

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

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

- 1. Références :**
- (i) Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, 11 juin 2010, page 20;
 - (ii) Pièce B-0005, page 62, tableau 2A-7;
 - (iii) Pièces B-0004, page 16 et B-0005, page 61;
 - (iv) État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017, pages 11 et 12;
 - (v) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-2, document 2, page 9, tableau 3.

Préambule :

À la référence (i), le Guide de dépôt demande au Distributeur de :

« 7. *Présenter le scénario moyen des plus récentes prévisions suivantes sur un horizon d'au moins dix ans et expliquer les résultats :*

[...]

- *les ventes au secteur Industriel Grandes entreprises par secteur d'activités; »*

À la référence (ii), le scénario moyen de la prévision des ventes au secteur *Industriel grandes entreprises* est ventilé selon les secteurs d'activités suivants :

**Extrait du tableau 2A-7
Prévision des ventes régulières au Québec
Scénario moyen (en TWh)**

	2010 ¹	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-20 TWh	tx annuel moyen
Industriel grandes entreprises	60,1	58,4	57,6	58,6	60,3	64,5	66,5	66,8	66,8	66,5	66,1	6,0	1,0%
Alumineries	25,9	25,6	23,2	23,1	24,0	27,8	30,3	30,6	30,6	30,6	30,6	4,8	1,7%
Pâtes et papiers	14,7	13,1	12,9	12,7	12,6	12,4	11,7	11,4	11,3	11,1	10,7	-4,0	-3,1%
Autres	19,5	19,7	21,6	22,8	23,8	24,3	24,8	24,9	24,9	24,9	24,7	5,2	2,4%

Toutefois, dans le présent Plan (référence (iii)) et dans le dernier état d'avancement du plan d'approvisionnement 2008-2017 (référence (iv)) entre autres, il est également discuté des secteurs d'activités suivants : sidérurgie, mines, pétrole et chimie.

Par ailleurs, dans le dossier R-3740-2010 à la référence (v), la prévision des ventes au tarif L est ventilée selon les secteurs d'activités suivants :

TABLEAU 3
PRÉVISION DES VENTES AU TARIF L POUR LES ANNÉES 2010 ET 2011

Principaux secteurs d'activités	(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (1)	(5) = (3) - (2)
	Ventes (GWh)				
	Année historique	Année de base	Année témoin projetée	Croissance	
	2009	2010	2011	2009-2010	2010-2011
Pâtes et papiers	13 594	14 164	13 066	570	(1 098)
Pétrole et chimie	5 719	5 474	5 275	(245)	(198)
Mines	2 393	2 726	2 916	334	189
Sidérurgie, fonte et affinage	3 399	5 891	5 526	2 492	(365)
Divers manufacturiers	2 832	2 915	3 031	83	116
Réseau municipaux	4 266	4 286	4 347	19	61
Commerce, institutions et autres	3 724	3 682	3 827	(43)	145
Total tarif L	35 926	39 137	37 988	3 211	(1 150)

(1) Ventes publiées normalisées de janvier à décembre.

(2) Ventes publiées normalisées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

Demande :

1.1 Veuillez ventiler les ventes au secteur *Industriel grandes entreprises* de la référence (ii) au minimum selon les secteurs d'activités suivants :

- Aluminerie;
- Pâtes et papiers;
- Pétrole et chimie;
- Mines;
- Sidérurgie, fonte et affinage (excluant les alumineries);
- Autres.

Réponse :

La ventilation des ventes au secteur Industriel grandes entreprises présentée à l'annexe 2A de la pièce B-5-HQD-1, document 2 (référence [ii]) correspond à celle demandée par la Régie dans sa décision D-2008-133 (page 10). Le Distributeur présente au tableau R-1.1 la nouvelle ventilation demandée.

TABLEAU R-1.1
PRÉVISION DES VENTES AU SECTEUR INDUSTRIEL GRANDES ENTREPRISES
VENTILÉE PAR SECTEURS D'ACTIVITÉ (EN TWh)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-2020	
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	tx annuel moyen
Industriel GE	60,1	58,4	57,6	58,6	60,3	64,5	66,5	66,8	66,8	66,5	66,1	6,0	1,0%
Alumineries	25,9	25,6	23,2	23,1	24,0	27,8	30,3	30,6	30,6	30,6	30,6	4,8	1,7%
Pâtes et papiers	14,7	13,1	12,9	12,7	12,6	12,4	11,7	11,4	11,3	11,1	10,7	-4,0	-3,1%
Pétrole et chimie	5,9	5,5	5,4	5,4	5,4	5,3	5,2	5,2	5,2	5,1	5,0	-0,8	-1,5%
Mines	2,7	2,9	3,6	3,8	4,1	4,4	4,6	4,8	4,9	4,9	4,9	2,2	6,2%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,8	8,1	9,0	9,7	10,2	10,3	10,4	10,7	10,7	10,8	10,8	3,0	3,3%
Autres	3,1	3,2	3,5	3,9	4,2	4,3	4,2	4,2	4,2	4,1	4,0	0,8	2,4%

2. **Références :** (i) État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017, pages 34 et 35;
 (ii) Pièce B-0004, pages 26 et 27.

Préambule :

Dans l'état d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017 (référence (i)), le Distributeur mentionne ce qui suit :

« Le Transporteur a réalisé au cours des dernières années des tests qui confirment la contribution de 250 MW de l'abaissement de tension aux ressources en puissance du Distributeur. Ces tests permettent d'évaluer l'impact de l'entretien, par le Transporteur, des équipements nécessaires à l'abaissement de tension en prévision de la période de pointe. Le Distributeur a toujours l'intention de scinder l'abaissement de tension en deux blocs afin d'augmenter la persistance de cette ressource, c'est-à-dire la période d'impact de ce moyen. En procédant ainsi, le Distributeur conférerait à l'abaissement de tension une caractéristique fort recherchée par le Transporteur, responsable du contrôle des mouvements d'énergie au Québec. Des essais seront réalisés au cours de l'hiver 2009-2010. » [nous soulignons]

La section 3.3.3 du Plan (référence (ii)) présente la mise à jour de la stratégie du Distributeur en ce qui a trait à l'abaissement de tension en tant que moyen pour satisfaire les besoins en puissance à la pointe d'hiver. Cette section ne mentionne toutefois pas si le Distributeur envisage toujours de scinder l'abaissement de tension en deux blocs. Elle ne précise pas non plus l'impact du projet de contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive CATVAR (dossier R-3746-2010) sur l'abaissement de tension.

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer si le Distributeur envisage toujours de scinder l'abaissement de tension en deux blocs et à quel horizon. Dans la négative, veuillez expliquer les raisons qui motivent ce changement d'intention.

Réponse :

Le Distributeur a poursuivi ses discussions avec Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur) afin d'évaluer l'opportunité de scinder l'abaissement de tension en deux blocs. Ce projet a finalement été abandonné pour les considérations opérationnelles décrites ci-dessous.

Il est tout d'abord requis de mentionner que l'abaissement de tension est un moyen de gestion utilisé en dernier recours, tout juste avant la réduction des engagements fermes sur le réseau. Si un tel moyen devait être enclenché, les réserves d'exploitation, y compris la réserve 10 minutes, auraient déjà été abaissées à leur seuil minimal et l'unité Contrôle et exploitation du réseau, du Transporteur, s'apprêterait à délester des charges au besoin. Simultanément, les réseaux voisins seraient fortement sollicités afin de fournir de l'énergie d'urgence. Ces achats comportent toutefois certains délais de mise en place.

Dans un tel contexte, l'unité Contrôle et exploitation du réseau considère que l'abaissement de tension peut constituer un moyen très utile, puisqu'il permet d'accorder un délai supplémentaire afin de mettre en place les moyens de gestion additionnels, pour éviter un déficit de ressources, impliquant le délestage de charges. Dans un contexte d'urgence, ce type de moyen doit comporter un effet instantané important afin de minimiser la probabilité d'avoir recours au délestage.

Ainsi, le Distributeur n'entend plus scinder la gestion de l'abaissement de tension en deux blocs distincts puisqu'une telle action aurait pour effet de diminuer l'impact potentiel instantané de ce moyen de gestion.

- 2.2** Veuillez indiquer les bénéfices et les inconvénients pour le Distributeur, d'augmenter la durée de la diminution de la charge, en particulier dans le contexte où l'objectif est de gérer la puissance à la pointe.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

- 2.3** Veuillez élaborer sur l'impact du projet CATVAR sur le bilan en puissance, notamment en ce qui a trait au moyen de gestion de la puissance en pointe que représente l'abaissement de tension.

Réponse :

Le projet CATVAR fait partie des interventions en efficacité énergétique présentées à la section 2.1.2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1 et son impact est considéré à même la prévision de la demande. Ainsi, l'impact du projet CATVAR est inclus dans les besoins à la pointe visés par le Plan montrés au tableau 4.2-2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.

Le projet CATVAR est conçu pour améliorer la performance énergétique du réseau par une optimisation de la tension sur certaines lignes de distribution. Cette optimisation permettra d'exploiter le réseau à une tension plus basse, tout en respectant les seuils minimums d'exploitation prévus en situation normale dans la norme CAN3-C235-83 (C2010), *Tensions recommandées pour les réseaux à courant alternatif de 0 à 50 000 V*.

Au contraire, le moyen de gestion de l'abaissement de tension correspond à abaisser la tension, en situation d'urgence, en-deçà du seuil normal d'exploitation du réseau, durant une courte période de temps, tout en respectant les seuils de tension prévus en mode urgence de la norme CSA-235. Le moyen de gestion de l'abaissement de tension est effectué à partir de certains postes satellites munis d'abaisseurs de tension.

L'introduction du projet CATVAR aura un impact minime sur le moyen de gestion de l'abaissement de tension. En effet, en période de pointe, la plupart des lignes de distribution fonctionnent déjà près des seuils minimums d'exploitation de la tension en situation normale. Pour cette période, le projet CATVAR aura donc peu d'impact sur le niveau de tension de ces lignes de distribution. La marge de tension disponible pour abaissement en situation d'urgence n'est que légèrement diminuée.

