
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Distributeur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

OPTIONS TARIFAIRES EN RÉSEAUX AUTONOMES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Jean-Claude Deslauriers
Consultant en énergie

Préparé pour:
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 6 novembre 2012
Révisé le 17 décembre 2012

(Note : Les modifications sont indiquées par un trait souligné ou en marge droite. Celle-ci se trouvent en pages 11, 13, 17 (mise en forme) et 20-24, ce à quoi s'ajoutent quelques rectifications purement cléricales.)

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

RECOMMANDATION NO. 3-1 :

Nous recommandons à la Régie d'accepter les propositions de tarif pour l'énergie interruptible tant celle avec que celle sans préavis en réseaux autonomes, telle que formulées par le Distributeur, en exprimant l'orientation que le Distributeur ne l'utilisera que dans des cas d'exception afin d'éviter des investissements en équipements pour la puissance. Il appartiendra à la Régie et aux intervenants d'assurer une surveillance du suivi et des résultats obtenus.

RECOMMANDATION NO. 3-2 :

Nous recommandons à la Régie de requérir qu'Hydro-Québec Distribution dépose au prochain dossier tarifaire 2014-2015 une mise à jour avec les données 2013 du rapport de l'IREQ HQD-5, Document 1, Annexe 1 du dossier R-3550-2004 intitulé *Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages*.

RECOMMANDATION NO. 3-3 :

Nous recommandons à la Régie de requérir qu'Hydro-Québec Distribution dépose, au prochain dossier tarifaire 2014-2015, un scénario de jumelage éolien diesel avec bi-énergie en utilisant les valeurs exactes de consommation, de prix et de coût dans les différents villages du Nunavik, ceci afin de déposer une proposition de tarif bi-énergie pour de tels villages.

Cette proposition comporterait la suspension du tarif dissuasif lorsque la bi-énergie éolienne serait appliquée.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT	1
2 - PRÉSENTATION GÉNÉRALE DU RAPPORT	2
3 - LES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE PROPOSÉES PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION POUR LES RÉSEAUX AUTONOMES	3
3.1 LES DEUX OPTIONS PROPOSÉES PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION.....	3
3.2 ÉVALUATION DES OPTIONS PROPOSÉES PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION	5
3.3 CONCLUSION ET RECOMMANDATION SUR LES OPTIONS INTERRUPTIBLES PROPOSÉES PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION EN RÉSEAUX AUTONOMES.....	9
4 - PROPOSITION DE TARIF BI-ÉNERGIE POUR LES RÉSEAUX AUTONOMES	10
4.1 LE JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL (JED) DE BASSE PÉNÉTRATION.....	10
4.2 LES PROBLÈMES DU JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL (JED) À HAUTE PÉNÉTRATION	16
4.3 LE COÛT GLOBAL DE L'ÉNERGIE DANS UN VILLAGE COMME KUUJJUARAPIK	19
4.3.1 Évaluation de la consommation de fuel à Kuujjuarapik	20
4.3.2 La consommation électrique à Kuujjuarapik.....	21
4.3.3 Le coût de l'énergie pour Hydro Québec Distribution.....	21
4.3.4 Le coût de l'énergie pour la communauté à Kuujjuarapik.....	22
4.3.5 Sommaire des résultats.....	23
4.4 UNE SOLUTION: LA BIÉNERGIE LIÉE À L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	24
5 - CONCLUSION	27

1

LE MANDAT

Stratégies Énergétiques (S.É.) et l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* ont requis nos services afin de rédiger un mémoire relatif à des options tarifaires en réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution, aux fins de l'examen de sa cause tarifaire 2013-2014 devant la Régie de l'énergie (Dossier R-3814-2012).

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et à l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* afin que celles-ci puissent le déposer comme faisant partie de leur preuve devant la Régie de l'énergie.

2

PRÉSENTATION GÉNÉRALE DU RAPPORT

Lors de la plus récente étude du *Plan d'approvisionnement* d'Hydro-Québec Distribution (le *Plan d'approvisionnement 2011-2020*, traité au dossier R-3748-2010), la Régie avait constaté que des investissements importants sont prévus pour satisfaire, à court terme, la demande croissante de certains réseaux autonomes.¹ Un des intervenants environnementaux lui soulignait alors « *qu'il est nécessaire de revisiter les encadrements normatif, technologique et tarifaire sur lesquels s'appuient actuellement la conception, la planification et l'exploitation des réseaux autonomes, afin d'évaluer le coût d'opportunité des investissements « diesel » proposés par le Distributeur* ». ²

La Régie de l'énergie partageait cette vision, étant d'avis que « *le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité* ». ³

C'est dans ce cadre que, dans la présente cause tarifaire, la Régie est saisie de deux propositions d'Hydro-Québec Distribution d'options de service interruptible pour les réseaux autonomes. Nous commentons ces propositions en section 3 du présent rapport.

Ces propositions d'options de service interruptible nous apparaissent toutefois insuffisantes pour gérer les enjeux à venir de l'approvisionnement électrique des réseaux autonomes. Pour les réseaux au nord du 53^e parallèle susceptibles d'accueillir du jumelage éolien-diesel à haute pénétration nous proposons en section 4 du présent rapport que soit préparée une option additionnelle de tarif bi-énergie visant à instaurer le cadre tarifaire préalable qui permettra de maximiser les avantages pour Hydro-Québec de tels jumelages.

¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3748-2010, Décision D-2011-162, page 102, parag. 373.

² **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3748-2010, Décision D-2011-162, page 103, parag. 374.

³ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3748-2010, Décision D-2011-162, page 103, parag. 375.

3

LES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE PROPOSÉES PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION POUR LES RÉSEAUX AUTONOMES

3.1 LES DEUX OPTIONS PROPOSÉES PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

En réponse à l'invitation faite par la Régie de l'énergie au Distributeur de « *considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité* »⁴, Hydro-Québec Distribution propose au présent dossier deux options d'énergie interruptible spécifiques aux réseaux autonomes.

