

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°1
DE LA RÉGIE**

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

1. **Référence** : Demande, page 2.

Préambule :

« 8. *Les autorisations exigées en vertu d'autres lois, que le Distributeur doit obtenir pour la construction de la nouvelle centrale thermique en cause sont décrites à la pièce HQD-1, document 1, sauf quant aux permis à être éventuellement émis par les autorités municipales de Kuujjuaq;* » (nous soulignons)

Demande :

1.1. Veuillez décrire la nature, la date prévue de dépôt et la date anticipée d'obtention des permis requis par les autorités municipales de Kuujjuaq. Veuillez indiquer, le cas échéant, les obstacles potentiels à l'obtention de ces permis.

Réponse:

La phrase citée aurait dû être formulée autrement. En tant que société d'État, Hydro-Québec n'a pas à demander de permis à la municipalité.

Cependant, en vertu du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*¹ le Distributeur doit obtenir une attestation de la part de la municipalité confirmant, le cas échéant, que la demande soumise au Ministre et les travaux sont conformes à la réglementation municipale. Le Distributeur ne prévoit aucune difficulté à obtenir cette attestation, vu que la municipalité de Kuujjuaq a été consultée pour l'élaboration du projet et qu'elle a exprimé son accord avec celui-ci. Il prévoit demander et obtenir cette attestation en temps opportun, dans le cadre du régime d'approbation prévu à l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*².

¹ R.R.Q., c. Q-2, r. 1.001.

² L.R.Q., c. Q-2.

2. Référence : Pièce HQD-1, document 1, pages 12 et 15.

Préambule :

Le tableau de la page 15 montre que le projet nécessitera des investissements totaux de 49 904 k\$ en 2010. Des investissements de 39 747 k\$ sont attribués au bâtiment et 10 158 k\$ à l'ajout de groupes.

À la page 12, il est mentionné que :

« Le Distributeur profitera de l'occasion pour effectuer la conversion du réseau de distribution du village, à une tension de 12,5 kV, afin de pouvoir répondre aux augmentations de charge à venir. Le coût de cette conversion est estimé à quelque 1,5 M\$ et est inclus dans le montant soumis à l'autorisation de la Régie. Un poste de transformation muni de deux transformateurs à l'étape initiale et de trois à l'étape ultime sera également construit.

Le Distributeur prévoit aussi démanteler la vieille centrale et décontaminer les sols à cet emplacement. Une somme de 3,5 M\$ est prévue à cet effet et est incluse dans la présente demande. »

Demandes :

2.1. Veuillez ventiler le montant de 49 904 k\$ selon les charges suivantes :

- Bâtiment :
 - Administration et services (bureaux, salles de réunion, vestibule, salles d'eau, escaliers, etc.);
 - Baies des moteurs avec ponts roulants;
 - Opération (salles des pompes, des carburants, des barils, mécanique, électrique, d'entreposage, remise à véhicules, etc.);
- Groupes électrogènes;
- Parc de carburant;
- Aménagement du site et route d'accès;
- Réseau de distribution à 12,5 kV;
- Poste de transformation;
- Démantèlement de la centrale existante;
- Décontamination des sols;
- Études d'avant-projet;
- Ingénierie;
- Gérance et surveillance;
- Frais financiers;
- Provision;
- Autres (précisez).

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Réponse:

La valeur du projet, exprimée en dollars de l'année 2010 est de 49,9 M\$. En dollars courants, cette valeur est de 49,3 M\$ comme en fait foi la ventilation suivante.

VENTILATION DU COÛT DU PROJET		
AVANT PROJET		1 230 994 \$
INGENIERIE (Phase projet)		2 782 634 \$
APPROVISIONNEMENT MATÉRIEL ET CSP		8 670 227 \$
RÉALISATION DES TRAVAUX		18 783 393 \$
MISE EN ROUTE		1 301 217 \$
ADMIN.CONTRATS & SURVEILL.CHANTIER		2 106 709 \$
GESTION DE PROJET ET PECC		1 697 965 \$
CONTINGENCE		4 962 504 \$
INTÉRÊTS		4 298 817 \$
	TOTAL PARTIEL	45 834 462 \$
DÉMANTÈLEMENT ET DÉCONTAMINATION		3 500 000 \$
	TOTAL	49 334 462 \$

Le tableau de l'annexe 1 (également fourni sous forme électronique) montre la ventilation détaillée du coût du projet, excluant le démantèlement de la centrale existante et la décontamination, mais incluant l'avant projet. Ces dépenses capitalisables sont présentées selon le rythme de déploiement annuel et les montants sont exprimés en dollars courants.

La ventilation selon les postes énumérés par la Régie n'est pas disponible.

- 2.2. Veuillez indiquer la valeur du démantèlement des actifs (centrale et réseau de distribution en moyenne tension existants). Veuillez préciser si cette valeur a été déduite du coût du projet.

Réponse:

À la fin de 2010, la centrale existante aura une valeur aux livres de 1 757 541 \$. Cette valeur résiduelle sera radiée lors du démantèlement de la centrale, en 2011. Dans le cadre du projet de la nouvelle centrale, le Distributeur prévoit récupérer et réutiliser un réservoir de carburant de 45 000 litres de l'ancienne centrale,

ainsi que huit conteneurs servant à entreposer du matériel. Ces éléments sont pris en compte dans le coût du projet.

Concernant le réseau de distribution, le Distributeur prévoit récupérer la majorité des transformateurs 4 kV pour les réutiliser dans d'autres villages. Ces transformateurs ont une valeur de récupération de 173 000 \$. Cette valeur n'a pas été déduite du coût du projet.

3. Référence : Pièce HQD-1, document 1, page 12.

Préambule :

« Vu son expertise en la matière, Hydro-Québec Équipement sera chargée de la réalisation du projet. »

Demandes :

3.1. Veuillez préciser la partie des travaux réalisée en propre par Hydro-Québec Équipement et la partie confiée à des bureaux d'études ou à des entrepreneurs.

