ᓄᓇᕗᒻᒥ ᐆᒪᖅᑯᑏᑦ ᐊᑭᖏᓐᓂᒃ ᕿᒥᕐᕈᔫᑦ ᑲᑎᒪᔨᖏᑦ
UTILITY RATES REVIEW COUNCIL OF NUNAVUT
IGLUIN AULATJUTITIGUN AKITUTILAANGINNUT KATIMAYIIT NUNAVUNMI
CONSEIL D'EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICES DU NUNAVUT

Rapport à l'intention du ministre responsable de la Société d'énergie Qulliq concernant :

la requête en majoration tarifaire générale de 2014/15 de la Société d'énergie Qulliq

Rapport 2014-04

28 avril 2014

LE CONSEIL D'EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICES

MEMBRES	Ray Mercer	Président
	Graham Lock	Membre
	Anthony Rose	Membre
	Jimmy Akavak	Membre

PERSONNEL DE SOUTIEN

Laurie-Anne White	Directrice générale
Raj Retnanandan	Consultant

ABRÉVIATIONS

PFUDC	Provision pour fonds utilisés durant la construction
OMHS	Obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation
DMIC	Durée moyenne d'interruption par client
DIM	Dépense en immobilisations
PDG	Président-directeur général
DF	Directeur financier
COGUA	Canadian Off Grid Utility Association
IEC	Immobilisations en cours
MSCG	Ministère des Services communautaires et gouvernementaux
GDD	Gestion de la demande
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
FEICRL	Futur enlèvement d'immobilisation corporelle et restauration des lieux
SSPC	Supplément pour la stabilisation des prix du carburant
ETP	Équivalents temps plein
PIB	Produit intérieur brut
GWh	Gigawattheure
GN	Gouvernement du Nunavut
RMTG	Requête en majoration tarifaire générale
DJC	Degrés-jour de chauffage
CVCA	Chauffage, ventilation et conditionnement d'air
NIIF	Normes internationales d’informations financières
KWh	Kilowattheure
DPGP	Demande de permis pour grand projet
MWh	Mégawattheure
PI	Provision insuffisante
NUL (T.N.-O)	Northland Utilities Limited (T.N.-O)
E&M	Exploitation et maintenance

SÉTNO	Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest
DPP	Division des produits pétroliers
CSP	Comptabilité du secteur public
QC	Qikiqtaaluk Corporation
SÉQ	Société d'énergie Qulliq
RPS	Réserve pour les préjudices et les sinistres
RCP	Rendement des capitaux propres
DMIS	Durée moyenne d'interruption du système
FMIS	Fréquence moyenne d'interruption du système

CETES	Conseil d'examen des taux des entreprises de services

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE DÉCISIONNEL **1**

1.0 CONTEXTE **3**

1.1 LA DEMANDE **3**

1.2 CONTEXTE D'ENTREPRISE **5**

1.3 RESSORT ET MANDAT DU CETES **6**

2.0 APPROCHE RÉGLEMENTAIRE **8**

3.0 ORIENTATION GÉNÉRALE DE LA SÉQ **14**

4.0 PROCESSUS D'AUDIENCE DE LA REQUÊTE **18**

5.0 BASE TARIFAIRE **19**

5.1 INTRODUCTION **19**

5.2 IMMOBILISATIONS BRUTES DE PRODUCTION EN SERVICE **19**

5.3 ACQUISITIONS D'IMMOBILISATIONS **22**

5.4 MISES HORS SERVICE, CESSIONS ET TRANSFERTS **33**

5.5 AMORTISSEMENTS CUMULÉS **34**

5.6 CONTRIBUTIONS **36**

5.7 FONDS DE ROULEMENT **38**

6.0 RENDEMENT DE LA BASE TARIFAIRE **41**

7.0 BESOINS EN REVENUS **44**

7.1 DÉPENSES EN CARBURANT ET EN LUBRIFIANTS **44**

7.1.1 PRIX DU CARBURANT 44

7.1.2 RENDEMENT EN CARBURANT 46

7.2 CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN (E&M) **47**

7.2.1 CHARGES DE RÉMUNÉRATIONS ET SALAIRES- TAUX D'INOCCUPATION 47

7.2.2 CHARGES DE FOURNITURES ET SERVICES- ENTRETIEN DES CENTRALES 49

7.2.3 CHARGES DE DÉPLACEMENT ET D'HÉBERGEMENT 51

7.3 RÉSERVES **52**

7.3.1 RÉSERVE POUR LES PRÉJUDICES ET LES SINISTRES ET RÉSERVE POUR LES AUDIENCES SUR LES TARIFS 52

7.4 AMORTISSEMENT **54**

7.4.1 CHARGE D'AMORTISSEMENT 54

7.4.2 AMORTISSEMENT DU COÛT DE FINANCEMENT 55

8.0 PRÉVISION DU REVENU 57

8.1 PRÉVISION DE LA CHARGE DU RÉSEAU 57

8.2 REVENUS AUX TARIFS ACTUELS 59

8.3 PERTES ET CONSOMMATIONS DES STATIONS 60

8.4 REVENUS TIRÉS D'AUTRES SOURCES 61

9.0 MANQUE À GAGNER EN FONCTION DES TARIFS ACTUELS 63

10.0 RÉPONSES AUX DIRECTIVES DES RAPPORTS DE RMTG PRÉCÉDENTS 64

11.0 AUTRES QUESTIONS 73

11.1 PHASE II 73

11.2 FIABILITÉ DU SERVICE 73

11.3 SÉCURITÉ 75

11.4 MESURES DE LA QUALITÉ DU SERVICE 76

12.0 MODALITÉS DE SERVICE 78

13.0 RÉSUMÉ DES DIRECTIVES DU PRÉSENT RAPPORT 80

14.0 RÉSUMÉ DES RECOMMANDATIONS DU CETES AU MINISTRE RESPONSABLE DANS LE CADRE DU PRÉSENT RAPPORT 84

SOMMAIRE DÉCISIONNEL

La Société d'énergie Qulliq (SÉQ ou Société) a déposé une requête en majoration tarifaire générale (RMTG, ou requête/demande) auprès du ministre responsable de la SÉQ visant à augmenter ses taux pour l'exercice de référence 2014/15. Dans sa RMTG modifiée, la SÉQ demande une augmentation de 8,6 % des tarifs existants (tarifs énergétiques de base plus le supplément pour la stabilisation des prix du carburant de 3,92 cents par kWh) pour compenser les insuffisances de recettes prévues pour l'exercice de référence 2014-2015. À la suite de l'examen de la requête, le Conseil d'examen des taux des entreprises de services (CETES) recommande une augmentation des tarifs énergétiques de 6,8 % applicable à compter du 1er mai 2014.

L'augmentation susmentionnée est le résultat de l'augmentation des coûts depuis la dernière RMTG, partiellement amortie par une augmentation des revenus de vente et des revenus non électriques. L'augmentation des coûts est en lien avec la croissance des taux causée par les ajouts de centrales et l'augmentation des dépenses d'exploitation. Les ajouts importants en matière de centrales depuis la dernière RMTG comprennent un investissement de 40 300 000 $ pour l'expansion de la centrale principale d'Iqaluit, et un ajout de 22 300 000 $ dans la mise à niveau du réseau de distribution d'Iqaluit à 25 kV. Les coûts réels de ses projets se sont avérés beaucoup plus élevés que prévu au moment de la RMTG en rapport à ceux-ci. Ces augmentations de coûts ainsi que les pratiques de la SÉQ relatives à la gestion des projets et au contrôle des coûts sont décrites dans la section 5.3.

La SÉQ a adopté une norme de comptabilité du secteur public (CSP) en 2010-2011. Par conséquent, la Société ne conserve plus de comptes de report obligatoires. Les comptes de report obligatoires comprennent notamment : compte de report pour supplément pour la stabilisation des prix du carburant (SSPC), comptes de contributions de la clientèle et d'amortissement cumulé, compte de réserve pour les préjudices et les sinistres (RPS), compte de réserve pour les audiences sur les tarifs, et compte de réserve pour futur enlèvement d'immobilisation corporelle et restauration des lieux pour la mise hors service et de dépollution d'une centrale.

Puisque la SÉQ joue un rôle important dans l'économie du Nunavut, il est essentiel que les documents comptables de la Société correspondent au caractère économique des transactions sous-jacentes. Le fondement de la réglementation économique n'est pas le même que le fondement de la reconnaissance des coûts et des revenus conformément à la norme de CSP. Par conséquent, il existe une dichotomie entre la substance économique des états financiers et les tarifs et revenus établis par l'autorité de réglementation conformément aux principes tarifaires et économiques.

Il est également important que les systèmes de documents comptables et de rapports facilitent l'émission de rapports de la SÉQ et permettent à l'entreprise de service de gérer efficacement ses activités, selon le pacte réglementaire. Ces raisons expliquent l'obligation de fournir des rapports sur les résultats réels dans des formats réglementaires définis. En ce sens, le CETES recommande d'intégrer un processus dans le modèle de CSP actuellement appliqué dans le but de rétablir certains comptes de report obligatoires.

1.0 CONTEXTE

1.1 LA DEMANDE

Le 20 décembre 2013, le Conseil d'examen des taux des entreprises de services (CETES) a reçu une demande de la Société d'énergie Qulliq (SÉQ ou Société) pour une requête en majoration tarifaire générale (RMTG, ou la requête/demande) en deux phases applicable en 2014-2015. La phase I de la requête traite des besoins globaux en revenus de l'entreprise de service. La phase II traite des coûts liés à la prestation de services selon les classes de tarification et les collectivités, ainsi que le rétablissement des tarifs uniques pour tout le territoire approuvés par la dernière RMTG.

La Demande a été initialement reçue le 1er novembre 2013, mais elle a été retirée le 7 novembre 2013 et soumise à nouveau le 20 décembre 2013. Le ministre responsable de la Société d'énergie Qulliq (le ministre) a présenté la requête au CETES aux fins d'examen et de recommandation le 20 décembre 2013.

Le besoin en revenus exigé par la SÉQ pour l'exercice 2014-2015 dans sa requête du 1er novembre 2013 était de 131 200 000 $. En appliquant les tarifs actuels, le résultat serait un déficit de 5 900 000 $, ou une hausse tarifaire de 5,1 % à compter du 1er avril 2014. L'augmentation moyenne de 5,1 % correspond à un niveau tarifaire comprenant un supplément pour la stabilisation des prix du carburant (SSPC) de 5,31 cents par kWh, mis en place en novembre 2013. Le SSPC a par la suite été réduit à 3,92 cents par kWh au 1er décembre 2013, selon un tarif provisoire remboursable. Cela signifie que l'augmentation des tarifs énergétiques demandée serait d'environ 7,4 %. Dans sa requête, la SÉQ indique que l'augmentation tarifaire exigée est nécessaire pour compenser l'augmentation des coûts engendrée par l'ajout de centrales et la hausse des coûts d'exploitation et de maintenance.

Dans une lettre du 29 janvier 2014, le ministre a informé le CETES des instructions données à la SÉQ annulant une instruction précédente d'aller de l'avant avec le tarif unique pour tout le territoire établi le 20 février 2012 par un ancien ministre responsable de la QÉC.

> Suite à un examen approfondi avec le Conseil exécutif, j'ai donné les instructions suivantes à la SÉQ :
>
> 1. Retirer l'instruction d'aller de l'avant avec le tarif unique pour tout le territoire donnée à la SÉQ par lettre le 20 février 2012 par l'ancien ministre responsable de la Société.
> 2. Supprimer la phase II de la RMTG de la SÉQ de 2014/15, laquelle fait actuellement l'objet d'un examen par le CETES, et veiller à l'application de la phase I de la requête uniquement, au moyen d'un même pourcentage d'augmentation générale des tarifs actuels. Tous les clients verraient le même pourcentage d'augmentation sur leurs tarifs actuels.
> 3. Soumettre une phase II de la RMTG afin de fournir plusieurs options d'étude du coût du service en prévision de la prochaine RMTG, prévue en 2018.
>
> Au cours de la récente campagne électorale du gouvernement du Nunavut, les clients de la SÉQ ont clairement fait comprendre leurs préoccupations à propos des répercussions d'un tarif unique pour tout le territoire. Pour garantir que la décision d'appliquer un tarif unique pour tout le territoire soit la meilleure option, un second examen est nécessaire. Cette approche donne la chance au gouvernement du Nunavut (GN), au nouveau conseil d'administration de la SÉQ et aux contribuables de déterminer la conception tarifaire la plus avantageuse aux Nunavummiut.
>
> De plus, le GN a fourni des programmes comme l'indemnité de vie nordique, et les subventions pour l'électricité doivent faire l'objet d'un examen afin de déterminer si des ajustements sont nécessaires considérant un éventuel changement dans la conception tarifaire. Selon le GN, la modification de la conception tarifaire et l'adaptation des programmes du GN doivent être réalisées simultanément. Ce délai permettra à la SÉQ et au GN de mettre en place une approche coordonnée.

Dans une lettre du 14 février 2014, la SÉQ a soumis des modifications à sa requête. Ces modifications du 14 février reflètent les répercussions de l'instruction du ministre d'abandonner le tarif unique pour tout le territoire, ainsi que les changements pour refléter l'augmentation des coûts du diesel appliquée à partir du 1er janvier 2014. Les modifications de février correspondent aussi au SSPC de 3,92 cents/kWh et, en vue de du calendrier actuel du CETES pour la présentation du rapport de la RMTG au ministre, comprennent une demande pour prolonger le SSPC jusqu'au 30 avril 2014. Dans sa lettre de février, la SÉQ demande des revenus de 139 700 000 $, ce qui entraînerait un manque à gagner de 16 800 000 $. Ce nouveau besoin de revenus se traduit par une augmentation de 14,9 % des tarifs énergétiques.

Le 19 mars 2014, le ministre a proposé d'autres modifications au CETES concernant la RMTG. Les modifications de mars 2014 reflètent le retrait de la TPS dans la prévision du coût du

carburant et des changements pour correspondre aux prévisions des nouveaux prix d'achat des combustibles sélectionnés. Dans sa lettre de mars, la SÉQ demande des revenus de 132 600 000 $, ce qui entraînerait un manque à gagner de 9 800 000 $. Ce nouveau besoin de revenus se traduit par une demande d'augmentation de 8,6 % des tarifs énergétiques. La SÉQ a joint l'annexe A à la lettre du 19 mars 2014 pour décrire les barèmes de la RMTG modifiée.

Il s'agit de la troisième RMTG de la SÉQ depuis sa séparation de la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest (SÉTNO) le 1er avril 2001. La première RMTG concernait l'exercice de référence du 1er avril 2004 au 1er mars 2005 (exercice de référence 2004/05). Le rapport du CETES au ministre responsable au sujet des questions soulevées par la RMTG de la SÉQ de 2004/05 était soumis le 27 janvier 2005, suivi d'un rapport final le 18 février 2005. La deuxième RMTG portait sur l'exercice référence 2010/11, laquelle a été suivie du rapport du CETES 2011-01 en date du 2 mars 2011 au sujet de la phase I, et du rapport du CETES 2012-01 en date du 27 janvier 2012 au sujet de la phase II.

Suite à la RMTG de 2010/11, la SÉQ a demandé et reçu des autorisations d'ajustements aux fins de SSPC de temps à autre. Les plus récentes demandes concernant la SSPC couvrent la période du 1er novembre 2013 au 30 avril 2014. Le ministre responsable a autorisé ces demandes et a fondé sa décision sur les rapports du CETES 2014-01 en date du 20 février 2014 et 2014-03 en date du 14 mars 2014.

La prise en considération du CETES des demandes du 1er novembre 2013 engendrant les modifications de février et mars 2014 (requête ou demande) est décrite dans les sections subséquentes.

1.2 CONTEXTE D'ENTREPRISE

La Société d'énergie Qulliq (SÉQ ou Société) est une société d'État appartenant entièrement au gouvernement du Nunavut (GN).

La SÉQ est constituée en société et réalise ses activités en vertu de la *Loi sur la Société d'énergie Qulliq*. Les tarifs de ce service d'électricité sont approuvés par le ministre responsable, lequel reçoit les conseils du Conseil d'examen des taux des entreprises de services (CETES) en vertu de la *Loi sur le Conseil d'examen des taux des entreprises de service* (la Loi). La Société utilise deux appellations commerciales :

- Nunavut Power produit et distribue l'électricité;
- Qulliq Energy fournit les services généraux.

Ces deux divisions partagent un seul et même conseil d'administration, les mêmes états financiers et une seule structure d'entreprise.

La SÉQ est la seule entreprise de production et de distribution d'énergie électrique au détail au Nunavut et compte environ 14 000 clients sur l'ensemble du territoire. La Société produit de l'électricité pour les Nunavummiut en utilisant 26 centrales autonomes au diesel et la distribue dans 25 collectivités. Ses capacités de production varient de 15 MW à Iqaluit à 400 KW à Grise Fiord. La SÉQ s'occupe de la maintenance mécanique, électrique et des lignes dans trois centres régionaux. Elle gère ses activités depuis son siège social à Baker Lake et de ses bureaux administratifs à Iqaluit.

1.3 RESSORT ET MANDAT DU CETES

La Loi exige que la Société, à titre de fournisseur d'électricité au Nunavut, obtienne l'autorisation du ministre responsable avant d'apporter un quelconque changement tarifaire. Avant d'approuver les tarifs de la Société, le ministre responsable doit demander conseil auprès du CETES.

Dans le cas d'une demande importante, comme la RMTG actuelle, le CETES doit fournir un rapport au ministre responsable dans les 150 jours suivant la réception de la demande du ministre. Le rapport doit indiquer :

a) que le taux ou le tarif proposé doit être approuvé;
b) que le taux ou le tarif proposé ne doit pas être approuvé; ou
c) qu'un autre taux ou tarif, précisé par le CETES, doit être adopté.

Dans la préparation de ce rapport, le CETES doit juger si le taux ou le tarif proposé est équitable et raisonnable compte tenu des différents facteurs, notamment les coûts de prestation de service, y compris les coûts de financement connexes.

Dans le cadre de sa mission en vertu de la Loi, le CETES est autorisé à :

a) tenir des réunions publiques ou à huis clos;

b) retenir les services d'experts et de conseillers;

c) sonder l'opinion publique;

d) tenir des réunions et diriger des médiations auxquelles participent des entreprises de service et les parties intéressées, et aider les entreprises de service et leurs clients à arriver à un consensus sur les questions litigieuses;

e) demander aux entreprises de service et à leurs employés de lui fournir tous les renseignements nécessaires à ces fins, et exiger que ces renseignements soient fournis sous serment ou par voie de déclaration solennelle;

f) se livrer, d'une façon générale, à des activités qui l'aident à fournir des avis éclairés au ministre responsable.

Conformément à la demande de conseil du ministre responsable en date du 20 décembre 2013, le CETES a mené des délibérations conformément aux exigences et aux paramètres établis dans la Loi. Ce rapport indique au ministre responsable les conclusions et recommandations du CETES.

Lorsque le CETES pense que la SÉQ doit recevoir l'ordre du ministre pour appliquer une mesure ou accomplir une tâche dans le cadre du processus de réglementation, le CETES utilisera le terme « CETES enjoint » dans la suite de ce rapport pour faciliter la compréhension, bien que le ministre doit, à son tour, approuver les directives en vertu de la Loi.

2.0 APPROCHE RÉGLEMENTAIRE

L'article 13 (2) de la Loi établit que le CETES doit vérifier le caractère juste et raisonnable du taux ou tarif proposé en tenant compte du coût de la prestation de service, y compris les frais de financement connexes, et tout autre facteur mentionné dans les lignes directrices. Les articles 1(1) et 1(2) des lignes directrices exige que le CETES détermine le coût de la prestation de service (besoins en revenus) en tenant compte des éléments suivants :

1(1) Recouvrement intégral des frais
Les tarifs doivent être établis de façon à ce que, chaque année, le revenu total engrangé par l'entreprise de service tiré des tarifs soit égal au coût total de la prestation de service établi en vertu de ces lignes directrices.