Hydro-Québec Distribution souligne en effet que « *les options d'électricité interruptible actuellement en vigueur au texte des Tarifs et conditions du Distributeur ne répondent pas aux besoins du Distributeur dans les réseaux autonomes, tant par le montant des crédits que par les modalités applicables. C'est pourquoi le Distributeur a exploré l'avenue d'options mieux adaptées avec l'interruption, partielle ou complète, de la charge des clients participants qui permettrait qui permettrait le report d'investissements liés aux ajouts de capacités et ce, au moindre coût* ».⁵

Hydro-Québec propose ainsi deux options de service interruptible :

- Une option avec préavis où le Distributeur s'engage à aviser le client au moins 2 heures à l'avance avec une durée d'interruption minimum de 4 heures et une occurrence maximum de 2 fois par jour durant la période de pointe du 1^{er} novembre au 1^{er} mars et
- Une option sans préavis où le client accepte d'être délesté à tout moment selon les besoins du Distributeur, option qui serait en vigueur toute l'année.

L'option avec préavis offre des crédits ayant une composante fixe en fonction de la durée et de la puissance interrompue et ayant une composante variable en fonction de la durée de l'énergie interrompue. La composante variable diffère entre les réseaux autonomes situés au nord et au sud du 53^e parallèle :

⁴ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3748-2010, Décision D-2011-162, page 103, parag. 375.

⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3814-2012, Pièce B-0051, HQD-12, Document 2, Page 19.

- ❑ Le crédit au sud est de 38 ¢/kWh.
- ❑ Au nord il est de 57 ¢/kWh pour tenir compte des coûts de transport du carburant.

Hydro-Québec Distribution indique qu'elle « fixera annuellement pour chaque réseau, chaque option et chaque client, les quantités minimale et maximale de puissance interruptible dont il entend se prévaloir. Si le Distributeur ne fixe pas de quantité pour un réseau, il est réputé ne pas avoir besoin d'électricité interruptible pour ce réseau ». ⁶

Les exemples du Distributeur illustrent que la composante variable donne des crédits plus importants lorsque le nombre d'heures d'interruption s'approche du maximum autorisé de 100 heures. ⁷

⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3814-2012, Pièce B-0051 HQD-12, Document 2, page 19.

⁷ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3814-2012, Pièce B-0051, HQD-12, Document 2, page 21, tableau 10.

3.2 ÉVALUATION DES OPTIONS PROPOSÉES PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Dans l'option interruptible avec préavis proposée par le Distributeur, le crédit fixe tient compte principalement des coûts de capitalisation. Le crédit variable est quant à lui directement associé au coût du combustible.

Ces crédits sont-ils raisonnables, efficaces et susceptibles d'intéresser les clients potentiels dans les réseaux qui ont des besoins reconnus ?

Deux paramètres sont suffisants, aux fins des présentes, pour nous permettre d'évaluer le crédit variable proposé par Hydro-Québec Distribution pour son option interruptible avec préavis :

- Le rendement des moteurs diesel des réseaux autonomes et
- Le prix du carburant dans les réseaux visés.

Nous les examinons ci-après.

Le rendement des moteurs diesel des réseaux autonomes est régulièrement déposé aux plans d'approvisionnement du Distributeur.⁸ En réponse à une demande de renseignement de nos clientes SÉ-AQLPA, Hydro-Québec Distribution a mis à jour ce rendement :

Tableau 1
Rendement des moteurs diesel des réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution⁹

Réseau autonome diesel	Rendement des moteurs diesel (kWh/litre)	FU
Îles-de-la-Madeleine		
Cap-aux-Meules	4,71	55
Basse Côte-Nord		
La Romaine	3,87	46.2
Anticosti (Port-Menier)	3,63	49.4
Haute-Mauricie		
Clova	3,00	42
Opitciwan	3,45	45
Nunavik		
Akulivik	3,50	57
Aupaluk	3,60	51
Inukjuak	3,80	61
Ivujivik	3,19	56
Kangijsujuaq	3,43	60
Kangijsualujuaq	3,44	58
Kangirsuk	3,51	54
Kuujuaq	3,67	62
Kuujuarapik	3,60	67
Puvirnituk	3,74	64
Quaqtaq	3,40	59
Salluit	3,72	60
Tasiujaq	3,31	56
Umiujaq	3,51	57
Schefferville		
Schefferville*	n/a	54

On constate de ces informations qu'il existe une grande diversité dans le rendement des moteurs diesel du Distributeur en réseaux autonomes.

Une analyse plus poussée à partir des informations du dernier plan d'approvisionnement (qui indique la taille des moteurs¹⁰) montre une corrélation entre le rendement et la puissance de ces moteurs.

⁸ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3748-2010, Pièce B-0007, HQD-2, Document 2, Annexe 9, page 75 (non modifiée, en cette page, par la pièce B-0019).

⁹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3814-2012, Pièce B-0093, HQD-13, Document 12, Page 19, Réponse à S.É.-AQLPA-1.21 c).

Cette constatation permet de conclure qu'en général le rendement de moteurs diesel d'urgence sera plus faible que le rendement des moteurs diesel réguliers du Distributeur, qui sont de plus grande capacité. Cette constatation amène deux conséquences fâcheuses incidentes :

- D'une part le remplacement de groupes diesel du Distributeur par des groupes d'urgence des clients (ce qui peut survenir lorsqu'un client accepte de s'interrompre du réseau) accroît la pollution atmosphérique ainsi que les gaz à effet de serre pour la même énergie produite.
- D'autre part les coûts variables de production seront plus élevés pour un client s'alimentant par son propre moteur diesel (ie. d'urgence) que lorsque la production diesel émane du Distributeur.

* * *

Pour évaluer la justesse du crédit variable proposé par Hydro-Québec Distribution pour l'option, nous avons constitué le tableau suivant qui donne le coût de production en fonction du prix de marché du mazout et en fonction du rendement des moteurs. L'on sait que le rendement des moteurs du Distributeur est souvent près de 3,70 kWh/litre alors que celui des diesels d'urgence sera de l'ordre de 3,03 kWh/litre.

