

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



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

---

1. **Références :** (i) Pièce HQD-1, document 1, page 11  
(ii) Pièce HQD-1, document 2, pages 3-8, 5-10 et 6-5

**Préambule :**

À la référence (i), le Distributeur décrit le concept proposé pour la centrale thermique :

*« Chaque groupe électrogène sera séparé des autres par des murs coupe-feu et possédera un pont roulant individuel pour faciliter l'entretien, dans un environnement sécuritaire et non bruyant. Advenant un incendie ou un bris majeur sur un des moteurs, l'impact sur la qualité de service sera donc limité. L'espace à l'intérieur de chacune des unités de production sera suffisant pour procéder aux entretiens majeurs du moteur et de l'alternateur sans déplacement de pièces lourdes sur de grandes distances. » (nous soulignons)*

*« Les groupes seront installés dans des baies séparées. Chacune des baies aura une superficie d'environ 68 m<sup>2</sup>. » (page 6-5 de la référence ii)*

*« Dans chaque baie de moteur, un pont roulant d'une capacité de 5 tonnes sera installé. Ce pont sera mû électriquement pour le levage et déplacements. » (page 3-8 de la référence ii). Les caractéristiques techniques de ces ponts sont fournies à la page 5-10 de la référence (ii).*

**Demandes :**

- 1.1. Veuillez présenter l'historique des événements et l'ensemble des considérations ayant conduit le Distributeur à choisir un concept de baies parfaitement isolées les unes des autres, contenant chacune un groupe électrogène et un pont roulant (concept A).

**Réponse:**

**Comme le Distributeur l'a expliqué à la rencontre technique du 30 mars 2007, le concept retenu pour la centrale de Kuujuaq constitue un tout qui prend en compte des besoins de fiabilité de l'alimentation électrique, de protection des équipements en cas d'incendie, de facilité d'entretien, de simplicité de construction et de santé et sécurité de ses employés, le tout en fonction de l'expérience du Distributeur en matière de centrales en réseaux autonomes.**

L'élaboration des projets du Distributeur, quels qu'ils soient, fait toujours l'objet d'un processus rigoureux afin de s'assurer que le concept retenu répond à ses exigences au moindre coût.

Le Distributeur ne peut ni ne veut faire de compromis sur des éléments essentiels : santé et sécurité de la population en général et de ses employés en particulier, sécurité et pérennité de ses installations, fiabilité de l'alimentation électrique de ses clients. Ses exigences à cet égard sont partie intégrante de tous ses projets. Outre ses propres exigences, le Distributeur doit tenir compte des obligations qui lui sont imposées par la loi. Ainsi, en vertu du *Code de construction du Québec - Chapitre 1, Bâtiment, et Code national du bâtiment - Canada 1995 (modifié)*, les centrales électriques constituent des bâtiments de protection civile, c'est-à-dire des bâtiments « où sont fournis des services essentiels en cas de catastrophe. » (nous soulignons) Cette définition oblige le Distributeur à appliquer des critères de conception plus exigeants et à s'assurer que la centrale pourra continuer de fonctionner en cas de catastrophe. Le Distributeur a déposé<sup>1</sup> « *la liste des principales normes techniques qui [...] seront appliquées* » à la construction de la centrale de Kuujuaq, conformément aux exigences du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>2</sup>.

Quant à des incidents spécifiques :

Le 29 octobre 2001, un incendie a complètement mis hors service la centrale de Kuujuarapik, vu que les moteurs étaient tous dans la même baie. Tous les clients ont été privés de courant pendant plus de 38 heures, certains jusqu'à 57 heures. Le Distributeur a dû mobiliser à grands frais des groupes électrogènes de secours de toute urgence. La centrale a été hors service pendant un an.

Par contre, le 24 avril 2001, la conception de baies séparées a permis d'éviter le pire, lors d'un incendie à la centrale de Quaqaq. Comme l'incendie était confiné à une seule baie, il fut rapidement maîtrisé, et la centrale a pu être remise en marche en environ une heure. L'incendie était pourtant d'une telle ampleur qu'il a fallu changer des structures au plafond du bâtiment. Les

---

<sup>1</sup> HQD-1, Document 3.

