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 la ministre responsable de la Société d'énergie Qulliq sur :

# la requête de majoration tarifaire générale 2018-2019 de la Société d'énergie Qulliq

## Rapport 2018-01

## 26 mars 2018

# LE CONSEIL D'EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICE

| | | |
|---|---|---|
| **MEMBRES** | Anthony Rose | Président |
| | Graham Lock | Vice-président |
| | Robbin Sinclaire | Membre |
| | Nadia Ciccone | Membre |

| | | |
|---|---|---|
| **PERSONNEL DE SOUTIEN** | | |
| | Laurie-Anne White | Directrice générale |
| | Raj Retnanandan | Consultant |
| | Monica Ell-Kanayuk | Interprète |

# TÉMOINS DE LA SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ

Les personnes suivantes ont assisté à au moins une séance de consultation communautaire en tant que représentants de la Société d'énergie Qulliq (SEQ) :

| | |
|---|---|
| Bruno Pereira | Président-directeur général, SEQ |
| Darryl Taylor | Gestionnaire, Planification et Analyse |
| Sheila Papa | Directrice des affaires générales par intérim |
| Renee Boucher | Gestionnaire des communications par intérim |

# LISTE DES ABRÉVIATIONS

| | |
|---|---|
| ASC | Avenant de stabilisation des prix du combustible |
| AUC | Alberta Utilities Commission |
| CETES | Conseil d'examen des taux des entreprises de service |
| CMC | Consommation moyenne par client |
| DG | Directeur général |
| DPP | Division des produits pétroliers |
| ETP | Équivalent temps plein |
| F et E | Fonctionnement et entretien |
| GN | Gouvernement du Nunavut |
| IAGC | Ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction |
| ICA | Infrastructure de comptage avancée |
| kWh | Kilowattheure |
| MWh | Mégawattheure |
| NCSP | Normes comptables du secteur public |
| NUL | Northland Utilities (NWT) Limited |
| OMHS | Obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation |
| PFUDC | Provision pour fonds utilisés durant la construction |
| RCP | Rendement des capitaux propres |
| RH | Ressources humaines |
| RMTG | Requête de majoration tarifaire générale |
| SAIDI | Indice de durée moyenne des interruptions de service touchant le réseau |
| SAIFI | Indice de fréquence moyenne des interruptions de service touchant le réseau |
| SEQ | Société d'énergie Qulliq |

| | |
|---|---|
| SETNO | Société d’énergie des Territoires du Nord-Ouest |
| SEY | Société d’énergie du Yukon |
| SIMDUT | Système d’information sur les matières dangereuses utilisées au travail |

# TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ ..... 7
1.0 CONTEXTE ..... 12
1.1 HISTOIRE DE LA RÈGLEMENTATION ..... 12
1.2 STRUCTURE ET SERVICES DE LA SEQ ..... 13
1.3 COMPÉTENCE ET MANDAT DU CETES ..... 15
2.0 LA REQUÊTE DE MAJORATION TARIFAIRE GÉNÉRALE ..... 17
3.0 PROCESSUS D'AUDITION DE LA REQUÊTE ..... 18
4.0 EXAMEN DE LA REQUÊTE ..... 21
5.0 BESOINS EN REVENUS ET REVENUS (QUESTIONS DE LA PHASE I) ..... 22
5.1 ÉLÉMENTS DES BESOINS EN REVENUS ET DES REVENUS ..... 22
5.2 DÉPENSES MAJEURES EN IMMOBILISATIONS ..... 22
5.3 MISES HORS SERVICE ..... 29
5.4 FONDS DE ROULEMENT ..... 32
5.5 AMORTISSEMENT ..... 34
5.6 CHARGES DE COMBUSTIBLE ET DE LUBRIFIANTS ..... 41
5.7 CHARGES DE FONCTIONNEMENT ET D'ENTRETIEN (F ET E) NON LIÉES AU COMBUSTIBLE ..... 43
5.8 RENDEMENT DE LA BASE TARIFAIRE ..... 44
5.9 PRÉVISIONS DES VENTES ET DES REVENUS ..... 47
5.10 REVENUS TIRÉS D'AUTRES SOURCES ..... 48
5.11 RÉSUMÉ DES AJUSTEMENTS DES BESOINS EN REVENUS ..... 50
6.0 ÉTUDE DU COUT DU SERVICE ET CONCEPTION TARIFAIRE (QUESTIONS DE LA PHASE II) ..... 50
6.1 COMMENTAIRES SUR LES MODIFICATIONS TARIFAIRES ..... 50
6.2 MODIFICATIONS TARIFAIRES PROPOSÉES ..... 51
6.3 ÉTUDE DU COUT DU SERVICE ..... 58
6.4 CONDITIONS ET MODALITÉS DU SERVICE ..... 59
7.0 AUTRES QUESTIONS ..... 60
7.1 SUIVI ET REDDITION DE COMPTES ..... 60
7.2 ÉNERGIE RENOUVELABLE ..... 61
7.3 QUALITÉ ET FIABILITÉ DU SERVICE ..... 62
7.4 INFRASTRUCTURE DE COMPTAGE AVANCÉE ..... 67
8.0 RECOMMANDATIONS DU CETES À LA MINISTRE RESPONSABLE ..... 68
ANNEXE 1 ..... 72

# RÉSUMÉ


1. La Société d'énergie Qulliq (SEQ) a déposé une requête de majoration tarifaire générale (RMTG) pour l'exercice de référence 2018-2019, dans laquelle elle demandait entre autres choses :

   - une diminution de 864 000 $ des revenus issus de la tarification de base, en concordance avec les besoins en revenus projetés de 134,047 millions de dollars pour l'exercice de référence 2018-2019;
   - l'approbation d'un mécanisme d'échelonnement de la majoration, à commencer par l'élimination le 1er avril 2018 de l'avenant de stabilisation des prix du combustible (ASC) de 5,41 ¢/kWh, qui aurait pour effet de ramener les tarifs aux tarifs de base approuvés dans la RMTG de 2014. Si l'élimination de l'ASC entraine une augmentation des tarifs de plus de 8,6 %, il n'y aura aucun autre rajustement au premier exercice (2018-2019). Pour le deuxième exercice (2019-2020), la majoration tarifaire se limiterait à 8,6 % (3,6 % pour la hausse des besoins en revenus et 5 % par année pour le rééquilibrage) ou moins si les majorations tarifaires des deux exercices suffisent à l'atteinte du tarif uniformisé;
   - l'harmonisation des tarifs des localités basée sur les couts de service assumés pour l'ensemble du Nunavut, dans le cadre d'un processus d'harmonisation échelonné sur six ans et débutant à l'exercice 2018-2019. La SEQ propose de limiter la majoration à cet effet à 5 % par année.

2. Le Conseil d'examen des taux des entreprises de service (CETES) appuie la proposition d'harmonisation des tarifs de toutes les localités en fonction des couts de service générés pour l'ensemble du Nunavut. Cependant, il est d'avis que la majoration tarifaire à cet effet devrait plutôt se limiter à 3 % pour les exercices 2018-2019 et 2019-2020, afin d'assurer des tarifs stables pour tous les clients. Le CETES a bien tenu compte du fait que le Programme de subvention du cout de l'électricité du Nunavut, qui aide les consommateurs admissibles de toutes les localités du Nunavut à payer leur facture d'électricité, accorde des subventions

représentant 50 % du tarif de base d'Iqaluit. Par conséquent, une majoration importante des tarifs à Iqaluit entrainerait aussi une hausse substantielle dans les autres localités.

3. Le tableau comparatif suivant présente les modifications dans les revenus totaux proposés par la SEQ et celles dont le CETES recommande l'approbation suivant les besoins en revenus qu'il propose.

| Changes in Energy Revenues | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **Pre April 1, 2018** | **April 1, 2018 to March 31, 2019 Per QEC** | **April 1, 2018 to March 31, 2019 Per URRC** | **April 1, 2019 Forward Per QEC** | **April 1, 2019 Forward Per URRC** |
| | | **A** | **B** | **C** | **D** | **E** |
| | | $000 | $000 | $000 | $000 | $000 |
| 1 | Base Energy Revenue | 125841 | 125841 | 125841 | 121317 | 121317 |
| 2 | FSR Rider Revenue (1) | -9676 | | | | |
| 3 | QEC proposed surplus at existing base rates (2) | | -864 | -864 | | |
| 4 | QEC Proposed Phase in adjustment (3) | | -3660 | -3660 | | |
| 5 | 2018/19 Revenue deficiency as per URRC | | | | 3660 | 3167 |
| 6 | Energy Revenue (4) | 116165 | 121317 | 121317 | 124977 | 124484 |
| 7 | Percent change | | 4.4% | 4.4% | 3.0% | 2.6% |
| | **Notes:** | | | | | |
| | 1. Based on 178,851 MWh sales times $0.0541 FSR credit Rider | | | | | |
| | 2. Difference between existing base revenues and QEC proposed revenue requirement;see Table 5.3 Page 5-4 | | | | | |
| | 3. Revenue Phase in reduction proposed by QEC; see page 8-12; L19 | | | | | |
| | 4. Does not include customer fixed charge and demand charge revenues | | | | | |

4. Toujours selon ce tableau, l'augmentation des revenus d'énergie en 2018-2019 (comparativement à ceux de l'exercice précédent) se chiffre à 4,4 %. Pour 2019-2020, la SEQ propose une augmentation des revenus de 3,0 %, tandis que le CETES recommande 2,6 %.

5. Les tarifs d'Iqaluit, qui sont parmi les plus bas du Nunavut, pourraient être majorés au taux maximal dans le cadre du processus d'harmonisation. Les modifications susmentionnées se traduiraient par les majorations tarifaires suivantes pour la capitale :

| Domestic & Commercial Rate Changes for Iqaluit-QEC Proposed and Per URRC | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Units18/19 | Units19/20 | Domestic | | | | Commercial | | | |
| | | | | 2018/19 | | 2019/20 | | 2018/19 | | 2019/20 | |
| | | | | Per QEC | Per URRC | Per QEC | Per URRC | Per QEC | Per URRC | Per QEC | Per URRC |
| 1 | Base Energy Rate | c/kW.h | c/kW.h | 60.29 | 60.29 | 60.29 | 59.56 | 50.68 | 50.68 | 50.68 | 49.67 |
| 2 | Fuel Rider | c/kW.h | | -5.41 | -5.41 | | | -5.41 | -5.41 | | |
| 3 | Rate Level Prior Year | c/kW.h | c/kW.h | 54.88 | 54.88 | 60.29 | 59.56 | 45.27 | 45.27 | 50.68 | 49.67 |
| 4 | Reduction to Base Rates per QEC | 0.6868% | | | -0.41 | | | | -0.41 | | |
| 5 | Revenue Phase in Adjustment | c/kW.h | | | -2.046 | | | | -2.046 | | |
| 6 | 2019/20 Revenue Increase | | 2.610% | | | | 1.55 | | | | 1.30 |
| 7 | Base Rate Before Realignment [L1+4+5+6] | c/kW.h | c/kW.h | | 57.83 | | 61.12 | | 48.22 | | 50.96 |
| 8 | Realignment Increase | 3% | 3% | | 1.73 | | 1.83 | | 1.45 | | 1.53 |
| 9 | 2018/19 Base Rate | c/kW.h | c/kW.h | 60.29 | 59.56 | 65.46 | 62.95 | 50.68 | 49.67 | 55.03 | 52.49 |
| 10 | Percent change over prior year [L7/L3-1] | % | % | 9.9% | 8.5% | 8.6% | 5.7% | 12.0% | 9.7% | 8.6% | 5.7% |

6. Par ailleurs, selon le tableau ci-dessus, la SEQ propose, pour compenser la suppression du crédit de l'ASC et l'harmonisation des tarifs de base des localités, une augmentation maximale de 18,5 % (9,9 % + 8,6 %) sur deux exercices sur les tarifs d'énergie résidentiels d'Iqaluit – le CETES recommande plutôt 14,2 % (8,5 % + 5,7 %) – et une augmentation maximale de 20,6 % (12,0 % + 8,6 %) sur deux exercices sur les tarifs d'énergie commerciaux d'Iqaluit – le CETES recommande plutôt 15,4 % (9,7 % + 5,7 %). Enfin, le CETES ne recommande pas d'autres majorations aux fins de l'harmonisation des tarifs dans les localités avant la prochaine RMTG.

7. Le CETES constate d'importants écarts entre les couts des projets majeurs approuvés dans les demandes de permis et les couts réels (ou prévus). Par conséquent, le CETES recommande d'exiger de la SEQ qu'elle dépose une nouvelle demande de permis auprès du ministre si, après l'approbation d'un projet majeur, les couts projetés dépassent le montant approuvé de 25 % ou de 5 millions de dollars (si ce montant est plus élevé).

8. La SEQ propose de remplacer la centrale de Grise Fiord, ce qui entraine l'ajout de 20 millions de dollars à la base tarifaire en 2018-2019. Cette centrale servirait une localité de 103 clients. La puissance installée de la centrale, qui s'élève actuellement à 570 kW, passerait à 1 000 kW, soit presque le double de la puissance installée par client.

9. Selon le CETES, on trouve difficilement des signes de diligence raisonnable dans la façon dont la SEQ a planifié le projet et évalué l'efficience des options de conception et de construction avant d'octroyer un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de gestion de la construction (IAGC) à prix fixe pour la construction de cette centrale. Le CETES note que le cout de remplacement de la centrale de Grise Fiord est de 20 000 $/kW, comparativement à 8 956 $/kW à Qikiqtarjuaq et à 8 587 $/kW à Taloyoak. Il considère que la clientèle ne devrait pas avoir à subir le fardeau des dépenses injustifiées de la SEQ. Par conséquent, aux fins du présent rapport, le CETES recommande de réduire de 20,0 à 14,9 millions de dollars le montant que la SEQ demande d'ajouter à la base tarifaire pour la nouvelle centrale de Grise Fiord.

10. Vu les couts de construction jugés injustifiés, le CETES recommande que le Comité des finances et de la vérification, qui relève du conseil d'administration de la SEQ, soit tenu de présenter chaque année au ministre responsable un rapport sur son évaluation indépendante concernant le respect des exigences du manuel de la SEQ sur la planification des immobilisations. Il recommande l'application de cette mesure jusqu'à la prochaine RMTG.

11. Pour ce qui a trait aux projets d'énergie de remplacement, le CETES se dit impatient de voir le Comité sur les énergies de remplacement participer à l'intégration des énergies renouvelables dans le système de production d'électricité du Nunavut.

12. Le CETES craint que les pratiques de comptabilité des immobilisations actuelles ne suffisent pas à responsabiliser les personnes chargées de la mise hors service et de l'aliénation des actifs ainsi que de la radiation des centrales. Par conséquent, pour maximiser la valeur potentielle des investissements dans les centrales désaffectées, le CETES recommande que la SEQ soit tenue de mettre en œuvre des mécanismes ou de bonifier ceux en place pour assurer une reddition de compte raisonnable. Par ailleurs, toutes les activités (p. ex., mise hors service, aliénation et radiation) devraient être soumises à des mesures de contrôle et d'approbation. Ces mesures devraient réduire les risques de perte de valeur découlant de ce genre de transaction.

13. Le CETES a des réserves quant à l'augmentation par un facteur 2,5 du total de l'inventaire des fournitures depuis la dernière RMTG présentée pour 2014-2015. Au vu de l'opinion du vérificateur général du Canada émise dans son rapport annuel 2016-2017, le CETES a conclu que dans la prochaine RMTG, la SEQ devrait démontrer qu'elle gère prudemment les fournitures et les stocks de rechange. Par conséquent, le CETES recommande que la SEQ soit tenue de mettre en œuvre des mécanismes ou de bonifier ceux en place pour permettre la vérification de la quantité des inventaires physiques, et de commencer immédiatement les démarches pour instaurer des procédures et des pratiques de gestion efficace des niveaux de stocks et de contrôle adéquat de toutes les transactions d'inventaire.

14. Le CETES recommande que les actifs qui ne sont plus utilisés et ceux qui font l'objet de réclamations d'assurance soient retirés des documents comptables règlementaires avant l'application des taux d'amortissement applicables. Compte tenu du passif de 38 millions de dollars relatif aux sites contaminés qui a été présenté dans le rapport annuel 2016-2017, le CETES recommande que la provision pour la valeur de récupération et celle pour la vie utile inscrites au compte des amortissements cumulés soient prises en compte séparément à des fins règlementaires. Il recommande en outre que la SEQ traite adéquatement la provision pour la valeur de récupération négative, y compris les éventuelles mises hors service et décontaminations de sites, dans le cadre de la prochaine étude sur l'amortissement.

15. Le CETES recommande d'octroyer un taux de rendement des capitaux propres de 8,30 %, puisque les risques que doit gérer la société d'État ne sont pas plus élevés que ceux d'une entreprise de service canadienne type, selon ce qu'a établi l'Alberta Utilities Commission (AUC) dans sa décision 20622-D01-2016 du 7 octobre 2016. Ont été évalués dans le cadre de cette décision les risques généraux de nombreuses catégories d'entreprise de service. La vérificatrice générale a conclu que la SEQ n'est pas une entreprise de service à tarifs règlementés, car il a été déterminé qu'elle est incapable de recouvrer ses couts sans assistance financière importante, directe ou indirecte, du GN. Or, cette assistance contribuerait à réduire les risques auxquels elle est exposée, risques qui ne dépasseraient pas ceux des entreprises types de sa catégorie, d'après l'AUC.

# 1.0 CONTEXTE

## 1.1 HISTOIRE DE LA RÈGLEMENTATION

16. Le 27 octobre 2017, la Société d'énergie Qulliq (SEQ) a déposé auprès de son ministre responsable une requête de majoration tarifaire générale (RMTG) pour la période allant du 1er avril 2018 au 31 mars 2019 (exercice de référence 2018-2019). Le ministre a porté la question à l'attention du Conseil d'examen des taux des entreprises de services (CETES) pour qu'il formule des recommandations, conformément à l'article 12 de la Loi sur le Conseil d'examen des taux des entreprises de service (la Loi). Il s'agit de la quatrième RMTG déposée par la SEQ depuis sa séparation d'avec la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest (SETNO).

17. Après sa séparation de la SETNO, la SEQ a déposé une première RMTG pour l'exercice couvrant la période du 1er avril 2004 au 1er mars 2005 (exercice de référence 2004-2005). Le rapport du CETES portant sur les questions en lien avec la RMTG de 2004-2005 a été présenté au ministre responsable le 27 janvier 2005; le rapport final a été déposé le 18 février 2005.

18. En février 2005, le ministre responsable a donné des directives autorisant une majoration de 15 % des tarifs d'électricité pour toutes les localités et les classes de tarification au Nunavut. Ces tarifs sont entrés en vigueur le 1er avril 2005. À la suite de cette majoration, le CETES a demandé à la SEQ de fournir certains renseignements dans le cadre de toute demande de majoration subséquente, ou avant de la présenter. La SEQ a fourni les renseignements demandés au CETES le 9 mai 2006. Résultat : une majoration tarifaire supplémentaire de 5,44 % appliquée à toute l'électricité consommée au Nunavut est entrée en vigueur le 1er octobre 2006.

19. La SEQ a déposé une deuxième RMTG le 4 octobre 2010. Le CETES a publié le Rapport 2010-01 pour l'exercice de référence 2010-2011, qui a donné effet à des

augmentations des tarifs d'énergie, soit 6,0 % le 1er novembre 2010, 4,50 % le 1er avril 2011, et 4,43 % le 1er avril 2012.

20. La troisième RMTG, qui se rapporte à l'exercice de référence 2014-2015, a été déposée le 1er novembre 2013, pour ensuite être retirée, puis déposée de nouveau le 20 décembre 2013. Le Rapport 2014-04 et les rapports finaux 2014-05 ont donné effet à une majoration des tarifs de 7,1 %, entrée en vigueur le 1er mai 2014.