Tableau 2

Coûts d'opération du mazout (léger no_2) en ¢/kWh en relation avec les rendements de moteurs diesel et le prix de marché du mazout

Prix de marché du mazout (\$/litre)	Rendement des moteurs diesel (Litres/kWh et kWh/litre)					
	0,25 l/KWh	0,27 l/KWh	0,28 l/KWh	0,29 l/KWh	0,33 l/KWh	0,36 l/KWh
	4,00 kWh/l	3,70 kWh/l	3,57 kWh/l	3,45 kWh/l	3,03 kWh/l	2,78 kWh/l
0,70	17,50	18,90	19,60	20,30	23,10	25,20
0,90	22,50	23,40	25,20	26,10	29,70	32,40
1,10	27,50	29,70	30,80	31,90	36,30	39,60
1,30	32,50	35,10	36,40	37,70	42,90	46,80
1,50	37,50	40,50	42,00	43,50	49,50	54,00
1,70	42,50	45,90	47,60	49,30	56,10	61,20
1,80	45,00	48,60	50,40	52,20	59,40	64,80
2,00	50,00	54,00	56,00	58,00	66,00	72,00

* * *

¹⁰ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3748-2010, Pièce B-7₁ HQD-2, Document 2, Annexe 9₁ page 75.

De l'avis même du Distributeur il n'y aurait que peu de clients potentiels susceptibles de se prévaloir de son option interruptible proposée pour les réseaux autonomes. Seuls deux candidats au tarif M sont identifiés, le premier aux Îles-de-la-Madeleine et le second dans le réseau d'Opitciwan. A Opitciwan, Il s'agit d'un client industriel ayant une charge à la pointe d'environ 750 kW, ce qui représente environ le quart de la charge totale de ce réseau autonome.

Nous ne disposons pas du prix du combustible effectif pour chaque réseau autonome de façon à pouvoir évaluer pleinement les options interruptibles proposées ; nous n'avons pas obtenu réponse à une demande de renseignement sur la question. Sur le site Internet de la Régie, on trouve pour la Jamésie en général un prix pour le mazout léger no. 2 un prix de 1,1797 \$/litre alors que le prix, pour la Mauricie en général, serait de 1,0114 \$/litre.¹¹

- A Opitciwan, localité éloignée de la Haute-Mauricie, il nous semble que le prix devrait cependant être plus proche de celui de la Jamésie soit 1,18 \$/litre (et non celui de la Mauricie, compte tenu de l'éloignement), ce qui correspond, pour des moteurs de faible rendement, à un coût se situant entre 36,30 ¢/kWh et 42,90 ¢/kWh. A partir du tableau précédent, on peut donc conclure que le crédit variable proposé par Hydro-Québec Distribution de 38 ¢/kWh ne sera pas très efficace pour convaincre les clients potentiels à Opitciwan.
- Toutefois, en supposant un prix de combustible au nord du 53^e parallèle, de 1,50 \$/litre, et des rendements inférieur à 3,00 kWh/litre, on peut conclure que le prix de 57 ¢/kWh au nord du 53^e parallèle est raisonnable mais ne présente pas non plus un incitatif important pour les clients potentiels. Au Nunavik, le prix affiché du combustible sur le site Internet de la Régie est de 1,8136 \$/litre qui correspond à un coût de production de 60 ¢/kWh. Encore là, si ce prix est correct, le crédit offert ne constitue pas un bon incitatif au Nunavik.

¹¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, *Bulletin d'information sur les prix des produits pétroliers au Québec*, volume 15, no. 44, semaine du 29 octobre 2012, archivé à <http://collections.banq.qc.ca/ark:/52327/15848> (Bulletin courant à http://www.regie-energie.qc.ca/energie/releve_hebdo_essence/bulletin.pdf), Tableau 4, page 6.

3.3 CONCLUSION ET RECOMMANDATION SUR LES OPTIONS INTERRUPTIBLES PROPOSÉES PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION EN RÉSEAUX AUTONOMES

Sur le strict plan de la consommation énergétique, dans une perspective de lutte à la pollution atmosphérique et de lutte aux gaz à effet de serre, une option d'énergie interruptible en réseau autonome est néfaste compte tenu du moindre rendement des génératrices diesel d'urgence que des clients interrompus pourraient avoir pour pratique d'utiliser.

De plus, le crédit variable proposé par Hydro-Québec Distribution pour l'option interruptible en réseau autonome avec préavis est peu attrayant.

Cependant il faut laisser l'opportunité au Distributeur d'avoir recours à l'option interruptible en réseau autonome en instaurant un tel tarif et en exprimant l'orientation que le Distributeur ne l'utilisera que dans des cas d'exception afin d'éviter des investissements en équipements pour la puissance. Il appartiendra à la Régie et aux intervenants d'assurer une surveillance du suivi et des résultats obtenus.

RECOMMANDATION NO. 3-1 :

Nous recommandons à la Régie d'accepter les propositions de tarif pour l'énergie interruptible tant celle avec que celle sans préavis en réseaux autonomes, telle que formulées par le Distributeur, en exprimant l'orientation que le Distributeur ne l'utilisera que dans des cas d'exception afin d'éviter des investissements en équipements pour la puissance. Il appartiendra à la Régie et aux intervenants d'assurer une surveillance du suivi et des résultats obtenus.

4

PROPOSITION DE TARIF BI-ÉNERGIE POUR LES RÉSEAUX AUTONOMES**4.1 LE JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL (JED) DE BASSE PÉNÉTRATION**

Tel que mentionné au début du présent rapport, la Régie avait énoncé que le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité.¹²

Cette requête de la Régie n'est certainement pas satisfaite par l'instauration du nouveau tarif pour l'énergie interruptible vu plus haut et qui a peu de chance de trouver preneurs.