Réponse:

Comme le démontre le tableau suivant, en excluant (1) la phase avant-projet (déjà réalisée), (2) les travaux relatifs au démantèlement de la centrale existante et à la décontamination et (3) les charges d'intérêts, le coût des travaux se monte à quelque 40,3 M\$. De cette somme, 31,5 M\$ représente le coût des activités confiées à des fournisseurs externes (ingénieurs-conseils, fournisseurs de matériel et d'équipement, entrepreneurs, etc.), soit 78 % du total.

La partie des travaux réalisés à l'interne représente 22 % du total, dont 13 % pour Hydro-Québec Équipement (incluant le Centre de services partagés) et 9 % pour le Distributeur.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

	HQ Équipement	HQ Distribution	Fournisseurs externes	TOTAL
INGENIERIE (Phase projet)	1 464 250 \$	159 377 \$	1 159 007 \$	2 782 634 \$
Ingénierie interne GPMB	65 584 \$	0 \$	0 \$	
Environnement (Équipement)	167 157 \$	0 \$	0 \$	
Direction Ingénierie	1 231 509 \$	0 \$	1 159 007 \$	
Direction Réseaux autonomes	0 \$	159 377 \$	0 \$	
APPROVISIONNEMENT MATÉRIEL ET CSP	637 854 \$	0 \$	8 032 374 \$	8 670 227 \$
RÉALISATION DES TRAVAUX	0 \$	1 552 031 \$	17 231 363 \$	18 783 393 \$
MISE EN ROUTE	0 \$	1 301 217 \$	0 \$	1 301 217 \$
ADMIN.CONTRATS & SURVEILL.CHANTIER	875 142 \$	0 \$	1 231 567 \$	2 106 709 \$
GESTION DE PROJET ET PECC	1 697 965 \$	0 \$	0 \$	1 697 965 \$
CONTINGENCE	656 461 \$	423 012 \$	3 883 031 \$	4 962 504 \$
TOTAL	5 331 672 \$	3 435 637 \$	31 537 341 \$	40 304 651 \$
	13%	9%	78%	100%

3.2. Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé un appel d'offres « clé en main » pour l'ingénierie détaillée, l'approvisionnement et la construction de la centrale. Si non, veuillez expliquer pourquoi. Si oui, veuillez expliquer pourquoi ce moyen n'a pas été retenu.

Réponse:

Non.

Un maître d'ouvrage peut parfois recourir à un contrat clés en main pour la construction d'un ouvrage dont la conception et l'exécution font appel à une expertise qu'il ne possède pas. Dans un tel cas, le contrat clés en main est confié à un maître d'œuvre, généralement un entrepreneur, spécialisé dans le domaine en question. Celui-ci assume alors la totalité de la responsabilité de la conception de l'ouvrage, de l'approvisionnement des équipements, du matériel et des matériaux, de la construction de l'ouvrage et, le cas échéant, de la mise en route des équipements. Il assume également la responsabilité de la conformité de l'ouvrage et des équipements aux exigences du maître de l'ouvrage.

Hydro-Québec possède une grande expertise en matière de conception, d'exploitation et d'entretien de centrales à groupes électrogènes diesel, et d'approvisionnement de matériel électrique et mécanique, dont les équipements de production thermiques. Elle n'a donc pas besoin de recourir à des tiers pour ces activités et n'a pas d'intérêt à le faire puisque son expertise

en la matière est supérieure à celle de tout maître d'œuvre à qui elle pourrait éventuellement confier ces responsabilités.

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. Elle devrait également mettre en œuvre des moyens permettant de pallier rapidement les éventuelles défaillances du maître d'œuvre, avant et après la mise en service de la centrale. Au bout du compte, rien ne permet d'estimer qu'une telle approche entraînerait des économies.

D'autre part, selon ses procédures habituelles, lesquelles s'appliquent au présent cas, Hydro-Québec fera appel à des ingénieurs-conseils pour l'ingénierie de détail et confiera les travaux de construction à un entrepreneur, suite à un appel d'offres. Elle acquerra les équipements et le matériel électriques et mécaniques en faisant appel à la concurrence. (Voir la réponse à la question 3.1, ci-dessus.)

Tout contrat constitue un partage des risques entre les parties. En toutes matières, Hydro-Québec a pour pratique de s'assurer que les risques sont assumés par la partie possédant la meilleure expertise à cet égard. Le mode retenu pour la conception, l'approvisionnement, la construction et l'exploitation de la centrale de Kuujuaq assure que la prise en charge des risques respecte l'expertise propre à chacun des participants au projet.

- 3.3. Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé un appel d'offres pour la fourniture des services de puissance et d'énergie auprès de fournisseurs privés. Si non, veuillez expliquer pourquoi. Si oui, veuillez expliquer pourquoi ce moyen n'a pas été retenu.

Réponse:

Non.

Comme il est expliqué plus haut, l'expertise d'Hydro-Québec en matière de centrales thermiques et d'alimentation des réseaux

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

autonomes est sans égal, au Québec. Sur le plan technique, elle n'a donc aucun besoin ou intérêt de recourir à un tiers pour répondre aux besoins en électricité de la communauté de Kuujuaq.

D'autre part, Kuujuaq n'étant pas reliée au réseau intégré, la centrale thermique constitue la seule source d'alimentation électrique de la communauté. En cas de défaut du propriétaire-exploitant de la centrale (problèmes techniques, difficultés financières, etc.), la communauté pourrait se retrouver dans une situation difficile. Ce n'est pas le cas pour les fournisseurs raccordés au réseau intégré puisque le Distributeur peut toujours instantanément recourir à d'autres sources d'approvisionnement. Pour des considérations de sécurité, le Distributeur ne juge pas opportun de recourir à un tiers pour répondre aux besoins en électricité de la communauté de Kuujuaq.

Enfin, on peut raisonnablement estimer qu'un producteur indépendant exigerait un rendement élevé, eu égard aux risques associés à la construction et à l'exploitation d'une centrale thermique dans un milieu aussi isolé que Kuujuaq. Ainsi, amener à pied d'œuvre les équipements, les matériaux et le matériel posent des problèmes logistiques importants. L'approvisionnement en carburant pourrait se révéler plus difficile ou plus onéreux que prévu. Il est également raisonnable d'estimer que les coûts de construction et d'exploitation d'une centrale répondant aux exigences de fiabilité du Distributeur seraient sensiblement les mêmes pour un producteur indépendant que pour le Distributeur. Ainsi, il est plus que probable que le coût d'approvisionnement serait supérieur, en recourant à un contrat avec un producteur indépendant.

