



**Rapport présenté au ministre responsable de la
Société d'énergie Qulliq concernant :**

**La demande d'autorisation pour un projet d'immobilisation majeur relatif à
l'amélioration de la centrale principale d'Iqaluit**

Rapport 2011-02

7 avril 2011

CONSEIL D'EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICES

MEMBRES

Ray Mercer	Président
Vivienne Aknavigak	Vice-présidente
Gordon Rennie	Membre
Louie Qingnatuq	Membre
Graham Lock	Membre

SOUTIEN

Laurie-Anne White	Directrice générale
Raj Retnanandan	Consultant

LISTE DES ABBRÉVIATIONS

RMTG	Requête en majoration tarifaire générale
SÉQ	Société d'énergie Qulliq
CETES	Conseil d'examen des taux des entreprises de services

TABLE DES MATIÈRES

1.0	CONTEXTE	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
2.0	DÉTAILS DE LA DEMANDE	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
3.0	PROCESSUS	12
4.0	CONSTATIONS DU CETES	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
5.0	RECOMMANDATION DU CETES.....	16

1.0 CONTEXTE

La Société d'énergie Qulliq (SÉQ) doit, en vertu de l'article 18.1 de la Loi sur la Société d'énergie Qulliq (Loi sur la SÉQ), obtenir l'autorisation préalable du ministre responsable avant d'entreprendre un projet d'immobilisations majeur. L'article 18.1 de la Loi sur la SÉQ stipule ce qui suit :

Définition

(1) Pour l'application du présent article, « projet d'immobilisations majeur » s'entend d'un projet d'immobilisation dont le coût total s'élève à plus de 5 000 000 \$.

Projet d'immobilisation majeur

(2) La Société ne peut entreprendre ni permettre à l'une de ses filiales d'entreprendre un projet d'immobilisations majeur, à moins d'avoir préalablement demandé au ministre de prendre un arrêté lui en accordant l'autorisation.

Demande d'avis

(3) Avant de rendre sa décision relativement à la demande d'autorisation visée au paragraphe (2), le ministre peut demander l'avis du Conseil d'examen des taux des entreprises de service, constitué sous le régime de la *Loi sur le Conseil d'examen des taux des entreprises de service*.

Remise de renseignements

(4) La Société fournit au ministre et au Conseil d'examen des taux des entreprises de service les renseignements nécessaires pour permettre au ministre de décider si l'autorisation devrait être accordée ou non.

Pouvoirs du ministre

(5) Le ministre peut

- (a) soit accorder l'autorisation d'entreprendre le projet d'immobilisations majeur, avec ou sans conditions;
- (b) soit le refuser.

Arrêté

(6) L'autorisation accordée par le ministre aux termes de l'alinéa (5)(a) est donnée sous forme d'arrêté.

Le 8 novembre 2010, la SÉQ a présenté au ministre responsable une demande d'autorisation de projet d'immobilisations majeur concernant la modernisation et l'augmentation de puissance de la principale centrale électrique d'Iqaluit. Le budget préliminaire de la SÉQ indiquait que le coût

du projet était évalué à 29,7 M\$. Cette estimation a par la suite été modifiée et le projet est maintenant évalué à 28,2 M\$ dans le document CETES SEQ 4c.

Le ministre responsable a demandé l'avis du CETES concernant la demande de la SEQ dans une lettre transmise le 9 novembre 2010.

2.0 DÉTAILS DE LA DEMANDE

La SÉQ indique qu'il est nécessaire de procéder à une augmentation de la puissance et à la modernisation de la centrale électrique d'Iqaluit afin de remplacer certaines unités vieillissantes et de répondre aux besoins grandissants de la population.

La SÉQ souligne que la charge de pointe du réseau enregistrée en 2009-2010 atteignait 9,45 MW, et que la charge de pointe prévue en 2010-2011 devrait atteindre 9,71 MW. Selon les critères de planification de la Société, la capacité de production doit être suffisante pour répondre à la charge de pointe prévue majorée de 10 %, même en cas de panne du principal groupe électrogène. La SÉQ précise que compte tenu de ses critères de planification, le réseau d'Iqaluit possède une puissance limitée ne pouvant excéder la charge de pointe prévue en 2010-2011.

Le tableau qui suit donne un aperçu de la puissance installée et de la puissance garantie en cas de panne du principal groupe électrogène.

