

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4
DE LA RÉGIE**

THÈME – PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

1. **Références :** (i) Pièce B-9-HQD-1, document 2, page 49 révisée le 28 janvier 2008;
(ii) Dossier R-3644-2007, pièce B-1-HQD-6, document 2, page 4.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur prévoit que le prix du pétrole variera entre 65 et 75 \$US/baril entre 2006 et 2017.

À la référence (ii), le Distributeur présente le déficit des réseaux autonomes de 2006 à 2008 :

**COMPARAISON DES REVENUS REQUIS ET DES REVENUS DES VENTES
DÉCOULANT DES TARIFS EN VIGUEUR
(en millions de dollars)**

	<i>Exercice terminé le 31 décembre</i>		
	Année historique	Année de base	Année témoin
	2006	2007	2008
Réseau relié			
Ventes (GWh)	166 734	172 260	171 981
Revenus des ventes	9 441,3	10 062,3	10 141,0
Revenu requis	9 676,0	10 050,8	10 346,6
Déficit	(234,6)	11,5	(205,6)
Réseaux autonomes			
Ventes (GWh)	295	353	357
Revenus des ventes	22,5	28,4	29,1
Revenu requis	182,7	188,0	195,4
Déficit	(160,2)	(159,7)	(166,3)
Réseaux de distribution			
Ventes (GWh)	167 029	172 613	172 338
Revenus des ventes	9 463,9	10 090,6	10 170,0
Revenu requis	9 858,7	10 238,8	10 542,0
Déficit	(394,8)	(148,2)	(372,0)

Demande :

- 1.1 Compte tenu de la récente évolution du prix du pétrole, veuillez réévaluer le déficit des réseaux autonomes en 2008 et estimer celui-ci pour les années 2009 et 2010. Veuillez également calculer ce déficit par abonnement en réseaux autonomes. Veuillez fournir vos hypothèses.

Réponse :

Le prix du carburant ne constitue pas la seule variable ayant un effet sur le déficit financier de l'exploitation des réseaux autonomes.

Pour 2008, le Distributeur ne prévoit aucun impact car les prix des approvisionnements étaient déjà garantis. Dans le cadre du prochain dossier tarifaire, le Distributeur mettra ses données à jour pour les années 2009 et 2010, sur la base de l'ensemble des données de coûts et de revenus, y compris l'évolution du prix du pétrole.

2. **Références :**
- (i) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 13;
 - (ii) Pièce B-14-HQD-3, document 1, pages 66, 70 et 71;
 - (iii) Pièce B-31-HQD-2, document 2, page 53 révisée le 20 mars 2008;
 - (iv) Dossier R-3602-2006, pièce B-3-HQD-2, document 1, page 15 révisée le 31 mai 2006;
 - (v) Dossier R-3644-2007, pièce B-1-HQD-11, document 3, page 80.

Préambule :

À partir des données des tableaux de la référence (i), de la page 71 de la référence (ii) et de la référence (iii), on peut calculer les taux de pertes suivants :

- de l'ordre de 13 % pour l'ensemble des réseaux autonomes;
- de l'ordre de 14 % pour les réseaux autonomes en excluant le réseau de Schefferville;
- de l'ordre de 9 % pour le réseau de Schefferville.

Dans le dossier R-3602-2006 (référence (iv)), le taux de perte du réseau de Schefferville était estimé à 12 %. Dans le dossier R-3644-2007, le tableau de la référence (v) indique que le taux de pertes des réseaux autonomes est de 5,6 %.

Le Distributeur explique à la page 66 de la référence (ii) que :

« L'ensemble « usage interne, pertes et services auxiliaires » est estimé par la différence entre la production et les ventes. Il semble que les ventes de 2006 soient sous-évaluées. [...] Les ventes semblent avoir été sous-évaluées en 2002 et en contrepartie, surestimées en 2003. »

À la page 70 de la référence (ii), en réponse à la demande de la Régie de préciser comment est pris en compte l'éclairage public dans les réseaux autonomes, le Distributeur indique que « *L'éclairage public et sentinelle en réseaux autonomes est facturé. Les ventes publiées servent d'intrant majeur à la prévision des ventes de ce secteur.* »

Demandes :

- 2.1** Veuillez expliquer l'écart entre le taux de pertes de 14 % des réseaux autonomes excluant Schefferville et celui de 9 % du réseau de Schefferville.