En outre, le Distributeur devrait également mettre en œuvre des moyens permettant de pallier rapidement les éventuelles défaillances du producteur indépendant, avant et après la mise en service de la centrale. Au bout du compte, rien ne permet d'estimer qu'une telle approche entraînerait des économies.

Voir également la réponse à la question 3.2, ci-dessus.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

3.4. Veuillez démontrer qu'en l'absence d'appel d'offres, le projet présenté sera réalisé au coût le plus bas.

Réponse:

Comme le démontre la réponse à la question 3.1, plus haut, des coûts de l'ordre de 31,5 M\$, soit quelque 78 % du total, sont relatifs à des contrats qui seront attribués par appels d'offres ou de propositions.

D'une part, Hydro-Québec aura donc recours à la concurrence pour une portion élevée du coût des travaux. D'autre part, l'implication d'Hydro-Québec dans le projet est essentielle, pour son expertise en la matière. Dans ce contexte, il est raisonnable de conclure que le projet présenté sera réalisé au coût le plus bas, eu égard aux exigences de fiabilité incontournables.

Voir également les réponses aux questions 3.2 et 3.3, plus haut.

- 4. Références :**
- (i) Dossier R-3512-2003, pièce HQD-8, document 6, pages 8 et 9 ;
 - (ii) Pièce HQD-1, document 1, pages 10 et 15.

Préambule :

La Régie inclut à la preuve du dossier R-3623-2007 la référence (i) et cite l'extrait suivant :

« Le Distributeur a indiqué dans la cause R-3492-2002 (HQD-11, document 1, page 13) que l'ajout de puissance coûterait environ [...] 20,8 M\$ pour celle de Kuujuaq (5800 kW). [...] l'ajout de puissance nécessite la construction d'une nouvelle centrale. Les coûts sont donc d'environ [...] 3,6 M\$/MW pour Kuujuaq. »

À la page 15 de la référence (ii), le Distributeur indique que : *« Le projet nécessite des investissements totalisant quelque 49,9 M\$ à la mise en service en 2010. »* À la page 10, il indique que : *« La centrale sera construite [...] pour une puissance installée de 6425 kW, à la mise en service. »* La Régie calcule donc un coût de 7,7 M\$/MW pour la centrale proposée à Kuujuaq.

Demandes :

4.1. Veuillez expliquer en détail l'augmentation significative des coûts estimés pour la nouvelle centrale de Kuujjuaq.

Réponse:

Le coût de 20,8 M\$ était basé sur un projet élaboré en 1990, indexé en 2002 pour tenir compte d'une mise en service en 2006. En tenant compte d'une inflation additionnelle de 9,4 % sur la période 2006-2010, le coût de la même centrale serait porté à au moins 22,8 M\$. Un tel exercice d'indexation des coûts donne toutefois des résultats peu fiables car les prix de l'énergie, de l'acier et du cuivre, entre autres, ont subi des hausses considérables, de loin supérieures à celles de l'IPC, au cours des 17 années écoulées depuis la première estimation.

En outre, le projet de 1990 comportait des différences importantes par rapport à celui qui fait l'objet de la présente demande.

- La récupération de 3 groupes électrogènes de la centrale existante était prévue. Une telle solution n'est plus possible maintenant, vu leur âge et leur puissance.
- La centrale projetée comptait un groupe de moins.
- La conversion du réseau de distribution n'était pas incluse.
- La centrale projetée ne comportait pas de système automatisé de gestion de la charge, qui permet une utilisation optimale des groupes dans toute situation de charge.
- La centrale projetée aurait été située plus près du village. Le chemin d'accès et la ligne de raccordement auraient été moins longs.
- Le coût mentionné plus haut ne comprenait pas le démantèlement de la centrale existante et la décontamination.

Enfin, le projet actuel permet de bénéficier de la plus récente technologie quant au contrôle des émissions et à l'efficacité des groupes électrogènes.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

4.2. Veuillez fournir le coût en \$/MW des projets de centrale thermique à groupes électrogènes diesel réalisés par Hydro-Québec.

Réponse:

Le tableau suivant montre les coûts des dernières centrales réalisées par Hydro-Québec.

Centrale	Année de construction	Puissance installée (MW)	Coût à la mise en service (M\$)	Coût inflationné* à 2010 (M\$)	Coût (M\$/MW)
Salluit au Nunavik	1991	2,565	10,7 \$	16,1 \$	6,3
Port-Menier à l'île d'Anticosti	1993	2,845	8,5 \$	11,3 \$	4,0

* selon l'indice des prix à la consommation historique

Le coût inférieur de la centrale de Port-Menier s'explique du fait que cette communauté est beaucoup plus accessible que celles du Nunavik, dont Salluit.

Pour comparer le coût prévu pour la centrale de Kuujuaq à ceux des centrales mentionnées ci-dessus, il faut tenir compte que le Distributeur prévoit ajouter trois groupes électrogènes, en fonction de l'évolution de la demande, pour un total de huit. Si on considère que le coût additionnel d'installer ces groupes pour une mise en service en 2010 serait de l'ordre de 12,1 M\$ (incluant un transformateur additionnel), le coût total de la nouvelle centrale, excluant le démantèlement de la centrale existante et la décontamination, mais incluant l'avant projet, serait donc de :

$$45,8 \text{ M}\$^3 - 1,5 \text{ M}\$^4 + 12,1 \text{ M}\$ = 56,4 \text{ M}\$$$

$$\text{pour } 8 \times 1685 \text{ kW} = 10\,280 \text{ kW}$$

$$\text{soit : } 5,5 \text{ M}\$/\text{MW}$$

Ce coût se compare avantageusement à celui de la centrale de Salluit et se situe à l'intérieur de la fourchette de 5 à 7 M\$/MW

³ Voir la réponse à la question 2.1, plus haut.

⁴ Coût relatif au réseau de distribution.

que le Distributeur identifiait récemment dans le cadre du dossier relatif à l'alimentation électrique de Schefferville⁵.

4.3. Veuillez fournir le coût en \$/MW de centrales thermiques à groupes électrogènes diesel implantées en territoire nordique. Veuillez citer vos sources.