Puissance existante							
Unité	Équipement	Emplacement actuel	Puissance en MW	Année d'install.	Heures de fonctionn.	Vie utile (heures)	Date prévue remplacement
G1	Warsila 9R32	Centrale principale	3.0	1993	83 000	100 000	2014
G2	Warsila 12V32	Centrale principale	4,3	2000	104 000	135 000	2021
G3	Warsila 12V200	Centrale principale	2.0	1996	56 000	120 000	2021
G4	CAT 3612	Centrale principale	3,3	1992	92 000	120 000	2016
G5	EDM 645	Centrale fédérale	2,3	1974	86 000	100 000	2016
	Puissance installée		14,9				
	Retrait princ. unité		-4,3				
	Puissance garantie		10,6				

Source : Tableaux 3 et 9 de la demande

Selon les données de la SÉQ, la charge de pointe de 9,71 MW prévue en 2010-2011 correspond à un indice de puissance garantie de 0,92 (9,71/10,6) pour la période 2010-2011. La capacité de production atteindra donc 92 % du facteur de charge lors de la période de pointe en cas de panne du principal groupe électrogène. Selon la SÉQ, l'indice de puissance garantie devrait être de 0,75 ou moins afin de trouver un juste équilibre entre la croissance de la charge du réseau et la puissance disponible. D'après la SÉQ, la défaillance de groupes électrogènes supplémentaires et le temps de reprise en charge à froid constituent les principales sources de préoccupation en cas de panne prolongée. La SÉQ est également préoccupée par les risques de défaillance prolongée des lignes d'alimentation 3 et 4 liées à la centrale fédérale. En cas de panne, le réseau pourrait perdre la capacité de production supplémentaire de 2,3 MW de la centrale fédérale. Le réseau serait alors incapable de répondre à la demande en période de pointe.

La SÉQ a examiné un certain nombre de solutions de possibles afin de disposer de la puissance requise pour répondre à la demande en période de charge de pointe et remplacer les groupes électrogènes existants à la fin de leur durée de vie.

Agrandissement de la centrale fédérale : Dans le cadre de cette option, des modifications seraient apportées à l'unité G5 dans l'enceinte même de la centrale sans déplacement de ce groupe électrogène. Un groupe électrogène G6 serait ajouté dans la centrale fédérale et relié au réseau au moyen des lignes d'alimentation 3 et 4.

La SÉQ souligne qu'un examen indépendant de la structure effectué par la firme Williams Engineering de Yellowknife conclut que le bâtiment fédéral ne possède pas la capacité structurelle pour accueillir un nouveau groupe électrogène, et que des modifications substantielles devraient être apportées à la dalle de plancher pour accueillir une grosse unité pesant environ 64 000 kg.

La SÉQ ne croit pas que l'agrandissement de la centrale fédérale soit une option viable, car trop de modifications seraient requises pour respecter les normes de sécurité et le code du bâtiment afin d'assurer le bon fonctionnement du bâtiment. De plus, un poste de distribution supplémentaire serait requis.

Groupe électrogène de secours : Cette option comprend la conception, l'achat et l'installation d'un groupe électrogène mû par turbine de 12 à 15 MW à la centrale principale. La SÉQ explique que l'utilisation d'un groupe électrogène entraîné par une turbine plutôt qu'un moteur à pistons classique réduirait considérablement l'empreinte de l'unité et les coûts d'installation en plus de fournir une quantité importante de puissance de secours en cas de panne de moteur dans l'une ou l'autre des centrales d'Iqaluit.

Toutefois, la SÉQ a jugé que cette option n'était pas viable. Elle croit que la de turbine est inefficace et qu'elle aurait un impact négatif sur l'efficacité énergétique du réseau d'Iqaluit entraînant une consommation excessive de carburant si elle devait être utilisée pendant de longues périodes. La SÉQ note également que cette option ne règle pas la question de la puissance garantie à la centrale d'Iqaluit, et qu'il s'agit d'une solution de gestion du risque à court terme ne tenant pas compte de la planification globale du réseau. Les groupes électrogènes existants devront tous être remplacés au cours des 3 à 5 prochaines années en raison de leur âge, peu importe la puissance de secours qui pourrait être installée, ce qui entraînerait des coûts supplémentaires pour la SÉQ. La Société souligne également que cette option ne tient pas compte de l'infrastructure vieillissante à la centrale principale et à la centrale fédérale.