Réponse :

Le taux de pertes globales mentionné par la Régie inclut, en plus des pertes, l'usage interne et les services auxiliaires des centrales. L'importance de chacun de ces éléments peut varier d'un réseau à un autre et donner un taux de pertes globales différent qui s'écarte significativement du taux de pertes moyen estimé à 14 %.

Voir aussi les réponses aux questions 2.2 et 2.3.

- 2.2** Veuillez expliquer la réduction du taux de pertes du réseau de Schefferville qui passe de 12 % en 2006 à 9 % en 2007.

Réponse :

Dans le cas de Schefferville, le taux de pertes globales observé historiquement est très élevé (plus de 20 %) en raison, entres autres, de la vétusté des équipements de transport et de distribution et du fait que toute l'électricité livrée n'était pas mesurée adéquatement. Le Distributeur doit donc établir le taux de pertes globales prévu dans ce réseau à partir d'un jugement sur la situation à venir et non pas uniquement à partir des taux de pertes observés historiquement. Dans ce contexte, depuis qu'il a

déposé à la Régie le dossier R-3602-2006, le Distributeur a revu son jugement sur le taux de pertes prévisionnel à retenir pour ce réseau, ce qui l'a conduit à retenir 9 % pour le présent exercice.

- 2.3** Veuillez préciser si le taux de pertes des réseaux autonomes de 5,6 % de la référence (v) comprend le réseau de Schefferville et expliquer l'écart entre cette valeur et les pertes de 13 à 14 % constatées aux références (i) et (ii).

Réponse :

Le Distributeur confirme que le taux de pertes de 5,6 % inclut le réseau autonome de Schefferville.

Tel qu'il est mentionné à la réponse 2.1, les taux de pertes globales mentionnés par la Régie incluent, en plus des pertes, l'usage interne et les services auxiliaires des centrales. Par exemple, pour 2006, les services auxiliaires des centrales de l'ensemble des réseaux autonomes, à l'exclusion de Schefferville, comptaient pour l'équivalent d'environ 6,5 % des ventes alors que l'usage interne équivalait à environ 0,8 % des ventes.

- 2.4** Veuillez expliquer comment est mesurée la production d'énergie des centrales électriques thermiques, en précisant si cette mesure est brute ou nette des besoins auxiliaires de la centrale.

Réponse :

D'une part, la puissance est mesurée (i) à la sortie des groupes et (ii) aux artères. La différence entre ces mesures donne une estimation de la puissance des services auxiliaires (puissance consommée par la centrale). Ces puissances sont généralement échantillonnées au cinq minutes. L'addition de ces puissances permet de déterminer l'énergie. D'autre part, des mesures par compteur sont faites aux artères et aux services auxiliaires.

La mesure de la production comprend donc les services auxiliaires.

- 2.5 Veuillez expliquer comment sont mesurées et comptabilisées les ventes d'énergie des réseaux autonomes et indiquer les causes de leur sous-estimation ou surestimation.

Réponse :

Les ventes d'énergie sont mesurées par lecture de compteur chez les clients. La comptabilisation des données est effectuée de la même façon que pour tous les clients du Distributeur. Les causes des erreurs sont généralement une erreur de lecture ou un mauvais fonctionnement d'équipement.

- 2.6 Veuillez préciser si le tarif d'éclairage public et sentinelle des *Tarifs et conditions du Distributeur* s'applique au nord du 53^e parallèle.

Réponse :

Le Distributeur confirme que les tarifs d'éclairage public et sentinelle s'appliquent dans les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle.

- 2.7 Veuillez expliquer comment sont mesurées et comptabilisées les ventes d'énergie reliées à l'éclairage public et sentinelle dans les réseaux autonomes.