Il y aurait cependant lieu d'examiner d'autres options tarifaires pour les réseaux autonomes, qui tiennent compte de la volonté générale d'Hydro-Québec Distribution, et acceptée par la Régie, de procéder à terme à un déploiement du jumelage éolien-diesel (JED) dans les réseaux du Nunavik particulièrement. Hydro-Québec Distribution affirme en effet :

*La mise en place de solutions de rechange à l'utilisation du diesel pour la production d'électricité constitue une priorité du Distributeur. Vu la part importante des coûts de carburant, toute réduction de consommation entraîne des économies appréciables. Dans l'éventualité où les résultats des deux projets pilotes de JED au Nunavik sont concluants, il poursuivra le déploiement de cette technologie dans toutes les communautés où ce sera économiquement justifié de le faire et sous réserve de l'acceptation par le milieu.*¹³

Les différents appels d'offre éoliens faits au Québec ont produit des prix concurrentiels pour l'énergie éolienne variant de 9 ¢/kWh à 12 ¢/kWh. Pour les fins de notre analyse, considérons le prix maximum de 12 ¢/kWh comme réaliste. Évidemment, ce prix est applicable pour de très grands parcs éoliens et ne peut servir de référence pour de petits systèmes sans être adapté et interprété. Le scénario de travail suivant permettra de trouver les paramètres qui peuvent permettre une transposition de prix adaptée à de petits réseaux autonomes.

¹² **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3748-2010, Décision D-2011-162, page 103.

¹³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3776-2011, Pièce B-0058, HQD-13, Document 1 page 27.

Scénario de travail pour de grands parcs éoliens :

Un parc éolien de 150 000 kW.
 Coût global 3000 \$/kW = 450 000 000 \$.
 Coût annuel de capitalisation 10 % x 450 M\$ = 45 000 000\$.
 Vitesse du vent 6,3 m/s, F.U. = 30 %.
 Énergie disponible $\equiv 8760 \text{ h.} \times 30 \% \times 150\,000 \text{ kW} = 394\,200\,000 \text{ kWh par an.}$
 Taux de pénétration $\equiv 150\,000 \text{ kW} / 40\,000\,000 \text{ kW} = 0,375 \%$.
 Énergie absorbé par le réseau = 100 %.
 Coût unitaire de capitalisation $\equiv 45 \text{ M\$} / 394 \text{ GWh} = 11,4 \text{ ¢/kWh.}$
 Coût d'entretien $\equiv 2 \text{ ¢/kWh.}$
Coût total = 13,4 ¢/kWh.

Ces paramètres sont connus et sont assez réalistes pour servir de modèle à des évaluations de projets éoliens. La difficulté consiste donc à les transposer dans la situation d'un réseau autonome pour obtenir un coût de production réaliste pour un parc éolien de très petite dimension dans un tel réseau. Les deux paramètres qui vont changer de façon significative sont le coût de construction et le taux d'absorption de l'énergie par le réseau.

Les coûts de construction (qui sont approximativement de 3000 \$/kW dans les grands parcs du réseau intégré) vont plus que doubler en tenant du facteur d'échelle et des problèmes d'éloignement et d'infrastructure. Présumons un coût de l'ordre 8500 \$/kW.

Le taux d'absorption c'est-à-dire le *ratio* entre la quantité d'énergie absorbée et la quantité d'énergie disponible dépend directement du taux de pénétration éolien, c'est-à-dire le *ratio* entre la puissance éolienne disponible et la charge du réseau. Dans le réseau intégré, ce *ratio* est très inférieur à 10 % et le taux d'absorption est presque de 100 %, c'est-à-dire que toute l'énergie disponible est absorbée par le réseau.

Dans un réseau isolé, la difficulté consiste donc à trouver le taux d'absorption par le réseau de l'énergie disponible. Ce taux dépend évidemment de la corrélation coïncidente entre la disponibilité aléatoire du vent et la présence variable de la charge et ne peut être trouvé que par simulation.

On trouve dans le manuel du logiciel RETScreen® pour projets de centrale éolienne, le tableau suivant qui présente la relation entre le taux de pénétration et le taux d'absorption :

Tableau 3
Modèle RETScreen® pour projets de centrale éolienne (ÉOLE). - Taux d'absorption de l'énergie éolienne suggéré pour les applications en réseau isolé et hors réseau ¹⁴

Vitesse moyenne du vent (m/s)	Taux de pénétration éolien (TPE)			
	0 %	10 %	20 %	30 %
0	100 %	100 %	100 %	100 %
4,9	100 %	98 %	96 %	93 %
5,6	100 %	98 %	94 %	90 %
6,3	100 %	98 %	93 %	87 %
6,9	100 %	97 %	92 %	84 %
8,3	100 %	96 %	90 %	82 %

Comme on peut le voir dans le Tableau [précédent], le taux d'absorption de l'énergie éolienne suggéré varie en fonction de la vitesse du vent et du taux de pénétration éolien. Il est calculé pour la vitesse du vent à la hauteur du moyeu. Les valeurs du Tableau 1 sont issues de simulations faites pour établir la quantité d'énergie éolienne fournie à partir de centrales qui seraient installées dans des communautés éloignées (c.-à-d. en réseau isolé et hors réseau). Les simulations considèrent des combinaisons de différents régimes de vent, profils de charge et courbes de puissance d'équipements. Les résultats détaillés peuvent être trouvés dans le manuel de Rangit et coll. (1992). ¹⁵

Quel serait un scénario réaliste pour répondre à la situation d'un réseau autonome ?

Prenons comme référence un village comme Kuujuarapik dont les moteurs sont déjà très avancés en âge. Ce village avait en 2011 une charge de 2,04 MW et une consommation d'énergie de 11,56 GWh. ¹⁶ Un projet éolien dans ce village pourrait donc avoir les caractéristiques suivantes :

¹⁴ **GOVERNEMENT DU CANADA, RESSOURCES NATURELLES, RETSCREEN® INTERNATIONAL**, *Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen®*, Chapitre Analyse de projets de centrale éolienne, http://www.etscreen.net/fr/manuel_eole.html accessible à partir de http://www.etscreen.net/fr/g_win.php, page 19.