21. Après la RMTG de 2014-2015, la SEQ a demandé – et s'est vu accorder – des ajustements de l'avenant de stabilisation des prix du combustible (ASC), applicables de temps à autre. Sa demande la plus récente visait l'approbation d'un crédit d'ASC de 0,0541 $/kilowattheure (kWh) pour la période allant du 1er octobre 2017 au 31 mars 2018, demande qui a été approuvée dans le Rapport 2017-03 du CETES, daté du 6 décembre 2017.

## 1.2 STRUCTURE ET SERVICES DE LA SEQ

22. La SEQ est une société d'État détenue à 100 % par le gouvernement du Nunavut (GN). Elle a été constituée en vertu de la Loi sur la Société d'énergie Qulliq et est régie par elle.

23. Selon son rapport annuel 2016-2017, elle fournit de l'électricité à environ 15 000 clients dans l'ensemble du Nunavut. La SEQ génère de l'énergie et la distribue aux Nunavummiuts grâce à l'exploitation de 25 centrales électriques autonomes au diésel réparties dans 25 localités, dont la puissance installée totalise environ 76 000 kW. Elle fournit également des services mécaniques, électriques et d'entretien des lignes de transport à partir de trois centres régionaux, situés à Iqaluit, Rankin Inlet et Cambridge Bay. Le siège social de la SEQ se trouve à Baker Lake, et ses bureaux, à Iqaluit.

24. La SEQ est la seule société productrice, transporteuse et distributrice d'électricité sur le marché de détail au Nunavut. Elle sert une population d'environ 37 000 personnes, répartie sur un territoire de 2,1 millions de kilomètres carrés. Comme les réseaux électriques sont isolés et non pas reliés, chacun d'eux doit être planifié et exploité indépendamment.

25. Les membres du conseil d'administration sont nommés par le ministre responsable de la SEQ. Conformément à la Loi sur la Société d'énergie Qulliq, le conseil est composé de six à dix administrateurs. C'est de lui que relève le président-directeur général de la SEQ.

26. Le conseil d'administration de la SEQ chapeaute trois comités : le Comité des ressources humaines, le Comité des finances et de la vérification et le Comité sur les énergies de remplacement.

27. Selon le rapport annuel 2016-2017 de la SEQ, le Comité des ressources humaines formule des recommandations concernant la main-d'œuvre organisationnelle. Il examine les questions de ressources humaines et de rémunération se rapportant à l'équipe de cadres supérieurs. En outre, il évalue les initiatives et programmes relatifs à l'emploi des Inuits, la formation et le perfectionnement professionnel, le contexte des relations de travail, l'application des conventions collectives, ainsi que les initiatives visant à améliorer le rendement et la capacité des employés.

28. Quant au Comité des finances et de la vérification, le rapport mentionne qu'il aide le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance et de reddition de comptes financiers envers la SEQ et ses parties prenantes, soit le gouvernement du Nunavut et les contribuables. Il fait le lien entre le conseil d'administration et le vérificateur externe et sert d'organe décisionnel pour les activités du vérificateur interne.

29. Enfin, le Comité sur les énergies de remplacement présente des recommandations au conseil d'administration sur la viabilité des technologies d'énergie renouvelable ou de remplacement dans le Nord. Il l'éclaire également sur les options et les sources de financement de projets de développement, de projets pilotes, d'initiatives de recherche ou de possibilités de collaboration, ainsi que sur les mandats de soutien ou chevauchants d'autres organisations.

30. Au 31 mars 2017, la SEQ comptait 206,8 postes à temps plein, dont 186,2 étaient pourvus.

31. Toujours selon le rapport annuel 2016-2017, le Service d'ingénierie est responsable de la planification, de la conception et de la gestion des projets, des services de soutien technique, et de l'analyse du cycle de vie des infrastructures actuelles et nouvelles des centrales électriques de la SEQ. Il s'occupe également de l'élaboration et de l'application de normes professionnelles, des procédures de gestion de projet, de la conception assistée par ordinateur et de la tenue du système de gestion des documents d'ingénierie. Le partenariat stratégique qui existe entre le Service d'ingénierie et le Service des opérations permet d'assurer la bonne marche des activités courantes, la planification à long terme et l'exécution du plan général de la SEQ.

32. Il y a aussi le Service des opérations qui est chargé de générer et de distribuer de l'électricité à toutes les localités du Nunavut de manière sure et fiable. Chaque localité dispose de sa propre centrale électrique, qui est exploitée par des employés vivant sur place. Ceux-ci sont soutenus par des techniciens en électricité et en ligne de transport d'électricité, ainsi que par des techniciens-mécaniciens, basés dans les centres régionaux de Cambridge Bay, Iqaluit et Rankin Inlet. En plus de la production et de la distribution d'électricité sur le territoire, sa principale responsabilité, le Service des opérations a pour mandat de faciliter la mise en œuvre du plan d'immobilisations de la SEQ, en étroite collaboration avec le Service d'ingénierie.

## 1.3 COMPÉTENCE ET MANDAT DU CETES

33. La Loi exige de la SEQ, en tant que fournisseur de l'électricité au Nunavut, qu'elle obtienne l'assentiment du ministre responsable pour toute proposition de modification tarifaire. Cependant, avant d'approuver les tarifs proposés par la SEQ, le ministre responsable doit demander l'avis du CETES.

34. Dans le cas de demandes importantes, telles que la RMTG en cause dans le présent rapport, le CETES doit, dans les 150 jours suivant la réception de la demande d'avis, déposer un rapport auprès du ministre responsable, dans lequel figurera l'une des recommandations suivantes :

a) que le taux ou le tarif proposé soit approuvé;
b) que le taux ou le tarif proposé ne soit pas approuvé;
c) que soit adopté un autre taux ou tarif, précisé dans le rapport du CETES.

35. Pour préparer son rapport, le CETES doit vérifier si le taux ou les tarifs proposés sont justes et raisonnables, en tenant compte notamment du cout de la prestation des services, y compris les couts de financement afférents.

36. Aux fins de la réalisation de ses buts énoncés par la Loi, le CETES peut :

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

37. En réponse à la demande d'avis soumise par le ministre responsable le 27 octobre 2017, le CETES a mené des délibérations conformément aux exigences et aux paramètres établis dans la Loi. Le présent rapport renferme les recommandations du CETES à l'intention du ministre responsable.

# 2.0 LA REQUÊTE DE MAJORATION TARIFAIRE GÉNÉRALE

38. La première partie de la requête de majoration tarifaire générale (RMTG) à l'étude concerne l'approbation des besoins en revenus et l'établissement des prévisions de revenus pour 2018-2019 (phase I). Comme l'indique le tableau 1 à la ligne 7, avec les tarifs de base actuels, les revenus dépassent de 864 000 $ les besoins en revenus projetés pour l'exercice 2018-2019. La SEQ propose de réduire cet excédent en 2018-2019, au profit des clients.

39. Dans sa RMTG, elle demande aussi l'approbation d'un mécanisme d'échelonnement de la majoration, par lequel l'incidence sur les clients de la suppression de l'ASC de 5,41 ¢/kWh serait répartie sur deux exercices (2018-2019 et 2019-2020). Dans la phase II de la RMTG, la SEQ a demandé l'approbation d'une tarification, pour une entrée en vigueur le 1er avril 2018 et le 1er avril 2019, qui permettrait l'uniformisation graduelle des tarifs en vigueur dans chaque localité, le but étant de recouvrer les couts de service pour l'ensemble du Nunavut. Elle a demandé une période d'échelonnement de six ans, qui débuterait en 2018-2019.

40. Le mécanisme d'échelonnement de la majoration susmentionné et la réorganisation des tarifs visant le recouvrement des couts de service par l'instauration d'un système tarifaire uniforme pour l'ensemble du Nunavut entraineront en 2018-2019 une réduction nette des revenus issus de la tarification de base de 3,66 millions de dollars. Par conséquent, la SEQ prévoit un manque à gagner de 3,66 millions pour 2018-2019, comme en témoigne le tableau 1. Pour la tarification de 2019-2020, la SEQ a demandé une majoration des tarifs de base de 3,66 millions de dollars, une mesure qui serait parallèle à l'harmonisation des tarifs visant leur uniformisation dans tout le Nunavut.

41. Le tableau 1 ci-dessous présente les besoins et modifications de revenus proposés par la SEQ pour 2018-2019 et 2019-2020.

| Table 1-Revenue Requirement & Revenues-QEC Proposed | | | |
|---|---|---|---|
| | | 2018/19 | 2019/20 |
| | | $000 | $000 |
| 1 | Revenue Requirement | 134047 | 134047 |
| 2 | Revenue Offsets | -2548 | -2548 |
| 3 | Rate Level Revenue Requirement | 131499 | 131499 |
| | | | |
| 4 | Energy revenue at existing base rates | 125841 | |
| 5 | Customer & demand revenue at proposed rates | 6522 | |
| 6 | Revenue at existing rates | 132363 | |
| 7 | Rate reduction to align existing rate revenue with revenue requirement | -864 | |
| 8 | Rate reduction for revenue phase in and rate realignment | -3660 | |
| 9 | Sales revenue | 127839 | 127839 |
| 10 | Rate increase for revenue phase in and rate realignment | | 3660 |
| 11 | Sales revenue at proposed rates | 127839 | 131499 |
| 12 | Revenue shortfall 2018/19 | -3660 | 0 |

42. Le manque à gagner prévu de 3,66 millions pour 2018-2019 réduit le rendement des capitaux propres de la SEQ pour cet exercice; néanmoins, la SEQ demande une majoration des tarifs pour pouvoir combler les besoins en revenus ajustés de 131,499 millions qui sont prévus pour 2019-2020.

# 3.0 PROCESSUS D'AUDITION DE LA REQUÊTE

43. Après avoir reçu la demande, le CETES a mis sur pied un processus d'examen et d'audition. Un avis de réception indiquant le lieu et le moment où les consultations communautaires seraient tenues a été publié dans divers médias.

44. Dans le cadre du processus d'examen de la requête, le CETES a envoyé deux séries de demandes de renseignements à la SEQ. Il a reçu les réponses à la première série le 15 décembre 2017 ou aux alentours de cette date. De l'avis de la SEQ, plusieurs parties de sa réponse à CETES SEQ 16 étaient confidentielles, car elles portaient sur les conditions commerciales fixées avec les services d'ingénierie, d'approvisionnement et de gestion de la construction (IAGC) dans le cadre des projets de construction de nouvelles centrales. Le

CETES a reçu les réponses à la deuxième série de demandes de renseignements le 16 février 2018. Certaines parties des réponses à CETES SEQ 37, CETES SEQ 38 et CETES SEQ 39 ont été jugées confidentielles pour les mêmes raisons. Dans le cadre du processus de rétroaction par les parties intéressées, le CETES a tenu, en décembre 2017 et en janvier 2018, plusieurs réunions de consultation communautaire auprès de citoyens préoccupés. Ces réunions ont eu lieu dans les localités suivantes :

| Date | Time | Location | Community |
|---|---|---|---|
| **Kivalliq and Kitikmeot** | | | |
| December 4, 2017 | 7-9 pm | Katimavik Conference Room | Rankin Inlet |
| December 5, 2017 | 7-9 pm | Community Hall / Arena | Baker Lak |
| December 6, 2017 | 7-9 pm | Community Hall | Kugluktuk |
| December 7, 2017 | 7-9 pm | Community Hall | Cambridge Bay |
| **Qikiqtaaluk** | | | |
| January 8, 2018 | 7-9 pm | Community Hall | Pond Inlet |
| January 9, 2018 | 7-9 pm | Community Hall | Igloolik |
| January 10, 2018 | 7-9 pm | Community Hall | Cape Dorset |
| January 11, 2018 | 7-9 pm | Parish Hall | Iqaluit |
| January 12, 2018 | 7-9 pm | Community Hall | Qikiqtarjuaq |
| January 13, 2018 | 1-3PM | Francophone Center | Iqaluit |

45. En plus des réunions communautaires, des annonces ont été diffusées à la radio à l'échelle régionale et locale. Des annonces ont aussi été affichées sur les babillards communautaires.

46. À chaque réunion, le président du CETES a présenté les membres du CETES, expliqué le rôle du CETES dans ce dossier ainsi que son mandat légal, et exprimé le désir de recueillir le plus de commentaires possible auprès des parties touchées.

47. Quant à la SEQ, elle a présenté aux réunions un groupe de témoins dirigé par son président, chargé d'expliquer l'impératif de cette requête de majoration tarifaire et de la recommandation d'uniformiser les tarifs dans l'ensemble du Nunavut, et de répondre aux questions. Les participants ont eu l'occasion de faire des déclarations et de poser des questions.

48. Les notes se rapportant à ces réunions figurent à l'annexe 1.

49. Des observations écrites sur la requête ont été reçues le 2 février 2016. La SEQ a répondu aux commentaires des parties le 23 février 2018.

50. Le CETES aimerait remercier toutes les personnes et organisations qui ont assisté aux réunions ou qui ont déposé des observations sur la proposition de majoration des tarifs énergétiques. Ces personnes et organisations seront collectivement dénommées « parties aux processus ». Le CETES ne produira pas de résumé de chacune des observations, mais présentera les commentaires des parties portant sur des sujets spécifiques, s'il y a lieu.

# 4.0 EXAMEN DE LA REQUÊTE

51. Selon le paragraphe 13(2) de la Loi, le CETES doit vérifier le caractère juste et raisonnable du taux ou du tarif proposé en tenant compte du cout de la prestation du service, y compris les frais de financement connexes, et de tout autre facteur mentionné dans les lignes directrices. Par ailleurs, les paragraphes 1(1) et 1(2) des lignes directrices exigent que le CETES détermine le cout de la prestation du 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 que l'entreprise de service tire des tarifs soit égal au cout total de la prestation de service établi selon ces lignes directrices.

**1(2) Approche règlementaire traditionnelle**
Le cout total de la prestation de service doit être déterminé selon les principes couramment appliqués par les entreprises de service règlementées du Canada. 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 fournir le service.
b) Afin de déterminer cette valeur :
   i) tenir compte du caractère raisonnable des prévisions de la croissance de la clientèle, de l'utilisation du système et des ventes établies par l'entreprise de service, ainsi que de son plan d'ajout ou d'amélioration d'équipement découlant de ces prévisions et de la nécessité de fournir un service fiable et sécuritaire;
   ii) utiliser le cout initial des biens (à leur mise en service) en tenant compte de ce que l'entreprise de service aurait judicieusement dû débourser pour ces biens, ainsi que de toute dépréciation, tout amortissement ou tout amortissement pour épuisement;
   iii) prendre en compte le fonds de roulement nécessaire.
c) Une fois la valeur des biens établie, décider d'une proportion acceptable de capitaux propres et d'emprunt pour financer les biens, et prévoir :
   i) un rendement équitable sur les capitaux;
   ii) des taux d'intérêt et des couts afférents aux capitaux d'emprunts raisonnables.
d) En plus de ces couts, ajouter toutes charges jugées raisonnablement nécessaires afin que l'entreprise puisse fournir ses services, par exemple :
   i) tous les frais raisonnables liés au fonctionnement et à l'entretien;
   ii) le cout du carburant;
   iii) les taxes;

iv) tous les autres frais que doit débourser l'entreprise pour fournir un service fiable et sécuritaire.

Chaque fois que le gouvernement demande l'avis du CETES, celui-ci peut appuyer son analyse sur ces principes et sur d'autres principes règlementaires généralement reconnus.

52. Pour effectuer l'examen et l'évaluation de la requête, le CETES s'est basé sur les rapports annuels de la SEQ, sur les renseignements techniques et financiers présentés par celle-ci dans le cadre de sa requête, sur les réponses qu'elle a fournies aux demandes de renseignements, et sur le mémoire qu'elle a déposé le 23 février 2018.

# 5.0 BESOINS EN REVENUS ET REVENUS (QUESTIONS DE LA PHASE I)

## 5.1 ÉLÉMENTS DES BESOINS EN REVENUS ET DES REVENUS

53. Les besoins en revenus se décomposent entre le prix du carburant et des lubrifiants, les charges de fonctionnement et d'entretien non liées au carburant, les charges d'amortissement (ou de dépréciation), ainsi que le rendement de la base tarifaire, qui comprend les immobilisations de production en service et le fonds de roulement.

54. Quant aux revenus, ils se décomposent entre les recettes des ventes et les revenus tirés d'autres sources. On compare les revenus prévus aux couts prévus pour obtenir le surplus ou le manque à gagner.

## 5.2 DÉPENSES MAJEURES EN IMMOBILISATIONS

55. Le tableau 2 ci-dessous présente les dépenses majeures en immobilisations engagées pour le remplacement de centrales, éléments qui ont été ajoutés à la base tarifaire et que la SEQ propose d'ajouter en 2018-2019 :

| Table 2-Major Plant Additions | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Community | Customers 18/19 | Installed Capacity (KW) | | Inst. Capacity/Customer | | Replacement | | |
| | | | Before Replacement | After Replacement | Before Replacement | After Replacement | Year of Rate Base | Cost $m | Cost in $/kW |
| 1 | Taloyoak | 352 | 1570 | 1840 | 4.5 | 5.2 | 2016/17 | 15.8 | 8587 |
| 2 | Qikiqtarjuaq | 285 | 1320 | 1820 | 4.6 | 6.4 | 2016/17 | 16.3 | 8956 |
| 3 | Pangnirtung | 602 | 2630 | 2880 | 4.4 | 4.8 | 2017/18 | 19.0 | 6597 |
| 4 | Grise Fiord | 103 | 570 | 1000 | 5.5 | 9.7 | 2018/19 | 20.0 | 20000 |

56. Le remplacement de la centrale de Pangnirtung a été rendu nécessaire par l'incendie qui l'a détruite en avril 2015. Selon le rapport annuel 2016-2017 de la SEQ, l'achèvement de la nouvelle centrale était l'une des priorités du ministère pour l'exercice. Pour atteindre cet objectif et accélérer les travaux, le Service d'ingénierie a recouru à un concept adapté de conception-construction. Il s'agit d'une méthode de livraison de projet par laquelle toutes les activités sont réalisées par un seul entrepreneur, ce qui entraine des économies de temps et de couts. La SEQ indique que grâce à cette approche, les travaux ont duré moins de deux ans, alors qu'il faut habituellement trois ans ou plus pour le processus de planification, d'approvisionnement et de construction.

57. La demande de permis pour projet majeur concernant le remplacement de la centrale de Taloyoak fait état d'un cout estimatif de 10,8 millions de dollars, plus ou moins 25 %, pour une capacité passant de 1 700 kW à 1 850 kW en 2013-2014. La dépense réelle en 2016-2017 s'élève à 15,8 millions de dollars.

58. La demande de permis pour projet majeur concernant le remplacement de la centrale de Qikiqtarjuaq fait état d'un cout estimatif de 8,2 millions de dollars, plus ou moins 25 %, pour une capacité passant de 1 220 kW à 1 350 kW en 2013-2014. La dépense réelle en 2016-2017 s'élève à 16,3 millions de dollars.

59. La demande de permis pour projet majeur concernant le remplacement de la centrale de Grise Fiord fait état d'un cout estimatif de 7,9 millions de dollars, pour une augmentation

de la capacité de 600 kW en 2015-2016. La dépense prévue en 2018-2019 s'élève à 20,0 millions de dollars.

60. La SEQ indique que le principal facteur expliquant ces écarts est le moment auquel ces estimations sont faites, et non les dépassements de couts, ainsi que l'incertitude inhérente aux résultats des appels d'offres dans le Nord. Selon la SEQ, pour les gros projets d'immobilisations, la demande de permis doit se faire très tôt dans le processus de planification, et les échéances sont telles qu'il lui est impossible d'avoir la conception détaillée du projet et les résultats des appels d'offres à temps pour le budget. Ainsi, à moins d'une expérience très récente avec un projet comparable, les estimations utilisées dans une demande de permis seront très préliminaires. La SEQ précise qu'elle révise les prévisions budgétaires lorsqu'elle examine les prix des soumissions, soit en général longtemps après la délivrance du permis.

