

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3648-2007
PHASE 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Distributeur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

-et-

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

**Le Plan d'approvisionnement 2008-2017 des réseaux autonomes
d'Hydro-Québec Distribution
RAPPORT**

Jean-Claude Deslauriers, ing.

Avec la collaboration de Jacques Fontaine
Consultant en énergie

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

Mars 2008
Mis à jour le 30 mai 2008

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

RECOMMANDATION NO. 1 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à présenter, en suivi du présent *Plan d'approvisionnement 2008-2017*, ainsi que dans chaque *Plan d'approvisionnement* par la suite, son scénario moyen de la demande ainsi que des interventions commerciales en réseaux autonomes qui, dans les deux cas, résulteraient de sa stratégie d'implantation de jumelages éoliens-diesel et d'autres technologies d'énergie renouvelable (hydroélectrique et photovoltaïque).

RECOMMANDATION NO. 2 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à fournir, dans ses *Plans d'approvisionnement*, de l'information plus exacte et complète non seulement quant aux remplacements ou réfections de centrales prévus en réseaux autonomes, mais également quant aux remplacements prévus de groupes diesel dans ces réseaux durant la période du *Plan*. Le remplacement de certains groupes diesel et l'ajustement des commandes des centrales diesel font en effet partie des conditions requises à l'implantation de jumelages éoliens-diesel à haute pénétration (JEDHP) tel qu'il est expliqué en section 4 du présent rapport. L'information fournie assurera un meilleur suivi de la planification de tels jumelages.

RECOMMANDATION NO. 3 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à orienter sa stratégie d'implantation du jumelage éolien-diesel en réseau autonome vers la faible ou la moyenne pénétration, lesquelles pourraient plus rapidement être réalisées dans tous les villages du Nunavik (sous réserve du délai disponible avant le raccordement de Kuujjuarapik au réseau principal et sous réserve de l'éventualité d'un projet hydroélectrique à Inukjuak), à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine.

Il sera toujours possible de convertir ultérieurement les jumelages éolien-diesel de faible et moyenne pénétration (qui auront été réalisés au Nunavik, à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine) en des jumelages de haute pénétration, à mesure que les conditions le permettront et que les résultats de projets-pilotes d'Akulivik et de Kangiqsualujjuaq deviendront disponibles.

RECOMMANDATION NO. 4 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à procéder dès à présent à des mesures de vents réels sur les sites éoliens considérés dans la totalité des réseaux autonomes du Nunavik où ces mesures n'ont pas encore été réalisées ainsi qu'à Anticosti. Nous notons que ces mesures ont déjà été réalisées aux Îles-de-la-Madeleine.

RECOMMANDATION NO. 5 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à cibler sa stratégie d'implantation de jumelages éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP) vers les réseaux autonomes où des transformations sont déjà prévues à la centrale diesel (remplacement de la centrale, réfection majeure ou remplacement de groupes diesel) et en tenant compte des possibilités d'accroissement du taux d'absorption du réseau (réservoir hydroélectrique naturel ou pompé, nouvelles interventions commerciales telles que la bi-énergie, etc.). Évidemment, le tout ne se ferait qu'après prise de connaissance des résultats des projets pilotes et s'il y a acceptation par la communauté.

RECOMMANDATION NO. 6 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à lui soumettre un suivi rigoureux des possibilités offertes par la technologie photovoltaïque pour les réseaux autonomes, tant dans le cadre du suivi du *Plan d'approvisionnement 2008-2017* que lors des *Plans d'approvisionnement* ultérieurs.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT	1
2 - LA PRÉVISION DE LA DEMANDE DES RÉSEAUX AUTONOMES ET LES INTERVENTIONS COMMERCIALES VISANT LA RÉDUCTION DE LA DEMANDE ÉLECTRIQUE	3
3 - LA STRATÉGIE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION QUANT À LA PUISSANCE INSTALLÉE DE SES ÉQUIPEMENTS EN RÉSEAUX AUTONOMES	9
4 - L'ÉNERGIE ÉOLIENNE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES.....	15
4.1 INTRODUCTION	15
4.2 LES DIFFICULTÉS LIÉES AU JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL À HAUTE PÉNÉTRATION (JEDHP)	17
4.2.1 Les difficultés du JEDHP liées à la gestion du réseau.....	18
4.2.2 Les difficultés du JEDHP liées au régime des moteurs diesel	18
4.2.3 Le taux d'absorption du réseau et l'usage de l'énergie excédentaire.....	19
4.2.4 L'effet du taux de pénétration sur la rentabilité	21
4.2.5 L'effet de la capacité et du nombre de turbines éoliennes sur la rentabilité	24
4.2.6 Le risque quant à la prévision de vent.....	28
4.3 LA REEVALUATION PAR HYDRO-QUEBEC LE 23 MAI 2008 DES COUTS DES PROJETS DE JED QUI NOUS AVAIENT ÉTÉ FOURNIS LE 22 FEVRIER 2008	29
4.4 ÉTUDE CRITIQUE DES RAPPORTS HELIOS ET DUMAIS QUANT AUX COÛTS DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE EN RÉSEAU AUTONOME	33
4.5 LE PLAN D'AFFAIRES PROPOSÉ.....	34
4.5.1 Une stratégie axée sur le JED à moyenne pénétration au Nunavik, à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine.....	34
4.5.2 La réalisation d'études de vent au Nunavik, à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine	36
4.5.3 La stratégie pour le jumelage éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP).....	40

4.5.4	Les réseaux autonomes de la Basse-Côte-Nord, de la Haute-Mauricie et Schefferville.....	41
5	- LA PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES	43
5.1	INTRODUCTION.....	43
5.2	LE PRIX DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES ET LES TENDANCES DU MARCHÉ	44
5.2.1	Les prix historiques des modules photovoltaïques.....	44
5.2.2	Les développements technologiques et les réductions de prix actuelles des modules photovoltaïques.....	45
5.3	ANALYSE ÉCONOMIQUE.....	46
5.3.1	Paramètres du projet à Markham Ontario.....	46
5.3.2	Paramètres d'un projet hypothétique à Kuujuaq	47
5.3.3	Paramètres d'ensoleillement	47
5.3.4	Les résultats.....	48
5.4	ÉTUDE CRITIQUE DES RAPPORTS DUMAIS ET HÉLIOS QUANT AUX COÛTS DE L'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE EN RÉSEAU AUTONOME	50
5.5	CONCLUSION	51
6	- CONCLUSION.....	53

1

LE MANDAT

Les soussignés ont reçu mandat, de la part de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et de l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)*, de produire un rapport sur le *Plan d'approvisionnement 2008-2017* d'Hydro-Québec Distribution en ce qui a trait à ses réseaux autonomes, dans le cadre du dossier R-3648-2007 (phase 2) de la Régie de l'énergie.

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. Ce rapport constitue une mise à jour de notre rapport initial qui fut déposé comme pièce C-9-9, SÉ-AQLPA-3, Document 1 au dossier R-3648-2007 (phase 2) de la Régie de l'énergie en mars 2008.

2

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE DES RÉSEAUX AUTONOMES ET LES INTERVENTIONS COMMERCIALES VISANT LA RÉDUCTION DE LA DEMANDE ÉLECTRIQUE

La croissance annuelle moyenne des ventes en réseaux autonomes s'établira, de 2007 à 2017, à 1,6 % quant à la consommation énergétique et à 1,3 % quant à la puissance requise en pointe avant réserve, selon les prévisions d'Hydro-Québec Distribution tel qu'il apparaît au tableau ci-après.¹ Sans Schefferville, cette croissance annuelle serait en moyenne de 1,1 % en énergie et de 1,1 % en puissance²; il s'agit là d'une décroissance des prévisions par rapport au *Plan 2005-2014*, qui estimait cette croissance moyenne annuelle à 1,4 % quant à la consommation énergétique et à 1,3 % quant à la puissance requise en pointe avant réserve.³

Le tableau ci-après nous montre que les interventions commerciales d'Hydro-Québec Distribution (c'est-à-dire ses programmes d'utilisation efficace de l'énergie et sa tarification dissuasive actuellement en vigueur⁴) devraient permettre d'éviter, à l'horizon 2017 du *Plan*, une consommation de 44 GWh (soit 10,8 % de la consommation totale prévue de 414,1 GWh) et d'éviter une puissance requise en pointe avant réserve de 15,5 MW (soit 15,5 % de la puissance requise totale en pointe avant réserve).

¹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-2, Document 2, Version révisée du 20 mars 2008, pages 27, 30, 45, 48, 49, 53.

² *Id.*

³ Source : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3550-2004, Pièce HQD-4, Document 1, pages 24-31.

⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-2, Document 1, Version révisée du 20 mars 2008, page 10, lignes 12-13.

Tableau 1
Prévision de la demande des réseaux autonomes avec et sans interventions commerciales ⁵

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croiss. 2007- 2017	Taux croiss. Annuel 2007- 2017
Nombre d'abonnés Domestiques et Agricoles	13548	13412	13584	13747	13897	14056	14217	14372	14522	14671	14803	1255	0,9%
Avec interventions commerciales													
Ventes après PGEE (GWh)	353,0	357,4	361,4	366,7	373,0	379,7	385,9	393,2	400,1	407,0	414,1	61,1	1,6%
PGEE (GWh)	1,5	3,9	6,1	7,4	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	6,4	18,1%
Somme des pointes annuelles (MW)	87,1	85,7	86,6	88,3	89,5	91,5	92,8	94,4	95,6	97,5	99,1	12,0	1,3%
Sans intervention commerciale													
Ventes après PGEE (GWh)	514,1	522,0	530,4	539,5	550,2	561,3	572,5	584,0	595,9	608,0	619,9	105,8	1,9%
PGEE (GWh)	2,8	6,6	9,6	11,1	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	8,9	15,2%
Somme des pointes annuelles (MW)	150,9	150,0	152,8	155,8	158,4	161,7	165,1	168,5	171,8	175,4	178,4	27,5	1,7%
Écart													
Ventes après PGEE (GWh)	-161,1	-164,6	-169	-172,8	-177,2	-181,6	-186,6	-190,8	-195,8	-201	-205,8	-44,7	-0,3%
PGEE (GWh)	-1,3	-2,7	-3,5	-3,7	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-2,5	2,9%
Somme des pointes annuelles (MW)	-63,8	-64,3	-66,2	-67,5	-68,9	-70,2	-72,3	-74,1	-76,2	-77,9	-79,3	-15,5	-0,4%

⁵ Source : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-2, Document 2, Version révisée du 20 mars 2008, pages 27, 30, 45, 48, 49, 53.

Les interventions commerciales d'Hydro-Québec Distribution visant à encourager l'usage direct du mazout à des fins de chauffe sont les suivantes.

Tableau 2

Interventions commerciales d'Hydro-Québec dans les réseaux autonomes (tarification et programmes d'utilisation efficace de l'énergie)

Réseau autonome	Clientèle	Compensation du surcoût du mazout par rap. à l'électr. (%)	Entretien annuel	Dépannage Réparation	Subvention au Remplacement	Subvention à la conversion et l'agrandissement	Subvention à la nouvelle construction	Tarif
IDL	Résidentiel	30%						
	Affaires	Parité						
Anticosti	Résidentiel	30%	X	X	X	X	X	Tarif normalisé Tarif MA au-delà de 800kW et au-delà 900 000 kWh
	Affaires	30%	X	X	X	X		
Basse Côte-Nord (La Romaine seulement)	Résidentiel	30%	X	X	X	X	X	Tarif normalisé Tarif MA au-delà de 800 kW et au-delà 900 000 kWh
	Affaires							
Haute-Mauricie (Clova)	Résidentiel					X	X	Tarif normalisé Tarif MA au-delà de 800 kW et au-delà 900 000 kWh
	Affaires							
Haute-Mauricie Attikamek (Opitciwan, Wemotaci)	Résidentiel	30%	X ⁶	X			X	Tarif normalisé Tarif MA au-delà de 800 kW et au-delà 900 000 kWh
	Affaires	30%	X	X				
Nunavik (Village Cri de Whapmagoostui parmi le réseau de Kuujuarapik)	Résidentiel	30%						Tarif dissuasif Résidentiel 2 ^e Tranche Affaires: ≠ chauffage, sinon tarif dissuasif
	Affaires							
Nunavik (Les 14 villages inuit)	Résidentiel	30%	X	X				Tarif MA au-delà de 800 kW et au-delà 900 000 kWh
	Affaires	30% propane ⁷	X	X				

⁶ Inclut le ramonage.

⁷ Les conditions pour la compensation du propane sont distinctes de celles pour le mazout.

Comme on le voit, ces interventions incluent à la fois :

- ❑ Des tarifs dissuasifs à l'égard de la chauffe électrique.
- ❑ Des subventions à l'acquisition et à l'entretien d'équipements de chauffe non électriques.
- ❑ Une subvention couvrant une partie de l'écart entre le coût du combustible (mazout, propane selon le cas) et celui de l'électricité.

Les coûts pour Hydro-Québec Distribution de ces interventions commerciales sont susceptibles de croître, à mesure que croîtront les prix du carburant diesel.

* * *

Hydro-Québec Distribution annonce son intention, à terme, de procéder à l'implantation de jumelages éolien-diesel à haute pénétration dans l'ensemble des réseaux autonomes du Nunavik, dépendant des résultats de ses deux projets pilotes à cet égard (Akulivik et Kangiksualujuaq) et de l'accueil dans les communautés.⁸ Le gouvernement du Québec, dans sa *Stratégie énergétique 2006-2015*, a donné mandat à Hydro-Québec de définir un plan d'implantation de systèmes de jumelage éolien-diesel dans l'ensemble des réseaux autonomes afin que les possibilités offertes par l'énergie éolienne soient « rapidement » exploitées.⁹

Comme il est étudié dans la section 4 du présent rapport, une telle haute pénétration nécessitera une valorisation de l'énergie excédentaire issue d'un tel jumelage, soit par l'installation d'un accumulateur énergétique (tel un réservoir hydroélectrique qui pourrait provenir d'apports en eau naturels ou pompés) soit par des changements importants aux interventions commerciales du Distributeur auprès de sa clientèle des réseaux concernés.

