

ANNEXE 1

RAPPORT D'EXPERTISE

Rapport d'expertise

Jumelage éolien-diesel - Mise à jour des VAN optimales pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine

Diffusion Hydro-Québec

E-MMC-2008-012

Mai 2008

Jumelage éolien-diesel - Mise à jour des VAN optimales pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine

Diffusion Hydro-Québec

E-MMC-2008-012

Auteur(s) : Alain Forcione

Collaborateur(s) : Louis Delorme

Requérant : Marie-France Roussy
Plans et expertise technique - Production. & Transport
Dir. Régionale - Est & Nord-du-Québec & Dir. - Rés. Distr.
Vice-présidence Réseau de distribution
Hydro-Québec Distribution

Approuvé par :

Henri Pastorel
Chef – Expertise – Mécanique, métallurgie et civil
Institut de recherche d’Hydro-Québec

Contexte, principaux paramètres et sommaire des résultats

1.1 Contexte

Les configurations optimales de systèmes éolien-diesel avaient été établies en 2003 pour les quatorze réseaux autonomes des villages du Nunavik [1] et en 2004 pour celui de Cap-aux-Meules aux Îles-de-la-Madeleine [2]. Une mise à jour de ces études s'impose maintenant à cause de plusieurs facteurs dont les principaux sont :

- L'augmentation importante des coûts de carburant ;
- L'évolution de la demande des réseaux ;
- L'évolution du coût des équipements de production éolienne ;
- L'émergence prévue d'un marché du carbone.

Ces facteurs sont donc intégrés à la présente étude et fournis avec les résultats détaillés en Annexe A et Annexe B. En général, la méthodologie appliquée est la même que celle employée lors des études 2003 et 2004. Le lecteur pourra donc se référer à ces dernières pour en trouver la description détaillée. Les autres différences principales sont décrites à la section suivante. Le sommaire des résultats de la présente mise à jour est présenté à la section 1.3.

1.2 Les principaux paramètres modifiés

1.2.1 Un nouvel outil de simulation

En préparation pour l'intégration de système éolien-diesel, en 2007 Hydro-Québec Distribution a mandaté l'Institut de Recherche en Électricité (IREQ) pour le développement d'un nouveau simulateur de planification et exploitation de ses réseaux autonomes, JED2. Relativement au modèle SIMJED utilisé pour les études précédentes, la première version de ce nouveau simulateur, maintenant disponible, permet un raffinement important de la représentation des stratégies d'exploitation réelles des centrales diesel seules ou en présence de production éolienne. Entre autres :

- L'utilisation des groupes thermiques se fait selon des tables de priorité d'exploitation ;
- Les limites d'exploitation des groupes thermiques sont individuellement prescrites ;
- La stratégie de gestion de la réserve normale d'exploitation, par limitation du régime maximum des groupes à 90% de leur puissance nominale, est celle utilisée en exploitation ;
- La stratégie de gestion de la réserve éolienne limite l'utilisation inutile des diesels lorsque la puissance résiduelle des groupes démarrés suffirait à pallier la perte de la production éolienne instantanée. L'ancien simulateur forçait la production de cette réserve, exacerbant la quantité d'énergie excédentaire ;

- Le programme d'entretien, de réfection et de remplacement des groupes thermiques est dynamiquement établi selon l'utilisation individuelle réelle de ces derniers, ce qui permet d'évaluer précisément l'impact économique d'un changement de configuration en termes de reports d'intervention. La valeur résiduelle différentielle des groupes thermiques entre les systèmes avec et sans éolien est donc imputée en fin de projet pour compléter la comparaison actualisée de leurs valeurs relatives au sens comptable ;
- Les limites d'exploitation des turbines éoliennes sont intégrées, incluent l'effet direct de la densité de l'air ;
- Le programme d'entretien régulier des turbines éoliennes est séparé de leurs autres indisponibilités et pertes, dont le profil peut varier en cours d'année ;
- Enfin, pour chaque réseau, le simulateur a été utilisé en mode « tout diesel » pour vérifier sa bonne représentation de l'exploitation actuelle, et établissant ainsi le « cas de référence » auquel se compare l'intégration d'un système de jumelage éolien-diesel.

1.2.2 L'évaluation de la ressource éolienne

En réseaux autonomes, la faible disponibilité d'observations météorologiques, tant en quantité qu'en qualité, demeure une limitation importante à l'abaissement de l'incertitude sur les résultats. Sur l'ensemble des quinze réseaux sous étude, seuls Inukjuak, Kuujjuarapik, Kuujjuaq et Cap-aux-Meules ont une station météorologique locale d'Environnement Canada rapportant régulièrement à pas de temps horaire les observations nécessaires pour établir des profils de production éolienne aux fins de simulation. Tous les autres villages n'ont localement qu'une station rapportant les observations quelques heures par jours, souvent irrégulièrement.

Après l'étude de 2003, Hydro-Québec a donc entrepris de mesurer la ressource éolienne dans les villages du Nunavik présentant le meilleur potentiel en fonction du risque lié aux investissements nécessaires au démarrage de projets pilote. Quatre villages ont été ciblés :

- Inukjuak et Kuujjuarapik ont bénéficié de campagnes d'anémométrie complètes entre 2004 et 2006 ;
 - Les séries horaires de production éolienne pour la simulation ont été générées directement à partir des observations disponibles corrigées pour la climatologie à long terme ;
 - En combinaison avec la haute qualité des observations locales disponibles, l'incertitude sur les résultats y est jugée la plus faible au Nunavik ;
- Akulivik et Kangiqsualujjuaq bénéficient actuellement de campagnes d'anémométrie démarrées à l'automne 2007 et toujours en cours ;
 - La courte période d'observation déjà disponible et la faible qualité des données locales ne permettent pas encore d'y diminuer l'incertitude de façon importante ;
 - Les séries horaires de production éolienne n'y ont donc pas été générées directement à partir des observations anémométriques. Des séries de vent ont été synthétisées à partir des moyennes disponibles corrigées pour le long terme et les manques d'observations nocturnes tel que décrit plus bas pour la plupart des villages. Les observations anémométriques y ont par contre servi à une extrapolation horizontale et verticale plus certaine des données locales, à tout le moins pour la période disponible ;

- L'exploration des territoires locaux en préparation aux campagnes d'anémométrie a permis de réviser le choix des sites de production afin d'en assurer la faisabilité, compte tenu des réalités logistiques propres à ces villages isolés. Les sites anémométriques mêmes sont donc retenus pour la présente étude.

Les observations de la station de Kuujjuaq pendant l'année 2007, très complètes, y ont servi de base pour la génération de séries horaires de production éolienne après correction climatologique. Le site de l'étude 2003, offrant le meilleur potentiel, y a été réutilisé après application des mêmes facteurs de transposition horizontaux et verticaux entre la station d'Environnement Canada et ce dernier.

Comme en 2003, tous les autres villages du Nunavik ont nécessité la synthétisation de séries horaires de vent. Cependant, les études Salmon [3][4] sur lesquelles s'établissaient les séries de 2003 avaient été faites avec les observations diurnes locales pour des stations rapportant depuis quelques années seulement. Une correction climatologique long terme et une correction pour données nocturnes manquantes ont donc été appliquées en fonction des moyennes locales au cours des quinze dernières années, ainsi que de celles de la station météorologique de référence la plus proche.

Tout comme pour Kuujjuaq, dans sept de neuf autres villages le site de l'étude 2003, offrant le meilleur potentiel, a été réutilisé après application des mêmes facteurs de transposition horizontaux et verticaux entre la station d'Environnement Canada et ce dernier. À Quaqtac et Puvirnituc, un réexamen des résultats de l'étude Salmon a permis d'établir que des sites plus rapprochés des villages offraient d'aussi bons potentiels, équivalents à ce qui y est observé directement à la station d'Environnement Canada. Dans ces deux cas, il a été supposé qu'un site à 500 mètres du village serait utilisé.

Enfin, de 2000 à 2002 le réseau des Îles-de-la-Madeleine a bénéficié d'une campagne d'anémométrie du Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune du Québec (MRNFQ). Après correction, ces données avaient été utilisées pour synthétiser une série de vent pour l'étude de 2004. Depuis, en préparation pour la campagne d'anémométrie de l'île d'Entrée, Hydro-Québec a mandaté la firme Hélimax pour corriger ces observations sur une base climatologique et générer des séries horaires de vent partout sur le territoire madelinot. La série de l'année 2001 issue de cet exercice pour le site même du mât anémométrique du MRNFQ, déjà retenue lors de l'étude 2004, y a été directement utilisée.

L'impact final des traitements appliqués à la ressource éolienne estimée pour chacun des villages est présenté au Tableau 1.

1.2.3 L'évaluation de la demande électrique

Au cours des dernières années les centrales thermiques du Nunavik ont pour la plupart bénéficié d'un programme d'automatisation. L'un des résultats de ce programme est l'accumulation d'observations et de statistiques précises quant à la consommation d'électricité pour chacun des réseaux. Les profils horaires de charge utilisés en simulation sont donc maintenant très représentatifs de la réalité avérée pour tous ces villages pour lesquels une simple mise à l'échelle de ces derniers en fonction de la consommation annuelle prévue a été appliquée et utilisée pour les simulations. Quelques villages pour lesquels les données sont encore parcellaires se sont vus attribué le profil d'un village semblable, mis à l'échelle selon les prévisions qui lui sont propres :

Kangiqsualujuaq et Kangiqsujaq avec le profil de Kangirsuk, Kuujjuarapik avec celui de Puvirnituq et Tasiujaq avec celui de Quaqtac.