61. La SEQ indique que son manuel de planification des immobilisations décrit la procédure à suivre pour ajuster le budget d'un projet; c'est le Comité de planification des immobilisations qui est chargé de surveiller la gestion et la planification des immobilisations de la SEQ. Selon la nouvelle procédure, le Comité et les cadres supérieurs de la SEQ sont régulièrement informés de l'état d'avancement. Le personnel de la SEQ affecté à la réalisation d'un projet d'immobilisations doit à présent respecter la procédure décrite dans le manuel. [CETES SEQ 33c)]

62. Le manuel de planification des immobilisations de la SEQ correspond à la pièce jointe n$^{o}$ 1 de CETES-SEQ-1-33. Selon la SEQ, il répond à la recommandation n$^{o}$ 1 du Rapport 2014-4 du CETES. Il énonce la politique de planification des immobilisations de la SEQ ainsi que les lignes directrices pour la mettre en application, y compris en ce qui concerne la clôture de projets et la présentation de rapports sur les écarts.

63. La SEQ soutient que les projets de remplacement des centrales de Taloyoak et de Qikiqtarjuaq, ayant été terminés en 2016-2017, n'étaient pas visés par l'intégralité de la

politique. En revanche, la centrale de Grise Fiord devrait entrer en service en 2018-2019, et le projet sera assujetti aux procédures du manuel. [CETES SEQ 33d)]

**Conclusions du CETES**

64. Lorsqu'il recommande au ministre d'approuver une demande de permis pour projet majeur, le CETES assume certaines responsabilités quant à l'évaluation des besoins et au caractère optimal des options présentées et des couts correspondants, compte tenu des effets sur les tarifs, de la fiabilité et des objectifs stratégiques de la SEQ. En général, on considère que les couts indiqués dans une demande peuvent varier de plus ou moins 25 %. Si le concept ou les couts changent considérablement après l'approbation de la demande, les recommandations originales sur cette dernière deviennent inutiles. Pour éviter cette situation, le CETES recommande à la ministre d'exiger que la SEQ dépose une demande de permis révisée ainsi qu'une justification des modifications apportées si les couts estimés avant le commencement du projet dépassent le montant approuvé par la ministre dans la demande de permis de plus de 25 % ou de cinq millions de dollars.

65. En ce qui concerne le remplacement de la centrale de Pangnirtung, le CETES souligne que l'utilisation de l'approche de conception-construction par un entrepreneur unique a donné lieu à des économies. Ainsi, à 6 597 $/kW, c'est le projet ayant le cout par kW le plus faible parmi tous les projets majeurs figurant au tableau 2. Aux fins du présent rapport, le CETES accepte l'ajout proposé à la base tarifaire de 19 millions de dollars pour la centrale de Pangnirtung, et s'attend à ce que le modèle efficient utilisé pour cette centrale serve à d'autres projets lorsque c'est possible.

66. Quant au remplacement des centrales de Taloyoak et de Qikiqtarjuaq, le CETES note que la puissance installée de chacune concorde raisonnablement avec la puissance garantie requise, selon le tableau 2 de CETES SEQ 2-38c) :

**Table 2: Taloyoak and Qikiqtarjuaq Required Firm Capacity Forecasts**

| Community | Installed Capacity (KW) | Largest Unit (KW) | Firm Installed Capacity (KW) | 2016/17 Fiscal Year Actual | | 2041/42 Fiscal Year Estimate | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Community Peak, kW | Required Firm Capacity, kW | Community Peak, kW | Required Firm Capacity, kW |
| Taloyoak<br>G1 - 370 kW<br>G2 - 550 kW<br>G3 - 550 kW<br>G4 - 370 kW | 1,840 | 550 | 1,290 | 730 | 803 | 1,320 | 1,452 |
| Qikiqtarjuaq<br>G1 - 350 kW<br>G2 - 550 kW<br>G3 - 550 kW<br>G4 - 370 kW | 1,820 | 550 | 1,270 | 505 | 556 | 930 | 1,023 |

67. Le CETES ignore si l'approche de conception-construction par un entrepreneur unique a été appliquée pour les centrales de Taloyoak et de Qikiqtarjuaq. Quoi qu'il en soit, ces deux projets affichent un cout par kW plus élevé (respectivement 8 587 $ et 8 956 $) que celui de Pangnirtung. Le CETES croit que la taille des localités de Taloyoak et de Qikiqtarjuaq, plus petites que Pangnirtung, pourrait expliquer l'écart des couts fixes, et donc aussi celui du cout par kW. En l'absence de preuve contraire, aux fins du présent rapport, le CETES juge donc raisonnables les couts de remplacement des centrales de Taloyoak et de Qikiqtarjuaq, et accepte la proposition de les ajouter à la base tarifaire.

68. La centrale de Grise Fiord, dont il a été proposé d'ajouter un cout de 20 millions de dollars à la base tarifaire pour 2018-2019, servirait une localité comptant une centaine de clients. Actuellement, sa puissance installée est de 570 kW, et la nouvelle centrale aurait une puissance de 1 000 kW. Le CETES ne comprend pas pourquoi la SEQ a jugé nécessaire d'augmenter la capacité d'autant alors qu'aucune croissance de la localité n'est prévue.

69. Le projet de Grise Fiord ne suit pas le modèle de Pangnirtung : la construction de la centrale de Grise Fiord part d'une structure préfabriquée, et les travaux sont établis dans un contrat IAGC. Le prix fixe payé à l'entrepreneur principal comprend la conception et le transport (maritime) de la centrale préfabriquée jusqu'au site, la gestion de la logistique entourant l'installation sur le site ainsi que les couts de préfabrication de la centrale et de l'équipement à verser à un sous-traitant.

70. Selon le CETES, on trouve difficilement des signes de diligence raisonnable dans la façon dont la SEQ planifie un projet et évalue l'efficience des options de conception et de construction avant d'octroyer un contrat IAGC à prix fixe. Mentionnons à titre d'exemple l'augmentation de la puissance installée, qui passera de 570 à 1000 kW, pour servir une clientèle en déclin — qui se chiffre aujourd'hui à 103. C'est presque le double de la puissance installée initiale, pour une localité dont la population n'est pas censée augmenter. Par ailleurs, les documents contractuels ne montrent pas la ventilation détaillée du montant forfaitaire du contrat, c'est-à-dire la quantité et le prix unitaire des divers composants de la centrale, du travail, du transport, etc.

71. L'entrepreneur IAGC retiendra environ 37 % du prix du contrat à titre de marge bénéficiaire ainsi que pour l'administration et la gestion logistique du transport et de l'installation de la centrale. Les couts de transport et d'installation semblent exagérés pour la taille de la localité. Environ 44 % du prix du contrat reviendra au sous-traitant pour la préfabrication.

72. Le CETES note que le cout de remplacement de la centrale de Grise Fiord s'élève à 20 000 $/kW, comparativement à 8 956 $/kW à Qikiqtarjuaq et à 8 587 $/kW à Taloyoak. Il estime que les clients de la SEQ ne devraient pas avoir à porter le poids des dépenses injustifiées qu'elle engage.

73. Aux fins du présent rapport, le CETES juge approprié de modifier, selon le tableau 2A ci-dessous, le cout de la centrale de Grise Fiord qui sera ajouté à la base tarifaire en 2018-2019 :

| Table 2A-Grise Fiord Plant Capital Cost Adjustment | | | |
|---|---|---|---|
| | | Per QEC URRC QEC 1-16 | Per URRC |
| | | 000 | 000 |
| 1 | Construction cost per Table 4 URRC QEC 1-16 Public | 16516 | 13516 |
| 2 | Contingency | 1473 | 0 |
| 3 | Overhead @4.5% | | 608 |
| 4 | AFUDC @ 5.3% on average investment over 2 Years | | 716 |
| 5 | Overhead & AFUDC | 1980 | |
| 6 | Total | 19969 | 14841 |
| 7 | URRC Reduction to Cost of Addition to Rate Base | | 5128 |
| 8 | Mid Year reduction to cost of addition to Rate Base | | 2564 |
| 9 | 2018/19 Revenue Requirement Impact: | | |
| 10 | Return @5.3% | | 136 |
| 11 | Depreciation @ 3.65% for Diesel Plant | | 94 |
| 12 | Total 2018/19 Revenue Requirement Impact | | 229 |

74. La ligne 1 du tableau 2A fait état d'une réduction de trois millions de dollars du prix fixé au contrat, pour les couts de transport et d'installation de la centrale. À la ligne 2, le montant pour imprévus est ramené à 0, étant donné que le contrat est à prix fixe. La ligne 3 établit à 4,5 % le coefficient d'imputation des couts indirects, qui diminue ainsi de moitié par rapport au coefficient de 9 % fixé par la SEQ. Le CETES juge que ce coefficient n'a pas à être plus élevé, car le projet a été entièrement conçu et construit par l'entrepreneur IAGC. Enfin, on voit à la ligne 12 que les réductions imposées entrainent une diminution des besoins en revenus, qui tombent à 229 000 $ en 2018-2019.

75. Comme ces réductions visent des couts injustifiés, le CETES recommande de demander à la SEQ de réduire les couts réels de la centrale de Grise Fiord qui seront inclus dans la base tarifaire dans le cadre des prochaines requêtes de majoration tarifaire, suivant la réduction prévue de 5,1 millions de dollars présentée au tableau 2A. Ce traitement concorderait avec le traitement règlementaire des couts rejetés pour le projet à Baker Lake, comme le montrent les calculs détaillés de la base tarifaire 2018-2019 dans CETES SEQ 44 (pièce jointe 1).

## 5.3 MISES HORS SERVICE

76. Le tableau 3 ci-dessous présente les mises hors service de centrales pour chaque année, depuis la RMTG de 2014-2015 jusqu'à l'exercice de référence 2018-2019 :

| Table 3-Plant Retirements | |
|---|---|
| | $m |
| 2014/15 GRA | 0.0 |
| 2014/15 Act | 0.3 |
| 2015/16 Act | 6.6 |
| 2016/17 Prelim. Act | 1.0 |
| 2017/18 Fore | 0.0 |
| 2018/19 Fore | 0.0 |
| Source: Schedule 6.1 | |

77. La SEQ a indiqué les raisons des principales mises hors service de centrales dans le tableau 3 de CETES SEQ 2-44 :

**Table 3: List of disposals/retirements with more than $200,000 cost [excludes Pangnirtung]**

| Disposed/Retired Asset | Original Cost | | Accumulated Amortization | | Loss/(Gain) on Disposal | Reason for Disposal |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2015/16 | 2016/17 | 2015/16 | 2016/17 | | |
| Prime Mover, CAT D398 | 422,530 | | 422,530 | | - | Was put in service in 1986 and reached the end of its srvice life based on operation hours. The new unit was installed in 2014/15. |
| Prime Mover, CAT 399 | 200,000 | | 200,000 | | - | Was put in service in 1984 and reached the end of its srvice life based on operation hours. The new unit was installed in 2014/15. |
| Wind Turbine, 80 kw LW 18/80 | 290,590 | | 290,590 | | - | Units were non operational for several years. In order to avoid possible hazard to community was removed. |
| Wind Turbine, 80 kw LW 18/80 | 290,590 | | 290,590 | | - | |
| Wind Turbine, Generator | 341,679 | | 341,679 | | - | Unit went overspeed on June 12, 2015 and blew apart. |
| Prime Mover, D 3512 | 425,554 | | 345,322 | | 80,232 | G1 D3512 had problems with reliability and operation. It was recommended that this unit should be replaced with a more reliable unit of similar capacity. The new unit was installed in 2015/16. |
| Prime Mover, DD2000 | 340,767 | | 209,399 | | 131,368 | G1 had reliability and operational concerns and was recommended to replace unit. The unit had no resale value. The new unit was installed in 2016/17. |
| Prime Mover, SF360TA | 358,310 | | 77,768 | | 280,542 | Failed due to a crank through the block. The new unit was installed in 2015/16. |
| Prime Mover, DD S2000 | | 410,056 | | 254,575 | 155,481 | Units had a history of break downs and required replacement with for reliability units. Replaced as part of capacity increase project. |
| Generator, Stamford | | 238,926 | | 129,127 | 109,799 | |
| Wind Monitoring Tower [Research & Development] | | 271,084 | | 26,303 | 244,781 | This was related to Research & Development mistakenly capitalized. There was also no current or future usefulness. |
| **Total [projects with more than $200,000 cost; also excludes Pangnirtung plant]** | **2,670,020** | **920,065** | **2,177,877** | **410,005** | **1,002,203** | |

78. Elle a aussi fourni dans le tableau 1 de CETES SEQ 1-14 une liste exhaustive des mises hors service, avec leurs amortissements cumulés :

**Table 1: List of Gross Plant Disposals for 2014/15 through 2016/17 Actual Years**

| | PP&E | | | Accumulated depreciation | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2014/15 | 2015/16 | 2016/17 | 2014/15 | 2015/16 | 2016/17 |
| 2006 F-150 S/C 4x4 | 44,604 | | | 29,994 | | |
| 2002 F-150 S/C 4x4 | 32,551 | | | 32,551 | | |
| 2001 Ford Explorer | 22,841 | | | 14,522 | | |
| 2003 F-150 S/C 4x4 | 44,438 | | | 41,819 | | |
| 2005 F-150 C/C 4x4 | 45,931 | | | 35,002 | | |
| 2005 F-150 C/C 4x4 | 22,174 | | | 16,898 | | |
| 1991 Digger/Derrick | 55,000 | | | 55,000 | | |
| 2006 F-150 S/C 4x4 | 45,006 | | | 30,253 | | |
| Access Elec Equip, KATO Generator | | 63,421 | | | 47,514 | |
| Prime Mover, CAT D398 | | 422,530 | | | 422,530 | |
| Acc Elec Equip, CAT 3512 | | 41,380 | | | 31,002 | |
| Truck, 2005 Ford F150 4x4 | | 44,779 | | | 37,274 | |
| Truck, 2002 Ford Explorer | | 36,000 | | | 36,000 | |
| Prime Mover, CAT 399 | | 200,000 | | | 200,000 | |
| Generator, ABB | | 100,000 | | | 100,000 | |
| Wind Turbine, 80 kw LW 18/80 | | 290,590 | | | 290,590 | |
| Wind Turbine, 80 kw LW 18/80 | | 290,590 | | | 290,590 | |
| Wind Turbine, 80 kw LW 18/81 | | 40,115 | | | 40,115 | |
| Wind Turbine, 80 kw LW 18/80 | | 40,115 | | | 40,115 | |
| Wind Turbine, Generator | | 341,679 | | | 341,679 | |
| Boom Truck, Radial Boom | | 54,399 | | | 34,916 | |
| Prime Mover, D 3512 | | 425,554 | | | 345,322 | |
| Generator, KATO | | 136,112 | | | 98,792 | |
| Generator, Stamford | | 129,828 | | | 71,267 | |
| Prime Mover, DD2000 | | 340,767 | | | 209,399 | |
| Boom Truck, 1995 Digger Derrick | | 71,951 | | | 45,555 | |
| Prime Mover, SF360TA | | 358,310 | | | 77,768 | |
| Pangnirtung Plant | | 3,179,187 | | | 1,907,000 | |
| Prime Mover, DD S2000 | | | 410,056 | | | 254,575 |
| Generator, Stamford | | | 238,926 | | | 129,127 |
| Truck, 2005 Ford F150 C/C | | | 44,775 | | | 39,584 |
| Boom Truck, 1981 GMC 1 Ton Line Truck | | | 19,834 | | | 19,834 |
| Truck, 2007 Chevrolet 1500 4dr | | | 23,996 | | | 11,025 |
| Truck, 2002 F150 S/C 4x4 | | | 31,001 | | | 31,001 |
| Wind Monitoring Tower | | | 271,084 | | | 26,303 |
| **Total** | **312,545** | **6,607,307** | **1,039,672** | **256,049** | **4,667,425** | **511,449** |

## Conclusions du CETES

79. Le CETES remarque que des installations de production importantes ont été mises hors service, parmi lesquelles certaines ont une valeur comptable nette substantielle. Il s'avère donc que certaines ont été mises hors service bien avant la fin de leur durée de vie utile moyenne (telle qu'estimée aux fins de l'amortissement), et ce principalement pour des raisons opérationnelles ou de fiabilité selon ce qu'indique la SEQ. Dans chaque cas, la SEQ précise que la valeur de récupération était nulle. Le CETES craint que les pratiques de comptabilité des immobilisations actuelles ne suffisent pas à responsabiliser les personnes chargées de la mise hors service et de l'aliénation des actifs en ce qui concerne la maximisation de la valeur potentielle des investissements dans les centrales désaffectées.

80. En outre, l'enceinte, les transformateurs, l'équipement électrique auxiliaire et une partie des groupes électrogènes achetés pour produire temporairement de l'électricité après l'incendie du 2 avril 2015 à Pangnirtung – des actifs totalisant 3,2 millions de dollars – ont également été mis hors service. La SEQ précise que ces actifs ont été entièrement amortis

conformément à la recommandation du vérificateur général, puisqu'il s'agissait d'un projet de production temporaire, et ajoute que la nouvelle centrale devrait entrer en service en 2017-2018. Le CETES craint que le relevé des immobilisations ne contienne pas de trace des actifs prématurément amortis, ce qui créerait un risque de perte de valeur pour le système.

81. La SEQ soutient qu'elle tient un inventaire de ses immobilisations et de leur emplacement. Lorsqu'une immobilisation est déménagée, la SEQ l'affecte à la nouvelle centrale dans ses documents comptables. Ce transfert est ensuite pris en compte à la fois dans les rapports exigés par la règlementation et dans les rapports financiers. [CETES SEQ 2-45] Cette affirmation contredit celle de Concentric Advisors (Concentric), qui explique n'avoir pas pu effectuer une analyse du taux de mise hors service (étude de la mortalité selon l'historique des transactions de mise hors service), parce que l'historique de la SEQ au chapitre des mises hors service était insuffisant. [CETES SEQ 2-43i)] Si la SEQ consignait et surveillait en bonne et due forme les mises hors service, les transferts et les aliénations comme elle le dit, Concentric aurait été en mesure de faire l'analyse.

82. Le CETES croit que le contrôle des actifs sera grandement insuffisant si les activités relatives à la mise hors service, au transfert, à l'aliénation et à l'amortissement prématuré des actifs importants ne font pas l'objet de lignes directrices de procédure convenables portant sur la reddition de comptes, les contrôles et les approbations, ainsi que d'un suivi dans les documents comptables et règlementaires, et si elles ne concordent pas avec l'inventaire physique des actifs selon leur emplacement et leur âge (grâce à l'utilisation d'un système d'information géographique et d'un système de gestion des actifs).

83. Le vérificateur général, pour expliquer ses réserves quant aux états financiers de 2016-2017, indique ce qui suit au sujet de la gestion de certains actifs non financiers :

> La direction n'a pas mis en œuvre de procédures de dénombrement des stocks fiables ni de procédures appropriées pour comptabiliser l'utilisation des stocks de ses pièces de rechange et de lubrifiants, et je n'ai pas été en mesure de m'assurer des quantités de ces stocks. Par conséquent, je n'ai pas été en mesure d'établir si des ajustements étaient nécessaires aux actifs non financiers présentés au 31 mars 2017 et au 31 mars 2016. [Rapport annuel 2016-2017, p. 35]

84. En plus de la question exposée par le vérificateur général concernant le manque de contrôle apparent sur les mouvements de pièces de rechange, le CETES soulève, dans le même ordre d'idées, la question des mécanismes redditionnels en place pour la mise hors service, l'aliénation et la radiation d'immobilisations corporelles – y compris des actifs majeurs comme les groupes électrogènes et les transformateurs –, car le caractère adéquat de ces mécanismes n'a pas non plus été démontré. Par conséquent, le CETES recommande de demander à la SEQ de mettre en œuvre des mécanismes ou de bonifier ceux en place pour veiller à ce que toutes les activités (p. ex., mise hors service, aliénation et radiation) soient soumises à des mesures de reddition de compte, de contrôle et d'approbation raisonnables, en vue de réduire les risques de perte de valeur découlant de ce genre de transaction. La SEQ devra rendre des comptes à ce sujet dans le cadre de sa prochaine RMTG.