1(2) Approche de réglementation traditionnelle
Le coût total de la prestation de service doit être déterminé en utilisant des principes appliqués couramment aux services publics réglementés. Voici des éléments clés de cette approche :

a) Établir la valeur de tous les biens utilisés par l'entreprise de service, ou qui lui sont nécessaires, pour offrir le service.
b) Afin de déterminer la valeur des biens utilisés ou nécessaires,
   i) tenir compte du caractère raisonnable des prévisions de la croissance de la clientèle, de l'utilisation du système et des ventes de l'entreprise de service, ainsi que de son plan d'ajout ou d'amélioration d'équipement découlant de ces prévisions et de la nécessité d'offrir un service fiable et sécuritaire;
   ii) utiliser le coût des biens lors de leur mise en service en considérant ce que l'entreprise de service aurait judicieusement dû débourser pour ces biens, ainsi que toute dépréciation, tout amortissement ou tout amortissement pour épuisement;
   iii) prendre en compte le fonds de roulement nécessaire.
c) Lorsque la valeur des biens a été établie, décider d'une proportion acceptable de capitaux propres et de créances pour financer les biens, et prévoir
   i) un rendement équitable sur les capitaux,
   ii) des charges pour les intérêts et les coûts afférents aux créances.
d) En plus de ces coûts, ajouter toutes charges jugées raisonnablement nécessaires afin que l'entreprise de service puisse offrir ses services, par exemple :
   i) toutes les charges raisonnables liées à l'exploitation et à l'entretien,
   ii) le coût du carburant,
   iii) les taxes,
   iv) toutes autres charges auxquelles l'entreprise de service pourrait faire face pour offrir un service fiable et sécuritaire.

Chaque fois où le gouvernement demande l'avis du Conseil d'examen, celui-ci peut baser son analyse sur ces principes et sur d'autres principes réglementaires généralement reconnus.

La SÉQ a adopté une norme de comptabilité du secteur public (CSP) en 2010/11 et, par conséquent, ne tient plus de comptes de report réglementaires aux fins de comptabilité. En remplacement, les comptes de report réglementaires comme l'historique de contributions du gouvernement et de la clientèle et les comptes de report des coûts du carburant sont recréés aux fins de réglementation à partir de dossiers qui ne font pas partie du système de comptes. De plus, en conséquence de la transition vers la norme de CSP, la SÉQ ne couvre pas les coûts de futur enlèvement d'immobilisation corporelle et restauration des lieux (FEICRL) dans ses taux d'amortissement; les dépenses de restauration des lieux encourues au cours d'un exercice sont comptabilisées dans l'exercice en cours.

Les comptes de report réglementaires sont habituellement utilisés pour aligner la valeur économique des coûts ou des dépenses à leur recouvrement ou remboursement au moyen de tarifs de différentes générations de consommateurs (principe du rattachement des produits et des charges à l'exercice), conformément à l'approche habituellement employée au Canada dans les entreprises de services réglementées. Les comptes de report réglementaires servent aussi à équilibrer le risque entre les propriétaires et les clients. Voici deux catégories de comptes de report réglementaires que la SÉQ a éliminés à la suite de sa transition vers une norme de CSP :

Catégorie 1

- Contributions du gouvernement et des clients
- Soldes du supplément pour la stabilisation des prix du carburant

Catégorie 2

- Réserve pour les audiences sur les tarifs et réserve pour les préjudices et les sinistres
- Réserve pour le futur enlèvement d'immobilisation corporelle et restauration des lieux

La transition de la SÉQ vers une norme de CSP créé le besoin d'une tenue de documents réglementaires distincts (séparée des dossiers financiers) pour les éléments de la catégorie 1, aux fins de détermination tarifaire. De plus, la transition de la SÉQ vers une norme de CSP et les modifications qu'elle amène dans le traitement comptable des éléments de la catégorie 2 rendent

impossible le principe du rattachement des produits et des charges à l'exercice de certains coûts. Essentiellement, puisque le fondement de la réglementation économique n'est pas le même que le fondement de la reconnaissance des coûts et des revenus conformément à la norme de CSP, il existe une dichotomie entre la substance économique des états financiers et les tarifs et revenus établis par selon les principes économiques.

L'utilisation de comptes de report réglementaires constitue le mécanisme utilisé par d'autres ressorts pour pallier la dichotomie entre les rapports financiers fondés sur des normes comptables comme la CSP et la détermination tarifaire selon des principes de réglementation. Par exemple, la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, qui a fait la transition vers des normes internationales d'informations financières (NIIF)[1] en 2012, continue d'utiliser chacun des comptes de report réglementaires mentionnés dans les catégories 1 et 2.

Selon les lignes directrices, le coût de la prestation de service doit être déterminé en utilisant des principes appliqués couramment au Canada aux services publics réglementés. Les mesures du CETES ont des répercussions économiques, car elles créent des taux ou des tarifs, ou modifient ceux-ci, aux consommateurs d'électricité du Nunavut. L'utilisation des comptes de report réglementaires dans la détermination tarifaire fait partie de l'utilisation des principes habituellement appliqués au Canada dans la détermination tarifaire des entreprises de services réglementées.

Comme décrit à la section 5.6 du présent rapport, l'abandon de la part de la SÉQ des comptes de report réglementaires en matière de contributions soulève des inquiétudes sur la validation et la vérification de comptes rendus pour effectuer un suivi sur les contributions. De plus, des inefficacités réglementaires peuvent survenir en raison des ajustements nécessaires aux soldes d'amortissement accumulés afin de refléter l'amortissement des contributions.

L'une des raisons qui expliquent pourquoi la SÉQ n'a pas répondu aux critères de comptabilité liée aux tarifs qui auraient permis l'utilisation de comptes de report réglementaires en conjonction avec la CSP est l'évaluation de la vérificatrice générale du Canada selon lequel la

[1] La norme CSP est la version publique cadrant avec la NIIF.

Société est incapable de recouvrer ses coûts sans assistance financière importante, directe ou indirecte, du gouvernement du Nunavut. En ce qui concerne la comptabilité liée aux tarifs pour la SÉQ, le rapport de la vérificatrice générale joint aux états financiers 2009/10 de la SÉQ souligne que :

> La Société a préparé ses états financiers à l'aide de la comptabilité liée aux tarifs. En vertu des principes comptables généralement reconnus au Canada, la comptabilité liée aux tarifs requiert que les tarifs soient établis à des niveaux qui permettent de recouvrer les coûts. Comme la Société est incapable de recouvrer ses coûts sans assistance financière importante, directe ou indirecte, du gouvernement du Nunavut, elle ne remplit pas les critères pour la comptabilité liée aux tarifs.

Selon l'approche réglementaire définie dans les lignes directrices, les tarifs devraient être établis de façon à ce que, chaque année, le revenu total engrangé par l'entreprise de service tiré des tarifs soit égal au coût total de la prestation de service. Il s'agit du concept d'exercice de référence futur sous lequel se trouve une entente ou un pacte tacite entre l'autorité de réglementation (le ministre, avec les conseils du CETES) et le service public réglementé (SÉQ). Ce concept donne à la SÉQ la possibilité d'obtenir un taux de rendement raisonnable en échange de la prestation d'un service de distribution d'électricité sécuritaire et fiable. Implicitement, dans le cadre du pacte réglementaire, on s'attend à ce que le service public adopte de bonnes pratiques d'affaires dans la gestion de ses coûts et de ses revenus. Le service public ne respecte pas le pacte réglementaire lorsqu'il demande une assistance financière directe ou indirecte auprès du gouvernement du Nunavut, comme souligné par la vérificatrice générale.

Compte tenu du rôle important de la SÉQ dans l'économie du Nunavut, il est essentiel que les documents comptables de la Société correspondent au caractère économique des transactions sous-jacentes. Il est également important que les systèmes de documents comptables et de rapports facilitent l'émission de rapports de la SÉQ et permettent à l'entreprise de service de gérer efficacement ses activités, selon le pacte réglementaire. Ces raisons expliquent l'obligation de fournir des rapports sur les résultats réels dans des formats réglementaires définis.

Les rapports fondés sur un système normalisé de comptes intégrant des comptes de report réglementés sont nécessaires pour refléter les caractéristiques économiques de la réglementation tarifaire, et permettent de comparer le rendement de la SÉQ à d'autres services publics canadiens.

Compte tenu de ce qui précède, le CETES présente les recommandations suivantes :

- Le ministre doit demander à la SÉQ d'intégrer un processus dans le modèle de CSP actuellement appliqué dans le but de rétablir des comptes de report obligatoires. Ce processus poussera la SÉQ et d'autres intervenants du GN à mettre en place un système normalisé de comptes fondé sur les normes de CSP comprenant des changements, selon le besoin, afin de créer des comptes de report réglementés pour la SÉQ. De plus, en conjonction avec la mise en place d'un système normalisé de comptes, la SÉQ doit créer un format de rapport défini pour ses résultats financiers et opérationnels conforme aux principes réglementaires. La réintégration des comptes de report réglementaires dans le modèle de CSP doit être planifiée par la SÉQ avec l'apport des vérificateurs de la Société et les ministères du GN en mesure de contribuer à la tâche. De plus, le CETES recommande fortement à la SÉQ de consulter les conseillers du CETES, surtout au sujet du traitement comptable des coûts et des revenus avec les répercussions sur plusieurs années dans le but de garantir que les solutions proposées répondront à la fois aux exigences tarifaires du CETES et aux exigences de normes opérationnelles/comptables du GN et de la SÉQ. Une fois les comptes remis en place, la SÉQ doit en informer le ministre qui en retour demandera les conseils du CETES aux fins d'examen et de recommandation.

- Le ministre doit demander à la SÉQ de prendre les mesures nécessaires, y compris la planification/prédiction proactive des coûts, des revenus et de la majoration tarifaire, de demeurer imputable envers l'autorité de réglementation (le ministre, avec les conseils du CETES) en ce qui a trait à la génération des revenus nécessaires pour couvrir les coûts totaux de prestation de service, conformément aux principes et processus réglementaires établis par la loi et les lignes directrices.

3.0 ORIENTATION GÉNÉRALE DE LA SÉQ

Selon la SÉQ, afin qu'elle puisse fournir de l'énergie sans interruption de manière sécuritaire et fiable, elle doit travailler sur sa planification d'immobilisation à long terme afin de cerner les centrales qui devront être mises à niveau, agrandies ou entièrement remplacées, car elles auront atteint leur durée de vie utile.

La SÉQ indique qu'elle étudie d'autres technologies émergentes en matière d'énergie et la possibilité de les intégrer au cycle de planification des immobilisations. La SÉQ souligne qu'elle conserve son engagement à réduire la dépendance du Nunavut envers les combustibles fossiles. La SÉQ mentionne qu'elle explore des solutions énergétiques durables et efficaces, applicables dans l'ensemble du territoire. Le travail continu sur le développement potentiel de l'hydroélectricité à l'extérieur d'Iqaluit constitue un exemple de ces efforts.

Un des objectifs stratégiques de la SÉQ est d'améliorer l'efficacité opérationnelle d'ensemble et l'efficacité de la distribution d'énergie au moyen de meilleures pratiques d'ingénierie et d'exploitation :

Efficacité des coûts d'exploitation : le plan stratégique de la Société pour les exercices 2012-2015 définit sept objectifs stratégiques qui traduisent les objectifs à long terme de la Société. L'un de ces objectifs stratégiques est d'améliorer l'efficacité opérationnelle d'ensemble et l'efficacité de la distribution d'énergie au moyen de meilleures pratiques d'ingénierie et d'exploitation. Dans le cadre de cet objectif stratégique, la Société applique les mesures suivantes :

- Conception et mise en œuvre d'un système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) pour surveiller et consigner les données de production à l'échelle de la Société;
- Automatisation complète de toutes les centrales pour la distribution automatique des groupes électrogènes;
- Surveillance, consignation et identification des centrales subissant des pertes importantes des stations et des lignes, et mise en œuvre de procédures pour diminuer les pertes;
- Création de spécifications du matériel d'entreprise pour optimiser la production d'énergie et le rendement du carburant;
- Établissement de normes de conception de centrale, y compris des sous-systèmes, afin d'optimiser les coûts d'ingénierie et de construction;
- Élaboration d'un plan d'immobilisations sur 40 ans afin de donner une ligne directrice au remplacement/développement d'immobilisation de l'infrastructure principale de la Société.

Amélioration du rendement du carburant : le rendement de la SÉQ dans son ensemble s'est amélioré depuis la dernière RMTG (moyenne prévue de 3,71 kWh/litre pour 2014/15

> par rapport à la moyenne de 3,69 kWh/litre de la RMTG de 2010/11). Cette amélioration de rendement a amené une diminution de la consommation de carburant d'environ 426 000 litres (ou 495 000 $) pour l'exercice de référence 2014/15. La Société travaille également sur des mises à niveau du réseau de distribution et des centrales dans le but de minimiser les pertes en lignes (génération de 4,2 % prévue pour 2014/15 par rapport à 5,7 % dans la dernière RMTG), ce qui entraînerait une économie de carburant d'environ 734 000 litres (ou 782 000 $) pour l'exercice de référence 2014/15. [Requête p2-4, 2-5]

Dans sa requête, la SÉQ indique qu'un mode de paiement mensuel normalisé est en cours d'élaboration; son entrée en vigueur est prévue vers la fin de l'exercice 2013/14. Lorsque questionnée sur les détails de l'application du mode de paiement normalisé, la SÉQ déclare ce qui suit :

> Actuellement, d'autres études sont nécessaires pour comprendre l'infrastructure des TI et les besoins de programmation, ainsi que les changements à apporter aux flux de travail, pour aller de l'avant. La Société sait que la lecture des compteurs prend beaucoup de temps dans les grandes collectivités de son territoire, et elle se penche sur des solutions d'automatisation et de nouvelles méthodes permettant d'accélérer ce processus sans l'ajout d'ETP. [URRC QEC 26 h)]

Conclusions du CETES :

Le CETES prend note des efforts continus de la Société pour améliorer l'efficacité de ses activités, et ces efforts sont louables.

Par contre, il semble que la direction de la SÉQ ne s'attarde pas beaucoup sur la gestion et le contrôle efficaces des coûts en immobilisation, y compris la restauration des lieux et l'enlèvement d'actifs mis hors service. La SÉQ annonce son intention d'instaurer un plan d'immobilisation sur 40 ans afin de donner une ligne directrice au remplacement/développement d'immobilisation de l'infrastructure principale de la Société. Compte tenu du nombre de remplacements et d'expansions à apporter aux immobilisations, y compris les cas de restauration des lieux et d'enlèvement d'actifs mis hors service, il est impossible de trop insister sur l'importance d'une gestion prudente de l'immobilisation et des coûts connexes. La section 5.3 du présent rapport décrit les inquiétudes du CETES au sujet des principaux projets réalisés durant la période de 2010/11 à 2014/15.

Selon le CETES, la concentration des efforts sur une gestion prudente de l'immobilisation et des coûts d'exploitation, en mettant l'accent sur l'amélioration de la productivité d'ensemble tout en conservant des niveaux acceptables de fiabilité, de sécurité et de service à la clientèle, constitue une composante nécessaire à une bonne pratique d'exploitation.

La SÉQ mentionne qu'elle s'efforce à trouver des technologies émergentes en matière d'énergie et la possibilité de les intégrer au cycle de planification des immobilisations, et elle renouvelle son engagement de réduire la dépendance du Nunavut envers les combustibles fossiles. Ces initiatives sont louables, mais le CETES note que d'autres ressorts nordiques comme le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest appuient aussi la promotion de la production d'énergie renouvelable distribuée (en particulier l'énergie solaire) au moyen de mécanismes de normalisation, notamment un mesurage net. Selon le CETES, il convient de prendre en considération de tels mécanismes, car ils peuvent aussi aider à diminuer la dépendance envers les combustibles fossiles dispendieux.

Le CETES tient compte de l'intention de la SÉQ d'offrir un mode de paiement normalisé, décrit dans sa demande initiale. Par contre, la Société semble se distancer de ces plans lorsqu'on lui demande de définir un calendrier de mise en application. [URRC QEC 26 h)] Ce type d'incertitude sur les échéances de projets ou d'initiatives est souvent signe d'une planification et de ressources incomplètes de la part de la direction, dans ce cas-ci de la SÉQ.

Il existe d'autres domaines dans lesquels la SÉQ n'a pas répondu aux attentes en matière de réalisation en temps voulu d'un engagement, notamment le délai, depuis 2004/05, de la mise en œuvre des mesures de qualité du service (section 11.4) et le délai dans le développement et l'application de politiques et de pratiques au sujet de l'obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation (OMHS). L'OMHS est traitée plus en détail dans le paragraphe 12 de la section 10 du présent rapport.

On connait les conditions nordiques avec lesquelles la Société doit composer, notamment le climat, mais une planification adéquate des activités, des priorités et des ressources aux initiatives/projets faciliterait grandement l'atteinte des objectifs en temps voulu.

4.0 PROCESSUS D'AUDIENCE DE LA REQUÊTE

Après avoir reçu la requête, le CETES a mis sur pied un processus d’examen et d’audiences sur la requête. Au début du processus, le CETES a déterminé que la demande, telle que modifiée, doit être traitée comme une demande importante. À titre de demande importante, le chapitre 13 (1.2) de la *Loi sur le conseil d'examen des taux des entreprises de service* donne 150 jours au CETES pour examiner la requête et fournir ses recommandations. Le processus du CETES comprend l'examen des preuves au moyen de demandes d'informations, d'analyse des réponses et des soumissions écrites du public.

Un avis de réception de la demande a été publié dans les journaux distribués dans l'ensemble du territoire durant la période du 17 janvier 2014 au 19 février 2014, et un avis paraissait en ligne jusqu'à la fin du mois d'avril 2014.

Dans le cadre du processus d'examen de la demande, le CETES a déposé une demande d'information auprès de la SÉQ. Le CETES a reçu une réponse de la Société le 14 février 2014, le 21 février 2014 et le 28 mars 2014. La date limite pour les soumissions écrites du public était le 11 avril 2014, et le rapport du CETES devait être soumis au ministre responsable de la SÉQ au plus tard le 19 mai 2014.

Les sections suivantes décrivent l'examen des composantes des prévisions de revenus pour l'exercice 2014/15. Chaque section décrit et résume les conclusions du CETES et ses recommandations auprès du ministre.

5.0 BASE TARIFAIRE

5.1 INTRODUCTION

La base tarifaire prévue reflète le coût de propriété dès la première mise en service dans le cadre du besoin de fournir un service sécuritaire et fiable, et en tenant compte de ce que l'entreprise de service aurait dû payer normalement. La base tarifaire prévue pour l'exercice 2014/15 comme décrit à l'annexe 6.1 reflète les ajouts et les mises à niveau aux centrales et à l'équipement, l'amortissement accumulé et une provision pour fonds de roulement.

5.2 IMMOBILISATIONS BRUTES DE PRODUCTION EN SERVICE

Le tableau ci-dessous contient les soldes de mi-année pour les immobilisations brutes de production en service comme inscrits dans la RMTG de 2010/11 et la RMTG de 2014/15 :

	2010/11 GRA	**2014/15 GRA**
Gross Plant	$000	$000
Opening Balance	202169	255899
Additions	9311	28266
Disposals		
Adjustments		
Closing Balance	211480	284165
Mid Year Balance	206825	270032
Source: Appendix A, Schedule 6.1		

Dans le calcul des soldes ci-dessus, la SÉQ a exclu 19 700 000 $ liés aux actifs de chaleur résiduelle, et 1 745 000 $ liés à la centrale de Baker Lake des immobilisations de production en service, conformément aux documents comptables. Ce dernier montant pour la centrale de Baker Lake a été rejeté par le CETES dans son rapport sur la RMTG de 2004/05.