Réponse :

Les ventes d'énergie reliées à l'éclairage public et sentinelle, dans les réseaux autonomes sont mesurées ou estimées, et comptabilisées comme celles en réseau intégré.

Tel qu'il est précisé à l'article 9.5 des *Tarifs et conditions du Distributeur*, pour le tarif du service général d'éclairage public, la consommation d'énergie n'est généralement pas mesurée. Cependant, le Distributeur peut la mesurer s'il le juge à propos. Lorsqu'elle n'est pas mesurée, la consommation d'énergie est

établie par le produit (i) de la puissance raccordée par (ii) 345 heures d'utilisation mensuelle. Dans le cas des installations qui demeurent éclairées 24 heures sur 24, la consommation d'énergie est établie par le produit (i) de la puissance raccordée par (ii) 720 heures d'utilisation mensuelle.

Pour le tarif du service complet d'éclairage public ainsi que les tarifs d'éclairage sentinelle, la consommation n'est pas mesurée et un tarif forfaitaire est applicable en fonction du type de luminaire (articles 9.10, 9.14 et 9.15 du texte des *Tarifs et conditions du Distributeur*).

- 2.8** Veuillez commenter sur l'opportunité de proposer un plan d'action visant à réduire les pertes des réseaux autonomes ainsi qu'à améliorer les processus de mesurage et de comptabilisation des ventes d'électricité.

Réponse :

Le Distributeur s'efforce déjà de minimiser les pertes sur son réseau, chaque fois que l'occasion se présente. La conversion prochaine du réseau de Kuujuaq à 25 kV ou celui de Schefferville à 34 kV en sont de bons exemples. Aussi, lors du remplacement d'un équipement ou de la construction d'une nouvelle ligne, le Distributeur prend en compte les pertes et effectue une analyse économique afin de déterminer le scénario le plus rentable, eu égard à ces pertes.

- 3. Références :** (i) Pièce B-31-HQD-2, document 2, page 53 révisée le 20 mars 2008;
(ii) Dossier R-3602-2006, pièce B-3-HQD-2, document 1, page 15 révisée le 31 mai 2006.

Préambule :

Cette question porte sur la forte croissance de la demande observée sur le réseau de Schefferville de 2007 à 2008.

À la référence (i), on observe une augmentation brusque de la demande entre 2007 et 2008. La demande passe de 41,8 à 45,2 GWh, alors qu'il est prévu une baisse de la puissance de pointe de 11,3 MW à 11,0 MW. Pour les années

suivantes, on prévoit une augmentation annuelle des ventes d'énergie de plus de 1 GWh/an et de la puissance de pointe de plus de 200 kW/an.

À la référence (ii), le tableau *Prévision de la production d'énergie 2005-2044* prévoyait une livraison d'énergie à Schefferville de 38,9 et 39,5 GWh pour 2007 et 2008 avec une puissance de pointe variant de 10,2 à 10,4 MW. Pour les années suivantes, l'augmentation annuelle des besoins d'énergie du réseau de Schefferville était estimée à 0,6 GWh/an et l'augmentation de la puissance de pointe à 150 kW/an.

Demandes :

- 3.1** Veuillez expliquer la forte hausse de la consommation observée à la référence (i) entre 2007 et 2008, accompagnée d'une baisse de la puissance de pointe.

Réponse :

La forte hausse de consommation observée entre 2007 et 2008 provient d'un ajout de charge important alors prévu pour la fin de 2007.

Quant à la puissance de pointe, la prévision pour les années 2008-2009 et suivantes découle de l'application à la prévision des besoins en énergie d'un ratio historique moyen puissance/énergie. Par contre, pour la prévision de la pointe 2007-2008, le ratio puissance/énergie utilisé à court terme est à mi-chemin entre le ratio observé pour la pointe 2006-2007 et celui prévu pour les années suivantes. Étant donné que le ratio observé pour la pointe 2006-2007 était particulièrement élevé par rapport au ratio historique moyen, le ratio utilisé pour 2007-2008 est, de façon conjoncturelle, nettement plus fort que celui retenu pour 2008-2009. Cette baisse du ratio puissance/énergie entre les pointes 2007-2008 et 2008-2009 fait en sorte que la pointe prévue pour 2008-2009 est plus faible que celle prévue pour 2007-2008, et ce même si ces prévisions de puissance reposent sur une prévision d'énergie qui croît.