<sup>2</sup> R.R.Q., c. R-6.01, r.0.04.1

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

---

**murs et le reste des équipements ont résisté à l'incendie ; un seul moteur a dû être remplacé. Une situation semblable s'était produite à Ivujivik en 1992.**

- 1.2.** Veuillez indiquer si le concept A vise à satisfaire des normes de sécurité et de bruit spécifiques. Dans l'affirmative, veuillez préciser lesquelles et justifier, le cas échéant, le dépassement de ces normes. Dans la négative, veuillez justifier le choix du concept A en regard de la sécurité et du bruit.

**Réponse:**

**La liste de ces normes est en preuve<sup>3</sup>. Les normes ne sont pas « dépassées », elles sont « appliquées ».**

**Comme le Distributeur l'explique ci-dessus, les centrales électriques constituent des bâtiments de protection civile. Cette définition oblige le Distributeur à appliquer des critères de conception plus exigeants et à s'assurer que la centrale pourra continuer de fonctionner en cas de catastrophe. Les normes applicables, relatives à la sécurité du bâtiment sont donc établies en fonction de cette obligation. Il s'agit principalement du *Code national du bâtiment* et du *Code national de prévention des incendies*.**

**Quant aux normes relatives à la santé et à la sécurité des employés et au bruit, elles sont énoncées à la section 11 du *Devis des exigences et performances minimales* (HQD-1, Document 3).**

**Voir également la réponse à la question 1.1., ci-dessus, et la réponse 6.1. de la *Demande de renseignements n° 1 de la Régie* (HQD-2, Document 1).**

- 1.3.** Veuillez évaluer approximativement les économies qu'engendrerait le choix d'un concept de baies parfaitement isolées les unes des autres, contenant chacune deux groupes électrogènes et un pont roulant (concept B), plutôt que du concept A. Veuillez notamment comparer le coût estimé des principales composantes qui diffèrent selon le concept : nombre de murs

---

<sup>3</sup> HQD-1, Document 3.

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

---

coupe-feu, nombre de ponts roulants, nombre de pièces lourdes, superficie, nombre de systèmes de récupération de chaleur, etc.

**Réponse:**

Il est impossible d'« *évaluer approximativement les économies* » théoriques des concepts B ou C, faute d'en connaître les détails de conception et les normes que la Régie considèrerait applicables à ces concepts. Le Distributeur n'a étudié aucun autre concept, tels les concepts B ou C de la Régie. De l'avis du Distributeur, les concepts B et C que la Régie présente de façon schématique ne constituent pas d'« *autres solutions envisagées* », au sens du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*. Le Distributeur a sommairement décrit ces « *autres solutions* » dans sa preuve, soit la réfection de la centrale actuelle, le jumelage éolien-diesel, le raccordement au réseau intégré, une centrale hydraulique et une centrale à la biomasse forestière. Ainsi, toute comparaison entre le projet proposé et d'autres projets théoriques de centrales, dépasse les exigences du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*.

Cela dit, 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.

Comme le démontre la lettre de l'ingénieur-conseil CIMA +, en annexe 1, le concept retenu « *est celui qui s'avère le plus avantageux du point de vue des coûts de construction.* »

Il importe de noter que les coûts totaux prévus pour l'ensemble des appareils de levage, y compris les cinq ponts roulants, s'élèvent à 462 416 \$ (HQD-2, Document 1, Annexe 1, ligne 123), ce qui représente un coût d'environ 50 000 \$ par pont roulant. Or, comme le démontre la lettre susdite, un concept faisant appel à moins de ponts roulants entraînerait, entre autres désavantages, des coûts de charpente et de ventilation plus élevés, en plus de

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

---

**nécessiter des ponts roulants plus gros, donc plus chers. En conclusion, un coût total plus élevé.**

**À la lumière de ce qui précède le Distributeur est d'avis que tout autre concept serait soit (1) plus coûteux à construire ou (2) ne répondrait pas adéquatement à ses exigences.**

- 1.4. Veuillez indiquer l'impact sur la qualité de service du choix du concept B, par rapport à la qualité de service associée au concept A. Veuillez présenter vos hypothèses.