L'augmentation des soldes de mi-année pour les immobilisations brutes de production en service figurant dans le tableau ci-dessus est causée par des ajouts importants de centrale durant la

période de 2010/11 à 2014/15, et a été partiellement compensée par la dévalorisation de certaines corrections appliquées par la SÉQ dans ses états financiers de 2010/11, conformément à la transition vers une norme de CSP. Le tableau ci-dessous illustre les corrections aux immobilisations brutes de production en service réalisées en 2010/11 :

2010/11 Other Adjustments to Gross Plant in Service	
	$000
2010/11 Actual closing balance	212066
Government and Customer Contributions netted against gross plant	-22775
PSA Related Adjustment-Spare parts transfer to inventory	-3520
Removal of assets no longer in service	-28689
Addition of assets that were not in QEC's books	5643
Other	-62
2010/11 Actual closing balance after adjustments	162663
Source: URRC QEC14 and URRC QEC 35	

Comme mentionné dans le tableau ci-dessus, la SÉQ a commencé à affecter les contributions du gouvernement et de la clientèle aux immobilisations brutes de production en 2010/11 au lieu de déclarer ces contributions séparément dans le calcul de la base tarifaire. Les contributions sont présentées séparément dans le calcul de prévision de la base tarifaire de la RMTG de 2010/11 et n'étaient pas affectées aux immobilisations brutes de production.

Un montant de 3 500 000 $ en lien avec des pièces de rechange a été transféré des immobilisations de production en service vers l'inventaire (fonds de roulement), conformément aux exigences de la norme de CSP.

Certains actifs totalisant 28 700 000 $, auparavant considérés parmi les immobilisations de production en service, ont été retirés des immobilisations brutes de production en service, et certains actifs totalisant 5 600 000 $ auparavant définis comme des dépenses ont été comptabilisés de nouveau comme des actifs et intégrés aux immobilisations brutes de production en service. Toutes ces corrections cadrent avec la transition de la SÉQ vers une norme de CSP. À la pièce jointe 2 de URRC QEC 35, la SÉQ fournit de détails sur les corrections des actifs mis hors service et l'ajout des actifs ne figurant pas dans les livres de la Société auparavant.

Toutes les corrections en cours cadrent avec les états financiers vérifiés de 2010/11.

À la lumière des corrections susmentionnées, le solde de fermeture des immobilisations brutes de production pour 2010/11 a diminué de 49 400 000 $ par rapport à la RMTG de 2010/11. La suite de la base tarifaire 2014/15 décrite à l'annexe 6.1 reflète ces corrections.

Conclusions du CETES :

Le CETES note que les corrections apportées aux soldes des immobilisations brutes de production en service de 2010/11 signifient que la base tarifaire de la RMTG de 2010/11 était surestimée de 2 900 000 $, comme l'illustre le tableau suivant :

	Gross Plant	Accumulated Amortization	Net Book Value
	$000	$000	$001
Removal of assets no longer in service	-28689	-22246	-6443
Addition of assets that were not in QEC's books	5643	2141	3502
Net	-23046	-20105	-2941

Le CETES pense que les procédures et les pratiques de la SÉQ dans la mise hors service d'actifs n'ont pas été suffisamment rigoureuses pour clairement comptabiliser les actifs hors service et les actifs faisant partie des immobilisations. Ces types de corrections ponctuelles ultérieures à la RMTG de 2010/11 soulèvent des questions sur la respectabilité des soldes d'immobilisation prévus dans la RMTG de 2014/15.

Au sujet des corrections aux immobilisations brutes de production en service réalisées en 2010/11, le CETES souligne que les corrections ont été acceptées par les vérificateurs aux fins des états financiers. Sous réserve des commentaires de la section 4 du présent rapport, le CETES accepte les soldes d'ouvertures des immobilisations brutes de production en service pour 2014/15 tels que soumis.

5.3 ACQUISITIONS D'IMMOBILISATIONS

La SÉQ a fourni des détails à propos des acquisitions d'immobilisations pour la période de 2010/11 à 2014/15; ils se trouvent dans l'annexe C de la demande. Les éléments suivants sont des questions soulevées par des ajouts importants en immobilisation durant la période de 2010/11 à 2014/15.

Expansion de la centrale principale d'Iqaluit

La SÉQ a déposé une demande de permis pour grand projet (DPGP) le 8 novembre 2010 en vue de l'expansion de la centrale principale d'Iqaluit. Dans le rapport 2011-02 en date du 11 mars 2011, le CETES recommandait l'approbation de cette DPGP. Le CETES fondait sa recommandation sur l'étude des autres solutions présentées, la consultation de la collectivité, et les répercussions tarifaires. Les consultations avec la collectivité et l'évaluation des répercussions tarifaires étaient toutes réalisées en tenant compte d'un coût d'immobilisation prévu à 28 300 000 $ pour ce projet. Dans cette demande, la SÉQ propose d'ajouter 40 300 000 $ à la base tarifaire en 2013/14 pour couvrir les coûts de l'expansion de la centrale principale d'Iqaluit; ceci reflète un écart négatif d'environ 42 % entre la prévision considérée pour le permis du projet et les coûts réels/actualisés.

Au moment de la DPGP, la SÉQ a mentionné qu'elle mettra diverses mesures de contrôle des coûts en place pour l'exécution du projet :

> Tenant compte de la taille et de la complexité du projet, en particulier les défis de logistique, la SÉQ devra nommer un directeur de projet pour gérer la réalisation du projet. Cette personne sera responsable de garantir l'application de bons principes de gestion de projet pour contrôler les coûts, anticiper les problèmes et atténuer les risques.
>
> De plus, un comité directeur sera formé et ses membres se réuniront sur une base régulière pour traiter toutes les questions pouvant avoir des répercussions non négligeables sur le calendrier ou les coûts du projet. Ce comité sera formé du directeur financier (DF), du directeur de l'ingénierie, du directeur des opérations, du directeur de projet et du PDG (si nécessaire). [URRC QEC 5d), procédures de DPGP pour l'expansion de la centrale principale d'Iqaluit]

Selon URRC QEC 18, on demande à la SÉQ d'expliquer l'augmentation importante du coût de l'expansion de la centrale principale d'Iqaluit. Voici la réponse de la SÉQ :

> La comparaison du coût par catégorie de coût comme établie dans la demande de permis pour le projet d'expansion de la centrale principale d'Iqaluit n'est pas disponible, car le système comptable de la Société consigne les coûts selon la FERC et des codes de dépenses (c.-à-d. salaires et rémunérations, 13 fournitures et services, déplacements et hébergement), comme le résume le tableau 2.
>
> Les facteurs suivants ont contribué à la hausse des coûts du projet :
> Les critères des cahiers des charges n'étaient réalisés qu'à 75 % lors des passations des marchés, ce qui a provoqué de nombreux changements.
>
> - La révision de dessins additionnels après l'obtention du contrat a entraîné des coûts de conception supplémentaires.
> - Un seul soumissionnaire qualifié a répondu à l'appel d'offre de la SÉQ pour la phase 1 - architecture/structure/CVCA/services électriques d'immeuble. Le coût de la soumission était supérieur au coût prévu au budget. Une demande de modification était également nécessaire en raison des révisions de la conception, ce qui a engendré 2 500 000 $ en coûts supplémentaires.
> - Un seul soumissionnaire qualifié a répondu à l'appel d'offre de la SÉQ pour la phase 2 - mécanique/électrique... Le montant prévu au budget était de 3 500 000 $, et le coût inscrit dans la soumission était d'environ 6 500 000 $.
> - L'enlèvement de l'amiante était plus cher que prévu.
> - Il y avait des problèmes imprévus dans les travaux d'excavation : présence non anticipée d'un substrat rocheux, colonnes de béton d'une ancienne construction faisant obstacle.
> - Pluie abondante et inondation/traitement de l'eau durant les travaux.
> - Mauvais temps : baie glacée jusqu'à la fin juillet/début août, retardant la livraison de matériel, et ainsi le calendrier de réalisation.
> - Retard dans le projet de conversion de 25 kV en raison du mauvais temps, ce qui a retardé l'enlèvement du module de distribution d'énergie de la centrale principale.
> - L'intégration de la mise à niveau/rénovation avec la nouvelle section et l'équipement demande plus d'efforts que prévu.
> - Acquisition de moteurs et d'appareils accessoires. Les moteurs provenaient de Finlande, une installation motrice Wartsila adéquate a été mise en place.

Dans une demande d'information de suivi à URRC QEC 38c), on a demandé à la SÉQ d'expliquer en détail pourquoi elle n'a pas été en mesure de fournir de plus amples renseignements sur le coût réel de l'expansion de la centrale principale d'Iqaluit, ni de déterminer les coûts par grandes catégories de coûts, comme mentionné dans la DPGP. Voici la réponse de la SÉQ :

Actuellement, la Société n'a pas de module de comptabilité de projet en place permettant de décomposer les coûts réels du projet par catégorie de tâches. La Société a l'intention d'intégrer un module de comptabilité de projet à l'avenir pour ces raisons. La personne responsable de la surveillance du projet, présente sur le chantier de construction, s'est chargée du contrôle des coûts des demandes de changements. De plus, la direction a mis en place un processus d'examen des demandes de remboursement des entrepreneurs. Ce processus a servi à cerner une erreur dans une demande, dans laquelle l'entrepreneur avait inclus des heures supplémentaires. Cet ajout a été réfuté par la Société afin de s'assurer que seules les dépenses admissibles et raisonnables soient remboursées. Par contre, le contrôle des coûts a été affecté par une rotation de personnel au sein de la SÉQ; deux gestionnaires, deux ingénieurs, un directeur, un technicien et un coordonnateur de projet impliqués dans le projet ont quitté la Société avant sa réalisation. [URRC QEC 38c)]

FERC Account Breakout of Cost Estimates for Iqaluit Main Plant Upgrade Project ($000)

FERC	As per Major Project Permit Application	Updated Cost (URRC-QEC-18, Attachment 1)	Variance
341 Structures & Improvements	8,888	16,490	7,602
342 Fuel Holders, Prod., & Access.	815	102	-712
343 Prime Movers	362	420	58
344 Generators	12,656	17,288	4,632
345 Accessory Electric Equip.	951	1,179	228
346 Misc. Power Plant Equip.	1,212	341	-871
Capital Overhead	2,239	2,432	192
Interest During Construction	1,043	2,086	1,042
Total	**28,166**	**40,338**	

Pour ce qui est des grands écarts affichés dans le tableau ci-dessus, la SÉQ indique que les facteurs suivants expliquent les écarts de coûts dans le compte FERC de structures et améliorations (341) : les coûts additionnels de conception, le coût plus élevé de la soumission pour la phase 1 par rapport au montant prévu au budget, le travail supplémentaire imprévu d'excavation, la pluie abondante et d'autres facteurs décrits dans la réponse à URRC-QEC-18 (a) et (c).

Pour ce qui est des écarts de coûts des génératrices, le compte FERC (344), la SÉQ déclare que le coût plus élevé de la soumission pour la phase 1 par rapport au montant prévu au budget et

l'acquisition des moteurs Wartsila, nécessaire en raison de compatibilité mécanique, expliquent l'écart des coûts, comme décrit dans la réponse à URRC-QEC-18 (a) et (c).

La Société ajoute que l'augmentation du taux d'intérêt durant la construction a entraîné un déboursé supplémentaire d'environ 1 000 000 $ en raison des retards inévitables et des coûts d'ensemble plus élevés que prévu pour ce projet.

Mise à niveau du réseau de distribution d'Iqaluit à 25 kV

Conformément à l'annexe C, la mise à niveau actuelle/de la base tarifaire du réseau de distribution d'Iqaluit est de 6 551 000 $ en 2011/12 et de 15 727 000 $ en 2012/13, pour un total de 22 300 000 $ en deux ans. La DPGP approuvée correspondant au projet dans le rapport 10-3 du CETES (avril 2010) présente un coût estimé à 14 100 000 $. Ceci reflète un écart négatif de coût d'environ 5,8 % entre les prévisions du permis de projet et les coûts réels.

Au moment de la DPGP, la SÉQ a fourni les garanties suivantes en matière de procédures de contrôle de coûts :

> En ce qui a trait à la gestion du budget, la SÉQ a mis en place un système de suivi des dépenses en immobilisations : « CAPEX Tracking Report ». Ce système de suivi, géré conjointement par le service des finances et le service de l'ingénierie, permet à la SÉQ de surveiller le budget et les dépenses suivants :
>
> - Budget d'immobilisation approuvé
> - Révisions budgétaires
> - Dépenses réelles en immobilisation jusqu'à présent
> - Dépenses en immobilisation prévues
> - Montant restant au budget/dépassement des coûts du projet [URRC QEC 6, procédures de la DPGP pour la mise à niveau du réseau de distribution d'Iqaluit]

Au moment de la DPGP, la SÉQ avait estimé les coûts des différentes composantes du projet comme suit :

	$million
25 kV Main Substation	7.0
25 kV Federal Plant Substation	0.7
Phase I Line Construction	5.1
Phase II Line Construction	1.3
Total	14.1

Malgré la garantie d'un contrôle des coûts au moment de la DPGP, la SÉQ n'a pas été en mesure de préciser les écarts de coûts pour chaque composante du projet, comme décrit dans la DPGP et les chiffres actualisés réels :

> L'information demandée n'a pas pu être fournie dans les délais prévus par ce processus. [URRC QEC 37a)]

Comme solution de rechange, la SÉQ a fourni une décomposition différente des écarts entre les prévisions fournies lors de la DPGP et les coûts réels/actualisés, comme suit :

Table 1: Iqaluit Distribution System Upgrade Cost Summary ($000)

	As per Major Project Permit	Updated Cost	Difference
Substation			
Contractor/Consultant - Labour	4,665	4,314	-352
Contractor Meals and Incidentals	2	20	18
Contractor Travel and Accomodations	4	75	71
Freight	31	154	122
Payroll overtime	5	11	7
Payroll Regular	191	68	-123
Materials	1,025	1,095	70
Meals and Incidentals	1	1	0
Travel and Accomodations	8	8	0
Capital Overhead Allocation	584	806	-333
AFUDC	554		
Subtotal for Substation	**7,070**	**6,551**	-519
Distribution System			
Contractor/Consultant - Labour	4,074	6,862	2,788
Contractor Meals and Incidentals	0	3	3
Contractor Travel and Accomodations	0	38	38
Freight	31	338	307
Payroll overtime	0	147	147
Payroll Regular	13	158	145
Materials	1,232	6,091	4,860
Meals and Incidentals	0	6	6
Travel and Accomodations	0	7	7
Capital Overhead Allocation	531	2,077	414
AFUDC	1,131		
Subtotal for Distribution System	**7,013**	**15,727**	8,714
Total	**14,083**	**22,278**	

Notes:

1. Capital Overhead Allocation line in the Updated Cost column includes actual AFUDC charges.

Pour ce qui est des explications globales des écarts entre les prévisions fournies lors de la DPGP et les coûts réels du projet, la SÉQ déclare que :

> Le coût de projet pour le poste électrique était inférieur au budget. En ce qui a trait au réseau de distribution, au moment de l'estimation des coûts du projet, la SÉQ n'avait pas de renseignements détaillés sur l'état de chaque poteau et transformateur. Au cours du

> déroulement des travaux, on a constaté que beaucoup de poteaux et de transformateurs n'étaient pas dans un état adéquat. Puisque le réseau de distribution dépend beaucoup de ces composantes, tous les poteaux et les transformateurs jugés inadéquats ont été remplacés. Ce risque inattendu a comporté des coûts supplémentaires, notamment l'achat de matériel, le transport, l'embauche d'entrepreneurs. [URRC QEC 18]

La SÉQ mentionne que la mise à niveau du réseau de distribution d'Iqaluit constituait un projet d'envergure comprenant un nombre important de poteaux et de transformateurs. Au moment de l'estimation des coûts du projet, la SÉQ stipule qu'elle n'avait pas de renseignements détaillés sur l'état de chaque poteau et transformateur. La SÉQ n'était pas en mesure d'évaluer l'état de chacune de ses composantes. Par conséquent, la Société ne pouvait pas prévoir adéquatement le remplacement des poteaux et des transformateurs au moment de la demande de permis. [URRC QEC 37c)]

En réponse à URRC QEC 37 b), soit de fournir le comparatif entre le coût et le nombre de poteaux à remplacer, ainsi que le coût unitaire et le nombre de transformateurs à remplacer au moment de la demande du permis pour le projet et les chiffres réels, la SÉQ mentionne que :

> La Société entretient beaucoup de poteaux et de transformateurs à Iqaluit; la détermination des coûts unitaires nécessiterait des recherches dans beaucoup de données. [ibid b)]

Remplacement des centrales de Taloyoak et Qikiqtarjuaq

À URRC QEC 18, la Société indique qu'elle révise les estimations de coûts pour les ajouts des projets Taloyoak et Qikiqtarjuaq à la base tarifaire pour 2014/15.

La SÉQ mentionne que les projets étaient initialement conçus et comptabilisés en tant que centrales modulaires (construites, utilisées et désassemblées, expédiées au site, assemblées de nouveau et utilisées sur le site). Par contre, les charges de ces projets inscrits dans la demande se sont avérées beaucoup plus élevées que prévu. Tenant compte de ces coûts largement supérieurs aux prévisions pour la conception des centrales modulaires, la SÉQ indique qu'elle envisage d'autres options de conception pour ces centrales. La SÉQ mentionne qu'elle travaille avec un ingénieur-conseil pour créer un nouveau concept de centrale qui réduira l'encombrement des

centrales et modifiera l'approche de construction de manière à ce qu'elles soient construites et mises en marche sur le site, et non pas dans le sud.

Les coûts estimés pour le remplacement de ces deux centrales, conformément à la DPGP et la prévision révisée de la RMTG sont les suivants :

	MPPA Report #	MPPA Forecast	GRA Forecast
		$ million	$ million
Taloyoak Diesel Plant Replacement	2011-04	10.8	10.2
Qikiqtajjuaq Diesel Plant Replacement	2011-05	8.2	10.2
Note: The 10.2 million in Qikiqtarjuaq is forecast to be reduced by a contribution of $0.5 million			

Au moment de la DPGP, la SÉQ a indiqué que les coûts prévus pour les projets de centrale décrits ci-dessus ont une exactitude de plus ou moins 25 %.

Immeuble d'entreprise

La SÉQ propose d'ajouter 5 700 000 $ pour l'acquisition d'un immeuble à Iqaluit. Puisque la Société possède déjà le terrain sur lequel l'immeuble a été construit, ce 5 700 000 $ n'inclut pas le coût du terrain. La SÉQ mentionne qu'il s'agit d'une grande société d'État au Nunavut qui loue et possède plusieurs bureaux à Iqaluit. Avant la mise en œuvre de ce projet, les coûts que la société doit payer pour l'exploitation, l'entretien et la rénovation d'un nombre important d'espaces de bureaux, en propriété ou en location, étaient élevés et influencés par les fluctuations du marché.

La SÉQ indique que le budget pour ce projet était de 4 800 000 $ et que l'omission du recouvrement de l'estimation budgétaire est la principale raison qui explique la différence entre le budget et le coût réel. [URRC QEC 19]

Conclusions du CETES au sujet des acquisitions d'immobilisations :

Le CETES se questionne au sujet des grands écarts entre les estimations de coûts de projet calculées au moment des DPGP et les coûts réels/actualisés de l'expansion de la centrale principale d'Iqaluit et la mise à niveau du réseau de distribution d'Iqaluit décrites dans la requête. En effet, l'avis aux consommateurs, les consultations, l'évaluation des répercussions tarifaires et le rapport du CETES recommandant l'approbation des projets contenaient des coûts de construction beaucoup plus bas. L'augmentation de 43 % (ou 12 000 000 $) et de 58 % (ou 8 100 000 $) des coûts du projet d'expansion de la centrale principale d'Iqaluit et du projet de mise à niveau du réseau de distribution d'Iqaluit à 25 kV, respectivement, après l'approbation des DPGP, envoie des messages contradictoires à la clientèle de la SÉQ et annule les arguments apportés pour l'essai d'autres solutions dans un contexte de processus de DPGP. Dans des projets d'immobilisations d'envergure impliquant des fonds importants et l'évaluation des tarifs applicables aux consommateurs, des dépassements de 43 % et de 58 % ne sont pas du tout tolérables.