## 5.4 FONDS DE ROULEMENT

85. Le tableau 4 montre les éléments du fonds de roulement :

**Table 4-Working Capital**

| | Cash Working Capital | Mid-Yr Customer Deposits | Mid-Yr Supplies Inventory | Fuel Inventory | Rent Prepaid | Insurance Prepaid | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $000 | $000 | $000 | $000 | $000 | $000 | $000 |
| 2014/15 GRA | 4403 | -878 | 5819 | 9672 | 782 | 408 | 20206 |
| 2014/15 Act | 4386 | -1140 | 12718 | 10806 | 906 | 667 | 28343 |
| 2015/16 Act | 4370 | -1317 | 14040 | 9188 | 992 | 770 | 28043 |
| 2016/17 Prelim. Act | 4349 | -1386 | 14820 | 8018 | 1169 | 849 | 27819 |
| 2017/18 Fore | 4195 | -1405 | 14815 | 8018 | 1169 | 849 | 27641 |
| 2018/19 Fore | 4287 | -1423 | 14428 | 8018 | 1169 | 849 | 27328 |
| Source: Schedule 6.4 | | | | | | | |

86. Parmi les principaux éléments figure ici l'inventaire des fournitures. Selon la SEQ, le gonflement de cet inventaire est lié à plusieurs facteurs, dont les suivants :

- La nécessité de tenir des réserves suffisantes pour pouvoir régler rapidement tout problème de ligne de distribution (p. ex., nécessité de remplacer d'urgence un poteau);

- L’augmentation du prix des pièces de rechange en raison de l’inflation. [CETES SEQ 2-46a)]

**Conclusions du CETES**

87. Le CETES est perplexe devant l’augmentation par un facteur 2,5 du total de l’inventaire des fournitures depuis la dernière RMTG présentée pour 2014-2015. Le vérificateur général du Canada, expliquant ses réserves quant aux états financiers de 2016-2017, indique ce qui suit :

> La direction n’a pas mis en œuvre de procédures de dénombrement des stocks fiables ni de procédures appropriées pour comptabiliser l’utilisation des stocks de ses pièces de rechange et de lubrifiants, et je n’ai pas été en mesure de m’assurer des quantités de ces stocks. Par conséquent, je n’ai pas été en mesure d’établir si des ajustements étaient nécessaires aux actifs non financiers présentés au 31 mars 2017 et au 31 mars 2016. [Rapport annuel 2016-2017, p. 35]

88. Le CETES est d’avis que les réserves exprimées dans un rapport de vérification ne doivent jamais être prises à la légère et appellent toujours des mesures immédiates de la direction. Compte tenu des observations du vérificateur général, le CETES ne croit pas que la SEQ a su justifier l’augmentation par un facteur 2,5 du total de l’inventaire des fournitures depuis la dernière RMTG. Par conséquent, il recommande de demander à la SEQ de mettre en œuvre des mécanismes ou de bonifier ceux en place pour permettre la vérification des inventaires physiques (quantités et valeurs), et de commencer immédiatement les démarches pour instaurer des procédures et des pratiques de gestion efficace des niveaux de stocks et de contrôle adéquat des transactions d’inventaire. La SEQ devra rendre des comptes à ce sujet dans le cadre de sa prochaine RMTG.

## 5.5 AMORTISSEMENT

89. Les charges d'amortissement proposées se composent des trois éléments présentés au tableau 5, soit l'amortissement des immobilisations corporelles, les pertes sur l'aliénation d'actifs et l'amortissement des couts de financement :

| Table 5-Amortization Expense | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Fixed Assets Amortization | Loss on Disposal of Assets | Amortization of Financing Costs | Total Amortization Expense |
| | $m | $m | $m | $m |
| 2014/15 GRA | 8.6 | 0.0 | 0.3 | 8.9 |
| 2014/15 Act | 9.4 | 0.0 | 0.3 | 9.7 |
| 2015/16 Act | 10.8 | 0.7 | 0.3 | 11.8 |
| 2016/17 Prelim. Act | 11.7 | 0.5 | 0.3 | 12.5 |
| 2017/18 Fore | 9.3 | 0.4 | 0.3 | 10.0 |
| 2018/19 Fore | 10.5 | 0.4 | 0.3 | 11.2 |
| Source: Schedule 4.1 | | | | |

**Amortissement des immobilisations corporelles**

90. La SEQ indique que dans l'étude sur l'amortissement, le calcul des taux d'amortissement repose sur le cout d'origine total de chaque groupe d'actifs amortissables, y compris les actifs entièrement amortis. Par exemple, les taux présentés dans le tableau 1 [CETES SEQ 1-12a), pièce jointe 1] sont calculés en divisant le montant d'amortissement annuel total corrigé en fonction du cout d'origine total des actifs.

91. Selon Concentric Advisors, la société d'experts-conseils en amortissement engagée par la SEQ, seul le cout d'origine sera progressivement récupéré au moyen des droits. Concentric précise que lorsqu'elle fait une étude d'amortissement, elle effectue un test pour vérifier s'il existe un écart entre l'amortissement comptable accumulé réel et le montant théorique à un moment précis. Tout écart est ensuite réparti sur l'amortissement par classes hétérogènes d'actifs, pour que seuls les couts d'origine des actifs (qu'on ajuste pour tenir compte de la valeur de récupération nette) soient absorbés dans les charges d'amortissement.

92. Concentric a indiqué ne pas avoir réalisé d'analyse du taux de mise hors service (étude de la mortalité selon l'historique des transactions de mise hors service), parce que l'historique de la SEQ à cet égard était insuffisant. Néanmoins, la société a procédé à une analyse de la durée de vie utile moyenne, basée sur :

- un examen des renseignements de pairs;
- une discussion menée avec la direction et le personnel des Opérations;
- une visite des installations (faite pour une étude antérieure) qui a permis de comprendre dans quelles conditions ont été installées les immobilisations. L'information recueillie pendant ces activités a permis à Concentric d'estimer la vie utile moyenne pour chaque compte.

93. Concentric a noté que si la SEQ met d'autres immobilisations hors service dans les prochaines années, il pourrait y avoir lieu d'effectuer une analyse du taux de mise hors service. [CETES SEQ 2-43i)]

94. Selon Concentric, les normes comptables appliquées par la SEQ obligent celle-ci à faire passer en charges les couts des mises hors service provisoires. Bien que Concentric estime que l'approche comptable règlementaire, plus classique (récupérer les couts de mise hors service sur la vie utile des immobilisations au moyen d'un mécanisme d'amortissement), soit plus conforme au principe du rattachement des produits et des charges à l'exercice, elle reconnait qu'il serait trop lourd et complexe pour une société de la taille de la SEQ de gérer les ajustements règlementaires.

95. Par conséquent, Concentric entérine la décision de suivre les normes de comptabilité sans ajustement règlementaire, approche raisonnable compte tenu de la situation particulière de la SEQ. Concentric constate d'ailleurs que cette même politique de gestion est appliquée par d'autres entreprises de services publics règlementés de la Couronne canadienne.

96. Selon Concentric, il serait également possible d'inscrire comme obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation (OMHS) toute dépense importante prévue qui serait liée

aux couts de mise hors service définitive, et d'inclure la charge de désactualisation annuelle associée à l'OMHS dans les besoins en revenus de la SEQ. [CETES SEQ 2-43c)]

**Conclusions du CETES**

**Méthode d'amortissement**

97. Le CETES note que dans l'étude sur l'amortissement, le calcul des taux d'amortissement est fondé sur le cout d'origine total de chaque groupe d'actifs amortissables, y compris les actifs entièrement amortis.

98. Le CETES craint qu'avec cette méthode, la charge d'amortissement soit surévaluée si les actifs qui ne sont plus utilisés ou le cout d'origine des actifs qui font l'objet de réclamations d'assurance continuent de figurer dans les documents comptables règlementaires. Le CETES prend acte de l'avis de Concentric voulant qu'il soit complexe pour une petite société comme la SEQ de gérer les mises hors service provisoires. Toutefois, cette tâche pourrait être simplifiée si, au lieu de consigner les mises hors service provisoires des composants de centrale selon la méthode du groupe d'égale durée, la SEQ notait les mises hors service de chaque actif (ex. : groupe électrogène, transformateur, appareillage de connexion) en suivant une méthode linéaire pendant la vie utile. Cette dernière méthode consiste à répartir l'amortissement de façon linéaire pendant toute la vie utile estimée d'un actif (appelée « durée de vie utile moyenne »).

99. Par conséquent, le CETES recommande de demander à la SEQ de présenter, avec sa prochaine RMTG, une étude et une analyse sur l'amortissement dans lesquelles les actifs qui ne sont plus utilisés et ceux qui font l'objet de réclamations d'assurance auront été retirés des documents comptables règlementaires avant l'application des taux d'amortissement applicables.

**Amortissement du surplus de la réserve**

100. La SEQ indique qu'à la suite de l'examen de sa RMTG de 2010-2011 et de l'étude sur l'amortissement (du 31 mars 2008), elle a retiré la provision destinée à couvrir la valeur de récupération nette du calcul des taux d'amortissement, et intégré les montants réservés pour d'éventuelles activités d'enlèvement et de décontamination de sites dans l'amortissement cumulé des immobilisations corporelles. [CETES SEQ 43d)]

101. En ce qui concerne la proposition de la SEQ visant à adopter des taux d'amortissement révisés qui ne comprennent pas de provision pour la valeur de récupération nette, le CETES énonce ce qui suit dans le Rapport 2010-01, aux pages 62 et 63 :

> Le CETES a examiné la demande de la SEQ de modifier la méthode de calcul du taux d'amortissement afin qu'une provision pour la valeur nette de récupération ne soit plus comprise dans le taux d'amortissement et dans la provision annuelle pour les amortissements. Les pertes ou les gains réels sur la valeur nette de récupération seraient plutôt inscrits en charge pour l'exercice au cours duquel ils seraient engagés.
>
> Le CETES formule trois préoccupations découlant de la proposition de la SEQ. D'abord, elle pourrait entrainer des augmentations tarifaires brusques pour certains exercices, particulièrement si les frais d'enlèvement sont élevés. Par exemple, dans CETES SEQ 21f), la SEQ indique que les couts estimés de la décontamination du site de l'ancienne centrale de Baker Lake sont de l'ordre de 10 millions de dollars. La SEQ indique toutefois que la responsabilité n'avait pas été attribuée entre la SEQ et le GN et le gouvernement fédéral. Si cette charge devait être engagée par la SEQ, cela entrainerait une hausse importante des besoins en revenus pour cet exercice. Même si cette charge était amortie sur plusieurs années, l'augmentation demeurerait importante. Éviter la dépense indéfiniment ne serait pas non plus une marque de bonne gérance environnementale de la part de la SEQ.
>
> Deuxièmement, le recouvrement de la valeur nette de récupération négative et des frais d'enlèvement auprès des consommateurs actuels, plutôt qu'auprès de toutes les générations de consommateurs ayant bénéficié des services offerts par l'immobilisation lors de sa durée de vie utile, pourrait être perçu comme injuste d'un point de vue d'équité intergénérationnelle.
>
> Troisièmement, les fonds requis pour couvrir la valeur nette de récupération négative et les frais d'enlèvement pourraient ne pas être disponibles si les charges doivent être inscrites pour l'exercice au cours duquel elles sont engagées.
>
> D'après le CETES, la proposition de la SEQ de modifier la méthode de calcul de l'amortissement ne tient pas suffisamment compte des préoccupations formulées à l'endroit de la SEQ en tant qu'entreprise de service règlementée. Ainsi, la SEQ 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 règlementation. 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 règlementation.

Le CETES prend note que les responsabilités environnementales liées à la décontamination des sites ne reposent peut-être pas entièrement sur la SEQ. Ainsi, la SEQ reçoit instruction de mener une étude d'amortissement, à temps pour la prochaine RMTG, qui fournira une évaluation réaliste des couts d'enlèvement et de décontamination des sites. La SEQ devra inclure ces couts et estimations pour la valeur nette de récupération, positive ou négative, par compte, dans les taux d'amortissement.

102. D'après le tableau 2 de la pièce jointe 1 [CETES SEQ 12a)], le CETES constate que Concentric a estimé à 34 millions de dollars au 31 mars 2016 l'écart entre l'amortissement comptable cumulé et l'amortissement cumulé calculé. Proposant d'amortir ce surplus de la réserve sur le restant de la vie des actifs, Concentric a calculé que cet amortissement représentait 1,6 million de dollars au 31 mars 2016, montant qui a été intégré aux taux d'amortissement proposés par la SEQ pour 2018-2019. Le CETES estime à 1,9 million de dollars l'amortissement du surplus de la réserve applicable aux installations en service à la mi-année 2018-2019.

103. La SEQ indique qu'après avoir reçu l'instruction de décomposer l'amortissement comptable cumulé au 31 mars 2016 entre la provision pour la valeur de récupération nette et la provision pour la vie utile, en fonction des données antérieures, et de présenter les montants annuels redressés seulement pour la provision pour la vie utile, elle a intégré les montants réservés pour d'éventuelles activités d'enlèvement et de décontamination de sites dans l'amortissement cumulé des immobilisations corporelles, précisant que l'amortissement comptable cumulé au 31 mars 2016 ne pouvait être décomposé comme il a été demandé. [CETES SEQ 43d)]

104. Le CETES relève que d'après le Rapport 2010-01 du 2 mars 2011, il restait 20,4 millions de dollars en provision cumulée pour la valeur de récupération nette au moment de son regroupement avec la provision pour la vie utile.

105. Le CETES prend également acte du passage suivant du rapport annuel 2016-2017 de la SEQ (note 16) :

> **Passifs relatifs aux sites contaminés**
> Les activités de la société sont assujetties à diverses lois et règlementations fédérales et territoriales, telles que la Loi sur la protection de l'environnement du Nunavut et la Ligne directrice sur l'assainissement des lieux contaminés (2010), lesquelles régissent la protection de l'environnement au minimum les répercussions défavorables sur celui-ci. La société s'adonne à ses activités de manière à protéger aussi bien la santé publique que l'environnement et croit que ses opérations respectent toutes les lois et règlementations applicables.
>
> La société a identifié 25 sites (24 sites en 2016) où la concentration d'hydrocarbures pétroliers et d'autres polluants dans le sol dépasse les normes environnementales. La contamination de certains de ces sites s'est produite lorsque d'autres parties étaient responsables de l'utilisation ou de la tenure des sites.
>
> La direction a estimé que l'assainissement couterait environ 38 millions de dollars (40 millions de dollars en 2016). Aucune disposition de responsabilité environnementale pour l'assainissement de ces sites n'a été reconnue dans ces états financiers, car il n'existe aucune obligation légale d'assainir ces sites; la direction n'a aucune intention non plus d'assainir aucun des sites. À l'avenir, une provision relative aux passifs environnementaux pour n'importe lequel de ces sites sera reconnue s'il est déterminé que la santé publique est menacée.

106. Le CETES note, puisque la SEQ pourrait devoir assumer des responsabilités en ce qui a trait aux sites contaminés, qu'il ne serait ni juste ni raisonnable de récupérer par l'amortissement du surplus de la réserve les 20,4 millions de dollars de provision cumulée pour la récupération nette qui ont été perçus auprès des générations de clients précédentes, en particulier parce que ces fonds pourraient être nécessaires pour honorer lesdites responsabilités. Par conséquent, aux fins du présent rapport, le CETES réduit l'amortissement du surplus de la réserve au 31 mars 2016 de 60 % (taux obtenu en divisant les 20,4 millions de dollars par les 34 millions de dollars de surplus) de manière à ce que seule la portion estimée du surplus pour la vie utile soit amortie en 2018-2019 et par la suite, jusqu'à la prochaine RMTG, qui fournira l'occasion de revenir sur la question.

107. Étant donné cette réduction de 60 %, le CETES ajoute, aux fins du présent rapport, 1,1 million de dollars à la charge d'amortissement des immobilisations corporelles

proposée par la SEQ (soit environ 60 % du 1,9 million de dollars calculé pour l'amortissement de la réserve en 2018-2019). Il recommande de demander à la SEQ de recalculer les taux d'amortissement en n'utilisant que 40 % de l'amortissement proposé pour la réserve, aux fins de ses obligations règlementaires en matière de finances, de comptabilité et de présentation de rapports.

108. Même si les couts des mises hors service provisoires sont passés en charges conformément aux normes de comptabilité appliquées par la SEQ, le CETES demeure d'avis que l'absence de provision pour la valeur de récupération négative, aux fins de la règlementation, n'est pas une pratique prudente en matière de services publics pour les raisons énoncées dans l'extrait cité du Rapport 2010-01. Ainsi, même si la provision pour la valeur de récupération nette a été regroupée avec la provision pour la vie utile dans le compte d'amortissement cumulé conformément aux normes comptables du secteur public, il faut comptabiliser individuellement ces deux provisions aux fins de la règlementation. Le CETES recommande donc de donner à la SEQ des instructions en ce sens pour les besoins de la prochaine RMTG. Il recommande aussi pour la prochaine RMTG de lui demander de traiter adéquatement la provision pour la valeur de récupération négative, y compris les éventuelles mises hors service et décontaminations de sites, dans le cadre de sa prochaine étude sur l'amortissement.

**Perte sur l'aliénation d'actifs**

109. La SEQ a inclus un montant de 407 000 $ à titre de perte sur l'aliénation d'actifs, d'après la moyenne de l'écart réel sur trois ans entre les données historiques sur le cout d'origine et l'amortissement cumulé des actifs aliénés.

**Conclusion du CETES**

110. Le CETES ne juge pas nécessaire de calculer la perte sur l'aliénation d'actifs dans les besoins en revenus. Selon les pratiques d'amortissement en usage dans les services publics, toute perte sur l'aliénation d'actifs doit plutôt figurer au compte de l'amortissement cumulé. Par conséquent, aux fins du présent rapport, le CETES soustrait le montant de 407 000 $

inscrit à titre de perte sur l'aliénation d'actifs du total des charges d'amortissement et des besoins en revenus pour 2018— 2019.

**Amortissement du cout de financement**

111. Un montant de 0,249 million de dollars a été inclus dans les besoins en revenus à titre d'amortissement du cout de financement, conformément au rapport sur la RMTG de 2004— 2005 de la SEQ que le CETES a présenté au ministre responsable. Cette charge est liée au paiement anticipé de la part des dettes à long terme de la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest (SETNO) qui revenait à la SEQ, et qui s'élevait à 9,945 millions de dollars. Comme le cout de financement provient de ce paiement anticipé et de l'application d'un taux d'intérêt plus faible à la nouvelle dette de la SEQ, les charges d'intérêts assumées par la SEQ sont plus basses que celles qui auraient été engagées par la SETNO.

112. Dans la RMTG de 2004-2005, la SEQ a demandé d'amortir sur le terme de la dette les bénéfices qui découleraient de ce taux d'intérêt réduit, aux fins de la règlementation. Elle proposait une période d'amortissement de 20 ans et un amortissement annuel de 0,497 million de dollars (9,945 millions sur 20 ans). Dans son rapport sur la RMTG de 2004-2005, le CETES était d'avis que la moitié de ce cout de financement incombait à l'actionnaire, compte tenu de la restructuration financière qui a été opérée à l'époque, et a inclus un montant de 0,249 million de dollars pour l'amortissement du cout de financement.