Ces interventions commerciales pourraient prendre la forme d'un encouragement à la consommation électrique pour divers usages, ce qui amènerait logiquement une réduction (voire peut-être l'élimination dans certains cas) des interventions commerciales actuelles (programmes ou tarification) qui encouragent le comportement inverse, ainsi que l'ajout d'interventions commerciales nouvelles pour inciter à ces usages ou à la conversion d'équipements.

Pour les réseaux autonomes qui seront sujets à un tel jumelage à haute pénétration, il sera donc nécessaire de réévaluer à la hausse les prévisions de la demande en énergie électrique et/ou en puissance ainsi que la pertinence du maintien des interventions commerciales

⁸ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-2, Document 1, Version révisée du 20 mars 2008, page 22, lignes 6 et 13.

⁹ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *L'énergie pour construire le Québec de demain. La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, Québec, Mai 2006, page 36.

actuelles (programmes ou tarification) encourageant la consommation directe de combustibles et l'opportunité d'ajouter de nouvelles interventions commerciales visant à déplacer la consommation énergétique vers l'électricité pour des usages définis.

Des mesures transitoires pourraient également s'avérer nécessaires afin d'indemniser les usagers qui, de bonne foi, auront installé des systèmes de chauffage non électriques et dont les subventions deviendront réduites ou supprimées. Ces mesures transitoires pourraient s'inspirer de celles actuellement prévues pour indemniser les usagers qui seront dans une situation similaire suite au raccordement de Wemotaci au réseau principal, ou celles comparables qu'Hydro-Québec Distribution aurait à offrir lors du raccordement du réseau La Romaine.¹⁰

Le jumelage éolien-diesel à faible ou moyenne pénétration, que nous favorisons à court terme à la section 4 du présent rapport pour le Nunavik et Anticosti et qui est déjà prévu aux Îles-de-la-Madeleine, pourrait également amener un réajustement des programmes commerciaux offerts en réseau autonome, avec éventuellement aussi des mesures transitoires.

Il pourrait en être de même en cas de mise en service, à terme, d'une petite centrale hydroélectrique à Inukjuak et/ou à La Romaine ou d'autres technologies d'énergie renouvelable dans les divers réseaux autonomes telles que l'énergie photovoltaïque examinée en section 5 du présent rapport.

Afin de mieux pouvoir évaluer l'ensemble de ces changements à venir, nous recommandons donc ce qui suit :

RECOMMANDATION NO. 1 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à présenter, en suivi du présent *Plan d'approvisionnement 2008-2017*, ainsi que dans chaque *Plan d'approvisionnement* par la suite, son scénario moyen de la demande ainsi que des interventions commerciales en réseaux autonomes qui, dans les deux cas, résulteraient de sa stratégie d'implantation de jumelages éoliens-diesel et d'autres technologies d'énergie renouvelable (hydroélectrique et photovoltaïque).

¹⁰ Voir notamment : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-19, HQD-3, Document 6, pages 43-44, Réponse 19 au GRAME.

3

**LA STRATÉGIE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION QUANT À LA PUISSANCE INSTALLÉE
DE SES ÉQUIPEMENTS EN RÉSEAUX AUTONOMES**

Au présent dossier, nous constatons qu'Hydro-Québec Distribution a procédé à une réévaluation de la puissance installée (et, dans la plupart des cas, du rendement énergétique et du facteur d'utilisation) de 12 de ses 27 équipements de production déjà présents dans ses réseaux autonomes.

Les deux tableaux ci-après indiquent ces réévaluations :

Tableau 3

Puissance installée, rendement énergétique et facteur d'utilisation des équipements d'Hydro-Québec Distribution en réseaux autonomes (tels qu'évalués en 2003 au *Plan 2005-2014*)¹¹

Centrale	Type de combustible	Rendement (kWh/litre)	Rendement (%)	F.U.	Capacités des moteurs (kW)	Capacité totale de la centrale (kW)
ILES DE LA MADELEINE (2)						
Cap-aux-Meules	97% lourd	4,67	43,3%	55,6	6 x 11200	67 200
Île-d'Entrée	léger #2	3,23	30,0%	42,7	3 x 290, 1 x 320	1 190
Sous-total						68 390
NUNAVIK (14)						
Kuujuarapik	léger #2	3,62	33,6%	65,0	3 x 1135	3 405
Umuijaq	léger #2	3,41	31,6%	53,3	1 x 281, 2 x 430	1 141
Inukjuak	léger #2	3,84	35,6%	54,3	1 x 855, 1 x 600, 1 x 400, 1 x 1135	2 990
Puvirmituk	léger #2	3,79	35,2%	62,0	1 x 600, 2 x 1135	2 870
Akulivik	léger #2	3,39	31,5%	56,7	1 x 320, 2 x 337	994
Ivujivik	léger #2	3,21	29,8%	52,6	1 x 281, 1 x 447, 1 x 376	1 104
Salluit	léger #2	3,70	34,3%	58,6	2 x 855, 1 x 420	2 130
Kangiqtujuaq	léger #2	3,52	32,7%	55,2	1 x 400, 2 x 560	1 520
Quaqtaq	léger #2	3,49	32,4%	54,7	1 x 450, 1 x 320, 1 x 376	1 146
Kangirsuk	léger #2	3,55	32,9%	54,2	2 x 450, 1 x 560	1 460
Aupaluk	léger #2	3,37	31,3%	55,6	1 x 330, 1 x 275, 1 x 210	815
Tasiujaq	léger #2	3,65	33,9%	53,9	1 x 327, 1 x 216, 1 x 331	874
Kuujuaq	léger #2	3,78	35,1%	65,3	4 x 855, 1 x 1135	4 555
Kangiqtualujuaq	léger #2	3,55	32,9%	61,6	1 x 855, 2 x 560	1 975
Sous-total						26 979
BASSE C.-NORD (5)						
Lac Robertson	Énergie hydraulique			51,5	2 x 10800	21 600
La Tabatière	léger #2		0,0%		4 x 1100, 3 x 800	6 800
Blanc Sablon	léger #2		0,0%		2 x 800, 2 x 1600	4 800
St-Augustin	léger #2		0,0%		1 x 400	400
La Romaine	léger #2	3,78	35,1%	40,9	1 x 600, 4 x 855, 1 x 1135	5 155
Sous-total						38 755
ANTICOSTI (1)						
Port-Menier	léger #2	3,59	33,3%	43,9	2 x 855, 1 x 1135	2 845
Sous-total						2 845
HAUTE-AURICIE (3)						
Clova	léger #2	2,97	27,6%	56,2	2 x 298	596
Wemotaci	léger #2	3,51	32,6%	54,6	1 x 600, 1 x 840, 1 x 855	2 295
Opitciwan	léger #2	3,61	33,5%	46,3	2 x 1635, 1 x 600, 1 x 1135	5 005
Sous-total						7 896
SCHEFFERVILLE						
						0
TOTAL						144 865

¹¹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3550-2004, Pièce HQD-4, Document 1, page 32.

Tableau 4

Puissance installée, rendement énergétique et facteur d'utilisation des équipements d'Hydro-Québec Distribution en réseaux autonomes (tels qu'évalués en 2006 au *Plan 2008-2017*)¹²

Centrale	Type de combustible	Rendement (kWh/litre)	Rendement (%)	F.U.	Capacités des moteurs (kW)	Capacité totale centrale (kW)	Capacité totale de la centrale (Différence avec le PA 2005-14)
ILES DE LA MADELEINE							
Cap-aux-Meules	97% lourd	4,60	42,7%	54,3	6 x 11167	67 002	-198
Île-d'Entrée	léger #2	3,12	28,9%	40,2	3 x 290, 1 x 320	1 190	0
Sous-total						68 192	-198
NUNAVIK							
Kuujuarapik	léger #2	3,68	34,1%	65,2	3 x 1135	3 405	0
Umiujaq	léger #2	3,47	32,2%	52,0	1 x 250, 2 x 400	1 050	-91
Inukjuak	léger #2	3,78	35,1%	59,1	1 x 855, 1 x 600 1 x 400, 1 x 1135	2 990	0
Puvimituk	léger #2	3,75	34,8%	60,1	1 x 600, 2 x 1135	2 870	0
Akulivik	léger #2	3,37	31,3%	56,4	3 x 300	900	-94
Ivujivik	léger #2	3,40	31,5%	53,6	1 x 250, 1 x 400, 1 x 365	1 015	-89
Salluit	léger #2	3,78	35,1%	58,6	2 x 855, 1 x 1250	2 960	830
Kangiqsujuaq	léger #2	3,61	33,5%	62,0	1 x 400, 2 x 560	1 520	0
Quaqtaq	léger #2	3,42	31,7%	57,5	1 x 400, 1 x 320, 1 x 365	1 085	-61
Kangirsuk	léger #2	3,53	32,8%	56,5	2 x 400, 1 x 560	1 360	-100
Aupaluk	léger #2	3,43	31,8%	51,7	1 x 320, 1 x 210, 1 x 250	780	-35
Tasiujaq	léger #2	3,36	31,2%	60,7	2 x 320, 1 x 210	850	-24
Kuujuaq	léger #2	3,78	35,1%	62,8	4 x 855, 1 x 1135	4 555	0
Kangisualujuaq	léger #2	3,55	32,9%	59,7	1 x 855, 2 x 560	1 975	0
Sous-total						27 315	336
BASSE CÔTE-NORD							
Lac Robertson	Énergie hydraulique			47,1	2 x 10800	21 600	0
La Tabatière	léger #2		0,0%		4 x 1100, 3 x 800	6 800	0
Blanc Sablon	léger #2		0,0%		2 x 855, 2 x 1600	4 910	110
St-Augustin	léger #2		0,0%		1 x 400	400	0
La Romaine	léger #2	3,77	35,0%	42,5	1 x 800, 3 x 855, 1 x 1250, 1 x 1135	5 750	595
Sous-total						39 460	705
ANTICOSTI							
Port-Menier	léger #2	3,60	33,4%	43,6	2 x 855, 1 x 1135	2 845	0
Sous-total						2 845	0
HAUTE-MAURICIE							
Clova	léger #2	2,92	27,1%		2 x 265	530	-66
Wemotaci	léger #2	3,58	33,2%	36,8	1 x 600, 1 x 800, 1 x 820	2 220	-75
Opitciwan	léger #2	3,55	32,9%	52,9	2 x 1600, 1 x 600, 1 x 1100	4 900	-105
Sous-total				46,9		7 650	-246
SCHEFFERVILLE							
Schefferville	léger #2		0,0%		4x1700	6 800	
Menihék	Énergie hydraulique				2x4400, 1x8400	17 200	
Sous-total						24 000	24 000
TOTAL						169 462	24 597

¹² HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3648-2007, Pièces B-31 et B-76, HQD-2, Document 2, Versions révisées du 20 mars 2008 et du 23 mai 2008, page 61. En cas de divergence entre la page 61 et d'autres pages de la même pièce, nous avons retenu les données de la page 61. La dernière colonne est établie à partir du tableau précédent.

Nous constatons que la puissance installée (en 2006) des groupes moteurs des 12 centrales de Cap-aux-Meules, Umiujak, Akulivik, Ivujivik, Quaqtaq, Kangirsuk, Aupaluk, Tasiujaq, Clova, Wemotaci et Opitciwan a été réévaluée à la baisse. La puissance installée de deux des groupes moteurs de Blanc Sablon a quant à elle été réévaluée à la hausse.

Hydro-Québec Distribution explique comme suit ces nombreuses réévaluations de la capacité d'équipements déjà existants :

- À Salluit et La Romaine, des groupes plus puissants ont été installés.
- Pour les autres villages du Nunavik, les modifications proviennent d'ajustement aux spécifications techniques des équipements. En effet, en 2004, suite à une évaluation globale, la puissance nominale théorique des groupes avait été augmentée où cela était possible. Suite à une réévaluation encore plus spécifique, seuls les groupes 800 kW qui pouvaient être augmentés à 855 kW l'ont été. Pour Blanc-Sablon, étant donné qu'il s'agit d'une centrale de réserve, l'augmentation n'avait pas été considérée au départ mais a été effectuée par la suite.
- Les autres capacités de groupes seront réévaluées cas par cas lorsqu'une augmentation de puissance sera requise.
- En 2004, un groupe a été remplacé à Umiujaq pour cause de fin de vie utile.
- En 2005, le groupe #1 à Ivujivik a été remplacé pour cause de bris.
- En 2006, le groupe #2 à Quaqtaq a été remplacé pour cause de bris.¹³

Certaines corrections cléricales quant à la capacité des équipement ont par ailleurs été apportées par Hydro-Québec Distribution en mars et mai 2008 et intégrées au tableau qui précède.¹⁴

Il est à noter que l'installation de groupes diesel des centrales de plus grande capacité à Salluit et La Romaine n'avait par ailleurs pas été clairement annoncée par Hydro-Québec Distribution dans son *Plan 2005-2014*.¹⁵

¹³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-74, HQD-6, Document 7, Réponse à la question SÉ-AQLPA-3-4 (a) et (b).

¹⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-2, Document 2, Version révisée du 20 mars 2008 incorporant les modifications faisant suite à la lettre de SÉ-AQLPA du 13 mars 2008.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3648-2007, Pièce B-76, HQD-2, Document 2, Version révisée du 23 mai 2008 incorporant les modifications dont il est fait état à B-74, HQD-6, Document 7, Réponse à la question SÉ-AQLPA-3-4.

* * *

Il serait souhaitable que le Distributeur indique clairement d'avance, aux dossiers de la Régie relatifs à ses *Plans d'approvisionnement* ou ses causes d'autorisations d'investissement, tous les remplacements de groupes diesel prévus à ses centrales en réseaux autonomes.

Hydro-Québec Distribution n'a pas été en mesure de nous énumérer ses projets à cet égard.¹⁶ Il s'agit pourtant là d'une information de planification importante car le remplacement de certains groupes diesel et l'ajustement des commandes des centrales diesel font partie des conditions requises à l'implantation de jumelages éoliens-diesel à haute pénétration (JEDHP) tel qu'il est expliqué en section 4 du présent rapport. Afin d'assurer un meilleur suivi de la planification de tels jumelages, il est donc souhaitable que la Régie de l'énergie et les intervenants disposent d'un portrait complet non seulement des remplacements ou réfections de centrales, mais également des remplacements de groupes diesel prévus durant la période du *Plan*.