Agrandissement de la centrale principale : La SÉQ mentionne que la plus récente mise à jour du plan directeur, effectuée en 2002 par Gygax Associates Engineering Ltd, identifie un certain nombre d'enjeux concernant les installations existantes et la capacité de production, et contient des recommandations au sujet des changements requis pour répondre à la croissance future de la charge et de la demande. Ce plan directeur recommande que tous les groupes électrogènes et les systèmes auxiliaires soient regroupés à l'emplacement de la centrale principale. Voici les principaux avantages de cette option selon la SÉQ :

1. Tous les groupes électrogènes seraient regroupés dans un même lieu et pourraient être entretenus à l'aide des mêmes équipements et ressources (pont roulant, atelier de mécanique, magasins, etc.), éliminant ainsi des dépenses liées au maintien de l'équipement et des services en double dans un autre lieu (c.-à-d. la centrale fédérale).

2. Tous les systèmes auxiliaires, y compris l'air (combustion, ventilation, outils et mise en marche), l'huile de lubrification et le glycol seraient regroupés dans un même lieu facilitant ainsi la manutention, le stockage en vrac et la distribution. Les systèmes auxiliaires seraient ainsi planifiés et intégrés de manière cohérente et coordonnée aux systèmes de chauffage, d'éclairage et de ventilation.
3. Possibilité d'utiliser la chaleur résiduelle en intégrant le nouvel équipement de production d'électricité au système existant de récupération de la chaleur résiduelle.
4. Possibilité de mettre en place des systèmes automatisés et les commandes de surveillance requises.
5. Possibilité d'agrandir le système d'alimentation en carburant existant pour desservir les nouveaux groupes électrogènes.
6. La propriété peut être correctement clôturés et l'extérieur du bâtiment rénové afin d'améliorer la sécurité du public, la fonctionnalité des zones administratives et l'apparence esthétique du bâtiment compte tenu de son emplacement privilégié surplombant la ville.
7. Réduction des coûts d'exploitation en utilisant du combustible à moindre coût à la centrale principale.

La SÉQ indique que des économies supplémentaires peuvent être réalisées en supprimant et démantelant l'unité EMD de la centrale fédérale et en interrompant les livraisons de carburant par camion.

La SÉQ propose deux options concernant l'agrandissement de la centrale principale (option 1 et option 2).

Agrandissement de la centrale principale - option 1 : Cette option prévoit l'ajout de deux compartiments pouvant recevoir deux nouveaux groupes électrogènes de 5,2 MW chacun, conformément au plan directeur de mise à niveau, ainsi que toutes les mises à niveau des installations techniques du bâtiment et des systèmes auxiliaires requises. Le coût estimatif de l'option 1, après ajustement de l'allocation relative à la chaleur résiduelle, est de 28,2 millions de dollars. La SÉQ indique que le coût d'agrandissement conformément à l'option 1 sera ajouté au taux de base de l'exercice 2013-2014. [CETES SÉQ 4c) annexe D révisée]

Dans le cadre de l'option 1, l'unité G5 située dans la centrale fédérale, ne serait plus utilisée à compter de l'exercice 2013-2014. Le retrait de l'unité G5 (2,3 MW) et l'ajout des deux groupes électrogènes de 5,2 MW se traduirait par une augmentation nette de la puissance installée de 14,9 MW à 23 MW en 2013-2014.

La SÉQ souligne que la mise hors de service de l'unité G5 permettra de procéder à un aménagement plus fonctionnel qui augmentera l'efficacité de la centrale. L'utilisation de cette unité est en ce moment restreinte par son emplacement et la configuration de la centrale fédérale, car elle ne peut être entièrement chargée à sa puissance maximale en raison de son alternateur sous-dimensionné.

Agrandissement de la centrale principale, option 2 : Cette option est semblable à l'option 1 à plusieurs égards, car elle prévoit l'ajout de deux compartiments pouvant recevoir deux nouveaux groupes électrogènes. Toutefois, les deux compartiments et les groupes électrogènes qui s'y rattachent seraient installés à des moments différents. La première étape serait exécutée en 2012-2013 avec l'ajout d'un compartiment et d'un groupe électrogène de 5,2 MW à un coût total de 18,055 M\$. La deuxième étape serait exécutée en 2017-2018 par l'ajout encore une fois d'un compartiment et d'un groupe électrogène de 5,2 MW à un coût total de 12,956 M\$ [URRC SÉQ 6c) annexe 1 annexe révisée E]

L'unité EMD G5 de la centrale fédérale serait mise hors de service en 2015-2016. [URRC SÉQ2c) annexe 1]

La SÉQ recommande l'option 1, car à son avis elle aurait moins d'impact sur les taux et le coût du projet tout en permettant à la SÉQ de fournir une alimentation électrique continue, sécuritaire et fiable aux consommateurs du Nunavut.

3.0 PROCESSUS

Le CETES a transmis le 25 novembre 2010 une lettre à la ville d'Iqaluit l'informant de la demande de la SÉQ. Le CETES a également fait publier l'avis de la demande dans des journaux distribués dans l'ensemble du Nunavut.