La forte hausse de consommation observée entre 2007 et 2008 provient d'un ajout de charge ponctuel important alors prévu pour la fin de 2007.

Quant à la puissance de pointe, la prévision pour les années 2008-2009 et suivantes découle de l'application à la prévision des

besoins en énergie d'un ratio historique moyen puissance/énergie. Par contre, pour la pointe 2007-2008, le ratio puissance/énergie utilisé pour cette prévision de pointe à court terme est à mi-chemin entre le ratio observé pour la pointe 2006-2007 et celui prévu pour les années suivantes. Étant donné que le ratio observé pour la pointe 2006-2007 était particulièrement élevé par rapport au ratio historique moyen, le ratio mitoyen utilisé pour 2007-2008 est, de façon conjoncturelle, nettement plus fort que celui retenu pour 2008-2009. Cette baisse du ratio puissance/énergie entre les pointes 2007-2008 et 2008-2009 fait en sorte que la pointe prévue pour 2008-2009 est plus faible que celle prévue pour 2007-2008, et ce, même si ces prévisions de puissance reposent sur une prévision d'énergie en croissance.

- 3.2** Veuillez indiquer les nouveaux éléments d'information par rapport au dossier R-3602-2006 qui amènent le Distributeur à quasiment doubler ses prévisions du rythme annuel de croissance des ventes d'énergie qui passe de 0,6 GWh/an à plus de 1 GWh/an et de la puissance de pointe qui augmente de plus de 200 kW/an au lieu de 150 kW/an environ.

Réponse :

La prévision produite pour le dossier R-3602-2006 s'appuyait sur l'historique disponible de demande du réseau de Schefferville ainsi que sur les taux de croissance de la demande prévus pour les villages alimentés par les centrales du Lac Robertson et de La Romaine.

Par contre, la prévision de la pièce B-31-HQD-2, Document 2, page 53, révisée le 20 mars 2008 s'appuie, entre autres, sur une prévision démographique propre aux trois communautés du réseau de Schefferville (Matimekosh-lac John, Schefferville et Kawawachikamach) et sur les ajouts de charge prévus.

L'application au réseau de Schefferville, dans le présent dossier, de la méthodologie exhaustive de prévision de la demande développée pour les autres réseaux autonomes, a conduit à une prévision de croissance de la demande plus élevée que celle obtenue lors de l'exercice plus global et sommaire réalisé dans le dossier R-3602-2006.

- 4. Références :**
- (i) Dossier R-3602-2006, pièce B-3-HQD-2, document 1, page 21 révisée le 31 mai 2006;
 - (ii) Pièce B-30-HQD-2, document 2, page 61 révisée le 12 mars 2008;
 - (iii) Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 75;
 - (iv) Pièce B-31-HQD-2, document 2, page 53 révisée le 20 mars 2008.

Préambule :

La question porte sur la gestion de la pointe du réseau de Schefferville et sur le besoin de conserver temporairement ou à long terme les groupes électrogènes diesel en état de veille.

Dans le dossier R-3602-2006, il est mentionné à la référence (i) que les groupes électrogènes sont requis pour les hivers 2006 et 2007.

Dans le plan d'approvisionnement déposé en novembre 2007, il est indiqué au bas du tableau de la référence (ii) que les 4 groupes de 1 700 kW à Schefferville sont des « *groupes d'urgence temporaires* ».

En février 2008, à la référence (iii) en réponse à une demande de renseignements de la Régie, il est mentionné que les groupes diesel sont installés en permanence à Schefferville, du moins deux d'entre eux et qu'un troisième sera rajouté ensuite.