**Réponse:**

**Faute de connaître les détails de conception et les normes que la Régie considèrerait applicables au concept B, le Distributeur ne peut que faire des conjectures sommaires.**

**Du strict point de vue de la qualité du service, le concept B comporterait un désavantage important en cas d'incendie d'un moteur puisque l'autre, dans la même baie, pourrait également prendre feu. Cet élément a été expliqué à la rencontre technique du 30 mars 2007.**

- 1.5. Veuillez évaluer approximativement les économies qu'engendrerait le choix d'un concept semblable à celui de la centrale thermique des Îles-de-la-Madeleine, c'est-à-dire un concept formé de deux regroupements de baies séparées latéralement par des murs coupe-feu avec un pont roulant transversal par regroupement (concept C), plutôt que du concept A. Veuillez notamment comparer le coût estimé des principales composantes qui diffèrent selon le concept : séparations latérales versus isolation parfaite des baies, nombre de ponts roulants, nombre de pièces lourdes, nombre de systèmes de récupération de chaleur, etc.

**Réponse:**

**Voir les réponses aux questions 1.1. à 1.4., ci-dessus.**

- 1.6. Veuillez indiquer l'impact sur la qualité de service du choix du concept C, par rapport à la qualité de service associée au concept A. Veuillez présenter vos hypothèses.

**Réponse:**

**Voir les réponses aux questions 1.1. à 1.4., ci-dessus.**

**2. Référence :** Pièce HQD-1, document 1, page 10

**Préambule :**

*« La centrale [...] comptera cinq groupes électrogènes de type électronique, d'une puissance nominale de 1 285 kW chacun [...] »*

Lors de la réunion technique du 30 mars 2007, le Distributeur mentionne que le coût d'une centrale à trois groupes électrogènes de plus grosse taille serait plus faible que celui d'une centrale à cinq groupes plus petits, mais que les conditions de transport maritime propres à Kuujjuaq ne permettent pas d'amener des plus grosses charges.

**Demandes :**

**2.1.** Veuillez confirmer ou ajuster les propos du Distributeur rapportés au préambule.

**Réponse:**

**Le Distributeur ne se souvient pas d'avoir fait une telle affirmation, erronée par ailleurs.**

**En effet, d'une part, la puissance des moteurs choisis fait toujours l'objet d'une optimisation en fonction, entre autres :**

- **du profil de la charge ;**
- **des courbes de rendement des moteurs ;**
- **du respect du critère de stabilité et de fiabilité ;**
- **de la durée de vie, de la taille et du poids des moteurs ;**
- **des coûts d'entretien ;**
- **du stock de pièces à maintenir ;**
- **de la formation des mécaniciens.**

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

---

**Dans le cas de Kuujuaq le choix optimal est celui retenu, soit des moteurs de 1285 kW. Tout autre choix de puissance pourrait entraîner des effets néfastes sur la consommation de carburant et la durée de vie des moteurs.**

**D'autre part, des moteurs plus puissants occupent plus d'espace. En outre, vu leur poids accru, ils nécessitent des ponts roulants d'une plus grande capacité, donc plus chers, et une charpente plus forte, donc plus chère elle-aussi.**

**Une centrale équipée de moteurs plus puissants ne serait donc vraisemblablement pas moins coûteuse.**

- 2.2.** Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé le transport aérien de trois groupes électrogènes de plus grande taille que les cinq groupes de 1 285 kW. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi. Dans l'affirmative, veuillez fournir les hypothèses et les résultats de votre analyse.