Après examen des preuves, le CETES en arrive aux conclusions suivantes en matière de planification et d'application du projet de l'expansion de la centrale principale d'Iqaluit :

- La diligence raisonnable et l'analyse de la portée du projet réalisées au moment de la DPGP semblent avoir été inadéquates, comme le prouvent le besoin de dessins additionnels et les coûts importants supplémentaires de conception encourus;
- L'estimation des coûts d'entrepreneurs et les négociations avant le contrat avec un seul soumissionnaire sont signe d'un manque de diligence raisonnable de la part du personnel de la SÉQ. Les soumissions beaucoup plus élevées que prévu par les entrepreneurs du domaine de l'électricité et de la mécanique confirment cette observation.
- Les procédures de suivi et de contrôle des coûts de projet durant la phase de réalisation semblent inadéquates. Par exemple, il n'existe aucun comparatif entre le budget et les coûts réels de chaque composante et chaque étape du projet, ce qui est inhabituel pour un projet de plusieurs années comme celui-ci. La SÉQ indique qu'elle prévoit appliquer un module de projet permettant de surveiller le calendrier de construction étape par étape [URRC QEC 18 b)];

- L'analyse et la comptabilité des coûts réels et des écarts par rapport au budget ainsi que les rapports connexes sont inadéquats. Par exemple, la SÉQ fournit divers justificatifs pour l'augmentation des coûts. Par contre, elle n'était pas en mesure de quantifier une augmentation de coût d'environ 5 500 000 $[2] en raison de différents facteurs, dans un quelconque contexte donné.

Le CETES en arrive aux conclusions suivantes en matière de planification et d'application du projet de mise à niveau du réseau de distribution d'Iqaluit à 25 kV :

- La diligence raisonnable et l'analyse de la portée du projet réalisées au moment de la DPGP semblent avoir été inadéquates, comme le prouve la mauvaise évaluation du remplacement des poteaux et des transformateurs;
- L'estimation des coûts d'entrepreneurs/conseillers pour le travail à accomplir semble avoir souffert d'un manque de diligence raisonnable de la part du personnel de la SÉQ. Les coûts beaucoup plus élevés des coûts d'entrepreneurs/conseillers (dépassement d'environ 2 800 000 $) pour la construction du réseau de distribution confirment cette observation.
- Les procédures de suivi et de contrôle des coûts de projet durant la phase de réalisation semblent inadéquates. À titre d'exemple, il n'existe aucune donnée sur les estimations et les chiffres réels des remplacements de poteaux ou de transformateurs.

Le CETES perçoit de grandes faiblesses en matière de procédures et de pratique dans la planification et la réalisation de ces projets. Selon le CETES, les mauvaises mesures de contrôle des coûts de projet augmentent la probabilité de dépenses imprudentes. Par conséquent, le besoin est urgent et important pour la SÉQ de prendre note des faiblesses susmentionnées en matière de planification et de réalisation de projets et d'apporter des mesures correctives. Plus précisément, le CETES enjoint à la SÉQ d'apporter les changements suivants afin d'améliorer ses pratiques de coûts et de gestion de projets :

[2] Selon un écart de coût global de 12 000 000 $: 2 500 000 $ pour la révision de la conception, 3 000 000 $ de plus à la phase 2 du projet, 1 000 000 $ de plus pour l'achat de génératrice = 5 500 000 $

- Établir un seuil de plus ou moins 20 % pour les coûts de projet soumis à une DPGP qui entraîne un examen des dépenses du projet par une autorité dirigeante de la SÉQ dès que la Société est avisée que les coûts dépasseront ce seuil; cette pratique nécessite une diligence raisonnable appropriée lors de l'analyse de la portée et la planification des estimations des coûts;
- Mettre en pratique une diligence raisonnable efficace, y compris la réalisation complète d'estimation à l'interne des coûts d'entrepreneur avant de négocier les contrats afin de réduire les risques de soumissions élevées et de surprises, en particulier lorsqu'il y a un nombre limité de soumissionnaires qualifiés dans le marché local;
- Appliquer les contrôles de projet suivant aux DPGP pour les centrales de Taloyoak, Qikiqtarjuaq et Grise Fiord et à toutes les autres DPGP;
    - Créer et mettre en application des procédures efficaces de suivi, de rapport, d'analyse et de contrôle des coûts et de documentation de projets, et ce, pour consigner les résultats de ces activités à chaque étape de la planification, du développement et de l'application du projet;
    - Préparer des rapports de réalisation une fois un projet terminé afin de résumer les activités consignées en matière de suivi, de rapport, d'analyse d'écart et de contrôle des coûts de projet;
    - Appliquer des mesures de responsabilisation, notamment l'éclaircissement des responsabilités en matière de planification et de réalisation efficaces et efficientes des projets d'immobilisations, sans oublier l'aspect économique.

Le CETES note que la probabilité de dépenses imprudentes de projet est élevée lorsque les mesures de contrôles ne conviennent pas, mais il n'existe pas de preuve précise suggérant l'imprudence des écarts de coûts désavantageux ou de toute portion connexe. Par conséquent, aux fins du présent rapport, le CETES recommande l'approbation de l'ajout à la base tarifaire de l'expansion de la centrale principale d'Iqaluit au coût de 40 300 000 $ en 2013/14 et la mise à niveau du réseau de distribution d'Iqaluit à 25 kV au coût de 6 551 000 $ en 2011/12 et de 15 727 000 $ en 2012/13.

En ce qui a trait au remplacement de la centrale de Taloyoak et de Qikiqtarjuaq, le CETES note que l'étendue du projet a changé depuis sa DPGP. Comme mentionné au sujet du projet d'expansion de la centrale principale d'Iqaluit et du projet de mise à niveau du réseau de distribution d'Iqaluit, le CETES doute que la SÉQ n'ait pas fait preuve de diligence raisonnable au moment de la DPGP des projets en matière d'atténuation des risques de changements importants à l'étendue des projets. À l'avenir, le CETES s'attend à ce que ce problème soit traité en appliquant les solutions décrites ci-dessus.

Tenant compte des prévisions révisées de la SÉQ pour le remplacement des centrales de Taloyoak et de Qikiqtarjuaq, rien ne suggère au CETES que les coûts proposés sont imprudents. En ce sens, le CETES recommande l'approbation de l'ajout à la base tarifaire du remplacement de la centrale de Taloyoak au coût de 10 200 000 $ en 2014/15 et de la centrale de Qikiqtarjuaq au coût de 10 200 000 $ également en 2014/15.

Au sujet de l'immeuble d'entreprise, le CETES note que l'écart entre les coûts réels et ceux prévus au budget était petit. Compte tenu de l'absence de preuve suggérant l'imprudence des coûts de l'immeuble d'entreprise à Iqaluit, le CETES recommande l'approbation de l'ajout de 5 700 000 $ à la base tarifaire en 2011/12.

5.4 MISES HORS SERVICE, CESSIONS ET TRANSFERTS

Le calcul de la base tarifaire de la SÉQ, à l'annexe 6.1, ne tient compte d'aucune mise hors service d'actif. Par contre, comme mentionné à la section 5.2 du présent rapport, la SÉQ a mis hors service pour environ 29 000 000 $ d'immobilisations brutes en 2010/11 et a remis en service pour environ 5 600 000 $ d'actifs préalablement déduits.

À URRC QEC 15f), on a demandé à la Société d'expliquer le traitement des mises hors service temporaires de différents actifs sur le plan de la réglementation et de la comptabilité. Dans sa réponse, la Société a indiqué qu'elle n'a pas les systèmes nécessaires en place pour reconnaître

les mises hors service temporaires d'actifs. La Société travaille sur la mise en place de systèmes permettant de reconnaître les mises hors service temporaires de différents actifs.

Conclusions du CETES :

Le CETES tient compte que le manque de procédures pour la mise hors service de centrales non utilisées ou nécessaires peut entraîner la surévaluation du solde d'actif utilisé dans les calculs d'amortissement. Le CETES note que cette surévaluation est survenue dans la RMTG de 2010/11, alors que les immobilisations brutes de production en service étaient surévaluées de 2 900 000 $, comme décrit dans la section 4.2.

Le CETES enjoint à la SÉQ d'appliquer immédiatement des mesures correctives pour intégrer des procédures servant à identifier et à mettre hors service des actifs inutilisés. Une fois de telles procédures en place, les mises hors service devraient être comptabilisées dans les résultats réels et les prévisions de l'exercice de référence.

5.5 AMORTISSEMENTS CUMULÉS

Le tableau ci-dessous contient les amortissements cumulés de mi-année comme inscrits dans la RMTG de 2010/11 et la RMTG de 2014/15 :

	2010/11 GRA	2014/15 GRA
Accumulated Amortization	$000	$000
Opening Balance	105562	97186
Additions	6979	8644
Disposals		
Adjustments		
Closing Balance	112541	105830
Mid Year Balance	109052	101508
Source: Appendix A, Schedule 6.1		

Dans le calcul des soldes ci-dessus, la SÉQ a exclu 6 700 000 $ liés aux actifs de chaleur résiduelle, et 274 000 $ liés à la centrale de Baker Lake des amortissements cumulés,

conformément aux documents comptables. Ce dernier montant pour la centrale de Baker Lake a été rejeté par le CETES dans son rapport sur la RMTG de 2004/05.

La diminution des amortissements cumulés à la mi-année illustrée dans le tableau ci-dessus est causée par d'importantes modifications apportées par la SÉQ dans ses états financiers de 2010/11, conformément à la transition vers une norme de CSP, compensée par l'ajout de dépense d'amortissement aux amortissements cumulés durant la période de 2010/11 à 2014/15. Le tableau ci-dessous illustre les corrections aux amortissements cumulés réalisées en 2010/11 :

2010/11 Other Adjustments to Accumulated Amortization	
	$000
2010/11 Actual closing balance	85299
Future Removal and Site Restoration fund	21922
2010/11 Actual closing balance consistent with 2010/11 GRA	107221
Government and Customer Contributions netted against accumulated am	-8020
Removal of assets no longer in service-accumulated amortization	-22246
Addition of assets that were not in QEC's books-accumulated amortizat	2141
Other	-63
2010/11 Actual closing balance after adjustments	79033
Source: URRC QEC14 and URRC QEC 35	

Comme mentionné dans le tableau ci-dessus, la SÉQ a commencé à affecter les contributions du gouvernement et de la clientèle aux immobilisations brutes de production en 2010/11 au lieu de déclarer ces contributions séparément dans le calcul de la base tarifaire. Par conséquent, la SÉQ a affecté un montant de 8 000 000 $ en amortissements cumulés aux contributions au solde d'amortissements cumulés de 2010/11.

Un montant de 21 900 000 $ en lien avec le futur enlèvement d'immobilisation corporelle et restauration des lieux (FEICRL) a été inclus dans les amortissements cumulés. L'inclusion du fonds de FEICRL dans les amortissements cumulés est similaire au traitement de cet élément dans la RMTG de 2010/11.

Les amortissements cumulés de certains actifs totalisant 22 200 000 $, auparavant considérés comme faisant partie des immobilisations de production en service, ont été retirés des

amortissements cumulés, et les amortissements cumulés de certains actifs, totalisant 2 100 000 $, ont été de nouveau comptabilisés parce que ces actifs ont été remis en service et inclus dans les immobilisations brutes de production en service. Toutes ces corrections cadrent avec la transition de la SÉQ vers une norme de CSP en 2010/11. À la pièce jointe 2 de URRC QEC 35, la SÉQ fournit des détails sur les corrections des amortissements cumulés pour les actifs mis hors service et des amortissements cumulés pour l'ajout des actifs de nouveau comptabilisés dans les immobilisations brutes de production en service.

Toutes les corrections en cours cadrent avec les états financiers vérifiés de 2010/11.

À la lumière des corrections susmentionnées, le solde de fermeture des immobilisations brutes de production pour 2010/11 a diminué de 28 200 000 $ par rapport à la RMTG de 2010/11. La suite de la base tarifaire 2014/15 décrite à l'annexe 6.1 reflète ces corrections.

Conclusions du CETES :

La section 5.2 décrit les inquiétudes du CETES à l'égard des corrections apportées aux immobilisations brutes de production en service et aux amortissements cumulés.

Le CETES accepte le calcul de la SÉQ des soldes d'amortissement cumulés pour l'exercice référence 2014/15 tels que soumis.

5.6 CONTRIBUTIONS

Le traitement des contributions du gouvernement et de la clientèle a changé en 2010/11 en conjonction avec la transition avec la norme de CSP. La SÉQ mentionne que toutes les contributions sont reconnues comme des revenus dans l'exercice en cours, et les actifs en question sont ajoutés à la propriété, à la centrale et à l'équipement à leur pleine valeur aux fins de comptabilité.

Pour des raisons de réglementation, la SÉQ indique que toutes les contributions sont affectées aux actifs correspondants. À URRC QEC 12, la Société affirme qu'elle maintiendra la capacité d'identifier les actifs contribués par la clientèle dans les comptes d'immobilisations brutes de production en service. Ceci permettra à la SÉQ d'apporter des corrections au calcul de la base tarifaire comme décrit dans la présente demande et dans la réponse à URRC QEC 13.

À la pièce jointe 1 de URRC QEC 13, la SÉQ fournit un historique des contributions du gouvernement et de la clientèle. Cette pièce jointe n'illustre aucune prévision de contributions pour 2013/14 et 2014/15.

Au sujet des contributions de la clientèle, la SÉQ mentionne ce qui suit :

> Les projets d'expansion du réseau de distribution, habituellement associés aux contributions de la clientèle, ont généralement une petite valeur monétaire et sont très difficiles à prévoir. Par conséquent, la Société n'inclut pas les prévisions d'acquisitions d'immobilisations en lien avec les projets d'expansion du réseau de distribution ou les contributions de la clientèle connexes dans les prévisions de la base tarifaire de son exercice de référence. Cette approche est conforme à la méthode employée par la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest. [URRC QEC 34]

Conclusions du CETES :

L'approche de la Société pour réaliser un suivi sur les contributions, aux fins de réglementation, est de recréer des dossiers de consignation pour les contributions et les amortissements à l'extérieur du système de comptes. Dans le système de comptes de la SÉQ, toutes les contributions sont traitées comme des revenus.

Selon le CETES, la tenue de dossiers de consignation pour les contributions à l'extérieur du système de comptes amène des problèmes de vérification et de validation, car ces dossiers ne font pas partie du système de comptes faisant l'objet d'attestation de vérification. De plus, effectuer un suivi sur les contributions à l'extérieur du système de comptes signifie que certains correctifs au solde des amortissements cumulés vérifié seront nécessaires pour refléter

l'amortissement des contributions, aux fins de réglementation. Fondamentalement, la tenue de dossiers de consignation pour surveiller les contributions à l'extérieur du système de comptes entraîne des corrections encombrantes aux soldes d'ouverture, et donc un manque d'efficacité sur le plan de la réglementation.

En plus des inquiétudes susmentionnées à propos de l'inefficacité sur le plan de la vérification et de la réglementation, il existe d'autres questions philosophiques sur l'absence de compte de report réglementaire pour les contributions. Dans la section 2.0 du présent rapport, le CETES décrit ses inquiétudes au sujet de l'absence de compte de report réglementaire pour les contributions.

En ce qui a trait aux contributions de la clientèle, le CETES note que la SÉQ n'a pas prévu de contributions de la clientèle dans les exercices de 2013/14 ou 2014/15. La SÉQ mentionne que ces montants sont habituellement petits en valeur monétaire et très difficile à prévoir. Le CETES note que les contributions de la clientèle pour les projets de distribution décrits à l'annexe C sont essentiellement des mises à niveau à des réseaux de distribution existants qui ne sont pas susceptibles d'attirer d'importantes contributions. En ce sens, l'absence de prévision de contributions de la clientèle de la part de la SÉQ pour 2013/14 et 2014/15 est acceptée aux fins du présent rapport.

5.7 FONDS DE ROULEMENT

L'annexe 6.4 illustre le calcul du fonds de roulement, par composante. Le montant total du fonds de roulement a augmenté, passant de 13 600 000 $ dans la prévision de la RMTG de 2010/11 à 22 100 000 $ dans la prévision pour 2014/15.

La SÉQ indique que le fonds de roulement en espèces a été établi à l’aide d’une étude des délais de paiement réalisée aux fins de la RMTG de 2010/11. D'autres éléments du fonds de roulement

sont l’inventaire des fournitures, l’inventaire du carburant et les paiements anticipés des loyers et des assurances.

L'augmentation de l'inventaire des fournitures en milieu d'année est l'une des principales raisons de l'augmentation du fonds de roulement. La SÉQ a fourni les explications suivantes pour justifier l'augmentation de l'inventaire des fournitures, lequel est passé d'un solde de 1 100 000 $ en milieu d'année dans la prévision de la RMTG de 2010/11 à un montant de 7 700 000 $ dans la prévision pour 2014/15 :

> Il a été noté que le solde d'ouverture et de fermeture de 2014/15, soit 7 700 000 $, ne fait pas uniquement référence aux pièces de rechange importantes, il couvre aussi l'inventaire des fournitures, lequel comprend les pièces de rechange importantes et aussi les lubrifiants et d'autres produits et articles. Ce solde est calculé selon une moyenne simple des soldes réels de fermeture de l'inventaire des fournitures pour 2010/11 - 2012/13.
>
> Voici les soldes à la fin des exercices financiers pour les pièces de rechange importantes :
>
> - 2010/11 : 3 520 000 $;
> - 2011/12 : 5 693 000 $;
> - 2012/13 : 7 434 000 $;
>
> À propos des changements dans les niveaux de pièces de rechange, le changement de 2010/11 à 2011/12 a été causé par la décision de retirer les articles déjà enregistrés comme charges, mais toujours en stock, des dépenses et de les transférer dans l'inventaire. Le changement de 2010/12 [sic] à 2012/13 est en lien avec l'augmentation de l'inventaire en préparation aux projets d'immobilisations prévus.
>
> La Société n'est pas en mesure de fournir la décomposition des pièces de rechange dans les délais prévus dans le processus d'examen. Il est extrêmement difficile de décomposer l'inventaire des pièces de rechange par catégorie pour les années antérieures. Les limites de la capacité de rapport du module d'inventaire Great Plains font de cet exercice une tâche longue et difficile.
>
> Le système d'inventaire Great Plains a été mis en place en 2010/11 et depuis, des améliorations lui sont constamment apportées. Un nombre important d'éléments ont été ajoutés au système afin que tous les items de la liste standard principale (conformément à la conception) soient inclus, entraînant une augmentation de la valeur de l'inventaire en stock (compensée par une diminution dans « Inventaire-autre » ou les comptes de dépenses de matériel acheté). [URRC QEC 42]

Conclusions du CETES :

Le CETES note que la valeur de l'inventaire des pièces de rechange a plus que doublé en 2012/13 par rapport à 2010/11. Une partie de l'augmentation de l'inventaire des pièces de rechange semble temporaire selon les indication de la SÉQ, car le changement de niveau d'inventaire entre 2010/11 et 2012/13 est causé par l'augmentation de l'inventaire en préparation des projets d'immobilisations prévus.

Bien que certains projets d'immobilisations d'envergure (expansion de la centrale principale d'Iqaluit, mise à niveau du réseau de distribution d'Iqaluit à 25 kV) prennent fin en 2013/14, l'inventaire des fournitures prévues dans la RMTG de 2014/15 reflète des niveaux comparables à ceux tenus durant une phase de grande construction. Le CETES note que la valeur de l'inventaire pour les pièces de rechange a augmenté de 3 900 000 $ de 2010/11 à 2012/13.

