

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2  
DE LA RÉGIE**



1. **Références :** (i) Pièce B-0012, page 10, réunion du 15 octobre 2008;  
(ii) Pièce B-0012, page 15, réunion du 9 février 2010;  
(iii) <http://www.coqua.ca/sitemap.html>.

**Préambule :**

(i) « Un conseiller évoque la **pollution** aux environ de la centrale actuelle – comme en témoigne le noircissement des murs intérieurs et extérieurs de l'école avoisinante, désormais désertée ».

(ii) « *Prise de contact mutuelle. Le maire souhaite la bienvenue. Roger explique les objectifs de la rencontre et résume les prochains projets dans la communauté : nouvelle centrale (2014) et projet diesel-éolien. – Le LH et le NV sont très déçu du report de la construction. Vive inquiétude surtout pour les écoliers à proximité de la centrale compte tenu de la pollution. Demande à HQ de fournir des masques aux écoliers et aux professeurs. Le NV pourrait également porter plainte au MDDEP. – HQ va tenter de trouver une solution temporaire pour rehausser les cheminées ».*

(iii) La Régie constate que le Distributeur est membre de l'Association canadienne des réseaux autonomes (*Canadian Off-Grid Utilities Association – COGUA*).

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez préciser si les écoliers et les professeurs dont il est question à la référence (ii) sont dans la même école que celle mentionnée à la référence (i). Avec votre réponse, veuillez fournir un plan du village où l'on voit l'emplacement de l'école ou des écoles en question, de la centrale actuelle et de la future centrale.

**Réponse :**

**Il n'y a qu'une seule école à Akulivik ; il s'agit donc des mêmes écoliers et des mêmes professeurs dans les deux références mentionnées. Le Distributeur dépose une carte du village en annexe A au présent document.**

**Le Distributeur tient à souligner que la construction de l'école est postérieure à celle de la centrale. Le Distributeur s'assure, en collaboration avec la communauté, qu'une telle situation ne se reproduira plus et que tout développement futur d'Akulivik se fera à bonne distance de la future centrale (voir HQD-3, Document 1, Annexe 1, faits saillants de la rencontre du 27 août 2010).**

- 1.2 Veuillez indiquer si les moteurs de la centrale exploitée par le Distributeur sont la cause du noircissement des murs intérieurs de l'école constaté en 2008 et si leur

opération exige effectivement, deux ans plus tard, le port de masques respiratoires.

**Réponse :**

**Le Distributeur n'a pas pu confirmer que le noircissement des murs intérieurs de l'école constaté en 2008 était le résultat de l'exploitation de sa centrale.**

**Sensible aux préoccupations de la communauté quant aux effets de la centrale sur les usagers de l'école, le Distributeur a apporté les modifications décrites en réponse à la question 5.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie (HQD-3, Document 1).**

**Par ailleurs, l'utilisation de masques respiratoires n'a jamais été nécessaire.**

- 1.3** Veuillez élaborer sur le niveau de pollution sonore et d'émissions de particules provenant des moteurs pour les années 2008 et 2010. Veuillez également élaborer sur les réductions de bruit et d'émissions de particules qu'il est possible d'atteindre par, d'une part, la mise en place de nouveaux moteurs diesel, et d'autre part, le rehaussement de l'isolation acoustique de la centrale .

**Réponse :**

**Quant au niveau sonore, le Distributeur dépose une carte en annexe B au présent document.**

**Quant aux émissions atmosphériques, le tableau suivant présente les concentrations de NO<sub>x</sub> établies à partir d'une modélisation effectuée en 2010.**

**TABLEAU R 1.3  
RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION DE LA DISPERSION ATMOSPHÉRIQUE**

Paramètres	Concentration maximale modélisée	Concentration initiale en air ambiant (µg/m <sup>3</sup> )		Concentration totale	Norme actuelle		Concentration limite (PRAA)	
	Résultat modélisé (µg/m <sup>3</sup> )	Milieu physique	annexe K du PRAA	(µg/m <sup>3</sup> )	(µg/m <sup>3</sup> )	% de la norme	(µg/m <sup>3</sup> )	% de la norme
<b>Gaz de combustion</b>								
Nox 1 heure	4.02E+03	2.00E+01	5.00E+01	4.04E+03	4.14E+02	974.89%	4.14E+02	974.89%
Nox 24 heures	3.25E+03	1.50E+01	5.00E+01	3.27E+03	2.07E+02	1579.09%	2.07E+02	1579.09%
Nox annuel	1.21E+03	6.00E+00	5.00E+01	1.22E+03	1.03E+02	1183.24%	1.03E+02	1183.24%

Concernant les réductions possibles de bruit et d'émissions de particules, il est techniquement impossible d'installer de nouveaux moteurs dans la centrale actuelle étant donné l'espace restreint à l'intérieur (voir HQD-1, Document 1, p. 10-11 ; HQD-3, Document 1, p.9).

Le rehaussement de l'isolation acoustique n'a pas été envisagé non plus, étant donné la désuétude du bâtiment.

Le Distributeur dépose en annexe C au présent document une série de photos qui montre l'état des lieux.

- 1.4 La Régie comprend que la COGUA permet à ses membres d'échanger sur les meilleures pratiques en matière de conception et de gestion de centrales diesel. Veuillez élaborer sur les échanges qui ont lieu entre le Distributeur et les autres membres de la COGUA au sujet de la gestion des relations avec les communautés locales, notamment sur les possibilités offertes par la mise en service de centrales diesel au cœur même des communautés.