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question 2.1.**

- 3. Référence :** Pièce HQD-2, document 1, page 11

**Préambule :**

Le Distributeur explique l'augmentation de 20,8 M\$ à 49,9 M\$ du coût de construction d'une nouvelle centrale thermique à Kuujuaq par les éléments suivants :

*« 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.*

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

---

- *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. »*

**Demande :**

- 3.1.** Veuillez chiffrer chacun des éléments cités au préambule permettant d'expliquer quantitativement l'augmentation de 20,8 M\$ à 49,9 M\$ du coût de construction d'une nouvelle centrale thermique à Kuujuaq.

**Réponse:**

**Les détails du projet de 1990 ne sont plus disponibles. Il est donc impossible de faire une comparaison valable entre ce projet et celui que le Distributeur envisage actuellement. En outre, toute comparaison entre le projet proposé et le projet de centrale de 1990, lequel ne répondrait pas aux besoins actuels du Distributeur, est déficiente et dépasse les exigences du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie.***

**Cependant, le Distributeur a mis en preuve les coûts des éléments suivants :**

- **Conversion du réseau de distribution : 1,5 M\$, incluant les deux lignes de raccordement de la centrale et une provision pour imprévus (HQD-1, Document 1, page 12. Voir également la question 7 de la Régie, plus bas.).**
- **Démantèlement de la centrale existante et décontamination : 3,5 M\$ (HQD-1, Document 1, page 12 et HQD-2, Document 1, r. 2.1.).**

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

---

- **Chemin d'accès à la centrale : 683 525 \$ (HQD-2, Document 1, Annexe 1, ligne 104).**
- **Lignes de raccordement de la centrale : 383 000 \$ (somme incluse dans la conversion du réseau) (HQD-2, Document 1, Annexe 1, lignes 135 et 136).**

**4. Référence :** Pièce HQD-2, document 1, pages 12 et 13

**Préambule :**

Le Distributeur fournit le coût en M\$/MW des quatre centrales thermiques suivantes :

CENTRALE	COÛT (M\$/MW)
Salluit au Nunavik	6,3
Port-Meunier à l'Île d'Anticosti	4,0
Fort McPherson aux Territoires du Nord-Ouest	5,2
Kuujuuaq au Nunavik	5,5

Il soutient que dans le calcul du coût de la centrale de Kuujuuaq :

« [...] *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.* »

Toutefois, lors de la réunion technique du 30 mars 2007, le Distributeur précise que l'ajout prévu de groupes électrogènes aux trois autres centrales n'est pas considéré dans le calcul de leur coût.

**Demande :**

**4.1** Veuillez justifier la prise en compte de l'ajout prévu de groupes électrogènes dans le cas de la centrale de Kuujuuaq seulement, et non pour les trois autres centrales considérées.

**Réponse:**

**D'une part, les trois autres centrales considérées pour fins de la comparaison demandée par la Régie (HQD-2, Document 1) sont de conception et de taille différentes. D'autre part, le Distributeur**

ignore si des groupes seront ajoutés à ces centrales. En réalité, aucune centrale, construite depuis 15 ans, n'est comparable à celle de Kuujuaq.

Le Distributeur a expliqué qu'il faudrait construire des baies supplémentaires pour augmenter la puissance de la centrale. Cependant, l'espace nécessaire à l'intérieur de la centrale, afin d'ajouter les cabines de raccordement requises pour intégrer les nouveaux groupes, ainsi que pour l'entreposage additionnel, sera inclus dès 2010. Le bâtiment principal n'aura donc pas besoin d'être agrandi pour l'ajout de puissance, ce qui n'est vraisemblablement pas le cas des autres centrales citées.

Le Distributeur réitère que toute comparaison telle que celle demandée par la Régie donne des résultats peu fiables vu la différence dans les centrales et le temps écoulé depuis la construction des trois autres centrales.

5. **Références :**
- (i) Pièce HQD-1, document 2, pages 6-9 et 6-10
  - (ii) Pièce HQD-2, document 1, page 5

**Préambule :**

À la référence (i), le Distributeur indique que le parc à carburant comprendra :

- 1. Un nouveau réservoir d'une capacité de 50 000 litres;
- 2. Deux réservoirs récupérés de l'ancienne centrale d'une capacité de 4 500 litres chacun;
- 3. Un troisième réservoir d'une capacité de 50 litres à l'étape ultime.