Le CETES considère que l'inventaire des pièces de rechange inclus dans le fonds de roulement doit refléter le niveau requis pour les activités de la Société seulement, et non pas un inventaire pour les projets de construction d'immobilisation. Par conséquent, le CETES recommande que l'inventaire des fournitures de 2014/15 passe de 7 700 000 $ à 5 800 000 $ (5 400 000 $ à compter de la mi-année 2010/11, auquel s'ajoute 2 % d'inflation sur 3 ans et demi) pour refléter les niveaux d'inventaires couvrant les activités. Les corrections du CETES sur l'inventaire des fournitures et la base tarifaire sont reflétées dans le calcul du manque de revenu à gagner à l'annexe 1 du présent rapport.

6.0 RENDEMENT DE LA BASE TARIFAIRE

Le tableau ci-dessous indique la structure financière, le coût structurel à long terme de la dette et le rendement des capitaux propres pour 2014/15 :

Revised Schedule 4.4
Qulliq Energy Corporation 2014/15 General Rate Application
Return on Rate Base - Mid Year
(in thousands of dollars)

	Mid-Year Capitalization	Deemed Mid-Year Capital Ratios [1]	Mid-Year Rate Base	Mid-Year Cost Rate	Return
2014/15 Forecast					
Common Equity	104,998	40.00%	76,268	9.30%	7,093
Long Term Debt	128,176	59.13%	112,738	5.20%	5,860
No Cost Capital	2,052	0.87%	1,664	0.00%	0
TOTAL	**$ 235,226**	***100.00%***	**$ 190,670**	**6.7936%**	**$ 12,953**

La SÉQ mentionne que dans son rapport 2011-01 au sujet de l'exercice de référence 2010/11, le CETES a établi qu'un ratio de 40 % de capitaux propres dans la structure financière couvrant la base tarifaire convenait pour déterminer un rendement équitable. C'est pourquoi la SÉQ a proposé un ratio d'équité de 40 % pour 2014/15.

En ce qui a trait au coût des nouvelles dettes, la SÉQ indique qu'elle estime un ajout de 30 000 000 $ dans les dettes à long terme en 2013/14, et un 30 000 000 $ supplémentaire en 2014/15, tous deux à un taux d'intérêt de 4,24 %. L'annexe 4.6 illustre le calcul du coût moyen des dettes à long terme. Un calcul détaillé du coût structurel des dettes se trouve à la pièce jointe de URRC QEC 10.

La SÉQ mentionne que les capitaux à titre gratuit proposés comprennent le prêt sans frais du GN, la réserve pour les audiences. Le prêt ne porte aucun intérêt et est remboursé au GN sur dix ans au moyen de paiements annuels de 510 000 $. Le premier paiement a été versé le 1er octobre

2006. Le compte de réserve pour les audiences contient le solde de la réserve pour les audiences et le solde de la réserve pour les préjudices et les sinistres (RPS).

À propos du coût des capitaux propres, la SÉQ indique que dans sa décision 17-2011, la Régie des services publics des Territoires du Nord-Ouest a approuvé un rendement des capitaux propres (RCP) de 9,30 % à Northland Utilities (NWT) Ltd. pour chacun des exercices de référence 2011-2013. La SÉQ déclare qu'elle réalise ses activités dans un environnement plus difficile que les autres entreprises de service au Canada en raison des distances séparant ses collectivités (c.-à-d. aucun lien ferroviaire ou routier avec les ressorts du sud), de la petite taille de ses collectivités et un accès limité à la production d'électricité par barrage ou gaz naturel. Par conséquent, la SÉQ pense que son RCP doit être au moins équivalent à celui approuvé pour Northland Utilities (NWT) Ltd., et qu'elle pourrait très bien défendre comme argument que ses risques opérationnels élevés justifieraient un RCP élevé. La SÉQ a proposé un RCP de 9,30 % pour l'exercice de référence 2014/15, soit le même taux que le taux le plus récemment approuvé pour Northland Utilities (NWT) Ltd.

Conclusions du CETES :

Au sujet du calcul du coût des dettes fourni dans la pièce jointe à URRC QEC 10, le CETES note que chaque dépense d'intérêt de chaque instrument de créance reflète le calendrier des dettes de service de la SÉQ et non pas le coût des dettes à la mi-année. Le coût structurel des dettes basé sur la convention de mi-année est calculé selon l'approche ci-dessous :

	2014/15 Embedded Cost of Debt									
	(Thousands of Dollars)									
	2001	2007	2007	2010	2012	2011	2012	2013	2014	
	Debenture Debt	Facility B	Facility C	Facility D	Facility E	Facility F	Facility G	New Loan	New Loan	Total
	6.809%	4.240%	4.240%	2.400%	4.240%	4.240%	2.500%	4.240%	4.240%	
	61000	7000	8000	8000	4800	13000	20000	30000	30000	
Opening Balance	42259	3089	3943	5539	4454	10043	18667	29500		117494
Issue									30000	30000
Repayments	2867	378	481	671	171	1194	1000	1033	840	8635
Closing Balance	39392	2711	3462	4868	4283	8849	17667	28467	29160	138859
Mid Year Balance	40826	2900	3703	5204	4369	9446	18167	28984	14580	128177
Interest Expense	2780	123	157	125	185	401	454	1229	618	6072
	6.809%	4.240%	4.240%	2.400%	4.240%	4.240%	2.500%	4.240%	4.240%	4.7369%

Le CETES réduira le coût structurel des dettes de 5,2 % proposé (annexe 4.4) à 4,7369 % comme illustré au tableau ci-dessus et reflété dans le rendement de dette révisé du calcul des rendements totaux, des besoins en revenus et l'augmentation tarifaire nécessaire, comme présenté à l'annexe 1 du présent rapport.

Pour ce qui est de la structure et le taux de RCP, le CETES est d'avis que la structure et le RCP de l'entreprise de service doivent suffire pour donner confiance dans la viabilité financière de l'entreprise de service et préserver son intégrité financière.

Rien n'indique au CETES que les risques opérationnels de la Société ont changé depuis sa RMTG de 2010/11. À ce moment, le CETES a recommandé une structure et un RCP correspondant à un ratio de couverture des intérêts de 2,27 %[3]. En ce qui a trait aux risques d'exploitation de la Société et au rendement d'entreprises de service comparables et à leurs risques financiers et d'exploitation respectifs, soulignés ci-dessus, le CETES est d'avis qu'un ratio de 40 % de capitaux propres dans la structure financière couvrant conjointement la base tarifaire et un rendement des capitaux propres de 9 % sont appropriés pour établir un rendement équitable de la base tarifaire en 2014/15. Le CETES considère qu'un ratio de 40 % et un rendement de 9 % amènent un ratio de couverture des intérêts de 2,285 %[4]. Le ratio de couverture des intérêts est comparable à celui approuvé au moment de la RMTG de 2010/11.

[3] Rendement total de 7 193 000 $ /rendement de dette de 3 175 000 $ conformément à l'annexe 4.6.
[4] Rendement total estimé à 12 089 000 $/rendement de dette estimé à 5 290 000 $ selon les calculs du CETES.

Ainsi, le CETES recommande l'approbation d'un ratio de 40 % et un rendement de 9 % pour 2014/15.

Le CETES réduira le coût du capital-actions de 9,30 % proposé (annexe 4.4) à 9,0 % et l'inscrira dans le rendement révisé de la mise de fonds du calcul des rendements totaux, des besoins de revenus et l'augmentation tarifaire nécessaire, comme présenté à l'annexe 1 du présent rapport.

7.0 BESOINS EN REVENUS

7.1 DÉPENSES EN CARBURANT ET EN LUBRIFIANTS

7.1.1 Prix du carburant

Le 20 décembre 2013, le ministère des Services communautaires et gouvernementaux (MSCG) a annoncé des hausses du prix du carburant en vigueur à compter du 1er janvier 2014. Ces hausses de prix figurent dans les barèmes de besoins en revenus soumis au CETES le 21 février 2014. Les modifications de mars 2014 apportées à la requête reflètent le retrait de la TPS dans la prévision du coût du carburant et des changements visant à tenir compte des prévisions des nouveaux prix d'achat des combustibles sélectionnés.

Comme l'illustre l'annexe 4.2.5, le prix moyen pondéré par litre de carburant est de 1,10 $ pour 2014/15. Au moment de la dernière RMTG, le prix moyen pondéré était de 0,91 $/litre pour 2010/11.

Conclusions du CETES :

Dans le rapport 2013-03 de la SSPC, le CETES s'inquiète sur les points suivants :

> De plus, des achats ponctuels de carburants sont réalisés parce que la SÉQ n'a pas l'infrastructure requise pour stocker le carburant dont elle a besoin pour une année complète. Seulement à Iqaluit, la capacité limitée des réservoirs de carburant a entraîné des dépenses supplémentaires à la SÉQ depuis février 2013. Sur une base annuelle, ces

> dépenses additionnelles correspondraient à plus d'un million de dollars en dépenses de carburant.
>
> À propos des coûts et des avantages des achats ponctuels à prix élevés par rapport aux dépenses liées à l'augmentation de la capacité des réservoirs, le CETES pense que la SÉQ doit assumer la responsabilité ses décisions lorsqu'elle tranche entre immobilisation et achat de carburant.

Par conséquent, le CETES a enjoint à la SÉQ de fournir une analyse des coûts et des avantages des achats ponctuels à prix élevés par rapport aux dépenses liées à l'augmentation de la capacité des réservoirs à Iqaluit et dans toutes les collectivités où la Société rencontre ce problème de stockage.

Le CETES reconnaît que la SÉQ est une preneuse de prix lorsqu'il est question d'achat de carburant auprès du MSCG, mais le problème que le CETES souhaite analyser davantage dans le rapport 2013-03 est de savoir si la SÉQ était ou non en mesure d'augmenter sa capacité de stockage du carburant afin de réduire les risques financiers associés aux achats ponctuels de carburant à un prix supérieur par rapport aux achats en gros.

En réponse, la SÉQ mentionne qu'elle n'a pas les renseignements et les ressources nécessaires pour préparer l'analyse coût/avantage demandée en temps voulu. La SÉQ indique qu'elle traitera cette demande au moment de la prochaine phase I de la RMTG.

Selon le CETES, une analyse coût/avantage similaire à celle demandée dans le rapport 2013-03 serait utile pour planifier l'ajout d'immobilisation, notamment des réservoirs de carburant, avant la prochaine RMTG. En ce sens, au lieu d'exiger la soumission de cette analyse coût/avantage au CETES pour la prochaine RMTG, le CETES pense qu'il vaut mieux laisser la direction prendre cet aspect en considération dans le contexte des différentes mesures de rendement opérationnel décrites dans la section 3.0 du présent rapport. Par contre, en raison du potentiel de rendement dans les coûts du carburant, le CETES pense que cette question doit être prioritaire, et non pas reportée à la prochaine RMTG.

7.1.2 Rendement en carburant

Le rendement en carburant moyen pondéré proposé par la SÉQ est de 3,71 kWh/litre pour 2014/15, comme décrit dans l'annexe 4.2.5. Au moment de la dernière RMTG, le rendement en carburant moyen pondéré était de 3,69 kWh/litre pour 2010/11.

À URRC QEC 8c), la Société a été questionnée sur l'intérêt de tenir compte du rendement en carburant prévu et non pas du calcul basé sur les formules proposées, dans les collectivités comme Iqaluit, où la centrale a été entièrement remplacée.

Voici la réponse de la SÉQ :

> Le projet de mise à niveau de la centrale d'Iqaluit n'est pas terminé. Par conséquent, la Société ignore le rendement de celle-ci. Durant l'examen de la demande de permis pour le projet important de mise à niveau de la centrale principale d'Iqaluit, la SÉQ a souligné qu'il était possible d'améliorer le rendement en carburant avec la nouvelle centrale, mais elle note aussi que les nouveaux moteurs risquent d'être moins efficaces en raison du respect des normes étasuniennes d'émission.
>
> En tenant compte de ces observations, la SÉQ ne voit pas d'intérêt à ajuster le rendement en carburant prévu pour Iqaluit en ce moment. [URRC QEC 8c)]

La SÉQ mentionne que son estimation sur le rendement en carburant pour chaque collectivité tient compte du rendement des trois exercices réels les plus récents (2010/11, 2011/12 et 2012/13) et du calcul de la moyenne pondérée. La SÉQ indique que sa pratique actuelle, laquelle est conforme à l'approche utilisée dans la RMTG de 2010/11, est de calculer le rendement en carburant prévu comme une moyenne pondérée des trois derniers exercices. La SÉQ note que cette méthode est conforme à la pratique réglementaire utilisée dans d'autres ressorts.

En ce qui a trait à une demande de mise à jour du calcul de rendement en carburant afin de correspondre au rendement en carburant depuis le début de l'exercice 2013/14, la SÉQ mentionne ce qui suit :

> Le rendement en carburant indiqué au tableau 1 de URRC QEC 8 est fondé sur des résultats réels d'un exercice partiel. Selon la Société, le calcul du rendement en carburant

basé sur les résultats d'un exercice incomplet pour une RMTG n'est pas approprié, car il ne représente pas la courbe de charge d'un exercice en entier [URRC QEC 32a) et b)].

Conclusions du CETES :

Le CETES remarque une amélioration du rendement en carburant depuis la dernière RMTG, passant de 3,69 kWh par litre à 3,71 kWh par litre. Tenant compte des efforts réalisés par la SÉQ pour améliorer le rendement en carburant, le CETES accepte le rendement en carburant proposé par la SÉQ aux fins du présent rapport.

7.2 CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN (E&M)

La SÉQ estime à 54 500 000 $ les charges d'E&M. [Annexe 4.1] Ces charges comprennent 26 900 000 $ en salaires et rémunérations, 22 200 000 $ en fournitures et services, 5 200 000 $ en déplacements et hébergement et 161 000 $ en restauration des lieux.

7.2.1 Charges de rémunérations et salaires- taux d'inoccupation

Le tableau 3 de URRC QEC 5e) montre que les taux d'inoccupation des exercices antérieurs étaient beaucoup plus élevés que le taux d'inoccupation estimé pour 2014/15, comme illustré ci-dessous :

	Mid Year FTE Complement	Vacancy Adjusted Mid Year FTEs	Vacancy Rate
2010/11 Actual	180	160	11.1%
2011/12 Actual	188	167	11.2%
2012/13 Preliminary Actual	195	171	12.3%
2013/14 Forecast	203	182	10.3%
2014/15 Forecast	202	188	6.9%

À URRC QEC 29d, la SÉQ mentionne que l'un des objectifs de son plan stratégique 2012-2015 est d'améliorer et d'instaurer des stratégies durables en matière de ressources humaines. Voici quelques exemples des mesures et stratégies appliquées afin d'atteindre cet objectif :

- Diminuer la période actuelle de recrutement de deux semaines;
- Créer et appliquer un programme complet et novateur favorisant la conservation des employés;
- Diminuer la rotation du personnel pour atteindre un niveau comparable à celui des autres entreprises de service dans le nord.

Dans le cadre de cet objectif et des mesures prises pour l'atteindre, la Société indique qu'elle met l'accent sur l'amélioration des méthodes d'embauche et de conservation des employés, et ces efforts sont pris en compte dans les prévisions du taux d'inoccupation.

La SÉQ mentionne qu'en raison du travail en cours visant l'amélioration de l'embauche et de la conservation des employés, les taux d'inoccupation réels pour 2010/11-2012/13 ne sont pas représentatifs du taux d'inoccupation pour l'exercice de référence 2014/15. [URRC QEC 29e)]

Conclusions du CETES :

Le CETES prend note des efforts de la SÉQ pour l'amélioration de l'embauche et de la conservation des employés. Par contre, le CETES pense que les taux d'inoccupation prévus pour 2014/15 peuvent difficilement être atteints, car la moyenne des taux d'inoccupation réels de 2010 à 2013 est d'environ 11,5 %. En tenant compte des efforts de la SÉQ pour diminuer le taux d'inoccupation, le CETES est d'avis qu'un taux d'inoccupation de 10,0 % pour 2014/15 serait une estimation plus réaliste que la prévision d'environ 8,2 % présentée par la SÉQ.

Le tableau ci-dessous illustre les salaires et les rémunérations estimés pour 2013/14 et 2014/15 tels que présentés par la SÉQ et avec l'application des corrections du CETES pour refléter un taux d'inoccupation de 10 % :

Salaries and Wages	2013/14 Forecast	2014/15 Forecast	2014/15 Adjusted
	$000	$000	$000
Regular Salaries and Wages	19747	20339	20339
Employee Benefits	8535	8791	8791
Sub total	28282	29130	29130
Capital Overhead Adjustment	-2537	-2613	-2561
Net O&M Salaries and Wages	25745	26517	26569
Regular Overtime	2469	2543	2543
Casual	695	716	716
Sub total	28909	29776	29828
Adjustments			
Residual Heat	-362	-373	-373
GN Funding for Apprenticeship	-76	-78	-78
Vacancy Adjustment	-2315	-2384	-2913
Total adjustments	-2753	-2835	-3364
Vacancy rate	-8.2%	-8.2%	-10.0%
Net O&M Salaries and Wages	26156	26941	26464
Vacancy Adjustment as per the URRC			477

Selon un taux d'inoccupation estimé à 10 %, le CETES présente une diminution de 477 000 $ dans les dépenses de salaires et rémunération pour 2014/15 dans les calculs de 2014/15 des besoins de revenus et l'augmentation tarifaire requise, comme inscrit à l'annexe 1 du présent rapport.

7.2.2 Charges de fournitures et services- entretien des centrales

À URRC QEC 6c), on a demandé à la SÉQ si les coûts de remise en état de moteur prévus pour 2014/15 comprennent des éléments pouvant être considérés comme des dépenses d'amélioration du point de vue du besoin de les remplacer afin de préserver la durée de vie utile prévue de la centrale. Parmi les exemples de tels remplacements, on compte les culasses de moteur, les injecteurs de carburant, les pompes, les refroidisseurs, les pistons, etc.

En réponse, la SÉQ mentionne que les pièces de rechange que souligne le CETES ne constituent pas des mises à niveau ou des améliorations, et leur achat n'est donc pas considéré comme une

dépense d'amélioration. Les dépenses de remise en état sont en lien avec le remplacement de ces pièces ou de composantes similaires, et sont considérées comme des coûts de réparation et d'entretien, lesquels ne sont pas capitalisés.

Conclusions du CETES :

La réponse de la SÉQ dans URRC QEC 6c) indique que toutes les dépenses de remise en état sont comptabilisées comme des dépenses. Par contre, selon le CETES, la mise hors service de certaines composantes principales et leur remplacement avec de nouvelles composantes lors de travaux importants de remise en état pourraient très bien être comptabilisés comme des mises hors service temporaires nécessitant de la capitalisation, et non pas une dépense. Le traitement de ce type de composantes d'une centrale au diesel comme mise hors service temporaire serait conforme aux paramètres d'amortissement prescrits (courbes Iowa) pour les centrales au diesel utilisées pour atteindre les taux d'amortissement.

À URRC QEC 15f), le CETES remarque que la Société a indiqué qu'elle n'a pas les systèmes nécessaires en place pour reconnaître les mises hors service temporaires d'actifs. La Société mentionne qu'elle travaille sur la mise en place de systèmes permettant de reconnaître les mises hors service temporaires de différents actifs. Dans le cadre de la création de systèmes pour reconnaître les mises hors service temporaires, la SÉQ doit déterminer le traitement réglementaire approprié des mises hors service temporaires au cours les remises en état importantes de centrales au diesel, et soumettre les résultats à la prochaine RMTG.

Le CETES accepte la section « entretien des centrales » des charges de fournitures et services comme la SÉQ l'a soumise aux fins du présent rapport.