À la référence (iv), la réserve en puissance devient insuffisante vers 2015, selon les prévisions du Distributeur pour le réseau de Schefferville. Toutefois, aucun programme commercial n'est prévu à l'horizon 2017, puisque les prévisions avec et sans intervention commerciale sont identiques.

Demandes :

- 4.1** Veuillez clarifier si les groupes électrogènes diesel sont temporaires (références (i) et (ii)) ou permanents (référence (iii)).

Réponse :

Des quatre groupes actuellement en place, deux seront retournés d'ici la fin mai 2008. Les deux autres seront maintenus en place afin d'assurer le critère de puissance garantie.

- 4.2 Veuillez indiquer si les groupes électrogènes sont maintenus en état de veille pour des besoins de puissance de pointe uniquement. Veuillez élaborer.

Réponse :

Les groupes sont effectivement maintenus en veille pour des besoins de pointe, advenant la perte d'un groupe de la centrale de Menihék. Il est toutefois possible de les utiliser lorsqu'il y a des travaux à la centrale. Ils furent installés de façon à permettre une utilisation en synchronisme avec la centrale, ou en mode îloté lorsque la demande est faible (juin-juillet).

- 4.3 Veuillez préciser si le type des groupes électrogènes permet un service continu ou un service d'urgence seulement.

Réponse :

Les groupes électrogènes de réserve sont installées pour des urgences seulement.

- 4.4 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur envisage ajouter un troisième groupe électrogène (référence (iii)), étant donné que quatre groupes sont déjà présents (référence (ii)).

Réponse :

Comme il est indiqué à la réponse 4.1, deux groupes seront maintenus sur place. Il y aura ajout d'un troisième groupe lorsque le critère de puissance garantie ne sera plus respecté.

Selon la dernière prévision de charge, l'ajout d'un troisième groupe diesel 3516B sera requis pour la pointe 2012-2013.

- 4.5 Veuillez préciser la date de mise en service de la centrale thermique.

Réponse :

Si le projet de construire une centrale de réserve est accepté, sa mise en service avec trois groupes, avec possibilité d'augmentation à six groupes, aurait lieu en 2012.

- 4.6** Veuillez fournir le coût d'acquisition et d'installation, ou de location le cas échéant, de la centrale thermique.

Réponse :

L'avant projet visant la construction d'une centrale de réserve à trois groupes sera réalisé en 2008-2009. Les coûts seront rendus publics lorsque le Distributeur demandera les autorisations nécessaires.

- 4.7** Veuillez préciser si le déploiement d'un programme bi-énergie adapté aux conditions locales permettrait d'éviter le besoin d'une centrale thermique. Veuillez élaborer sur la rentabilité d'un tel programme.

Réponse :

Un programme de biénergie pourrait être mis en œuvre ou faire partie des « autres solutions envisagées », dans le cadre d'un investissement pour la centrale thermique. Le cas échéant les analyses y afférentes seraient déposées avec la demande d'autorisation appropriée.

Toute discussion sur l'éventuelle rentabilité d'un tel programme est prématurée, puisque le Distributeur ne s'est pas encore penché sur la question. Le Distributeur rappelle qu'il en est encore au stade de la prise en charge des clients de Schefferville.

- 5. Référence :** Pièce B-14-HQD-3, document 1, pages 75 et 76.

Préambule :

Cette question porte sur la méthode de calcul de la puissance garantie sur un réseau autonome qui comprend une petite centrale hydroélectrique, comme

Schefferville avec la centrale Mehinek et dans le cas du réseau du Lac Robertson.