Tableau 1 - Modification à la vitesse moyenne du vent aux sites de production éolienne entre les études 2003/2004 et 2008

Réseau	Vitesse moyenne du vent à 10 mètres		
	2008 (m/s)	2003/2004 (m/s)	Différence (%)
Aupaluk	5.39	6.63	-18.7%
Tasiujaq	6.43	6.63	-3.0%
Ivujivik	6.60	6.63	-0.4%
Quaqtac	5.64	5.74	-1.8%
Umiujaq	8.13	9.72	-16.4%
Akulivik	7.35	7.51	-2.1%
Kangirsuk	6.08	7.07	-14.0%
Kangiqsujaq	6.96	7.95	-12.5%
Kangiqsualujuaq	6.03	7.07	-14.7%
Salluit	5.86	6.63	-11.6%
Puvirnituq	5.76	5.74	0.3%
Inukjuak	7.18	7.07	1.6%
Kuujjuarapik	6.19	6.63	-6.6%
Kuujjuac	4.47	4.84	-7.6%
Cap-aux-Meules	6.05	5.80	4.3%

1.2.4 L'équipement de production éolienne

Pour le Nunavik, deux turbines utilisées en réseaux autonomes en climat arctique ont été retenues aux fins de simulation : La *Distributed Energy Systems NW100-20m* (anciennement NPS) et la *Enercon E33*. Tout comme lors de l'étude 2003, d'autres turbines pourraient potentiellement offrir des résultats comparables. Ce choix ne vise ici qu'à représenter correctement la gamme d'équipements toujours disponibles pour ce genre d'application.

Pour les Îles-de-la-Madeleine, la *General Electric 1.5 MW sle* est utilisée. Encore ici, ce choix ne vise qu'à représenter correctement la gamme disponible d'équipements de cette classe. D'autres turbines peuvent possiblement offrir des performances comparables aux mêmes conditions.

Les hypothèses détaillées de coûts d'installation, basées sur l'étude de 2003 pour les frais fixes et sur une estimation budgétaire récente [5] pour les frais variables, sont données en Annexe A.

1.3 Sommaire des résultats

La mise à jour 2008 de la valeur optimale du jumelage éolien-diesel pour les réseaux du Nunavik et de Cap-aux-Meules, incluant les modifications et ajustements décrits aux articles précédents, donne les résultats présentés au Tableau 2.

Le lecteur trouvera en Annexe B le détail pour toutes les pénétrations simulées, pour la configuration donnant les meilleurs résultats. Il est à noter que les réseaux pour lesquels le jumelage éolien-diesel est déficitaire sont notés à valeur actualisée nette nulle pour une pénétration nulle, ce

qui signifie que selon les paramètres techniques et économiques employés, le *statu quo* y offre aujourd'hui le meilleur rendement selon les hypothèses retenues.

Tableau 2 - Sommaire des résultats économiques

Région	Classe de puissance	Réseau	Pointes 2008 (kW)	Vitesse moyenne du vent à 10 mètres (m/s)	Pénétration initiale (%)	Investissement - Installation du JED (k\$)	VAN optimale (k\$)	TRI à VAN optimale (%)	Bénéfice - Coût
Nunavik	Petit (<1MW)	Aupaluk	261	5.39	0%	0	0	-	-
		Tasiujaq	323	6.43	0%	0	0	-	-
		Ivujivik	336	6.60	0%	0	0	-	-
		Quaqtaq	411	5.64	0%	0	0	-	-
		Umiujaq	416	8.13	0%	0	0	-	-
		Akulivik	538	7.35	123%	5 970	239	4.8%	1.03
		Kangirsuk	601	6.08	0%	0	0	-	-
		Kangiqsujuaq	665	6.96	0%	0	0	-	-
		Kangiqsualujuaq	751	6.03	0%	0	0	-	-
	Moyen (1-2MW)	Salluit	1205	5.86	110%	8 936	1 583	6.4%	1.14
		Puvirnituaq	1469	5.76	112%	10 369	2 872	7.7%	1.21
		Inukjuak	1553	7.18	106%	13 019	7 366	10.8%	1.42
		Kuujjuarapik	1897	6.19	122%	14 235	5 748	9.1%	1.29
	Gros (>2MW)	Kuujjuaq	3098	4.47	107%	20 534	3 035	6.2%	1.12
Îles-de-la-Madeleine	Cap-aux-Meules	36907	6.05	33%	42 989	10 366	7.0%	1.12	

Plusieurs différences avec les résultats des études 2003 et 2004 sont notables. De façon globale :

- L'augmentation importante du coût du carburant, combinée à l'inclusion d'une valeur de 15 \$/tonne de CO₂ évité, augmente le rendement de façon marquée proportionnellement à la grosseur des réseaux ;
 - Cet effet est maximal à Inukjuak et Kuujjuarapik, de même qu'à Kuujjuaq, Puvirnituaq et Salluit ;
- L'augmentation marquée du coût estimé d'installation des systèmes JED diminue cependant globalement le rendement économique dans tous les réseaux ;
- L'augmentation marquée du coût des routes et lignes diminue globalement le rendement économique dans tous les réseaux, et désavantage particulièrement les réseaux pour lesquels le site de production éolienne pressenti est distant des infrastructures existantes ;
 - Cet effet est maximal à Umiujaq et Kangiqsujuaq ;
 - Les réseaux ayant vu leur site de production éolienne rapproché des villages ou leurs longueurs de routes et lignes ajustées à la baisse sont soit moins touchés (Akulivik, Quaqtaq) soit au total avantagés (Inukjuak, Kuujjuarapik, Puvirnituaq, Kangiqsualujuaq, Cap-aux-Meules) ;
- La révision de la ressource éolienne telle que décrite à l'article 1.2.2 a entraîné des changements de productivité parfois importants et variant selon les réseaux ;
 - Cet effet à la baisse est maximal à Aupaluk, Umiujaq, Kangiqsualujuaq et Kangirsuk ;

- Dans le cas de Kangiqsualujjuaq, la relocalisation du site de production en respect des contraintes de navigation aérienne a eu un effet de diminution de la ressource selon les résultats très préliminaires de la campagne anémométrique. La réalité et l'ampleur de cette diminution seront déterminées en fin d'année 2008 ;
- Enfin, la révision du critère de régime minimum des groupes thermiques a eu un effet important sur le rendement économique à tous les sites
 - À Cap-aux-Meules, la hausse de 50% à près de 63% de ce critère, en respect des réalités opérationnelles, a eu un effet important de diminution de la pénétration optimale et de son rendement économique ;
 - Au Nunavik, la baisse de ce critère à 30% a eu l'effet contraire. Il est d'ailleurs à noter que seul Inukjuak indique un avantage à l'installation d'un petit groupe thermique d'appoint, compte tenu de leur coût d'installation élevé.

De plus, il est à noter que les analyses ne comprennent pas de valorisation de l'énergie excédentaire. Ceci pourrait faire augmenter la rentabilité des projets. Cet aspect fera l'objet d'une analyse distincte lors de la réalisation des projets pilotes.

Les résultats présentés ici s'attachent à des hypothèses et à des estimations budgétaires. En particulier, les campagnes d'anémométrie en cours et celles qui suivront éclaireront en détail le choix des sites de production et leur réel potentiel de production. Cet exercice inclura également la prise en compte des facteurs liés à la très contraignante logistique d'installation et d'exploitation des équipements nécessaires à l'intégration de système JED en milieu isolé. Enfin, ces facteurs et ceux qui sont liés au coût des équipements, de leur installation et de leur exploitation ne pourront être précisément déterminés qu'après analyse des résultats d'un projet pilote.

RÉFÉRENCES

- [1] Forcione, A., Saulnier, B., « *Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages – Mise à jour 2004* », Décembre 2003.
- [2] Forcione, A., « *Système jumelé éolien-diesel aux Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) – Établissement de la VAN* », Février 2004.
- [3] Salmon, J.R., Stalker, P.G., “Historical Wind Data and Numerical Modelling”, Zephyr North, 1995-10-31.
- [4] Salmon, J.R., “Historical Wind Data and Numerical Modelling Update: Kuujjuaq, Quaqtaq and Umiujaq”, Zephyr North, 2001-06-07.
- [5] Kwatroe Consultants Inc., "Projet de couplage éolien/diesel - poste Port-Menier - île d'Anticosti - Estimation des coûts", 2 Mai 2008.

Annexe A Estimation des coûts d'installation

Estimation des coûts d'installation des systèmes JED - Étude 2008	
Hypothèses:	
Installations avec turbines E33 et NW100 (Tous les réseaux sauf Cap-aux-Meules)	
1.1) Les coûts fixes de l'étude 2003 pour la turbine GEV MP30, en \$2005, sont applicables après ajustements	
- Augmentation selon l'indice canadien des prix à la consommation 2005-2008 de 1.0654	
- Ajustement au coût de route de 55 \$2005/m à 250 \$2008/m, et de ligne de 100 \$2005/m à 150 \$2008/m	
- Modification aux longueurs de routes/lignes s'il y a changement de site	
- Ajout d'investissements préliminaires de pré-projet de 490 k\$2008 (462 k\$2005), selon estimation Dir. Réseaux Autonomes	
- Ajustement de la réserve de contingence à 15%, selon la méthode Dir. Réseaux Autonomes	
- Ajout de frais financiers et d'administration de 10%, selon la méthode Dir. Réseaux Autonomes	
1.2) Les coûts variables de la proposition budgétaire de Kwatro Inc., 5100 \$2008/kW, sont applicables. Il s'agit d'une augmentation de 40% sur le même coût lors de l'étude 2003 (3543 \$2005/kW). Cette augmentation est cohérente avec l'évolution globale du marché actuel d'équipement de production éolienne.	
Installations avec turbines multi-mégawatt "grand réseau" (Cap-aux-Meules)	
2.1) Les coûts fixes de l'étude 2004 pour la turbine NM62-1650 @ 70 mètres sont applicables, après les mêmes ajustements qu'en 1.1 et:	
- Augmentation selon l'indice canadien des prix à la consommation 2004-2008 de 1.0846	
- Ajustement au coût de route de 55 \$2004/m à 125 \$2008/m, et de ligne de 70 \$2004/m à 100 \$2008/m	
2.2) Les coûts variables de l'étude 2004 pour la turbine "grand réseau" NM62-1650 @ 70 mètres, 2370\$2004/kW, sont applicables, après ajustement selon l'augmentation de 40% en 1.2, soit 3300 \$2008/kW.	
Références:	
Forcione, A., Stuhner, B., "Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik - Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages - Mise à jour 2004", Décembre 2003.	
Forcione, A., "Système jumelé éolien-diesel aux Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) - Établissement de la VAN optimale", Février 2004.	
Kwatro Consultants Inc., "PROJET DE COUPLAGE ÉOLIEN-DIESEL - POSTE PORT-MIENER - ÎLE D'ANTICOSTI - ESTIMATION DES COÛTS", 2 Mai 2008	
Discussions avec M.-F. Roussy	