**Réponse :**

Cet aspect n'a pas fait l'objet de discussions avec les autres membres de la COGUA.

Le Distributeur est tenu de respecter les dispositions de la *Loi sur la qualité de l'environnement*<sup>1</sup>.

Voir également les réponses aux questions 1.1 et 4.1.

<sup>1</sup> L.R.Q., c. Q-2.

- 2. Références :** (i) Pièce B-0011, page 18;  
(ii) Pièce B-0005, page 16.

**Préambule :**

(i) « Certaines activités ne sont pas fonction de la dimension de la centrale ou de la puissance installée. Ainsi les coûts d'avant-projet, d'ingénierie, de gestion de projet et de PECC [Planification, estimation et contrôle des coûts], et les frais du CSP [Centre de services partagés] pour l'acquisition des biens et services sont approximativement les mêmes pour les deux centrales ».

(ii) « Vu son expertise en la matière, Hydro-Québec Équipement et services partagés sera chargée de la réalisation du projet, suivant le modèle retenu pour la centrale de Kuujjuaq ». [nous soulignons]

**Demande :**

- 2.1** La Régie comprend qu'il existe des coûts qui sont indépendants de la dimension de la centrale ou de la puissance installée. Néanmoins, considérant l'expérience acquise par le Distributeur et notamment Hydro-Québec Équipement et services partagés dans le développement de projets de centrales, telle que celle à Kuujjuaq, veuillez justifier les niveaux des coûts d'avant-projet, d'ingénierie et de gestion du projet d'Akulivik.

**Réponse :**

**La phase avant-projet est d'une grande importance : elle a pour objectif de définir la faisabilité du projet et d'en optimiser les aspects techniques, économiques et environnementaux et d'en étudier la stratégie de réalisation. L'expérience de Kuujjuaq a démontré qu'il était plus avantageux de raffiner et d'aller plus en profondeur à cette étape pour améliorer le projet et en assurer la réussite. Le niveau d'information et de détail apparaissant aux dessins de l'avant-projet d'Akulivik est donc relativement élevé pour cette étape de conception et des efforts particuliers ont été apportés à la coordination interdisciplinaire. Il est donc normal que les coûts soient un peu plus élevés à ce stade, comparativement à Kuujjuaq.**

**Les coûts d'ingénierie prévus pour le projet d'Akulivik sont moindres que ceux de Kuujjuaq. Tel qu'il est indiqué plus haut, l'élaboration plus pointue en phase avant-projet aura un effet direct sur les coûts d'ingénierie. De plus, l'expérience acquise pour Kuujjuaq permettra d'optimiser le concept, ce qui amènera une réduction directe des coûts de réalisation de la centrale.**

**Les frais de gestion de projets sont principalement constitués des coûts des ressources nécessaires prévues à la réalisation des tâches**

d'estimation, de contrôle, de validation, et de contrôle des coûts et des échéanciers du projet. Selon la complexité et l'envergure du projet, ces frais varient généralement entre 3 à 6 % des coûts directs du projet (ingénierie, approvisionnement et travaux). Suite à l'expérience du projet de la nouvelle centrale de Kuujuaq, la charge de travail reliée à ces activités été évaluée à la hausse. Ces activités de contrôle de projet jouent un rôle essentiel et primordial en gestion de projet. Elles constituent des activités continues au cours du cycle de vie du projet. Le contrôle s'effectue dans une perspective globale et annuelle pour l'ensemble du projet; il implique donc un suivi de tous les éléments, lots de travail, lots de contrôle et contrats, dans cette même perspective.

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0011, page 10;
  - (ii) [General Rate Application 2010/11 - French](#), annexe B  
[General Rate Application 2010/11 - English](#), appendix B;
  - (iii) [http://www.nunavutpower.com/home/index.php?option=com\\_docman&task=doc\\_download&gid=558](http://www.nunavutpower.com/home/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=558) ;
  - (iv) Dossier R-3748-2010, pièce B-0026, page 13.

**Préambule :**

(i) « *La révision des critères de fiabilité et de vie utile des moteurs, au début des années 2000, a permis de prolonger la vie utile des groupes électrogènes et de repousser les besoins d'augmentation de puissance des centrales diesel du Distributeur* ».

(ii) L'examen des versions françaises et anglaises de l'annexe B de la demande tarifaire 2010-2011 de la Société d'énergie Qulliq (SEQ) permet de prendre connaissance du critère de puissance garantie de la SEQ. (N.B. : Dans la version française, l'expression « groupe turbine-alternateur » est à comprendre au sens de « generator »).

(iii) En annexe G, à partir de la page 277 de la référence (iii), on retrouve le « *Rapport des interruptions de service planifiées et inopinées* » pour chacun des 25 réseaux autonomes de la SEQ.

(iv) « *Le Distributeur n'a pas fait l'inventaire de ces groupes électrogènes de secours. Des groupes électrogènes qui ne seraient pas sous le contrôle direct du Distributeur et qui ne seraient pas installés dans la centrale ne pourraient pas être pris en compte dans le calcul de la puissance garantie* ». [nous soulignons]

**Demandes :**

**Réponses à la demande de renseignements n°2  
de la Régie**

3.1 Veuillez fournir toute documentation portant sur les interruptions de service et permettant d'évaluer le niveau de fiabilité d'approvisionnement des réseaux du Distributeur au Nunavik.