« La puissance garantie du réseau du Lac Robertson est calculée en additionnant les puissances installées de toutes les centrales du réseau, sauf le plus gros groupe de la centrale hydraulique, et en multipliant le tout par 90 %, soit $(10,8 \text{ MW} + 4,9 \text{ MW} + 6,8 \text{ MW} + 0,4 \text{ MW}) * 90 \% = 20,6 \text{ MW}$. Le tableau de la page 46 sera révisé en conséquence. »

« La puissance garantie est calculée en prenant la puissance installée du réseau Schefferville, soit 22,3 MW moins la puissance du groupe le plus puissant, soit 8,4 MW. Le tout multiplié par 90 %. Avec les corrections mentionnées à la réponse à la question 45.4, la puissance garantie sera révisée à 12,5 MW. »

Demande :

- 5.1 Veuillez expliquer pourquoi le facteur de 90 % appliqué à la capacité installée après le retrait du plus gros groupe électrogène s'applique également aux turbines hydroélectriques.

Réponse :

La puissance nominale d'un groupe électrogène ou d'une turbine hydraulique est considérée à 100 % de la capacité. Afin de pallier les variations de la charge et au déséquilibre de charge du réseau, le Distributeur considère une réserve de 10 %, afin de ne pas dépasser la puissance nominale des groupes.

6. **Référence :** Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 61.

Préambule :

En ce qui a trait aux études sur le jumelage éolien-diesel (JED), le Distributeur prévoit les échéances suivantes « fin mars 2008 : étude mise à jour pour Akulivik et Kangiqsualujjuaq » et « fin avril 2008 : étude mise à jour pour le Nunavik et les Îles-de-la-Madeleine ».

Demande :

- 6.1 Veuillez déposer les études citées au préambule.

Réponse :

Le rapport est déposé comme annexe 1 au présent document.

7. Référence : Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 73.

Préambule :

À la question de la Régie sur l'écart important entre la puissance installée et la puissance garantie prévues pour la nouvelle centrale envisagée à Akulivik, le Distributeur explique que « *Afin d'optimiser le rendement et l'utilisation des groupes dans les petites centrales, le Distributeur prévoit installer des groupes de puissance différente.* »

Demande :

7.1 Veuillez indiquer si le choix et la combinaison de la puissance des groupes électrogènes diesel de la centrale projetée à Akulivik, ainsi que ses systèmes de contrôle, tiendront compte d'un JED. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur prévoit faire un projet pilote de JED, à Akulivik, en parallèle avec la construction de la nouvelle centrale thermique (HQD-2, Document 1, p. 27). Tous les paramètres de la nouvelle centrale seront déterminés en fonction du JED.

- 8. Références :**
- (i) Pièce B-14-HQD-3, document 1, annexe 2, page 49;
 - (ii) Pièce B-14-HQD-3, document 1, annexe 3, pages 12 et 14;
 - (iii) http://www.nunavutpower.com/pdf/ResidualHeatReport_1.PDF;
 - (iv) <http://www.aea.nt.ca/files/COMMUNITY%20ENERGY%20PLANNING/Paulatuk%20Community%20Energy%20Profile%20Nov%202006.pdf>.

Préambule :

À la référence (i), dans le *Sommaire des technologies alternatives à l'usage unique du diesel en réseaux autonomes* préparé par Hydro-Québec Distribution, la récupération de chaleur des procédés existants est présentée comme devant être intégrée avant le jumelage à de nouvelles technologies d'énergie renouvelable.

À la page 12 de la référence (ii), le Distributeur présente une étude qui montre qu'au Groenland, plusieurs communautés sont alimentées en électricité et chauffées par des centrales Diesel en cogénération :