Réponse:

Le Distributeur a obtenu de la Northwest Territories Power Corporation (NTPC) des données relatives à la centrale thermique de Fort McPherson, une communauté d'environ 900 habitants située au nord du cercle polaire, mais accessible par la route.

La centrale a été mise en service en 2005 et comprend deux groupes neufs de 550 kW et un groupe de 720 kW récupéré de l'ancienne centrale, laquelle avait été détruite par un incendie, pour une puissance installée totale de 1820 kW.

Le coût total de réalisation de cette centrale fut de 8,6 M\$, incluant les charges financières. En supposant une inflation de 2 % par an, de 2005 à 2010, le coût indexé serait de quelque 9,5 M\$, soit environ 5,2 M\$/MW, comparativement à 5,5 M\$/MW pour Kuujuaq⁶.

Le Distributeur réitère qu'un tel exercice d'indexation des coûts donne toutefois des résultats peu fiables car les prix de l'énergie, de l'acier et du cuivre, entre autres, ont subi des hausses considérables, de loin supérieures à celles de l'IPC.

En outre, les deux centrales présentent des différences qui ont pour effet de rendre celle de Fort McPherson moins chère :

- La centrale de Fort McPherson est accessible par la route.
- Ses trois moteurs sont installés dans une même baie.
- NTPC a pu récupérer un moteur de l'ancienne centrale.

⁵ Voir R-3602-2006, HQD-2, Document 1, p. 30.

⁶ Voir la réponse à la question 4.2, plus haut.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

- La construction d'un nouveau chemin d'accès ne fut pas nécessaire.
- Les coûts indiqués ne comprennent aucune étude environnementale.
- La nouvelle centrale de Kuujuaq comprendra un garage pour le camion servant à l'entretien du réseau. Un tel garage n'est pas inclus dans le coût de la centrale de Fort McPherson.

Compte tenu de ces différences importantes et compte tenu du fait que les exigences des deux distributeurs sont différentes, le Distributeur considère que le coût de réalisation de la centrale de Kuujuaq est raisonnable.

5. Référence : Pièce HQD-1, document 1, page 15.

Préambule :

« Le projet nécessite des investissements totalisant quelque 49,9 M\$ à la mise en service en 2010. »

Demande :

5.1. En cas de dépassement des investissements prévus, veuillez indiquer les actions qui seront entreprises par le Distributeur et au-delà de quel seuil de dépassement.

Réponse:

Le Distributeur présentera un suivi des coûts dans son rapport annuel à la Régie, en expliquant tout écart majeur par rapport aux prévisions⁷. Il convient toutefois de noter que le Distributeur a déjà inclus une provision pour aléas (contingence) de près de 5 M\$ dans le montant prévu des travaux⁸.

Le Distributeur doit obtenir une nouvelle autorisation du Conseil d'administration d'Hydro-Québec pour tout dépassement

⁷ Voir, par exemple, D-2005-140, p. 8 et D-2005-103, p. 11.

⁸ Voir la réponse à la question 3.1, plus haut.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

supérieur à 15 % du montant autorisé. Le cas échéant, le Distributeur s'engage à en informer la Régie en temps opportun.

Dans sa décision D-2003-214⁹, par exemple, la Régie disait « [prendre] *acte qu'en cas de dépassement anticipé de plus de 15 % des coûts, le Transporteur devra obtenir une nouvelle autorisation de son conseil d'administration et qu'elle en sera informée si cela se produisait. La Régie rappelle qu'il incombera au Transporteur de justifier la prudence de ces coûts lorsqu'il demandera leur inclusion à sa base de tarification.* »

6. **Référence** : Pièce HQD-1, document 3.

Préambule :

Le devis des exigences et performances minimales est présenté.

Demande :

6.1. Veuillez estimer le coût additionnel des « exigences Hydro-Québec » par rapport aux autres exigences. Veuillez présenter les hypothèses utilisées.

Réponse:

Le Distributeur croit comprendre que la Régie cherche à déterminer si les « exigences Hydro-Québec » stipulées au devis entraînent des coûts supérieurs, par rapport à des exigences « minimales » permettant d'atteindre le même résultat. Pour les raisons qui suivent, cette crainte n'est pas fondée.

Comme il y est indiqué¹⁰ le devis présente « *les spécifications minimales pour la construction et/ou la réfection majeure d'une centrale thermique pour les réseaux autonomes* » (nous soulignons).

Il importe en premier lieu de bien définir les trois niveaux d'exigences du devis :

- les exigences légales ;

⁹ Page 20.

¹⁰ Article 1

- les exigences Hydro-Québec ;
- les autres exigences.

Ces trois niveaux ne sont pas nécessairement stipulés pour toutes les activités ou fonction.

Les « exigences légales » sont imposées par des lois ou des règlements (p. ex. la *Loi sur la santé et la sécurité du travail*¹¹ ou la *Loi sur la qualité de l'environnement*¹² et leurs règlements pertinents) ou par des normes ou des codes obligatoires (p.ex. le *Code national du bâtiment*, le *Code de plomberie du Québec* ou le *Code de l'électricité du Québec*). Elles s'appliquent non seulement à Hydro-Québec mais partout au Québec ou même au Canada.

Les « exigences Hydro-Québec » sont de deux types : (1) elles peuvent provenir de normes ou de codes applicables de façon générale à certains travaux (p. ex. les normes ACNOR A-23.1 pour les travaux de béton ou CAN3-G40.21 pour l'acier de charpente) ; (2) elles peuvent également provenir de normes élaborées par Hydro-Québec, qui n'ont pas leur équivalent dans les normes publiées et qui sont spécifiques aux grandes fonctions d'Hydro-Québec, soit la production, le transport et la distribution d'électricité (p. ex. le *Guide sur l'Interprétation des codes et règlements — Bâtiments de production et de transport*, la norme RE-C-2000-4 *Critères de conception pour l'établissement des configurations de l'alimentation c.c. dans les centrales et les postes de transport et répartition* ou la norme SN 11.2 h *Installation de mise à la terre dans les postes*). Ces normes s'appliquent, de façon générale, à l'ensemble des activités d'Hydro-Québec.