Réponse :

**Tableau R-3.1  
INDICE DE CONTINUITÉ DE SERVICE 2008-2010  
PRODUCTION  
(MINUTES D'INTERRUPTION)**

Communautés	2008			2009			2010		
	IC Prog.	IC Panne	Total	IC Prog.	IC Panne	Total	IC Prog.	IC Panne	Total
KUUJJUARAPIK	7	10	17	0	0	0	0	5	5
KANGIQSUALUJJUAQ	0	3	3	0	0	0	0	1	1
KUUJJUAQ	0	23	23	0	105	105	0	5	5
TASIUJUAQ	0	1	1	0	2	2	0	3	3
AUPALUK	0	2	2	0	7	7	0	4	4
KANGIRSUK	0	2	2	0	1	1	0	0	0
QUAQTAQ	0	0	0	0	1	1	0	1	1
PUVIRNITUQ	33	9	42	0	3	3	8	9	17
AKULIVIK	1	38	39	2	3	5	1	21	23
KANGIQSUJUAQ	0	29	29	0	1	1	0	47	47
SALLUIT	2	3	5	0	34	34	0	7	7
IVUJIVIK	0	0	0	0	10	10	0	2	2
INUKJUAQ	3	3	6	0	16	16	5	6	11
UMIUJUAQ	0	1	1	0	0	0	1	1	2
<b>TOTAL</b>	<b>47</b>	<b>123</b>	<b>170</b>	<b>2</b>	<b>184</b>	<b>186</b>	<b>16</b>	<b>113</b>	<b>129</b>

**Tableau R-3.2  
INDICE DE CONTINUITÉ DE SERVICE 2008-2010  
DISTRIBUTION  
(MINUTES D'INTERRUPTION)**

Communautés	2008			2009			2010		
	IC Prog.	IC Panne	Total	IC Prog.	IC Panne	Total	IC Prog.	IC Panne	Total
KUUJJUARAPIK	114	811	925	13	714	727	397	168	565
KANGIQSUALUJJUAQ	31	279	310	0	5	5	89	114	203
KUUJJUAQ	13	170	184	49	749	798	24	126	149
TASIUJUAQ	0	101	101	0	168	168	0	250	250
AUPALUK	0	174	174	20	640	660	25	311	336
KANGIRSUK	243	107	349	0	17	17	0	273	273
QUAQTAQ	0	27	27	17	63	80	0	154	154
PUVIRNITUQ	594	465	1059	281	106	387	581	146	727
AKULIVIK	92	1735	1827	42	116	158	89	876	965
KANGIQSUJUAQ	0	349	349	0	81	81	3	1739	1742
SALLUIT	220	267	487	0	313	313	0	142	142
IVUJIVIK	24	79	103	52	639	692	0	74	74
INUKJUAQ	46	38	84	0	319	319	72	332	404
UMIUJUAQ	300	28	328	32	22	54	0	62	62
<b>TOTAL</b>	<b>1677</b>	<b>4630</b>	<b>6307</b>	<b>506</b>	<b>3952</b>	<b>4459</b>	<b>1280</b>	<b>4767</b>	<b>6046</b>



- 3.2 Veuillez commenter le niveau de fiabilité d'approvisionnement obtenu par la SÉQ pour ses différents réseaux autonomes en comparaison à celui qu'obtient le Distributeur pour ses réseaux au Nunavik.

**Réponse :**

**Le Distributeur a obtenu des informations de la SÉQ et a communiqué avec ses représentants à de nombreuses occasions afin de bien comprendre et interpréter celles-ci.**

**Après analyse, il appert que les données de la SÉQ ne sont pas uniformes ou systématiques pour tous ses réseaux, et que leur validité n'est aucunement assurée. Il apparaît à prime abord impossible de tirer de celles-ci des conclusions significatives ou d'en faire une comparaison utile avec celles du Distributeur.**

- 3.3 Considérant les coûts élevés associés à une augmentation marginale du niveau de fiabilité de l'approvisionnement des réseaux autonomes, veuillez élaborer sur l'opportunité de procéder, comme au début des années 2000, à une réflexion générale sur les critères de fiabilité et de puissance garantie mis en vigueur par le Distributeur pour les réseaux autonomes.

**Réponse :**

**Le Distributeur ne vise pas une « augmentation marginale du niveau de fiabilité de l'approvisionnement des réseaux autonomes », il s'assure plutôt de maintenir la fiabilité de l'alimentation électrique de ses clients en réseau autonome, et ce, par la mise en œuvre de critères éprouvés. Le Distributeur considère que ses critères de fiabilité sont raisonnables et adéquats et qu'ils se comparent avantageusement à ceux de la SÉQ. Il considère de plus qu'il n'est pas requis de réviser ces critères, pour les raisons suivantes.**

**La fiabilité de l'alimentation en réseau autonome dépend principalement de deux critères. Le critère de fiabilité majeur concerne la durée de vie des groupes.**

**Le Distributeur a déjà augmenté au maximum la durée de vie de ses groupes. Par exemple, pour les groupes G1 et G2 de Cape Dorset la SÉQ considère une durée de vie entre 90 000 et 100 000 heures. Pour des groupes semblables, le Distributeur considère une durée de vie**

entre 96 000 et 112 000 heures<sup>2</sup>. Le critère du Distributeur est moins onéreux que celui de la SÉQ.

Le second correspond à la puissance garantie, établie à 90 % X (n-1). La validité de ce dernier critère a été maintes fois reconnue par la Régie (voir les décisions D-2002-169, D-2005-178 et D-2008-133).