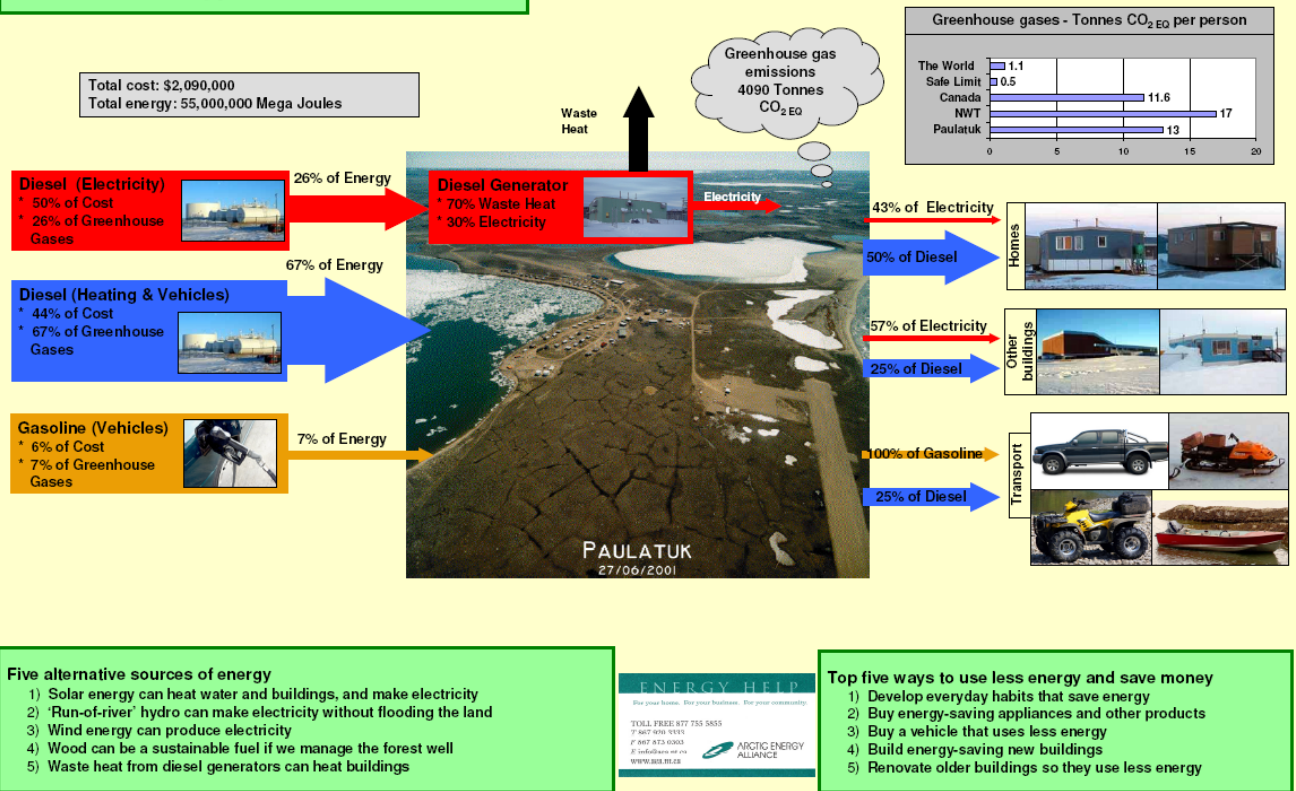
« Les systèmes de chauffage urbain sont déjà utilisés dans les milieux arctiques dans des réseaux électriques autonomes où la génération est basée sur des groupes diesel, notamment au Groenland, où 13 réseaux autonomes (sur 74) sont dotés de systèmes majeurs de chauffage urbain. »

Dans le tableau en page 14 de la même référence, on apprend que dans 11 de ces 13 communautés, la chaleur de cogénération était vendue en 2004 à un coût de 85,72 \$/MWh de chaleur alors que le prix de revient de récupération et de distribution de la chaleur serait bien inférieur dans la plupart des communautés, pour atteindre parfois un coût aussi bas que 11,50 \$/MWh de chaleur. À un coût de 85,72 \$/MWh, soit 8,6 ¢/kWh, la chaleur est avantageuse pour les consommateurs qui n'ont pas à se procurer de l'huile à chauffage.

À la référence (iii), on trouve une description de l'expérience vécue par la Nunavut Power Corporation (NPC maintenant QEC Quilliq Energy Corporation) en récupération de chaleur dans huit communautés pour chauffer plusieurs bâtiments communautaires et l'annonce de trois autres projets parmi les 17 communautés non encore équipées de boucle de récupération de chaleur.