Les « autres exigences », dans le devis en question, sont propres à la construction et à la réfection majeure de centrales thermiques en réseaux autonomes. Ces exigences sont établies en fonction des besoins propres aux exploitants de ces centrales

¹¹ L.R.Q., c. S-2.1.

¹² L.R.Q., c. Q-2.

et ont été élaborées en fonction de l'expérience vécue par eux dans l'entretien et l'exploitation de celles-ci ou lors de sinistres (p. ex. incendies).

La section 7. SERVICES AUXILIAIRES, du devis¹³, permet d'illustrer de façon simple les trois niveaux.

- Les seules « exigences légales » sont celles du *Code de l'électricité du Québec*.
- Les « exigences Hydro-Québec » proviennent de normes élaborées par elle et pour lesquelles il n'existe pas d'équivalent publié. Ces exigences s'appliquent à tous les travaux de postes et de centrales à Hydro-Québec.
- Les « autres exigences » répondent aux besoins des exploitants des centrales en réseaux autonomes. Elles visent à faciliter l'exploitation, les travaux d'entretien, les réparations et les éventuels ajouts futurs, et donc à en minimiser le coût sur la durée de vie de l'ouvrage.

Loin d'entraîner des coûts supplémentaires, les « exigences Hydro-Québec » et les « autres exigences » sont minimales et sont essentielles pour :

- assurer la sécurité des personnes et des biens ;
- assurer la pérennité et l'intégrité des ouvrages ;
- assurer la fiabilité de l'alimentation électrique des communautés isolées ;
- faciliter l'exploitation, l'entretien et la réparation des ouvrages ;

le tout au moindre coût, eu égard aux exigences de fiabilité incontournables.

¹³ Page 52.

7. Référence : Pièce HQD-1, document 1, page 16.

Préambule :

Le Distributeur prévoit que le prix du carburant augmentera de 1,10 \$/litre en 2010 à 1,70 \$/litre en 2030.

Demande :

7.1. Veuillez quantifier et justifier chacune des composantes du prix de 1,10 \$/litre prévu en 2010 pour le carburant diesel : prix du brut, taxe d'accise fédérale, taxe sur les carburants, TPS, TVQ, coût de transport jusqu'à Kuujuaq, frais d'entreposage, frais d'assurance, etc. Veuillez présenter les hypothèses utilisées.

Réponse:

Le prix estimé est composé de deux parties: (1) le coût du mazout livré à Kuujuaq (1 fois par année) et (2) les frais de distribution à Kuujuaq.

COÛT DU MAZOUT LIVRÉ À KUJJUAQ

Pour 2010, le prix estimé est basé sur la moyenne prévue des prix affichés à la rampe de chargement de Montréal (« rack contract ») pour du mazout léger (« stove »), soit 56,80 ¢/litre. À ce prix s'ajoutent 16,65 ¢/litre pour le transport maritime. Pour les fins de sa prévision, le Distributeur a estimé que les frais de transport maritime augmenteraient de 3 % par an.

FRAIS DE DISTRIBUTION À KUJJUAQ

Les frais relatifs à la distribution du mazout à Kuujuaq sont estimés à 36,89 ¢/litre. Le Distributeur prévoit que ces frais seront indexés à l'inflation (soit 2 % par an).

La ventilation plus détaillée de chacun de ces coûts n'est pas disponible, le fournisseur actuel ne l'ayant pas communiquée. Par ailleurs, le prix ne comprend aucune taxe. Les taxes d'accise ou les taxes sur les carburants ne s'appliquent pas au carburant

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

servant à la production d'électricité. Par ailleurs, le Distributeur récupère la TPS et la TVQ qu'il paie sur ce carburant.

- 8. Références :**
- (i) Pièce HQD-1, document 1, page 20 ;
 - (ii) Dossier R-3550-2004, pièce HQD-5, document 1, annexe 1, page 6 ;
 - (iii) Décision D-2005-178, page 34.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur explique au sujet du jumelage éolien-diesel (JED) :

« En outre, comme le Distributeur l'a démontré dans son Plan d'approvisionnement 2005-2014, le village de Kuujjuaq est celui qui offre le moins de possibilité d'utiliser économiquement l'énergie éolienne en complément des groupes diesel, et un tel jumelage entraînerait des coûts supérieurs à ceux de la seule alimentation de source thermique.

Le Distributeur ne prévoit donc pour l'instant aucun recours à l'énergie éolienne pour répondre aux besoins de Kuujjuaq. Cette position pourrait être réévaluée dans un contexte de prix plus élevés du carburant. »

À la référence (ii), le Distributeur explique que la mise en valeur de l'énergie excédentaire est un « *facteur de grande importance dans l'évaluation économique d'un système éolien-diesel, spécialement sous forte pénétration* ». De plus, il mentionne que, bien que la valeur du CO₂ évité n'est pas incluse dans l'analyse du JED, « *l'Agence Internationale de l'Énergie suggère une valeur plancher de 8 \$US₁₉₉₅ par tonne de CO₂ sur le marché futur des échanges, ce qui équivaut à 13 \$CDN₂₀₀₄* ».

Dans la décision D-2005-178, la Régie demande au Distributeur de « *prendre en compte dans ses analyses les bénéfices associés aux réductions d'émissions de GES et à la valeur de l'énergie excédentaire* » dans l'évaluation des projets dans les réseaux autonomes.

Demandes :

- 8.1.** Veuillez comparer le coût du scénario de JED pour Kuujjuaq à celui de la centrale thermique proposée. Le scénario de JED devra répondre à la même demande en électricité que le projet de la centrale thermique ainsi que tenir compte de la valeur des GES évités dans le contexte actuel de

2007 et de l'énergie excédentaire. Veuillez présenter les hypothèses utilisées.

Réponse:

MISE À JOUR DE L'ÉTUDE DE 2003

Afin de répondre à la présente demande de renseignements, Hydro-Québec a mis à jour les résultats de l'étude citée, pour le seul village de Kuujuuaq.

Cette mise à jour, avec des données de 1985 à 2007, a permis de constater que l'étude de 2003 surestimait d'environ 4 % la productivité moyenne des éoliennes.