Akulivik (site anémométrique)			
ITEM	Coûts fixes (\$2008)		Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)	872 970		
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	1 800	250	450 000
Ligne 2008 (évaluée)	1 800	150	270 000
Investissement préliminaire de pré-projet			490 000
Sous-total Système et installation			2 002 970
Réserve de contingence - 15%			312 446
Majoration et frais d'administration - 10%			208 297
GRAND TOTAL	2 603 713		5 100

Inukjuak (site anémométrique)			
ITEM	Coûts fixes (\$2008)		Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)	872 970		
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	1 600	250	400 000
Ligne 2008 (évaluée)	1 600	150	240 000
Investissement préliminaire de pré-projet			490 000
Sous-total Système et installation			2 002 970
Réserve de contingence - 15%			300 446
Majoration et frais d'administration - 10%			200 297
GRAND TOTAL	2 503 713		5 100

Kangisualujuaq (site anémométrique)			
ITEM	Coûts fixes (\$2008)		Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)	872 970		
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	500	250	125 000
Ligne 2008 (évaluée)	500	150	75 000
Investissement préliminaire de pré-projet			490 000
Sous-total Système et installation			1 562 970
Réserve de contingence - 15%			234 446
Majoration et frais d'administration - 10%			156 297
GRAND TOTAL	1 953 713		5 100

Kangirsuk			
ITEM	Coûts fixes (\$2008)		Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)	872 970		
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	1 100	250	275 000
Ligne 2008 (évaluée)	1 100	150	165 000
Investissement préliminaire de pré-projet			490 000
Sous-total Système et installation			1 802 970
Réserve de contingence - 15%			270 446
Majoration et frais d'administration - 10%			180 297
GRAND TOTAL	2 253 713		5 100

Kuujuarapik (site anémométrique)			
ITEM	Coûts fixes (\$2008)		Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)	872 970		
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	1 500	250	375 000
Ligne 2008 (évaluée)	1 500	150	225 000
Investissement préliminaire de pré-projet			490 000
Sous-total Système et installation			1 962 970
Réserve de contingence - 15%			294 446
Majoration et frais d'administration - 10%			196 297
GRAND TOTAL	2 453 713		5 100

Aupaluk			
ITEM	Coûts fixes (\$2008)		Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)	872 970		
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	400	250	100 000
Ligne 2008 (évaluée)	400	150	60 000
Investissement préliminaire de pré-projet			490 000
Sous-total Système et installation			1 522 970
Réserve de contingence - 15%			228 446
Majoration et frais d'administration - 10%			152 297
GRAND TOTAL	1 903 713		5 100

Ivujivik			
ITEM	Coûts fixes (\$2008)		Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)	872 970		
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	700	250	175 000
Ligne 2008 (évaluée)	700	150	105 000
Investissement préliminaire de pré-projet			490 000
Sous-total Système et installation			1 642 970
Réserve de contingence - 15%			246 446
Majoration et frais d'administration - 10%			164 297
GRAND TOTAL	2 053 713		5 100

Kangisjujaq			
ITEM	Coûts fixes (\$2008)		Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)	872 970		
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	4 000	250	1 000 000
Ligne 2008 (évaluée)	1 000	150	150 000
Investissement préliminaire de pré-projet			490 000
Sous-total Système et installation			2 512 970
Réserve de contingence - 15%			376 946
Majoration et frais d'administration - 10%			251 297
GRAND TOTAL	3 141 213		5 100

Kuujuaq			
ITEM	Coûts fixes (\$2008)		Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)	872 970		
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	4 000	250	1 000 000
Ligne 2008 (évaluée)	4 000	150	600 000
Investissement préliminaire de pré-projet			490 000
Sous-total Système et installation			2 962 970
Réserve de contingence - 15%			444 446
Majoration et frais d'administration - 10%			296 297
GRAND TOTAL	3 703 713		5 100

Puvirnituk (hypothèse de site rapproché)			
ITEM	Coûts fixes (\$2008)		Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)	872 970		
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	500	250	125 000
Ligne 2008 (évaluée)	500	150	75 000
Investissement préliminaire de pré-projet			490 000
Sous-total Système et installation			1 562 970
Réserve de contingence - 15%			234 446
Majoration et frais d'administration - 10%			156 297
GRAND TOTAL	1 953 713		5 100

Estimation des coûts d'installation des systèmes JED - Étude 2008

Hypothèses:

Installations avec turbines E39 et NW100 (Tous les réseaux sauf Cap-aux-Meules)

- 1.1) Les coûts fixes de l'étude 2003 pour la turbine GEV MP30, en \$2005, sont applicables après ajustements
- Ajustement selon l'indice canadien des prix à la consommation 2005-2008 de 1.0654
 - Ajustement au coût de route de 55 \$2005/m à 250 \$2008/m, et de ligne de 100 \$2005/m à 150 \$2008/m
 - Modification aux longueurs de routes/lignes s'il y a changement de site
 - Ajout d'investissements préliminaires de pré-projet de 490 k\$2008 (462 k\$2005), selon estimation Dir. Réseaux Autonomes
 - Ajustement de la réserve de contingence à 15%, selon la méthode Dir. Réseaux Autonomes
 - Ajout de frais financiers et d'administration de 10%, selon la méthode Dir. Réseaux Autonomes

1.2) Les coûts variables de la proposition budgétaire de Kwatro Inc., 5100 \$2008/kW, sont applicables. Il s'agit d'une augmentation de 40% sur le même coût lors de l'étude 2003 (3543 \$2005/kW). Cette augmentation est cohérente avec l'évolution globale du marché actuel d'équipement de production éolienne.

Installations avec turbines multi-mégawatt "grand réseau" (Cap-aux-Meules)

- 2.1) Les coûts fixes de l'étude 2004 pour la turbine NM82-1650 @ 70 mètres sont applicables, après les mêmes ajustements qu'en 1.1 et:
- Ajustement selon l'indice canadien des prix à la consommation 2004-2008 de 1.0846
 - Ajustement au coût de route de 55 \$2004/m à 125 \$2008/m, et de ligne de 70 \$2004/m à 100 \$2008/m

2.2) Les coûts variables de l'étude 2004 pour la turbine "grand réseau" NM82-1650 @ 70 mètres, sont applicables, après ajustement selon l'augmentation de 40% en 1.2, soit 3300 \$2008/kW.

Références:

- Foiron, A., Sautinier, B., "Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik - Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages - Mise à jour 2004", Décembre 2003.
 Foiron, A., "Système jumelé éolien-diesel aux Iles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) - Établissement de la VAN optimale", Février 2004.
 Kwatro Consultants Inc., "PROJET DE COUPLAGE ÉOLIEN-DIESEL - POSTE PORT-MENIER - ÎLE D'ANTICOSTI - ESTIMATION DES CÔÛTS", 2 Mai 2008
 Discussions avec M.-F. Rivest

Quaqtaq (hypothèse de site rapproché)			
ITEM		Coûts fixes (\$2008)	Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)		872 970	
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (hypothèse)	500	250	125 000
Ligne 2008 (hypothèse)	500	150	75 000
Investissement préliminaire de pré-projet		490 000	
Sous-total Système et installation		1 562 970	
Réserve de contingence - 15%		234 446	
Majoration et frais d'administration - 10%		156 297	
GRAND TOTAL		1 953 713	5 100

Salluit			
ITEM		Coûts fixes (\$2008)	Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)		872 970	
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	1 000	250	250 000
Ligne 2008 (évaluée)	1 000	150	150 000
Investissement préliminaire de pré-projet		490 000	
Sous-total Système et installation		1 762 970	
Réserve de contingence - 15%		264 446	
Majoration et frais d'administration - 10%		176 297	
GRAND TOTAL		2 203 713	5 100

Tasiujaq			
ITEM		Coûts fixes (\$2008)	Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)		872 970	
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	1 700	250	425 000
Ligne 2008 (évaluée)	1 700	150	255 000
Investissement préliminaire de pré-projet		490 000	
Sous-total Système et installation		2 042 970	
Réserve de contingence - 15%		306 446	
Majoration et frais d'administration - 10%		204 297	
GRAND TOTAL		2 553 713	5 100

Umiujaq			
ITEM		Coûts fixes (\$2008)	Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (819 380 \$2005, voir étude 2003)		872 970	
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	5 500	250	1 375 000
Ligne 2008 (évaluée)	5 500	150	825 000
Investissement préliminaire de pré-projet		490 000	
Sous-total Système et installation		3 562 970	
Réserve de contingence - 15%		534 446	
Majoration et frais d'administration - 10%		356 297	
GRAND TOTAL		4 453 713	5 100

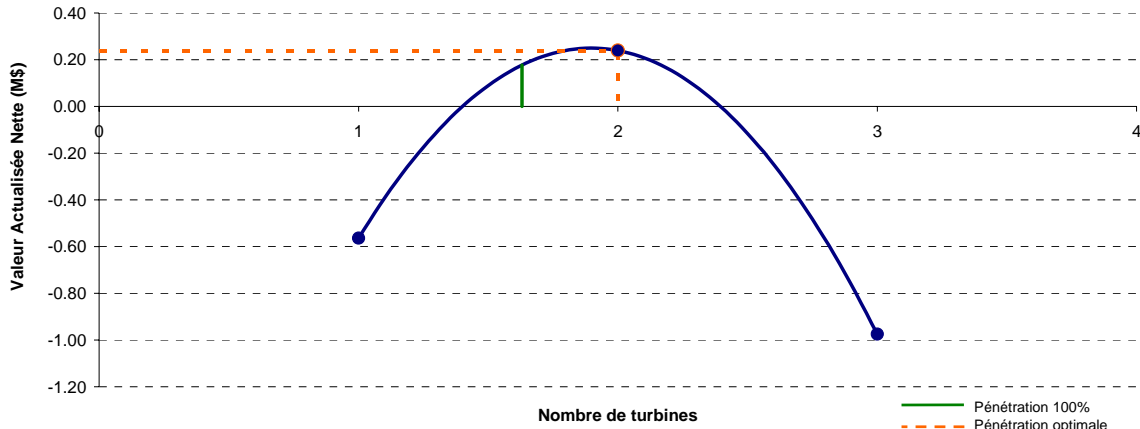
Cap-aux-Meules			
ITEM		Coûts fixes (\$2008)	Coûts variables (\$2008/kW)
Système JED (1 944 243 \$2004, voir étude 2004)		2 108 725	
Route et Ligne électrique	Distance (m)	Coûts (\$2008/m)	
Route 2008 (évaluée)	500	125	62 500
Ligne 2008 (évaluée)	500	100	50 000
Investissement préliminaire de pré-projet		490 000	
Sous-total Système et installation		2 711 225	
Réserve de contingence - 15%		406 684	
Majoration et frais d'administration - 10%		271 123	
GRAND TOTAL		3 389 031	3 300