Le projet CATVAR aura cependant un effet bénéfique sur le moyen de gestion de l'abaissement de tension en urgence. Dans le mode d'exploitation actuel, faute d'information précise sur le niveau de tension livrée au client, certains postes ne sont pas assujettis au moyen de gestion de l'abaissement de tension. Une partie de ces postes alimentent des clients qui pourraient être plus sensibles à un abaissement de tension comme moyen de gestion. L'introduction du système CATVAR, lequel transmet de l'information plus précise sur le niveau de tension au poste, permettra d'augmenter le nombre de postes assujettis au moyen de gestion de l'abaissement de tension, sans compromettre la qualité du service chez la clientèle.

En somme, la réduction minimale de la marge de tension disponible pour certains postes est compensée par l'accroissement du nombre de postes pour lesquels un abaissement de tension en situation d'urgence est possible. La contribution de 250 MW du moyen de gestion de l'abaissement de tension aux ressources en puissance du Distributeur sera donc maintenue une fois le système CATVAR déployé, tel que présenté au tableau 4.2-2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.

- 3. Références :**
- (i) Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, 11 juin 2010, page 21;
 - (ii) Dossier R-3648-2007, pièce B-14, HQD-3, document 1, pages 16 et 17.

Préambule :

À la référence (i), le Guide de dépôt demande au Distributeur de :

« 15. *Présenter le taux de réserve requise en puissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Fournir les hypothèses utilisées pour l'établir, notamment celles associées à l'aléa de la demande et à l'aléa climatique et celles associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements. Comparer ces taux avec ceux du dernier plan d'approvisionnement et ceux du dernier état d'avancement de ce plan.* » [nous soulignons]

À la référence (ii), en réponse à une demande de renseignements de la Régie dans le précédent plan d'approvisionnement, le Distributeur indiquait que les hypothèses utilisées pour les pannes et les indisponibilités des ressources étaient celles de la Revue Triennale de l'adéquation des ressources du Québec approuvée par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC).

Demande :

- 3.1** Veuillez fournir les hypothèses associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements utilisées pour établir le taux de réserve requise en puissance dans le présent Plan. Le cas échéant, veuillez expliquer les changements d'hypothèses par rapport au précédent plan d'approvisionnement.

Réponse :

Aux fins de l'établissement de la réserve liée à l'électricité patrimoniale, aucune modification n'a été apportée aux hypothèses associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements modélisés. La réserve associée à l'électricité patrimoniale est fixée à 3 100 MW.

Les tableaux suivants présentent les hypothèses utilisées relativement à l'entretien des centrales hydrauliques et des taux de panne pour l'établissement de cette réserve :

**TABLEAUX R-3.1
HYPOTHÈSES UTILISÉES POUR L'ÉTABLISSEMENT DE LA RÉSERVE
LIÉE À L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**

**Entretien typique en %
pour les centrales hydrauliques**

Mois	%
Janvier	0,4%
Février	0,4%
Mars	4,4%
Avril	13,7%
Mai	17,7%
Juin	22,5%
Juillet	24,9%
Août	17,1%
Septembre	21,6%
Octobre	10,5%
Novembre	5,3%
Décembre	0,4%

Taux de panne⁽¹⁾

Type d'équipement	%
Hydraulique	entre 1,1 et 1,8 %
Thermique	entre 4 et 9 %

⁽¹⁾ : Taux de panne = Temps en arrêt forcé / (Temps en arrêt forcé + Temps en service)

Par ailleurs, le taux de réserve déterministe utilisé pour les centrales thermiques sous contrat avec le Distributeur (contrats postpatrimoniaux) est demeuré à 10 % et celui associé à l'option d'électricité interruptible est également demeuré inchangé à 15 %.

Toutefois, comme présenté à la section 4.2.2.2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1 du présent plan d'approvisionnement, le taux de réserve déterministe utilisé pour les petites centrales hydrauliques, sous contrat avec le Distributeur, a été augmenté de 40 à 60 %, depuis le

dépôt de l'état d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017.

Enfin, en ce qui a trait à la contribution de la production éolienne au bilan de puissance, le Distributeur s'en tient à la pratique courante du NERC et du NPCC qui est de considérer la contribution reconnue à la pointe, tel que présentée au tableau 4.2-2 de HQD-1, document 1.

4. **Références :** (i) Pièce B-0004, pages 32, 42 et 44;
(ii) <http://lapresseaffaires.cyberpresse.ca/economie/energie-et-ressources/201012/10/01-4350979-hydro-veut-redemarrer-sa-centrale-de-becancour.php>

Préambule :

Dans son Plan déposé le 1^{er} novembre 2010, le Distributeur explique, à la page 32 de la référence (i), que « *Compte tenu de la situation énergétique, la suspension des livraisons d'électricité de la centrale de TCE est maintenue jusqu'en décembre 2016 inclusivement, et ce, strictement à des fins de planification* ». À la page 42, il annonce que « *Des discussions se poursuivront avec TCE en vue de parvenir à une option de suspension qui admettrait des livraisons modulables, selon la période de l'année, et qui permettrait que le contrat avec TCE contribue à la satisfaction des besoins en puissance et en énergie en hiver* ». Le tableau 4.4-2 de la page 44 indique que ce nouveau moyen de gestion consistant à moduler les livraisons de la centrale de TransCanada Energy (TCE) serait utilisé lors des hivers 2014-2015 et 2015-2016.

Toutefois, un article paru dans les médias en date du 10 décembre 2010 (référence (ii)) mentionne qu'Hydro-Québec voudrait que la centrale de TCE « *produise de l'électricité pendant les mois d'hiver seulement, afin d'aider son réseau à faire face aux grands froids. [...] Hydro souhaiterait que la centrale au gaz naturel de Bécancour puisse prendre la relève dès l'an prochain* ». [nous soulignons]

Demande :

- 4.1 Veuillez, le cas échéant, mettre à jour les informations contenues au Plan quant au moment d'utilisation d'une potentielle option de modulation des livraisons de TCE.

Réponse :

Le Distributeur s'en remet au contenu du Plan d'approvisionnement 2011-2020, tel que déposé.

Selon le scénario envisagé et présenté au plan d'approvisionnement (section 4.4 de la pièce B-4-HQD-1, document 1), le Distributeur planifie :

- (a) la suspension des livraisons de la centrale de TCE jusqu'en décembre 2014 et
- (b) la modulation des livraisons, à compter de janvier 2015, afin de combler les besoins d'hiver seulement.

Ce scénario d'approvisionnement permet au Distributeur de combler des besoins d'hiver de plus en plus importants, sans ajouter de pression sur les surplus qui surviennent au cours des autres mois de l'année.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'en l'absence d'une entente à cet effet avec TCE, le scénario retenu, pour des fins de planification, consisterait à suspendre les livraisons d'électricité de sa centrale jusqu'en décembre 2016, puis à utiliser la centrale en base par la suite. Il n'est par contre pas exclu qu'une croissance plus rapide que prévu des besoins en hiver puisse entraîner le devancement du redémarrage des livraisons de la centrale de TCE.

5. **Références :** (i) Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, page 37;
(ii) Pièce B-0004, page 45.

Préambule :

La Régie mentionnait ce qui suit dans la décision en référence (i) :

« La Régie est d'accord avec l'objectif poursuivi par le Distributeur d'augmenter le nombre de participants à son marché de court terme et d'alléger ses procédures, à l'achat comme à la vente. Il lui appartient de discuter et de s'entendre avec l'ensemble de ses partenaires et des principaux acteurs du marché pour mettre en place les moyens, par exemple une page WEB sécurisée, qui permettront d'intéresser d'autres participants. L'objectif final est d'augmenter la profondeur et la fluidité de ce marché de court terme tout en maintenant l'équité et la transparence. La Régie juge aussi que le niveau d'activité et la fréquence des transactions, à l'achat comme à la vente, aidera à l'atteinte de cet objectif tout en réduisant le recours à l'entente cadre et en limitant la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée. Elle demande au Distributeur de l'informer des suites de ces démarches dans l'état d'avancement 2009 du Plan et dans le plan d'approvisionnement 2011-2020. » [nous soulignons]

Dans son Plan à la référence (ii), le Distributeur répond à cette demande de la Régie par le passage suivant :

« Par ailleurs, considérant le faible volume et la variabilité de ses transactions de court terme, le nombre limité de contreparties et les coûts qui y seraient associés, le Distributeur ne juge pas opportun de développer et d'exploiter une plateforme électronique pour ses transactions de court terme. »

Demandes :

- 5.1** Veuillez indiquer les moyens que le Distributeur a mis ou entend mettre de l'avant afin de répondre à l'objectif d'augmenter le nombre de participants à son marché de court terme.

Réponse :

Le Distributeur est constamment à l'affût des opportunités visant à mettre en place des conventions de transactions avec de nouvelles contreparties. En ce moment, des discussions sont en cours avec deux nouvelles contreparties. Si les discussions sont concluantes, cela portera le total des participants en règle à quinze.

L'objectif du Distributeur est qu'un nombre suffisant de contreparties participent aux transactions de marché afin de générer une saine compétition. Cela se mesure par le nombre de participants à chacun des appels au marché pour des achats et des reventes d'énergie ferme et des achats de puissance garantie. Il est beaucoup plus facile de susciter l'intérêt de contreparties en mode achat qu'en mode vente, compte tenu notamment des capacités limitées de transport en exportation.

Les contreparties ne participent pas nécessairement à tous les marchés et à tous les produits. Certaines ne participent qu'à la vente de puissance ferme, alors que d'autres ne participent qu'aux transactions visant l'achat ou la vente d'énergie ferme. Par conséquent, la saine compétition doit aussi se mesurer par une fourchette de prix raisonnable par rapport aux prix de marché à terme (« Forward ») estimés au moment de la transaction.

Pour l'instant, l'intérêt commercial des transactions avec le Distributeur amène un flux régulier et suffisant de contreparties de qualité.

- 5.2** Veuillez indiquer les moyens que le Distributeur a mis ou entend mettre de l'avant afin de répondre à l'objectif d'alléger ses procédures, à l'achat comme à la revente, sur son marché de court terme.

Réponse :

Le Distributeur utilise deux approches pour ses approvisionnements en électricité de court terme.