7.2.3 Charges de déplacement et d'hébergement

Le tableau 1 de la réponse présentée dans URRC QEC 7a) décrit en détail les dépenses liées aux déplacements et à l'hébergement comme suit :

Table 1: Breakdown of Travel and Accommodation Expense

	2010/11 GRA	2010/11 Actual	2011/12 Actual	Change	2012/13 Actual	Change	2013/14 Forecast	Change	2014/15 Forecast	Change
Business Travel and Meals	2,980	2,551	2,599	*48*	2,515	*(84)*	3,430	*915*	3,499	*69*
Training Travel	713	348	427	*79*	569	*142*	743	*174*	758	*15*
Medical Travel and Meal	362	622	647	*25*	921	*274*	698	*(223)*	712	*14*
Relocation Travel and Meals	-	526	257	*(269)*	351	*93*	209	*(142)*	213	*4*
Total	**4,054**	**4,047**	**3,930**	***(118)***	**4,356**	***426***	**5,080**	***725***	**5,182**	***102***

La SÉQ indique que la mise en œuvre du programme d'entretien proactif de moteur entraîne des dépenses supplémentaires en déplacements et hébergements professionnels totalisant 900 000 $ pour 2013/14.

À URRC QEC 31 b), on demande à la SÉQ d'expliquer pourquoi la mise en œuvre du programme d'entretien proactif de moteur entraîne des dépenses supplémentaires en déplacements et hébergements professionnels totalisant 900 000 $ pour 2013/14.

Dans sa réponse, la SÉQ mentionne que les dépenses en déplacements et hébergement ne sont pas associées exclusivement aux travaux de remise en état. Voici d'autres facteurs contribuant à l'augmentation de 900 000 $ pour 2013/14 :

- Augmentation des visites de la haute direction dans les bureaux régionaux;
- Augmentation des déplacements du personnel pour suivre des ateliers;
- Augmentation des déplacements du personnel des RH aux fins de relations publiques et d'embauche pour la haute direction;
- Augmentation des déplacements des techniciens d'opération pour l'inspection des centrales;
- Augmentation des déplacements par le personnel des TI pour mettre à niveau les réseaux de communication/Internet des collectivités.

La SÉQ indique que les dépenses en déplacements et hébergement ont augmenté depuis l'application du programme d'entretien proactif; par contre, la Société s'efforce de minimiser ces dépenses, notamment en partageant les transports avec des techniciens d'autres métiers.

Conclusions du CETES :

Le CETES note que la moyenne réelle de dépenses en déplacements sur trois ans, soit de 2010 à 2013, est d'environ 2 600 000 $ [(2,6 M$+2,6 M$+2,5 M$)/3]. Le CETES note que la SÉQ n'a pas présenté de justificatif spécifique pour expliquer l'augmentation des dépenses professionnelles prévues à environ 3 500 000 $ pour 2013/14 et 2014/15 au lieu de suivre la moyenne d'environ 2 600 000 $, autre qu'une explication de l'augmentation des déplacements dans le cadre de diverses initiatives. En l'absence d'argument concret expliquant l'augmentation des déplacements professionnels, le CETES détermine que la portion des déplacements professionnels des charges de déplacements et d'hébergement doit être diminuée de 500 000 $ en 2014/15. Ceci reflète un taux d'inflation annuel de 2 % appliqué à la moyenne historique des déplacements professionnels établie à 2 600 000 $ plus un 5 % annuel additionnel pour couvrir l'augmentation des déplacements dans le cadre de nouvelles initiatives dans les exercices 2013/14 et 2014/15.

Le CETES présente une diminution de 500 000 $ dans les dépenses de déplacements et d'hébergement pour 2014/15 dans les calculs de 2014/15 des besoins de revenus et l'augmentation tarifaire requise, comme inscrit à l'annexe 1 du présent rapport.

7.3 RÉSERVES

7.3.1 Réserve pour les préjudices et les sinistres et réserve pour les audiences sur les tarifs

La SÉQ ne tient plus de comptes distincts pour la réserve pour les préjudices et les sinistres (RPS) et la réserve pour les audiences pour des raisons de comptabilité, à la suite de la transition

vers la norme de CSP. Par contre, pour des raisons de réglementation, la SÉQ a fourni l'historique des deux comptes de réserves réglementaires, présenté dans le tableau 1 de la réponse dans URRC QEC 33a), comme suit :

Table 1:
Notional Continuity Schedule for RFID and Hearing Reserve Accounts ($000)

	2009/10 Actual	2010/11 Actual	2011/12 Actual	2012/13 Actual	2013/14 Forecast	2014/15 Forecast
Reserve for Injuries and Damages						
Opening Balance	1,050					
Additions	150					
Charges	0					
Closing Balance	1,200					
Hearing Reserve						
Opening Balance	800					
Additions	100					
Charges	(116)					
Closing Balance	784					
Notional Reserve Account						
Opening Balance		1,984	1,770	1,570	1,486	1,276
Additions		0	0	0	0	0
Charges		(214)	(200)	(84)	(210)	0
Closing Balance	1,984	1,770	1,570	1,486	1,276	1,276

Le solde des deux réserves, soit 1 276 000 $, est inclus comme étant des capitaux à titre gratuit dans l'annexe 4.5 pour calculer le rendement de la base tarifaire. L'estimation des charges liées à l'exploitation et à l'entretien pour 2014/15, établie à 54 436 000 $, n'inclut aucune dépense d'audience ou en lien avec les préjudices et les sinistres. Par contre, la SÉQ continue de comptabiliser les coûts estimés et réels des audiences dans le solde notionnel de réserve. Par exemple, les prévisions de 2013/14 reflètent une charge de 210 000 $ à la réserve pour des frais anticipés d'experts-conseils externes aux fins de la préparation et de l'examen de la prochaine RMTG. [URRC QEC 33e)]

La SÉQ mentionne que le solde résiduel de la prévision 2014/15 dans le compte notionnel de réserve est de 1 276 000 $. La SÉQ indique que lorsque ce solde résiduel sera transféré, le traitement des coûts des audiences sera réalisé dans le cadre d'une application tarifaire future.

Conclusions du CETES :

Le CETES accepte les charges proposées pour les coûts associés aux procédures tarifaires comptabilisés au compte notionnel de réserves combinées aux fins du présent rapport. Les conclusions du CETES au sujet du maintien des comptes de report réglementaires en général sont définies dans la section 2.0.

7.4 AMORTISSEMENT

7.4.1 Charge d'amortissement

À URRC QEC 9c), les taux d'amortissement pour 2014/15 sont identiques aux taux d'amortissement approuvés dans la RMTG de 2010/11 et ne comprennent pas une composante pour la valeur nette de récupération ni les charges futures d'enlèvement d'immobilisation et de décontamination de sites. La SÉQ indique également qu'aucun montant en lien avec l'obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation (OMHS) n'a été inclus dans l'exercice de référence 2014/15. Par contre, la SÉQ devra peut-être inclure une disposition pour une OMHS relative à des responsabilités environnementales dans les applications tarifaires futures. [Page 4-12]

Conclusions du CETES :

Dans la pièce jointe 1 dans URRC QEC 9, la SÉQ fournit un calcul de dépenses d'amortissement pour 2014/15. Ce calcul montre que les dépenses d'amortissement pour 2014/15, 8 700 000 $, étaient calculées sur un solde en milieu d'année de 276 600 000 $ couvrant la propriété, les centrales et l'équipement. Par contre, le calcul de la base tarifaire de l'annexe 6.1 indique un solde en milieu d'année 2014/15 pour la propriété et l'équipement de 270 000 000 $. Compte tenu des différences dans le traitement des contributions aux fins de réglementation et de comptabilité, le CETES conclut que l'écart est attribuable aux soldes des contributions.

Selon le CETES, si les dépenses d'amortissement avaient été calculées sur le bon solde de milieu d'année de 270 000 000 $ pour la propriété et l'équipement, net de toutes contributions

applicables, la charge d'amortissement aurait été moins élevée. En appliquant un taux moyen d'amortissement de 3,19 %, calculé avec la pièce jointe 1 de URRC QEC 9, au solde de milieu d'année de la centrale de 270 000 000 $, le CETES estime que la charge d'amortissement pour 2014/15 serait de 8 500 000 $ (270 $ x 0,319-0,078 $)

Le CETES tiendra compte de la diminution de 200 000 $ dans les dépenses d'amortissement pour 2014/15 dans les calculs de 2014/15 des besoins de revenus et l'augmentation tarifaire requise, comme inscrit à l'annexe 1 du présent rapport.

La question du recouvrement des coûts associés au futur enlèvement d'immobilisation corporelle et à la restauration des lieux est traitée à la section 2.0 concernant les comptes de report réglementés.

7.4.2 Amortissement du coût de financement

L'amortissement du coût de financement de 249 000 $ est le montant inclus dans le besoin en revenus, conformément au rapport du CETES transmis au ministre responsable de la SÉQ dans le cadre de la RMTG de 2004/05. Ces charges sont liées au paiement anticipé de la part de la SÉQ des dettes à long terme de la SÉTNO, s’élevant à 9 945 000 $.

Étant donné que ces coûts du financement découlaient du paiement anticipé de la dette de la SÉTNO et que la nouvelle dette de la Société était soumise à un taux d’intérêt plus faible, la Société a inscrit des charges d’intérêts plus basses que celles qui auraient été engagées par la SÉTNO. Dans la RMTG de 2004/05, la SÉQ avait demandé d’amortir les bénéfices futurs découlant des taux d’intérêt plus faibles sur le terme de la dette, aux fins de la réglementation. La période d’amortissement était de 20 ans et l’amortissement du coût du financement annuel était de 497 000 $ (9 945 000 $ sur 20 ans).

Le CETES était d’avis que 50 % de ce coût du financement incombait à l’actionnaire et a inclus un montant de 249 000 $ pour l’amortissement du coût de financement.

Conclusions du CETES :

Le CETES accepte la charge d’amortissement du coût de financement proposée par la SÉQ pour l’exercice de référence 2014/15.

8.0 PRÉVISION DU REVENU

8.1 PRÉVISION DE LA CHARGE DU RÉSEAU

Dans le cadre de la vérification de l'exactitude des estimations des ventes de la Société, le CETES a demandé à la SÉQ d'expliquer pourquoi les ventes réelles en 2010/11 étaient d'environ 4 GWh supérieurs aux prévisions. Le tableau ci-dessous illustre les facteurs expliquant l'écart entre les ventes réelles supérieures et les prévisions, comme décrit à URRC QEC 4b) :

Rate Class	2010/11 Load comparison			
	2010/11 GRA Forecast	2010/11 Actual (MW.h)	Difference	
Domestic				
Sales (MW.h)	60,091	61,006	915	1.5%
Customers	9,833	10,282	449	4.6%
Commercial Sales				
Sales (MW.h)	93,208	96,285	3,078	3.3%
Customers	2,960	3,016	56	1.9%
Streetlight Sales (MW.h)	1,985	1,986	2	0.1%
Total Sales (MW.h)	**155,283**	**159,278**	**3,994**	**2.6%**

La SÉQ mentionne qu'à son avis, l'écart se situe dans une marge de variation acceptable pour des prévisions.

À URRC QEC 28 b), le CETES note les inquiétudes suivantes au sujet du modèle de prévision utilisé par la SÉQ :

> La variable de la tendance utilisée dans l'estimation des ventes semble effectivement couvrir deux variables, soit les changements de la croissance de la clientèle et de la consommation par client. Étant donné que la croissance de la clientèle n'est pas toujours uniforme, il serait approprié d'utiliser la variable de la tendance pour estimer uniquement les changements de la consommation par client. Cela signifie que l'analyse de régression s'appliquerait à la consommation par client et non pas aux ventes totales par mois, et la croissance de la clientèle devrait faire l'objet d'une prévision distincte. Veuillez en discuter.

À URRC QEC 28c), on questionne la SÉQ sur sa méthode d'estimation de la croissance de sa clientèle,

à savoir si elle est capable de prévoir indépendamment la croissance de la clientèle pour l'exercice de référence en tenant compte de divers facteurs, notamment :

- Mise en chantier de logement
- Croissance du PIB
- Prévisions de la croissance de la population
- Augmentation moyenne de la clientèle au cours des trois dernières années
- Nouveaux clients commerciaux

En réponse aux questions susmentionnées, la SÉQ affirme ce qui suit :

> La Société n'est pas en mesure d'appliquer et de prendre adéquatement en considération les avantages potentiels des autres méthodes de prévision proposées par le CETES à l'intérieur des limites de temps prévues. Si le CETES le recommande, la Société peut entreprendre un examen d'autres méthodes de prévision de charge, lequel serait terminé à temps pour la prochaine RMTG. [URRC QEC 28]

Conclusions du CETES :

Le CETES note que l'écart dans les estimations des ventes pour 2010/11 semble être causé par un nombre réel de clients supérieur au nombre prévu. Le CETES note l'augmentation moyenne du nombre de clients d'une année à l'autre comme suit :

	Average Customers	Year Over Year Increase
2010/11	13298	
2011/12	13434	136
2012/13	13919	485
2013/14	14337	418
2014/15	14672	335
2011/12 to 2013/14 Average Increase in Customer Count		346
Source: Schedule 3.1		

Puisque l'augmentation moyenne de la clientèle en 2014/15 est raisonnablement comparable à la moyenne des trois années (de 2011 à 2014), le CETES accepte l'estimation de la SÉQ de la

croissance de la clientèle et l'estimation des ventes pour 2014/15 correspondante aux fins de la présente décision.

En raison de l'écart non négligeable entre les ventes réelles et prévues de 2010/11, le CETES juge approprié d'apporter d'autres améliorations à la méthode d'estimation de la SÉQ. Pour la prochaine RMTG, Le CETES enjoint à la SÉQ de prendre en considération les améliorations suivantes à sa méthode d'estimation :

- Prévoir le nombre de clients en tenant compte des facteurs indépendants de croissance de la clientèle pertinents et applicables au territoire couvert par les services de la SÉQ, notamment la mise en chantier de logement, la croissance du PIB, les prévisions de la croissance de la population, l'augmentation moyenne de la clientèle au cours des trois dernières années et les nouveaux clients commerciaux.
- Réaliser une analyse de régression pour prévoir la consommation par client, et non pas les ventes totales.

8.2 REVENUS AUX TARIFS ACTUELS

Le tableau ci-dessous présente les prévisions et les chiffres réels de 2010/11 à 2014/15 concernant les ventes, le nombre de clients et les revenus selon la base tarifaire :

Description	2010/11 GRA Forecast	2010/11 Actual	2011/12 Actual	2012/13 Actual	2013/14 Forecast	2014/15 Forecast @ Existing Rates
Total						
Sales (MWh)	**155,283**	**159,278**	**163,366**	**162,575**	**168,255**	**172,669**
Customers	12,792	13,298	13,434	13,919	14,337	14,672
Revenue (000s)	98,656	80,181	104,833	105,351	109,643	112,462
Cents /kWh	63.53	50.34	64.17	64.80	65.16	65.13

Conclusions du CETES :

Le CETES accepte l'estimation des revenus de ventes d'électricité de la SÉQ aux fins de la présente décision.

8.3 PERTES ET CONSOMMATIONS DES STATIONS

Le tableau ci-dessous (tableau 3.3. de la requête) présente les pertes et les consommations, en pourcentage, des stations conformément aux prévisions pour la RMTG de 2014/15, ainsi que les chiffres correspondants de la RMTG de 2010/11 :

Generation, Losses and Station Service - 2010/11 GRA forecast compared to 2014/15

	2010/11 GRA Forecast	2014/15 Forecast	Average Annual Growth
Generation (MWh)	171,037	187,160	2.3%
Losses (MWh)	9,726	7,917	-5.0%
Losses as % of Generation	*5.7%*	*4.2%*	
Station service (MWh)	6,028	6,574	2.2%
Station Service as % of Generation	*3.5%*	*3.5%*	

Conclusions du CETES :

Le CETES prend note des améliorations importantes en matière de pourcentage de perte depuis la dernière RMTG et félicite la SÉQ de ce résultat positif. Le CETES note aussi que le pourcentage de la consommation des stations est demeuré inchangé. Le CETES accepte les calculs de pertes et de consommations des stations proposés par la SÉQ aux fins du présent rapport.

8.4 REVENUS TIRÉS D'AUTRES SOURCES

Le tableau ci-dessous (tableau 3.4. de la requête) présente les revenus tirés d'autres sources, conformément aux prévisions pour la RMTG de 2014/15, ainsi que les chiffres correspondant de la RMTG de 2010/11 :

Non-Electrical Revenue - 2010/11 GRA Forecast compared to 2014/15

Description	Non-Electrical Revenue ($000) 2010/11 GRA Forecast	2014/15 Forecast	Average Annual Growth 2014/15 over 2010/11 GRA
Joint Use	340	677	18.8%
Miscellaneous Charges	1,245	1,326	1.6%
Time and Materials	561	1,648	30.9%
Total	**2,146**	**3,650**	**14.2%**

La SÉQ indique que les frais divers comprennent notamment les dépenses suivantes :

- Frais de branchement/débranchement;
- Frais de gestion de fonds insuffisant;
- Frais d'encaissement (charge négative - paiement de la SÉQ à des coopératives ou d'autres magasins pour l'encaissement de paiement de factures);
- Frais de gestion - soutien d'hébergement;
- Frais de retard de paiement;
- Revenu d'intérêt et autres frais divers.

La SÉQ indique que le temps et les matériaux comprennent les charges pour couvrir les coûts du travail réalisé par la Société, à la demande du client; la valeur totale du projet ne dépasse pas 5 000 $.

Au sujet de la méthode utilisée pour prévoir les revenus d'autres sources, la SÉQ mentionne ce qui suit :

> L'estimation des revenus d'autres sources pour 2013/14 a été calculée selon une analyse de la tendance des revenus réels pour 2010/11 et 2011/12. La Société n'a pas inclus les revenus réels de 2012/2013 dans la préparation de l'estimation, car le montant est inférieur aux exercices précédents. L'exclusion des revenus réels de 2012/13 dans l'analyse augmente le besoin de revenus compensatoires et atténue les répercussions tarifaires des clients. L'estimation 2014/15 est calculée en appliquant un facteur d'inflation de 2 % sur les prévisions 2013/14. [URRC QEC 4h)]

La SÉQ mentionne que, conformément à la recommandation du CETES, la contribution du gouvernement pour les salaires des apprentis en 2014/15 est incluse afin de compenser les dépenses en salaires et rémunérations à l'annexe 4.1. Cette approche est semblable au traitement des recouvrements de logement des employés, lequel est crédité dans la catégorie des dépenses de fournitures et de services.

Conclusions du CETES :

Après examen de la méthode d'estimation utilisée par la SÉQ, le CETES accepte la prévision de la SÉQ concernant les revenus d'autres sources aux fins du présent rapport.

9.0 MANQUE À GAGNER EN FONCTION DES TARIFS ACTUELS

L'annexe 1 du présent rapport présente le calcul du manque à gagner avec les tarifs existants tel que proposé par la SÉQ et recommandé par le CETES.

Selon les calculs présentés dans l'annexe 1, une augmentation des bases tarifaires d'énergie de 6,8 % sera nécessaire pour couvrir le manque à gagner, comme déterminé par le CETES pour l'exercice de référence 2014/15.

À URRC QEC 1, on a demandé à la SÉQ de donner son avis sur la date d'application des tarifs recommandés par le CETES.

> Selon le calendrier procédural établi par le CETES, le traitement de la RMTG de 2014/15 ne sera pas terminé avant le 1er avril 2014. Par conséquent, la SÉQ a-t-elle l'intention de demander des tarifs provisoires applicables à compter du 1er avril 2014? Ou encore, la SÉQ pourrait demander un supplément pour couvrir tout manque à gagner engendré par le retard d'application des tarifs de 2014 à compter du 1er avril 2014.

Voici la réponse de la SÉQ :

> Puisque le retard dans l'examen de la RMTG de 2014/15 de la Société est causé par les élections générales qui ont lieu au Nunavut, la SÉQ n'a pas l'intention de demander des tarifs provisoires applicables au 1er avril 2014.
> La SÉQ a l'intention de travailler avec le GN pour combler tout manque à gagner engendré par ce retard d'application des tarifs au moyen d'une contribution financière du GN.
> Par contre, puisque la base tarifaire de l'électricité de la Société ne sera pas actualisée pour refléter les plus récentes augmentations dans le prix du carburant avant le 1er mai 2014, la Société demande la prolongation de l'ajustement aux fins de SSPC jusqu'au 30 avril 2014.