Le critère de puissance garantie de la SÉQ est aussi plus exigeant que celui du Distributeur. Premièrement, le Distributeur considère la puissance « *prime* » des groupes tandis que la SÉQ considère la puissance en service continu des groupes. Cette dernière est généralement de 10 % moins élevée que la puissance « *prime* ». Par exemple à Cape Dorset, selon les normes de la SÉQ, la puissance garantie est de 1260 kW (540 kW + 720 kW). Suivant les normes du Distributeur, elle serait de (600 kW + 855 kW)\*90 % = 1310 kW soit de 50 kW supérieure. Deuxièmement, la SÉQ considère que la puissance garantie requise doit au moins être égale à 110 % de la demande de pointe. Le Distributeur considère pour sa part que la puissance garantie requise doit au moins être égale à 100 % de la demande de pointe. Par exemple, pour Akulivik, la puissance garantie de 540 kW, soit (300 kW + 300 kW)\*90 %, a été dépassée de 40 kW à l'hiver 2010 (HQD-1, Document 1, p.8). Avec les critères de la SÉQ, la puissance installée garantie de 540 kW (270 kW + 270 kW) serait dépassée de 98 kW, soit (580 kW \*110%) - 540 kW.

4. **Références :**
- (i) Pièce B-0011, page 20;
  - (ii) [http://www.nunavutpower.com/home/index.php?option=com\\_content&task=view&id=164&Itemid=0](http://www.nunavutpower.com/home/index.php?option=com_content&task=view&id=164&Itemid=0) ;
  - (iii) Pièce B-0011, page 10.

**Préambule :**

(i) « *Le Distributeur n'est pas au courant des critères de conception ou de construction de la SÉQ, non plus que de ses projets ou du mode de financement de ceux-ci* ».

(ii) La page web permet, par différents hyperliens, d'accéder aux demandes détaillées et documentées de quatre projets d'investissements majeurs de la SÉQ présentés pour autorisation au gouvernement du Nunavut :

- Rénovation et ajout de capacité - Centrale d'Iqaluit - novembre 2010

---

<sup>2</sup> À noter que les groupes d'Akulivik sont de capacité inférieure avec une durée de vie moins élevée.

Ajout de 4 à 5 MW à 15 MW pour 13 000 habitants - Capacité installée de 1,5 kW/hab.

Budget de 13,3 M\$ soit 2 700 \$/kW de capacité ajoutée ou 1 023 \$/habitant

- Nouvelle centrale de Cape Dorset – mars 2011  
Construction neuve de 2,3 MW pour 1 400 habitants - Capacité installée de 2,4 kW/hab.  
Budget de 12,6 M\$ soit 5 500 \$/kW de capacité installée ou 9 000 \$/habitant
  
- Nouvelle centrale de Qikiqtarjuaq – mars 2011  
Construction neuve de 1,26 MW pour 520 habitants - Capacité installée de 1,6 kW/hab.  
Budget de 7,7 M\$ soit 6 100 \$/kW de capacité installée ou 14 800 \$/habitant
  
- Nouvelle centrale de Taloyoak – mars 2011  
Construction neuve de 1,5 MW pour 900 habitants - Capacité installée de 1,7 kW/hab.  
Budget de 10,8 M\$ soit 5 500 \$/kW de capacité installée ou 12 000 \$/habitant

(iii) « La révision des critères de fiabilité et de vie utile des moteurs, au début des années 2000, a permis de prolonger la vie utile des groupes électrogènes et de repousser les besoins d'augmentation de puissance des centrales diesel du Distributeur ».

**Demandes :**

- 4.1** La Régie constate que le budget d'investissement prévu par le Distributeur pour la centrale d'Akulivik est de quatre à six fois plus élevé que les budgets de projets envisagés par la SÉQ pour des villages encore plus au nord et de tailles similaires à plus importantes qu'Akulivik, et ce, que l'investissement soit calculé en valeur absolue ou par habitant.

Face à ce constat, veuillez justifier un coût d'investissement de 49,4 M\$ (87 000 \$/habitant) et la nécessité d'une puissance installée de 2 028 kW pour la centrale d'Akulivik.

**Réponse :**

**Dans le cadre de ses communications avec les représentants de la SÉQ, le Distributeur a appris que la Régie avait obtenu des informations de la part de la SÉQ, relativement à des comparaisons sommaires entre certains projets de centrales des deux entreprises. Les informations que la Régie a ainsi obtenues n'étant pas en preuve, le Distributeur ne peut se prononcer de façon certaine sur leur**

pertinence ou leur caractère complet, non plus que sur la justesse des conclusions que la Régie en tire.

Le Distributeur a fait une comparaison entre la centrale existante de Baker Lake (SÉQ)<sup>3</sup> et celle qu'il projette de construire à Akulivik. Cette comparaison permet de constater que les deux distributeurs semblent appliquer des critères qui diffèrent de façon importante, entre autres quant à la redondance des équipements et aux exigences de conception et d'exploitation. Ces différences ont une incidence directe sur la fiabilité des installations — à l'avantage du Distributeur — et, partant, sur la sécurité de l'alimentation électrique des communautés desservies.