Au présent *Plan*, Hydro-Québec Distribution annonce dans ses tableaux prévisionnels et explique dans ses textes les hausses de puissance prévues par la construction des nouvelles centrales à Akulivik et Kuujuaq (2010) et par des remplacements de groupes diesel à Inukjuak (2009-2010), Kangiqsujuaq (2016), Kangirsuk (2013), Kuujuarapik (2017) et de nouveau Salluit (2016). Les pièces d'Hydro-Québec se contredisent toutefois quant aux dates des remplacements de groupes diesel prévus à Puvirnituk (2010 ou après), Opitciwan (2009 ou 2017 avec manque de concordance quant à la puissance additionnelle) et Clova (2008, 2010 ou 2013 avec manque de concordance quant à la puissance additionnelle). Hydro-Québec Distribution annonce par ailleurs une réfection majeure de la centrale de Tasiujaq.¹⁷

Il serait souhaitable qu'Hydro-Québec Distribution s'assure de la cohérence des pièces qu'elle dépose quant aux puissances prévues et aux dates prévues des remplacements de groupes diesel de ses centrales en réseaux autonomes, cette information étant nécessaire à un meilleur suivi de la planification des possibilités offertes pour le jumelage éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP), puisqu'un tel jumelage doit, comme on le verra à la section 4, s'accompagner d'une adaptation de certains groupes diesel et des commandes de la centrale.

¹⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3550-2004, Pièce HQD-4, Document 1, page 16 (ligne 23) et pages 17-18. L'information était toutefois fournie, à cette même pièce, aux pages 27 (tableau 3.2.7) et 30 (tableau 3.3.2).

¹⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-74, HQD-6, Document 7, Réponse à la question SÉ-AQLPA-3-4 (c).

¹⁷ Sur l'ensemble de ces centrales, voir : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-1, Document 2, version révisée du 20 mars 2008, pages 21, 27-28, 32. **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-2, Document 2, version révisée du 20 mars 2008, pages 30-44, 49, 50, 52, 65.

RECOMMANDATION NO. 2 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à fournir, dans ses *Plans d'approvisionnement*, de l'information plus exacte et complète non seulement quant aux remplacements ou réfections de centrales prévus en réseaux autonomes, mais également quant aux remplacements prévus de groupes diesel dans ces réseaux durant la période du *Plan*. Le remplacement de certains groupes diesel et l'ajustement des commandes des centrales diesel font en effet partie des conditions requises à l'implantation de jumelages éoliens-diesel à haute pénétration (JEDHP) tel qu'il est expliqué en section 4 du présent rapport. L'information fournie assurera un meilleur suivi de la planification de tels jumelages.

4

L'ÉNERGIE ÉOLIENNE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES

4.1 INTRODUCTION

Au présent *Plan d'approvisionnement 2008-2017*, Hydro-Québec Distribution annonce entreprendre deux projets-pilotes de jumelage éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP), l'un à Akulivik, l'autre à Kangiqsualujjuaq.¹⁸ Tel que mentionné plus haut dans la section 2 du présent rapport, l'intention annoncée du Distributeur consisterait, à la lumière des résultats de ces projets-pilotes et s'il y a acceptation locale, à implanter à terme un tel jumelage à haute pénétration dans la totalité des réseaux autonomes du Nunavik.¹⁹

En mai 2008, il semble que le projet-pilote d'Akulivik aille toujours de l'avant. Toutefois, nous nous interrogeons quant à la survie du projet-pilote de Kangiqsualujjuaq compte tenu d'un nouveau rapport de l'IREQ qui semble désormais le considérer non rentable et fait état d'une relocalisation de ce site.²⁰ Il est à noter que d'autres projets-pilotes à Inukjuak et Kujjuarapik avaient aussi été précédemment abandonnés par le Distributeur après avoir été annoncés à la Régie.²¹ Hydro-Québec Distribution n'avait par ailleurs toujours pas saisi l'occasion de la réfection de la centrale diesel à Kuujuaq pour y implanter un JEDHP, prétendant à l'époque

¹⁸ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-2, Document 1, Version révisée du 20 mars 2008, page 22, ligne 6.

¹⁹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-2, Document 1, Version révisée du 20 mars 2008, page 22, ligne 13.

²⁰ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-68, HQD-6, document 1, Annexe 1, Rapport de l'IREQ.

²¹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3550-2004, Pièce HQD-5, Document 1.1, Page 76, réponse 36.1 à la Régie de l'énergie.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3550-2004, Pièce HQD-5, Document 1.1, Page 76, réponse 36.2 à la Régie de l'énergie.

qu'il s'agissait du site le moins rentable du Nunavik²², alors que paradoxalement le nouveau rapport de l'IREQ le considère comme le site faisable le plus rentable.²³

Aux Îles-de-la-Madeleine, Hydro-Québec Distribution avait aussi envisagé un projet de jumelage éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP) à l'île d'Entrée, mais a dû le suspendre suite à l'opposition de la communauté locale.²⁴ Parallèlement, le Distributeur entreprend à Cap-aux-Meules un projet de jumelage éolien-diesel à faible pénétration.²⁵

Quant à ce dernier projet à basse pénétration, Hydro-Québec Distribution affirme avec justesse :

*Compte tenu que le JED se ferait à basse pénétration, le Distributeur juge possible sa réalisation sans d'abord faire un projet pilote.*²⁶

Aucun projet de jumelage éolien ne semblait prévu par Hydro-Québec Distribution dans les autres réseaux autonomes (Anticosti, Basse Côte-Nord, Haute-Mauricie, Schefferville) selon sa preuve initiale au présent dossier. À Anticosti, le Distributeur nous avait clairement affirmé le 15 janvier 2008 n'avoir aucun projet de jumelage éolien-diesel (JED) dans ce réseau. Toutefois, à notre surprise, Hydro-Québec Distribution a déposé le 23 mai 2008 un rapport de l'IREQ réévaluant à la hausse les coûts de tous les projets de JED en réseaux autonomes sur la foi d'une évaluation d'un projet de JED à Anticosti dont le coût serait de plus de 40 % supérieur aux coûts considérés pour ces réseaux il y a 3 ans.²⁷ Il semblerait par ailleurs que le Distributeur ait aussi reçu un autre projet de jumelage éolien-diesel (JED) de la part de la communauté d'Opitciwan en Haute-Mauricie.

* * *

²² **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3623-2007, Preuve et argumentation du Distributeur.

²³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-68, HQD-6, document 1, Annexe 1, Rapport de l'IREQ

²⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-2, Document 1, Version révisée du 20 mars 2008, page 24, lignes 4-7.

²⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-2, Document 1, Version révisée du 20 mars 2008, pages 22 (lignes 10-11) et 24 (lignes 13-25).

²⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-2, Document 1, Version révisée du 20 mars 2008, page 24, lignes 23-25.

²⁷ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-68, HQD-6, document 1, Annexe 1, Rapport de l'IREQ, Annexe A du rapport.

Nous croyons que l'implantation de jumelage éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP) dans tous les villages du Nunavik constitue un objectif trop ambitieux à l'horizon du *Plan 2008-2017* et est sujet à différents risques.

Cet objectif trop élevé risque paradoxalement d'empêcher ou de retarder l'implantation d'un jumelage éolien-diesel à faible ou moyenne pénétration, lequel serait déjà réalisable à court terme dans la plupart des réseaux autonomes, serait rentable et éviterait les difficultés de la haute pénétration, à l'image de ce qui est déjà entrepris à Cap-aux-Meules.

Le niveau de pénétration des jumelages éoliens ainsi installés pourrait toujours être ultérieurement haussé, graduellement dans différents villages, si les conditions s'y prêtent et dans la mesure de celles-ci.

4.2 LES DIFFICULTÉS LIÉES À U JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL À HAUTE PÉNÉTRATION (JEDHP)

Le jumelage éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP) n'est pas une technologie répandue. Les taux de pénétration les plus élevés des projets en service sont généralement de l'ordre de 30 % à 40 %.

Hydro-Québec Distribution a souvent souligné les difficultés et les risques associés à l'implantation du jumelage éolien-diesel à haute pénétration.

À une époque où les prix du mazout étaient insuffisamment élevés pour justifier des projets de jumelage éolien-diesel à faible ou moyenne pénétration, nous pouvions comprendre qu'Hydro-Québec Distribution ait voulu axer sa stratégie sur la haute pénétration en tentant d'en gérer les risques. La hausse actuelle des prix du mazout nous amène toutefois à reconsidérer cette stratégie et à réévaluer les avantages que pourrait offrir l'option délaissée de la faible ou moyenne pénétration.

Nous examinerons ci-après les inconvénients et risques suivants associés au jumelage éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP) :

- La gestion du réseau.
- Le régime des moteurs diesel.
- Le taux d'absorption du réseau et l'usage de l'énergie excédentaire.
- L'effet du taux de pénétration sur la rentabilité.
- L'effet de la capacité et du nombre de turbines éoliennes sur la rentabilité.
- Le risque quant à la prévision de vent.

4.2.1 Les difficultés du JEDHP liées à la gestion du réseau

La première difficulté du JEDHP est liée à la gestion du réseau en fréquence et en tension puisque les éoliennes utilisés en réseau autonome sont toujours des machines à induction, qui n'ont pas la capacité de contribuer à la régulation du réseau.

En raison de cette difficulté, des changements importants et relativement dispendieux deviendraient requis au système de commande de la centrale diesel de même que des changements aux procédures et aux techniques d'exploitation.

Le jumelage éolien-diesel à faible ou moyenne pénétration ne nécessiterait pas de changements aussi complexes, comme cela apparaît d'ailleurs être le cas à Cap-aux-Meules.

4.2.2 Les difficultés du JEDHP liées au régime des moteurs diesel

Un second inconvénient résulte de la difficulté d'exploiter efficacement les moteurs diesels en les maintenant à un régime supérieur à 50 %, ce qui serait requis en cas de haute pénétration éolienne, vu l'intermittence des vents.

Cette difficulté peut se résoudre de deux façons. Une solution consisterait à installer des moteurs diesel de plus faible capacité ou disposer d'une gamme de moteurs de capacités différentes dans une même centrale.

Une autre solution consisterait à installer des moteurs diesel qui ont la capacité de fonctionner à bas régime. Ces moteurs existent et ont surtout été développés à l'instigation des utilités australiennes qui ont réalisé des projets de jumelage éolien diesel avec de tels moteurs.²⁸

²⁸ Voir les projets australiens à <http://www.environment.gov.au/settlements/renewable/recp/wind/pubs/wind1.pdf>

Par exemple, l'entreprise Powercorp propose de tels moteurs adaptés au jumelage éolien-diesel à haute pénétration :

*Powercorp have developed a number of technologies to enable better utilization of wind plant (up to 90% wind penetration) into Wind Diesel systems. Traditionally wind power has contributed small amounts of power (roughly 20%-30%) to wind diesel systems with little or no adverse effect. It is when the level of wind power contribution increases that the power fluctuation generated by the wind plant causes unacceptable instability.*²⁹

La compagnie Detroit Diesel offre aussi de tels moteurs.³⁰

L'application de l'une ou l'autre de ces deux solutions entraînerait évidemment des modifications dispendieuses aux centrales diesel déjà existantes, si l'on persiste à vouloir installer rapidement de la haute pénétration dans des réseaux où le remplacement des équipements diesel n'est pas déjà requis. La haute pénétration pourrait toutefois être intéressante si l'on coordonne son installation avec les remplacements déjà prévus des groupes diesel en fin de vie utile ou l'installation de nouveaux groupes diesel requis par la croissance de la demande. Il sera alors possible de mieux évaluer les coûts d'installation des groupes diesel spécifiquement adaptés à la haute pénétration éolienne.

4.2.3 Le taux d'absorption du réseau et l'usage de l'énergie excédentaire

Le jumelage éolien-diesel à haute pénétration a pour effet de produire une grande quantité d'énergie excédentaire que le réseau ne suffit pas à absorber.

Il devient alors nécessaire de maximiser le taux d'absorption du réseau pour assurer le maximum de bénéfices au moindre coût.

Toutes choses étant égales par ailleurs, sans tenir compte des contraintes des moteurs, le taux d'absorption diminue de façon importante en fonction de l'accroissement de la vitesse du vent et en fonction de l'accroissement du taux de pénétration, comme l'indiquent les deux tableaux suivants :

²⁹ **POWERCORP**, Site Internet, http://www.pcorp.com.au/index.php?option=com_content&task=view&id=98&Itemid=156

³⁰ **DETROIT DIESEL**, Site Internet, <http://www.mtudda.com.au/index.php?id=33&item=9#d>

Tableau 5

Taux d'absorption en fonction de la vitesse et du taux de pénétration selon le manuel d'ingénierie du logiciel RETScreen Éole 3³¹

Vitesse 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

Tableau 6

Taux d'absorption en fonction de la vitesse et du taux de pénétration selon les exemples fournis par Hydro-Québec Distribution à Kuujuaq et Inukjuak³²

	Taux de pénétration	Taux d'absorption
Kuujuaq Vent = 4,6 m/s		
2008	160 %	60 %
2027	83 %	76 %
Inukjuak Vent = 6,2 m/s		
2004	120 %	64 %
2024	61 %	77 %

³¹ **RETScreen**, Manuel d'ingénierie du logiciel Éole 3, http://www.retscreen.net/fr/t_software.php, page 19.

³² **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-3, Document 11 Annexe 3 et Annexe 4.

Quand le taux d'absorption descend dans la fourchette de 60 % à 70 % il en résulte une quantité considérable d'énergie excédentaire, qui impose au Distributeur des contraintes techniques complexes pour la réalisation des projets :

- Installation d'un accumulateur d'énergie excédentaire tel un réservoir hydroélectrique (naturel ou pompé)
- Modification des interventions commerciales en vue de favoriser la substitution de la consommation d'énergie thermique vers la consommation électrique (programmes de bi-énergie, etc.).