¹⁵ **GOVERNEMENT DU CANADA, RESSOURCES NATURELLES, RETSCREEN® INTERNATIONAL**, *Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen®*, Chapitre Analyse de projets de centrale éolienne, http://www.etscreen.net/fr/manuel_eole.html accessible à partir de http://www.etscreen.net/fr/g_win.php, page 19.

¹⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3748-2010, Pièces B-0007 et B-0019, HQD-2, Document 2, Annexe 7 page 55, v. r. 2011-01-19.

Projet éolien à Kuujjuarapik

Une éolienne de 500 kW.

Coût global $8500 \text{ \$/kW} \times 500 \text{ kW} = 4,25 \text{ M\$}$.

Coût annuel de capitalisation $10 \% \times 4,25 \text{ M\$} = 425\,000 \text{ \$}$.

Vitesse du vent 6,3 m/s, F.U. = 30 %.

Taux de pénétration $\equiv 500 \text{ kW} / 2\,000 \text{ kW} = 25 \%$.

Énergie disponible $\equiv 8760 \text{ h} \times 30 \% \times 500 \text{ kW} = 1\,314\,000 \text{ kWh par an}$.

Énergie absorbée par le réseau $\equiv 90 \% \times 1\,314\,000 \text{ kWh} = 1\,182\,600 \text{ kWh par an}$.

Coût unitaire de capitalisation $= 425\,000 \text{ \$} / 1\,182\,600 \text{ kWh} = 35,938 \text{ ¢/kWh}$.

Coût d'entretien $\equiv 3 \text{ ¢/kWh}$.

Coût total $\equiv 38,938 \text{ ¢/kWh}$.

Ce scénario est réaliste et montre un coût de production éolien plus faible que le coût du seul mazout qui est de 42 ¢/kWh comme affiché au tableau 2 pour un prix du mazout de 1,50 \$/litre et un rendement de 3,57 kWh/litre qui est celui de Kuujjuarapik comme affiché au tableau 1. Le coût total d'une centrale éolienne est donc certainement beaucoup plus faible que le coût de production total d'une centrale diesel au Nunavik surtout en tenant des coûts d'entretien. La liste suivante tirée du document déposé par le Distributeur au dernier dossier tarifaire est très éloquente :

Tableau 4
Coût de production par réseau autonome.¹⁷

ENDROIT	Coût de production par village 2010 en ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine	36
Lac Robertson	38
Schefferville	39
Opitciwan	44
La Romaine	46
Clova	50
Port Meunier	65
Salluit	64
Puvirnituaq	62
Kangirsuk	67
Inukjuak	68
Kuujjuarapik	72
Kuujjuaq	74
Kangiqsujuaq	79
Kangiqsualujjuaq	82
Akulivik	83
Tasiujaq	86
Umiujaq	88
Quaqtaq	90
Ivujivik	102
Aupaluk	126

Selon ce tableau, pour qu'une éolienne à basse pénétration ne soit pas rentable au Nunavik, il faudrait que son coût global de construction dépasse à Puvirnituaq 13_688 \$/kW et à Aupaluk, il faudrait que ce coût de construction dépasse 28_200 \$/kW, ce qui serait des plus improbable.

Au dossier R-3550-2004, le rapport de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)¹⁸ montrait que la production éolienne dans plusieurs villages du Nunavik aurait une valeur

¹⁷ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3776-2011, Pièce B-0058, HQD-13, Document 1, Fig. 1, page 12.

actualisée nette (VAN) négative alors que le prix du mazout était de 0,70 \$/litre. Maintenant que le prix du mazout dépasse facilement 1,50 \$/litre, la production éolienne dans tous les villages du Nunavik montrerait une VAN positive y compris Kuujuaq dont le vent est le plus faible.

RECOMMANDATION NO. 3-2 :

Nous recommandons à la Régie de requérir qu'Hydro-Québec Distribution dépose au prochain dossier tarifaire 2014-2015 une mise à jour avec les données 2013 du rapport de l'IREQ HQD-5, Document 1, Annexe 1 du dossier R-3550-2004 intitulé *« Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages. »*

¹⁸ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3550-2004, Pièce HQD-5, Document 1, Annexe 1, Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – établissement des configurations et van optimales pour les quatorze villages – mise à jour 2004.

4.2 LES PROBLÈMES DU JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL (JED) À HAUTE PÉNÉTRATION

Le jumelage éolien-diesel (JED) à haute pénétration c'est-à-dire le JED avec autant puissance éolienne que la pointe de charge présente deux problèmes. D'abord, il présente un problème de stabilité de réseau lorsque l'on veut éliminer les groupes diesel. La solution proposée par l'IREQ et mise de l'avant par le Distributeur est d'équiper le réseau d'un compensateur synchrone. Cette solution est dispendieuse surtout pour les petits réseaux et sa performance pour gérer correctement la fréquence reste à démontrer. Le second problème est celui de l'énergie excédentaire qui peut être très importante. Plus le taux de pénétration est élevé plus il y a d'énergie excédentaire qui est perdue. Plusieurs solutions valables ont été proposées par l'industrie comme des batteries, des condensateurs, de la réserve hydroélectrique pompée, des volants d'inertie et d'autres. Le volume d'énergie excédentaire croît avec le taux de pénétration et peut atteindre des valeurs significatives qu'il vaut la peine de considérer. Le tableau 5 suivant, que nous avons constitué, montre cette évolution de l'énergie excédentaire et montre aussi que l'énergie éolienne peut être rentable jusqu'à des valeurs de pénétration importante.