Étant donné que la SÉQ ne cherchera pas à pallier le manque à gagner engendré par le retard de l'application de ses tarifs définitifs pour 2014/15, le CETES recommande l'approbation de l'augmentation de 6,8 % des tarifs énergétiques (base tarifaire d'énergie plus le SSPC existant de 3,92 cents par kWh), en vigueur à compter du 1er mai 2014. Les tarifs recommandés en vigueur à compter du 1er mai 2014 seront les tarifs définitifs applicables par la SÉQ. Dans le but de déterminer les tarifs finaux d'énergie, l'ajustement aux fins de SSPC existant de 3,92 cents par

kWh sera consolidé dans la base tarifaire d'énergie existante, et le 6,8 % sera appliqué au tarif d'énergie consolidé.

10.0 RÉPONSES AUX DIRECTIVES DES RAPPORTS DE RMTG PRÉCÉDENTS

La section suivante du présent rapport porte sur les instructions formulées dans le cadre de la phase I de la RMTG de 2010/11 :

> **1. Si les prévisions de revenus pour une année prospective sont plus élevées ou plus faibles que le taux de rendement des capitaux propres plus ou moins 200 points de base, une demande de majoration tarifaire devrait être déclenchée par la SÉQ. Le CETES croit que des RMTG déclenchées par ce mécanisme devraient être soumises avant le début de l'exercice de référence approprié, afin de se conformer au principe de l'exercice de référence futur. La SÉQ reçoit ainsi instruction de se conformer aux obligations ci-dessus pour déclencher ses demandes de majoration tarifaires futures.**

Conclusions du CETES :

Le CETES considère la directive susmentionnée comme pertinente et applicable au moment de chaque nouvelle RMTG. Elle est donc soumise à nouveau en tant que directive dans le futur.

> **2. Le CETES enjoint à la SÉQ de cerner et de développer des mesures de GDD et d'autres programmes de conservation, dans le but de compenser une partie de la croissance de la demande prévue au cours des cinq à dix prochaines années.**

Cette directive a été traitée dans le rapport 2012-01 au sujet de la phase II de la requête de la SÉQ pour 2010/11.

> **3. De plus, le CETES enjoint à la SÉQ d'examiner la possibilité d'aider les consommateurs à mieux gérer leur consommation d'électricité. Cela pourrait comprendre l'éducation des consommateurs, ainsi qu'une conception tarifaire visant à promouvoir une utilisation saine de l'énergie. De plus, une réévaluation de**

la conception des programmes de subventions serait appropriée pour sensibiliser les consommateurs et les rendre responsables de leurs décisions de consommation.

Cette directive a été traitée dans le rapport 2012-01 au sujet de la phase II de la requête de la SÉQ pour 2010/11.

4. À cette fin, le CETES enjoint à la SÉQ d'examiner le dossier des approches de financement différentes comme cela a été suggéré au cours de ces procédures, et de déposer un rapport à ce sujet au moment de la prochaine RMTG.

En réponse à cette directive, la SÉQ mentionne ce qui suit :

> Durant le traitement de la RMTG de 2010/11, des intervenants ont suggéré plusieurs solutions de financement, y compris un partenariat public privé, une plus grande participation du gouvernement fédéral, et des contributions d'équité du gouvernement du Nunavut. La Société cherche activement différentes approches pour financer ses besoins en infrastructure. Voici quelques exemples des efforts réalisés :
>
> - Assurer des contributions du GN et du gouvernement fédéral pour compenser les coûts des projets d'immobilisation importants (remplacement du groupe électrogène/projets d'augmentation de la capacité à Arviat, Cambridge Bay, Rankin Inlet, Chesterfield Inlet, et Whale Cove; installation de tour pour la mesure du vent à Arviat et Cape Dorset);
> - Discussions avec une mine potentielle (Agnico-Eagle) à Rankin Inlet pour partager les coûts de la centrale au diesel dans la collectivité;
> - Travail continu visant à garantir du financement et des partenariats avec le gouvernement fédéral ou des entreprises privées pour faire avancer le projet d'hydroélectricité à Iqaluit.

Conclusions du CETES :

Le CETES note les différentes options de financement prises en compte par la SÉQ. Le CETES et les intervenants peuvent suggérer des options de financement, mais, en fin de compte, il incombe à la direction de la SÉQ de prendre des décisions financières prudentes. Selon le CETES, la SÉQ a répondu avec satisfaction à la demande de renseignement. Par conséquent, le CETES considère que la SÉQ respecte la directive.

5. Ainsi, le CETES enjoint à la SÉQ de créer et de mettre en place une politique écrite sur la capitalisation des frais généraux, et de soumettre cette politique au CETES au moment de la prochaine RMTG.

En réponse à cette directive, la SÉQ mentionne qu'elle a créé une politique de comptabilité pour les biens immobiliers, en vigueur depuis le 15 février 2012. Cette politique comprend les procédures de la Société sur la capitalisation des frais généraux. L'annexe 1 contient une copie de cette politique.

Selon les données du point 4c) de l'annexe I, 9 % des frais généraux sont en lien avec les avantages sociaux des employés, et d'autres frais généraux vont à un spécialiste embauché. Lorsqu'on a demandé à la SÉQ de fournir des explications sur ce taux de frais généraux de 9 %, elle a répondu ceci :

> La SÉQ n'est pas en mesure de trouver l'analyse présentée au point 4c), mais note que le taux est généralement plus bas que les frais généraux imposés par la SÉTNO (le taux de frais généraux de la SÉTNO était de 10 % jusqu'en 2010/11, et est monté à 18 % à partir de 2011/12, comme décrit à la réponse dans le document BR.NTPC-8 du 8 juin 2012). La SÉQ analysera et actualisera le calcul des frais généraux à temps pour la prochaine phase I de la RMTG.

Le CETES est d'avis qu'il devrait y avoir une approche rationnelle pour déterminer la capitalisation des frais généraux conforme à la norme de CSP appliquée par la SÉQ. Le CETES enjoint à la SÉQ de fournir des détails sur la manière de déterminer le taux de frais généraux capitalisé, conforme à la norme de CSP, à temps pour la prochaine RMTG.

6. En ce qui concerne la suggestion de la SÉQ que l'utilisation d'un seul prix moyen pondéré du carburant (tant prévu que réel) et d'un seul rendement énergétique moyen pondéré du carburant devrait permettre d'alléger le fardeau administratif de la gestion du fonds de stabilisation des prix du carburant et de simplifier le processus d'examen, le CETES est d'avis que ce sujet devrait être traité

dans la phase II du processus. Par conséquent, la SÉQ reçoit instruction d'élaborer sur ce sujet dans présentation de la phase II.

Cette question a été traitée dans la section 7 du rapport 2012-01 au sujet de la phase II de la RMTG de 2010/11. Le CETES est d'avis que la directive a été respectée.

7. Le CETES enjoint à la SÉQ de rapporter la répartition dans le temps et les résultats des initiatives mises de l'avant pour améliorer le rendement en carburant au moment de présenter sa prochaine RMTG.

En réponse à cette directive, la SÉQ mentionne ce qui suit :

> La SÉQ a amélioré son rendement en carburant à l'échelle de la Société depuis la RMTG précédente. Le rendement moyen en carburant prévu pour 2014/15 est de 3,71 kWh/litre par rapport à 3,69 kWh/litre dans la RMTG de 2010/11, ce qui réduit la consommation de carburant d'environ 426 000 litres, ou 495 000 $ (selon les prix inscrits dans la RMTG).
>
> Le rendement en carburant s'est amélioré dans certaines collectivités, là où les groupes électrogènes ont été remplacés par de nouveaux moteurs, notamment à Gjoa Haven, Arviat, Cambridge Bay, Rankin Inlet, Chesterfield Inlet, Whale Cove et Hall Beach. Par contre, il convient de souligner que l'installation de nouveaux moteurs ne garantit pas un meilleur rendement en carburant dans tous les cas, car les normes strictes en matière de contrôle d'émission appliquées aux nouveaux moteurs réduisent leur rendement en carburant.
>
> On note que le rendement moyen en carburant de la Société se compare avantageusement à celui des autres entreprises de service nordiques. Par exemple, le rendement en carburant en zone thermique de la SÉTNO est estimé à 3,53 kWh/litre pour l'exercice de référence 2013/14.

Le CETES est d'avis que la directive a été respectée.

8. Le CETES est d'avis que les dépenses majeures liées aux remplacements et à la modernisation des immobilisations dont les bénéfices s'étendent au-delà de l'exercice de référence devraient être capitalisées pour l'établissement des tarifs, afin de refléter adéquatement l'établissement du seuil de rentabilité. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction d'évaluer sa politique de capitalisation portant sur l'entretien des immobilisations sous l'angle de ces commentaires, et d'apporter des modifications à

sa politique de capitalisation et aux estimations des paramètres d'amortissement lors de sa prochaine RMTG.

La SÉQ a soumis l'annexe I en réponse à cette directive. Les inquiétudes continues du CETES au sujet de certains aspects de cette directive sont définies dans la section 7.2.2. La directive décrite à la section 7.2.2 remplacera celle-ci.

9. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction de maintenir la réserve pour les préjudices et les sinistres à des fins réglementaires.

Ce point est traité dans les sections 2.0 et 7.3.1.

10. La SÉQ reçoit instruction d'inscrire les coûts externes réels des audiences et les charges de déplacement réelles de la SÉQ liées aux audiences dans la réserve pour les audiences sur les tarifs pour 2009/10 et 2010/11.

Ce point est traité dans les sections 2.0 et 7.3.1.

11. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction de continuer de comptabiliser la valeur nette de récupération et les frais futurs d'enlèvement et de décontamination des sites dans les taux d'amortissement et les charges annuelles d'amortissement, aux fins de la réglementation. Avec cette approche, toute perte ou tout gain lié à la valeur nette de récupération ou aux frais d'enlèvement devrait être inscrit au compte d'amortissement cumulé approprié, aux fins de la réglementation.

Cette directive touche le maintien de comptes de report réglementaires, décrit à la section 2.0 du présent rapport. À l'annexe 4.1, la SÉQ a inclus 161 000 $ en dépenses de restauration des lieux pour 2014/15. Dans l'attente d'une solution au problème des comptes de report réglementaires, le CETES accepte le traitement proposé et l'estimation des dépenses de 161 000 $ pour la restauration des lieux, aux fins du présent rapport.

12. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction de mener une étude d'amortissement, à temps pour la prochaine RMTG, qui fournira une évaluation réaliste des coûts d'enlèvement et de décontamination des sites. La SÉQ devra inclure ces coûts et estimations pour la valeur nette de récupération, positive ou négative, par compte, dans les taux d'amortissement.

En réponse, la Société remarque que la pratique habituelle dans l'industrie est de mettre en œuvre une étude d'amortissement toutes les deux RMTG, alors qu'une RMTG est soumise tous les trois ou quatre ans. La SÉQ indique qu'elle respectera cette recommandation lors de la préparation de la prochaine RMTG. Le CETES enjoint à la SÉQ de régler la question des coûts d'enlèvement et de décontamination des sites ou de l'obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation, selon les cas, dès que possible, et d'inclure les résultats dans la prochaine étude d'amortissement.

13. Le CETES remarque que les pourcentages de pertes prévus des collectivités de Resolute Bay, à 16,3 %, et de Grise Fiord, à 13,2 %, sont exceptionnellement élevés. La SÉQ reçoit instruction de s'attaquer à ces pertes en lignes exceptionnelles et d'indiquer comment elles ont été résolues au moment de déposer la prochaine RMTG.

Voici la réponse de la SÉQ :

> Les pertes en ligne à Resolute Bay et Grise Fiord sont principalement causées par l'infrastructure vieillissante du réseau de distribution et d'exploitation Delta. Ces deux collectivités sont les dernières à encore utiliser un système de distribution Delta. Grise Fiord utilise un système Delta pour alimenter toute la collectivité. Le réseau de distribution à Resolute Bay utilise un système Delta pour alimenter le « camp principal »/l'aéroport, et un système Wye à 4 câbles de 12,5 kV à prises de terre multiples alimente le village. Le système Delta n'est plus recommandé pour le réseau de distribution de la SÉQ, car ces systèmes souterrains peuvent causer de la surtension ou des problèmes de qualité énergétique. De plus, il s'agit d'un système à faible tension dont la taille des conducteurs est inférieure aux normes actuelles de la SÉQ pour les principaux conducteurs. La faible tension et la petite taille des conducteurs augmentent les pertes énergétiques.

> Par ailleurs, les réseaux de distribution de ces deux collectivités ont plus de trente ans et ont dépassé leur durée de vie utile. La mise à niveau du réseau de distribution de ces deux collectivités est prévue au cours de l'exercice de référence 2014/15; les détails de cette mise à niveau se trouvent à l'annexe C. [Requête, Pages11-5, 11-6]

Le CETES note les efforts de la SÉQ pour atténuer le pourcentage de perte dans ces collectivités. Le CETES est d'avis que la directive a été respectée.

14. La SÉQ n'a pas fait de demande portant spécifiquement sur l'intégration du SSPC dans la présente demande et le CETES considère que la consolidation du SSPC de 4,68 ¢ le kWh avec les tarifs de base devrait faire partie de la phase II des procédures, portant sur la structure tarifaire, moment où les consommateurs devraient être expressément informés de la proposition de la SÉQ. Le CETES enjoint à la SÉQ de faire la demande de consolider le SSPC avec les tarifs de base à ce moment.

Cette directive a été traitée dans le rapport 2012-01 au sujet de la phase II de la requête de la SÉQ pour 2010/11.

15. Le CETES est d'avis que les principes ci-dessus devraient servir à guider l'établissement de tarifs industriels futurs, le cas échéant. Le CETES enjoint à la SÉQ de rappeler cette directive lors de la prochaine RMTG.

Dans son rapport de la RMTG de 2004/05, le CETES mentionne ce qui suit :

> Selon le CETES, conformément aux pratiques appliquées dans d'autres ressorts, les revenus et les coûts provenant des contrats industriels doivent être comptabilisés dans les besoins en revenu et les recettes de la Société, et doivent faire l'objet d'une vérification à temps pour la prochaine RMTG de la SÉQ. Le CETES croit que les tarifs à forfait établis avec les grands clients industriels devraient refléter les principes d'origines des coûts, notamment une allocation de partage des coûts. La SÉQ doit refléter les principes susmentionnés dans tout dépôt futur et dans les arrangements contractuels avec les grands clients industriels.

Réponse de la SÉQ :

> En ce moment, la SÉQ n’a aucun client industriel et ne prévoit pas en avoir au cours de l’exercice de référence. Dans l'éventualité d'une telle possibilité, la Société tiendra compte des principes comme le recommande le CETES dans l'établissement de tarifs industriels. [Requête p11-6]

Le CETES enjoint à la SÉQ de continuer de refléter les principes susmentionnés dans l'élaboration de tarifs industriels.

16. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction de déposer les approches suivantes dans le cadre de la phase II de sa demande, afin qu’elles soient évaluées :

Étude du coût du service et conception tarifaire basée sur le coût de la prestation de services par collectivité;

Étude du coût du service et conception tarifaire basée sur des zones d’immobilisations supposant la normalisation des coûts liés aux immobilisations par région ou zone. La SÉQ devrait justifier le regroupement de collectivités en une zone;

Étude du coût du service et conception tarifaire basée sur des tarifs uniformes pour tout le territoire.

Les documents déposés pour la phase II devraient tenir compte des avantages et désavantages de chaque approche et identifier l’approche privilégiée par la SÉQ, ainsi que les raisons de ce choix. Conjointement avec les propositions de conception tarifaire, la SÉQ devrait se pencher sur la conception d’un programme de subvention et sur ses répercussions sur les consommateurs, par classe tarifaire et par collectivité. La réponse à cette directive devrait être déposée dans les 150 jours suivant la date de ce rapport.

Cette directive a été traitée dans le rapport 2012-01 au sujet de la phase II de la requête de la SÉQ pour 2010/11.

17. La SÉQ reçoit instruction de fournir des statistiques comparatives sur la fiabilité de la SÉQ comparativement aux autres membres de la COGUA dans le cadre de la prochaine RMTG.

Cette directive est traitée à la section 11.2 du présent rapport. Le CETES est d'avis que la directive a été respectée.

18. Bien que des statistiques sur les accidents du travail sont compilées, le CETES remarque que la Société n'a pas fourni d'observations portant sur des statistiques comparatives de l'industrie portant sur la sécurité des travailleurs. La SÉQ reçoit instruction de fournir de telles statistiques dans le cadre de sa prochaine RMTG.

Cette directive est traitée à la section 11.3 du présent rapport. Le CETES est d'avis que la directive a été respectée.

19. La SÉQ reçoit instruction de consulter ses clients lors de la conception et de l'élaboration des mesures de la qualité du service et de mettre ceux-ci en place sans retard déraisonnable.

Cette directive est traitée à la section 11.4 du présent rapport. Le CETES est d'avis que la directive a été respectée.

11.0 AUTRES QUESTIONS

11.1 PHASE II

Dans une lettre du 29 janvier 2014, le ministre a informé le CETES des instructions données à la SÉQ annulant une instruction précédente d'aller de l'avant avec le tarif unique pour tout le territoire. Le ministre a aussi demandé à la SÉQ de soumettre une phase II de la RMTG afin de fournir plusieurs options d'étude du coût du service en prévision de la prochaine RMTG, prévue en 2018.

En réponse au message du ministre, la SÉQ a retiré sa proposition d'étude de coûts de service pour l'exercice de référence 2014/15 et l'élaboration tarifaire basée sur cette étude.

La SÉQ n'a pas retiré ses propositions à propos des changements à apporter aux modalités des services, bien que celles-ci soient généralement considérées comme faisant partie de la phase II. Le CETES traite de ces problèmes de modalités de service dans la section 12.0 du présent rapport.

11.2 FIABILITÉ DU SERVICE

Dans la section 11.2.9 de sa requête, la SÉQ présente des statistiques de fiabilité, conformément à la directive du CETES dans la RMTG de 2010/11.

À URRC QEC 26, le CETES note que les statistiques de DMIS et de FMIS se trouvent aux limites supérieures par rapport aux autres entreprises de service. On a demandé à la SÉQ d'identifier les événements importants (date, nombre de clients touchés, raison de la coupure, durée de la coupure, etc.) qui ont contribué aux valeurs élevées de DMIS et de FMIS en 2012/13, et d'expliquer les mesures prises pour diminuer ces valeurs.

En réponse, la SÉQ mentionne qu'elle est la seule entreprise de service dépendante d'une seule source énergétique (le diesel) pour produire l'électricité et munie d'un réseau de distribution distinct pour chaque collectivité. De plus, de toutes ces entreprises de service, c'est la SÉQ qui a

l'environnement d'exploitation la plus difficile avec le climat nordique et les infrastructures limitées (aucune route au sud et aucun accès ferroviaire). Par conséquent, il est tout à fait normal de voir des statistiques de DMIS et de FMIS plus élevées pour la SÉQ que pour les autres entreprises de service.

Les renseignements fournis en réponse à la demande de URRC QEC 26 b), tableaux 1 et 3, montrent qu'il y a eu un certain nombre de coupures prévues et forcées, lesquelles ont contribué aux coupures en 2012/13 et 2013/14.

Conclusions du CETES :

En ce qui a trait à la fiabilité, le CETES note que la Société a réalisé des progrès en termes de responsabilisation en commençant, en 2012/13, la tenue de statistiques de DMIC, de DMIS et de FMIS normalisées. Au sujet de ces statistiques, le CETES remarque que le DMIS et la FMIS de la SÉQ semblent élevés par rapport à la SÉTNO, laquelle alimente aussi des collectivités en électricité au moyen de centrales au diesel. Par contre, le CETES reconnaît qu'il ne serait pas approprié de tirer des conclusions sur les statistiques d'une ou deux années de coupures sans tenir compte du contexte. Le CETES est d'avis que les renseignements supplémentaires suivants sur les statistiques de DMIC, de DMIS et de FMIS normalisées donneraient une meilleure idée du contexte entourant les statistiques sur les coupures au cours des prochaines analyses :

- L'historique de fiabilité de la SÉQ au cours de trois exercices historiques avant l'exercice de référence, présenté notamment sous forme de tableaux;
- L'historique des statistiques de fiabilité des membres de la Canadian Off Grid Utilities Association (COGUA) et d'autres entreprises de service canadiennes au cours d'une période comparable par rapport à la SÉQ;
- Des explications sur les changements importants dans les statistiques de fiabilité de la SÉQ d'un exercice à l'autre, notamment sur les événements importants.