La première approche, la « Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins », est

utilisée lorsque des achats de plus de trois mois et de moins d'un an sont identifiés au plan d'approvisionnement ou à son suivi annuel. Cette procédure n'a pas été utilisée depuis 2007.

La seconde approche est une dispense accordée par la Régie pour les achats de moins de trois mois. Il s'agit d'une procédure allégée mise en place pour permettre au Distributeur de répondre à ses besoins d'achats en évitant la lourdeur de la procédure d'appel d'offres. La dispense offre toute la flexibilité quotidienne nécessaire à la gestion de volumes d'approvisionnement plus faibles et de courte durée. Elle fait l'objet d'un rapport trimestriel à la Régie.

Pour la revente de surplus, la seconde approche est utilisée lorsque l'horizon varie de quelques jours à quelques semaines. Lorsque l'horizon est plus long, le Distributeur utilise une approche inspirée de la procédure d'appel d'offres, mais dans une version abrégée. Cette dernière procure une plus grande flexibilité, tout en comportant les mêmes avantages que la procédure d'appel d'offres en matière de relations avec les contreparties. Elle permet aussi une diffusion et un traitement plus rapides que la procédure standard d'appel d'offres.

Ainsi, compte tenu du contexte actuel de l'équilibre offre-demande, les moyens actuellement disponibles sont adéquats. Par conséquent, le Distributeur n'entend pas mettre de l'avant d'autres moyens pour alléger ses procédures d'acquisition de nouveaux approvisionnements.

6. **Référence :** État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017, page 24.

Préambule :

Dans le cadre de l'état d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017, le Distributeur a déposé quatre études sur les impacts de la production éolienne sur les services décrits à l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial*. Le Distributeur précise toutefois que :

« *L'étude portant sur l'impact des 3 000 MW de production éolienne sur le service de réglage de fréquence n'a pu profiter des méthodes les plus appropriées, lesquelles impliquent l'utilisation d'un simulateur de réseau. L'information détaillée portant sur les configurations de réseau associées à la présence des éoliennes, un intrant au simulateur, n'était pas disponible dans les délais requis pour assurer la production des résultats cet automne. D'autres résultats concernant l'impact des éoliennes sur ce service seront donc disponibles d'ici le printemps prochain et seront déposés à la Régie.* » [nous soulignons]

Demande :

- 6.1** Veuillez déposer les résultats additionnels attendus relatifs à l'impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence.

Réponse :

Depuis le dépôt de l'état d'avancement 2009, Hydro-Québec a poursuivi ses activités de recherche afin d'évaluer les impacts de la production éolienne sur le service de régulation de fréquence.

À cet effet, afin de mieux représenter les différents impacts que pourrait comporter l'introduction de production éolienne, dans le contexte d'une situation réelle d'exploitation, un simulateur de réseau a été utilisé.

Dans un premier temps, le simulateur de réseau a été calibré de manière à représenter l'exploitation réelle du réseau intégré d'Hydro-Québec en 2006, compte tenu des données réelles d'exploitation dont notamment, la charge, l'historique des prévisions de charge, les échanges avec les réseaux voisins, la disponibilité des équipements et les manœuvres effectuées.

Dans un second temps, la production éolienne a été ajoutée ainsi que les équipements de transport requis pour son intégration. Afin d'équilibrer le bilan énergétique, une charge équivalente à la production éolienne mensuelle a été ajoutée.

L'exploitation du réseau de 2006 a ainsi été simulée avec et sans la production éolienne et le modèle de simulation a permis de dégager, dans un cas comme dans l'autre, les besoins de régulation de fréquence puissance ainsi que les besoins de suivi de la charge. Par comparaison entre les deux cas de simulation, une nouvelle évaluation de l'impact de la production éolienne a été obtenue. Les résultats peuvent être comparés avec ceux obtenus lors de l'application de méthodes analytiques produits dans l'étude qui accompagnait l'état d'avancement 2009.

TABLEAU R-6.1
RÉSULTATS OBTENUS À PARTIR DU SIMULATEUR ET COMPARAISON DES
RÉSULTATS AVEC L'APPLICATION DE MÉTHODES ANALYTIQUES

Méthodologie générale	Méthode de répartition utilisée	Impact de la production éolienne sur la régulation fréquence puissance		Impact de la production éolienne sur le suivi intra-horaire de la charge	
		MW	%	MW	%
Résultat du simulateur	Méthode BPA	88	3	638	21
Méthode analytique	Méthode BPA	54*	2*	618*	21*
Résultat du simulateur	Allocation à la marge	28	1	142	5
Méthode analytique	Allocation à la marge	13*	0,4*	203*	7*

* Les résultats indiqués correspondent à ceux présentés au tableau 5 à la page 19 de l'étude d'impact de la production éolienne sur le service de régulation de fréquence. Cette étude est disponible sur le site Internet de la Régie de l'énergie : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Regulation%20de%20la%20frequence.pdf

L'utilisation du simulateur a en plus permis d'évaluer l'impact de la production éolienne sur les arrêts et démarrages de groupes turbines-alternateurs, lesquels occasionnent des pertes de rendement hydraulique, ainsi que sur les pertes d'opportunités d'exportations et d'importations qui seraient reliées au maintien du service de régulation de fréquence.

À titre d'exemple, les résultats du simulateur démontrent qu'avec la production éolienne, 1 340 arrêts et départs additionnels de groupes turbines-alternateurs d'Hydro-Québec Production seraient occasionnés annuellement. Il s'agit d'une augmentation de 5 % par rapport à un scénario qui exclut la présence d'éoliennes.

7. **Référence :** Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, page 102.

Préambule :

« *Décision : La Régie demande au Distributeur, dans ce contexte, de conduire une étude sur ses coûts marginaux de long terme et de lui en présenter les résultats lors du dossier tarifaire 2010 ou dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.* »

La Régie constate qu'une telle étude n'a été déposée, ni dans le dossier tarifaire 2010, ni dans le présent Plan.

Demande :

- 7.1 Veuillez indiquer à quel moment l'étude sur les coûts marginaux de long terme sera déposée à la Régie.

Réponse :

Depuis la décision D-2008-024, le Distributeur a présenté à la Régie des mises à jour annuelles des coûts évités. Ces coûts évités sont en fait des coûts marginaux d'approvisionnement et distinguent la période de court terme de celle de long terme.

Les coûts de long terme s'appuient sur un coût générique pour satisfaire les besoins à la marge du Distributeur, dans une situation où il est requis de lancer un nouvel appel d'offres pour des approvisionnements de long terme. Cette approche est utilisée autant pour la composante énergie que pour la composante puissance.

Cette approche d'évaluation des coûts évités, appliquée distinctement à la puissance et à l'énergie, est présentée dans le cadre de ses dossiers tarifaires lors de l'approbation du budget annuel du Plan global en efficacité énergétique. Dans sa décision D-2010-022 relative au dossier tarifaire 2010-2011, la Régie a d'ailleurs mentionné qu'elle « (...) accepte les coûts évités proposés par le Distributeur, en tant que signal global annuel de la valeur marginale de l'énergie » [paragraphe 107]. Elle a en plus mentionné qu'elle « (...) accepte les indicateurs des coûts évités en puissance proposés par le Distributeur » [paragraphe 109]. Finalement la Régie conclut en stipulant qu'elle : « (...) prend acte de la mise à jour des coûts évités par tarif et usage. » [paragraphe 112].

Suite à la décision D-2010-022 de la Régie, le Distributeur a conclu que l'approche générale utilisée était acceptée. Ainsi, la mise à jour annuelle des coûts évités s'effectue dans le cadre des dossiers tarifaires.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

8. **Références :** (i) Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, 11 juin 2010, page 25;
(ii) Pièce B-0007, page 75.

Préambule :

À la référence (i), le Guide de dépôt demande au Distributeur de :

« 45. *Fournir les caractéristiques suivantes des équipements pour chaque centrale de production : la source d'énergie, le rendement, le facteur d'utilisation ainsi que le nombre, la capacité et l'âge moyen des groupes électrogènes.* » [nous soulignons]

Le tableau A-9.1 de la référence (ii) présente les caractéristiques des équipements par centrale.

Demande :

- 8.1 Veuillez définir le facteur d'utilisation (FU) présenté au tableau A-9.1. Si ce FU n'est pas celui des groupes électrogènes, c'est-à-dire le FU basé sur la puissance installée, veuillez le fournir.

Réponse :

Le facteur d'utilisation (FU) correspond à la puissance moyenne annuelle (en kW) divisée par la pointe annuelle du réseau (en kW). La puissance moyenne annuelle est définie comme l'énergie annuelle (en kWh) produite à la centrale, divisée par 8 760 heures. Cette définition est conforme à l'usage dans l'industrie électrique. On trouve également cette même définition dans *The New IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms*, publié par l'Institute of Electrical and Electronics Engineers¹. Voir également la réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce B-19-HQD-13, document 1.1 du dossier R-3740-2010.

Comme la Régie en a pris acte dans sa décision D-2002-169² et l'a formellement accepté dans ses décisions D-2005-178³ et D-2008-133⁴, le Distributeur planifie ses équipements des réseaux autonomes sur la base de la puissance garantie des centrales. Cette puissance se

¹ IEEE, New York, 1993.

² Pages 52-53.

³ Page 32.

⁴ Pages 48-49.

détermine par l'utilisation de deux critères : un critère de disponibilité (n-1) correspondant à la puissance installée d'une centrale moins le groupe le plus puissant et un critère de stabilité (90 %) afin d'être en mesure d'absorber de façon sécuritaire les variations brusques de charge.

Le Distributeur utilise donc le différentiel entre la puissance garantie et la charge de pointe afin de déterminer quand une augmentation de la puissance de production est requise. Ce différentiel est indiqué à la ligne « Réserve en puissance » des tableaux de prévision par réseaux de l'annexe 7 de la pièce B-7-HQD-2, document 2.

Par ailleurs, un ratio représentant la pointe sur la puissance installée a été ajouté au tableau R-8.1, pour l'année 2009-2010. Cette information n'est pas utile au Distributeur et n'est calculée qu'à titre informatif pour la Régie. En effet, ce ratio ne peut aucunement être utilisé pour la planification des équipements de production car il ne fournit pas d'information suffisante sur la capacité de l'installation à répondre aux besoins.