Devant cette situation, on comprend qu'Hydro-Québec Distribution se soit montrée jusqu'à présent hésitante et tarde à implanter le jumelage éolien à haute pénétration. On s'étonne toutefois que le Distributeur n'ait pas cherché, dans l'immédiat, à généraliser l'implantation du jumelage éolien-diesel à faible ou moyenne pénétration dans ses réseaux autonomes nordiques, le temps que les difficultés de la haute pénétration puissent être aplanies.

On doit certainement s'interroger sur l'optimalité de la stratégie d'Hydro-Québec Distribution de se fixer dès à présent l'objectif d'implanter à terme des JED à haute pénétration dans tous les réseaux autonomes du Nunavik.

Les sections suivantes du présent rapport élaboreront davantage sur cette question.

4.2.4 L'effet du taux de pénétration sur la rentabilité

Dans le cadre du projet de remplacement de la centrale de Kuujuaq (Dossier R-3623-2007 de la Régie de l'énergie), nous avons procédé à des analyses de rentabilité du JED à haute pénétration alors proposé au moyen du logiciel *RETScreen*, dont nous avons adapté les paramètres en conséquence.

Nous nous étions alors fondés sur le rapport de l'IREQ de 2003, lequel était basé sur l'hypothèse d'une haute pénétration du jumelage éolien-diesel.³³ Nous avons alors démontré que l'utilisation de l'énergie excédentaire pourrait s'avérer extrêmement profitable si l'on mettait en oeuvre des moyens efficaces d'accroissement du taux d'absorption du réseau tels que des réservoirs pompés ; de tels moyens sont cependant difficiles à réaliser, pénalisants pour l'environnement local et problématiques pour les communautés concernés.

Aux fins du présent rapport, nous avons repris le cas de Kuujuaq pour effectuer, avec le logiciel *RETScreen*, une analyse de sensibilité quant à l'effet du taux de pénétration sur la rentabilité. Kuujuaq est ici prise comme cas-type de cette analyse de sensibilité.

³³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3550-2004, Pièce HQD-5, Document 1, Annexe 1.

Les données économiques de base que nous avons utilisées sont celles que le Distributeur a fourni le 22 février 2008 au présent dossier, à sa pièce B-24, HQD-3, Document 11, annexe 4, en réponse à la question 44.C de SE AQLPA. Il s'agit du détail du calcul de la *Valeur Actualisée Nette (VAN)* du projet de Kuujuaq de 2007 avec 7 turbines.

Dans un premier temps, nous avons repris ce cas avec les mêmes paramètres du réseau (2 873 kW et 16 529 MWh) et fait varier le nombre de turbines de sept à deux pour mesurer l'effet sur la rentabilité. Puis, dans un second temps nous avons grossi *pro forma* la capacité du réseau jusqu'à 6 000 kW et 34 519 MWh de façon à simuler un taux de pénétration beaucoup plus faible.

Les paramètres économiques utilisés sont les suivants :

- Taux d'intérêt 5,2%.
- Taux d'actualisation 4,3 % pour 2007.
- Taux d'endettement 70 %.
- Taux d'inflation 1,8 %.
- Taux d'indexation de l'énergie 0 %.
- Coût du diesel de 1,10 \$/l.
- Coût évité en énergie et en entretien 0,33 \$/kWh.
- Prix des GES de 15 \$/t.

Les paramètres techniques sont les suivants :

- Turbines de 660 kW.
- Vent de 4,6 m/s.
- Hauteur du mat 50 m.

Les résultats sont montrés au tableau suivant :

Tableau 7

Simulation de la rentabilité d'un projet-type de jumelage éolien-type (Kuujuaq) en haute et en moyenne pénétration

Scénario examiné	No de turbines	kW installés	Taux de pénétration	Énergie éolienne disponible	Énergie fournie au réseau	Taux d'absorption	Coût initial	VAN	Coût de l'énergie	Période de retour sur l'investissement	Taux de rendement	Coût/W installé
		kW	%	MWh	MWh	%	M\$	K\$	\$/kWh	ans	%	\$/W
Scénarios de haute pénétration (Pointe annuelle du réseau = 2873 MW et 16529 MWh)												
K-01 Les 7 turbines de HQD-3 Doc 11 Ann. 4	7	4620	161%	10275	6165	60%	16,4	4661	0,276	9,4	14,1	3,5
K-02 5 turbines	5	3300	115%	7339	4770	65%	12,1	4465	0,263	8,9	16,4	3,7
K-03 3 turbines	3	1980	69%	4403	3170	72%	8,0	3256	0,256	8,7	17,5	4,0
K-04 2 turbines	2	1320	46%	2936	2343	80%	5,9	2581	0,250	8,5	18,3	4,5
K-05 2 turbines avec valeur des GES	2	1320	46%	2936	2348	80%	5,9	3000	0,236	8,2	20,1	4,5
Scénarios de moyenne pénétration (Pointe annuelle du réseau = 6000 MW et 34519 MWh)												
K-11 Les 7 turbines de HQD-3 Doc 11 Ann. 4	7	4620	77%	10275	7192	70%	16,4	9186	0,24	7,8	21,8	3,5
K-12 5 turbines	5	3300	55%	7337	5504	75%	12,1	7697	0,23	7,5	23,8	3,7
K-13 3 turbines	3	1980	33%	4403	3743	85%	8,0	5777	0,22	7,2	26,0	4,0
K-14 2 turbines	2	1320	22%	2936	2671	91%	5,9	4003	0,22	7,4	24,8	4,5
K-15 2 turbines avec valeur des GES	2	1320	22%	2936	2671	91%	5,9	4486	0,22	7,1	26,7	4,5

Nous y constatons ce qui suit :

- Dans tous les cas, la VAN est toujours positive même si Kuujuaq est le village le moins rentable à cause de la faiblesse du vent retenue dans les calculs.
- Dans le réseau réel de 2 773 kW, en diminuant le nombre de turbines de 7 à 2 :
 - Le taux de pénétration passe de 161 % à 46 % et le taux d'absorption passe de 60 % à 80 %.
 - La VAN diminue comme le démontrait le rapport de l'IREQ.
 - La période de retour sur l'investissement diminue et le rendement sur le capital investi augmente, passant de 14 % à 20 %.
 - Le coût de l'énergie diminue.
- Dans le réseau *pro forma* augmenté à 6 000 kW, en diminuant le nombre de turbines de 7 à 2 :
 - Le taux de pénétration descend jusqu'à 22 %.
 - Le taux d'absorption monte jusqu'à 91 %.
 - Le coût de l'énergie diminue encore plus.
 - Le rendement sur le capital monte au dessus de 20 %.

La diminution du nombre de turbines éoliennes (pour diminuer le taux de pénétration) a donc pour effet d'augmenter rapidement le taux d'absorption de l'énergie par le réseau, ce qui assure une rentabilité accrue en terme de rendement sur l'investissement.

4.2.5 L'effet de la capacité et du nombre de turbines éoliennes sur la rentabilité

Pour le dimensionnement des groupes diesel (sauf à Cap-aux-Meules), le Distributeur utilise le critère de planification suivant :

$$\text{Puissance garantie} = (n-1) * 90 \% \text{ }^{34}$$

Pour des turbines éoliennes prises isolément (ou en très petit nombre comme ce serait le cas dans un réseau autonome), il n'y a pas de puissance garantie puisqu'on ne peut fournir de garantie sur le vent.

L'on recherche malgré tout la meilleure fiabilité au meilleur coût. Pour maximiser cette fiabilité, l'on doit augmenter le nombre des turbines éoliennes. Par contre, pour diminuer les coûts, l'on doit minimiser ce même nombre. Il n'y a pas de solution simple pour résoudre ce dilemme.

³⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-31, HQD-2, Document 1, Version révisée du 20 mars 2008, pages 19-20.

Il y a cependant un nombre minimal de turbines qui est nécessaire pour assurer un minimum de fiabilité et de souplesse d'exploitation. Dans le rapport de l'IREQ, on suggère dans la plupart de villages d'installer au moins deux turbines (sauf à Kangirsuk et Kangiqsujaq où une seule est prévue), trois à Inukjuak, Kuujuarapik et Puvirnituk, et finalement cinq turbines à Kuujuaq.

Pour diminuer le taux de pénétration (ce qui semble présenter un intérêt économique), l'on doit soit diminuer le nombre de turbines soit diminuer la capacité de celles-ci. Nous avons donc procédé à un exercice d'analyse de sensibilité économique avec le logiciel *RETScreen* en diminuant leur capacité et en augmentant leur nombre.

Dans ce cas-ci, nous avons choisi le village d'Inukjuak car il était celui offrant la meilleure VAN dans le rapport de l'IREQ et aussi parce que le Distributeur nous a fourni le 22 février 2008 les données de base d'un jumelage éolien-diesel dans ce réseau à la pièce B-24, HQD-3, Document 11, Annexe 3 en réponse à la question 44.B de SE AQLPA du présent dossier.

Pour analyser l'effet du dimensionnement des turbines éoliennes sur la rentabilité du projet, nous avons besoin d'une plus grande variété de turbines éoliennes. En plus des turbines éoliennes 275 kW et 660 kW proposées dans le rapport de l'IREQ, nous avons choisi, pour notre simulation, un modèle de 100 kW dont les caractéristiques sont disponibles pour en faire l'analyse.³⁵

Nous avons d'abord procédé à une simulation de référence, dans *RETScreen*, avec les données fournies par le Distributeur. Nous avons transposé ces données au prix du diesel de 2007 de 1,10 \$/l. Ensuite, nous avons fait varier le nombre et la capacité des turbines en ajustant le coût de projet en conséquence.

³⁵

Voir : <http://www.lorax-energy.com/windturbines.htm> et <http://www.lorax-energy.com/fl100pc.html>

Les paramètres économiques utilisés sont ceux fournis par Hydro-Québec Distribution ³⁶ :

- Pointe annuelle 1644 MW et de 8669 MWh.
- Taux d'intérêt 5,6 %.
- Taux d'actualisation 5,2 %
- Taux d'endettement 70 %.
- Taux d'inflation 1,8 %.
- Taux d'indexation de l'énergie 0 %.
- Coût du diesel 0,70 \$/l dans le cas de référence, puis porté à 1,10 \$/l.
- Coût évité en énergie et en entretien 0,238 \$/kWh, et 0,33 \$/kWh.
- Prix des GES 15 \$/t.

Les paramètres techniques utilisés sont :

- Turbines de 660 kW, 275 kW et 100 kW.
- Vent de 6,2 m/s à 10 m.
- Hauteur du mat à 50 m.

³⁶ Données d'Inukjuak publiées à : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-3 Document 11 Annexe 3, ces données étant différentes des données économiques du cas Kuujuaq.

Les résultats sont montrés au tableau suivant :

Tableau 8
 Sensibilité d'un projet éolien (Inukjuak) à la capacité et au nombre des turbines éoliennes

Scénario examiné	No de turbines	kW installés	Taux de pénétration	Énergie éolienne disponible	Énergie fournie au réseau	Énergie résiduelle	Taux d'absorption	Coût initial	VAN	Coût de l'énergie	Période de retour sur l'investissement	Taux de rendement	Coût/W installé
		kW	%	MWh	MWh	MWh	%	M\$	K\$	\$/kWh	ans	%	\$/w
I-21 Cas de référence de HQD-3 Doc 11 Ann. 3	3	1980	120%	7392	4758	2634	64%	8,0	2444	0,196	9	16	4,06
I-22 Cas de référence ajusté au coût du diesel à 1,10\$	3	1980	120%	7392	4758	2634	64%	8,0	7516	0,196	6	34	4,06
I-23 Cas de référence ajusté au coût du diesel à 1,10\$, 2 turbines	2	1320	80%	4928	3450	1478	70%	5,8	5639	0,192	6	35	4,41
I-24 Cas de référence ajusté au coût du diesel à 1,10\$, 1 turbine	1	660	40%	2464	1971	493	80%	3,6	3086	0,197	6	31	5,47
I-25 Cas de référence ajusté au coût du diesel à 1,10\$, 6 turbines 275MW	6	1650	100%	5607	3645	1962	65%	8,5	3440	0,240	21	23	5,13
I-26 Cas de référence ajusté au coût du diesel à 1,10\$, 4 turbines 275MW	4	1100	67%	3739	2804	935	75%	6,1	3188	0,220	8	24	5,58
I-27 Cas de référence ajusté au coût du diesel à 1,10\$, 2 turbines 275MW	2	550	33%	1869	1589	280	85%	3,8	1578	0,235	8	22	6,96
I-28 Cas de référence ajusté au coût du diesel à 1,10\$, 10 turbines 100MW	10	1000	61%	4029	3102	927	77%	6,5	4227	0,220	7	26	6,54
I-29 Cas de référence ajusté au coût du diesel à 1,10\$, 5 turbines 100MW	5	500	30%	2014	1813	201	90%	3,8	2627	0,210	7	27	7,60

Des résultats de ce tableau, nous constatons et concluons ce qui suit :

- Les constatations élaborées dans le cas précédent de Kuujuaq sont confirmées par les simulations sur Inukjuak en ce qui concerne la diminution du nombre de turbines éoliennes pour accroître le taux de pénétration. Le taux d'absorption augmente rapidement et le retour sur l'investissement est meilleur, même si la VAN est réduite.
- La diminution de la capacité des éoliennes réduit significativement la VAN et le taux de rendement sur l'investissement. La VAN et le rendement demeurent cependant intéressants (de sorte que la diminution de la capacité des éoliennes pourrait s'avérer une solution acceptable dans les cas, par exemple, où la logistique de transport poserait problème pour des éoliennes de plus grande capacité).
- Il faut interpréter ces résultats avec prudence puisque que le logiciel *RETScreen* propose une analyse statique dans laquelle la charge du réseau et la configuration de la centrale diesel ne varient pas. La méthodologie d'analyse de la VAN proposée par le Distributeur dans son document (B-24, HQD-3, Document 11, Annexe 3) fait au contraire varier la charge et la configuration de la centrale diesel, ce qui affecte grandement le taux d'absorption de l'énergie sur le réseau et par conséquent la rentabilité. Le dimensionnement des moteurs diesel ou l'utilisation de moteurs capables de fonctionner à bas régime doit être pris en considération pour trouver le scénario optimal.