Toutefois, à la référence (ii), le Distributeur mentionne que « *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 [...]* »

**Demande :**

- 5.1. Veuillez préciser le nombre, la capacité et la date prévue d'installation ou de transfert des réservoirs neufs et des réservoirs récupérés de l'ancienne centrale.

**Réponse:**

Le Distributeur prévoit installer un réservoir de 50 000 litres au moment de la construction. En outre, les deux réservoirs de 45 000 litres de la centrale existante seront récupérés pour la nouvelle centrale. Le premier sera installé au moment de la construction de la nouvelle centrale ; le second après le démantèlement de la centrale existante et lorsque le besoin se manifesterá.

Voir en annexe 2 la liste des *errata* au document d'avant-projet.

- 6. Références :**
- (i) Pièce HQD-1, document 1, pages 10, 11 et 15
  - (ii) Pièce HQD-1, document 2, pages 3-11, 5-24 et 5-25

**Préambule :**

« La centrale [...] comptera cinq groupes électrogènes de type électronique, d'une puissance nominale de 1 285 kW chacun [...] » (page 10 de la référence i)

« [...] le projet nécessite des investissements totalisant quelque 49,9 M\$ à la mise en service en 2010. » (page 15 de la référence i)

« À l'étape ultime, 25 ans après la mise en service, la centrale sera en mesure d'abriter huit de ces groupes électrogènes, par des ajouts modulaires, pour une puissance totale installée de 10 280 kW. » (page 11 de la référence i)

« Il sera aussi possible à partir du système de récupération de chaleur de chauffer des résidences ou des clients potentiels futurs à l'extérieur du terrain réservé à la centrale. » (page 3-11 de la référence ii)

Les systèmes de chauffage incluent la « Tuyauterie et raccords pour le chauffage de résidences ou clients potentiels futurs à l'extérieur du terrain réservé à la centrale » et les « Raccords pour pompes futures pouvant desservir des résidences ou clients potentiels à l'extérieur du terrain réservé à la centrale ». (pages 5-24 et 5-25 de la référence ii)

**Demande :**

- 6.1.** Veuillez identifier les espaces et les équipements prévus pour la mise en service en 2010, mais qui ne seront requis que lors de l'ajout de groupes électrogènes additionnels aux cinq groupes initiaux ou lors du raccordement de clients au système de récupération de la chaleur.

Veillez estimer les coûts relatifs aux espaces et aux équipements identifiés.

**Réponse:**

**Au moment de la mise en service, en 2010, seules les cinq premières baies de moteurs seront construites. Les trois autres baies le seront en fonction de la charge du village.**

**Cependant, les espaces pour les trois armoires de commandes futures et pour une armoire pour un troisième départ d'artère seront inclus dans la centrale, en 2010. Chaque cabine a une dimension d'environ 1200 X 1900 mm, soit au total environ 7 m<sup>2</sup>. En outre, la salle des huiles lubrifiantes sera d'une superficie suffisante pour les huit moteurs ; une surface totale de 30 m<sup>2</sup> est donc incluse pour les trois moteurs futurs. Non seulement cette façon de procéder assure que le tout sera construit au meilleur coût mais elle constitue la seule solution logique dans les circonstances.**

**Quant à la récupération d'énergie thermique pour d'éventuels clients, deux tuyaux de 100 mm de diamètre sont prévus pour fournir l'énergie, un pour l'alimentation et l'autre pour le retour, le tout sans coût additionnel au moment de la construction.**

**7. Référence :** Pièce HQD-1, document 1, page 12

**Préambule :**

*« 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. »*

**Demandes :**

**7.1.** Veuillez justifier la nécessité de convertir le réseau de distribution actuel pour répondre aux augmentations de charge.