Cette mise à jour de la productivité horaire pendant la période 1985-2007 a également permis d'établir qu'à 100 % de disponibilité et sans pertes électriques ou aérodynamiques :

- La puissance éolienne aurait été nulle 27,3% du temps.
- Des événements prolongés sans production éolienne surviennent régulièrement :
 - 2 jours continus et plus, à tous les 100 jours en moyenne ;
 - 4 jours continus et plus, à tous les 289 jours en moyenne ;
 - Des événements extrêmes de 313, 241 et 210 heures ont été observés pendant la période examinée.

Il est important de noter que la puissance éolienne réellement disponible serait en outre affectée par diverses pertes et indisponibilités. De fait, lors de bris d'équipement dans ce type d'environnement, certaines turbines peuvent demeurer indisponibles pendant de très longues périodes.

Ainsi, en réseau autonome la ressource éolienne, avec ou sans accumulateurs, constitue toujours un économiseur de carburant, sans contribution à la fiabilité en puissance. Des ressources de

production autres que l'éolien doivent garantir l'entière puissance nécessaire à soutenir la charge en tout temps et pendant des périodes régulièrement prolongées. C'est pourquoi, le potentiel économique du jumelage éolien-diesel (JED) doit s'évaluer en ajout aux systèmes thermiques, et c'est sur cette base que reposent l'étude de 2003 et la mise à jour de celle-ci.

Depuis 2003, le coût du carburant a augmenté de façon importante, au Nunavik. Cela a nécessairement un effet à la hausse sur la valeur de tout système permettant d'économiser du carburant. De même, l'inflation, le taux d'actualisation et la fourchette de prix des équipements éoliens ont évolué. Une mise à jour des évaluations de 2003 est donc nécessaire sur ce plan également.

Pour Kuujuaq, l'étude 2003 posait l'hypothèse d'une mise en service du JED en 2005. L'augmentation de la demande prévue s'est révélée plus lente que prévu et la reconstruction de la centrale thermique, prévue pour 2007, a été retardée en conséquence. Pour la présente mise à jour, l'hypothèse est donc posée que, seuls les paramètres économiques ayant évolué de façon importante, la partie technique de l'étude 2003 et les simulations qui la soutiennent s'appliqueraient toujours, à quelques détails près, pour une mise en service en 2008. Cette hypothèse permet de procéder rapidement à la mise à jour, aux seules fins de répondre à la présente demande de renseignements.

TAUX D'INFLATION ET D'ACTUALISATION

Les derniers paramètres économiques d'Hydro-Québec font état d'un taux d'inflation annuel futur constant de 2,0 % et d'un taux réel d'actualisation de 4,32 %¹⁴.

¹⁴ Décision D-2006-34.

Toutes choses égales par ailleurs, le changement du taux réel d'actualisation 2003 de 5,2 % à 4,32 %, fait passer la valeur actualisée nette maximale (VAN) de - 1,733 M\$ à - 969 M\$.

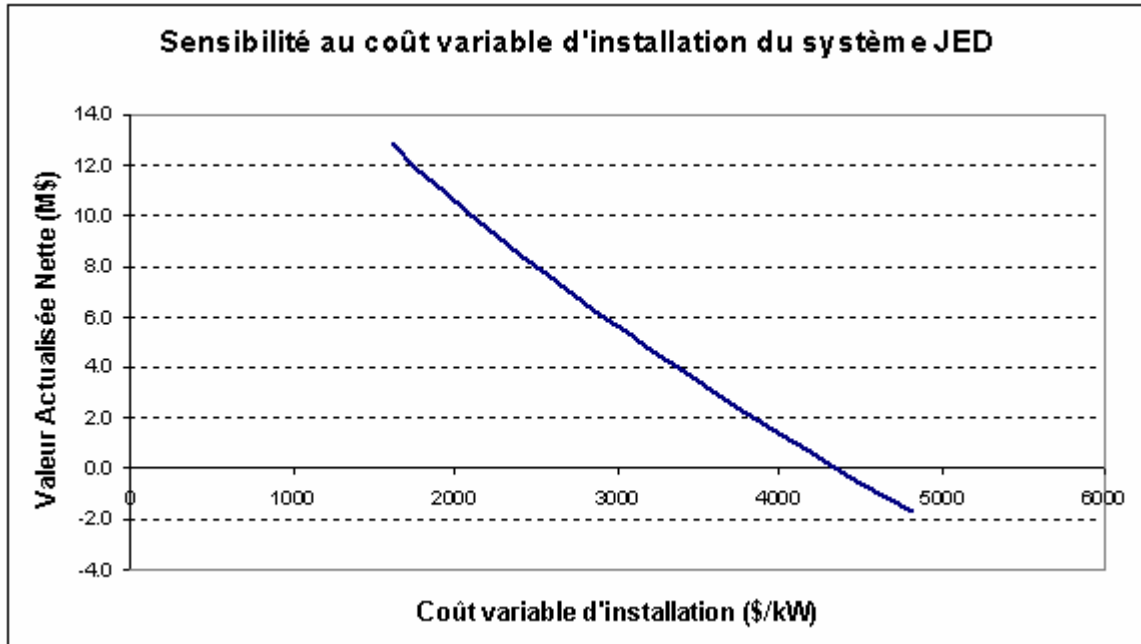
COÛT DU CARBURANT

La mise à jour du coût de carburant, avec le scénario moyen 2007, avec prise en compte de l'inflation prévue, fait passer cette VAN à 4,657 M\$. Une analyse de sensibilité sur le prix du carburant est présentée à la question 8.2, ci-après.

Un scénario moyen (115,8 ¢/l en 2008 ; 158,7 ¢/l en 2027).est retenu comme cas de base pour les évaluations qui suivent.

COÛT DES ÉOLIENNES

Les évaluations financières de l'étude 2003 s'établissaient sur un coût d'installation des systèmes JED en part fixe et en part variable, selon la puissance installée. La fourchette de prix des équipements éoliens a depuis évolué à la hausse. Il est important de noter que si le coût variable des équipements installés passait de 3216 \$/kW à 4360 \$/kW, la VAN du cas de base deviendrait nulle.



ÉNERGIE EXCÉDENTAIRE ET GES ÉVITÉS

Les résultats cités ci-dessus reposent sur les hypothèses (1) qu'aucune énergie excédentaire n'est valorisée et (2) que la tonne de CO₂ évitée n'a aucune valeur, puisque le marché du carbone n'est toujours pas établi.