Annexe B Valeurs Actualisées Nettes (VAN) des configurations optimales pour chaque village

B.1 Akulivik - $\Delta J_c \Delta^b$

Nombre optimal de turbines de type Enercon E33 à Akulivik JEDVAN v2.21

Paramètres du projet		Paramètres des diesels	
Emplacement	Akulivik	Nombre	3
Année d'actualisation *	2008	Type	Multiples
Taux réel d'actualisation **	4.35%	Pnom (kW)	Multiples
Taux d'inflation	2.00%	Régime minimum (%Pnom)	30%
Début du projet *	2008	Régime maximum (%Pnom)	90%
Durée du projet, en années	20	Entretien & Exploitation, Investissements	Variables
Valeur de l'énergie excédentaire (\$/kWh) **	0.000	Paramètres du système JED	
Part valorisable de l'énergie excédentaire **	0.0%	Modèle de turbines	Enercon E33
Contenu Carbone (t CO ₂ / t mazout)	3.1	Puissance nominale (kW) *	330
Densité Mazout (kg/l)	0.84	Hauteur moyen (m)	45
Valeur du CO ₂ (\$/tonne) **	15.00	Entretien & Exploitation du système (\$/kWh) **	0.045
Subvention à la production (\$/kWh) **	0.000	Niveau de réserve éolienne (% de la demande)	10%
Paramètres du site de production		Notes	
Vitesse annuelle moyenne @ 10m (m/s)	7.35	Réseau Akulivik 2008-2027, avec le programme d'équipement prévu auquel s'ajoute un système de jumelage éolien-diesel (JED) utilisant des turbines Enercon E33 de 330kW à 45 mètres.	
Cisaillement vertical, loi de puissance	0.0192	COÛT ESTIMÉ *2003 ajusté*: 2.6M\$ + 5100\$/kW	
Position géographique	Référentiel (Zone)	NAD83	
	Longitude / Easting	78.168528 O	
	Latitude / Northing	60.834500 N	



Optimum		VAN estimée (k\$)
<i>Hypothèse d'évolution quadratique autour du maximum. "Indéterminé(e)" signifie sans solution existante et unique, ou optimum à une pénétration supérieure à la plus grande simulée.</i>		
Nombre exact de turbines	2	239
P _{installée} optimale (kW)	626	249
Pénétration initiale optimale	116%	

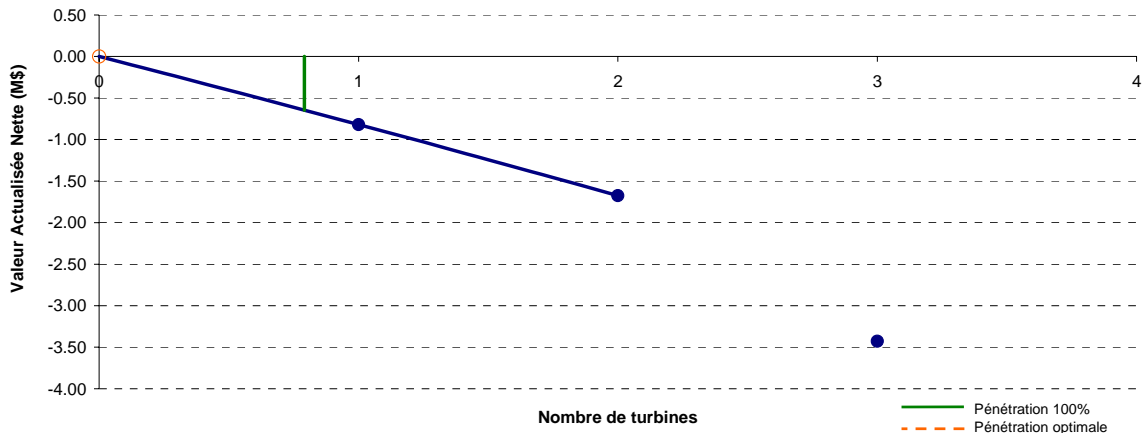
Nombre de turbines	Investissement actualisé total (k\$)	Pénétration initiale	VAN (k\$)	TRI estimé (%)	Bénéfice Coût	Retour (ans)
1	4 287	61.3%	(564)	2.7%	0.90	25.2
2	5 970	122.7%	239	4.8%	1.03	18.8
3	7 653	184.0%	(975)	2.7%	0.90	23.7

Année	Coût du carburant ** (\$2008/l)	Pointe annuelle * (kW)	Énergie annuelle * (MWh)
2008	1.152	538	2715
2009	1.144	550	2772
2010	1.127	563	2834
2011	1.101	576	2898
2012	1.079	589	2965
2013	1.063	603	3034
2014	1.059	618	3105
2015	1.062	632	3178
2016	1.065	648	3253
2017	1.069	663	3330
2018	1.074	680	3410
2019	1.080	696	3492
2020	1.087	714	3577
2021	1.095	731	3663
2022	1.103	749	3752
2023	1.110	767	3842
2024	1.118	786	3935
2025	1.127	805	4030
2026	1.134	824	4128
2027	1.142	845	4227

B.4 Ivujivik - ΔϑϑΔ^b

Nombre optimal de turbines de type Enercon E33 à Ivujivik JEDVAN v2.22

Paramètres du projet		Paramètres des diesels	
Emplacement	Ivujivik	Nombre	3
Année d'actualisation *	2008	Type	Multiples
Taux réel d'actualisation **	4.35%	Pnom (kW)	Multiples
Taux d'inflation	2.00%	Régime minimum (%Pnom)	30%
Début du projet *	2008	Régime maximum (%Pnom)	90%
Durée du projet, en années	20	Entretien & Exploitation, Investissements	Variables
Valeur de l'énergie excédentaire (\$/kWh) **	0.000	Paramètres du système JED	
Part valorisable de l'énergie excédentaire **	0.0%	Modèle de turbines	Enercon E33
Contenu Carbone (t CO ₂ /t mazout)	3.1	Puissance nominale (kW) *	330
Densité Mazout (kg/l)	0.84	Hauteur moyen (m)	45
Valeur du CO ₂ (\$/tonne) **	15.00	Entretien & Exploitation du système (\$/kWh) **	0.045
Subvention à la production (\$/kWh) **	0.000	Niveau de réserve éolienne (% de la demande)	10%
Paramètres du site de production		Notes	
Vitesse annuelle moyenne @ 10m (m/s)	6.60	Réseau Ivujivik 2008-2027, avec le programme d'équipement prévu auquel s'ajoute un système de jumelage éolien-diesel (JED) utilisant des turbines Enercon E33 de 330kW à 45 mètres.	
Cisaillement vertical, loi de puissance	0.1350	COÛT ESTIMÉ *2003 ajusté*: 2.1M\$ + 5100\$/kW	
Position géographique	Référentiel (Zone)	NAD83 - UTM (Zone 18)	
	Longitude / Easting	350300	
	Latitude / Northing	6923200	



Optimum		VAN estimée (k\$)
<i>Hypothèse d'évolution quadratique autour du maximum. "Indéterminé(e)" signifie sans solution existante et unique, ou optimum à une pénétration supérieure à la plus grande simulée.</i>		
Nombre exact de turbines	0	-
P _{installée} optimale (kW)	0	-
Pénétration initiale optimale	0%	-

Nombre de turbines	Investissement actualisé total (k\$)	Pénétration initiale	VAN (k\$)	TRI estimé (%)	Bénéfice Coût	Retour (ans)
1	3 737	126.4%	(819)	1.6%	0.83	31.1
2	5 420	252.8%	(1 674)	0.6%	0.76	29.6
3	7 103	379.2%	(3 428)	-1.8%	0.63	37.3

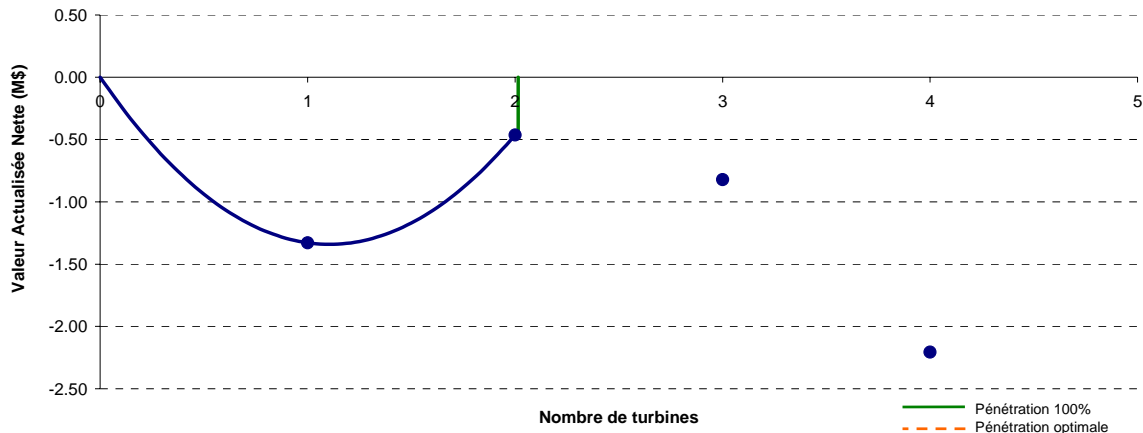
Année	Coût du carburant **	Pointe annuelle *	Énergie annuelle *
	(\$2008/l)	(kW)	(MWh)
2008	1.152	261	1253
2009	1.144	267	1281
2010	1.127	273	1311
2011	1.101	280	1343
2012	1.079	287	1375
2013	1.063	294	1409
2014	1.059	301	1444
2015	1.062	309	1480
2016	1.065	316	1516
2017	1.069	324	1554
2018	1.074	332	1593
2019	1.080	341	1633
2020	1.087	349	1674
2021	1.095	358	1717
2022	1.103	367	1760
2023	1.110	376	1804
2024	1.118	386	1850
2025	1.127	396	1897
2026	1.134	406	1945
2027	1.142	416	1994