**TABLEAU R-8.1
CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS PAR CENTRALE - 2009**

	# de moteur	Capacité (kW)	Âge moyen (heures) 2009	Rendement (kWh/litre) 2009	Type de combustible	FU 2009	Ratio Pointe 2009-2010 / Puissance installée***
Îles-de-la-Madeleine							
Cap-aux-Meules	6	6 x 11174	67544	4,68	98,3% lourd	54,3	0,586
L'Île-d'Entrée	4	1 x 290, 2 X 250, 1 x 320	19520	3,23	léger #2	39,7	0,275
Nunavik							
Akulivik	3	3 x 300	33002	3,53	léger #2	55,5	0,633
Aupaluk	3	1 x 320, 1 x 210, 1 x 250	21204	3,54	léger #2	52,0	0,340
Inukjuak	4	1 x 855, 1 x 600, 1 x 1168, 1 x 1135	51144	3,80	léger #2	60,8	0,417
Ivujivik	3	1 x 250, 1 x 400, 1 x 365	28865	3,14	léger #2	55,8	0,351
Kangiqsujuaq	3	1 x 400, 2 x 560	68151	3,49	léger #2	59,2	0,464
Kangiqsualujuaq	3	1 x 855, 2 x 560	49529	3,44	léger #2	57,8	0,412
Kangirsuk	3	2 x 400, 1 x 560	39782	3,53	léger #2	56,3	0,486
Kuujuaq	5	4 x 855, 1 x 1135	65454	3,70	léger #2	62,4	0,686
Kuujjuarapik	3	3 x 1135	78991	3,62	léger #2	67,1	0,525
Puvirnituk	3	1 x 600, 2 x 1135	68338	3,73	léger #2	60,6	0,572
Quaqtaq	3	1 x 400, 1 x 320, 1 x 365	21484	3,32	léger #2	54,5	0,406
Salluit	3	2 x 855, 1 x 1168	56848	3,74	léger #2	60,1	0,428
Tasiujaq	3	2 x 320, 1 x 210	19366	3,40	léger #2	57,5	0,516
Umiujaq	3	1 x 250, 2 x 400	47621	3,51	léger #2	57,0	0,423
Basse Côte-Nord							
Lac-Robertson	2	2 x 10800	Énergie hydraulique			49,6	0,746
La Tabatière	7	4 x 1100, 3 x 800	33423	S/O	léger #2	S/O	S/O
Blanc-Sablon	4	2 x 855, 2 x 1600	31123	S/O	léger #2	S/O	S/O
Saint-Augustin	1	1 x 400	45995	S/O	léger #2	S/O	S/O
La Romaine	6	1 x 800, 3 x 855, 1 x 1168, 1 x 1135	49078	3,87	léger #2	46,2	0,582
Anticosti							
Port-Menier	3	2 x 855, 1 x 1135	55892	3,63	léger #2	49,4	0,365
Schefferville							
Schefferville*	2	2x1700	6952	S/O	léger #2	S/O	S/O
Menihek**	3	2x4500, 1x8000	Énergie hydraulique			49,0	0,611
Haute-Mauricie							
Clova	2	2 x 265	52876	3,10	léger #2	50,0	0,357
Opitciwan	4	2 x 1600, 1 x 600, 1 x 1100	49608	3,46	léger #2	43,4	0,618

*Groupes d'urgence avec installation temporaire

** Centrale située au Labrador n'appartenant pas à HQD

*** Ratio calculé à titre informatif à la demande de la Régie.

- 9. Références :**
- (i) Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, 11 juin 2010, page 24;
 - (ii) Dossier R-3648-2007, pièce B-14, HQD-3, document 1, page 70;
 - (iii) Pièce B-0007, page 19;
 - (iv) Pièce B-0006, page 16;
 - (v) Pièce B-0007, pages 43 à 68.

Préambule :

À la référence (i), le Guide de dépôt demande au Distributeur de :

- « 40. *Fournir l'historique depuis 2001 des données annuelles suivantes, pour chaque réseau autonome :*
- *le nombre d'abonnements;*
 - *les ventes d'énergie; [...]*
42. *Présenter les prévisions suivantes, sur un horizon d'au moins dix ans, pour chaque réseau autonome :*
- *le nombre d'abonnements au secteur domestique et agricole;*
 - *les ventes d'énergie. [...]* »

Lors du précédent plan d'approvisionnement à la référence (ii), le Distributeur répondait ainsi à la demande de la Régie de ventiler les ventes d'énergie par catégorie de clientèle :

- « 42.3 *Veillez ventiler les ventes d'énergie par catégorie de clientèle (Domestique et agricole et Autres que domestiques et agricoles) des pièces B-1-HQD-2, documents 1 et 2.*

Réponse :

Le Distributeur rappelle que le plan d'approvisionnement des réseaux autonomes a été élaboré selon les exigences du guide de dépôt. La ventilation des ventes dans le format demandé (de l'ordre d'une centaine de tableaux) n'est pas disponible pour l'instant et le Distributeur se questionne sur l'utilité de ce niveau de détails pour l'analyse du présent dossier. »

Afin de pouvoir corréler les ventes d'énergie au nombre d'abonnements et d'évaluer adéquatement la prévision des besoins en réseaux autonomes, la Régie demande au Distributeur de fournir les renseignements suivants.

Demandses :

- 9.1 *Veillez ajouter, au tableau A-3.1 de la référence (iii), deux colonnes indiquant les ventes totales ainsi que les ventes au secteur Résidentiel et agricole, pour chaque réseau autonome, au 31 décembre 2009.*

Réponse :

Le Distributeur dépose l'annexe 3 révisée de la pièce B-7-HQD-2, document 2 (référence [iii]) qui inclut les informations additionnelles demandées.

9.2 Veuillez ajouter, au tableau 4 de la référence (iv) et aux 26 tableaux des prévisions 2010-2020 de la référence (v), deux lignes indiquant le nombre total d'abonnements ainsi que les ventes au secteur *Résidentiel et agricole*.

Réponse :

Le Distributeur ne produit pas de prévision du nombre total d'abonnements. Seule la prévision du nombre d'abonnements au secteur résidentiel et agricole est effectuée. La prévision des ventes des réseaux autonomes par secteurs de consommation s'appuie sur des paramètres démographiques (population et ménage) et non pas sur la prévision des abonnements directement.

Le tableau 4 de la pièce B-6-HQD-2, document 1 (référence [iv]) qui inclut les ventes au secteur résidentiel et agricole est produit ci-dessous :

**TABLEAU R-9.2
BESOINS PRÉVUS – PÉRIODE 2010-2020**

en GWh sauf indication contraire	2010	2011	2012 ²	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance annuelle moy. 2010-2020	Croissance 2010-2020
Nombre d'abonnements résidentiels et agric.	14 214	14 466	14 707	14 574	14 791	15 007	15 230	15 453	15 662	15 872	16 072	1,2%	13,1%
Ventes totales après PGEÉ	366,5	370,9	377,1	369,0	375,2	381,8	388,8	395,8	402,6	409,6	416,6	1,3%	13,7%
PGEÉ (en GWh)	7,7	10,0	10,9	11,6	12,2	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	5,0%	62,2%
Ventes au secteur résidentiel et agricole après PGEÉ (en GWh)	202,8	206,2	209,8	203,0	206,5	210,4	214,6	218,8	222,9	227,0	231,0	1,3%	13,9%
Usage interne, pertes et services auxiliaires	47,6	48,4	49,2	49,3	50,0	50,8	51,6	52,5	53,3	54,1	54,9	1,4%	15,3%
Production d'énergie	414,1	419,3	426,3	418,3	425,2	432,6	440,4	448,2	455,9	463,7	471,5	1,3%	13,8%
Pointe annuelle (en MW) ¹	89,7	90,9	88,7	90,1	91,7	93,3	94,9	96,5	98,2	99,8	101,5	1,2%	13,2%
Puissance installée (en MW)	165,7	168,2	162,6	164,5	171,0	175,4	176,4	177,6	178,3	179,2	181,4		
Puissance garantie (en MW)	98,7	100,1	96,2	97,2	102,7	106,0	106,7	108,2	108,4	109,0	110,3		
Réserve en puissance (en MW)	9,1	9,2	7,4	7,0	11,0	12,7	11,8	11,6	10,3	9,2	8,8		

¹ Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

² Le raccordement de La Romaine au réseau intégré est prévu dès l'hiver 2012-2013.

De plus, le Distributeur dépose les 26 tableaux des prévisions 2010-2020 de l'annexe 7 révisée de la pièce B-7-HQD-2, document 2 (référence [v]), qui incluent les ventes au secteur résidentiel et agricole.

- 10. Références :** (i) Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, page 48;
(ii) Pièce B-0007, pages 35 et 36.

Préambule :

Dans la décision D-2008-133 en référence (i), la Régie demandait au Distributeur « de présenter, lors du plan d'approvisionnement 2011-2020, les taux de pertes globaux de chacun des réseaux autonomes pour l'année 2009, en distinguant les services

auxiliaires, l'usage interne et les pertes de distribution d'électricité et de fournir les raisons expliquant leur niveau ». [nous soulignons]

À la référence (ii), le Distributeur mentionne que le taux de pertes global de transport et de distribution a été de 8,0 % en 2009 dans l'ensemble des réseaux autonomes. Il explique que les pertes peuvent être tributaires de problèmes de mesurage et de retards dans la facturation, entre autres. Au tableau A-5.1, on constate que certains réseaux affichent des pertes nettement supérieures à la moyenne, soit l'Île-d'Entrée, Tasiujaq, Lac-Robertson et Schefferville.

Demandes :

- 10.1** Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les quatre réseaux mentionnés en préambule montrent des taux de pertes nettement supérieurs à la moyenne de l'ensemble des réseaux autonomes.

Réponse :

Des taux de pertes supérieurs à la moyenne peuvent d'abord s'expliquer par les caractéristiques du réseau en place. Par exemple, certains réseaux ont des pertes de transport alors que la plupart n'en ont pas.