Le CETES enjoint à la SÉQ de fournir les renseignements susmentionnés à temps pour la prochaine RMTG.

Le CETES pense qu'en plus des rapports, un suivi continu et une responsabilisation à l'interne de la part de la direction de la SÉQ au sujet de la fiabilité de la Société sont essentiels à une amélioration continue. Le CETES s'attend à ce que le personnel de gouvernance et de direction de la SÉQ instaure les procédures, pratiques, mécanismes de rapport et contrôles de gestion nécessaires pour diminuer la fréquence et la durée des coupures.

11.3 SÉCURITÉ

Dans la section 11.2.10 de sa requête et en réponse à URRC QEC 26 d) à f), la SÉQ a fourni des statistiques sur les accidents du travail, conformément à la directive du CETES dans la RMTG de 2010/11.

À URRC QEC 26 d) à f), le CETES demande des explications sur les taux d'accident du travail plus élevés en 2011/12 par rapport aux années précédentes. En réponse, la SÉQ mentionne qu'elle ne voit pas de tendance négative dans les taux d'accident du travail de la SÉQ. La SÉQ indique que le nombre plus élevé qu'à la normale de travailleurs temporaires explique en partie les taux supérieurs d'accident du travail en 2011/12; en effet, durant cet exercice, le très grand nombre de projets importants a nécessité l'embauche de beaucoup de travailleurs temporaires.

La SÉQ mentionne qu'elle a maintenant un manuel de sécurité contenant des procédures à la disposition de tous les travailleurs, et que des évaluations des dangers sont régulièrement réalisées. La SÉQ ajoute que la formation des travailleurs est une priorité afin de minimiser les accidents du travail, et pour y parvenir, la Société a mis en place un programme de formation. La SÉQ mentionne que le taux d'accident du travail réduit pour 2013/14 reflète ces changements.

Conclusions du CETES :

Selon le tableau 11.2 - statistique sur la sécurité des travailleurs, la gravité et la fréquence des accidents à la SÉQ sont relativement élevées par rapport aux autres entreprises de service

incluses dans le tableau. Le CETES note que les mesures prises par la SÉQ, comme mettre un manuel de sécurité contenant des procédures à la disposition de tous les travailleurs et donner la priorité à la formation des travailleurs, peuvent aider à diminuer le taux d'accident du travail de la Société.

Le CETES pense qu'en plus des mesures susmentionnées, un suivi continu et une responsabilisation à l'interne de la part de la direction de la SÉQ au sujet des accidents du travail à la Société sont essentiels à une amélioration continue. Le CETES s'attend à ce que la SÉQ instaure les procédures, pratiques, mécanismes de rapport et contrôles de gestion nécessaires pour diminuer la fréquence et la gravité des accidents du travail.

Le CETES enjoint à la SÉQ à fournir de l'information sur les taux comparables d'accident du travail au tableau 11-2 et au tableau 4 de URRC QEC 24 d) à temps pour la prochaine RMTG.

11.4 MESURES DE LA QUALITÉ DU SERVICE

Dans la section 11.2.11 de sa requête et en réponse à URRC QEC 26 g), la SÉQ a commenté les mesures de la qualité du service, conformément à la directive du CETES dans la RMTG de 2010/11.

Sur le sujet, la SÉQ mentionne ce qui suit :

> L'une des stratégies déterminées dans le plan stratégique 2012-2015 de la Société est de créer et appliquer un plan et un programme de service à la clientèle pour offrir un service efficace, de haute qualité et adapté. Dans le cadre de cette stratégie, la Société vise à établir et mettre en œuvre une stratégie de service à la clientèle au plus tard en décembre 2013. La stratégie comprend une enquête sur la satisfaction de la clientèle, l'application de politiques et de procédures de normalisation du service à la clientèle à l'échelle de la Société, offrir un programme de formation sur le service à la clientèle au service de la facturation et aux superviseurs de centrale, et garantir la disponibilité du service à la clientèle dans toutes les langues officielles du Nunavut.

Au sujet de l'état actuel de la mise en œuvre de cette stratégie, la SÉQ mentionne ce qui suit :

L'élaboration de la stratégie de service à la clientèle de la SÉQ va bon train. La Société a réalisé des progrès vers cet objectif stratégique en mettant en place un comité consultatif de service à la clientèle à l'automne 2013. Ce comité s'est réuni à Iqaluit pendant deux jours pour entamer un examen détaillé des nombreuses facettes du service à la clientèle nécessitant de l'attention et des conseils, avec comme objectif d'apporter des mesures pour éliminer les écarts et corriger les problèmes cernés dans le rapport de vérification à l'interne de la SÉQ préparé plus tôt en 2013.

Conclusions du CETES :

Le CETES note que la SÉQ a indiqué, au moment de sa dernière RMTG, qu'un système de mesures de la qualité du service était en cours d'élaboration, et qu'elle prévoyait l'appliquer en février 2011. Le CETES souligne aussi qu'il était question de mesures de la qualité du service lors de la RMTG de 2004/05.

Le CETES est d'avis que des mesures de qualité du service sont essentielles à une bonne pratique d'entreprise de service. De telles mesures doivent être complètes et comprendre la facturation et le service à la clientèle, y compris les réponses aux plaintes des clients.

Selon le CETES, malgré le soutien que les groupes de clients apportaient à cette initiative dans des interventions précédentes, l'absence de stratégie de service à la clientèle et de mesures de la qualité du service reflète l'échec de la gouvernance et de la direction de la SÉQ à agir selon les bonnes pratiques d'entreprise de service et dans l'intérêt des clients.

Le CETES enjoint à la SÉQ de consulter ses clients lors de la conception et de l'élaboration des mesures de la qualité du service et de mettre ceux-ci en place sans retard déraisonnable. De plus, le CETES enjoint à la SÉQ de soumettre un rapport sur les mesures de la performance du service à la clientèle à compter de l'exercice 2014/15, à temps pour la prochaine RMTG.

12.0 MODALITÉS DE SERVICE

Dans la section 10.0 de la requête, la SÉQ demande certains changements aux modalités de service. La SÉQ mentionne qu'en général, les changements proposés visent à :

- clarifier et uniformiser;
- faciliter la compréhension du document à la fois pour les clients et pour le personnel de la Société;
- corriger les problèmes ou les écarts cernés au cours des dernières années;

- harmoniser davantage les modalités de la Société avec les pratiques des entreprises de service dans le nord du Canada.

La section 10.2 et l'annexe F de la requête contiennent de plus amples renseignements au sujet de ces changements demandés.

À URRC QEC 25, on demande à la SÉQ d'expliquer pourquoi elle juge nécessaire d'enlever le terme « agir raisonnablement » des clauses 4.4 et 5.2c), comme proposé dans la requête de la SÉQ. On demande aussi à la SÉQ d'expliquer s'il est approprié ou non d'ajouter une disposition à la clause 4.5 au sujet du refus d'approbation de service, que la Société agirait raisonnablement pour faire respecter la clause.

Le CETES craint que le retrait du terme « agir raisonnablement » puisse, selon les circonstances, nuire à la clientèle. Le dictionnaire juridique Black's Law Dictionary définit le mot « raisonnable » comme suit (traduction libre) : équitable, adéquat et modéré selon les circonstances.

La SÉQ indique qu'elle souhaite retirer « agir raisonnablement » pour simplifier les modalités. Par contre, la SÉQ mentionne qu'elle n'a pas d'objection à conserver le terme.

Conclusions du CETES :

Comme mentionné précédemment, le CETES craint que le retrait du terme « agir raisonnablement » puisse, selon les circonstances, nuire à la clientèle, car la Société pourrait agir sans tenir compte du caractère unique de la situation. Par conséquent, le CETES recommande que le ministre enjoigne à la SÉQ de modifier les modalités comme suit :

- Remettre le terme « agir raisonnablement » aux clauses 4.4 et 5.2 des modalités;
- Inclure le terme « agisse raisonnablement » à la clause 4.5 au sujet du refus d'une demande de service comme suit : la Société peut, à son entière discrétion sous réserve qu'elle agisse raisonnablement, refuser toute demande de service lorsque (...).

13.0 RÉSUMÉ DES DIRECTIVES DU PRÉSENT RAPPORT

Directive 1

Plus précisément, le CETES enjoint à la SÉQ d'apporter les changements suivants afin d'améliorer ses pratiques de coûts et de gestion de projets :

- Établir un seuil de plus ou moins 20 % pour les coûts de projet soumis à une DPGP qui entraîne un examen des dépenses du projet par une autorité dirigeante de la SÉQ dès que la Société est avisée que les coûts dépasseront ce seuil; cette pratique nécessite une diligence raisonnable appropriée lors de l'analyse de la portée et la planification des estimations des coûts;
- Mettre en pratique une diligence raisonnable efficace, y compris la réalisation complète d'estimation à l'interne des coûts d'entrepreneur avant de négocier les contrats afin de réduire les risques de soumissions élevées et de surprises, en particulier lorsqu'il y a un nombre limité de soumissionnaires qualifiés dans le marché local;
- Appliquer les contrôles de projet suivant aux DPGP pour les centrales de Taloyoak, Qikiqtarjuaq et Grise Fiord et à toutes les autres DPGP;
    - Créer et mettre en application des procédures efficaces de suivi, de rapport, d'analyse et de contrôle des coûts et de documentation de projets, et ce, pour consigner les résultats de ces activités à chaque étape de la planification, du développement et de l'application du projet;
    - Préparer des rapports de réalisation une fois un projet terminé afin de résumer les activités consignées en matière de suivi, de rapport, d'analyse d'écart et de contrôle des coûts de projet;
    - Appliquer des mesures de responsabilisation, notamment l'éclaircissement des responsabilités en matière de planification et de réalisation efficaces et efficientes des projets d'immobilisations, sans oublier l'aspect économique.

Directive 2

Le CETES enjoint à la SÉQ d'appliquer immédiatement des mesures correctives pour intégrer des procédures servant à identifier et à mettre hors service des actifs inutilisés. Une fois de telles procédures en place, les mises hors service devraient être comptabilisées dans les résultats réels et les prévisions de l'exercice de référence.

Directive 3

La SÉQ doit déterminer le traitement réglementaire approprié des mises hors service temporaires au cours les remises en état importantes de centrales au diesel, et soumettre les résultats à la prochaine RMTG.

Directive 4

Pour la prochaine RMTG, Le CETES enjoint à la SÉQ de prendre en considération les améliorations suivantes à sa méthode d'estimation :

- Prévoir le nombre de clients en tenant compte des facteurs indépendants de croissance de la clientèle pertinents et applicables au territoire couvert par les services de la SÉQ, notamment la mise en chantier de logement, la croissance du PIB, les prévisions de la croissance de la population, l'augmentation moyenne de la clientèle au cours des trois dernières années et les nouveaux clients commerciaux.
- Réaliser une analyse de régression pour prévoir la consommation par client, et non pas les ventes totales.

Directive 5

Dans le rapport 2011-01, le CETES présente la directive suivante :

> Si les prévisions de revenus pour une année prospective sont plus élevées ou plus faibles que le taux de rendement des capitaux propres plus ou moins 200 points de base, une demande de majoration tarifaire devrait être déclenchée par la SÉQ. Le CETES croit que des RMTG déclenchées par ce mécanisme devraient être soumises avant le début de l'exercice de référence approprié, afin de se conformer au principe de l'exercice de référence futur.

Le CETES considère la directive susmentionnée comme pertinente et applicable au moment de chaque nouvelle RMTG. Elle est donc soumise à nouveau en tant que directive dans le futur.

Directive 6

Le CETES enjoint à la SÉQ de fournir des détails sur la manière de déterminer le taux de frais généraux capitalisé, conforme à la norme de CSP, à temps pour la prochaine RMTG.

Directive 7

Le CETES enjoint à la SÉQ de régler la question des coûts d'enlèvement et de décontamination des sites ou de l'obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation, selon les cas, dès que possible, et d'inclure les résultats dans la prochaine étude d'amortissement.

Directive 8

Dans son rapport de la RMTG de 2004/05, le CETES mentionne ce qui suit :

> Selon le CETES, conformément aux pratiques appliquées dans d'autres ressorts, les revenus et les coûts provenant des contrats industriels doivent être comptabilisés dans les besoins en revenu et les recettes de la Société, et doivent faire l'objet d'une vérification à temps pour la prochaine RMTG de la SÉQ. Le CETES croit que les tarifs à forfait établis avec les grands clients industriels devraient refléter les principes d'origines des coûts, notamment une allocation de partage des coûts. La SÉQ doit refléter les principes susmentionnés dans tout dépôt futur et dans les arrangements contractuels avec les grands clients industriels.

Le CETES enjoint à la SÉQ de continuer de refléter les principes susmentionnés dans l'élaboration de tarifs industriels.

Directive 9

Le CETES est d'avis que les renseignements supplémentaires suivants sur les statistiques de DMIC, de DMIS et de FMIS normalisées donneraient une meilleure idée du contexte entourant les statistiques sur les coupures au cours des prochaines analyses :

- L'historique de fiabilité de la SÉQ au cours de trois exercices historiques avant l'exercice de référence, présenté notamment sous forme de tableaux;
- L'historique des statistiques de fiabilité des membres de la Canadian Off Grid Utilities Association (COGUA) et d'autres entreprises de service canadiennes au cours d'une période comparable par rapport à la SÉQ;
- Des explications sur les changements importants dans les statistiques de fiabilité de la SÉQ d'un exercice à l'autre, notamment sur les événements importants.

Le CETES enjoint à la SÉQ de fournir les renseignements susmentionnés à temps pour la prochaine RMTG.

Directive 10

Le CETES enjoint à la SÉQ à fournir de l'information sur les taux comparables d'accident du travail au tableau 11-2 et au tableau 4 de URRC QEC 24 d) à temps pour la prochaine RMTG.

Directive 11

Le CETES enjoint à la SÉQ de consulter ses clients lors de la conception et de l'élaboration des mesures de la qualité du service et de mettre ceux-ci en place sans retard déraisonnable. De plus, le CETES enjoint à la SÉQ de soumettre un rapport sur les mesures de la performance du service à la clientèle à compter de l'exercice 2014/15, à temps pour la prochaine RMTG.

14.0 RÉSUMÉ DES RECOMMANDATIONS DU CETES AU MINISTRE RESPONSABLE DANS LE CADRE DU PRÉSENT RAPPORT

Les éléments suivants constituent des recommandations du CETES présentées au ministre responsable aux fins d'approbation :

1. Le ministre doit approuver l'augmentation des tarifs énergétiques de 6,8 % à compter du 1er mai 2014 à titre de tarifs définitifs pour la SÉQ applicables à partir du 1er mai 2014. Dans le but de déterminer les tarifs finaux d'énergie, l'ajustement aux fins de SSPC existant de 3,92 cents par kWh sera consolidé dans la base tarifaire d'énergie existante, et le 6,8 % sera appliqué au tarif d'énergie consolidé.

2. Le ministre doit demander à la SÉQ d'intégrer un processus dans le modèle de CSP actuellement appliqué dans le but de rétablir des comptes de report obligatoires. Ce processus poussera la SÉQ et d'autres intervenants du GN à mettre en place un système normalisé de comptes fondé sur les normes de CSP comprenant des changements, selon le besoin, afin de créer des comptes de report réglementés pour la SÉQ. De plus, en conjonction avec la mise en place d'un système normalisé de comptes, la SÉQ doit créer un format de rapport défini pour ses résultats financiers et opérationnels conformes aux principes réglementaires. La réintégration des comptes de report réglementaires dans le modèle de CSP doit être planifiée par la SÉQ avec l'apport des vérificateurs de la Société et les ministères du GN en mesure de contribuer à la tâche. De plus, le CETES recommande fortement à la SÉQ de consulter les conseillers du CETES, surtout au sujet du traitement comptable des coûts et des revenus avec les répercussions sur plusieurs années dans le but de garantir que les solutions proposées répondront à la fois aux exigences tarifaires du CETES et aux exigences de normes opérationnelles/comptables du GN et de la SÉQ. Une fois les comptes remis en place, la SÉQ doit en informer le ministre qui en retour demandera les conseils du CETES aux fins d'examen et de recommandation.

3. Le ministre doit demander à la SÉQ de prendre les mesures nécessaires, y compris la planification/prédiction proactive des coûts, des revenus et de la majoration tarifaire, de demeurer imputable envers l'autorité de réglementation (le ministre, avec les conseils du CETES)

en ce qui a trait à la génération des revenus nécessaires pour couvrir les coûts totaux de prestation de service, conformément aux principes et processus réglementaires établis par la loi et les lignes directrices.

4. Le ministre doit demander à la SÉQ d'appliquer les directives résumées à la section 13.0 du présent rapport.

5. Le ministre doit approuver les changements proposés aux modalités de la SÉQ suivants :

- Remettre le terme « agir raisonnablement » aux clauses 4.4 et 5.2 des modalités;
- Inclure le terme « agisse raisonnablement » à la clause 4.5 au sujet du refus d'une demande de service comme suit : la Société peut, à son entière discrétion sous réserve qu'elle agisse raisonnablement, refuser toute demande de service lorsque (...).

6. Rien dans le présent rapport ne porte atteinte aux pouvoirs du CETES lors de l’examen de toutes autres questions relatives à la SÉQ.

AU NOM DU

CONSEIL D'EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICES

EN DATE DU 28 avril 2014
RAY MERCER
PRÉSIDENT

	Appendicx 1				
	2014/15 GRA Revenue Requirement and Rate Increase				
			QEC Proposed	**URRC Recommended**	
			$000	$000	
1	Mid Year Gross Plant	Schedule 6.1	270032	270032	
2	Mid Year Accumulated Amortization	Schedule 6.1	101508	101408	Note 4
3	Mid Year Net Plant in Service	Schedule 6.1	168524	168624	
4	Working Capital	Schedule 6.1	22146	20246	Note 1
5	Rate Base	Schedule 6.1	190670	188870	
6	Weighted Average Cost of Capital	Schedule 4.4	6.7936%	6.4009%	Note 2
7	Return on Rate Base	L5*L6	12953	12089	
8	Operating and Maintenance Expenses	Schedule 4.1	54436	53459	Note 3
9	Fuel and Lubricants	Schedule 4.1	56362	56362	
10	Amortization	Schedule 4.1	8893	8693	Note 4
11	Revenue Requirement		132644	130603	
12	Revenue at Existing Rates:				
13	Customer Charge and Demand Revenue	Schedule 2.2.3	6061	6061	
14	Energy Charge Revenue	Table 5.4	106402	106402	
15	FSR Revenue	Table 5.4	6769	6769	
16	Sub total		119232	119232	
17	Non Electric Revenues	Table 5.4	3650	3650	
18	Total Revenues		122882	122882	
19	Revenue Shortfall		9762	7721	
20	% increase in Energy Rates		8.6%	6.8%	
Note 1:				$000	
	Working capital per QEC			22146	
	Adjustment to Supplies Inventory			-1900	
				20246	
Note 2:			Per QEC	As Adjusted	
	Cost of Equity		9.3000%	9.0000%	
	Cost of Debt		5.2000%	4.7369%	
	Weighted Average cost of capital 59.13% Debt:40% Equity		6.7948%	6.4009%	
Note 3:				$000	
	Salaries and Wages-Vacancy Rates			477	
	Business Travel			500	
	Total O&M			977	
Note 4:				$000	
	Reduction in amortization expense			200	
	Reduction in mid year accumulated amortization			100	