B.6 Kangiqsujaq - ᑲᓐᑲᓐᑲᓐᑲᓐ

Nombre optimal de turbines de type Enercon E33 à Kangiqsujaq

JEDVAN v2.23

Paramètres du projet		Paramètres des diesels	
Emplacement	Kangiqsujaq	Nombre	4
Année d'actualisation *	2008	Type	Multiples
Taux réel d'actualisation **	4.35%	Pnom (kW)	Multiples
Taux d'inflation	2.00%	Régime minimum (%Pnom)	30%
Début du projet *	2008	Régime maximum (%Pnom)	90%
Durée du projet, en années	20	Entretien & Exploitation, Investissements	Variables
Valeur de l'énergie excédentaire (\$/kWh) **	0.000	Paramètres du système JED	
Part valorisable de l'énergie excédentaire **	0.0%	Modèle de turbines	Enercon E33
Contenu Carbone (t CO ₂ /t mazout)	3.1	Puissance nominale (kW) *	330
Densité Mazout (kg/l)	0.84	Hauteur moyeu (m)	45
Valeur du CO ₂ (\$/tonne) **	15.00	Entretien & Exploitation du système (\$/kWh) **	0.045
Subvention à la production (\$/kWh) **	0.000	Niveau de réserve éolienne (% de la demande)	10%
Paramètres du site de production		Notes	
Vitesse annuelle moyenne @ 10m (m/s)	6.96	Réseau Kangiqsujaq 2008-2027, avec le programme d'équipement prévu auquel s'ajoute un système de jumelage éolien-diesel (JED) utilisant des turbines Enercon E33 de 330kW à 45 mètres	
Cisaillement vertical, loi de puissance	0.1350	COÛT ESTIMÉ *2003 ajusté*: 3.1M\$ + 5100\$/kW	
Position géographique	Référentiel (Zone)	NAD83 - UTM (Zone 19)	
	Longitude / Easting	343500	
	Latitude / Northing	6834700	



Optimum		VAN estimée (k\$)
<i>Hypothèse d'évolution quadratique autour du maximum. "Indéterminé(e)" signifie sans solution existante et unique, ou optimum à une pénétration supérieure à la plus grande simulée.</i>		
Nombre exact de turbines	0	-
P _{installée} optimale (kW)	0	-
Pénétration initiale optimale	0%	-

Nombre de turbines	Investissement actualisé total (k\$)	Pénétration initiale	VAN (k\$)	TRI estimé (%)	Bénéfice Coût	Retour (ans)
1	4 824	49.6%	(1 328)	0.9%	0.79	Indéterminé
2	6 507	99.3%	(464)	3.5%	0.95	23.3
3	8 190	148.9%	(821)	3.2%	0.92	22.2
4	9 873	198.5%	(2 206)	1.7%	0.83	25.6

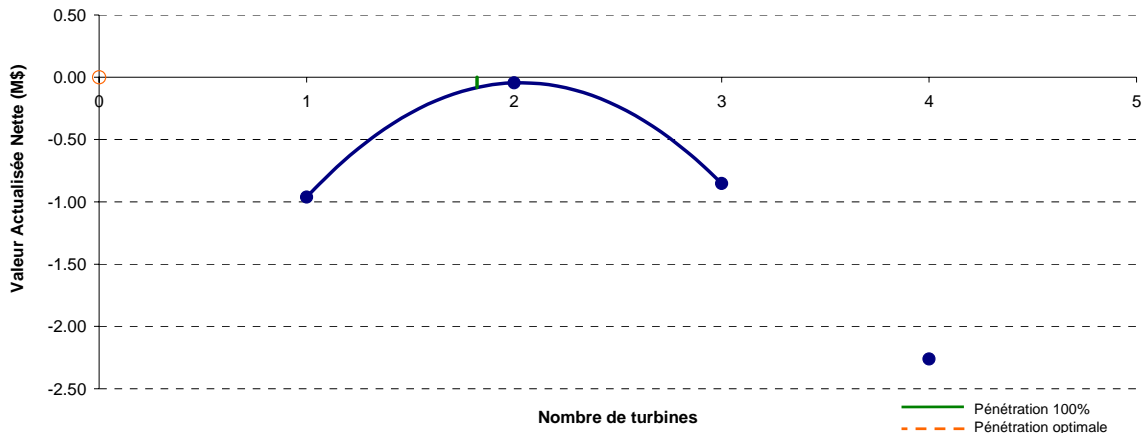
Année	Coût du carburant ** (\$2008/l)	Pointe annuelle * (kW)	Énergie annuelle * (MWh)
2008	1.152	665	3525
2009	1.144	688	3640
2010	1.127	712	3763
2011	1.101	737	3888
2012	1.079	764	4019
2013	1.063	791	4155
2014	1.059	819	4296
2015	1.062	848	4443
2016	1.065	878	4593
2017	1.069	909	4748
2018	1.074	941	4910
2019	1.080	974	5078
2020	1.087	1009	5252
2021	1.095	1044	5430
2022	1.103	1080	5614
2023	1.110	1118	5804
2024	1.118	1157	6000
2025	1.127	1197	6204
2026	1.134	1239	6414
2027	1.142	1282	6631

B.7 Kangirsuk - ᑭᑎᑦᑭᑦᑭᑦ

Nombre optimal de turbines de type Enercon E33 à Kangirsuk

JEDVAN v2.21

Paramètres du projet		Paramètres des diesels	
Emplacement	Kangirsuk	Nombre	3
Année d'actualisation *	2008	Type	Multiples
Taux réel d'actualisation **	4.35%	Pnom (kW)	Multiples
Taux d'inflation	2.00%	Régime minimum (%Pnom)	30%
Début du projet *	2008	Régime maximum (%Pnom)	90%
Durée du projet, en années	20	Entretien & Exploitation, Investissements	Variables
Valeur de l'énergie excédentaire (\$/kWh) **	0.000	Paramètres du système JED	
Part valorisable de l'énergie excédentaire **	0.0%	Modèle de turbines	Enercon E33
Contenu Carbone (t CO ₂ / t mazout)	3.1	Puissance nominale (kW) *	330
Densité Mazout (kg/l)	0.84	Hauteur moyen (m)	45
Valeur du CO ₂ (\$/tonne) **	15.00	Entretien & Exploitation du système (\$/kWh) **	0.045
Subvention à la production (\$/kWh) **	0.000	Niveau de réserve éolienne (% de la demande)	10%
Paramètres du site de production		Notes	
Vitesse annuelle moyenne @ 10m (m/s)	6.08	Réseau Kangirsuk 2008-2027, avec le programme d'équipement prévu auquel s'ajoute un système de jumelage éolien-diesel (JED) utilisant des turbines Enercon E33 de 330kW à 45 mètres.	
Cisaillement vertical, loi de puissance	0.1350	COÛT ESTIMÉ *2003 ajusté*: 2.3M\$ + 5100\$/kW	
Position géographique	Référentiel (Zone)	NAD83 - UTM (Zone 19)	
	Longitude / Easting	445000.000000	
	Latitude / Northing	6653700.000000	



Optimum		VAN estimée (k\$)
<i>Hypothèse d'évolution quadratique autour du maximum. "Indéterminé(e)" signifie sans solution existante et unique, ou optimum à une pénétration supérieure à la plus grande simulée.</i>		
Nombre exact de turbines	0	-
P _{installée} optimale (kW)	0	-
Pénétration initiale optimale	0%	-

Nombre de turbines	Investissement actualisé total (k\$)	Pénétration initiale	VAN (k\$)	TRI estimé (%)	Bénéfice Coût	Retour (ans)
1	3 937	54.9%	(962)	1.0%	0.84	Indéterminé
2	5 620	109.8%	(45)	4.2%	0.99	21.9
3	7 303	164.7%	(853)	2.9%	0.91	Indéterminé
4	8 986	219.6%	(2 261)	1.1%	0.81	Indéterminé

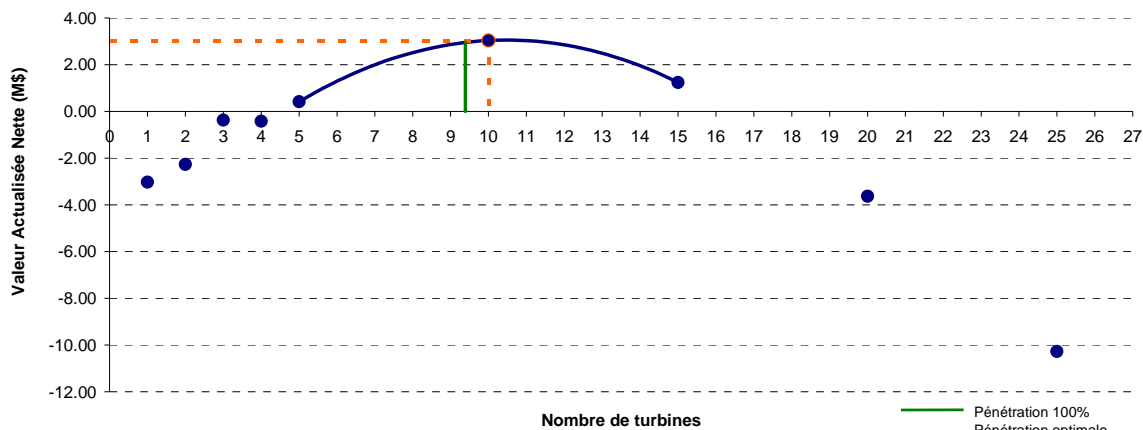
Année	Coût du carburant **	Pointe annuelle *	Énergie annuelle *
	(\$2008/l)	(kW)	(MWh)
2008	1.152	601	3023
2009	1.144	614	3086
2010	1.127	627	3153
2011	1.101	641	3222
2012	1.079	656	3294
2013	1.063	671	3369
2014	1.059	686	3445
2015	1.062	702	3524
2016	1.065	718	3604
2017	1.069	734	3687
2018	1.074	751	3771
2019	1.080	768	3859
2020	1.087	786	3949
2021	1.095	804	4039
2022	1.103	823	4132
2023	1.110	841	4228
2024	1.118	861	4325
2025	1.127	880	4424
2026	1.134	900	4526
2027	1.142	921	4630