L'imprécision d'un ou de plusieurs éléments servant à déduire les pertes peut aussi expliquer des taux de pertes plus importants. En effet, le Distributeur rappelle que, pour chacun des réseaux autonomes, les pertes présentées au tableau A-5.1 de la pièce B-7-HQD-2, document 2 sont des pertes électriques déduites de l'écart entre la production et les ventes, duquel l'usage interne et les services auxiliaires sont retranchés. Il ne s'agit pas de pertes mesurées. Si un ou plusieurs des éléments servant à déduire les pertes sont imprécis, l'estimation des taux de pertes s'en trouve affectée.

Les taux de pertes plus élevés peuvent aussi s'expliquer par une combinaison de ces facteurs.

Plus précisément, pour les quatre réseaux mentionnés en préambule, les taux de pertes plus élevés s'expliquent principalement par les éléments suivants :

Île d'Entrée :

Tel qu'indiqué à la note 1 du tableau A-5.1 de la pièce B-7-HQD-2, document 2 (référence [ii]), le taux de pertes déduit de 23,0 % inclut la consommation des services auxiliaires. En effet, un problème de mesurage ne permet pas de déterminer la valeur des services auxiliaires à l'Île-d'Entrée. Ainsi, il est impossible d'isoler les pertes et

le taux de 23 % représente donc la somme des pertes et des services auxiliaires.

Tasiujaq :

Comme pour le réseau intégré, les clients des réseaux autonomes n'ont pas de relève de compteurs le 31 décembre de chaque année et leurs ventes des derniers jours de l'année doivent être estimées à partir de leurs factures antérieures afin d'établir les ventes publiées de toute l'année. Or, le nombre de jours de consommation à estimer, les impacts climatiques et les changements d'habitudes de consommation peuvent affecter la précision de l'estimation. Pour les réseaux autonomes, compte tenu de la taille de ces derniers, la marge d'erreur de l'estimation peut être plus élevée, avec pour conséquence que la démarcation annuelle des ventes publiées d'un réseau peut manquer de précision. Ainsi, si les ventes de 2009 ont été sous-estimées pour le réseau de Tasiujaq, il en découle alors un taux de pertes déduit plus élevé (16,2 %).

Lac-Robertson et Schefferville :

Tel qu'indiqué à la note 2 du tableau A-5.1 de la pièce B-7-HQD-2, document 2 (référence [ii]), les taux de pertes déduits présentés de respectivement 14,6 % et 21,1 %, incluent les pertes sur le réseau de transport. Pour Schefferville, la vétusté des équipements de transport et de distribution pourrait aussi expliquer le taux de pertes déduit élevé (voir la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie à la pièce HQD-6, document 1 du dossier R-3648-2007).

- 10.2** Veuillez indiquer les objectifs de réduction des pertes qui peuvent être atteints dans ces réseaux et les actions que le Distributeur entend prendre pour les atteindre.

Réponse :

Le Distributeur est d'avis qu'on ne peut conclure que les taux de pertes des réseaux visés à la question 10.1 sont problématiques lorsqu'on tient compte des facteurs explicatifs mentionnés en réponse à la question 10.1.

Le Distributeur est d'accord avec le principe de diminuer les pertes. Il s'efforce déjà de minimiser les pertes sur ses réseaux, chaque fois que l'occasion se présente. Ainsi, lors du remplacement d'un équipement ou de la construction d'une nouvelle ligne, le Distributeur prend en compte les pertes dans son analyse économique afin de déterminer le scénario le plus rentable. La conversion du réseau de Kuujuaq à 25 kV ou le projet annoncé de reconstruction des réseaux de transport et de

distribution du réseau de Schefferville (voir la section 6.6.2 de la pièce B-6-HQD-2, document 1) en sont des exemples. En outre, là où le chauffage électrique est peu ou pas présent, le Distributeur exploite son réseau dans les limites inférieures permises par la norme CAN3-C235-83 (C2010), *Tensions recommandées pour les réseaux à courant alternatif de 0 à 50 000 V*. Une telle façon de procéder minimise les pertes électriques.

Pour les réseaux alimentés par une centrale hydraulique (Lac-Robertson et Schefferville), l'énergie est disponible en quantité suffisante pour répondre à la demande, et ce, à un coût beaucoup moins élevé que le diesel. Les modifications au réseau afin de seulement diminuer les pertes ne constitueraient pas une solution économique, vu leur coût.

11. Référence : Dossier R-3648-2007, pièce B-68, HQD-6, document 1, annexe 1.

Préambule :

Dans les deux précédents plans d'approvisionnement, le Distributeur soumettait une mise à jour d'un rapport d'expertise sur le jumelage éolien-diesel (JED) pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine. La référence présente la plus récente mise à jour publiée en mai 2008.

Demande :

11.1 Veuillez indiquer si ce rapport a été mis à jour depuis mai 2008. Si oui, veuillez déposer cette mise à jour. Si non, veuillez indiquer la date à laquelle elle pourra être déposée à la Régie.

Réponse :

Non, le rapport sur le JED pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine n'a pas été mis à jour. Les ressources spécialisées pouvant effectuer cette mise à jour travaillent à temps plein sur les projets éoliens. Par ailleurs, le Distributeur est d'avis qu'une mise à jour de l'étude sera plus pertinente lorsque les projets actuels seront plus avancés et que les coûts de projets seront mieux définis.

12. Références :

- (i) Décision D-2007-103, dossier R-3623-2007, page 4;
- (ii) Rapport annuel 2009 du Distributeur, pièce HQD-5, document 2.4;
- (iii) Pièce B-0006, pages 34 à 37.

Préambule :

Dans la décision D-2007-103 en référence (i), la Régie demandait au Distributeur de présenter, dans son rapport annuel :

« l'état d'avancement de ses projets pilotes de jumelage éolien-diesel en réseaux autonomes et, le cas échéant, de ses analyses de rentabilité et de faisabilité d'un jumelage éolien-diesel (JED) à Kuujjuaq, en tenant compte, conformément à la décision D-2005-178, des bénéfices associés aux réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) et de la valeur de l'énergie excédentaire; » [nous soulignons]

Dans son rapport annuel 2009 à la référence (ii), le Distributeur dépose un suivi du projet de la centrale de Kuujjuaq. La Régie n'y voit aucune mention de JED.

Dans le Plan à la référence (iii), le Distributeur présente le suivi 2008-2010 et les stratégies retenues aux horizons 2013 et 2020 pour le Nunavik. La Régie n'y voit aucune mention concernant le développement de l'énergie éolienne à Kuujjuaq.

Demande :

12.1 Veuillez indiquer les intentions du Distributeur quant à la réalisation d'un JED à Kuujjuaq.

Réponse :

La rentabilité d'un projet de JED à Kuujjuaq a été établie dans le cadre de la mise à jour de 2008 du rapport sur le JED pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine⁵. Cette mise à jour tenait compte notamment de la nouvelle prévision du coût des combustibles et de l'inclusion des émissions de CO₂ évitées. Le projet de JED de Kuujjuaq fait partie de ceux qui seront éventuellement lancés après la réalisation du projet pilote de Kangiqsualujjuaq.

⁵ Page 19 du rapport Jumelage éolien-diesel – Mise à jour des VAN optimales pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine, déposé à la Régie dans le cadre du dossier R-3648-2007, Plan d'approvisionnement 2008-2017, pièce HQD-6, document 1, annexe 1.

RÉCUPÉRATION DE CHALEUR DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES

Référence : Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, pages 53 et 54.

Préambule général aux questions 13 à 15 :

« La Régie approuve le plan d'approvisionnement des réseaux autonomes. Elle demande au Distributeur d'évaluer l'intérêt d'élaborer, en partenariat avec des tierces parties, des projets d'efficacité énergétique, d'intégration de nouvelles technologies d'énergie renouvelable et de récupération de chaleur. Elle lui demande de présenter les résultats de cette évaluation dans le plan d'approvisionnement 2011-2020. [nous soulignons]

13. Référence : Pièce B-0006, pages 25 et 26.

Préambule :

« Le Distributeur a envisagé la possibilité d'utiliser la chaleur excédentaire d'une centrale thermique soit pour produire de l'énergie électrique, soit pour les besoins de chauffage des clients.

Ainsi, la production de l'énergie électrique à partir de la chaleur excédentaire de la centrale thermique d'Opitciwan a été examinée. Une analyse préliminaire a démontré que les coûts de fabrication et d'installation des systèmes requis sont présentement beaucoup trop élevés pour rencontrer une rentabilité économique. Devant ce constat, le Distributeur n'a pas effectué d'études additionnelles mais entend poursuivre sa vigie.

Parmi les projets envisagés visant à fournir la chaleur excédentaire pour les fins du chauffage des locaux des clients, seul un projet aux Îles-de-la-Madeleine semble présenter une rentabilité acceptable (voir la section 6.1.3). Deux autres projets au Nunavik, à Kuujjuaq et à Kangiqsualujjuaq, ont fait l'objet d'une analyse préliminaire mais, étant donné la distance des clients de la source de chaleur ainsi que les coûts de fourniture et d'installation impliqués, ils n'ont pas été retenus. »

Demande :

13.1 Veuillez déposer les analyses préliminaires réalisées sur la récupération de chaleur des centrales d'Opitciwan, de Kuujjuaq et de Kangiqsualujjuaq.

Réponse :

Le Distributeur dépose les analyses préliminaires sur la récupération de chaleur des centrales d'Opitciwan et de Kuujjuaq à l'annexe 1.

Concernant Kangiqsualujjuaq, les discussions n'ont pas abouti car le client a retiré sa demande de projet. Le Distributeur avait évalué entretemps le coût de l'installation d'un système de récupération de chaleur à la centrale. Celui-ci était évalué à 1,3 M\$ pour un système de six échangeurs de 150 kW, la puissance disponible selon la charge étant évaluée à 245 kW.

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-0006, page 12;
 - (ii) Pièce B-0007, page 39;
 - (iii) Pièce B-0006, page 26;
 - (iv) Pièce B-0006, pages 32 et 33.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne que « *La clientèle résidentielle adhérente aux PUEÉ [programmes d'utilisation efficace de l'énergie] bénéficie d'une réduction de 30 % de ses frais de chauffage des locaux et de l'eau par rapport à un client utilisant l'électricité pour une consommation équivalente* ».