Par exemple :

- Selon les images satellites disponibles, la centrale de Baker Lake serait située à environ 80 mètres des résidences voisines, ce qui semble étonnamment près, compte tenu des considérations de bruit et du panache anticipé pour la dispersion des rejets atmosphériques. Par ailleurs, les photos montrent des silencieux extérieurs de dimensions très réduites par rapport à celles des silencieux utilisés pour les plus récents projets construits par le Distributeur. En apparence, la centrale de Baker Lake présente des caractéristiques qui ne respecteraient pas les exigences du Distributeur pour le bruit et la dispersion des émissions. Or, comme le démontrent le présent dossier et celui de la centrale de Kuujjuaq<sup>4</sup>, il s'agit là d'une considération importante pour les communautés du Nunavik.
- La principale observation est l'absence de compartimentation des groupes électrogènes de production à Baker Lake. La compartimentation vise en tout premier lieu l'augmentation de la fiabilité générale des installations en diminuant les risques de propagation d'incendie entre les moteurs<sup>5</sup>. La compartimentation a aussi pour effet bénéfique d'offrir au mécanicien un environnement de travail sécuritaire. La nécessité de la compartimentation a été démontrée dans le dossier de la centrale de Kuujjuaq et la Régie l'a reconnue.
- Le *Code national du bâtiment* définit une centrale électrique comme étant un bâtiment de protection civile<sup>6</sup> pour lequel les critères de

---

<sup>3</sup> Selon les représentants de la SÉQ, cette centrale constitue le modèle d'après lequel les futures centrales du Nunavut seront construites.

<sup>4</sup> R-3623-2007.

<sup>5</sup> Voir R-3623-2007, HQD-2, Document 1.1, réponses 1.1 à 1.4.

<sup>6</sup> Voir R-3623-2007, HQD-2, Document 1.1, réponses 1.1 et 1.2.

conception sont plus exigeants, entre autres sur le plan des séismes et des surcharges dues aux vents. On ne peut confirmer que la centrale de Baker Lake a été conçue suivant ces critères. Par exemple, les supports extérieurs qui maintiennent en place les silencieux semblent offrir en apparence une résistance inférieure à ce qu'on devrait retrouver.

- **Autres éléments déterminés à partir des photos de Baker Lake pour lesquels les coûts sont réduits par rapport à Akulivik :**
  - **Salle de commande ventilée non climatisée (aucun condenseur extérieur visible).**
  - **Pas d'espace tampon entre la salle de commande et l'usine (entraînant une augmentation de l'exposition au bruit pour les opérateurs dans la salle de commande). Il y a d'ailleurs une fenêtre dans ce mur.**
  - **Faibles dimensions de la salle de commande et des dégagements autour des armoires de puissance, ce qui semble indiquer que la conception de l'aménagement ne prend pas en considération les normes reliées aux arcs flash.**
  - **Pas de salle de télécommunications.**
  - **Pas de bureau pour les employés de soutien technique en déplacements.**
  - **Murs extérieurs en revêtement métallique jusqu'au sol sans mur de béton protecteur jusqu'à 1500 mm du sol.**
  - **Pas de groupe électrogène de secours.**

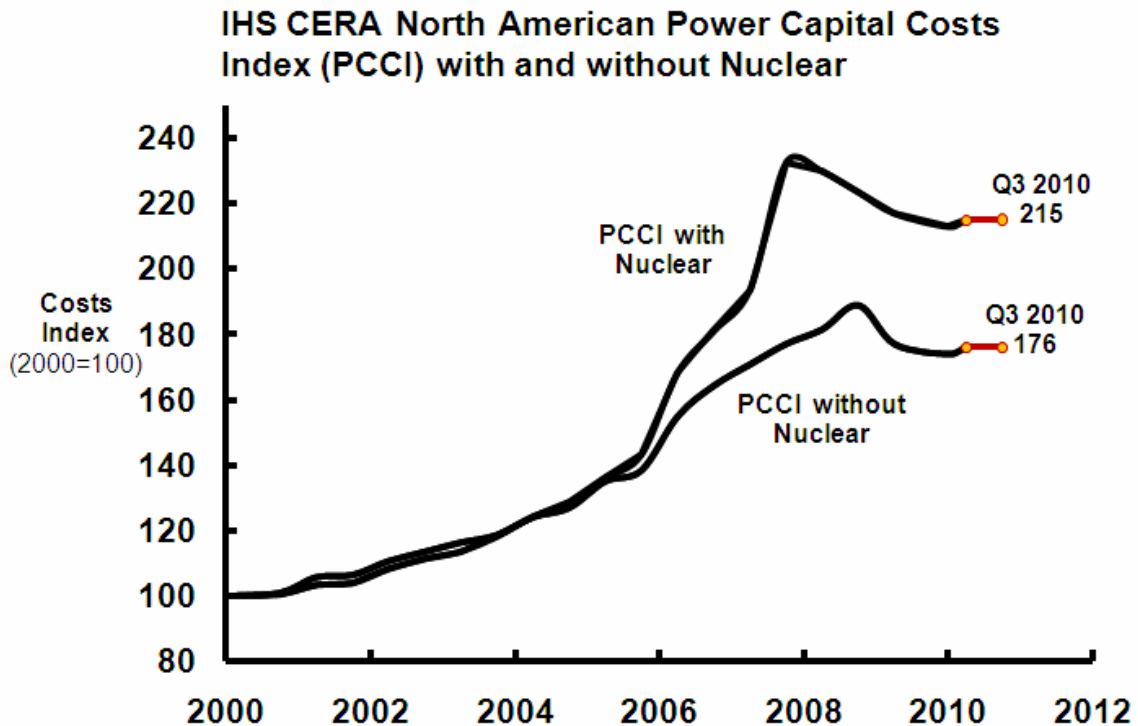
La différence majeure provient toutefois des coûts de construction, de la provision pour contingences et des coûts indirects. Après avoir discuté avec leurs représentants, le Distributeur conclut que les coûts présentés pour les centrales de la SÉQ sont sous-évalués et, en plus, ne sont pas représentatifs du marché actuel pour le Nunavik.