B.8 Kuujuaq - ᐃᑦᑲᑦᑲᑦ

Nombre optimal de turbines de type Enercon E33 à Kuujuaq

JEDVAN v2.21

Paramètres du projet		Paramètres des diesels	
Emplacement	Kuujuaq	Nombre	5
Année d'actualisation *	2008	Type	Multiples
Taux réel d'actualisation **	4.35%	Pnom (kW)	Multiples
Taux d'inflation	2.00%	Régime minimum (%Pnom)	30%
Début du projet *	2008	Régime maximum (%Pnom)	90%
Durée du projet, en années	20	Entretien & Exploitation, Investissements	Variables
Valeur de l'énergie excédentaire (\$/kWh) **	0.000	Paramètres du système JED	
Part valorisable de l'énergie excédentaire **	0.0%	Modèle de turbines	Enercon E33
Contenu Carbone (t CO ₂ /t mazout)	3.1	Puissance nominale (kW) *	330
Densité Mazout (kg/l)	0.84	Hauteur moyen (m)	45
Valeur du CO ₂ (\$/tonne) **	15.00	Entretien & Exploitation du système (\$/kWh) **	0.045
Subvention à la production (\$/kWh) **	0.000	Niveau de réserve éolienne (% de la demande)	10%
Paramètres du site de production		Notes	
Vitesse annuelle moyenne @ 10m (m/s)	4.47	Réseau Kuujuaq 2008-2027, avec le programme d'équipement prévu auquel s'ajoute un système de jumelage éolien-diesel (JED) utilisant des turbines Enercon E33 de 330kW à 45 mètres.	
Cisaillement vertical, loi de puissance	0.1600	COÛT ESTIMÉ *2003 ajusté*: 3.7M\$ + 5100\$/kW	
Position géographique	Référentiel (Zone)	NAD 83 - UTM (Zone 19)	
	Longitude / Easting	535000	
	Latitude / Northing	6445000	



Optimum		VAN estimée (k\$)
<i>Hypothèse d'évolution quadratique autour du maximum. "Indéterminé(e)" signifie sans solution existante et unique, ou optimum à une pénétration supérieure à la plus grande simulée.</i>		
Nombre exact de turbines	10	3 035
P _{installée} optimale (kW)	3455	
Pénétration initiale optimale	112%	3 054

Nombre de turbines	Investissement actualisé total (k\$)	Pénétration initiale	VAN (k\$)	TRI estimé (%)	Bénéfice Coût	Retour (ans)
1	5 387	10.7%	(3 029)	-4.5%	0.48	Indéterminé
2	7 070	21.3%	(2 263)	-0.2%	0.72	Indéterminé
3	8 753	32.0%	(371)	3.8%	0.96	21.1
4	10 436	42.6%	(422)	3.8%	0.97	22.8
5	12 119	53.3%	413	4.8%	1.03	19.3
10	20 534	106.5%	3 035	6.2%	1.12	16.4
15	28 949	159.8%	1 241	4.9%	1.03	19.2
20	37 364	213.1%	(3 630)	3.1%	0.92	23.7
25	45 779	266.3%	(10 270)	1.5%	0.82	29.5

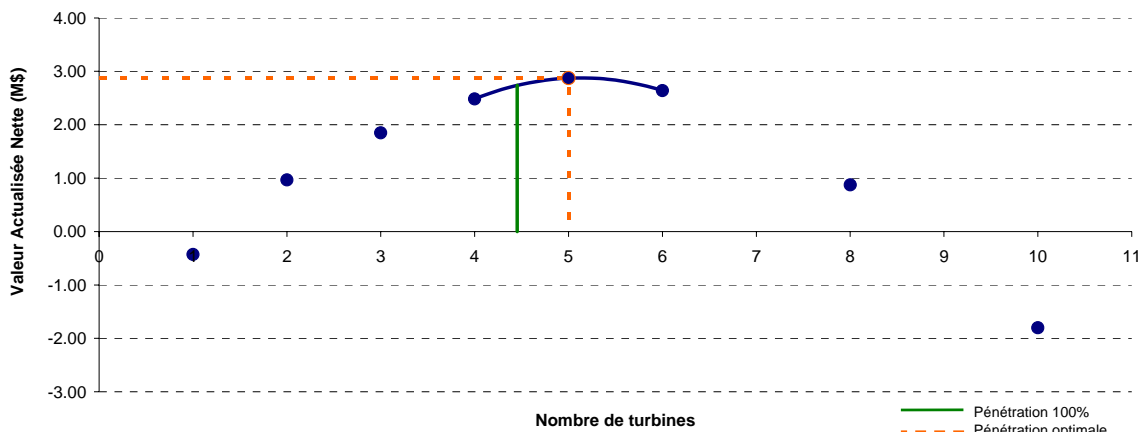
Année	Coût du carburant ** (\$2008/l)	Pointe annuelle * (kW)	Énergie annuelle * (MWh)
2008	1.211	3098	17404
2009	1.205	3185	17884
2010	1.189	3276	18391
2011	1.165	3369	18909
2012	1.143	3466	19446
2013	1.127	3566	20006
2014	1.124	3670	20579
2015	1.127	3776	21179
2016	1.130	3885	21786
2017	1.134	3997	22412
2018	1.138	4114	23058
2019	1.144	4235	23730
2020	1.151	4358	24426
2021	1.158	4484	25130
2022	1.165	4613	25854
2023	1.173	4745	26599
2024	1.181	4882	27366
2025	1.188	5022	28154
2026	1.196	5166	28966
2027	1.203	5315	29800

B.10 Puvirnitug - > Δ σ > 6

Nombre optimal de turbines de type Enercon E33 à Puvirnitug

JEDVAN v2.21

Paramètres du projet		Paramètres des diesels	
Emplacement	Puvirnitug	Nombre	3
Année d'actualisation *	2008	Type	Multiples
Taux réel d'actualisation **	4.35%	Pnom (kW)	Multiples
Taux d'inflation	2.00%	Régime minimum (%Pnom)	30%
Début du projet *	2008	Régime maximum (%Pnom)	90%
Durée du projet, en années	20	Entretien & Exploitation, Investissements	Variables
Valeur de l'énergie excédentaire (\$/kWh) **	0.000	Paramètres du système JED	
Part valorisable de l'énergie excédentaire **	0.0%	Modèle de turbines	Enercon E33
Contenu Carbone (t CO ₂ / t mazout)	3.1	Puissance nominale (kW) *	330
Densité Mazout (kg/l)	0.84	Hauteur moyen (m)	45
Valeur du CO ₂ (\$/tonne) **	15.00	Entretien & Exploitation du système (\$/kWh) **	0.045
Subvention à la production (\$/kWh) **	0.000	Niveau de réserve éolienne (% de la demande)	10%
Paramètres du site de production		Notes	
Vitesse annuelle moyenne @ 10m (m/s)	5.76	Réseau Puvirnitug 2008-2027, avec le programme d'équipement prévu auquel s'ajoute un système de jumelage éolien-diesel (JED) utilisant des turbines Enercon E33 de 330kW à 45 mètres.	
Cisaillement vertical, loi de puissance	0.1350	COÛT ESTIMÉ *2003 ajusté*: 2.0M\$ + 5100\$/kW	
Position géographique	Référentiel (Zone)	NAD83 - UTM (Zone 18)	
	Longitude / Easting	372000 (à revoir)	
	Latitude / Northing	6659000 (à revoir)	



Optimum		VAN estimée (k\$)
<i>Hypothèse d'évolution quadratique autour du maximum. "Indéterminé(e)" signifie sans solution existante et unique, ou optimum à une pénétration supérieure à la plus grande simulée.</i>		
Nombre exact de turbines	5	2 872
P _{installée} optimale (kW)	1692	
Pénétration initiale optimale	115%	2 877

Nombre de turbines	Investissement actualisé total (k\$)	Pénétration initiale	VAN (k\$)	TRI estimé (%)	Bénéfice Coût	Retour (ans)
1	3 637	22.5%	(430)	2.7%	0.90	Indéterminé
2	5 320	44.9%	967	6.7%	1.14	15.5
3	7 003	67.4%	1 849	7.6%	1.20	14.5
4	8 686	89.8%	2 484	7.8%	1.22	14.1
5	10 369	112.3%	2 872	7.7%	1.21	14.3
6	12 052	134.8%	2 640	7.0%	1.16	15.4
8	15 418	179.7%	874	5.0%	1.04	19.0
10	18 784	224.6%	(1 802)	3.2%	0.93	23.7