À la référence (ii), la note (1) du tableau A-6.1 indique que « *La compensation pour le prix du mazout varie en fonction des tarifs d'électricité* ».

À la référence (iii), le Distributeur mentionne que « *Deux autres projets au Nunavik, à Kuujjuaq et à Kangiqsualujjuaq, ont fait l'objet d'une analyse préliminaire mais, étant donné la distance des clients de la source de chaleur ainsi que les coûts de fourniture et d'installation impliqués, ils n'ont pas été retenus* ».

À la référence (iv), le Distributeur précise que le projet de fourniture de chaleur aux Îles-de-la-Madeleine pourrait être réalisé en 2011 si l'étude en cours confirme sa rentabilité.

Demandes :

14.1 Veuillez expliquer comment la compensation pour le prix du mazout d'une part, et le tarif dissuasif d'autre part, sont pris en compte dans les analyses de rentabilité des projets de récupération de chaleur :

14.1.1 aux Îles-de-la-Madeleine;

Réponse :

Le tarif dissuasif ne s'applique pas aux clients des Îles-de-la-Madeleine puisque ce réseau n'est pas situé au nord du 53^e parallèle.

Voir la réponse à la question 14.2.1 pour la compensation pour le prix du mazout.

14.1.2 au Nunavik.

Réponse :

Pour le Nunavik, la tarification dissuasive n'est pas un élément considéré dans les analyses économiques puisque la récupération de chaleur est l'option de remplacement du chauffage au mazout et non du chauffage à l'électricité. En effet, le taux de pénétration du chauffage au mazout est de 100 % au Nunavik (voir la section 3.3.1 de la pièce B-6-HQD`2, document 1).

La compensation pour le prix du mazout est considérée dans les analyses économiques, comme pour le réseau des Îles-de-la-Madeleine (voir la réponse à la question 14.2.1). Voir également la réponse à la question 16.7 de la demande de renseignement n° 1 du GRAME à la pièce HQD-3, document 6 du dossier R-3648-2007, qui présente et illustre la méthode de calcul du prix plafond payé par les clients résidentiels pour leurs besoins en chauffage au mazout.

Pour les analyses effectuées par le Distributeur pour les projets de Kuujuaq et de Kangiqsualujuaq (voir la réponse à la question 13.1), les demandes provenaient de nouveaux clients qui n'étaient pas intéressés à chauffer au mazout, la compensation pour le prix du mazout n'a donc pas été considérée.

14.2 Veuillez expliquer les bases de l'analyse de rentabilité des projets de récupération de chaleur :

14.2.1 aux Îles-de-la-Madeleine;

14.2.2 au Nunavik;

en précisant le modèle d'affaires et les revenus envisagés par le Distributeur ainsi que la répartition des investissements et des responsabilités entre le client et le Distributeur.

14.2.1 aux Îles-de-la-Madeleine;

Réponse :

Le Distributeur discute présentement d'une proposition d'affaires avec un client en vue de lui fournir de la chaleur excédentaire provenant de la centrale de Cap-aux-Meules en remplacement de son système de chauffage au mazout. Les discussions se font sur des bases commerciales et non seulement sur des bases économiques. En ce sens, la proposition d'affaires devra, au minimum, permettre au

Distributeur de récupérer ses coûts sur la durée du contrat tout en étant avantageuse pour le client.

En se basant sur un contrat d'approvisionnement d'une durée de dix ans, l'analyse économique du point de vue du Distributeur comprend :

- Les investissements requis pour la livraison de la chaleur à la chaudière du client qui sont à la charge du Distributeur. Ces investissements comprennent le raccordement au réseau de chauffage du Distributeur avec des conduits au chauffage central du client et un système de contrôle. Ces conduits devront passer sous la route principale ;
- Le coût évité par le Distributeur relatif à la compensation pour le prix du mazout prévue pour les dix prochaines années ;
- Les revenus de la vente de chaleur selon un montant annuel croissant à l'inflation ;
- Les coûts d'exploitation pour le Distributeur qui sont négligeables puisqu'il s'agit de chaleur excédentaire et qu'il livre déjà ce produit au bureau des Services à la clientèle aussi situé à proximité de la centrale.

En vertu du contrat, le Distributeur serait responsable de l'approvisionnement en chaleur du client.

Cette proposition se doit aussi de représenter une solution avantageuse pour le client, soit une réduction de ses coûts d'alimentation en énergie. L'alimentation du client en chauffage à partir de chaleur de la centrale lui permettrait d'éliminer les coûts suivants :

- les coûts de mazout nets de la compensation ;
- les coûts d'entretien de la chaudière ;
- les coûts de renouvellement de la chaudière.

Par ailleurs, selon les négociations actuelles, le client assumerait le coût de distribution de la chaleur à l'intérieur de ses locaux. Le client s'engagerait à acheter la chaleur sur la durée du contrat, il pourrait néanmoins se soustraire à cet engagement en payant les pénalités qui seraient prévues au contrat.

14.2.2 au Nunavik;

Réponse :

Pour le Nunavik, l'analyse se fait sur les mêmes bases commerciales que celles pour le réseau des Îles-de-la-Madeleine. La proposition

**d'affaires doit être avantageuse pour le Distributeur et pour le client.
Voir la réponse à la question 14.1.2.**

- 15. Références :** (i) Pièce B-0006, page 26;
(ii) Références sur la récupération de chaleur dans les Territoires du Nord-Ouest (TNO) et au Nunavut avec hyperliens dans le préambule de la Régie.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne que « *Deux autres projets au Nunavik, à Kuujjuaq et à Kangiqsualujjuaq, ont fait l'objet d'une analyse préliminaire mais, étant donné la distance des clients de la source de chaleur ainsi que les coûts de fourniture et d'installation impliqués, ils n'ont pas été retenus* ».

La Régie soumet en preuve les documents suivants sur la récupération de chaleur dans les TNO :

[http://www.assembly.gov.nt.ca/live/documents/content/09-06-04%20TD%2065-16\(3\).pdf](http://www.assembly.gov.nt.ca/live/documents/content/09-06-04%20TD%2065-16(3).pdf)

Dans ce document, on voit comment le gouvernement des TNO et la NorthWest Power Corporation se sont entendus, dès 1998, pour répartir les rôles dans les projets de récupération de chaleur des centrales thermiques, listant en priorité 7 réseaux où de tels systèmes existaient déjà. Les avantages de la récupération de chaleur sont exposés dans la première partie du document. Les responsabilités du fournisseur de chaleur et des clients y sont définies. Des modèles d'analyse économique et d'ententes contractuelles sont définis pour de tels projets ainsi que les bases de tarification de la chaleur vendue.

<http://www.ntpc.com/RegulatoryAffairs/Documents/NTPC%20Alternative%20Energy%20Filing%20-%20December%202009.PDF>

Les pages 9 et 10 de ce rapport présenté au NWT Public Utility Board en décembre 2009 dressent un état des projets de récupération de chaleur dans les TNO.

La Régie soumet en preuve les documents suivants sur la récupération de chaleur au Nunavut :

http://www.nunavutpower.com/home/index.php?option=com_docman&task=cat_view&gid=53

En page 18 du *Corporate Plan 2007-2008*, Qulliq Energy Corporation évoque les projets de valorisation de chaleur réalisés et ceux qu'elle souhaiterait déployer :

"In 2006-07 the Corporation built heat recovery projects in Iqaluit and Rankin Inlet. The corporation does not have adequate capital to put in place all the heat recovery projects available and desirable in Nunavut. Some of these projects have been

budgeted and approved as “zero dollar” 2006-07 projects and funding is being sought from other sources. The Board plans to review opportunities to seek partnerships for the construction of such projects including the potential to lease or sell capacity to independent Nunavut financiers or developers.”

http://www.nunavutpower.com/home/index.php?option=com_content&task=view&id=88

Dans son rapport annuel 2009-2010, Qulliq Energy Corporation montre que la vente de chaleur dans 10 de ses 25 réseaux (page 29) représente des ventes supérieures à 2 M\$ (page 26).

Demandes :

- 15.1** Veuillez indiquer comment le Distributeur peut tirer profit de l'expérience acquise depuis quelques années avec la récupération de chaleur dans les réseaux autonomes des TNO et du Nunavut.

Réponse :

L'expérience de la récupération de chaleur dans les réseaux des TNO et du Nunavut n'est pas transposable au contexte du Nunavik. Dans les TNO et le Nunavut, les centrales sont situées près des communautés. Il existe donc dans ces réseaux des charges importantes situées à proximité des centrales. Ce n'est pas le cas au Nunavik où les centrales sont éloignées des villages, à la demande des communautés, afin de réduire les nuisances dues aux bruits et aux émissions des diesels.

- 15.2** Veuillez élaborer sur l'intérêt des différentes administrations gouvernementales et des plus gros clients commerciaux et institutionnels du Distributeur présents dans les communautés du Nunavik envers la récupération de chaleur.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas évalué leur intérêt car l'éloignement de leur bâtiment de la centrale permet de conclure qu'un projet de récupération de chaleur ne serait pas rentable autant pour eux que pour le Distributeur. Voir également la réponse à la question 13.1.

ANNEXE 1

RÉPONSE À LA QUESTION 13.1 DE LA RÉGIE

Estimation sommaire d'un système de production d'électricité à partir de chaleur récupérée à la centrale d'Opitciwan

Réalisé par : Eric Breton, ing.

Revisé par : Marie-France Roussy, ing.

Plans et Expertise technique

Production et Transport

Hydro-Québec Distribution

Mars 2010

Révision 1

Faits saillants

Différentes avenues sont étudiées pour produire une énergie plus verte et moins polluante en réseaux autonomes. À cet effet, la récupération de la chaleur produite par les groupes électrogènes est une solution éventuelle. En réseaux autonomes, la chaleur récupérée du système de refroidissement des groupes sert au chauffage de nos installations. Certaines entreprises fabriquent cependant des systèmes qui récupèrent la chaleur dans le but d'en produire de l'électricité. Le rapport qui suit évalue la rentabilité d'un tel système pour nos installations. L'estimation du coût porte sur les 3 sous-systèmes :

- [1]. Un échangeur de chaleur qui récupère la chaleur du système d'échappement
- [2]. L'unité de production de 50 kW
- [3]. Le radiateur qui refroidit le condenseur de ce système

Le coût est de 408 k\$ soit approximativement 8100 \$/kW **non installé**. Considérant que le système ne produit en moyenne que 25,5 kW d'après nos simulations, le coût effectif est cependant de **16 000 \$/kW non installé**.