Tableau 5 - Calcul de l'énergie excédentaire

Énergie annuelle consommée en kWh	11 000 000	11 000 000	11 000 000	11 000 000	11 000 000
Charge de pointe en MW	2000	2000	2000	2000	2000
Nombre d'éoliennes	1	3	5	7	10
Puissance éolienne totale en kW	500	1500	2500	3500	5000
Coût unitaire en \$/kW	8500	7500	6750	6500	6000
Coût total en \$	4 250 000	11 250 000	16 875 000	22 750 000	30 000 000
Coût annuel de capitalisation 10% en \$	425 000	1 125 000	1 687 500	2 275 000	3 000 000
Taux de pénétration en %	25%	75%	125%	175%	250%
Énergie éolienne disponible en kWh/an	1 314 000	3 942 000	6 570 000	9 198 000	13 140 000
Taux d'absorption par le réseau en %	90,00%	70,00%	60,00%	50,00%	36,00%
Énergie absorbée en kWh/an	1 182 600	2 759 400	3 942 000	4 599 000	4 730 400
Énergie excédentaire en kWh/an	131 400	1 182 600	2 628 000	4 599 000	8 409 600
Coût unitaire de capitalisation en ¢/kWh	35,938	40,770	42,808	49,467	63,420
Coût éolien unitaire en ¢/kWh	38,938	43,770	45,808	52,467	66,420
Production diesel en kWh/an	9 817 400	8 240 600	7 058 000	6 401 000	6 269 600
Économie de mazout en kWh/an	1 182 600	2 759 400	3 942 000	4 599 000	4 730 400
Économie de carburant en litres/an	331 128	772 632	1 103 760	1 287 720	1 324 512
Coût du mazout en \$/litre	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Économie de mazout en \$/an	496 692 \$	1 158 948 \$	1 655 640 \$	1 931 580 \$	1 986 768 \$
Paramètres constants					
Vitesse du vent en m/s	6,3				
F. U. en %	30				
Éoliennes Coût d'entretien en ¢/kWh	3				
Coût du mazout en \$/litre	1,5				
Coût unitaire du mazout en ¢/kWh	42				
Diesel Coût d'entretien en ¢/kWh	8				

Le tableau reprend donc les paramètres d'un projet éolien éventuel au village de Kuujuarapik tels que vus précédemment en faisant augmenter la quantité d'éoliennes jusqu'à ce que le coût unitaire éolien devienne approximativement égal au prix de production de la centrale diesel sans tenir compte de la capitalisation de celle-ci, c'est-à-dire 42 ¢/kWh pour le combustible et 8 ¢/kWh pour l'entretien pour un total de 50 ¢/kWh. Pour atteindre moyen d'éoliennes un coût

unitaire qui serait élevé qu'une centrale diesel, on obtiendrait selon ce tableau
approximativement 4 000 000 kWh/an d'énergie excédentaire avec 6 éoliennes de 500 kW.

Cette énergie excédentaire est gratuite (en ce sens qu'elle est déjà incluse au coût de
production des éoliennes), mais comment peut on l'utiliser ?

Notre proposition est de l'utiliser en chauffage, en mode de biénergie lié à la présence d'une
puissance éolienne suffisante.

La prochaine section fait une analyse technico-économique de cette proposition.

4.3 LE COÛT GLOBAL DE L'ÉNERGIE DANS UN VILLAGE COMME KUUJJUARAPIK

La présente section fait l'analyse de la situation énergétique dans ce village de façon à mesurer si possible l'impact des différentes stratégies de développement actuellement en place comme les interventions commerciales (le tarif d'électricité dissuasif) ou le PGEE pour réduire la consommation et les subventions accordés au chauffage au mazout et regarder en même temps les moyens de production que le Distributeur pourrait envisager. D'abord en reprenant les données du Distributeur, voici la consommation énergétique globale à Kuujjuarapik, celle-ci est basée sur le dernier plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution déposé en 2010.

Tableau 6

La consommation annuelle d'énergie à Kuujjuarapik (2010-2020) ¹⁹

	2010	2020	Taux annuel moyen de croissance 2010-2020
Nombre d'abonnements domestiques et agricoles	459	547	1,8
Avec interventions commerciales			
Ventes d'énergie après PGEE (en GWh)	10,82	13,54	2,3
PGEE (en GWh)	0,062	0,279	
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	0,67	0,84	2,3
Production d'énergie (en GWh)	11,49	14,37	2,3
Pointe annuelle (en MW)	2,03	2,58	2,4
Sans interventions commerciales			
Ventes d'énergie après PGEE (en GWh)	32,32	40,57	2,3
PGEE (en GWh)	0,062	0,279	
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	2,02	2,54	2,3
Production d'énergie (en GWh)	34,34	43,11	2,3
Pointe annuelle (en MW)	9,5	12,07	2,4
Contribution des interventions commerciales			
Production d'énergie (en GWh)	22,84	28,73	
Pointe annuelle (en MW)	7,47	9,5	

¹⁹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier 3748-2010 Pièce B-0007 et B-0019, HQD-2, Document 2, Annexe 7, page 55, v. r. 2011-01-19.

4.3.1 Évaluation de la consommation de fuel à Kuujjuarapik

L'estimation faite par Hydro-Québec de ce que serait la consommation d'énergie électrique sans les interventions commerciales c'est à dire sans le tarif dissuasif n'est pas expliqué dans la référence citée. On peut penser que le raisonnement qui a servi à cette évaluation est le suivant : On sait combien de combustible est consommé dans la communauté pour le chauffage et on calcule ensuite avec les rendements de machines diesel la quantité de GWh requis.

Cette estimation fournit une bonne valeur de référence pour estimer la quantité de fuel consommée pour le chauffage dans la communauté.

On peut donc conclure que, selon Hydro-Québec, la valeur de 32,32 GWh/an fournie au tableau précédent représenterait la consommation globale de Kuujjuarapik avec le chauffage. En enlevant la consommation régulière électrique de ce village de 10,82 GWh/an, il en résulte que les besoins de chauffage représenteraient l'équivalent de 21.5 GWh/an, selon HQD [...].

Le Distributeur Hydro-Québec au dossier R-3648-2007 a fourni son évaluation de cette équivalence qu'il situe à 7,5118 kWh/litre dans sa méthodologie de calcul du prix plafond du fuel au Nunavik.²⁰

En appliquant cette équivalence à la quantité estimée de chauffage de 21.5 GWh/an qui a été affichée au tableau 6 précédent, on trouve une consommation totale de fuel pour le chauffage de 2 862 163 litres/an pour la communauté de Whapmagoostui-Kuujjuarapik.