ÉNERGIE EXCÉDENTAIRE

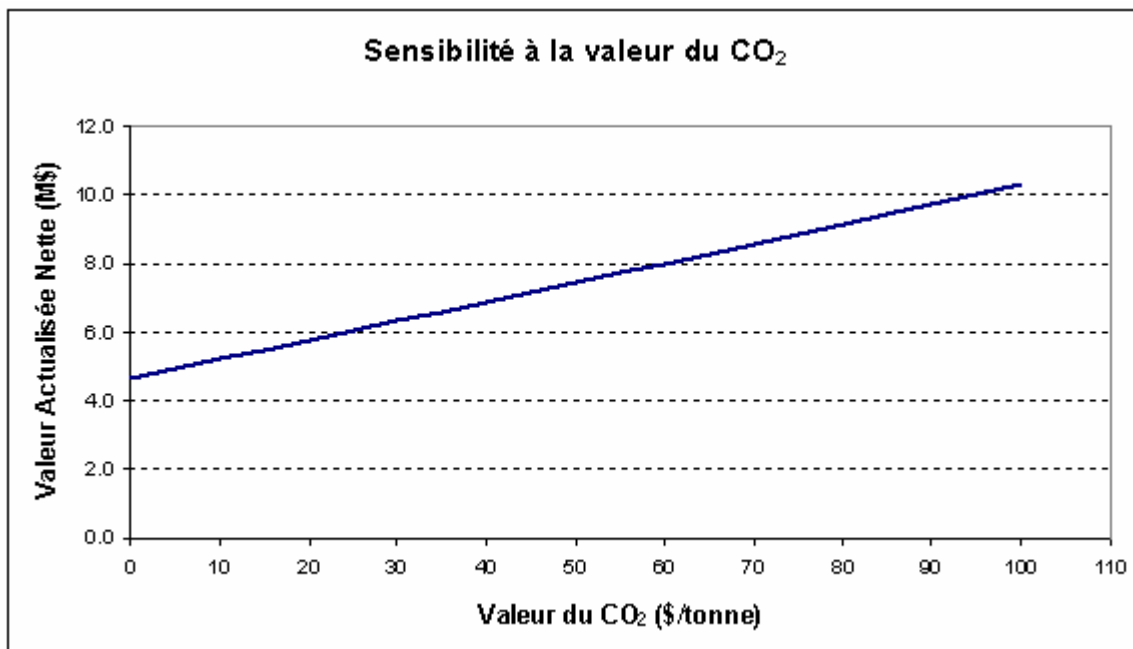
En réseau autonome l'énergie excédentaire peut en théorie servir à toute charge ne nécessitant pas de garantie de puissance : par exemple chauffage biénergie, dessalement, hydrolyse, etc. Son potentiel de valorisation dépend toutefois grandement des contraintes logistiques et des coûts d'installation et d'exploitation qui en découlent. Sa valeur finale dépend du coût marginal des autres ressources déplacées. En réseaux nordiques, des exemples de chauffage partiel de bâtiments communautaires existent, comme à l'île St. Paul, en Alaska.

À partir du scénario moyen de coût du carburant on peut évaluer qu'à 25 % de valorisation, à 15 ¢/kWh, toutes choses égales par ailleurs, la VAN passerait à 6,437 M\$ avec 5 MW d'éolien dans le réseau et 114 kW de puissance excédentaire en moyenne. Il faut cependant tenir compte que cette VAN ne tient pas compte des investissements qui seraient nécessaires car aucune infrastructure permettant de valoriser cette énergie n'existe actuellement à Kuujuaq.

GES ÉVITÉS

Il n'existe encore aucun marché obligatoire du carbone au Canada. Tant qu'un mécanisme de droits/crédits d'émissions n'est pas mis en œuvre, les GES évités n'ont aucune valeur économique.

Le graphique suivant montre toutefois l'effet du prix éventuel de la tonne de CO₂ sur la VAN, suivant le scénario de base. On peut y constater qu'à 30 \$/tonne de CO₂, la VAN serait de 6,314 M\$.



COMMENTAIRE GÉNÉRAL SUR UN ÉVENTUEL JED À KUUJJUAQ

Toutes choses égales par ailleurs, la conclusion de l'étude de 2003 demeure inchangée : le site de Kuujjuaq est celui qui présente le potentiel de JED le moins intéressant de tous les villages du Nunavik.

Une mise à jour des évaluations de 2003 serait donc nécessaire et pourra être faite à la lumière des résultats des projets pilotes. Les résultats obtenus pour Kuujjuaq s'appliqueraient proportionnellement à tous les villages.

Comme le Distributeur l'indique plus haut, le coût du carburant a augmenté de façon importante, au Nunavik, depuis 2003. Cela a nécessairement un effet à la hausse sur la valeur de tout système permettant d'économiser du carburant. De même, l'inflation, le taux d'actualisation et la fourchette de prix des équipements éoliens ont évolué.

Toute étude d'implantation de JED doit être l'objet d'une campagne anémométrique de vérification préalable. C'est pourquoi de 2004 à 2006 Hydro-Québec en a fait à Inukjuak et Kuujjuarapik, sites optimaux selon l'étude 2003, et prépare d'autres campagnes là où le potentiel paraît le plus élevé.

Il faut également considérer que la centrale de Kuujjuaq est la plus importante de tous les réseaux autonomes du Distributeur. On peut donc raisonnablement estimer que les risques du JED y seraient les plus élevés si on considère ce facteur et le fait que le potentiel y est le moins intéressant.

Enfin, le Distributeur réitère qu'en réseau autonome la ressource éolienne, avec ou sans accumulateurs, constitue toujours un économiseur de carburant, sans contribution à la fiabilité en puissance. Des ressources de production autres que l'éolien doivent donc garantir l'entière puissance nécessaire à soutenir la charge en tout temps et pendant des périodes régulièrement prolongées. C'est pourquoi, le potentiel économique du jumelage éolien-diesel (JED) doit s'évaluer en ajout aux systèmes

thermiques. Dans le cas précis de Kuujjuaq, vu l'état de la centrale existante, la nouvelle centrale proposée doit être construite, indépendamment de tout éventuel projet de JED.