L'analyse économique révèle que le coût global du carburant économisé, en dollars actualisés¹, est de 676 k\$ alors que les GES économisés représentent 19 k\$. Nous avons estimé que l'entretien et la maintenance de ce système représentent une dépense de 75 k\$ sur 20 ans ce qui est très conservateur. Avec ces données, pour qu'un tel système soit rentable, son coût d'installation doit être inférieur à 220 k\$. Le coût d'installation comprend les éléments suivants :

- Les études (préliminaire, avant-projet)
- L'ingénierie (architecture, mécanique du bâtiment, électrique, commande et automatisme, etc.)
- Les modifications au bâtiment (tuyauterie, structure, etc.)
- Les travaux d'entrepreneurs
- L'intégration au réseau (cabine, transformateurs, équipements de sectionnement, etc.)
- Rapport de protection
- Les aspects santé et sécurité
- Mise en route (raccord, branchement, etc.)
- Gérance de projet
- Surveillance de chantier.

¹ Le taux d'actualisation est de 5,69 %, conformément à la décision D-2009-016.

Le coût d'installation de ce système est très nettement supérieur au seuil de rentabilité de 220 k\$ et l'acquisition d'un tel système ne peut être rentable pour nos réseaux autonomes.

Table des matières

1.	Contexte et objectif	1
2.	Description du système	2
2.1	Spécifications du système.....	2
2.2	Production d'énergie.....	3
3.	Évaluation de la rentabilité	5
3.1	Analyse économique	5
3.1.1	Hypothèses	5
3.1.2	Résultats	6
3.2	Évaluation sommaire des coûts d'installation	6
4.	Conclusion	9

1. Contexte et objectif

Avec la hausse des coûts du carburant, le coût d'exploitation des centrales fonctionnant au diesel ne cesse de grimper. Le carburant représente d'ailleurs la majeure partie de ce coût. En outre, les groupes fonctionnant au diesel sont une source de gaz à effet de serre (GES). Pour cette raison, différentes avenues sont envisagées pour produire une énergie plus verte et moins polluante. À cet effet, la récupération de la chaleur produite par les groupes électrogènes est une des solutions étudiées chez Hydro-Québec Distribution.

À l'heure actuelle, la chaleur récupérée du système de refroidissement sert principalement au chauffage de nos installations. Certaines entreprises fabriquent également des systèmes qui récupèrent la chaleur dans le but de produire de l'électricité. La centrale d'Opitciwan a été ciblée pour évaluer les coûts d'installation de ce système en raison de sa facilité d'accès. Ce système serait installé sur le système d'échappement du groupe de 1880 kW qui sera mis en place en 2011 puisqu'il dégage une plus grande quantité de chaleur que celui du refroidissement.

Le document technique qui suit dresse un portrait du système et évalue sommairement sa faisabilité technique et sa rentabilité. Les estimations de coûts des principales composantes ainsi que le rendement du système nous ont été transmis par un fournisseur. Une analyse économique sommaire est présentée par la suite afin d'évaluer la rentabilité de l'acquisition du système. Cette première analyse sert à déterminer si nous devons ou non poursuivre l'analyse plus complète.

2. Description du système

2.1 Spécifications du système

Le système est composé principalement de 3 sous-systèmes :

- [1]. Un échangeur de chaleur qui récupère la chaleur du système d'échappement et la transmet à la boucle de glycol
- [2]. L'unité de production de 50 kW qui récupère l'énergie (chaleur) de la boucle de glycol via le cycle ORC afin de produire de l'électricité à une tension de 600 V. Le système a une efficacité approximative de 8 à 10 % (peut varier selon la charge du groupe).
- [3]. Le radiateur qui refroidit le condenseur afin que le cycle ORC se poursuive.

Auquel s'ajoutent la tuyauterie, la modification des installations, le transformateur 600/4160 V, la dalle de béton, l'abri extérieur pour le système, etc. Les spécifications du système sont décrites au Tableau 1.

Tableau 1. Spécifications du système

Éléments de coûts	spécifications	valeur
Unité de production	Dimension	1.5m X 1.5m X 2.2m
	Puissance nominale (kW)	50
	Efficacité	8-10% (diminue radicalement lorsque la puissance nom. du groupe est <50%)
	Durée de vie	20 ans *
	Garantie	1 ans
	Coût (k\$US)	195.0
Échangeur de chaleur	Dimension	1.9m X 1.6m X 3.0m
	Coût (k\$US)	92.0
Radiateur	Dimension	2m X 7.6m X 2.3m
	Coût (k\$US)	74.8
Ingénierie	fabricant	28.4
	fournisseur	15.0
Coût total (k\$US)		405.1
Rabais offert à HQ contre publicité		20.0
Coût total ajusté(k\$US)		385.1
Coût total (kSCAN)**		408.1
\$/kW ***		8 161

* Selon le fabricant

** Peut varier

*** Ne comprend pas l'installation

Les coûts présentés ici sont basés sur l'achat du système. À noter que pour l'achat du premier système, un rabais de 20 k\$ est offert par le fournisseur. La durée de vie utile de la turbine est estimée à 20 ans par l'entreprise productrice qui n'existe toutefois que depuis 2005. Le coût d'achat du système (**installation non comprise**) est donc de 8161 \$/kW, en fonction de la puissance installée.

Le premier constat en observant le tableau est la dimension du système. Bien que le système et le radiateur seraient installés à l'extérieur, l'échangeur doit être placé à l'intérieur le plus près possible du groupe électrogène. À l'heure actuelle il n'y a pas de place pour installer ce système sans faire de modifications majeures à la centrale d'Opitciwan. Ce constat s'applique d'ailleurs pour toutes nos centrales existantes. De plus, la nature du système et ses effets sur l'exploitation de notre centrale impliqueront des étapes importantes d'ingénierie.

2.2 Production d'énergie

À noter que les simulations considèrent une température de refroidissement constante à 32°C. À puissance nominale du groupe de 1880 kW, le système fournit 50 kW d'électricité. Puisque les groupes électrogènes fonctionnent généralement dans une plage variant entre 30 % et 90 % de leur capacité nominale, la production électrique du système variera en conséquence. La relation n'est cependant pas linéaire pour toute la gamme de puissance (Tableau 2).

Tableau 2. Efficacité du système en fonction du facteur de charge

Facteur de charge du groupe 1880 kW	Production (sur 50 kW)
65 % à 100 %	<u>linéaire</u> : 65 % à 100 % (32,5 kW à 50 kW)
50 %	<u>diminution du rendement</u> : 25 % (12,5 kW)
<50 %	0 kW

Source : Fournisseur

Pour cette raison, une première simulation a été effectuée avec le groupe de 1880 kW selon le profil de charge d'Opitciwan en 2011. Les résultats démontrent que la puissance moyenne fournie par le système était de 25,5 kW, ce qui fait que **le coût installé effectif serait de 16 k\$/kW, installation non comprise**. Cette valeur a servi comme puissance moyenne produite pour toute la durée de la simulation soit de 2011 à 2030. Le tableau 3 présente les résultats estimés en terme d'économie de carburant et de GES durant la période concernée. Pour la période de 2011 à 2019 inclusivement, le

rendement et les heures moteurs du groupe de 1880 kW proviennent des résultats du simulateur. Pour la période de 2020 et après, une estimation conservatrice basée sur ces simulations a été utilisée.

Tableau 3. Énergie et tonnes de GES économisées grâce au système

Année	1880kW		Système de production			
	Rendement (kWh/l)*	# h motrices/An	Énergie produite (kWh)	Économies carburant (k\$)	Tonnes GES économisées	Économie GES (k\$)
2011	3.76	7 412	189 006	39.6	129	1.94
2012	3.77	7 463	190 307	44.1	130	1.95
2013	3.76	7 025	179 138	45.5	122	1.84
2014	3.77	7 459	190 205	50.0	130	1.95
2015	3.77	7 478	190 689	51.8	130	1.96
2016	3.78	5 477	139 664	39.1	96	1.43
2017	3.78	5 214	132 957	38.4	91	1.36
2018	3.79	5 689	145 070	43.1	99	1.49
2019	3.79	5 776	147 288	45.0	101	1.51
2020	3.77	5 776	147 288	46.6	101	1.51
2021	3.77	5 776	147 288	47.9	101	1.51
2022	3.77	5 776	147 288	49.3	101	1.51
2023	3.77	5 776	147 288	50.6	101	1.51
2024	3.77	5 776	147 288	51.9	101	1.51
2025	3.77	5 776	147 288	53.4	101	1.51
2026	3.77	5 776	147 288	54.9	101	1.51
2027	3.77	5 776	147 288	55.9	101	1.51
2028	3.77	5 776	147 288	56.9	101	1.51
2029	3.77	5 776	147 288	58.0	101	1.51
2030	3.77	5 776	147 288	59.0	101	1.51

* Corrigé

Note : À partir de 2016, un nouveau groupe sera installé ce qui fait que le 1880 kW sera moins utilisé.

L'économie d'énergie annuelle varie entre 130 000 et 190 000 kWh durant la période évaluée et la réduction des GES fluctue entre 91 et 130 tonnes annuellement.

3. Évaluation de la rentabilité

3.1 Analyse économique

3.1.1 Hypothèses

L'analyse économique pour comparer le scénario actuel et le scénario avec récupération de chaleur dans le but de produire de l'électricité est présentée ici. Les hypothèses utilisées pour l'analyse économique sont les suivantes :

- Horizon : 2010-2030 inclusivement
- Installation du système en janvier 2011
- Dernières prévisions des coûts du carburant estimées par Hydro-Québec Distribution
- Puissance moyenne produite : 25,5 kW
- Coût des composantes estimé par le fournisseur
- Exploitation, maintenance et réparation du système estimé à 5 k\$ annuellement (**estimation très conservatrice**)
- Rendement, heures motrices du groupe de 1880 kW et énergie produite constants de 2020 à 2030
- Rendement (kWh/l) du groupe de 1880 kW estimé à 97 % du rendement théorique (basé sur nos observations)
- Considérant la faible contribution du système en énergie (approximativement 2 %), aucune économie de coûts n'a été considérée sur la vie utile, l'entretien ou la maintenance du groupe de 1880 kW
- GES estimés à 15 \$/tonne
- Durée de vie de toutes les composantes du système estimé à 20 ans.