²⁰ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-19, HQD-3, Document 6, page 40, Tableau R-16.7 en réponse 16.7 au GRAME.

4.3.2 La consommation électrique à Kuujjuarapik

La quantité d'électricité consommée à Kuujjuarapik quant à elle est de 10,82 GWh/an, selon le dernier plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution telle que reproduite au même tableau précédent no 6.²¹

4.3.3 Le coût de l'énergie pour Hydro Québec Distribution

Le coût du fuel pour Hydro-Québec Distribution à Kuujjuarapik

Le coût affiché pour le fuel au Nunavik est actuellement de 1,79 \$/litre selon le dernier relevé de la Régie de l'énergie.²² Nous avons toutefois considéré dans tous nos calcul un coût pour Hydro-Québec plus faible pour 2010 (l'année de nos autres données), soit 1,50 \$/litre.

Le coût pour Hydro-Québec du prix plafond de 39,1 ¢/litre fixant sa subvention au mazout au Nunavik est donc de 3 180 000 litres/an x (1,50\$/litre – 0,391 \$/litre) = **3 174 138 \$.**

Le coût de l'électricité pour Hydro-Québec Distribution à Kuujjuarapik

On a vu au tableau 4 sur le classement des communautés en fonction du coût de production électrique en 2010 que celui-ci, à Kuujjuarapik, est estimé par le Distributeur à 0,72 \$/kWh. Ce coût de 72 ¢/kWh est actuellement très optimiste compte tenu de l'âge des moteurs et du prix réel du combustible.

Cette valeur de 72 ¢/kWh donne un coût de production annuel brut à Kuujjuarapik de 8 272 800 \$/an, duquel il faut évidemment soustraire le revenu reçu par Hydro-Québec de la communauté.

Le coût global de l'énergie pour Hydro-Québec Distribution à Kuujjuarapik

Donc le coût global pour Hydro Québec de l'énergie (électricité + subvention au mazout) à Kuujjuarapik est de **11 446 938 \$/an, moins le revenu reçu de la communauté. (Note : tel que vu plus loin, ce revenu reçu serait de 649 200 \$/an, ce qui donne un coût net pour Hydro-Québec de 10 797 738 \$/an).**

²¹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier 3748-2010 Pièce B-0007 et B-0019, HQD-2, Document 2, Annexe 7, page 55, v. r. 2011-01-19.

²² RÉGIE DE L'ÉNERGIE, *Bulletin d'information sur les prix des produits pétroliers au Québec*, volume 15, no. 44, semaine du 29 octobre 2012, archivé à <http://collections.banq.qc.ca/ark:/52327/15848> (Bulletin courant à http://www.regie-energie.qc.ca/energie/releve_hebdo_essence/bulletin.pdf), Tableau 4, page 6.

4.3.4 Le coût de l'énergie pour la communauté à Kuujjuarapik

Le coût de l'énergie électrique pour la communauté à Kuujjuarapik

La consommation de l'électricité en 2010 dans la communauté a été de 10,82 GWh. Il y avait 459 abonnés. La consommation moyenne par jour et par abonné était donc de 64,5 kWh.²³

Pour calculer le coût de l'électricité pour la communauté de Kuujjuarapik, l'on doit prendre un tarif moyen qui serait en 2010 approximativement de 6 ¢/kWh compte tenu des clients institutionnels et de la limite de 30 kWh par jour facturé à 5,4 ¢/kWh. Comme on ne sait pas combien de clients sont facturés au tarif dissuasif, ni combien de clients omettent de payer leur facture, on ne peut pas en tenir compte et le calcul qui suit n'est donc qu'une approximation.

Coût de l'énergie électrique = 10 820 000 kWh x 6,0 ¢/kWh = 649 200 \$ par année.

Le coût de chauffage pour la communauté à Kuujjuarapik

Dans sa réponse R-16.6 au GRAME au dossier R-3648-2010, Hydro-Québec Distribution nous indique que le prix plafond du mazout était de 36,97 ¢/litre aux fins de l'établissement des tarifs du Nunavik de l'année 2008.²⁴ En réponse R-4.11 au GRAME au présent dossier, Hydro-Québec Distribution indique que ce prix plafond du mazout est de 39,1 ¢/litre aux fins de l'établissement des tarifs du Nunavik de l'année 2010.²⁵

La consommation de fuel à Kuujjuarapik est estimée à la section 2.2.4 du présent rapport à 2 862 163 litres. Avec un prix plafond de 39,1 ¢/litre, cela donne un **coût de 1 119 105 \$/an** pour le chauffage à Kuujjuarapik.

Le coût global de l'énergie pour la communauté à Kuujjuarapik

Le coût global pour la communauté pour la consommation de toute l'énergie utilisée est donc de 649 200 \$/an + 1 119 105 \$/an = 1 768 305/an \$.

²³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3748-2010, Pièces B-0007 et B-0019, HQD-2, Document 2, Annexe 7, page 55, v. r. 2011-01-19.

²⁴ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3748-2010, Pièce B-0019, HQD-3, Document 6, page 40, Réponse R-16.6 au GRAME.

²⁵ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3814-2012, Pièce B-0089, HQD-13, Document 8, page 31, Tableau R-4.11,

4.3.5 Sommaire des résultatsTableau 7
Sommaire des résultats (\$)

COÛT POUR LA COMMUNAUTÉ	
Énergie électrique	<u>649 200,00</u>
Chauffage au mazout	<u>1 119 105,00</u>
Total	<u>1 768 305,00</u>
COÛT POUR HYDRO-QUÉBEC	
Énergie électrique	<u>8 272 800,00</u>
<u>Moins revenu reçu de la communauté</u>	<u>- 649 200,00</u>
<u>Subvention au chauffage au mazout</u>	<u>3 174 138,00</u>
Total	<u>10 797 738,00</u>
TOTAL	<u>12 566 043,00</u>

Ces résultats sont approximatifs mais ils sont néanmoins indicatifs d'une situation onéreuse dont il ne peut y avoir d'issue autre que de trouver des moyens de production électrique plus efficaces que de brûler du mazout.