4.2.6 Le risque quant à la prévision de vent

Les deux rapports d'Hélimax fournis par le Distributeur en réponse à la question 43-D de SÉ-AQLPA au présent dossier (Pièce B-24, HQD-3, Document 11 Annexe 1 et Annexe 2) fournissent des informations intéressantes sur la qualité du vent au Nunavik.

Ces mesures ont été faites assez près des villages pour des raisons d'accessibilité et non pas aux sites proposés pour les éoliennes. Cette situation oblige une transposition des résultats pour pouvoir les comparer avec le rapport de l'IREQ. Les deux rapports Hélimax donnent une valeur de vent à 80 mètres plutôt qu'à 50 mètres :

- ❑ **Inukjuak** : Les mesures confirment les vitesses de vent utilisées dans le rapport de l'IREQ et que nous avons-nous même utilisées dans nos analyses avec le logiciel *RETScreen*.
- ❑ **Kuujuarapik** : Les mesures semblent indiquer des vitesses de vents très supérieures à celles utilisées dans le rapport de l'IREQ. Ces vitesses sont toutefois trop élevées pour faire de Kuujuarapik un site intéressant pour un projet pilote de JED à haute pénétration. Il est à noter que, dès 1996, le Rapport Laflamme soupçonnait que les vents modélisés à Kuujuarapik soient

inférieurs à la réalité, recommandant de procéder à des mesures des vent réels.³⁷

4.3 LA REEVALUATION PAR HYDRO-QUEBEC LE 23 MAI 2008 DES COUTS DES PROJETS DE JED QUI NOUS AVAIENT ETE FOURNIS LE 22 FEVRIER 2008

Le 23 mai 2008, Hydro-Québec Distribution a déposé au dossier un rapport de l'IREQ³⁸ qui apporte des modifications majeures et peu expliquées aux paramètres sur lesquels le Distributeur s'était antérieurement fondé pour déterminer la rentabilité des projets de JED au Nunavik, notamment dans les évaluations qu'elle avait déposé le 22 février 2008 et sur lesquelles nous avons fondé notre étude qui précède.³⁹

Les principales modifications apportées par le Distributeur concernent les coûts de chaque projet. Ces variations de coûts sont si importantes qu'elles affectent de façon significative la rentabilité apparente des projets selon la situation particulière de chaque village.

Ont ainsi été modifiés, parfois de façon majeure, les coûts des lignes, les coûts des routes, les coûts des équipement et les coûts d'opération et d'entretien.

Le coût des lignes

Le coût des lignes est passé de 100 000 \$/km à 150 000 \$/km soit une augmentation de 50 % par rapport aux données de 2003, et ce sans aucun justificatif.

Ce coût pouvait même déjà, dans l'étude de l'IREQ de 2003, être considéré comme excessif compte tenu des caractéristiques prévisibles des lignes à construire. En effet dans le dossier du Projet Kuujuaq R-3623-2007 présenté par le Distributeur en 2007, celui-ci avait choisi de proposer une alimentation à 25 kV, remplaçant le réseau actuel à 12 kV, et ce malgré que la puissance installée ne soit que de 5 MW. Ce choix était déjà des plus discutables puisque qu'un réseau à 12 kV aurait amplement été suffisant pour raccorder la centrale compte tenu de la courte distance à couvrir et de la faire puissance à fournir, et ce à un coût très inférieur à celui proposé.

³⁷ **Jean-Pierre LAFLAMME, ing. (pour Hydro-Québec)**, *Analyse sommaire des possibilités de production électrique par la ressource éolienne et hydraulique dans les quatorze villages Inuit du Nouveau-Québec*, 10 janvier 1996, déposé sous : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-3, Document 11, Annexe 6, pages 29-31.

³⁸ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-68, HQD-6, document 1, Annexe 1, Rapport de l'IREQ.

³⁹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-3 Document 11 Annexe 3.

Même si le projet de Kuujuaq a déjà été approuvé, il nous semble déraisonnable d'appliquer le même principe d'un réseau de 25 kV à d'autres villages du Nunavik, dont les charges de pointe varient de 261 kW à 1897 kW, ce qui ne justifie aucunement la construction d'un réseau à un tel voltage. En effet, dans tous les cas, un raccordement des éoliennes peut se faire à 4 kV à un coût bien moindre que 150 000\$/km.

Mais même si l'on retenait le principe d'un réseau à 25 kV dans tous les villages du Nunavik, on voit mal comment Hydro-Québec Distribution peut en justifier une hausse de coût de 100 000 \$/km (ratio déjà élevé) à 150 000\$/km (proposé au rapport de l'IREQ de mai 2008), alors que, selon les données fournies par le Distributeur au dossier R-3535-2004, la construction d'une ligne 25 kV en 2008 pour tout prolongement de réseau trois phases devrait coûter en moyenne 60 000 \$ par kilomètre. Hydro-Québec n'explique pas en quoi la situation particulière du Nunavik peut justifier un écart de coût aussi important.

Le coût des routes

Dans le rapport original de l'IREQ de 2003 (annexe L, pages 121 à 127), le coût des routes est estimé à 55 \$/km. Dans le rapport de l'IREQ déposé le 23 mai 2008, ce coût est désormais estimé à 250 \$/km, sans justification. Une telle hausse est évidemment de nature à affecter grandement les sites dont la ressource éolienne est un peu éloignée. Ce paramètre explique en partie pourquoi certains sites qui étaient rentables selon Hydro-Québec en 2005 ne le sont plus en 2008, malgré que le coût du carburant évité ait lui aussi subi une hausse de 55 %.

Conséquences sur les résultats des hausses du coût des lignes et des routes

Ces différentes hausses non appuyées par des justificatifs modifient la VAN à un tel point que la plupart des projets de JED deviennent non rentables au Nunavik.

De façon particulière, les hausses des coûts des lignes et des routes expliquent la distorsion évidente qui apparaît au tableau 2 en page 5 du rapport de l'IREQ de 2008 à l'effet qu'aucun petit projet ne réussit désormais à obtenir une VAN positive. Le tableau suivant l'illustre. Ce tableau classe chacun des villages selon un ordre croissant du coût des infrastructures. En faisant ce tri on obtient alors un ordre qui est très semblable à celui du tableau 2 du rapport de l'IREQ 2008 qui lui est pourtant classé par ordre croissant de la charge de pointe. Il s'agit là d'une démonstration assez frappante que les coûts fixes que l'IREQ a choisi comme hypothèse en 2008 sont tellement disproportionnés qu'il est en pratique impossible pour un petit projet d'avoir une VAN positive quelque soit la qualité du vent.

Un élément paradoxal à noter : selon le rapport de l'IREQ de 2008, pour Kuujuaq, le coût du projet de JED est passé à 20,534 M\$ soit une augmentation de 75 %, alors que le carburant n'a augmenté que de 55 % et que la qualité du vent prévue diminue de 4,62 m/s à 4,47 m/s. Malgré cela, la VAN devient maintenant positive et Kuujuaq devient maintenant le village du Nunavik le plus rentable où un JED serait faisable (vu l'élimination antérieure des villages de

Kuujjuarapik et Inukjuak par le Distributeur), alors que ce village était auparavant considéré comme le moins rentable (ce que nous contestions à l'époque).

Tableau 9

Écart quant au coût des projets de JED au Nunavik entre les rapports 2003 et 2008 de l'IREQ

	Village	IREQ 2003			IREQ 2008					ÉCART 2003 - 2008	
		Charge de Pointe	puissance installée	Coût du projet	Charge de Pointe	puissance installée	coût fixe	% des coûts fixes	Coût du projet	Écart quant au Coût du projet	Écart quant au Coût du projet
		kW	kW	\$	kW	kW	\$	%	\$	\$	%
PETITS PROJETS	Umiujaq	428	550	3845	416	330	4454	57	7820	3975	103
	Kangiqsujuaq	555	660	3292	665	330	3141	48	6507	3215	98
	Akulivik	459	550	3332	538	660	2603	44	5969	2637	79
	Tasiujaq	297	550	3196	323	330	2554	43	5920	2724	85
	Kangirsuk	572	660	3126	601	660	2254	40	5620	2494	80
	Ivujivik	343	550	3025	336	330	2053	38	5419	2394	79
	Quaqtaq	366	550	3008	411	330	1954	37	5320	2312	77
	Kangiqsualujju aq	743	1980	5437	751	660	1954	37	5320	-117	-2
	Aupaluk	243	550	2973	261	330	1903	36	5269	2296	77
MOYENS ET GROS PROJETS	Salluit	1088	1320	5231	1205	1320	2204	25	8936	3705	71
	Inukjuak	1644	1980	8037	1553	1650	2503	19	13019	4982	62
	Puvirnituk	1407	1980	7559	1469	1650	1954	19	10369	2810	37
	Kuujjuaq	2873	3300	12112	3098	3300	3703	18	20534	8422	70
	Kuujjuarapik	1706	1980	8037	1897	2310	2454	17	14235	6198	77

Les coûts des équipements

Pour tous les projets du Nunavik, l'IREQ a choisi en 2008 des éoliennes de 330 kW (Enercon 33), même si des machines de 100 kW seraient aussi proposées. La taille des éoliennes auparavant considérées par l'IREQ était de 660 kW. De façon générale, nous sommes en accord avec le choix de ces éoliennes plus petites, tel qu'il appert de nos propos aux sections antérieures.

Le rapport de l'IREQ de 2003 faisait état d'un coût variable pour les équipements de 3100 \$/kW. Ce coût avait été corrigé à 3500 \$/kW en 2005 au dossier R-3550-2004. Aujourd'hui, le nouveau rapport de l'IREQ de mai 2008 propose un coût de 5100 \$/kW sur la seule foi d'une évaluation qui viendrait d'être effectuée au début mai 2008 pour un JED (apparemment à haute pénétration) à Anticosti, alors même qu'en janvier 2008, Hydro-Québec Distribution déclarait n'avoir aucun projet éolien à Anticosti. Une hausse du ratio de coût de cette ampleur est surprenante.

Le petit groupe thermique d'appoint à Inukjuak

Pour Inukjuak, l'IREQ affirme en page 6 de son rapport de 2008 *que seul Inukjuak indique un avantage à l'installation d'un petit groupe thermique d'appoint, compte tenu de leur coût élevé.* L'IREQ estime à \$2 100 000 \$ le coût de ce petit groupe thermique d'appoint qui ne serait que de 250 kW. Cela est manifestement excessif et nous nous interrogeons aussi sur l'opportunité d'inclure un tel groupe thermique dans les coûts à comparer.

Les coûts d'opération et d'entretien

Les coûts d'opération et d'entretien étaient de 0,03 \$/kWh selon Hydro-Québec en 2005. Le rapport de l'IREQ de 2008 les fait passer à 0,045 \$/kWh, ce qui correspond à une croissance de 50% sans aucun justificatif.

Conclusion

En raison de ces nombreuses anomalies et de l'absence de justifications, nous questionnons fortement la crédibilité du rapport 2008 de l'IREQ.

Nous maintenons les évaluations que nous avons effectuées antérieurement à ce rapport et reproduites dans les sections qui précèdent. Nous sommes d'opinion qu'un choix plus judicieux quant à la localisation, quant au dimensionnement et au nombre d'équipements éoliens et quant aux équipements civils peut assurer une VAN positive dans chacun des villages au moins pour un JED de moyenne pénétration, en tenant compte des prévisions conservatrices du coût du carburant présentées au rapport, et sans même tenir compte des hausses récentes du carburant dont la pérennité est incertaine.

4.4 **ÉTUDE CRITIQUE DES RAPPORTS HELIOS ET DUMAIS QUANT AUX COÛTS DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE EN RESEAU AUTONOME**

Avant de conclure notre étude, il convient de critiquer les résultats fournis dans deux rapports déposés par le Distributeur en réponse à la question 46.1 de la Régie, soit celui de Carl Dumais d'Hydro-Québec (B-14, HQD-3, Document 1, Annexe 2) et celui de la firme Helios (B-14, HQD-3, Document 1, Annexe 3) sur les énergies renouvelables pouvant éventuellement remplacer du mazout en réseau autonome.

Les résultats de la fiche 10 (Petites éoliennes) du rapport Hélios donnent des résultats qui ne concordent pas avec les résultats de notre étude. La fiche 8 du rapport Dumais reprend ces données de la fiche 10 du rapport Hélios.

On peut identifier 2 faiblesses majeures aux résultats des fiches proposées par Hélios et Dumais :

- La méthodologie de calcul du coût unitaire de l'énergie.
- Les paramètres éoliens utilisés.

Les paramètres économiques et la méthodologie de calcul

La méthodologie d'Hélios pour le calcul du coût de l'énergie a un effet déformant pour tous les projets dont les coûts variables sont faibles et les coûts fixes élevés. En effet, en considérant le coût de la première année comme étant égal à 10 % du coût du projet pour le calcul du coût unitaire de l'énergie, l'on surévalue systématiquement les coûts des projets à forte capitalisation au détriment de ceux ayant des frais d'exploitation élevés dus au coût du combustible. Il y a là un biais significatif.

Nous croyons que l'usage par Hélios d'une valeur de 10 % du coût de projet comme base de calcul surestime de façon significative le coût de l'énergie.

Les paramètres éoliens utilisés

La fiche 10 du rapport Hélios de même que la fiche 8 du rapport Dumais n'indiquent pas les paramètres de vents qui ont été utilisés pour obtenir les résultats montrés, surtout en ce qui concerne le déplacement de diesel et le déplacement CO₂. Cette omission est majeure.

Nous avons simulé dans *RETScreen* les paramètres qui permettraient d'obtenir les résultats des ces fiches (sans tenir compte de l'énergie résiduelle et de la valeur des gaz à effet de serre, pour rendre la simulation comparable).