En premier lieu, selon les informations que le Distributeur a obtenues de la SÉQ, cette dernière n'a pas construit de nouvelle centrale depuis de nombreuses années — la dernière étant celle de Baker Lake, période au cours de laquelle les coûts ont considérablement augmenté. Selon le groupe IHS CERA<sup>7</sup> cette tendance à la hausse du coût de construction des centrales s'observe dans toute l'Amérique du Nord, comme le démontre le graphique suivant.

---

<sup>7</sup> <http://www.ihsindexes.com/>

FIGURE R-4.1  
INDICE DES COÛTS DE CONSTRUCTION DE CENTRALES



En second lieu, le nombre de projets actuellement en chantier au Québec amène une pression à la hausse dans toutes les régions sur les coûts de construction puisque les entrepreneurs sont très sollicités. De plus, les entrepreneurs qui soumissionnent sur les projets de centrales sont peu nombreux. Premièrement, parce que le niveau de risques associés aux projets du Nunavik est important (transport, logistique, température extrême). Deuxièmement, seuls les entrepreneurs ayant leur principal établissement au Québec ou en Ontario peuvent soumissionner en réponse aux appels d'offres d'Hydro-Québec<sup>8</sup>. Une telle exigence ne s'applique pas au Nunavut, où les entrepreneurs de toutes les provinces et territoires canadiens sont admissibles à soumissionner.

<sup>8</sup> Cette exigence est conforme aux dispositions applicables de la *Loi sur les contrats des organismes publics*, L.R.Q., c. C-65.1, et de l'*Entente entre le Gouvernement du Québec et le Gouvernement de l'Ontario sur la Mobilité de la main-d'œuvre et la reconnaissance de la qualification professionnelle, des compétences et des expériences de travail dans l'industrie de la construction* (2006).

Enfin, le Distributeur a démontré comment était déterminée la puissance installée, en fonction de divers paramètres, dont la charge à alimenter, la puissance garantie et les groupes disponibles dans le marché (voir HQD-3, Document 1, p. 4, 5 et 16). À cet égard, le nombre d'habitants ne constitue pas un paramètre pris en compte. Par ailleurs, la puissance installée de 2028 kW a peu d'incidence sur les coûts de la nouvelle centrale. Une grande partie des coûts sont indépendants de la dimension ou de la puissance de la centrale.

- 4.2 La Régie constate que le Distributeur prévoit installer 3,6 kW/habitant, soit plus du double des capacités envisagées par la SÉQ pour des villages du Nunavut de même type. Veuillez élaborer sur la pertinence, pour les villages du Nunavik, de procéder à une révision des critères de puissance garantie d'une part et à une mise en valeur de l'efficacité énergétique d'autre part, et ce, en considérant comment la croissance de la demande est prise en compte pour les villages du Nunavut.

**Réponse :**

**Concernant la révision du critère de puissance garantie, voir la réponse à la question 3.3.**

**Le Distributeur a souligné dans sa preuve que le potentiel en efficacité énergétique est limité car l'électricité n'est pas utilisée pour le chauffage de l'eau et de l'espace (voir HQD-1, Document 1, p. 8). Aucune réduction significative de la puissance appelée en pointe n'est possible. D'une part, il n'existe aucun client d'affaires dont le profil de consommation permettrait un effacement ou un déplacement significatif en pointe. D'autre part, le chauffage de l'espace et de l'eau se fait essentiellement au mazout. Il n'existe donc évidemment aucun potentiel pour la biénergie ni pour des mesures telle l'installation de chauffe-eau trois éléments ou de récupérateur de chaleur des eaux de drainage.**

**Par ailleurs, le Distributeur ne détient pas d'informations sur la façon dont « la croissance de la demande est prise en compte pour les villages du Nunavut ».**

**Enfin, le nombre d'habitants ne constitue pas un paramètre pris en compte dans la détermination de la puissance à installer. Voir également la réponse à la question 4.1.**

5. **Références :** (i) Pièce B-0011, page 14;  
(ii) Pièce B-0011, page 21.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur indique que le coût global actualisé du projet est de 48,7 ¢/kWh selon le scénario moyen de prévision de la demande à Akulivik. La Régie comprend que les charges d'exploitation n'incluent que la variation des coûts de carburant.

(ii) « *En fait, dans l'éventualité où elle ferait appel à un « clés en main », Hydro-Québec devrait mettre un effort considérable pour l'élaboration d'un devis de performance très détaillé ainsi que pour la surveillance de la conception et de la réalisation de l'ouvrage* ».

**Demande :**

**5.1** Dans sa question en référence (ii), la Régie demandait au Distributeur de considérer la possibilité de conclure un contrat d'approvisionnement pour combler des besoins dans un réseau autonome de distribution d'électricité, et ce, tel que prévu à l'article 62 de la Loi sur la Régie de l'énergie, L.R.Q., c. R-6.01.

Veillez élaborer sur l'opportunité pour le Distributeur de lancer un appel de propositions pour la fourniture d'électricité à Akulivik, qui inclurait des exigences de fiabilité d'approvisionnement, des pénalités en cas de manquement à ces exigences et des critères de partage des bénéfices avec la communauté locale, le tout en utilisant comme indice de coût maximal la valeur de 48,7 ¢/kWh (avant coût du carburant) pour la fourniture garantie d'électricité à la communauté selon une prévision des besoins de celle-ci.