Lors des réunions de consultation publique menée dans le cadre de la requête en majoration tarifaire générale pour l'exercice 2010-2011, la SÉQ a effectué des présentations PowerPoint concernant la mise à niveau de la centrale principale d'Iqaluit et la demande d'autorisation en vue d'accroître la puissance de cette centrale. Les réunions de consultation publique ont eu lieu au mois de janvier 2011 aux dates et endroits indiqués ci-dessous.

Date	Collectivité	Heure	Lieu de la rencontre
6 janvier 2011	Iqaluit	19 h	Salle paroissiale
7 janvier 2011	Iqaluit	14 h 30	Salle paroissiale
10 janvier 2011	Pangnirtung	19 h.	Centre communautaire
11 janvier 2011	Apex (Iqaluit)	19 h.	Salle Abe Okpik
12 janvier 2011	Chesterfield Inlet	19 h	Salle du conseil
13 janvier 2011	Rankin Inlet	14 h 30 et 19 h	Aréna
18 janvier 2011	Cambridge Bay	19 h	Centre communautaire

Le public a eu l'occasion de faire part de ses commentaires au sujet de la demande d'autorisation à la fin de chaque réunion. Le CÉTES a également invité la population à lui transmettre des observations écrites au sujet de la demande d'autorisation au plus tard le 11 février 2011. Aucune observation écrite n'a été reçue à ce jour de la part du public ou d'une autre partie concernant la demande d'autorisation.

La SÉQ a répondu à la demande d'information du CETES le 10 janvier 2011.

4.0 CONSTATATIONS DU CÉTES

Sur la base des informations fournies dans le document CETES SÉQ 2c) Annexe 1, le CETES prend note que la valeur actuelle nette des augmentations tarifaires (valeur actuelle nette des augmentations de taux dans la dernière colonne de l'annexe 1, actualisés au coût moyen pondéré du capital de la SÉQ) serait un peu plus élevée en vertu de l'option 1, par rapport à l'option 2. Le CETES note également il y aurait une importante puissance excédentaire en vertu de l'option 1 au moins pour les exercices 2013-14 et 2014-2015 comme cela est indiqué ci-dessous.

Option 1 - Puissance supplémentaire, puissance garantie requise (PGR) et puissance excédentaire

		Puissance MW	PGR MW	Excédent MW
2012-2013	Existant	14,9		
2013-2014	Rempl. G5 (2,43 MW) et ajout 2 nouv. G5 et G6 de 5,2 MW chac.	23	16,9	6,1
2014-2015	Aucun changement	23	17,2	5,8
2015-2016	Mise hors service de G4 (3,3 MW)	19,7	17,5	2,2
2016-2017	Aucun changement	19,7	17,8	1,9
2017-2018	Aucun changement	19,7	18,1	1,6
2018-2019	Aucun changement	19,7	18,4	1,3
2019-2020	Rempl. G2 (4,3 MW) et G3 (2 MW) avec unités de 5 MW et 3 MW	21,4	18,7	2,7
2020-2021	Aucun changement	21,4	19	2,4
2021-2022	Aucun changement	21,4	19,4	2
2022-2023	Aucun changement	21,4	19,7	1,7
2023-2024	Aucun changement	21,4	20,1	1,3
2024-2025	Aucun changement	21,4	20,4	1

L'option 2 quant à elle entraînerait une augmentation plus échelonnée de la puissance installée de la centrale. Toutefois, l'ajout du deuxième groupe électrogène de 5,2 MW uniquement en 2017-2018 repousserait la mise hors services du groupe électrogène G4 jusqu'en 2017-2018 au moment de la construction du deuxième compartiment et de l'ajout de la deuxième unité de 5,2 MW à la centrale principale.

Une augmentation plus échelonnée de la puissance à la centrale principale entraînerait une augmentation plus progressive des taux en vertu de l'option 2 que de l'option 1, comme cela est illustré ci-dessous.