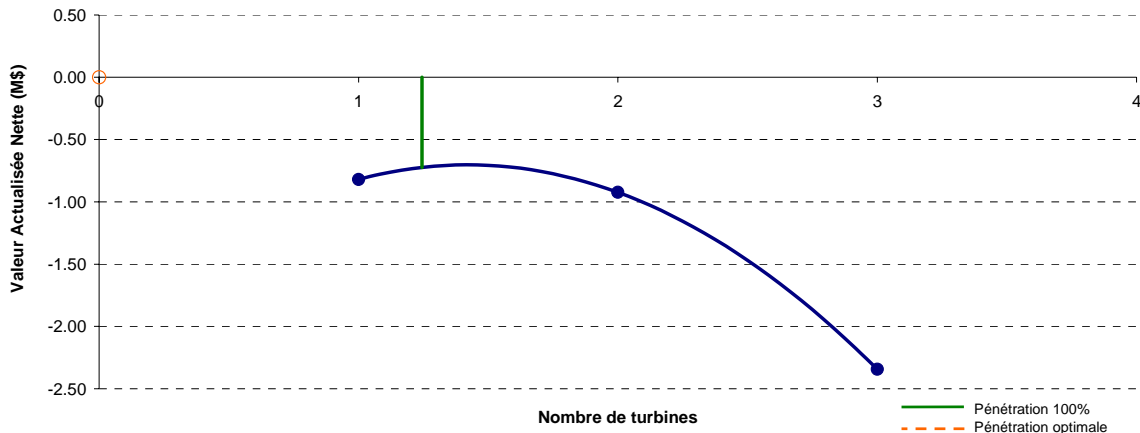
Année	Coût du carburant ** (\$2008/l)	Pointe annuelle * (kW)	Énergie annuelle * (MWh)
2008	1.152	1469	7962
2009	1.144	1511	8185
2010	1.127	1556	8425
2011	1.101	1604	8677
2012	1.079	1654	8944
2013	1.063	1705	9222
2014	1.059	1759	9510
2015	1.062	1814	9808
2016	1.065	1871	10116
2017	1.069	1930	10433
2018	1.074	1991	10761
2019	1.080	2053	11098
2020	1.087	2117	11444
2021	1.095	2184	11800
2022	1.103	2252	12168
2023	1.110	2322	12547
2024	1.118	2395	12937
2025	1.127	2470	13340
2026	1.134	2547	13755
2027	1.142	2627	14184

B.11 Quaqtq - ᑭᑭᑭᑭᑭᑭ

Nombre optimal de turbines de type Enercon E33 à Quaqtq

JEDVAN v2.21

Paramètres du projet		Paramètres des diesels	
Emplacement	Quaqtq	Nombre	3
Année d'actualisation *	2008	Type	Multiples
Taux réel d'actualisation **	4.35%	Pnom (kW)	Multiples
Taux d'inflation	2.00%	Régime minimum (%Pnom)	30%
Début du projet *	2008	Régime maximum (%Pnom)	90%
Durée du projet, en années	20	Entretien & Exploitation, Investissements	Variables
Valeur de l'énergie excédentaire (\$/kWh) **	0.000	Paramètres du système JED	
Part valorisable de l'énergie excédentaire **	0.0%	Modèle de turbines	Enercon E33
Contenu Carbone (t CO ₂ /t mazout)	3.1	Puissance nominale (kW) *	330
Densité Mazout (kg/l)	0.84	Hauteur moyen (m)	45
Valeur du CO ₂ (\$/tonne) **	15.00	Entretien & Exploitation du système (\$/kWh) **	0.045
Subvention à la production (\$/kWh) **	0.000	Niveau de réserve éolienne (% de la demande)	10%
Paramètres du site de production		Notes	
Vitesse annuelle moyenne @ 10m (m/s)	5.64	Réseau Salluit 2008-2027, avec le programme d'équipement prévu auquel s'ajoute un système de jumelage éolien-diesel (JED) utilisant des turbines Enercon E33 de 330kW à 45 mètres.	
Cisaillement vertical, loi de puissance	0.1350	COÛT ESTIMÉ *2003 ajusté*: 2.0M\$ + 5100\$/kW	
Position géographique	Référentiel (Zone)	NAD83 UTM (Zone 19)	
	Longitude / Easting	465300 (à revoir)	
	Latitude / Northing	6767400 (à revoir)	



Optimum		VAN estimée (k\$)
<i>Hypothèse d'évolution quadratique autour du maximum. "Indéterminé(e)" signifie sans solution existante et unique, ou optimum à une pénétration supérieure à la plus grande simulée.</i>		
Nombre exact de turbines	0	-
P _{installée} optimale (kW)	0	-
Pénétration initiale optimale	0%	-

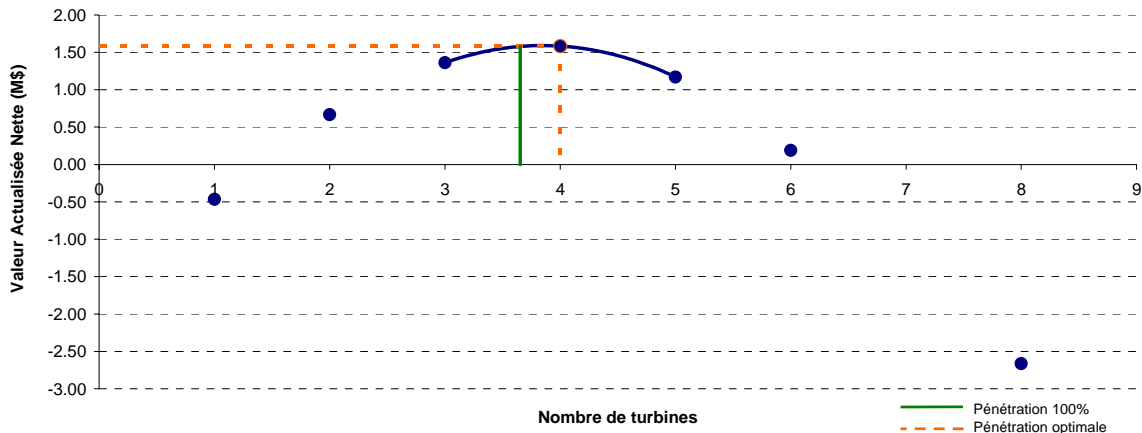
Nombre de turbines	Investissement actualisé total (k\$)	Pénétration initiale	VAN (k\$)	TRI estimé (%)	Bénéfice Coût	Retour (ans)
1	3 637	80.3%	(820)	1.4%	0.83	Indéterminé
2	5 320	160.7%	(924)	2.2%	0.87	23.4
3	7 003	241.0%	(2 344)	0.1%	0.74	29.0

Année	Coût du carburant ** (\$2008/l)	Pointe annuelle * (kW)	Énergie annuelle * (MWh)
2008	1.211	411	2063
2009	1.205	425	2132
2010	1.189	440	2205
2011	1.165	455	2282
2012	1.143	472	2364
2013	1.127	489	2449
2014	1.124	506	2537
2015	1.127	525	2629
2016	1.130	543	2723
2017	1.134	563	2820
2018	1.138	583	2920
2019	1.144	604	3024
2020	1.151	625	3130
2021	1.158	646	3238
2022	1.165	669	3351
2023	1.173	692	3468
2024	1.181	716	3588
2025	1.188	741	3713
2026	1.196	767	3842
2027	1.203	794	3976

B.12 Salluit - ٤٣Δ٢

Nombre optimal de turbines de type Enercon E33 à Salluit JEDVAN v2.21

Paramètres du projet		Paramètres des diesels	
Emplacement	Salluit	Nombre	3
Année d'actualisation *	2008	Type	Multiples
Taux réel d'actualisation **	4.35%	Pnom (kW)	Multiples
Taux d'inflation	2.00%	Régime minimum (%Pnom)	30%
Début du projet *	2008	Régime maximum (%Pnom)	90%
Durée du projet, en années	20	Entretien & Exploitation, Investissements	Variables
Valeur de l'énergie excédentaire (\$/kWh) **	0.000	Paramètres du système JED	
Part valorisable de l'énergie excédentaire **	0.0%	Modèle de turbines	Enercon E33
Contenu Carbone (t CO ₂ /t mazout)	3.1	Puissance nominale (kW) *	330
Densité Mazout (kg/l)	0.84	Hauteur moyeu (m)	45
Valeur du CO ₂ (\$/tonne) **	15.00	Entretien & Exploitation du système (\$/kWh) **	0.045
Subvention à la production (\$/kWh) **	0.000	Niveau de réserve éolienne (% de la demande)	10%
Paramètres du site de production		Notes	
Vitesse annuelle moyenne @ 10m (m/s)	5.86	Réseau Salluit 2008-2027, avec le programme d'équipement prévu auquel s'ajoute un système de jumelage éolien-diesel (JED) utilisant des turbines Enercon E33 de 330kW à 45 mètres.	
Cisaillement vertical, loi de puissance	0.1350	COÛT ESTIMÉ *2003 ajusté*: 2.2M\$ + 5100\$/kW	
Position géographique	Référentiel (Zone)	NAD83 - UTM (Zone 18)	
	Longitude / Easting	467500	
	Latitude / Northing	6897300	



Optimum		VAN estimée (k\$)
<i>Hypothèse d'évolution quadratique autour du maximum. "Indéterminé(e)" signifie sans solution existante et unique, ou optimum à une pénétration supérieure à la plus grande simulée.</i>		
Nombre exact de turbines	4	1 583
P _{installée} optimale (kW)	1270	
Pénétration initiale optimale	105%	1 590

Nombre de turbines	Investissement actualisé total (k\$)	Pénétration initiale	VAN (k\$)	TRI estimé (%)	Bénéfice Coût	Retour (ans)
1	3 887	27.4%	(466)	2.8%	0.91	28.9
2	5 570	54.8%	666	5.8%	1.09	17.3
3	7 253	82.1%	1 362	6.6%	1.15	16.1
4	8 936	109.5%	1 583	6.4%	1.14	16.3
5	10 619	136.9%	1 171	5.6%	1.08	17.9
6	12 302	164.3%	189	4.5%	1.01	20.2
8	15 668	219.1%	(2 663)	2.4%	0.87	25.7