**Conclusion du CETES**

113. Aux fins du présent rapport, le CETES accepte le montant proposé par la SEQ pour l'amortissement du cout de financement.

## 5.6 CHARGES DE COMBUSTIBLE ET DE LUBRIFIANTS

114. Les couts projetés en combustible sont basés sur les prévisions de production d'énergie (total des ventes, des pertes en ligne et de la consommation des auxiliaires), sur les prévisions

du rendement en combustible (pour convertir les volumes requis pour la production en litres de combustible) et sur le cout par litre de combustible.

115. La SEQ établit ses prévisions des pertes en ligne et de la consommation des auxiliaires selon la moyenne mobile sur cinq ans exprimée en pourcentage des ventes réelles. Elle calcule d'abord la moyenne sur cinq ans des pertes en ligne et de la consommation des auxiliaires, exprimée en pourcentage des ventes réelles, puis applique ce pourcentage sur les ventes prévues.

116. La SEQ établit les prévisions du rendement en combustible pour chaque localité en calculant la moyenne pondérée du rendement réel des trois derniers exercices (2014-2015, 2015-2016 et 2016-2017). Elle attribue un facteur de pondération de 3, 2 et 1 respectivement à l'exercice où le rendement a été le plus élevé, à celui qui se classe deuxième et à celui où il a été le plus faible. Pour calculer le volume de combustible requis dans chaque localité, elle divise la production au diésel prévue par le rendement prévu. Cette méthode concorde avec l'approche utilisée dans la RMTG de 2014-2015.

117. La SEQ a fait une projection des prix du combustible pour la RMTG en fonction des données suivantes :
    - Les prix du combustible en vrac à l'été 2017, selon les chiffres de la Division des produits pétroliers du ministère des Services communautaires et gouvernementaux du GN;
    - Les prévisions des prix du combustible nominé en 2018, basées sur les prix réels du combustible annoncés par le GN, en vigueur le 30 janvier 2017;
    - Les prix du combustible en vrac à l'été 2018, en prévoyant une augmentation de 3 % par rapport à l'été 2017;
    - La moyenne des prix du combustible pour la RMTG montre que la prévision du stock de combustible et la prévision combinée de combustible en vrac et de combustible nominé sont cohérentes avec les données antérieures.

**Conclusion du CETES**

118. Le CETES a examiné les calculs de la SEQ présentés aux annexes 3.1, 3.2 et 4.2.1 à 4.2.5 et les juge appropriés aux fins du présent rapport.

## 5.7 CHARGES DE FONCTIONNEMENT ET D'ENTRETIEN (F ET E) NON LIÉES AU COMBUSTIBLE

119. Les éléments des charges de F et E non liées au combustible sont exposés ci-dessous :

| Table 6-O&M Expenses | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Salaries & Wages | Supplies & Services | Travel & Accommodation | Site Restoration | Donations | Total |
| | $000 | $000 | $000 | $000 | $000 | $000 |
| 2014/15 GRA | 26465 | 22201 | 4682 | 161 | -50 | 53459 |
| 2014/15 Act | 29610 | 19618 | 4732 | | -41 | 53919 |
| 2015/16 Act | 30386 | 21870 | 4391 | | -51 | 56596 |
| 2016/17 Prelim. Act | 33273 | 24740 | 4708 | | -14 | 62707 |
| 2017/18 Fore | 30376 | 22999 | 5213 | 161 | -50 | 58699 |
| 2018/19 Fore | 31287 | 23459 | 5317 | 161 | -50 | 60174 |
| Source: URRC QEC 1-7 | | | | | | |

**Conclusions du CETES**

120. Le CETES a examiné la hausse des charges de F et E en réponse à CETES SEQ 1-7, 1-8 et 2-42. Une partie de l'augmentation des salaires et traitements de 2018-2019 s'explique par l'embauche de deux équivalents temps plein, soit un gestionnaire des politiques et de la planification et un analyste des politiques. Ces postes viendront renforcer, entre autres, la planification, les politiques et les procédures stratégiques ainsi que les politiques de gouvernance de la SEQ. Le CETES estime que le fait d'augmenter le nombre d'employés affectés au volet stratégique aidera la SEQ à se rapprocher de ses objectifs stratégiques. Par conséquent, aux fins du présent rapport, il accepte l'ajout de ces deux employés.

121. Le CETES relève que la charge de F et E relative à la provision annuelle pour la décontamination de sites est de 161 000 $, comme dans les RMTG de 2010-2011 et de 2014-2015. Ce montant a été estimé dans la RMTG de 2010-2011, sur la base de la moyenne des couts de décontamination réels calculée sur cinq ans. [CETES SEQ 1-32a)]

122. Compte tenu de sa décision expliquée à la section 5.5 concernant l'amortissement du surplus de la réserve (ne pas amortir le montant estimé de la provision pour la valeur de récupération nette, mais seulement le montant estimé de la provision pour la vie utile), le CETES juge que les charges de décontamination de sites devraient être couvertes par l'amortissement cumulé, et plus précisément par la provision pour la valeur de récupération. Par conséquent, aux fins du présent rapport, le CETES recommande de rejeter la demande de la SEQ visant à inclure un montant de 161 000 $ à titre de charge de décontamination de sites.

123. La SEQ a également inclus dans les charges de F et E un montant de 240 000 $ pour le déclassement de centrales. Le CETES juge que cette charge aussi devrait être couverte par l'amortissement cumulé, et plus précisément par la provision pour la valeur de récupération. Par conséquent, aux fins du présent rapport, le CETES recommande de rejeter la demande de la SEQ visant à inclure un montant de 240 000 $ à titre de charge de déclassement de centrales.

124. Aux fins du présent rapport, le CETES accepte les charges projetées de F et E pour 2018-2019 présentées par la SEQ, après le retrait des montants de 161 000 $ pour la décontamination de sites et de 240 000 $ pour le déclassement de centrales.

## 5.8 RENDEMENT DE LA BASE TARIFAIRE

125. La SEQ propose d'intégrer un ratio de capitaux propres de 40 % dans la structure du capital et un taux de rendement des capitaux propres (RCP) de 8,85 % pour 2018-2019, d'après le RCP générique approuvé le plus récent, qui se situait à 8,50 %, plus 35 points de base, conformément à la plus récente méthode de calcul du taux de RCP approuvée pour Northland Utilities Limited (des Territoires du Nord-Ouest).

126. Dans sa RMTG de 2014-2015, la SEQ a indiqué qu'elle évoluait dans un milieu plus hostile que d'autres entreprises de service du Canada en raison du caractère isolé des localités

servies (c.-à-d. l'absence de lien routier ou ferroviaire avec le Sud), de la petite taille de ses localités et de l'absence d'accès aux sources de production hydroélectrique.

**Conclusions du CETES**

127. Le CETES note que le plus récent taux de RCP générique approuvé par l'Alberta Utilities Commission (AUC) pour les entreprises de service de distribution exonérées de l'impôt sur le revenu s'élevait à 8,30 %, avec un ratio de 40 % dans la structure du capital. [Décision 20622-D01-2016 du 7 octobre 2016] Le CETES considère qu'un taux de rendement générique comme celui fixé par l'AUC fournit une base neutre pour comparer les taux de rendement, et qu'il peut donc servir de référence pour la SEQ.

128. Le CETES a examiné les effets potentiels des facteurs que sont le milieu hostile et l'isolement des systèmes de la SEQ sur la variabilité des revenus et sur les risques liés à la production et aux opérations. Bien que les risques posés par ces deux facteurs puissent être de nature différente comparativement à ceux qui pèsent sur d'autres entreprises de service ayant des revenus industriels, par exemple, qui peuvent varier selon le cycle économique, le CETES n'est pas convaincu que la SEQ court, de façon globale, un risque commercial plus grand qui justifierait un taux de rendement supérieur au taux générique. Il a pris acte de la conclusion de la vérificatrice générale voulant que la SEQ ne soit pas une entreprise de service à tarifs réglementés, étant incapable de recouvrer ses couts sans assistance financière importante, directe ou indirecte, du GN. Cette affirmation laisse penser que les risques commerciaux pesant sur la SEQ sont atténués par le soutien du GN, un appui financier dont ne bénéficient pas les entreprises de service privées comme Northland Utilities Limited. Le CETES juge que la SEQ ne fait pas face à des risques commerciaux plus importants que les autres entreprises de service génériques exonérées d'impôt qui ont un ratio de capitaux propres de 40 %, conformément à la décision de l'AUC. Par conséquent, aux fins du présent rapport, le CETES fixe à 8,30 % le taux de RCP de la SEQ pour 2018-2019.

129. Aux fins du présent rapport, le CETES conclut qu'il convient de réduire de 548 000 $ le rendement de la base tarifaire pour 2018-2019.

## 5.9 PRÉVISIONS DES VENTES ET DES REVENUS

130. Le tableau 7 présente les volumes et les revenus des ventes d'électricité, de la RMTG de 2014-2015 jusqu'aux prévisions pour 2018-2019 :

| Table 7-Sales and Revenues | | |
|---|---|---|
| | Sales Volume | Sales Revenue |
| | MWh | $000 |
| 2014/15 GRA | 172669 | 127227 |
| 2014/15 Act | 170216 | 123465 |
| 2015/16 Act | 173253 | 126973 |
| 2016/17 Prelim. Act | 174529 | 127510 |
| 2017/18 Fore | 176995 | 131104 |
| 2018/19 Fore | 178851 | 132363 |
| Source: Schedule 3.1 | | |

131. Voici comment la SEQ décrit sa méthode d'établissement des prévisions des ventes aux pages 3-1-17 à 3-1-19 de sa requête :

**Clients résidentiels et commerciaux**
Les prévisions de charge sont établies par collectivité. Les prévisions concernant les ventes de charge de base pour les clients résidentiels et commerciaux sont établies à l'aide de la méthode de prévision de consommation moyenne par client. Cette méthode comprend les étapes suivantes :
1. La consommation par client annuelle historique moyenne sur trois ans est calculée pour chaque classe tarifaire en divisant les ventes totales réelles par le nombre moyen de clients annuels réels. Cette moyenne sert à aplanir les variations pouvant découler de situations météorologiques de courte durée.

La Société note une récente diminution de la consommation par client dans les grandes collectivités. Par exemple, à Iqaluit, la consommation par client résidentiel en 2013-2014 était environ 4 % plus basse qu'en 2012-2013, et elle a encore diminué de 5 % en 2014-2015. Une tendance similaire a été observée du côté de la consommation par client commercial, avec une diminution de la consommation par client d'environ 4 % par année.

Pour tenir compte des changements les plus récents dans les collectivités, une consommation moyenne par client sur trois ans a été utilisée pour établir les prévisions de ventes commerciales et domestiques. Les prévisions de ventes commerciales de

Cambridge Bay sont basées sur la consommation moyenne par client des deux dernières années pour refléter l'augmentation des ventes due à la SCREA.

2. La consommation moyenne annuelle par client historique sur trois ans est multipliée par les prévisions du nombre de clients.
Une fois les prévisions concernant les ventes de charge de base terminées, la SEQ passe en revue le plan d'immobilisations du gouvernement du Nunavut. Elle effectue ensuite le suivi des communiqués de presse ainsi que des documents de planification et de permis pour le développement des ressources afin de déterminer si des ajustements doivent être apportés aux prévisions concernant les ventes pour tenir compte des charges supplémentaires associées à de nouveaux développements potentiels. De tels ajustements n'ont pas été apportés pour les prévisions de l'exercice de référence de 2018-2019.

**Lampadaires**
Les prévisions concernant les ventes liées aux lampadaires sont établies au moyen des ventes réelles de l'année la plus récente comme charge de base. Les prévisions concernant la charge de base sont ensuite révisées pour effectuer des ajustements reflétant les changements du type de lampes ou du nombre de lampadaires en raison de l'expansion des collectivités. Aucun ajustement n'a été apporté aux ventes liées aux lampadaires.

132. Parmi les localités ayant connu une forte augmentation des ventes, on compte Cambridge Bay, Gjoa Haven, Taloyoak, Rankin Inlet, Arviat, Igloolik, Naujaat et Sanikiluaq. Parmi celles qui ont connu une baisse des ventes, on retrouve Baker Lake, Pangnirtung, Cape Dorset, Resolute Bay, Kimmirut et Grise Fiord.

**Conclusion du CETES**

133. Le CETES juge raisonnable la méthode de prévision des ventes utilisée pour établir les volumes et les revenus des ventes prévus. Par conséquent, aux fins du présent rapport, le CETES accepte les ventes et revenus prévus par la SEQ pour 2018— 2019.

## 5.10 REVENUS TIRÉS D'AUTRES SOURCES

134. Les prévisions de revenus tirés d'autres sources se classent en trois catégories : utilisation conjointe, frais divers, et temps et matériaux pour les projets. La SEQ indique que les revenus d'utilisation conjointe prévus sont basés sur les taux d'utilisation conjointe de 2018-2019 approuvés et sur le nombre de branchements existants; que les prévisions pour les frais divers ont été établies selon un taux d'inflation présumé de 2 % par rapport au

budget de 2017-2018; et que les revenus liés au temps et aux matériaux comprennent les prévisions de travaux effectués par la SEQ pour d'autres entités, la location d'équipement et la récupération de temps et de matériaux fournis pour des travaux de réparation à petite échelle. Le tableau 8 présente les revenus tirés d'autres sources depuis la dernière RMTG.

| Table 8-Non Electric Revenue | |
|---|---|
| | $000 |
| 2014/15 GRA | 3650 |
| 2014/15 Act | 2311 |
| 2015/16 Act | 2510 |
| 2016/17 Prelim. Act | 2812 |
| 2017/18 Fore | 2434 |
| 2018/19 Fore | 2548 |
| Source: Schedule 3.3 | |

135. Selon la SEQ, le total des prévisions de revenus tirés d'autres sources pour 2018-2019, soit 2,548 millions de dollars, concorde avec la moyenne sur trois ans des revenus réels enregistrés de 2014-2015 à 2016-2017, soit 2,544 millions de dollars. Comme il est extrêmement difficile de prévoir ces revenus, qui peuvent varier de plusieurs points de pourcentage d'une année à l'autre, la SEQ fait valoir que ces prévisions reflètent les données d'exploitation réelles récentes et qu'elle les juge raisonnables pour les besoins de la tarification. [CETES SEQ 1-6c)]

**Conclusions du CETES**

136. Le CETES relève que la baisse des revenus tirés d'autres sources par rapport aux prévisions figurant dans la RMTG de 2014-2015 s'explique en grande partie par la diminution des revenus liés au temps et aux matériaux, dont les prévisions sont passées de 1,64 million de dollars en 2014-2015 à 0,74 million de dollars pour 2018-2019. Le CETES prend note des explications de la SEQ voulant que les projets qui génèrent des revenus liés au temps et aux matériaux sont réalisés à la demande des clients ou pour obtenir réparation de dommages causés par un tiers. Les volumes réels associés à ces projets depuis la RMTG de 2014-2015 sont bien en deçà des volumes prévus pour 2014-2015, parce qu'il y a eu moins de demandes pour des petits projets de la part des clients.

137. Compte tenu de ces explications, le CETES accepte, aux fins du présent rapport, les prévisions globales des revenus tirés d'autres sources présentées par la SEQ.

### 5.11 RÉSUMÉ DES AJUSTEMENTS DES BESOINS EN REVENUS

138. Le tableau 9 détaille les besoins en revenus et les revenus approuvés par le CETES :

**Table 9-Revenue Requirement as Adjusted by URRC**

| | | 2018/19 | 2019/20 |
|---|---|---|---|
| | | $000 | $000 |
| 1 | Revenue Requirement as Proposed | 134047 | |
| 2 | Adjustment for Rate of Return on equity | -548 | |
| 3 | Adjustment Capital Cost of Grise Fiord Plant | -229 | |
| 4 | Loss on disposal | -407 | |
| 5 | Site Restoration Expense | -161 | |
| 6 | Plant Decommissioning | -248 | |
| 7 | Reversal of Proposed Annual Provision for True up | 1100 | |
| 8 | Sub total of adjustments | -493 | |
| 9 | Revenue Requirement as per the URRC | 133554 | 133554 |
| 10 | Revenue Offsets | -2548 | -2548 |
| 11 | Rate Level Revenue Requirement | 131006 | 131006 |

139. Par ailleurs, le tableau 9 indique que le CETES a établi à 133,554 millions de dollars les besoins en revenus pour 2018-2019, un montant inférieur de 493 000 $ à celui proposé par la SEQ. Le CETES recommande d'approuver ce montant, et de demander à la SEQ de proposer des tarifs qui permettraient de le recouvrer (voir section 6.2).

# 6.0 ÉTUDE DU COUT DU SERVICE ET CONCEPTION TARIFAIRE (QUESTIONS DE LA PHASE II)

### 6.1 COMMENTAIRES SUR LES MODIFICATIONS TARIFAIRES

140. La RMTG et la proposition de tarifs uniques pour l'ensemble du Nunavut ont fait l'objet de réunions communautaires pendant l'hiver, auxquelles ont assisté des employés de la SEQ et

des membres du CETES. En plus des commentaires présentés sur place, des commentaires écrits ont été reçus jusqu'au 2 février 2018.

141. En ce qui concerne les tarifs uniques pour l'ensemble du Nunavut, les opinions divergeaient. En général, les parties favorables n'ont fait que mentionner leur appui, alors que les opposants ont souvent exprimé l'idée que les tarifs doivent refléter les couts, qui diffèrent selon la localité. Parmi les facteurs responsables des écarts de cout, certains ont mentionné la densité de population, le transport et les différences dans les températures et le nombre d'heures de clarté.

142. Une partie a indiqué dans ses commentaires écrits que même si les modifications s'avéraient nécessaires, il faudrait informer et consulter davantage le public pour qu'il comprenne bien les effets sur les localités pendant la période visée de six ans.

143. Bon nombre de parties voulaient savoir si les modifications tarifaires envisagées seraient compensées par les subventions. La SEQ a répondu que cette question relevait du GN.

**Conclusion du CETES**

144. Le CETES tiendra compte de ces commentaires pour traiter la proposition de modification tarifaire de la SEQ.

## 6.2 MODIFICATIONS TARIFAIRES PROPOSÉES

145. Dans sa requête, la SEQ demande l'approbation d'un mécanisme d'échelonnement de la majoration, par lequel l'incidence sur les clients de la suppression de l'avenant de stabilisation des prix du combustible (ASC) de 5,41 ¢/kWh serait répartie sur deux exercices (2018-2019 et 2019-2020). De plus, dans le cadre de la phase II de la requête, la SEQ sollicite l'approbation de tarifs, applicables à compter du 1er avril 2018 et du 1er avril 2019, qui permettraient le passage graduel des tarifs par localité à des tarifs recouvrant le cout du service assumé pour l'ensemble du Nunavut. La SEQ propose d'échelonner la transition sur une période de six ans commençant en 2018-2019.

146. La SEQ présente comme suit ses objectifs en matière de tarification aux pages 8-6-12 à 8-6-15 de sa RMTG de 2018-2019 :

- Fixer des tarifs qui permettent de recouvrer le besoin en revenus.
- Progresser vers une zone tarifaire uniforme à l'échelle du territoire (tarifs uniformisés).
- Adopter des rapports revenus/couverture des couts de 95 à 105 % pour chaque classe tarifaire.
- Augmenter et diminuer progressivement les tarifs :

  i) Introduction progressive du besoin en revenus : La SEQ a besoin d'une augmentation générale du tarif de 7,6 % pour recouvrer le besoin en revenus de 2018-2019. La SEQ propose d'introduire progressivement l'augmentation des revenus nécessaire pour répondre à l'ensemble de ses besoins en revenus de 2018-2019 sur deux ans, soit 2018-2019 et 2019-2020. La SEQ propose d'augmenter progressivement le tarif de 3,6 % par année pour les classes domestiques et commerciales et de 12,4 % chaque année pour la classe tarifaire de l'éclairage de rue.

  ii) Ajustement du tarif : Limiter les hausses de tarifs dues au rééquilibrage à un maximum de 5 % par année en plus des augmentations moyennes pour le besoin en revenus.

  iii) Réductions proportionnelles des tarifs : Lorsqu'une baisse de tarif est indiquée, la réduction maximale annuelle du tarif est proportionnelle à la différence entre le tarif de la collectivité et le tarif de 100 % du CS.
- Élimination progressive de la distinction entre les classes tarifaires gouvernementales et non gouvernementales.