Nous en concluons que, pour obtenir les résultats proposés par Helios et Dumais, il faut retenir un vent de 5,3 m/s et un taux d'intérêt de 11 %, ce qui sont deux valeurs excessives. En effet, le vent moyen pour tous les villages du Nunavik est 6,2 m/s et le taux d'intérêt suggéré par le Distributeur est 5,6 %.

Nos résultats montrent que le prix de revient pour le type de situation choisie dans les rapports Helios et Dumais, avec un taux d'intérêt de 5,6 % devrait se situer autour de 0,328 \$/kWh et ce, même avec un vent faible de 5,3 m/sec. Si l'on utilise le vent moyen des villages du Nunavik à 6,2 m/s, le prix de revient baisserait à 0,26 \$/KWh.

Le prix de revient de 0,38 \$/kWh suggéré dans ces fiches pour une éolienne de 20 kW est donc tout à fait exagéré.

4.5 LE PLAN D'AFFAIRES PROPOSE

4.5.1 Une stratégie axée sur le JED à moyenne pénétration au Nunavik, à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine

De ce qui précède, nous concluons que le JED à moyenne pénétration (moins de 50 %) est très rentable dans tous les sites de réseaux autonomes du Nunavik, y compris à Kuujuaq et même si l'on y retient les vents plus faibles simulés tels qu'utilisés dans le rapport de l'IREQ de 2003. On trouve souvent des retours sur l'investissement de plus de 20 %.

Le JED à haute pénétration (+ 100 %) présente par ailleurs des risques importants pour l'exploitation du réseau et pour le bon état de moteurs diesel actuels :

- Le JED à haute pénétration (+ 100 %) n'est pas le meilleur scénario de déploiement si l'on ne dispose pas de solution pour l'énergie excédentaire.
- Pour expérimenter sur les difficultés d'exploitation et sur les moyens d'utiliser l'énergie excédentaire, il faut au moins avoir à sa disposition un projet pilote de JED à haute pénétration. Le site le plus facile est celui dont le vent est le plus faible. À cet égard, les sites choisis par le Distributeur Akulivik et Kangiqsualujuaq méritent une attention particulière. Le site Akulivik montre des vents très importants et le site Kangiqsualujuaq montre des vents faibles mesurés à l'aéroport mais montre des vents importants extrapolés au site éolien. Ce ne sont donc pas des sites faciles pour expérimenter le JED à haute pénétration.
- Le dimensionnement des nouveaux moteurs et l'usage de moteurs à faible taux d'utilisation doit aussi être considéré.

Pour les raisons énoncées au présent rapport, nous ne croyons pas que le plan d'affaires éolien d'Hydro-Québec Distribution en réseaux autonomes devrait être axé, à ce stade, sur la haute pénétration comme c'est le cas actuellement.

L'on peut dès maintenant planifier l'implantation de JED à faible ou moyenne pénétration dans tous les villages du Nunavik (dans la mesure où l'accueil de la population y est favorable) sans attendre le résultat des deux projets-pilotes pour la haute pénétration. Il y aurait seulement deux exceptions : a) l'implantation au village du Kuujuarapik (Whapmagoostui), à Grande-Baleine, dépendrait de ce que cette localité reste un réseau autonome pendant une période de temps suffisante pour assurer la rentabilité des investissements et b) au village d'Inukjuak, l'implantation du jumelage éolien-diesel dépendrait de l'issue des études actuelles visant la construction d'un barrage hydroélectrique par la communauté. Nous rappelons que l'option hydroélectrique dans ce village était très fortement favorisée par le rapport Laflamme.⁴⁰

Un jumelage éolien-diesel à faible ou moyenne pénétration pourrait également être implanté à Anticosti dès à présent. Hydro-Québec Distribution a par ailleurs déjà pris l'initiative d'une implantation à faible pénétration à Cap-aux-Meules, tel que déjà souligné.

Ce plan d'affaires que nous recommandons va dans le même sens que celui qui fut recommandé en 2006 pour le développement du jumelage éolien-diesel dans le Nord canadien, dans un rapport soumis à l'association nationale inuit du Canada (Inuit Tapiriit Kanatami - ITK) :

*It would be wise to start projects as low or, at most, medium penetration projects if at all possible and to increase the penetration level when experience and comfort in the wind turbines and wind-diesel system permit. High penetration projects are much more sophisticated and are thus much more difficult to deal with, especially with inexperienced operating and technical staff.*⁴¹

Il sera toujours possible de convertir ultérieurement les jumelages éolien-diesel de faible et moyenne pénétration (qui auront été réalisés au Nunavik, à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine) en des jumelages de haute pénétration, à mesure que les conditions le permettront et que les résultats de projets-pilotes d'Akulivik et de Kangiqsualujjuaq deviendront disponibles.

⁴⁰ **Jean-Pierre LAFLAMME, ing. (pour Hydro-Québec)**, *Analyse sommaire des possibilités de production électrique par la ressource éolienne et hydraulique dans les quatorze villages Inuit du Nouveau-Québec*, 10 janvier 1996, déposé sous : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-3, Document 11, Annexe 6, page 9.

⁴¹ **LEADING EDGE PROJECTS INC. (by John F. Maissan)**, Report on Wind Energy for Small Communities, Prepared for Inuit Tapiriit Kanatami. April 24, 2006, http://www.emr.gov.yk.ca/energy/pdf/wind_energy_for_small_communities_april_2006.pdf, page 15.

RECOMMANDATION NO. 3 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à orienter sa stratégie d'implantation du jumelage éolien-diesel en réseau autonome vers la faible ou la moyenne pénétration, lesquelles pourraient plus rapidement être réalisées dans tous les villages du Nunavik (sous réserve du délai disponible avant le raccordement de Kuujjuarapik au réseau principal et sous réserve de l'éventualité d'un projet hydroélectrique à Inukjuak), à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine.

Il sera toujours possible de convertir ultérieurement les jumelages éolien-diesel de faible et moyenne pénétration (qui auront été réalisés au Nunavik, à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine) en des jumelages de haute pénétration, à mesure que les conditions le permettront et que les résultats de projets-pilotes d'Akulivik et de Kangiqsualujuaq deviendront disponibles.

4.5.2 La réalisation d'études de vent au Nunavik, à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine

La relation qu'on peut établir entre la vitesse du vent, le prix du diesel et le taux de pénétration qui optimise le taux d'absorption peut fixer de façon certaine les paramètres de rentabilité d'un JED de moyenne pénétration pour tout réseau autonome au Nunavik, à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine, quel que soit l'endroit choisi.

Le prix de revient des éoliennes en réseau autonome varie de 0,19 \$/kWh à 0,26 \$/kWh selon la qualité du vent et la grosseur des éoliennes. Tant que le coût du diesel dépasse 0,75 \$/l et que le vent dépasse 4,6 m/s à 10 m, tous les projets sont rentables si la logistique n'impose pas de coûts de projets particulièrement onéreux. Il est à noter que toutes les analyses de la section 4 ont été faites avec un prix du diesel à 1,10 \$/l ; or le prix actuel du diesel atteint déjà 1,45 \$/l (prix affiché par la Régie de l'énergie le 12 mars 2008).

Afin de préparer l'implantation de JED à moyenne pénétration, des mesures du vent (campagnes anémométriques) sont un prérequis indispensable. De telles mesures devraient donc être entreprises dès à présent dans chacun des réseaux du Nunavik et d'Anticosti où elles sont manquantes, afin d'optimiser la conception des projets. Les données de vent sont par ailleurs déjà disponibles à Hydro-Québec Distribution aux Îles-de-la-Madeleine.

Hydro-Québec Distribution est actuellement trop timide et trop lente à réaliser de telles études. Cette lenteur est susceptible de retarder le déploiement des projets de jumelage, puisque l'on sait qu'il faudra attendre quelques 18 mois entre le moment où la décision sera prise d'installer des anémomètres et le moment où leurs résultats seront disponibles pour permettre la conception des projets.

Outre les Îles-de-la-Madeleine, Inukjuak, Kujjuarapik, Akulivik et Kangiqsualujjuaq, Hydro-Québec n'a toujours pas procédé à une étude sérieuse de la variable vent dans les réseaux autonomes où existe un potentiel de jumelage éolien-diesel. Il reste donc 11 réseaux autonomes dont le vent reste à mesurer (10 villages Inuit et Anticosti).

L'IREQ, dans son rapport de 2003, n'avait à sa disposition aucune étude de vent sur des sites éoliens réels au Nunavik.⁴² Une modélisation couvrant les zones entourant les 14 villages avait été effectuée par le consultant Salmon en 1995 à partir des données disponibles aux stations météorologiques d'Environnement Canada situées dans chacun de ces villages.⁴³ L'étude Salmon a ensuite été mise à jour à partir des données plus récentes des stations météorologiques pour Kuujjuaq, Umiujaq et Quaqaq en 2001.⁴⁴ La vitesse des vents du rapport Salmon, donnée à 25 mètres du sol dans les stations météorologiques, a ensuite été utilisée comme base par le rapport de l'IREQ pour la prévision de la production des turbines éoliennes qui seraient situées à d'autres sites avoisinants, à localisations, élévations du sol et hauteurs à partir du sol différentes.⁴⁵

Dans son rapport de 2003, l'IREQ souligne toutefois la limitation importante des données disponibles :

Il est à noter que, comme cela est fréquent en région éloignée, les données disponibles sur lesquelles se basent les études sont limitées, tant en qualité qu'en quantité. Étant donné que la ressource éolienne a un impact évidemment majeur sur la viabilité économique des systèmes, on ne saurait trop appuyer sur le fait qu'une campagne de mesure doit être faite sur les sites d'intérêt avant la conception de ces derniers.⁴⁶ [Souligné dans le texte]

L'étude utilisant les modélisations éoliennes du rapport Salmon 1995 sur lesquelles les conclusions du rapport Laflamme étaient basées, et en l'absence

⁴² **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3550-2004, Pièce HQD-5, Document 1, Annexe 1, Rapport IREQ 2003-247C, 15 décembre 2004, page 21 (section 4.2.1).

⁴³ **J.R. SALMON, P.G. STALKER**, *Historical Wind Data and Numerical Modelling*, Zephyr North, 1995-10-31. Publié à : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, GQD-4, Document 11, Annexe 5.

⁴⁴ **J.R. SALMON**, *Historical Wind Data and Numerical Modeling Update: Kuujjuaq, Quaqaq and Umiujaq*, Zephyr North, 2001-06-07. Publié à : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-4, Document 11, Annexe 5.

⁴⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3550-2004, Pièce HQD-5, Document 1, Annexe 1, Rapport IREQ 2003-247C, 15 décembre 2004.

⁴⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3550-2004, Pièce HQD-5, Document 1, Annexe 1, Rapport IREQ 2003-247C, 15 décembre 2004, pages 14-15 (section 3.2). Souligné dans le texte

*d'autres données portant sur le gisement éolien, les emplacements des parcs éoliens de ce dernier ont été utilisés.*⁴⁷

Un rapport de la société Hélimax invite par ailleurs à la plus grande prudence quant aux données d'extrapolation issues d'une telle modélisation :

*La combinaison des résultats de validation sur l'ensemble du territoire québécois, à la hauteur de 80 m, montre que la carte de la densité de puissance présente une incertitude moyenne de 24 %.*⁴⁸

Selon ce même rapport, les vitesses de vent observées sur le terrain par le Ministère des Ressources Naturelles à Kuujuaq étaient même plus élevées de 31 % que celles cartographiées selon le modèle, ce qui constituait l'écart le plus important de tous les sites québécois examinés par Hélimax.⁴⁹

Le rapport Laflamme avait lui-même questionné la fiabilité de la modélisation des vents à Kuujuaq contenue au rapport Salmon, en raison de la faiblesse surprenante de ces vents :

*Il faut remarquer que les modélisations donnent des intensités de vent nettement plus faibles que les autres villages environnants. Il faudrait donc vérifier cela avec des mesures de vent.*⁵⁰

*Avec un vent moyen aussi faible le projet serait nettement déficitaire. Toutefois, si on considère un vent de 7 m/sec qui serait plus comparable aux intensités des vents des villages avoisinants, un projet de jumelage éolien-diesel à ce site donnerait une rentabilité de 1 millions de dollars [N.D.L.R.: selon les prix de 1996].*⁵¹

⁴⁷ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3550-2004, Pièce HQD-5, Document 1, Annexe 1, Rapport IREQ 2003-247C, 15 décembre 2004, page 21 (section 4.2.1).

⁴⁸ **HÉLIMAX**, *Inventaire du potentiel éolien exploitable du Québec*, publié au dossier R-3595-2006, Pièce B-3, page 8 dernier paragraphe.

⁴⁹ **HÉLIMAX**, *Inventaire du potentiel éolien exploitable du Québec*, publié au dossier R-3595-2006, Pièce B-3, page 11.

⁵⁰ **Jean-Pierre LAFLAMME, ing. (pour Hydro-Québec)**, *Analyse sommaire des possibilités de production électrique par la ressource éolienne et hydraulique dans les quatorze villages Inuit du Nouveau-Québec*, 10 janvier 1996, déposé sous : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-3, Document 11, Annexe 6, page 23.

⁵¹ **Jean-Pierre LAFLAMME, ing. (pour Hydro-Québec)**, *Analyse sommaire des possibilités de production électrique par la ressource éolienne et hydraulique dans les quatorze villages Inuit du Nouveau-Québec*, 10 janvier 1996, déposé sous : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-3, Document 11, Annexe 6, page 23. NDLR par nous.