**Réponse :**

**Le Distributeur estime que conclure un contrat d'approvisionnement pour l'achat d'énergie de base à Akulivik ne constitue pas une solution acceptable, comme il l'a déjà exprimé (HQD-3, Document 1, p. 20-23).**

**La fiabilité d'alimentation constitue un risque important car l'éventuelle centrale privée serait la seule source d'alimentation de la communauté. En cas de manquement, les clients pourraient être privés d'électricité. Les pénalités ne répondraient pas aux besoins en électricité de la communauté. Toute défaillance ou faillite du fournisseur retomberait inévitablement sur le Distributeur car c'est lui qui, en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, a la responsabilité d'assurer la fiabilité et la sécurité d'approvisionnement en électricité de ses clients.**

**De plus, l'intégration d'énergie éolienne poserait problème. En effet, on peut raisonnablement penser que le fournisseur aurait intérêt à vendre le plus d'énergie possible afin de rentabiliser son contrat. L'ajout d'énergie renouvelable viendrait diminuer la charge à alimenter par la centrale. En outre, les résultats des analyses en cours indiquent que la**



rentabilité attendue des projets éoliens ne permet pas d'attirer de promoteurs intéressants. Le Distributeur devrait donc être propriétaire des installations éoliennes, même dans l'éventualité d'un contrat pour l'électricité de base.

Le Plan Nord et d'autres développements non encore définis peuvent venir affecter de façon significative la prévision des besoins. Avec un contrat d'achat d'énergie, le Distributeur serait lié avec un fournisseur unique pour les ajouts futurs de puissance, soit le propriétaire de la centrale diesel, tout en ayant l'obligation de desservir ses clients.

L'alimentation des régions éloignées constitue une activité déficitaire pour le Distributeur. Tout bénéfice du fournisseur entraînerait une hausse des coûts pour le Distributeur. Et dans l'éventualité de partage de ceux-ci, la question de l'équité avec d'autres communautés se poserait, alors que la construction de nouvelles centrales n'est envisagée que dans une autre communauté au cours des 15 prochaines années.

Enfin, le Distributeur souligne qu'à sa connaissance aucun réseau autonome au Canada n'est alimenté par une centrale diesel appartenant à un producteur indépendant. En outre, le Distributeur ne peut trouver aucun producteur indépendant possédant l'expertise et l'expérience nécessaires à la construction et à l'exploitation d'une centrale diesel en réseau autonome.

6. **Références :**
- (i) Pièce B-0011, page 20;
  - (ii) <http://www.nunavutpower.com/home/index.php> ;
  - (iii) <http://www.coqua.ca/sitemap.html>.

**Préambule :**

(i) En réponse à la Régie qui le questionne sur le budget d'infrastructures de la Société d'énergie Qulliq (SEQ) visant les besoins de rénovation ou de remplacement de 17 de leurs 25 centrales, le Distributeur explique qu'il « *n'est pas au courant des critères de conception ou de construction de la SEQ, non plus que de ses projets ou du mode de financement de ceux-ci* ».

(ii) On peut contacter Peter G. Mackey, président et directeur général de la Société d'énergie Qulliq aux coordonnées suivantes :

Peter G. Mackey  
President and CEO  
Qulliq Energy Corporation  
Iqaluit, Nunavut  
Phone: 867-979-7520

Cell: 867-222-2268  
Fax: 867-979-7566  
[pmackey@npc.nu.ca](mailto:pmackey@npc.nu.ca)

(iii) La Régie constate que le Distributeur est membre de l'Association canadienne des réseaux autonomes (*Canadian Off-Grid Utilities Association – COGUA*).

**Demande :**

**6.1** À l'examen des demandes pour la construction de trois nouvelles centrales déposées par la SÉQ au gouvernement du Nunavut en mars 2011, et de son budget d'infrastructures qui prévoit d'autres projets similaires dans plusieurs autres villages du Nunavut au cours des prochaines années, la Régie comprend que la SÉQ et le Distributeur pourraient avoir tout intérêt à échanger sur leurs pratiques d'affaires en réseaux autonomes, leurs stratégies de communication avec les communautés Inuit, les moyens d'impliquer directement celles-ci dans la réalisation et l'exploitation de projets énergétiques et aussi de comparer leurs approches techniques pour alimenter les communautés nordiques en énergie et en puissance.

Considérant ce qui précède, veuillez élaborer sur la pertinence de suspendre l'examen du dossier par la Régie afin que le Distributeur puisse entrer en communication avec la SÉQ et identifier d'autres solutions, notamment celles impliquant financièrement la communauté locale, qui permettraient de réduire considérablement les coûts de fourniture en énergie et en puissance à Akulivik.

**Réponse :**

**Tout retard dans l'autorisation du projet entraînerait inévitablement un report du projet d'augmentation de puissance à Akulivik. L'alimentation des clients d'Akulivik est déjà à risque comme la preuve du Distributeur le démontre ; ce risque augmente avec le temps. Le retard du projet de centrale entraînerait également le report du projet éolien à Akulivik.**

Par ailleurs, le Distributeur entrevoit des difficultés à « impliquer financièrement la communauté locale » dans la construction et l'exploitation de la centrale. Il ne semble pas qu'une telle éventualité soit le vœu de la communauté. Le Distributeur constate que les communautés du Nunavik manifestent peu ou pas d'intérêt pour une participation dans la production d'énergie, même d'énergie renouvelable. Et rien ne permet d'avancer qu'une participation financière de la communauté permettrait de « réduire considérablement les coûts de fourniture en énergie et en puissance à Akulivik ».