L'énergie éolienne constitue certainement une solution efficace qui peut devenir doublement rentable si on applique un tarif bi-énergie au chauffage électrique lié à la quantité d'énergie éolienne.

4.4 UNE SOLUTION: LA BIÉNERGIE LIÉE À L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

L'idée de base de notre proposition consiste à utiliser le plus possible l'énergie excédentaire dont il a été montré à la section 4.2 au tableau 5 qu'elle peut être très importante dans un contexte de production éolienne à haute pénétration (200 %). Aussi il faut s'assurer que le chauffage ne soit jamais fourni par la centrale diesel alors que l'énergie éolienne excédentaire est gratuite.

Puisque le rendement d'un élément chauffant électrique dans la même fournaise aura un rendement de plus de 90 %, n'étant limité que par les pertes du système, notre proposition consiste donc à encourager le chauffage électrique dans les moments où la présence d'une production éolienne importante dépasse les besoins de base de la communauté. Pour ce faire, il suffit d'ajouter un élément chauffant à la fournaise et de doter celle-ci d'un compteur intelligent capable d'interrompre cet élément chauffant. L'on pourrait également associer le chauffe eau à cette même fonctionnalité à peu de frais. Le présent rapport ne prétend pas constituer une analyse de coût détaillée de cette opportunité mais suggère simplement une valeur de référence des bénéfices potentiels pour le Distributeur et la Communauté. Présumons que le nouveau compteur coûte 500 \$ et que l'élément chauffant installé coûte aussi 500 \$ pour un total de 1000 \$ par abonnement. A Kuujuarapik il y a **459** abonnements ; donc il s'agit d'un investissement de près de 500 000 \$.

L'évaluation de la quantité d'énergie résiduelle qui peut être recupérée par une approche de bi-énergie est extrêmement difficile à évaluer et ne peut se faire que par des techniques de simulation horaire complète incluant la disponibilité du vent, les variations de la charge régulière, les variations des besoins de chauffage, le tout analysé avec différents scénarios de pénétration et différents scénarios de grosseur d'éoliennes. Cependant en regardant à nouveau une partie des données du tableau 5 reproduit plus bas (que nous avons constitué), on constate qu'avec un taux de pénétration de 75 %, l'on obtient 4 599 000 kWh d'énergie excédentaire par an ce qui est considérable et représente 50 % de l'énergie disponible.

Tableau 8
Énergie résiduelle

Énergie annuelle consommée kWh	11 000 000	11 000 000	11 000 000	11 000 000	11 000 000
Charge de pointe MW	2000	2000	2000	2000	2000
Nombre d'éoliennes	1	3	5	7	10
Puissance éolienne totale kW	500	1500	2500	3500	5000
Taux de pénétration en %	25%	75%	125%	175%	250%
Énergie éolienne disponible en kWh,	1 314 000	3 942 000	6 570 000	9 198 000	13 140 000
Taux d'absorption par le réseau (%)	90,00%	70,00%	60,00%	50,00%	36,00%
Énergie absorbée kWh	1 182 600	2 759 400	3 942 000	4 599 000	4 730 400
Énergie excédentaire en kWh	131 400	1 182 600	2 628 000	4 599 000	8 409 600

Présumons qu'il soit possible de récupérer plus de 60 % de cette énergie excédentaire pour alimenter des éléments chauffants dans les fournaies à l'huile, ce qui correspond à 2459 000 kWh/an qui peut être converti en équivalent litre de mazout avec le facteur 7,5118 kWh/litre²⁶, ce qui donne une économie de 367 342 litre de mazout, donc une économie pour le Distributeur de 404 000 \$/an sur la subvention du mazout. De plus le Distributeur recevrait de la part de la communauté au tarif de 7,5 ¢/kWh un revenu supplémentaire de 184 425 \$/an ce qui fait une plus value total de 588 425 \$ par année.

Pour la communauté, c'est le même coût global, sauf qu'une partie significative des frais annuels de chauffage retourne au Distributeur plutôt qu'aux pétrolières.

L'avantage de cette approche est de maintenir à 2 MW la pointe annuelle qui fixe la puissance garantie que la centrale diesel doit servir alors que la pointe annuelle que l'énergie éolienne peut servir est de 9,5 MW (qui est la puissance de pointe sans intervention commerciale montrée au tableau 6).²⁷

L'économie de polluant et de GES est en conséquence.

Il faudrait évidemment une étude complète des différents scénarios possibles avec des valeurs plus précises que celles que nous avons invoquées pour établir la rentabilité exacte des projets. Le logiciel utilisé par l'IREQ en 2003 pour le dossier R-3550-2004²⁸ pourrait sans doute faire ces études d'optimisation et il existe aussi sur le marché un logiciel qui s'appelle

²⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-19, HQD-3, Document 6, page 40, Tableau R-16.7 en réponse 16.7 au GRAME.

²⁷ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier 3748-2010 Pièce B-0007 et B-0019, HQD-2, Document 2, Annexe 7, page 55, v. r. 2011-01-19.

²⁸ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3550-2004, Pièce HQD-5, Document 1, Annexe 1.

Homer²⁹ développé par le NREL (National Renewable Energy Laboratory) des États-Unis qui est spécialisé dans l'optimisation des systèmes hybrides.

RECOMMANDATION NO. 3-3 :

Nous recommandons à la Régie de requérir qu'Hydro-Québec Distribution dépose, au prochain dossier tarifaire 2014-2015, un scénario de jumelage éolien diesel avec bi-énergie en utilisant les valeurs exactes de consommation, de prix et de coût dans les différents villages du Nunavik, ceci afin de déposer une proposition de tarif bi-énergie pour de tels villages.

Cette proposition comporterait la suspension du tarif dissuasif lorsque la bi-énergie éolienne serait appliquée.

²⁹ <http://homerenergy.com/software.html>.

5

CONCLUSION

Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées au présent rapport, que l'on trouve également reproduites en son sommaire exécutif.