*En ce qui concerne l'éolien il serait quand même important de mesurer les vents à ce village étant donné que la rentabilité à ce niveau pourrait devenir rapidement intéressante si les vents s'avéraient plus forts qu'avec les simulations actuelles.*⁵²

Le consultant Jim Salmon (Zephyr North) avait aussi émis des réserves quant à la fiabilité des données modélisées au site de Kuujuaq, en l'absence de mesures de vent plus fines :

6.3 Kuujuaq Site Selection

*As explained above, the resolution of the input data and model grid for the Kuujuaq study was coarser than for Quaqaq and Umiujaq. As a consequence, it is recommended that any potential Kuujuaq wind turbine sites chosen from this modelling study be considered for finer detail modelling using finer resolution input data.*⁵³

Même s'ils n'avaient pas accès à l'époque aux rapports Laflamme et Salmon, les soussignés avaient aussi, à leur rapport du dossier R-3623-2007, questionné la fiabilité de la modélisation des vents à Kuujuaq et recommandé des mesures de vents réelles sur un ou des sites réels dans ce village pour l'implantation d'éoliennes.⁵⁴

Le rapport Laflamme a aussi questionné la fiabilité des modélisations de vents dans d'autres villages du Nunavik, dont Kuujuarapik que nous avons cité précédemment.⁵⁵

⁵² **Jean-Pierre LAFLAMME, ing. (pour Hydro-Québec)**, *Analyse sommaire des possibilités de production électrique par la ressource éolienne et hydraulique dans les quatorze villages Inuit du Nouveau-Québec*, 10 janvier 1996, déposé sous : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-3, Document 11, Annexe 6, page 25.

⁵³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-3, Document 11, Annexe 5, page 272 de la pièce (page 10 du rapport Salmon - Zephyr North complémentaire sur Kuujuaq, Quaqaq et Umiujaq).

⁵⁴ **Jean-Claude DESLAURIERS, avec la collaboration de Jacques FONTAINE et Nicole MOREAU (pour SÉ-AQLPA-GRAME)**, Dossier R-3623-2007, Pièces C-6-3 et C-6-5, SÉ-AQLPA-GRAME-1, documents 1 et 2, Section 3.3 du rapport.

⁵⁵ **Jean-Pierre LAFLAMME, ing. (pour Hydro-Québec)**, *Analyse sommaire des possibilités de production électrique par la ressource éolienne et hydraulique dans les quatorze villages Inuit du Nouveau-Québec*, 10 janvier 1996, déposé sous : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-24, HQD-3, Document 11, Annexe 6, pages 29-31.

RECOMMANDATION NO. 4 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à procéder dès à présent à des mesures de vents réels sur les sites éoliens considérés dans la totalité des réseaux autonomes du Nunavik où ces mesures n'ont pas encore été réalisées ainsi qu'à Anticosti. Nous notons que ces mesures ont déjà été réalisées aux Îles-de-la-Madeleine.

4.5.3 La stratégie pour le jumelage éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP)

Tel que mentionné précédemment, il sera toujours possible de convertir les jumelages éolien-diesel de faible et moyenne pénétration (qui auraient été réalisés au Nunavik, à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine) en des jumelages de haute pénétration, à mesure que les conditions le permettront et que les résultats de projets-pilotes d'Akulivik et de Kangiqsualujuaq deviendront disponibles.

Le jumelage éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP) nécessitera généralement :

- ❑ L'adaptation des système de commande des centrales diesel.
- ❑ L'adaptation des procédures et techniques d'exploitation des centrales diesel.
- ❑ L'installation d'une gamme de moteurs de capacités différentes dans une même centrale ou des moteurs ayant la capacité de fonctionner à bas régime
- ❑ L'accroissement du taux d'absorption du réseau par l'installation d'un accumulateur d'énergie excédentaire tel un réservoir hydroélectrique (naturel ou pompé) et la modification des interventions commerciales en vue de favoriser la substitution de la consommation d'énergie thermique vers la consommation électrique (programmes de bi-énergie, etc.).

Ces exigences font en sorte qu'il peut être plus approprié de réserver une telle pénétration aux réseaux où des transformations sont déjà prévues à la centrale diesel (remplacement de la centrale, réfection majeure ou remplacement de groupes diesel) et en tenant compte des possibilités d'accroissement du taux d'absorption du réseau (réservoir hydroélectrique naturel ou pompé, nouvelles interventions commerciales telles que la bi-énergie, etc.). Évidemment, le tout ne se ferait qu'après prise de connaissance des résultats des projets pilotes et s'il y a acceptation par la communauté.

Le rapport de 2006 à l'association nationale inuit du Canada (Inuit Tapiriit Kanatami - ITK) sur le jumelage éolien-diesel dans le Nord canadien concluait au moins en partie dans le même sens :

Ideally install wind projects at the same time as diesel plants are being upgraded (controls at least) so that the controls for the diesel plant and the

*wind plant are compatible. Modern digital governors for the diesels are a requirement for a wind project to interface successfully with the diesel plant.*⁵⁶

RECOMMANDATION NO. 5 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à cibler sa stratégie d'implantation de jumelages éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP) vers les réseaux autonomes où des transformations sont déjà prévues à la centrale diesel (remplacement de la centrale, réfection majeure ou remplacement de groupes diesel) et en tenant compte des possibilités d'accroissement du taux d'absorption du réseau (réservoir hydroélectrique naturel ou pompé, nouvelles interventions commerciales telles que la bi-énergie, etc.). Évidemment, le tout ne se ferait qu'après prise de connaissance des résultats des projets pilotes et s'il y a acceptation par la communauté.

4.5.4 Les réseaux autonomes de la Basse-Côte-Nord, de la Haute-Mauricie et Schefferville

Nous ne recommandons pas d'implantation de JED à ce stade dans les réseaux de la Haute-Mauricie, où les vents apparaissent plus faibles et qui pourraient à terme être raccordés au réseau principal d'Hydro-Québec Distribution.⁵⁷ Il y aurait toutefois lieu que le Distributeur fournisse une évaluation du projet de jumelage éolien-diesel qu'il aurait reçu de la part de la communauté d'Opitciwan en Haute-Mauricie dans l'éventualité où il n'y aurait pas de raccordement de ce village au réseau principal.

La présence d'hydraulique au Lac Robertson (Basse Côte-Nord), à Menihék (Schefferville) et éventuellement à La Romaine, qui pourrait aussi être raccordée, nous amènent également à ne pas recommander à ce stade de jumelage éolien dans ces réseaux.

⁵⁶ **LEADING EDGE PROJECTS INC. (by John F. Maissan)**, Report on Wind Energy for Small Communities, Prepared for Inuit Tapiriit Kanatami. April 24, 2006, http://www.emr.gov.yk.ca/energy/pdf/wind_energy_for_small_communities_april_2006.pdf, page 16.

⁵⁷ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Phase 2, Pièce B-31, HQD-2, Document 1, pages 31 et suivantes.

5

LA PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES**5.1 INTRODUCTION**

Parmi les nombreuses alternatives d'énergie renouvelable susceptibles de suppléer à l'usage exclusif et intensif du carburant diesel pour la production d'électricité, la production photovoltaïque est une option à considérer sérieusement sur l'horizon du *Plan d'approvisionnement 2008-2017* proposé pour les réseaux autonomes. Pourtant le Distributeur ne fait aucunement mention de cette technologie alternative dans son document B-31, HQD-2, Document 1 au présent dossier.

Hydro-Québec Distribution croit peut-être à tort que cette forme d'énergie restera trop dispendieuse durant la période 2008-2017 ou ne serait pas efficace en réseau autonome ou en région nordique.

Pour corriger ces perceptions et compléter l'information devant la Régie de l'énergie, nous présentons une analyse paramétrique des possibilités énergétiques et de la valeur économique de cette technologie à travers deux projets, l'un réel déjà réalisé dans le sud de l'Ontario à Markham et l'autre hypothétique qui pourrait être localisé sur le toit du bâtiment de la centrale à Kuujuaq. Nous allons aussi fournir quelques informations sur la tendance des prix et sur l'évolution du marché et, finalement, nous procéderons à une étude critique des fiches sur l'énergie photovoltaïque incluses dans les deux documents déposés par le Distributeur à sa pièce du présent dossier B-14, HQD-3, Document 1, Réponse 46,1 à la Régie, annexe 2 (rapport Dumais, ing. à Hydro-Québec) et annexe 3 (rapport de la firme Helios).

5.2 LE PRIX DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES ET LES TENDANCES DU MARCHE

5.2.1 Les prix historiques des modules photovoltaïques

Durant les derniers 10 ans, le prix des panneaux solaires photovoltaïques a baissé de façon systématique et continue, passant de 11 \$/W à 4,3 \$/W en 2005, pour subir une remontée en 2006 à 5,3 \$/W. Ces données pour le Canada sont tirées du rapport annuel 2006 de l'*International Energy Agency (IEA)*, comme on le voit au tableau suivant :

Tableau 10

Prix moyen des modules photovoltaïques au Canada de 1999 à 2006 ⁵⁸

Année	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Prix moyen des modules photovoltaïques (\$CAN/W)	11,09	10,70	9,41	7,14	6,18	5,53	4,31	5,31

La hausse de 2006 s'expliquerait par une pénurie importante sur le marché occasionnée par une hausse très marquée de la demande. La réaction de l'industrie a consisté à mettre en place, depuis lors, de nouveaux moyens considérables de production de panneaux photovoltaïques.

On peut par exemple se référer à l'entrée sur ce marché des panneaux photovoltaïques d'un manufacturier tel qu'*Applied Materials* aux Etats-Unis et, au Québec, à l'ouverture en 2007 de la nouvelle usine de *Timminco* à Bécancour, d'une capacité de 3600 tonnes métriques de panneaux, capacité qui devrait être portée à 16 000 tonnes métriques en 2009 :

Applied in \$ 1.9 bn solar coup

By Chris Nuttall in San Francisco

March 4 2008 - 22:15

Applied Materials (NASDAQ:AMAT) ' gamble on becoming a major supplier to the solar panel industry appeared to have paid off on Wednesday when it won a \$ 1.9 bn order, the biggest ever for its production equipment.

Analysts said the deal for the world's largest supplier of equipment for the semiconductor industry was about five times bigger than any order it had ever received in its core business. ⁵⁹

⁵⁸ **INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA)**, *PVPS Annual Report 2006*, http://www.iea-pvps.org/products/download/rep_ar06.pdf, Table 2 pour le Canada.

⁵⁹ http://us.ft.com/ftgateway/superpage.ft?news_id=fto030420082233271999&referrer_id=yahoofinance

Timminco Announces Expansion of Production Capacity for Solar Grade Silicon

Friday February 22, 2008 - 2:04 pm ET

TORONTO, ONTARIO--(Marketwire - Feb. 22, 2008) - Timminco Limited (TSX:TIM - News) today announced that its Board of Directors has approved capacity expansion plans for the production of solar grade silicon at its wholly owned subsidiary, Becancour Silicon Inc. ("BSI"), at its location in Becancour, Quebec. The expansion is expected to raise the total annual production capacity of its solar grade silicon facilities to 14,400 metric tons from 3,600 metric tons. The expansion is expected to have a capital cost of approximately \$65 million and will be completed by mid 2009, on a schedule that will enable BSI to meet all current customer commitments.⁶⁰

En ajoutant les le coût d'installation, incluant la fourniture des onduleurs, d'environ 2 500 \$/kW, le prix total des systèmes installés se situe maintenant autour de 8 000 \$/kW-9 000 \$/kW (prix de 2006).⁶¹

5.2.2 Les développements technologiques et les réductions de prix actuelles des modules photovoltaïques

Les développements technologiques sont très rapides dans l'industrie des panneaux photovoltaïques (PV).

Par exemple, la technologie du CIGS (Cuivre-Indium-Gallium-Sélénium) utilisée par l'entreprise *Nanosolar* est la première à offrir un panneau solaire de type film en couche mince, à un prix actuel inférieur à 2 000 \$/kW et qui pourrait prochainement baisser jusqu'à 1 000 \$/kW.⁶² Comme le rendement par mètre carré de cette technologie n'est que de 11 % comparativement à 15 % pour la technologie au silicium, les panneaux CIGS requièrent toutefois des surfaces plus grandes et par conséquent des coûts d'installation plus élevés de 40 % à 50 %. Cette technologie, à cause de sa facilité de production, permettrait néanmoins de remédier à la pénurie actuelle du silicium, qui entre habituellement dans la fabrication non seulement des panneaux solaires mais également des puces électroniques.

⁶⁰ <http://biz.yahoo.com/ccn/080222/200802220444026001.html?.v=1>

⁶¹ <http://www.iea-pvps-task2.org/public/index.htm> et http://www.iea-pvps-task2.org/public/download/T2_Cost_and_Performance.pdf

⁶² <http://blog.nanosolar.com/> et <http://www.nanosolar.com/products.htm>

5.3 ANALYSE ÉCONOMIQUE

Dans le cadre du *Plan d'approvisionnement* du Distributeur, ce sont les projets d'envergure de type industriel ou commercial qui présentent un intérêt.

Nous avons analysé avec le logiciel *RETScreen* deux projets basés sur la technologie traditionnelle au silicium : d'une part un projet réel de 900 kW à Markham en Ontario et d'autre part un projet hypothétique de 90 kW à Kuujuaq au Nunavik.

5.3.1 Paramètres du projet à Markham Ontario

Le *Standard Offer Program* de l'*Ontario Power Authority (OPA)* subventionne la production d'énergie renouvelable pour des productions inférieures à 10 MW. La subvention offerte pour l'énergie PV est de 0,42 \$/kWh pendant une durée de 20 ans.

En examinant la quantité de promoteurs qui ont proposé des projets et en analysant la teneur de ces projets, on peut se faire une idée assez précise de l'ordre de grandeur des prix de revient et avec les informations déjà connues sur les prix, il est relativement facile de structurer un projet type dont l'analyse économique sera révélatrice.⁶³

Voici les caractéristiques techniques et financières d'un projet type déposé par un promoteur pour la Ville de Markham, Ontario et que nous avons analysé avec le logiciel *RETScreen* :

- Localisation Markham, Ontario.
- Latitude 43,7 degrés Nord.
- Puissance installée : 9,0 MW avec 18 onduleurs de 500 kW.
- Superficie des champs de panneaux : 76 923 mètres carrés.
- Énergie produite est de 11514 MWh par année.
- Facteur d'utilisation 14,6 %.
- Coût des modules PV 4 500 \$/kWh et 3 500 \$/kW (ces deux hypothèses conservatrices sont examinées).
- Taux d'intérêt 5,6 %, taux d'actualisation 5,2 %, taux d'endettement 70 %.
- Taux d'inflation 1,8 %, taux d'indexation de l'énergie de 0 % ou 1,8 % (ces deux cas sont examinés).