Il est à noter qu'au Nunavut les clients paient des tarifs différents selon le réseau qui les alimente. Ainsi les clients paient directement le coût

**des infrastructures des centrales ce qui n'est pas le cas au Québec où les clients bénéficient de l'uniformité tarifaire.**

**Enfin, le Distributeur rappelle que l'environnement législatif du Québec diffère de celui du Nunavut. Les exigences à respecter (en matière de santé et sécurité du travail, de qualité de l'environnement) y sont différentes.**

**7. Référence :** Décision D-2007-103, dossier R-3623-2006, page 6.

**Préambule :**

*« Comme le Distributeur a appliqué des critères plus exigeants qu'habituellement à la conception de la centrale, notamment en dotant chaque groupe électrogène d'une baie parfaitement isolée et d'un service d'entretien autonome, la Régie a demandé plusieurs renseignements sur l'incidence de cela sur les coûts du Projet. La Régie accepte les explications fournies par le Distributeur à cet égard mais demeure néanmoins préoccupée par le fait que des choix techniques de plus en plus exigeants entraînent la croissance des coûts du Distributeur ».*

**Demande :**

**7.1** Dans l'éventualité où la Régie refusait le Projet avec l'enveloppe budgétaire qui lui est actuellement allouée, veuillez élaborer sur la possibilité pour le Distributeur de répondre aux besoins d'électricité de la communauté d'Akulivik avec un projet qui exigerait un investissement considérablement moins élevé. Dans votre réponse, veuillez considérer la possibilité pour le Distributeur de prendre le temps d'une réflexion sur ses critères de conception et ses normes techniques afin d'être en mesure d'assurer l'approvisionnement en électricité d'Akulivik à l'intérieur des budgets unitaires habituellement consacrés aux autres communautés de l'Arctique, ce qui inclut le projet de centrale de Kuujjuaq.

**Réponse :**

**Comme le Distributeur l'a démontré dans le dossier de la centrale de Kuujjuaq (et c'est également le cas en l'espèce), « la conception de la centrale que le Distributeur propose a été élaborée en détail, par une équipe d'architectes, d'ingénieurs et de techniciens, suite à un processus rigoureux, afin de s'assurer qu'elle répondra à ses exigences au moindre coût<sup>9</sup>. » Contrairement à ce que le préambule de la question semble laisser entendre, les normes applicables à la centrale d'Akulivik ne constituent ni des « critères plus exigeants qu'habituellement », ni des « choix techniques de plus en plus exigeants ». Le Distributeur précise que les exigences techniques de la**

---

<sup>9</sup> R-3623-2007, HQD-2, Document 1.1, réponse 1.3.

centrale d'Akulivik sont exactement celles que la Régie a reconnues valides pour la centrale de Kuujuaq. La justification de ces normes a alors été démontrée (R-3623-2007, HQD-2, Document 1, p. 15-17 et HQD-2, Document 1.1, p. 3-8). En outre comme il est expliqué en réponse à la question 2.1, l'expérience acquise pour Kuujuaq permettra d'optimiser le concept, ce qui amènera une réduction directe des coûts de réalisation de la centrale. La question de la Régie semble indiquer qu'elle considère approprié le budget de construction de la centrale de Kuujuaq. On peut raisonnablement déduire que celui de la centrale d'Akulivik l'est donc également. À cet égard, le Distributeur souligne que les « budgets unitaires », que ce soit par habitant ou par kW installé, ne sont pas significatifs dans le cas de centrales diesel puisque chacune constitue un cas d'espèce et que les coûts fixes sont élevés,

Pour le Distributeur la « réflexion sur ses critères de conception et ses normes techniques » fait l'objet d'un processus d'amélioration continue grâce à son expertise et à l'expérience qu'il acquiert quotidiennement dans l'exploitation, l'entretien, la réfection et la construction de ses équipements. Le Distributeur réitère que ses critères et normes de conception, de construction et d'exploitation sont adéquats et éprouvés. Le Distributeur ne considère pas opportun de réduire les exigences nécessaires à une alimentation fiable de sa clientèle.

Voir également la réponse à la question 4.1.

- 8. Référence :** Dossier R-3648-2007, pièce B-68, HQD-6, document 1, annexe 1-B, page 12.

**Préambule :**

Le Distributeur indique que le projet de jumelage éolien-diesel optimal à Akulivik donnerait une VAN de 249 k\$, avec un budget total d'environ 6,0 M\$ et une capacité éolienne de 626 kW.

**Demande :**

- 8.1** Considérant l'importance du budget de 49,4 M\$ pour le seul volet « diesel » d'un projet de JED à Akulivik, veuillez indiquer comment le Distributeur entend pouvoir installer des éoliennes à Akulivik à l'intérieur d'un budget permettant d'obtenir une VAN positive.

**Réponse :**

En réseaux autonomes, les centrales diesel doivent être en mesure de répondre en tout temps à la totalité de la demande (voir HQD-3. Document 1, p. 12), indépendamment de tout apport éolien.

Le coût de la centrale diesel n'a aucune incidence sur la VAN du projet de jumelage éolien-diesel. La rentabilité (VAN) du JED dépend uniquement du coût de construction et d'exploitation du système éolien, et de l'économie de carburant réalisée.