147. Voici le processus suivi pour établir les tarifs pour les classes domestiques, commerciales et de l'éclairage de rue, tel qu'il est décrit aux pages 8-6-15 à 8-6-17 de sa requête :

> Conformément aux objectifs de tarification décrits à la section 8.3, les tarifs d'électricité proposés par la Société pour les classes domestiques et commerciales en vigueur le 1er avril 2018 et le 1er avril 2019 ont été établis en fonction des étapes suivantes :

Étape 1 : Éliminer le supplément de stabilisation du cout du combustible et comparer les tarifs d'électricité de base actuels aux tarifs d'électricité moyens du CS à l'échelle du territoire par classe tarifaire.

Étape 2 : Lorsque les tarifs d'électricité de base actuels sont inférieurs aux tarifs d'électricité uniformisés du CS :

i) Si l'élimination du supplément de stabilisation du cout du combustible entraine une augmentation de tarif réelle de plus de 8,6 %, aucun autre ajustement de tarif n'est effectué au cours de la première année (2018-2019). Les hausses tarifaires pour la deuxième année (2019-2020) sont limitées à 8,6 % (hausse du besoin en revenus de 3,6 %, plus 5 % par année pour le rééquilibrage) ou moins si deux années de hausse des tarifs sont suffisantes pour atteindre le tarif uniformisé du cout du service.

ii) Si l'élimination du supplément de stabilisation du cout du combustible entraine une augmentation de tarif réelle de moins de 8,6 %, l'augmentation annuelle de la première année et de la deuxième année des tarifs d'électricité de base actuels plus le supplément de stabilisation du cout du combustible est limitée à 8,6 % (augmentation du besoin en revenus de 3,6 %, plus 5 % pour le rééquilibrage) ou moins si deux années de hausse des tarifs sont suffisantes pour atteindre le tarif uniformisé du cout du service.

Étape 3 : Équilibrer les revenus différentiels de la deuxième étape pour réduire les tarifs dans les collectivités où les tarifs sont supérieurs aux tarifs d'électricité moyens du CS. À cette étape, la réduction maximale par année du tarif est proportionnelle à la différence entre le tarif de la collectivité et le tarif du CS. Cela signifie que les classes tarifaires les plus éloignées des tarifs basés sur le CSreçoivent une réduction en pourcentage plus élevée.

Selon cette approche, la réduction maximale du tarif pour la proposition tarifaire actuelle est de 4,9 % par année et elle est appliquée dans les collectivités qui affichent la différence de tarif la plus élevée par rapport au tarif CS uniformisé. Cette proposition favorise une transition plus rapide vers des tarifs uniformes à l'échelle du territoire en concentrant les baisses de tarifs sur les classes tarifaires les plus élevées.

Pour les tarifs d'éclairage de rue, le processus suivant a été utilisé :

Étape 1 : Déterminer les revenus cibles par collectivité en augmentant les revenus jusqu'à ce que les revenus totaux basés sur les couts du service soient atteints, avec un plafond de 17,4 % (augmentation moyenne requise pour l'éclairage de rue de 12,4 % plus un maximum de 5 % pour le rééquilibrage des tarifs). L'établissement d'une hausse maximale de 17,4 % se traduit par un déficit mineur; par conséquent, il n'est pas possible de réduire les tarifs dans les collectivités dont les revenus sont plus élevés que les revenus uniformisés basés sur les couts pour le moment.

Étape 2 : Rééquilibrer les tarifs pour les différents types de lampadaires dans chaque collectivité afin de se rapprocher des tarifs basés sur le cout du service et d'atteindre les revenus cibles calculés à l'étape 1.

**Conclusions du CETES**

**Modification des tarifs actuels**

148. Le CETES, après avoir examiné la proposition d'harmonisation des tarifs, constate que les clients qui subiraient la majoration maximale en 2018-2019 et en 2019-2020 sont les clients résidentiels d'Iqaluit (hausse d'environ 18,5 % sur deux exercices, soit 9,9 % en 2018-2019 et 8,6 % en 2019-2020) et les clients commerciaux d'Iqaluit (hausse d'environ 20,6 % sur deux exercices, soit 12,0 % en 2018-2019 et 8,6 % en 2019-2020). Étant donné que le Programme de subvention du cout de l'électricité du Nunavut offre à toutes les localités des tarifs subventionnés pour les couts admissibles, tarifs fixés à 50 % du tarif de base d'Iqaluit, cette importante majoration à Iqaluit entrainerait une augmentation similaire des couts pour les clients d'autres localités.

149. Même si le CETES est favorable à la transition proposée vers une tarification unique pour toutes les localités qui serait fondée sur le cout du service assumé pour l'ensemble du Nunavut, il estime qu'il faut, à ce stade-ci, limiter à 3 % par exercice (2018-2019 et 2019-2020) la majoration tarifaire maximale associée à l'harmonisation, afin de préserver la stabilité des tarifs pour tous les clients. Le CETES demandera donc à la SEQ d'établir de nouveaux tarifs respectant cette limite.

150. Le tableau 10 indique les besoins en revenus fixés par le CETES et le manque à gagner correspondant :

| Table 10-Revenue Requirement as per URRC and Revenue Shortfall | | | |
|---|---|---|---|
| | | 2018/19 | 2019/20 |
| | | $000 | $000 |
| 1 | Rate Level Revenue Requirement per URRC | 131006 | 131006 |
| | | | |
| 2 | Energy revenue at existing base rates | 125841 | |
| 3 | Rate reduction to align existing rate revenue with revenue requirement | -864 | |
| 4 | QEC proposed Rate reduction for revenue phase in and rate realignment | -3660 | |
| 5 | Energy Revenue as Adjusted | 121317 | |
| 6 | Customer and demand charge revenue | 6522 | |
| 7 | Sales revenue proposed by QEC | 127839 | 127839 |
| 8 | Rate Increase for Revenue Phase in | | 3167 |
| 9 | Revenue deficiency | 3167 | 0 |

151. Le CETES recommande de demander à la SEQ de déposer, dans les 10 jours suivant la date du présent rapport, des tarifs révisés qui couvriront les besoins en revenus qu'il a fixés. Pour l'exercice de transition 2018-2019, les tarifs devraient permettre de recouvrer des revenus de 127,839 millions de dollars, et pour l'exercice 2019-2020, des revenus de 131,006 millions de dollars. Les tarifs qui entreront en vigueur le 1er avril 2018 pour l'exercice 2018-2019 et le 1er avril 2019 pour l'exercice 2019-2020 devraient être établis selon les étapes suivantes :

**Pour 2018-2019**

**Étape 1**

152. La SEQ propose de réduire de 864 000 $ les tarifs énergétiques de base actuels [tableau 10, ligne 3], d'après les besoins en revenus qu'elle propose pour 2018-2019. Étant donné les revenus excédentaires estimés par la SEQ pour 2018-2019, la réduction devrait être proportionnelle aux revenus découlant des tarifs énergétiques de base actuels. Selon les calculs du CETES, il faut apporter un ajustement de 0,6865 % (864 000/125 841 000).

**Étape 2**

153. La SEQ propose de réduire les tarifs énergétiques de base actuels de 3,66 millions de dollars [tableau 10, ligne 4]. Comme cette réduction est liée à un ajustement du tarif par kWh

découlant de l'ASC de 5,41 ¢/kWh, il faut réduire les tarifs actuels de 2,046 ¢/kWh (3,66 millions de dollars divisés par la vente de 178 851 MWh).

**Étape 3**

154. En suivant les étapes 1 et 2, on arrive à un revenu d'énergie total de 121 317 000 $.

**Étape 4**

155. Il faut appliquer une majoration tarifaire au plus faible des taux suivants : 3 % ou un sixième (pour une transition sur six ans) de l'écart entre le tarif permettant de recouvrer l'ensemble des couts et le tarif de base. Par exemple, si le tarif de base obtenu après les étapes 1 et 2 est de 63 ¢/kWh et que le tarif fondé sur le cout du service est de 78 ¢/kWh, il faut choisir le plus faible des taux entre 3 % et 4 % (ce dernier taux représenterait l'écart entre 78 ¢/kWh et 63 ¢/kWh réparti également sur six ans). Il faut ensuite affecter les revenus qui découlent de ces nouveaux tarifs aux localités ayant un cout de service plus élevé, de manière proportionnelle à l'écart avec les tarifs énergétiques fondés sur le cout du service. Les hausses et les baisses des revenus d'énergie associées à l'harmonisation tarifaire devraient s'annuler.

**Pour 2019-2020**

**Étape 1**

156. Il faut majorer les tarifs énergétiques de base de 2018-2019 de 3,167 millions de dollars, montant constituant le manque à gagner. Il s'agit d'une hausse de 2,61 % (3,167 millions divisés par 121,317 millions).

**Étape 2**

157. Il faut appliquer une majoration tarifaire au plus faible des taux suivants : 3 %, ou le cinquième de l'écart entre le tarif permettant de recouvrer l'ensemble des couts et le tarif de base. Par exemple, si le tarif de base obtenu après l'étape 1 est de 65 ¢/kWh et que le tarif fondé sur le cout du service est de 78 ¢/kWh, il faut choisir le plus faible des taux entre 3 % et 4 % (ce dernier représenterait l'écart entre 78 ¢/kWh et 65 ¢/kWh réparti également sur les cinq ans restants). Il faut ensuite affecter les revenus qui découlent de ces nouveaux tarifs aux

localités ayant un cout de service plus élevé, de manière proportionnelle à l'écart avec les tarifs énergétiques fondés sur le cout du service. Les hausses et les baisses des revenus d'énergie associées à l'harmonisation tarifaire devraient s'annuler.

**Modifications tarifaires subséquentes**

158. Selon le CETES, il ne serait pas raisonnable de hausser et de baisser les tarifs aux fins de l'harmonisation après les exercices 2018-2019 et 2019-2020, et ce pour deux raisons. En premier lieu, les couts globaux de la SEQ devraient s'accroitre considérablement après 2018-2019 et 2019-2020 suivant d'importantes dépenses en immobilisations. Si l'on combinait les majorations découlant de cette augmentation des couts avec celles associées à l'harmonisation tarifaire, la majoration totale pourrait être excessive et nuire aux investissements et à la croissance économique au Nunavut. En second lieu, d'autres stratégies d'harmonisation tarifaire pourraient atténuer les majorations imposées aux clients non gouvernementaux des localités où le cout de service est moindre, tout en réduisant les tarifs non gouvernementaux dans les localités où le cout de service est élevé, en vue de l'harmonisation des tarifs à l'échelle du territoire. Les clients gouvernementaux porteraient ainsi une plus grande part du fardeau créé par l'harmonisation, une situation qui serait justifiée sur le plan économique, car elle limiterait les majorations qui autrement pourraient être excessives et nuire aux investissements et à la croissance économique au Nunavut. À ce sujet, le CETES note l'opinion de la SEQ sur la possibilité d'augmenter le ratio revenus-couts des tarifs gouvernementaux par rapport aux tarifs non gouvernementaux :

> Les tarifs actuels de la SEQ (ASC comprise) pour la classe résidentielle gouvernementale de neuf localités, y compris les grands centres comme Iqaluit, Rankin Inlet, Cambridge Bay et Baker Lake, sont inférieurs aux tarifs uniques pour l'ensemble du territoire fondés sur le cout du service. Il en va de même pour les tarifs de la classe commerciale gouvernementale de sept localités. Ensemble, toutes ces localités comptent pour environ 65 % des ventes résidentielles et commerciales. Pour que la SEQ puisse tirer un avantage des tarifs gouvernementaux fondés sur le cout du service, qui sont plus élevés que la moyenne, les clients gouvernementaux de ces localités devront connaitre des majorations supérieures à celles proposées. [CETES SEQ 2-48]

159. La SEQ ajoute :

> La SEQ envisagerait cette option si le gouvernement du Nunavut le lui demandait, mais les clients gouvernementaux des plus grandes localités devraient subir des majorations tarifaires bien plus élevées que celles actuellement proposées. [*ibid.*]

160. Par conséquent, le CETES recommande de demander à la SEQ d'envisager une stratégie d'harmonisation tarifaire prévoyant l'adoption d'un ratio revenus-couts plus élevé pour les clients gouvernementaux, en vue de réduire au minimum les effets néfastes qu'une majoration tarifaire importante aurait sur l'investissement et la croissance économique au Nunavut. La SEQ devra rendre des comptes à ce sujet dans la prochaine RMTG.

## 6.3 ÉTUDE DU COUT DU SERVICE

161. La SEQ a déposé une étude du cout du service (CS), qui a été menée selon les six étapes présentées à l'annexe C de la RMTG. Parmi celles-ci, mentionnons l'allocation des couts à diverses fonctions, la fonctionnalisation des couts en catégories (clients, demande ou énergie) et l'attribution des couts aux différentes classes tarifaires. Selon la SEQ, il ressort des résultats que si les hausses de tarifs étaient appliquées de manière uniforme, le rapport revenus/couverture des couts (RCC) du tarif résidentiel serait légèrement inférieur à 100 %, tandis que le rapport RCC du tarif commercial serait légèrement supérieur à 100 %. Toutefois, les deux classes tarifaires auraient un rapport RCC compris entre 95 % et 105 %, une marge jugée raisonnable. Pour la classe tarifaire de l'éclairage de rue, le rapport RCC serait de 83,7 %, ce qui porte à croire que ce type de clients subirait des augmentations de tarifs supérieures à la moyenne.

162. Par ailleurs, les frais liés à la demande et aux clients actuels (8 $/kW pour les clients commerciaux et 18 $/mois pour les clients résidentiels) sont faibles par rapport aux résultats de l'étude du CS.

**Conclusion du CETES**

163. Aux fins du présent rapport, le CETES accepte l'étude du cout de service soumise.

## 6.4 CONDITIONS ET MODALITÉS DU SERVICE

164. Dans sa requête, la SEQ propose de modifier ses conditions et modalités de service en ajoutant la clause suivante à l'article 14.0 – Responsabilités et obligations du client :

> **14.10 Qualité énergétique**
> Les clients ayant une charge non linéaire ne seront pas branchés au réseau de distribution de la SEQ à moins que la qualité de l'électricité ne soit maintenue en mettant en œuvre des mesures correctives appropriées, comme en installant des filtres appropriés ou en procédant à des travaux de mise à la terre. En outre, pour garantir que le réseau de distribution ne soit pas touché, l'équipement électronique d'alimentation installé doit être conforme à la dernière version de la norme 519 de l'IEEE. La limite de distorsion harmonique individuelle est de 3 %, tandis que la limite de distorsion harmonique totale est de 5 %.
>
> Si la SEQ détermine que l'équipement du client pourrait être la cause de distorsion harmonique, de variations de tension ou de niveaux de tension inacceptables sur le réseau de distribution de la SEQ, le client sera tenu d'aider la SEQ en fournissant les renseignements sur l'équipement, les données pertinentes et l'accès nécessaires pour surveiller l'équipement.
>
> En cas de perturbation du réseau causée par l'équipement du client, le client devra cesser d'utiliser l'équipement jusqu'à ce qu'il prenne des mesures correctives satisfaisantes, à ses frais. Si le client ne prend pas de telles mesures dans un délai raisonnable, la SEQ peut mettre fin à l'approvisionnement électrique du client. [RMTG, chapitre 10, pages i et ii]

165. La SEQ affirme que cette modification est nécessaire; elle pourra ainsi exiger de ses clients qu'ils prennent des mesures correctives dans les cas où leurs activités dégraderaient la qualité de l'électricité d'une manière qui porte atteinte aux autres clients de la SEQ ou à ses activités. Selon elle, les principaux concernés par ce changement seraient les clients commerciaux branchés au réseau triphasé qui ont des charges en déséquilibre, et possiblement ceux qui fonctionnent avec d'anciens modèles de moteurs ou des pompes électriques. [CETES SEQ 1-20]

**Conclusion du CETES**

166. Le CETES recommande que les changements proposés aux conditions et aux modalités du service soient approuvés. Il s'attend à ce que la SEQ informe dument les clients qui

pourraient être touchés par ce changement et à ce qu'elle leur laisse un délai raisonnable pour se conformer aux nouvelles exigences sur la qualité énergétique.

# 7.0 AUTRES QUESTIONS

## 7.1 SUIVI ET REDDITION DE COMPTES

167. Selon l'article 2 des lignes directrices sur l'établissement des tarifs relatives aux procédures et aux pratiques du CETES, qui porte sur la surveillance et le suivi :

> Le CETES peut demander à une entreprise de service règlementée de lui remettre des rapports périodiques sur ses affaires, ses gains, ses activités, ses niveaux de service ou toute autre question, pour qu'il puisse s'acquitter des responsabilités que lui confie la Loi.

**Conclusions du CETES**

168. Le CETES constate que le Comité des finances et de la vérification aide le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance et de reddition de comptes financiers envers la SEQ et ses parties prenantes. Il craint toutefois que les politiques en matière de diligence raisonnable ne soient pas suivies pour l'attribution de contrats multimillionnaires dans le cadre de nouveaux projets énergétiques.

169. Le CETES ne peut mener à bien son mandat efficacement, à moins qu'un organisme de surveillance indépendant ne confirme qu'il y a à l'interne des mécanismes de régulation adéquats assurant des transactions efficaces sur le plan économique.

170. Le CETES recommande que le Comité des finances et de la vérification remette un rapport au ministre responsable chaque année (jusqu'au dépôt de la prochaine RMTG) pour rendre compte de son évaluation indépendante de l'efficacité avec laquelle sont appliquées les exigences établies dans le manuel de planification des immobilisations. [CETES SEQ 33c)]

## 7.2 ÉNERGIE RENOUVELABLE

171. Lors des réunions communautaires, les participants ont posé des questions sur les programmes d'énergie renouvelable; celles-ci portaient soit sur la production (éolienne, solaire, hydroélectrique), soit sur la conservation de l'énergie. Ils se questionnaient principalement sur les couts et la façon de les réduire.

172. Dans une observation écrite, un participant mentionnait qu'au lieu de débourser de grosses sommes d'argent pour remplacer de vieux générateurs dans de petites localités, la SEQ devrait plutôt investir dans l'énergie renouvelable propre. Ce à quoi la SEQ a répondu par écrit, le 23 février 2018 :

> La SEQ est en quête de technologies énergétiques de remplacement émergentes pour le Nunavut; elle a mis en place des programmes et des projets pilotes visant la promotion de l'énergie renouvelable dans le territoire :
>
> - La SEQ a lancé un projet pilote de panneaux solaires de 2 kW à la centrale d'Iqaluit. Ce projet pilote, fruit d'un partenariat avec Ressources naturelles Canada, servira de référence pour d'autres projets semblables. En tout, 11 panneaux ont été intégrés au réseau et alimentent la municipalité en électricité depuis mars 2016.
> - Avec l'appui du programme écoÉNERGIE d'Affaires autochtones et du Nord Canada, la SEQ a achevé en mars 2016 la première phase d'une étude documentaire visant à évaluer la viabilité de la production d'énergie éolienne dans les 25 localités du territoire.
> - La SEQ a lancé le programme de facturation nette, grâce auquel les clients qui installent leurs propres panneaux solaires et systèmes de production d'énergie renouvelable peuvent lui vendre l'énergie excédentaire.
>
> Il est toutefois important de souligner, alors que la SEQ commence à lancer des projets d'énergie de remplacement financés par les tarifs locaux, que seule la localité où le projet est établi assume les risques (p. ex., couts d'immobilisations initiaux plus élevés) et bénéficie de ses retombées (p. ex., cout moindre du combustible). En outre, si le gouvernement territorial ou fédéral finance ces projets, les fonds ne profitent qu'à la localité visée par le projet.