À la référence (iv), on trouve un exemple des profils énergétiques qui ont été systématiquement produits pour la plupart des communautés des Territoires du Nord-Ouest :

Paulatuk Energy Profile 2003 - 2004



Demands :

8.1 Compte tenu de ces exemples qui montrent que la vente de chaleur résiduelle est avantageuse pour la clientèle et qu'elle offre au Distributeur le potentiel de réduire son déficit, veuillez indiquer pourquoi la vente de chaleur n'est pas considérée par le Distributeur.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas retracé, à la référence (i), le passage indiquant que « *la récupération de chaleur des procédés existants est présentée comme devant être intégrée avant le jumelage à de nouvelles technologies d'énergie renouvelable.* » À la page 46 du même document, il est indiqué que, au Nunavik, les coûts de construction élevés, de même que l'organisation et la structure des villages constituent des contraintes au développement du chauffage urbain.

À la référence (ii), il est noté que les systèmes de chauffage urbains sont peu développés en Amérique du Nord (p.11 et 13). Comme le Distributeur l'a déjà expliqué (HQD-3, Document 1, r. 47.1 à 47.4), le seul village québécois possédant un tel système de chauffage urbain est celui d'Oujé-Bougoumou, lequel a été planifié en fonction du système de chauffage urbain.

Comme le Distributeur l'a indiqué au dossier R-3623-2007, la conception des nouvelles centrales prévoit la récupération de la chaleur des groupes, non seulement pour les besoins du Distributeur, mais également pour la desserte d'un commerce ou d'une industrie qui s'établirait à proximité de la centrale. Il est en effet peu rentable de transporter de la chaleur résiduelle sur de longues distances.

Compte tenu qu'il n'existe aucune infrastructure de chauffage urbain dans les communautés du Nunavik, les investissements éventuels seraient considérables, tant pour la récupération et la distribution de chaleur que pour son utilisation dans les immeubles. En revanche, les infrastructures de stockage et de distribution de mazout existent, de même que les systèmes de chauffages. Le Distributeur considère qu'il n'est pas acquis que la vente de chaleur permettrait de « *réduire son déficit* ». Il rappelle également que la fourniture de chaleur ne relève pas de sa mission.

- 8.2** Veuillez commenter sur l'intérêt de dresser, en collaboration avec une communauté locale comme Akulivik, un profil énergétique (portrait global des besoins énergétiques et bilan des ressources renouvelables locales) tel que présenté à la référence (iv), avant de concevoir un projet de nouvelle centrale.

Réponse :

Le Distributeur a déjà lancé le processus d'inventaire des ressources renouvelables, comme le démontre le rapport qu'il a produit (HQD-3, Document 1, annexe 2).

La prochaine étape consistera à évaluer laquelle de ces technologies pourra être mise en place dans chacune des

communautés, en fonction des réalités de chacune de ces communautés.

- 8.3** Veuillez commenter sur l'intérêt de présenter dans le cadre d'un projet de nouvelle centrale comme celui d'Akulivik, une analyse coûts-bénéfices, à l'échelle du Distributeur comme à l'échelle de la communauté, d'un réseau de chauffage à eau chaude au même titre que le recours à d'autres technologies d'énergie propre, en tenant compte des éventuels partages de coûts avec d'autres infrastructures communautaires (par exemple, l'eau potable) et des programmes gouvernementaux d'infrastructures.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 8.1. et 8.4.

- 8.4** En cas de conclusion positive à la question précédente, veuillez commenter sur l'opportunité de localiser et de techniquement concevoir la centrale de façon à faciliter la récupération ultérieure au moindre coût d'une grande partie de la chaleur des circuits de refroidissement des moteurs.

Réponse :

Les communautés en réseaux autonomes demandent au Distributeur d'éloigner les centrales des zones habitées (voir entre autres R-3623-2007), à cause de la pollution qu'elles créent. Le Distributeur privilégie la récupération de la chaleur des groupes pour ses besoins et pour la desserte d'un commerce ou d'une industrie qui s'établirait à proximité de la centrale, vu qu'il est en effet peu rentable de transporter de la chaleur résiduelle sur de longues distances

Voir également la réponse à la question 8.1.