La durée de vie de la turbine du système est estimée à 20 ans par le fabricant. Il s'agit cependant d'une conception récente dont la maturité commerciale n'est pas encore éprouvée. Considérant que ce modèle de turbine n'existe que depuis quelques années seulement, il est plus probable que sa durée de vie soit inférieure à 20 ans. Pour l'analyse économique, le chiffre de 20 ans a cependant été conservé afin d'analyser le système en scénario optimiste. Advenant le cas où on décide de poursuivre l'étude, cet aspect sera approfondi en même temps que l'ingénierie préliminaire.

3.1.2 Résultats

Le tableau 4 présente les résultats de l'analyse économique. Le coût du carburant économisé en dollars actualisés est de 676 k\$ alors que les GES économisés représentent 19 k\$. Nous avons estimé que l'entretien et la maintenance représentent une dépense de 75 k\$ sur 20 ans ce qui est très conservateur. Avec ces données, pour que l'achat d'un système soit rentable sur une période de 20 ans, le coût d'installation doit être inférieur à 220 k\$. L'estimation des coûts d'installation est présentée à la section suivante.

Tableau 4. Résultats de l'analyse économique

k\$ actualisés	Système de production
Investissement non installé (+)	393
kWh économisés (-)	676
GES (-)	19
Entretien, maintenance (+)	75
Taxesl (+)	6
Coût global actualisé (CGA)	-221

3.2 Évaluation sommaire des coûts d'installation

Le coût d'installation comprend entre autres les aspects suivants :

- Les études :
 - Préliminaire
 - Avant-projet
- L'ingénierie :
 - Hydro-Québec Équipement
 - Firmes externes
 - Architecture
 - Mécanique du bâtiment
 - Électrique, commande et automatisme
 - etc.
- Les modifications au bâtiment :
 - Tuyauterie
 - Structure
 - etc.
- Les travaux d'entrepreneurs

- L'intégration au réseau :
 - Cabine
 - Transformateurs
 - Équipements de sectionnement
 - etc.
- Rapport de protection
- Les aspects santé et sécurité
- Mise en route :
 - Raccord
 - Branchement
 - etc.
- Gérance de projet
- Surveillance de chantier

L'étude préliminaire faite pour la récupération de chaleur à Kangiqsualujjuaq indique que le coût total de ce projet devrait être approximativement de 1,3 M\$. L'étude préliminaire à elle seule a coûté 35 k\$ et les travaux d'entrepreneurs dépasseraient les 600 k\$ si ce projet était réalisé. À noter que même si le projet de Kangiqsualujjuaq est très différent de ce projet-ci, dans le présent cas le coût des travaux d'entrepreneurs ne pourrait être inférieur puisque l'installation est plus complexe et les systèmes à installer à la centrale sont plus imposants (tuyauterie, échangeur, radiateur, etc.). Des travaux à la structure sont possiblement à prévoir avec des modifications aux systèmes actuellement en place (ventilation, etc.) sans compter l'intégration au réseau afin de fournir l'énergie produite par le système.

Seulement en ingénierie, plusieurs aspects sont encore à valider. Les activités suivantes sont à compléter :

- Liste des composantes majeures requises;
- Préparation d'un schéma préliminaire du système et de ses composantes secondaires;
- Consultation du support technique de PLANEX sur le principe et l'intégration du système à Opitciwan;
- Validation de l'impact de l'échangeur sur la performance du groupe électrogène (influence de la contre pression, condensation, etc.);
- Vérification des aspects d'implantation en rapport avec la dimension imposante des composantes principales;
- Le réseau de tuyauterie à installer est important puisqu'il y a un grand débit de glycol à pomper ce qui nécessite une attention particulière. Des coûts importants sont à prévoir;

- Validation de certains aspects des codes de bâtiment, des normes et du devis des exigences minimales en réseaux autonomes;
- Conformité à la *Loi sur les appareils sous pression*, L.R.Q., c. A-20.01;
- L'intégration électrique au réseau (protection, ...);
- Évaluation de la performance réelle du système dans des conditions d'exploitation;
- Etc.

Pour les études préliminaires et d'avant-projet seulement, un coût de 100 k\$ à 150 k\$ serait à prévoir et c'est un scénario optimiste.

4. Conclusion

L'installation d'un tel système dans une de nos centrales nécessiterait plusieurs étapes préliminaires. Le système est imposant et occupe beaucoup d'espace. Plusieurs aspects d'ingénierie sont à valider. Même si le projet de Kangiqsualujjuaq est très différent de celui-ci, on peut néanmoins s'y référer pour faire une estimation sommaire :

- Les études préliminaires et d'avant-projet coûteraient un minimum de 100 k\$ à 150 k\$.
- Les travaux d'entrepreneurs, incluant les travaux à la structure, ne pourraient être réalisés en-deçà du prix estimé pour le projet de Kangiqsualujjuaq soit 600 k\$.

Avec ces seuls éléments, on atteint 700 k\$ et plus d'investissements, en sus du coût d'acquisition du système et sans compter les coûts liés à l'ingénierie, les frais de gestion, la supervision de chantier, etc.

Considérant que pour une rentabilité sur une période de 20 ans le coût d'installation ne doit pas dépasser 220 k\$, ce projet serait déficitaire.

Unité Plans et Expertise technique, Production et Transport
Direction Régionale Est et Nord-du-Québec
Hydro-Québec Distribution
Division d'Hydro-Québec



Kuujuuaq

Partage de la chaleur excédentaire de la centrale

Date 5 février 2009

Préparé par: Olivier Arsenault, ing. jr.

Plans et expertise technique

Production et Transport - DRENQ

Partage chaleur excédentaire – Centrale de Kuujjuaq

La centrale de Kuujjuaq a été conçue de façon à rendre possible la récupération de la chaleur dégagée par ses groupes électrogènes, et ce, à des fins de chauffage. Sous sa forme actuelle, le concept permet de récupérer assez de chaleur pour suffire aux besoins de la centrale et de la future maison de transit.

Les représentants de la communauté de Kuujjuaq se sont montrés intéressés à récupérer une partie de la chaleur excédentaire pour chauffer des serres communautaires. Nous avons étudié ce qu'impliquerait, pour Hydro-Québec, ce partage de chaleur.

Aspects techniques

Différentes solutions techniques permettraient de partager la chaleur excédentaire avec la communauté de Kuujjuaq. La solution la plus avantageuse consisterait en l'ajout d'un échangeur de chaleur supplémentaire à chaque baie de moteur. Il s'agit d'un échangeur similaire à ceux que nous avons déjà prévu mettre en place (175 kW). De cette façon, nous aurions deux circuits de distribution de chaleur séparée, soit un pour les serres et un pour la centrale et la maison de transit. Nos calculs tiennent compte de l'éloignement de la serre; c'est-à-dire des pertes à combler dans la tuyauterie pour rejoindre la serre.

Implications financières

Il en coûterait environ 2,3 M\$ pour implanter un tel système. À ce montant doit s'ajouter le coût du raccordement par tuyaux entre la centrale et les serres. C'est donc dire que pour relier les serres depuis leurs positions actuelles jusqu'à la centrale (1,3 km), il en coûterait près de 780 k\$. Si les serres occupaient un terrain voisin de celui de la centrale (supposons 300 m), il en coûterait plutôt 180 k\$ pour ce raccordement.

Le coût élevé de la mise en place de cette technologie s'explique par la nécessité d'équiper chacune des baies d'un système complet de récupération de chaleur additionnel. Cela serait nécessaire puisque nous ne pouvons imposer ou prévoir le fonctionnement d'un groupe dans le seul but de fournir de la chaleur à un client. La production d'électricité reste notre priorité. De plus, le système prévu n'étant pas en mesure de répondre à la demande supplémentaire et considérant la nécessité de garder sous contrôle le budget du projet en cours de Kuujjuaq en évitant les modifications, il serait nécessaire d'ajouter des éléments au système prévu, plutôt que de modifier son ingénierie.

Si nous devons fournir le chauffage aux serres pour prolonger leur saison de culture, tel qu'on nous l'a demandé, il faudrait demander un tarif de plus de 38 ¢/kWh pour être en mesure de financer ce projet sur 20 ans, et ce, en excluant les coûts du raccordement et les équipements nécessaires à l'intérieur des serres, ce que nous considérons à leurs frais. En comparaison, le chauffage au mazout à Kuujjuaq devrait coûter 14 ¢/kWh en 2011 et progresser jusqu'à 15 ¢/kWh en 2018, selon les coûts de carburant prévus par Hydro-Québec Distribution. Toutefois, si nous pouvions vendre la totalité de notre production de chaleur disponible, les coûts de ventes reviendraient à 13 ¢/kWh (financement sur 10 ans), 9 ¢/kWh (financement sur 15 ans) ou 8 ¢/kWh (financement sur 20 ans)¹.

¹ Le taux d'actualisation est de 6,45 %, conformément à la décision D-2008-024.

Conclusion

Il ne serait pas avantageux pour Hydro-Québec ou pour la communauté de Kuujjuaq de mettre en place un système de récupération de chaleur dans le but de prolonger leur saison de culture. En effet, un tel système de récupération de chaleur n'est pas adapté à leurs besoins, les coûts d'investissements sont trop élevés pour leurs faibles besoins. Le chauffage au mazout est pour eux une solution moins coûteuse. Toutefois, la récupération de la chaleur de cette centrale pourrait devenir intéressante dans l'éventualité où un client s'installerait à proximité de notre centrale avec un besoin constant et suffisant de chaleur. Advenant une telle situation, nous réévaluerions notre position.

© Hydro-Québec 2009
Hydro-Québec Distribution
Direction Régionale — Est et Nord-du-Québec
Planification et administration Projets