### Conclusions du CETES

173. Selon le rapport annuel 2016-2017, le Comité sur les énergies de remplacement présente des recommandations au conseil d'administration sur la viabilité des technologies d'énergie renouvelable ou de remplacement dans le Nord. Il l'éclaire également sur les options et les sources de financement de projets de développement, de projets pilotes, d'initiatives de

recherche ou de possibilités de collaboration, ainsi que sur les mandats de soutien ou chevauchants d'autres organisations.

174. Au sujet du permis demandé pour le projet de remplacement de la centrale de Kugluktuk, le CETES a écrit ce qui suit dans son Rapport 2017-04, le 30 novembre 2017 :

> Le CETES considère que la taille des groupes électrogènes ayant des fonctions précises, comme la charge de base, la charge de pointe et les réserves tournantes, doit être optimisée dans une optique de planification tournée vers l'avenir et axée sur une intégration rentable des énergies renouvelables et du stockage. Le CETES n'a reçu aucune preuve de la SEQ indiquant que la configuration des groupes était déterminée de façon à réduire les couts globaux liés à la centrale, y compris les couts en capital et ceux d'exploitation. [paragraphe 31]

175. Le CETES s'attend à ce que la mise sur pied du Comité sur les énergies de remplacement contribue à un meilleur arrimage de la conception, de la planification et de l'élaboration des projets d'immobilisations et à une intégration économique des énergies renouvelables au réseau.

## 7.3 QUALITÉ ET FIABILITÉ DU SERVICE

176. Les réponses de la SEQ au sujet de la satisfaction de la clientèle, de la sécurité des travailleurs et de la fiabilité figurent dans CETES SEQ 1-21.

### Satisfaction de la clientèle

177. La SEQ affirme qu'elle réalise régulièrement des sondages de satisfaction de la clientèle depuis le 4 octobre 2015 : les réponses sont généralement positives, et les résultats s'améliorent continuellement. Par exemple, les résultats concernant le service à la clientèle se sont améliorés en 2016 entre le premier trimestre (59 %) et le quatrième trimestre (71 %).

178. La SEQ indique qu'elle lit les commentaires des clients et évalue les possibilités d'amélioration des processus et du service à la clientèle. Voici quelques-unes des initiatives qu'elle a mises en place à cet égard :

1. Facturation : La SEQ procède à l'instauration de la facturation électronique, qui est actuellement mise à l'essai auprès des employés (le personnel de la SEQ a commencé à recevoir des factures électroniques dans le cadre d'un projet pilote visant à déterminer les problèmes d'envoi à résoudre avant le grand déploiement). La facturation électronique contribuera à réduire les délais de réception des factures pour la clientèle, en particulier durant l'hiver.

2. Centre d'appel : La SEQ dispose d'un effectif limité, qui sert une population d'environ 37 000 personnes dans tout le territoire et dans trois fuseaux horaires. Il est tout simplement impossible d'assurer la disponibilité de ses agents en tout temps pour tous les clients. Par conséquent, selon le moment de l'appel (en période de pointe ou en dehors des heures normales) ou en raison du décalage horaire (qui a une incidence sur l'heure de début et de fin de la journée de travail, et sur l'heure de la pause repas), les clients sont parfois placés en attente avant de pouvoir parler à un agent. La SEQ offre maintenant d'autres options à ses clients, soit :

a) laisser un message explicatif pour qu'un spécialiste de la SEQ les rappelle;
b) écrire à customercare@qec.nu.ca;
c) communiquer avec la SEQ par télécopieur, au 1 867 793-4225;
d) se rendre à l'un de ses bureaux régionaux, situés à Baker Lake, Iqaluit, Cambridge Bay et Rankin Inlet;
e) lui envoyer une lettre par la poste;
f) communiquer directement avec elle au moyen du formulaire accessible sur son site web, à l'adresse http://www.qec.nu.ca/fr/nous-joindre.

**Sécurité des travailleurs**

179. En ce qui a trait à la sécurité des travailleurs, la SEQ affirme qu'elle a consacré beaucoup de temps à la création d'une formation interne sur la sécurité, obligatoire pour tous les superviseurs.

180. La SEQ indique qu'elle a pris d'autres mesures pour améliorer la sécurité des travailleurs :

- Elle a élaboré son propre code de protection au travail (CPT) des services publics, un système d'autorisations et de verrouillage garantissant que l'équipement faisant l'objet de travaux est mis hors tension, isolé ou mis à la terre.

- Elle a créé un manuel exhaustif sur la sécurité qui présente les 18 caractéristiques essentielles d'un programme de sécurité efficace.
- Tous les nouveaux employés suivent le programme d'orientation sur la sécurité et reçoivent le Manuel de sécurité de la SEQ à leur l'embauche. De plus, avant de commencer à travailler, ils doivent suivre les formations de sécurité requises, comme celles sur le CPT, la prévention des chutes, le Système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail (SIMDUT), les espaces clos, les arcs électriques, les grues et les gréages, etc.
- La SEQ effectue actuellement des études sur les arcs électriques dans les centrales de tout le territoire (y compris les vieilles centrales).
- Cette année, elle enrichira ses pratiques de travail sécuritaires et ses procédures opérationnelles normalisées.
- Des modifications ont été apportées au programme de sécurité des entrepreneurs, particulièrement en ce qui a trait à la planification de la sécurité des projets.
- Le personnel des opérations tient une séance de breffage (c.-à-d. une réunion sur la sécurité avant le début des travaux) tous les jours avant d'entreprendre des travaux à risque modéré ou élevé, et répète l'exercice si les risques changent durant la journée. Le Service de la santé, de la sécurité et de l'environnement tient aussi des réunions de sécurité avec le groupe des opérations de la SEQ une fois par mois, et avec tout le personnel de bureau, une fois par trimestre.

181. Sont présentées dans les tableaux suivants les dépenses engagées en matière de sécurité :

**Table 1: Safety Training Costs ($000)**

| Safety Training /online services | 2013/14 | 2014/15 | 2015/16 | 2016/17 | 2017/18 | 2018/19 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| MSDS Online | 2.9 | 2.9 | 2.9 | 2.9 | 2.9 | 2.9 |
| First Aid Training package/manuals | | | 2.8 | 2.8 | 38.6 | |
| Fall Arrest Protection Training/ TTT | | | | 3.5 | | |
| Hearing Conservations Training HS | | | 7.0 | | | |
| Electrolab training material | | | 0.4 | | | |
| Online Orientation | | | 11.0 | 6.0 | 5.0 | 5.0 |
| Electrical Safety Training Course | | | | | 70.0 | 70.0 |
| NSA Supervisors Course | | | | 18.9 | 0.3 | |
| Overhead Crane TTT | | | | 0.9 | | |
| Ergonomics Training HS | | 7.0 | | | | |
| CSSE Conference | 35.0 | 35.0 | 28.0 | 35.0 | 35.0 | 35.0 |
| JOHSC AGM | 25.0 | 25.0 | - | 25.0 | 25.0 | 25.0 |
| Lineman Annual Refresher Training | 50.0 | 50.0 | 50.0 | 50.0 | 50.0 | 50.0 |
| NAOSH Week | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 |
| COR limited scope Audit | 3.4 | 0.6 | 0.6 | 3.4 | 6.0 | 12.0 |
| Operator Training | 500.0 | - | - | 238.5 | 238.5 | 238.5 |
| **Total** | **626.3** | **130.5** | **112.8** | **396.8** | **481.2** | **448.4** |

**Table 2: Safety Equipment Costs ($000)**

| Safety Equipment | 2013/14 | 2014/15 | 2015/16 | 2016/17 | 2017/18 | 2018/19 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| AED | | | 18.2 | | 11.6 | - |
| Inspection Stickers for Eletrical equipment | | | | | 1.3 | |
| Confined Space Rescue Equipment | | | | 3.1 | | |
| QEC Safety Rulebooks | | | | 6.4 | | |
| Gas Detectors | | | | 2.3 | | |
| Lockout devices | | | | 5.0 | | |
| Hearing testing equipment | | | | 3.5 | | |
| Arc Flash protective equipment | | 3.6 | 3.2 | | | |
| Harness and Ladder System IQ | | | | | 3.7 | |
| Hard Hat with Miners Lamp | | | | | 1.1 | |
| Miners lamp | | | | | 3.6 | |
| Backing in Signs | | | | | 2.6 | |
| Audiometric sound level meter | | | | | 1.3 | |
| Repirators and fliters | | 0.8 | 3.0 | | 3.5 | |
| First Aid manuals | | | 1.5 | | 2.8 | |
| Fence warning signs/voltage | | | | | 2.0 | |
| Eletrical rescue hook | | | | | 0.4 | |
| Ergonomic office equip | | | 3.8 | | | |
| Specialized PPE | | | | | | 50.0 |
| Other PPE | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 |
| Crane and Lifting Devices Inspection | 32.4 | 32.4 | 32.4 | 32.4 | 32.4 | 324.0 |
| Other | | | | | | 20.0 |
| Fall Arrest | 45.0 | | 1.4 | 211.0 | 2.2 | |
| **Total** | **92.4** | **51.8** | **78.4** | **278.7** | **83.6** | **409.0** |

Le CETES a relevé une erreur dans le tableau 2 concernant le montant de 324 000 $ pour l'inspection des crues et des dispositifs de levage (*Crane and Lifting Devices Inspection*).

## Fiabilité

182. Sont présentés dans le tableau suivant les indices de fiabilité pour chaque localité :

**Table 3: SAIDI and SAIFI Statistics by Community**

| | 2014/15 | | 2015/16 | | 2016/17 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | SAIDI (h) | SAIFI | SAIDI (h) | SAIFI | SAIDI (h) | SAIFI |
| Cambridge Bay | 4.29 | 9.23 | 5.55 | 7.07 | 3.27 | 2.20 |
| Gjoa Haven | 0.81 | 2.90 | 2.70 | 4.65 | 1.70 | 4.80 |
| Taloyoak | 0.83 | 3.58 | 0.07 | 0.42 | 9.85 | 6.76 |
| Kugaaruk | 0.00 | 0.00 | 1.48 | 4.00 | 0.08 | 1.00 |
| Kugluktuk | 0.57 | 1.00 | 0.25 | 2.46 | 1.75 | 2.00 |
| Rankin Inlet | 4.67 | 5.70 | 0.55 | 3.26 | 2.73 | 3.69 |
| Baker Lake | 1.57 | 11.71 | 6.92 | 6.29 | 17.78 | 3.43 |
| Arviat | 3.30 | 5.60 | 1.02 | 2.74 | 0.89 | 3.56 |
| Coral Harbour | 1.43 | 6.35 | 2.33 | 5.15 | 0.79 | 1.11 |
| Chesterfield Inlet | 0.10 | 0.63 | 0.00 | 0.00 | 0.25 | 3.00 |
| Whale Cove | 6.05 | 11.96 | 25.10 | 24.08 | 1.22 | 6.46 |
| Repulse Bay | 19.76 | 12.42 | 13.41 | 14.42 | 2.68 | 2.00 |
| Iqaluit | 2.30 | 9.94 | 3.17 | 6.51 | 2.94 | 8.76 |
| Pangnirtung | 5.82 | 12.79 | 21.47 | 11.71 | 2.24 | 6.45 |
| Cape Dorset | 2.51 | 12.26 | 6.12 | 12.47 | 2.72 | 4.95 |
| Resolute Bay | 3.12 | 12.57 | 11.49 | 25.94 | 4.31 | 10.38 |
| Pond Inlet | 7.51 | 2.67 | 1.07 | 3.88 | 0.70 | 8.05 |
| Igloolik | 0.74 | 8.78 | 0.22 | 2.98 | 0.12 | 1.01 |
| Hall Beach | 5.70 | 27.97 | 0.90 | 9.10 | 0.28 | 4.12 |
| Qikiqtarjuaq | 4.96 | 6.72 | 4.74 | 6.72 | 3.83 | 16.53 |
| Kimmirut | 0.21 | 2.36 | 1.26 | 11.02 | 23.88 | 5.13 |
| Arctic Bay | 3.99 | 7.78 | 2.34 | 6.20 | 5.07 | 4.67 |
| Clyde River | 1.56 | 5.00 | 6.97 | 5.82 | 2.21 | 7.23 |
| Grise Fiord | 4.52 | 2.92 | 12.05 | 13.87 | 12.08 | 17.71 |
| Sanikiluaq | 8.79 | 23.92 | 18.56 | 19.10 | 8.71 | 15.85 |
| Average | 3.28 | 8.59 | 4.59 | 6.80 | 3.90 | 6.00 |

183. La réduction du nombre de pannes et l'offre d'un service fiable ont toujours été l'une des grandes priorités de la SEQ. Elle dit continuer d'investir dans la mise à niveau de ses infrastructures pour en accroitre la fiabilité. Elle indique par ailleurs que selon les statistiques sur les pannes figurant aux pages 10 à 13 de sa requête, elle se démarque par rapport à la moyenne des autres entreprises de service du Nord, tant à l'égard de l'indice de durée moyenne des interruptions de service touchant le réseau (SAIDI) qu'à celui de l'indice de fréquence moyenne des interruptions de service touchant le réseau (SAIFI), et ce, pour deux des trois dernières années.

184. Selon la SEQ, voici les principales raisons pour lesquelles les indices de fiabilité étaient inférieurs à la moyenne des entreprises de service du Nord certaines années :

a) Des conditions météorologiques défavorables dans la région de Baffin ont causé d'importantes pannes d'électricité en janvier 2014. Iqaluit a été touchée par une tempête de vent avec rafales ayant atteint 150 km/h;
b) Il y a eu perte d'équipement, en particulier à Hall Beach, Baker Lake et Sanikiluaq.

**Conclusion du CETES**

185. Le CETES prend note des améliorations pour ce qui a trait à la satisfaction de la clientèle, à la sécurité des travailleurs et à la fiabilité et accepte l'information au dossier.

## 7.4 INFRASTRUCTURE DE COMPTAGE AVANCÉE

186. La SEQ a majoré la base tarifaire de 1,637 million de dollars en 2016-2017 pour son projet d'infrastructure de comptage avancée (ICA) (ou projet de réseau intelligent), qui comprenait l'installation de 4 000 compteurs intelligents à Iqaluit. Le cout total de ce projet se chiffre à 2,9 millions de dollars; la SEQ a reçu 1,3 million du gouvernement fédéral pour sa réalisation.

187. Selon le rapport annuel 2016-2017 de la SEQ, le projet de réseau intelligent ou d'ICA s'inscrivait dans l'Initiative écoÉNERGIE sur l'innovation de Ressources naturelles Canada. Le réseau intelligent est un réseau de communication électrique moderne qui mesure en temps réel la consommation d'énergie des usagers, surveille les flux énergétiques et s'adapte aux fluctuations de l'offre et de la demande en énergie. Cette technologie a permis à la SEQ de résoudre les pannes plus efficacement, d'améliorer sa capacité de facturation grâce au système de lecture automatique à distance et d'améliorer la fiabilité du service. En outre, la SEQ indique que la technologie du réseau intelligent permettra l'intégration de systèmes d'énergie renouvelable au réseau d'Iqaluit et lui permettra d'instaurer un système de facturation nette reposant sur la fonction bidirectionnelle des compteurs intelligents.

188. Selon la SEQ, grâce au passage à une ICA à Iqaluit, tous les clients commerciaux de la ville disposent maintenant d'un compteur à indicateur de maximum actif. Pour la suite des choses, la SEQ évaluera la possibilité de passer à une ICA dans d'autres localités, sous réserve d'une évaluation des retombées satisfaisante. Elle dit également travailler sur des initiatives pour que tous les clients commerciaux des petites localités disposent d'un compteur à indicateur de maximum. [CETES SEQ 1-19b)]

**Conclusion du CETES**

189. Le CETES prend note des avancées pour ce qui a trait à l'ICA et à la relève automatique des compteurs et accepte l'information aux fins du dossier.

# 8.0 RECOMMANDATIONS DU CETES À LA MINISTRE RESPONSABLE

190.0 À la lumière de ce qui précède, le CETES recommande ce qui suit :

1.0 Que soient approuvés des besoins en revenus révisés, qui s'élèvent à 133,554 millions de dollars pour 2018-2019, ce qui représente une réduction de 493 000 $ par rapport aux besoins en revenus proposés par la SEQ;

2.0 Que la ministre responsable donne pour instruction à la SEQ :

a) de déposer une nouvelle demande de permis auprès du ministre si, après l'approbation d'un projet majeur, les couts projetés dépassent le montant approuvé de 25 % ou de 5 millions de dollars, si ce montant est plus élevé;

b) de réduire les couts réels de la centrale de Grise Fiord qui seront inclus dans la base tarifaire dans le cadre des prochaines requêtes de majoration tarifaire, suivant la réduction prévue de 5,1 millions de dollars présentée au tableau 2A;

c) de mettre en œuvre des mécanismes ou de bonifier ceux en place pour veiller à ce que toutes les activités (p. ex., mise hors service, aliénation et radiation) soient soumises à des mesures de reddition de compte, de contrôle et d'approbation raisonnables, en vue de réduire les risques de perte de valeur découlant de ce genre de transaction. La SEQ devra rendre des comptes à ce sujet dans le cadre de sa prochaine RMTG;

d) de mettre en œuvre des mécanismes ou de bonifier ceux en place pour permettre la vérification des inventaires physiques (quantités et valeurs), et de commencer immédiatement les démarches pour instaurer des procédures et des pratiques de gestion efficace des niveaux de stocks et de contrôle adéquat de toutes les transactions d'inventaire. La SEQ devra rendre des comptes à ce sujet dans le cadre de sa prochaine RMTG;

e) de présenter, avec sa prochaine RMTG, une étude et une analyse sur l'amortissement dans lesquelles les actifs qui ne sont plus utilisés et ceux qui font l'objet de réclamations d'assurance auront été retirés des documents comptables règlementaires avant l'application des taux d'amortissement applicables;

f) de continuer, dans sa prochaine RMTG, de prendre en compte séparément la durée de vie et la valeur de récupération des amortissements cumulés, à des fins règlementaires; le CETES demande à la SEQ de traiter adéquatement la disposition sur la valeur de récupération négative, notamment la mise hors service et la remise en état du site ultérieures, dans le cadre de la prochaine étude sur l'amortissement de la RMTG subséquente;

g) de déposer, dans les 10 jours suivant la présentation du présent rapport, les tarifs de 2018-2019, qui entrent en vigueur le 1er avril 2018, et ceux de 2019-2020, qui entrent en vigueur le 1er avril 2019, en suivant les étapes présentées à la partie 6.2;

h) de songer à une stratégie d'harmonisation des tarifs, notamment l'adoption de ratios revenus-couts plus élevés pour les clients du gouvernement, en vue de réduire les effets néfastes d'une majoration tarifaire importante pour l'investissement et la croissance économique au Nunavut, et rendre des comptes à ce sujet dans le cadre de la prochaine RMTG;

3.0 Que le Comité des finances et de la vérification remette un rapport au ministre responsable chaque année (jusqu'au dépôt de la prochaine RMTG) pour rendre compte de son évaluation indépendante de l'efficacité avec laquelle sont appliquées les des exigences établies dans le manuel de planification des immobilisations [CETES SEQ 33c)];

4.0 Que les changements proposés aux conditions et aux modalités du service soient approuvés.

191. Rien dans le présent rapport ne nuit à l'examen que le CETES peut faire de toute autre question concernant la SEQ.

**AU NOM DU**

**CONSEIL D'EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICE**

**DATE : 26 MARS 2018**
**ANTHONY ROSE**
**PRÉSIDENT**

# ANNEXE 1
## AUDIENCES PUBLIQUES DU CETES SUR LA RMTG – 2017-2018

---

**4 décembre : Rankin Inlet – aucun participant**

**5 décembre : Baker Lake – 11 participants**

PARTICIPANT : Le député à l'Assemblée législative souligne que le tarif réel des locataires de logements sociaux (qui bénéficient de subventions du GN) est beaucoup plus bas que celui des propriétaires résidentiels. Les importantes subventions qu'ils reçoivent les encouragent à conserver leurs mauvaises habitudes de consommation. Il fait valoir que comme les propriétaires privés paient « plus cher », ils sont forcés de prendre des mesures pour réduire leur consommation d'énergie. Selon lui, il est injuste qu'il y ait deux tarifs, et les propriétaires privés devraient bénéficier de la même subvention que les locataires de logements sociaux.