**Estimation prévue de l'impact de la mise à niveau de la centrale principale d'Iqaluit sur les taux d'électricité
Option 1**

Année	Taux en vigueur à Iqaluit avant la PGR de 2010-2011	Augmentation liée à la centrale principale	Taux après l'augmentation	Pourcentage augmentation (diminution) année après année
A	B	C	D= B+C	E
2012-2013	39,39		39,39	0,0 %
2013-2014	39,39	2,40	41,79	6,1 %
2014-2015	39,39	4,64	44,03	5,4 %
2015-2016	39,39	4,43	43,82	-0,5 %
2016-2017	39,39	4,23	43,62	-0,5 %
2017-2018	39,39	4,04	43,43	-0,4 %
2018-2019	39,39	3,85	43,24	-0,4 %
2019-2020	39,39	3,67	43,06	-0,4 %
2020-2021	39,39	3,50	42,89	-0,4 %
2021-2022	39,39	3,34	42,73	-0,4 %
2022-2023	39,39	3,18	42,57	-0,4 %
2023-2024	39,39	3,02	42,41	-0,4 %
2024-2025	39,39	2,87	42,26	-0,4 %
Source : CETES SEQ 2c) annexe 1				

Estimation prévue de l'impact de la mise à niveau de la centrale principale d'Iqaluit sur les taux d'électricité Option 2				
Année	Taux en vigueur à Iqaluit avant la PGR de 2010-2011	Augmentation liée à la centrale principale	Taux après l'augmentation	Pourcentage augmentation (diminution) année après année
A	B	C	D= B+C	E
2012-2013	39,39		39,39	0,0 %
2013-2014	39,39	1,54	40,93	3,9 %
2014-2015	39,39	2,97	42,36	3,5 %
2015-2016	39,39	2,84	42,23	-0,3 %
2016-2017	39,39	2,71	42,10	-0,3 %
2017-2018	39,39	3,59	42,98	2,1 %
2018-2019	39,39	4,40	43,79	1,9 %
2019-2010	39,39	4,20	43,59	-0,5 %
2020-2021	39,39	4,01	43,40	-0,4 %
2021-2022	39,39	3,82	43,21	-0,4 %
2022-2023	39,39	3,64	43,03	-0,4 %
2023-2024	39,39	3,47	42,86	-0,4 %
2024-2025	39,39	3,30	42,69	-0,4 %
Source : CETES SÉQ 2c) annexe 1				

Le CETES estime qu'une option échelonnée comme l'option 2 offrirait peut-être plus de flexibilité par rapport à l'utilisation éventuelle de sources d'énergie de remplacement pour répondre aux besoins de la SÉQ.

Nonobstant ce qui précède, le CETES reconnaît qu'il existe de nombreuses variables pouvant influencer les estimations de la valeur actualisée nette et les impacts sur les clients préparées par la SÉQ en raison de l'évolution des coûts relatifs des deux options et du calendrier de l'option 2. Par exemple, la SÉQ a utilisé une estimation d'inflation de 2 % par an. Le taux d'inflation réel pourrait être différent que celui utilisé dans cette hypothèse de 2%, ce qui aurait pour effet de modifier les estimations de la valeur actualisée nette. Outre l'inflation, d'autres coûts pourraient influencer les écarts de coûts entre les options 1 et 2. De plus, l'ajout du deuxième groupe électrogène prévu à l'option 2 pourrait être devancé si l'unité G4 existante doit être remplacée

en 2016-2017 comme prévu. Le report de la mise hors service de l'unité EMD (G5) située à la centrale fédérale entraîne des coûts supplémentaires pour le transport routier du carburant vers cette centrale.

Compte tenu de la preuve présentée dans le cadre du présent examen, le CETES estime que la SÉQ a clairement démontré que l'augmentation de la puissance et les améliorations prévues sont nécessaires, et accepte l'analyse de la SÉQ concernant le projet d'agrandissement de la centrale principale conformément au plan directeur de mise à niveau de cette installation.

En ce qui concerne le choix entre les options 1 et 2, le CETES considère qu'il s'agit essentiellement d'une décision de gestion. La décision prudente qui devra être prise entre les options 1 et 2, ou des variantes de celles-ci, sera basée sur de nouvelles informations qui viendront s'ajouter au fur et à mesure de la planification et de l'exécution du projet par la SÉQ. Le CETES estime que la SÉQ devrait être en mesure de faire la démonstration de la prudence de ses choix eu égard au moment de procéder aux immobilisations et d'intégrer le coût du projet à la base de tarification. La SÉQ pourra démontrer sa prudence en faisant la preuve qu'elle a choisi l'option la moins coûteuse compatible avec le maintien de la fiabilité du réseau et de la stabilité des taux.

5.0 RECOMMANDATION DU CETES

1. Après examen de l'ensemble du dossier, le CETES recommande que l'autorisation de projet majeur soit accordée pour le projet d'agrandissement et d'augmentation de la puissance de la centrale principale d'Iqaluit.

AU NOM DU

**CONSEIL D'EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE
SERVICES DU NUNAVUT**

DATE : 7 avril 2011

Raymond Mercer

Président