**Réponse:**

**L'augmentation de la charge nécessite une conversion du réseau afin de garantir une qualité de tension acceptable, selon les normes du Distributeur.**

**7.2.** Veuillez expliquer le choix de la tension 12,5 kV plutôt que 25 kV.

**Réponse:**

**La tension 12,5 kV a été choisie car l'isolation pourrait être inadéquate pour une tension de 25 kV. Ce choix sera toutefois réévalué selon une nouvelle estimation des pertes électriques.**

**7.3.** Veuillez décrire sommairement les équipements remplacés et les activités relatives à cette conversion.

**Réponse:**

**La conversion comprend la construction de deux lignes de raccordement de la nouvelle centrale (1 km et 1,3 km) et le remplacement de 163 transformateurs de distribution 4 kV par des transformateurs 12,5 kV. Les conducteurs, les isolateurs et les sectionneurs ne sont pas remplacés. La majorité des transformateurs 4 kV pourront être réutilisés dans les autres réseaux du Nunavik.**

**8. Référence :** Pièce HQD-1, document 1, page 17

**Préambule :**

La charge d'amortissement afférente à l'actif est présentée au tableau 6. Lors de la réunion technique du 30 mars 2007, des discussions ont eu lieu au sujet de la méthode de calcul de l'amortissement.

**Demande :**

**8.1.** Veuillez fournir en format Excel le détail du calcul de l'amortissement se trouvant au tableau 6 de la référence ci-dessus ainsi que les hypothèses sous-jacentes. Veuillez également justifier le type d'amortissement choisi (linéaire ou méthode à intérêt composé au taux de 3 %).

**Réponse:**

Le Distributeur dépose un fichier Excel révisé, présentant les informations demandées.

Selon le registre des immobilisation du Distributeur, les types et les durées d'amortissement sont les suivants:

- Bâtiment de la centrale: amortissement linéaire, sur 30 ans
- Groupes électrogènes diesel: amortissement à intérêt composé au taux de 3 %, sur 15 ans
- Ligne de transport : amortissement à intérêt composé au taux de 3 % , sur 40 ans

Dans la version déposée précédemment à la Régie, l'amortissement des groupes avait été considéré linéaire, plutôt qu'à intérêt composé. Le fichier actuel contient la correction à ce calcul. Les résultats de l'analyse financière sont quasiment inchangés. La modification du type d'amortissement a pour effet de réduire de l'ordre de 315 k\$ l'impact du projet sur les tarifs du Distributeur, sur l'ensemble de la durée d'analyse.

Notons que cette différence n'a aucune incidence sur l'analyse économique du projet.

Par la même occasion, le Distributeur a modifié le tableau 6 de la page 17 de la pièce HQD-1, Document 1 ; cette page révisée est également déposée avec la présente.

9. **Référence :** Pièce A-4, demande de renseignements n° 1 de la Régie à Hydro-Québec, pages 2 et 3

**Préambule :**

Dans sa demande de renseignements n° 1 et lors de la réunion technique du 30 mars 2007, la Régie a adressé au Distributeur des questions sur le recours potentiel à un appel d'offres « clé en main » pour l'ingénierie détaillée, l'approvisionnement et la construction d'une centrale thermique.

**Demande :**

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

---

- 9.1. Veuillez indiquer le nom et la puissance installée des centrales thermiques en réseau autonome situées dans les régions nordiques suivantes : Terre-Neuve et Labrador, Nunavut, Territoires du Nord-Ouest et Yukon, qui ont été construites à la suite d'un processus d'appel d'offres « clé en main ».

**Réponse:**

**À la connaissance du Distributeur, une seule centrale en réseau autonome a été construite « clés en main » au cours des dernières années.**

**Le maître d'ouvrage de cette centrale est Newfoundland & Labrador Hydro (HLH), laquelle n'envisage pas de répéter cette expérience. À preuve, pour la dernière centrale qu'elle a construite, à St. Lewis au Labrador, NLH a eu recours au mode traditionnel, comme celui que le Distributeur retient pour Kuujuaq.**