⁶³ On peut trouver une liste des propositions reçus dans le rapport du mois de décembre 2007 de l'OPA à : http://www.powerauthority.on.ca/SOP/Storage/60/5606_RESOP_Dec._2007_report.pdf et http://www.powerauthority.on.ca/SOP/Page.asp?PageID=122&ContentID=6432&SiteNodeID=308&BL_ExpandID=&BL_ExpandID

5.3.2 Paramètres d'un projet hypothétique à Kuujuaq

Pour transposer ces paramètres en situation de réseau autonome, nous avons aussi simulé un projet hypothétique à Kuujuaq au Nunavik sur le toit de la nouvelle centrale et dont voici les principaux paramètres. Ce projet serait exactement 100 fois plus petit que le projet ontarien mais utiliserait les mêmes paramètres financiers :

- Localisation : Kuujuaq, toit de la nouvelle centrale dont la superficie est de 1100 m².
- Latitude 58,1 degrés Nord.
- Puissance installée : 90 kW avec 2 onduleurs.
- Superficie du champ sur le toit : 769 mètres carrés.
- Énergie produite 106 MWh par année.
- Facteur d'utilisation 13 %.
- Coût des modules PV 4 500 \$/kW et 3 500 \$/kW (ces deux hypothèses conservatrices sont examinées).
- Taux d'intérêt 5,6 %, taux d'actualisation 5,2 %, taux d'endettement 70 %.
- Taux d'inflation 1,8 %, taux d'indexation de l'énergie de 0 % ou 1,8 % (ces deux cas sont examinés).

5.3.3 Paramètres d'ensoleillement

Le logiciel RETScreen dispose d'une base de données qui effectue le calcul de l'ensoleillement et de la production photovoltaïque en fonction de la localisation :

Des cartes interactives de l'ensoleillement et du potentiel d'énergie solaire photovoltaïque du Canada ont été développées par le Service canadien des forêts (Centre de foresterie des Grands Lacs) en collaboration avec le groupe de recherche sur les systèmes photovoltaïques du Centre de la technologie de l'énergie de CANMET (CTEC-Varennnes). Les données d'ensoleillement utilisées ont été fournies par la Direction des archives nationales et de la gestion des données du Service météorologique du Canada, Environnement Canada. Ces cartes présentent des estimés de la quantité d'électricité pouvant être produite par des systèmes photovoltaïques sans batterie, raccordés au réseau (en kWh/kW) et de l'ensoleillement global quotidien moyen (en MJ/m² et en kWh/m²) pour tout emplacement au Canada sur un maillage de 300 arcs secondes ~ 10 km Les cartes sont disponibles pour chaque mois ainsi que sur une base annuelle, selon six orientations différentes : une orientation qui poursuit le soleil et cinq orientations fixes tournées vers le sud et inclinées à un angle équivalent à la latitude, à $\pm 15^\circ$ de la latitude, complètement à la verticale (90°) et à l'horizontal (0°) (voir la figure ci-dessous).⁶⁴

⁶⁴ CANMET, Présentation des cartes interactives de l'ensoleillement et du potentiel d'énergie solaire photovoltaïque du Canada à :

Les paramètres fournis par le logiciel ont été utilisés tant pour simuler la production photovoltaïque à Makham qu'à Kuujuaq.

5.3.4 Les résultats

Le projet Markham a été analysé avec deux variantes, la première (PV1) avec un prix de projet traditionnel sans indexation de l'énergie alors que la deuxième variante (PV2) fait une recherche du coût de projet qui peut assurer au promoteur une rentabilité avec le prix fixé par l'OPA de 0,42 \$/kWh.

Le projet Kuujuaq a été analysé avec 5 variantes. Une première variante (PV11) utilise des modules à 4 500 \$/kW sans indexation de l'énergie, sans valeur aux GES et avec le coût du diesel à 1,10 \$/l. La deuxième variante (PV12) ajoute une valeur aux GES évités. Une troisième variante (PV13) analyse l'effet d'une indexation de l'énergie. La quatrième variante (PV14) simule des modules à 3 500 \$/kW. Enfin, la dernière variante (PV15) simule l'impact d'une hausse du prix du diesel à 1,45 \$/l.

https://glfc.cfsnet.nfis.org/mapserver/pv/pvmapper.phtml?LAYERS=2700,2701,2057,4240&SETS=1707,1708,1709,1710,1122&ViewRegion=-2508487%2C5404897%2C3080843%2C10464288&title_e=Pv+potential+and+insolation&title_f=Potentiel+photovoltaïque+et+ensoleillement&NEK=f

Les résultats sont montrés au tableau suivant

Tableau 11
Rentabilité de projets photovoltaïques

Scénario examiné	Prix des panneaux	Coût du projet	Prix diesel	Taux d'indexation de l'énergie	Valeur des GES évités	VAN	Coût de l'énergie	Période de retour sur l'investissement	Taux de rendement	Coût/kW installé
	\$/kW	K\$	\$/l	%	\$/t	K\$	\$/kWh	ans	%	\$/kW
PV-1 Markham variante 1	4500	63700	x	0,0	0,0	-7840	0,480	x	x	7078
PV-2 Markham variante 3	3500	54300	x	0,0	0,0	1832	0,410	11	6	6033
PV-11 Kuujuaq variante 1	4500	682	1,10	0,0	0,0	-345	0,600	x	x	7578
PV-12 Kuujuaq variante 2	4500	682	1,10	0,0	15,0	-324	0,580	x	x	7578
PV-13 Kuujuaq variante 3	4500	682	1,10	1,8	15,0	-268	0,510	x	x	7578
PV-14 Kuujuaq variante 4	3500	592	1,10	1,8	15,0	-119	0,450	x	x	6578
PV-15 Kuujuaq variante 5	3500	592	1,45	1,8	15,0	2,8	0,450	14	5	6578

Nous y constatons ce qui suit :

- ❑ Pour le projet Markham, le coût de revient de l'énergie est de 0,48 \$/kWh avec le coût traditionnel des panneaux à 4 500 \$/kW, ce qui donne un coût unitaire de 7 000 \$/kW.
- ❑ Pour obtenir la rentabilité du projet il faut approximativement descendre le prix des panneaux à 3 500 \$/kW.
- ❑ Pour le projet Kuujuaq, le coût de revient de l'énergie est de 0,60 \$/kWh sans valeur aux GES évités et sans indexation de l'énergie, avec le prix du diesel à 1,10 \$/l.
- ❑ On peut constater que ce prix de revient du PV à Kuujuaq est approximativement le même que le prix de revient de la nouvelle centrale diesel (Référence : Dossier R-3623-2007).⁶⁵
- ❑ Les crédits potentiels à 15 \$/t pour les gaz à effet de serre (GES) évités ne représentent que 0,02 \$/kWh et ne sont donc pas significatifs quant à la rentabilité d'un tel projet.
- ❑ Proportionnellement à la grosseur du projet, le rendement du champ de panneaux solaire est presque aussi bon à Kuujuaq qu'à Markham
- ❑ Avec un coût de modules à Kuujuaq de 3 500 \$/kW, une valeur de 15 \$/t pour les GES évités, une indexation de l'énergie à 1,8 % et le prix du diesel au prix actuel de 1,45 \$/, l'on obtient déjà une VAN positive et un projet rentable.

5.4 ÉTUDE CRITIQUE DES RAPPORTS DUMAIS ET HÉLIOS QUANT AUX COÛTS DE L'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE EN RÉSEAU AUTONOME

Nous procédons ci-après à une étude critique des résultats relatifs à l'énergie photovoltaïque en réseau autonome de l'annexe 2 (rapport Dumais) et de l'annexe 3 (rapport Helios) du document HQD-3 Document 1 qui ont été déposées en réponse à la question 46,1 de la Régie. Ces deux documents présentent des fiches sur la technologie photovoltaïque (PV) qui ne concordent pas avec notre étude et qui proposent une analyse économique inexacte.

⁶⁵ Voir notamment : **Jean-Claude DESLAURIERS, avec la collaboration de Jacques FONTAINE et Nicole MOREAU (pour SÉ-AQLPA-GRAME)**, Dossier R-3623-2007, Pièces C-6-3 et C-6-5, SÉ-AQLPA-GRAME-1, documents 1 et 2.

La première faiblesse des la fiche 9 (solaire photovoltaïque) du rapport Hélios quant à cette forme d'énergie concerne le coût des panneaux, qui est présenté comme étant de plus de 8 000 \$/kW. Un tel prix est exorbitant puisque les données que nous avons citées et référencés précédemment font état d'un prix régulier de 4 500 \$/kW, avec la promesse confirmée de nouveaux panneaux à moins de 3 000 \$/kW (silicium) et de moins de 2 000 \$/kW (CIGS) dès 2008.

La deuxième faiblesse concerne la façon de calculer le prix de revient, que nous avons déjà critiquée de façon extensive dans la section 4 sur l'énergie éolienne du présent rapport. Nous y avons souligné que la méthodologie d'Helios pour le calcul du coût de l'énergie avait un effet déformant pour tous les projets dont les coûts variables sont faibles et les coûts fixes élevés. En effet, en considérant le coût de la première année comme étant égal à 10 % du coût du projet pour le calcul du coût unitaire de l'énergie, l'on surévalue systématiquement les coût des projets à forte capitalisation au détriment des projets ayant des frais d'exploitation élevés dus au coût du combustible. Il s'agit là d'un biais significatif. Nous croyons que l'usage, par le rapport Helios, d'une valeur de 10 % du coût de projet comme base de calcul surestime de façon significative le coût de l'énergie.

Le résultat présenté dans la fiche 9 du rapport Hélios de 0,79 \$/kWh pour un système de 100 kW apparaît donc tout à fait exagéré et ne correspond aucunement à la situation actuelle.

La fiche 9 (solaire photovoltaïque) du rapport Dumais reprend ces mêmes données et est donc similairement critiquable.

5.5 CONCLUSION

L'évolution économique et industrielle de la technologie photovoltaïque, combinée à la hausse du prix des carburants diesel rend maintenant compétitive la réalisation de projets PV. Cette technologie arrive maintenant à maturité dans un marché en effervescence.

Il nous semble en conséquence, qu'un suivi rigoureux des possibilités offertes au Distributeur par cette technologie pour les réseaux autonomes s'impose sur l'horizon du *Plan d'approvisionnement 2008-2017*.

Ce suivi rigoureux s'avère d'autant plus nécessaire que, dans le présent *Plan 2008-2017*, les deux rapports que le Distributeur avait déposé en annexe à la réponse 46.1 à la Régie comportaient des données qui n'étaient pas à jour et dont la méthodologie était imprécise, comme on l'a vu plus haut.

RECOMMANDATION NO. 6 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à lui soumettre un suivi rigoureux des possibilités offertes par la technologie photovoltaïque pour les réseaux autonomes, tant dans le cadre du suivi du *Plan d'approvisionnement 2008-2017* que lors des *Plans d'approvisionnement* ultérieurs.

6

CONCLUSION

Pour l'ensemble de ces motifs, nous invitons donc la Régie de l'énergie à retenir les recommandations suivantes :

RECOMMANDATION NO. 1 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à présenter, en suivi du présent *Plan d'approvisionnement 2008-2017*, ainsi que dans chaque *Plan d'approvisionnement* par la suite, son scénario moyen de la demande ainsi que des interventions commerciales en réseaux autonomes qui, dans les deux cas, résulteraient de sa stratégie d'implantation de jumelages éoliens-diesel et d'autres technologies d'énergie renouvelable (hydroélectrique et photovoltaïque).

RECOMMANDATION NO. 2 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à fournir, dans ses *Plans d'approvisionnement*, de l'information plus exacte et complète non seulement quant aux remplacements ou réfections de centrales prévus en réseaux autonomes, mais également quant aux remplacements prévus de groupes diesel dans ces réseaux durant la période du *Plan*. Le remplacement de certains groupes diesel et l'ajustement des commandes des centrales diesel font en effet partie des conditions requises à l'implantation de jumelages éoliens-diesel à haute pénétration (JEDHP) tel qu'il est expliqué en section 4 du présent rapport. L'information fournie assurera un meilleur suivi de la planification de tels jumelages.

RECOMMANDATION NO. 3 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à orienter sa stratégie d'implantation du jumelage éolien-diesel en réseau autonome vers la faible ou la moyenne pénétration, lesquelles pourraient plus rapidement être réalisées dans tous les villages du Nunavik (sous réserve du délai disponible avant le raccordement de Kuujjuarapik au réseau principal et sous réserve de l'éventualité d'un projet hydroélectrique à Inukjuak), à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine.

Il sera toujours possible de convertir ultérieurement les jumelages éolien-diesel de faible et moyenne pénétration (qui auront été réalisés au Nunavik, à Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine) en des jumelages de haute pénétration, à mesure que les conditions le permettront et que les résultats de projets-pilotes d'Akulivik et de Kangiqsualujuaq deviendront disponibles.

RECOMMANDATION NO. 4 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à procéder dès à présent à des mesures de vents réels sur les sites éoliens considérés dans la totalité des réseaux autonomes du Nunavik où ces mesures n'ont pas encore été réalisées ainsi qu'à Anticosti. Nous notons que ces mesures ont déjà été réalisées aux Îles-de-la-Madeleine.

RECOMMANDATION NO. 5 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à cibler sa stratégie d'implantation de jumelages éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP) vers les réseaux autonomes où des transformations sont déjà prévues à la centrale diesel (remplacement de la centrale, réfection majeure ou remplacement de groupes diesel) et en tenant compte des possibilités d'accroissement du taux d'absorption du réseau (réservoir hydroélectrique naturel ou pompé, nouvelles interventions commerciales telles que la bi-énergie, etc.). Évidemment, le tout ne se ferait qu'après prise de connaissance des résultats des projets pilotes et s'il y a acceptation par la communauté.

RECOMMANDATION NO. 6 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec Distribution à lui soumettre un suivi rigoureux des possibilités offertes par la technologie photovoltaïque pour les réseaux autonomes, tant dans le cadre du suivi du *Plan d'approvisionnement 2008-2017* que lors des *Plans d'approvisionnement* ultérieurs.