8.2. À partir de ce scénario, veuillez fournir une analyse de sensibilité qui démontre à quel niveau de prix du carburant diesel le JED deviendrait intéressant pour Kuujjuaq, par opposition à la seule construction de la centrale thermique.

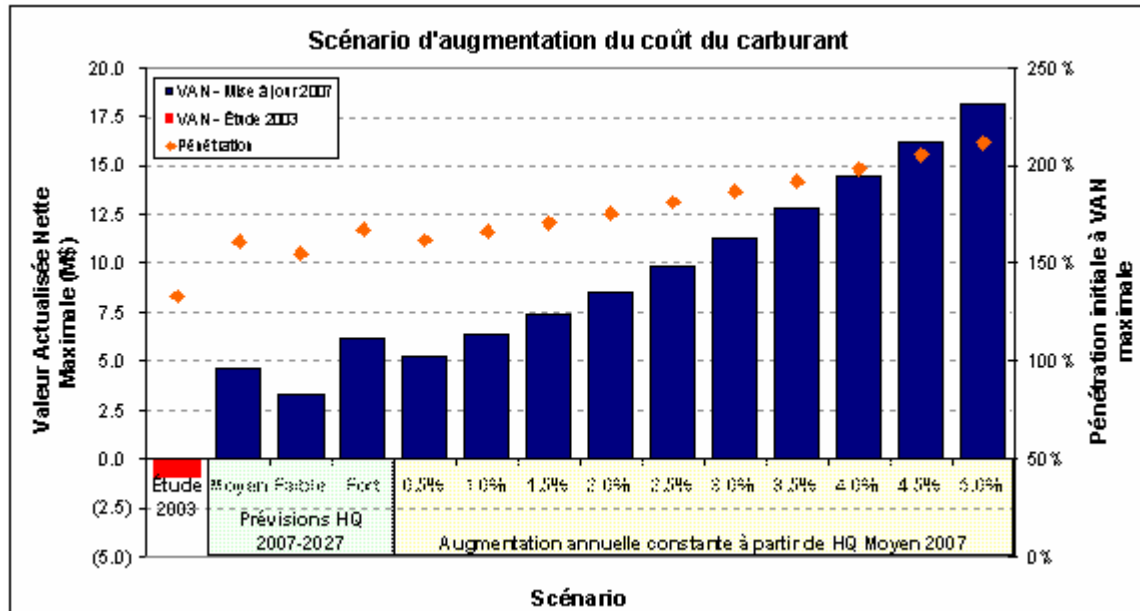
Réponse:

Pour Kuujjuaq, les dernières prévisions de coût du carburant donnent selon les scénarios :

- Faible : 106,7 ¢/l (2008) ; 147,4 ¢/l (2027)
- Moyen : 115,8 ¢/l (2008) ; 158,7 ¢/l (2027). Ce scénario est retenu comme cas de base pour les évaluations qui suivent.
- Fort : 124,8 ¢/l (2008) ; 169,9 ¢/l (2027)
- Aux fins de la présente mise à jour, un scénario d'augmentation annuelle constante à partir du coût moyen 2007 de 120,5 ¢/l est également présenté.

Le graphique suivant montre l'effet du prix du carburant sur la VAN.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**



9. **Référence** : Dossier R-3550-2004, pièce HQD-5, document 1, annexe 1.

Préambule :

Le JED, tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014 à la référence citée, est un concept à haute pénétration de l'énergie éolienne qui vise à maximiser l'utilisation de l'énergie éolienne en complémentarité avec l'énergie thermique. Une option alternative serait d'utiliser l'énergie éolienne uniquement à titre d'économiseur de carburant et de GES (système à faible pénétration de l'énergie éolienne).

Demandes :

9.1. Veuillez comparer le coût du meilleur scénario ayant recours à l'énergie éolienne à titre d'économiseur de carburant et de GES à celui de la centrale thermique proposée. Ce scénario devra répondre à la même demande en électricité que le projet de la centrale thermique ainsi que tenir compte de la valeur des GES évités dans le contexte actuel de 2007 et que de l'énergie excédentaire. Veuillez présenter les hypothèses utilisées.

Réponse:

Comme le Distributeur l'explique en réponse à la question 8.1, dans toutes les configurations le JED est d'abord et avant tout un économiseur de carburant.

Les systèmes étudiés en 2003 et lors la présente mise à jour pour Kuujuaq ne se limitent pas à de la haute pénétration. Pour chacun des cas une large fourchette de pénétration éolienne a été systématiquement balayée de façon à établir la pénétration offrant le meilleur rendement sur l'investissement.

Bien que le simulateur utilisé offre une flexibilité de contrôle de la centrale diesel plus limitée à très basse pénétration, il permet d'établir que les limites d'exploitation des groupes diesel entraînent alors des effets pervers limitant la capacité d'intégration de la totalité de l'énergie éolienne produite. Cela diminue la valeur économique de ces systèmes. Des simulations supplémentaires sont nécessaires pour cerner entièrement ces problèmes. Les modèles actuellement disponibles sont trop limités pour compléter ces analyses détaillées.

Enfin, les systèmes modélisés ont la particularité de ne pas tenir compte de stockage (batteries, volants d'inerties, etc.). Au-delà des effets cités au paragraphe précédent, dans un système à très faible pénétration, où la puissance éolienne installée est plus petite que la demande minimale, le stockage n'est pas nécessaire puisque la puissance éolienne est en principe consommée en tout temps. À plus haute pénétration, il peut arriver qu'un système avec stockage offre à certains moments des avantages de gestion du réseau. Une telle solution pourrait être retenue si elle offre, à rendement économique égal ou meilleur, la même performance qu'un système sans stockage.

Voir également la réponse à la question 8.1.

- 9.2.** À partir de ce scénario, veuillez fournir une analyse de sensibilité qui démontre à quel niveau de prix du carburant diesel le recours à l'énergie éolienne à titre d'économiseur de carburant et de GES deviendrait intéressant pour Kuujuaq, par opposition à la seule construction de la centrale thermique.

Réponse:

Voir les réponses aux questions 8.1, 8.2 et 9.1.