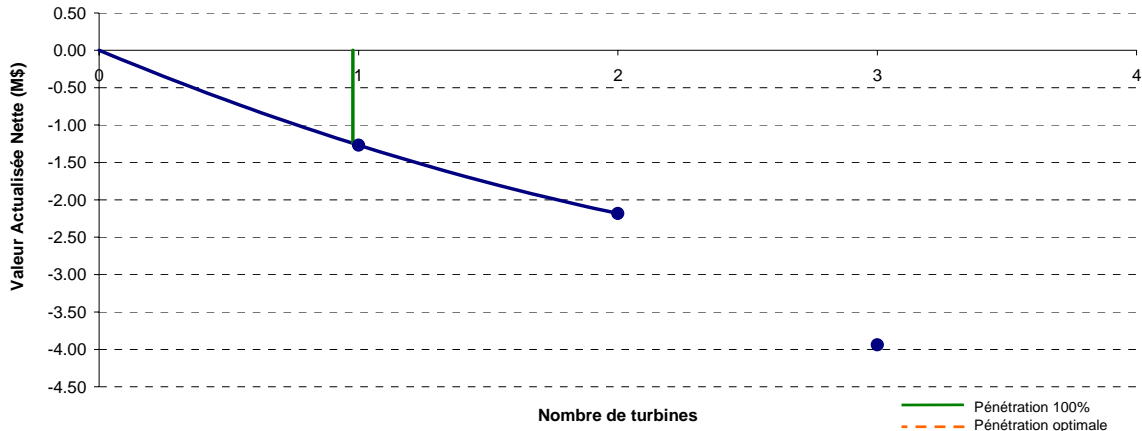
Année	Coût du carburant ** (\$2008/l)	Pointe annuelle * (kW)	Énergie annuelle * (MWh)
2008	1.152	1205	6173
2009	1.144	1244	6363
2010	1.127	1285	6569
2011	1.101	1328	6786
2012	1.079	1374	7017
2013	1.063	1421	7258
2014	1.059	1471	7510
2015	1.062	1523	7773
2016	1.065	1577	8047
2017	1.069	1633	8331
2018	1.074	1691	8627
2019	1.080	1752	8934
2020	1.087	1815	9253
2021	1.095	1880	9585
2022	1.103	1948	9928
2023	1.110	2019	10284
2024	1.118	2091	10653
2025	1.127	2167	11034
2026	1.134	2245	11430
2027	1.142	2326	11839

B.13 Tasiujaq - Cr'D'ᓴᓴ

Nombre optimal de turbines de type Enercon E33 à Tasiujaq

JEDVAN v2.23

Paramètres du projet		Paramètres des diesels	
Emplacement	Tasiujaq	Nombre	3
Année d'actualisation *	2008	Type	Multiples
Taux réel d'actualisation **	4.35%	Pnom (kW)	Multiples
Taux d'inflation	2.00%	Régime minimum (%Pnom)	30%
Début du projet *	2008	Régime maximum (%Pnom)	90%
Durée du projet, en années	20	Entretien & Exploitation, Investissements	Variables
Valeur de l'énergie excédentaire (\$/kWh) **	0.000	Paramètres du système JED	
Part valorisable de l'énergie excédentaire **	0.0%	Modèle de turbines	Enercon E33
Contenu Carbone (t CO ₂ / t mazout)	3.1	Puissance nominale (kW) *	330
Densité Mazout (kg/l)	0.84	Hauteur moyen (m)	45
Valeur du CO ₂ (\$/tonne) **	15.00	Entretien & Exploitation du système (\$/kWh) **	0.045
Subvention à la production (\$/kWh) **	0.000	Niveau de réserve éolienne (% de la demande)	10%
Paramètres du site de production		Notes	
Vitesse annuelle moyenne @ 10m (m/s)	6.43	Réseau Tasiujaq 2008-2027, avec le programme d'équipement prévu auquel s'ajoute un système de jumelage éolien-diesel (JED) utilisant des turbines Enercon E33 de 330kW à 45 mètres	
Cisaillement vertical, loi de puissance	0.1350	COÛT ESTIMÉ *2003 ajusté*: 2.6M\$ + 5100\$/kW	
Position géographique	Référentiel (Zone)	NAD83 - UTM (Zone 19)	
	Longitude / Easting	444900	
	Latitude / Northing	6507500	



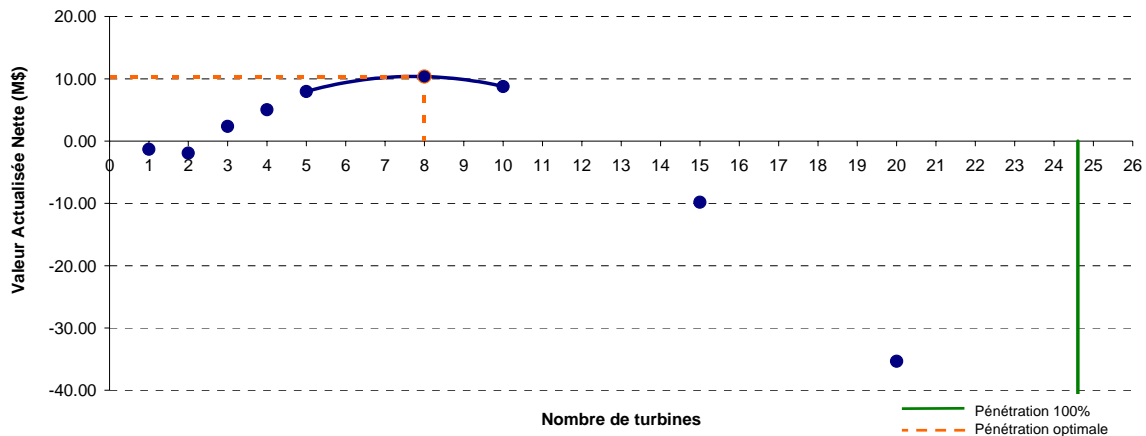
Optimum		VAN estimée (k\$)
<i>Hypothèse d'évolution quadratique autour du maximum. "Indéterminé(e)" signifie sans solution existante et unique, ou optimum à une pénétration supérieure à la plus grande simulée.</i>		
Nombre exact de turbines	0	-
P _{installée} optimale (kW)	0	-
Pénétration initiale optimale	0%	-

Nombre de turbines	Investissement actualisé total (k\$)	Pénétration initiale	VAN (k\$)	TRI estimé (%)	Bénéfice Coût	Retour (ans)
1	4 237	102.3%	(1 268)	0.2%	0.76	30.4
2	5 920	204.5%	(2 182)	-0.6%	0.71	31.5
3	7 603	306.8%	(3 939)	-3.0%	0.60	39.3

Année	Coût du carburant **	Pointe annuelle *	Énergie annuelle *
	(\$2008/l)		
2008	1.152	323	1704
2009	1.144	329	1737
2010	1.127	336	1772
2011	1.101	343	1810
2012	1.079	351	1850
2013	1.063	359	1893
2014	1.059	367	1937
2015	1.062	376	1983
2016	1.065	385	2030
2017	1.069	394	2079
2018	1.074	403	2129
2019	1.080	413	2181
2020	1.087	423	2234
2021	1.095	434	2289
2022	1.103	444	2346
2023	1.110	455	2403
2024	1.118	466	2463
2025	1.127	478	2523
2026	1.134	489	2585
2027	1.142	501	2649

B.15 Cap-aux-Meules (Îles-de-la-Madeleine)

Nombre optimal de turbines de type GE 1.5sle à Cap-aux-Meules		JEDWAN V2.23	
Paramètres du projet			
Emplacement	Cap-aux-Meules		
Année d'actualisation *	2008		
Taux réel d'actualisation **	4.35%		
Taux d'inflation	2.00%		
Début du projet *	2008		
Durée du projet, en années	20		
Valeur de l'énergie excédentaire (\$/kWh) **	0.000		
Part valorisable de l'énergie excédentaire **	0.0%		
Contenu Carbone (t CO ₂ / t mazout)	3.1		
Densité Mazout (kg/l)	0.84		
Valeur du CO ₂ (\$/tonne) **	15.00		
Subvention à la production (\$/kWh) **	0.000		
Paramètres des diesels			
Nombre	7		
Type	Multiples		
Pnom (kW)	6 x 11167, 1 x 5670		
Régime minimum (%Pnom)	63%		
Régime maximum (%Pnom)	90%		
Entretien & Exploitation, Investissements	Variables		
Paramètres du système JED			
Modèle de turbines	GE 1.5sle		
Puissance nominale (kW) *	1500		
Hauteur moyeu (m)	80		
Entretien & Exploitation du système (\$/kWh) **	0.020		
Niveau de réserve éolienne (% de la demande)	10%		
Notes			
Réseau Cap-aux-Meules 2008-2027, avec le programme d'équipement prévu auquel s'ajoute un système de jumelage éolien-diesel (JED) utilisant des turbines GE 1.5MW sle à 80 mètres. COÛT ESTIMÉ "2003 ajusté": 3.4M\$ + 3300\$/kW			
Paramètres du site de production			
Vitesse annuelle moyenne @ 10m (m/s)	6.05		
Cisaillement vertical, loi de puissance	0.2100		
Position géographique	Référentiel (Zone)	NAD83 - Zone 20	
	Longitude / Easting	595325	
	Latitude / Northing	5258275	



Optimum		VAN estimée (k\$)	
<i>Hypothèse d'évolution quadratique autour du maximum. "Indéterminé(e)" signifie sans solution existante et unique, ou optimum à une pénétration supérieure à la plus grande simulée.</i>			
Nombre exact de turbines	8	10 366	
P _{installée} optimale (kW)	11621	10 386	
Pénétration initiale optimale	31%		

Nombre de turbines	Investissement actualisé total (k\$)	Pénétration initiale	VAN (k\$)	TRI estimé (%)	Bénéfice Coût	Retour (ans)
1	8 339	4.1%	(1 315)	2.4%	0.87	25.2
2	13 289	8.1%	(1 915)	3.0%	0.96	8.9
3	18 239	12.2%	2 385	5.8%	1.05	18.0
4	23 189	16.3%	5 041	6.8%	1.09	16.3
5	28 139	20.3%	7 978	7.4%	1.12	15.3
8	42 989	32.5%	10 366	7.0%	1.12	15.7
10	52 889	40.6%	8 768	6.2%	1.09	16.3
15	77 639	61.0%	(9 824)	2.9%	0.92	22.2
20	102 389	81.3%	(35 325)	0.0%	0.78	26.6

Année	Coût du carburant ** (\$2008/l)	Pointe annuelle * (kW)	Énergie annuelle * (MWh)
2008	0.421	36907	183280
2009	0.446	37085	183463
2010	0.430	37369	184509
2011	0.415	37756	186404
2012	0.402	38179	188645
2013	0.397	38604	190722
2014	0.400	39021	192776
2015	0.401	39427	194777
2016	0.404	39814	196722
2017	0.407	40201	198544
2018	0.410	40602	200474
2019	0.415	41010	202443
2020	0.419	41385	204436
2021	0.424	41750	206103
2022	0.429	42118	207784
2023	0.434	42490	209478
2024	0.439	42864	211186
2025	0.444	43242	212908
2026	0.449	43624	214644
2027	0.453	44009	216394