Il croit aussi que les clients commerciaux devraient payer le même tarif que les clients résidentiels pour réduire le fardeau imposé à ces derniers.

Selon lui, ces deux facteurs découragent les résidents de devenir propriétaires, et tous les clients devraient payer le même tarif.

SEQ : La SEQ explique que les deux classes de consommateurs paient un tarif différent parce que les couts de prestation de service sont différents. S'il en coutait la même chose pour servir les deux groupes, les tarifs seraient les mêmes.

Elle explique également que les subventions sont établies par le GN et non par le processus règlementaire en cours.

PARTICIPANT : Le député à l'Assemblée législative se soulève le fait que le personnel de la SEQ à Baker Lake est privilégié comparativement aux autres propriétaires privés en raison de leur poste et de leurs avantages sociaux. Les propriétaires, eux, doivent payer des tarifs élevés, quels que soient leurs avantages sociaux, et qu'ils aient un revenu stable ou non.

Il répète également qu'il faudrait augmenter les tarifs des locataires de logements sociaux, car le fardeau imposé aux propriétaires privés est injuste et inéquitable. Selon lui, il devrait y avoir des mesures incitatives pour encourager les locataires de logements sociaux à réduire leur consommation, tout comme les propriétaires doivent le faire.

PARTICIPANT : Un participant avance qu'il faut sensibiliser et former la population pour qu'elle apprenne à utiliser l'électricité plus efficacement. Actuellement, les tarifs des locataires de logements sociaux sont si bas que ceux-ci gaspillent l'énergie et la chaleur en laissant leurs fenêtres ouvertes par temps froid. Il faut leur apprendre à économiser l'énergie.

PARTICIPANT : Un participant déplore qu'il n'y ait pas de tarif unique pour toutes les classes de consommateurs. Il est aussi d'avis que les locataires des logements sociaux devraient payer le

même tarif que les propriétaires privés, ou que les propriétaires privés devraient avoir de plus grosses subventions. Il croit aussi qu'il est important d'apprendre aux gens à réduire leur consommation.

Les propriétaires paient le « plein tarif », quelle que soit leur situation financière, contrairement aux locataires de logements sociaux.

Il semble appuyer l'uniformisation des tarifs dans l'ensemble du Nunavut, plaidant que les tarifs doivent être équitables pour toutes les localités.

SEQ : Tout d'abord, en ce qui a trait à la formation et à la sensibilisation, la SEQ indique qu'elle travaille sur des programmes visant à montrer à la population comment utiliser l'électricité efficacement. Elle mentionne également qu'elle commence à travailler sur la sensibilisation, en collaboration avec la Société d'habitation du Nunavut (SHN) et le Secrétariat du changement climatique. Depuis le printemps 2017, ils se sont concentrés sur une page Facebook, qu'il est possible de partager.

La SEQ tente aussi d'expliquer que le programme de subvention relève entièrement du GN et qu'il n'a rien à voir avec la RMTG : c'est le GN qui gère le programme de subvention, pas la SEQ, et cela ne passe pas par le processus de RMTG.

La SEQ précise qu'elle examinera le programme de subvention avec le GN et qu'elle lui fera part de ces commentaires.

PARTICIPANT : Un participant croit que le grand nombre de nouveaux logements sociaux (plus de 100) et les pratiques énergétiques de leurs occupants font augmenter les couts pour tous les autres consommateurs. Il indique que tous les clients résidentiels devraient avoir accès au même programme de subvention.

Il se dit aussi réellement préoccupé par le cout des nouvelles centrales qui remplacent la vieille infrastructure. L'ajout de ces centrales à la base tarifaire coutera cher.

PARTICIPANT : Un homme demande quelle sera l'incidence de la taxe sur le carbone proposée sur les tarifs d'électricité. Il suppose que le cout du combustible augmentera, après les réductions que les clients ont connues ces dernières années.

SEQ : Tous les clients de la SEQ ressentiront l'incidence de la taxe sur le carbone proposée, et tout sera plus cher dans l'ensemble, mais le GN et la SEQ discutent actuellement avec le gouvernement fédéral pour voir comment atténuer les conséquences. La SEQ explique également les principes de l'ASC, qui sert à atténuer l'impact des fluctuations du prix du combustible, par rapport aux couts utilisés pour établir les tarifs.

PARTICIPANT : Un participant considère que les fiches d'information sur l'économie d'énergie sont un gaspillage, et déplore l'accès très limité et peu abordable (et l'absence de subvention à cet effet) à de l'équipement, comme des panneaux solaires, livraison et installation comprises.

Il demande si la SEQ adopte une conception universelle pour le remplacement des centrales afin de réduire les couts.

Il demande également pourquoi on n'offre pas plus de chauffage à distance aux consommateurs, pour qu'ils puissent chauffer leur maison avec la chaleur générée par la production d'électricité.

SEQ : En ce qui concerne la conception des centrales, chaque localité est unique; par conséquent, si la SEQ peut établir des normes communes de conception, elle ne peut pas imposer un modèle de centrale universel. La SEQ souligne également que selon les pratiques d'approvisionnement du GN, ce dernier doit lancer un appel d'offres, et c'est pourquoi il est difficile d'assurer l'harmonisation de l'équipement. Toutefois, les plans de conception respectent des normes communes.

Les projets de chaleur résiduelle ne s'inscrivent pas dans le cadre du processus de RMTG et doivent être financés séparément. Jusqu'à présent, le gouvernement du Canada y a contribué, mais le financement des immobilisations est difficile à obtenir. Comme la rentabilité des projets de chaleur résiduelle laisse à désirer, il faut obtenir du financement spécial à faible taux d'intérêt.

PARTICIPANT : Un participant affirme que les compteurs ne permettent pas de distinguer les différents types de consommateurs, et que par conséquent, les tarifs commerciaux et résidentiels devraient être identiques.

SEQ : Elle tente à nouveau d'expliquer le modèle utilisé pour établir les couts du service.

PARTICIPANT : Un participant déplore que dès que le salaire des travailleurs augmente, une RMTG arrive, par exemple, et annule les effets de la hausse salariale. Préoccupé, il espère que ses commentaires auront une incidence sur l'issue de la RMTG.

PARTICIPANT : Un participant demande à la SEQ de lui communiquer la valeur totale des remboursements versés au titre de l'ASC au cours des deux dernières années.

SEQ : La SEQ communiquera cette information.

**6 décembre 2017 : Kugluktuk – 7 participants**

PARTICIPANT : Comment êtes-vous arrivés à ces tarifs?

SEQ : Les couts ont augmenté, notamment les frais de personnel et les tarifs des entrepreneurs. Pourtant, les tarifs n'ont pas augmenté depuis 2014. Nous avons établi les tarifs selon les ventes attendues et avons constaté qu'il y avait un manque à gagner. Ce manque doit être récupéré sur les ventes prévues.

La Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest avait fixé des tarifs différents pour chaque localité, et nous les avons généralement majorés d'un certain pourcentage. Une partie de notre proposition porte sur l'uniformisation des tarifs dans l'ensemble du territoire.

PARTICIPANT : Les logements sociaux sont en très mauvais état, et leurs portes et fenêtres ne sont pas étanches, ce qui crée des courants d'air. Ils sont surpeuplés et n'ont souvent jamais été rénovés. Comment pouvez-vous résoudre cette situation?

SEQ : Il est vrai que l'efficacité énergétique varie en fonction de l'âge des habitations. Nous avons instauré des programmes – et nous en créons encore – pour montrer aux gens comment réduire les pertes d'énergie. Nous collaborons avec le GN, le Secrétariat du changement climatique et la Société d'habitation du Nunavut à la mise en place d'un programme de sensibilisation conjoint axé sur l'utilisation judicieuse et efficace de l'énergie. (Commentaire de RGL : Nous devrions recommander d'exiger de la SEQ qu'elle collabore avec la Société d'habitation pour mieux entretenir les logements sociaux et ainsi réduire les pertes d'énergie.)

PARTICIPANT : Il y a un boum de construction d'édifices commerciaux. Est-ce que la hausse du nombre de clients commerciaux aura une incidence sur les tarifs résidentiels?

SEQ : Non, les tarifs résidentiels et commerciaux sont différents en raison des couts de prestation de service propre à chaque groupe de consommateur. Les couts associés aux consommateurs commerciaux ne seront pas facturés aux clients résidentiels.

PARTICIPANT : Certes, les tarifs semblent diminuer à Kugluktuk pour le moment, mais ils augmenteront à nouveau, n'est-ce pas?

SEQ : C'est vrai, l'inflation et la croissance feront augmenter nos couts, et pour combler la différence, il faudra augmenter les tarifs. Cela dit, à court terme, les tarifs de Kugluktuk sont en baisse. (Commentaire de RS : Même si c'est exactement ce qu'a dit Bruno, je doute que cette affirmation soit entièrement vraie si l'on tient compte du tarif réel [après la subvention] et du fait que le GN n'a pas confirmé ce qu'il adviendra de la subvention.) (Commentaire de NC : Aussi, une fois les tarifs uniformisés dans l'ensemble du Nunavut, les frais administratifs de la SEQ diminueront sans doute.)

**6 décembre 2018 : Rencontre avec le conseil de hameau de Kugluktuk**

Agent principal de l'administration (APA) : Est-ce que les tarifs tiennent compte de la nouvelle centrale proposée?

SEQ : Non, ils n'en tiendront compte que lorsqu'elle sera construite et en service, c'est-à-dire lorsqu'elle sera utilisée et utile.

Conseiller 1 : Les nouveaux couts ne sont-ils pas déjà répartis entre tous les consommateurs du Nunavut?

SEQ : Nous avons envisagé trois options :

a) Aucun changement. Majoration des tarifs des localités – pourcentage d'augmentation nécessaire selon nos besoins en revenus. C'est cette méthode qui était utilisée jusqu'à présent. (Les différents tarifs par localité ont été fixés à l'origine par la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest.)

b) Passage à un tarif harmonisé pour toutes les localités du Nunavut. Certaines d'entre elles verront leurs tarifs augmenter, tandis que d'autres les verront diminuer.
c) Majoration des tarifs au cas par cas, selon les couts de prestation de service dans chaque localité.

Nous proposons l'option b), qui répond à plusieurs objectifs définis dans notre présentation.

Conseiller 1 : Est-ce que le tarif des locataires de logements sociaux changera? Je parle ici des 6 ¢/kWh.

SEQ : Le tarif des locataires de logement sociaux est le même que celui des clients résidentiels, mais le GN leur octroie des subventions beaucoup plus importantes, c'est pourquoi ils ne paient que 6 ¢/kWh. Les programmes de subvention sont gérés uniquement par le GN et ne font pas l'objet d'examens externes. Leur examen ne relève pas non plus du CETES. (Commentaire de RS : Est-ce que c'est formulé correctement?)

Conseiller 2 : Pourquoi est-ce que le tarif résidentiel augmente tandis que le tarif commercial diminue?

SEQ : Si nous allons de l'avant avec l'uniformisation des tarifs au Nunavut, le tarif résidentiel à Iqaluit augmentera, et puisque la subvention pour les personnes ne résidant pas à Iqaluit correspond à 50 % du tarif d'Iqaluit, les tarifs des clients de l'extérieur de la capitale augmenteront aussi. C'est ainsi que fonctionne la subvention du GN actuellement, et les modalités sont à la discrétion du gouvernement.

Conseiller 1 et APA : Y a-t-il un risque que le GN élimine ou réduise ses investissements dans son programme de subvention?

SEQ : Le GN subventionne depuis longtemps les couts très élevés de l'énergie dans le territoire. Il est peu probable qu'il élimine ou modifie significativement son programme, car les résidents du Nunavut en souffriraient beaucoup.

APA : Que peut-on espérer en ce qui concerne les sources d'énergie renouvelable de remplacement?

SEQ : Toutes les sources d'énergie renouvelable que nous avons étudiées posent d'importants problèmes, notamment en raison de l'intermittence des vents et des jours sans soleil, mais surtout du financement, car il faut être prêt à payer pour des projets qui ne peuvent donner qu'un rendement à long terme. La SEQ est heureuse de soutenir les producteurs d'électricité indépendants, mais elle ne peut leur verser que la valeur des couts économisés en diésel.

Il est très difficile d'obtenir du financement pour des projets dont le recouvrement des couts se fait à si long terme.

Conseiller 1 : Le conseiller déplore le fait que la SEQ n'ait pas accès à de faibles taux d'intérêt pour les projets d'énergie renouvelable à l'instar des municipalités.

SEQ : C'est impossible à cause du seuil d'endettement maximal du GN.

Conseiller 1 : Peut-être que les municipalités devraient utiliser leur financement pour les projets d'énergie renouvelable. Le modèle de subvention du GN n'est plus viable; les municipalités doivent devenir plus autonomes.

SEQ : Nous sommes ouverts à ces projets, mais il faudra conclure des contrats adéquats pour maintenir nos activités actuelles.

Conseiller 3 : Quelle sera l'incidence de la future taxe sur le carbone?

SEQ : Le GN et le gouvernement fédéral sont en pourparlers sur la question. Si elle est imposée au Nunavut, la taxe sur le carbone s'élèvera à 10 $/tonne de $CO_2$ pour commencer. Il faudra alors recouvrer 1,5 million de dollars additionnels auprès des consommateurs, comme nos activités génèrent 150 kt de $CO_2$. (Commentaire de RGL : Ce chiffre passera à 7,5 millions lorsque la taxe aura atteint le montant prescrit de 50 $/tonne de $CO_2$.)

Maire : Le maire donne son appui à l'harmonisation des tarifs à l'échelle du territoire et met fin à la réunion.

**7 décembre 2017, Cambridge Bay – 10 participants**

PARTICIPANT : Je suis propriétaire d'une maison et d'un commerce, et je me demande s'il existe des programmes pour encourager les consommateurs à choisir des produits écoénergétiques, comme des DEL ou de nouvelles fenêtres, ou à faire des rénovations. Il y a aussi les chaudières, dont on fait la promotion et qui sont souvent subventionnées dans le Sud.

SEQ : Nous avons entamé des discussions avec la Société d'habitation du Nunavut et le Secrétariat du changement climatique (GN) pour explorer les pistes de solutions et sensibiliser la population à l'économie d'énergie. Toutefois, nous n'en sommes qu'à l'étape de discussion. De plus, nous attendons l'approbation du Conseil des ministres sur le programme de facturation nette. À l'avenir, la SEQ tiendra compte de la production indépendante d'électricité.

PARTICIPANT : En tant que propriétaires d'entreprises, nous devons investir dans des solutions écoénergétiques immédiatement afin de demeurer concurrentiels et viables. Il serait donc très utile d'avoir un programme de subvention pour nous aider à assumer les couts. Les discussions comme celles mentionnées par la SEQ ne semblent jamais porter fruit. Il y a eu beaucoup de discussions au cours des 20 dernières années, depuis l'époque où le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest avait un bureau des ressources renouvelables ici. Nous avons besoin d'un programme du genre maintenant. Nous faisons notre part parce que nous y sommes obligés si nous voulons limiter nos couts, mais l'excédent est refilé aux autres sous forme d'augmentation de loyer. Quand est-ce que le GN et la SEQ agiront?

PARTICIPANT : Êtes-vous capable d'électrifier nos cabanes éloignées?

SEQ : Ce serait difficile, car le réseau de distribution subirait des chutes de tension, ce qui nuirait à la qualité du service dans la localité.

PARTICIPANT : Prévoyez-vous remplacer la centrale de Cambridge Bay et construire la nouvelle à un autre endroit où elle génèrerait moins de bruit dans la localité?

SEQ : Cambridge Bay est l'une des 11 localités restantes dont la centrale devra être remplacée. Nous accordons la priorité aux localités où les besoins sont les plus criants. La nouvelle centrale sera située près du parc de stockage, puisque le site de la centrale actuelle ne serait pas assez grand. Par ailleurs, les autres localités trouvent les nouvelles centrales plus silencieuses.

**9 janvier 2018 : Pond Inlet – 17 participants**

PARTICIPANT : Est-ce que les tarifs harmonisés toucheront aussi les personnes âgées et les bénéficiaires de soutien du revenu du ministère des Services à la famille? Si oui, est-ce que les subventions seront bonifiées? Sinon, je ne suis pas d'accord.

SEQ : Bonne question. Les subventions relèvent du GN, et non de la SEQ ni du CETES, mais nous serons heureux de transmettre ces commentaires au gouvernement.

Nous ne pouvons rien promettre, mais nous pouvons affirmer que le gouvernement se penche sur la question et qu'il est conscient des difficultés de la population.

PARTICIPANT : Nous avons travaillé sur cette question des taux par le passé; je ne me souviens pas de tout, mais j'aimerais en savoir plus sur le processus qui était en place quand c'étaient les Territoires du Nord-Ouest qui s'en occupaient, quand vous dites que vous voulez harmoniser les tarifs. Pourquoi avez-vous mis tant de temps à vous engager dans ce processus?

Je ne veux pas que les tarifs soient harmonisés, parce que les localités n'ont pas le même nombre d'heures d'ensoleillement ni les mêmes températures.

À Pond Inlet, les lumières sont plus souvent allumées, et je ne crois pas que vous ayez tenu compte de ce facteur. Si vous harmonisez les tarifs, il faudra en tenir compte.

Quelle sera l'incidence pour les personnes âgées et les propriétaires résidentiels? Si vous allez de l'avant avec l'harmonisation, il faudra tenir compte des différences entre les localités. Mon fils travaille à la centrale d'Iqaluit, je sais que ça coute très cher et qu'il faut constamment remplacer l'équipement.

Et si nous utilisions de l'équipement écoénergétique, quelles seraient les retombées pour nous? Ce serait dans les centrales, ou il faudrait installer des panneaux solaires et des éoliennes?

Il y avait une éolienne ici, il a de nombreuses années, peut-être 60 ans; nous devrions peut-être envisager ces possibilités pour l'avenir. Il faudrait voir quelle option fonctionnerait le mieux et ne pas se contenter des génératrices. Comment pourrait-on aider les localités si nous décidons

d'aller de l'avant avec ces solutions? Tout coute cher ici, même la nourriture, et il faut en tenir compte.

S'il vous plait, n'oubliez pas que les localités n'ont pas les mêmes heures d'ensoleillement et les mêmes températures.

SEQ : Les tarifs par localité nous viennent des Territoires du Nord-Ouest. Aujourd'hui, ils sont fixés par région selon les différentes sources d'énergie utilisées.

Par ailleurs, nous travaillons sur des solutions énergétiques avec la SHN et le Secrétariat à l'énergie.

Pour ce qui a trait aux solutions énergétiques de remplacement, nous travaillons sur un plan en matière d'énergie solaire et éolienne qui devrait être terminé d'ici un an ou un an et demi, et qui devra être présenté au CETES. Cela dit, nous aurons toujours des centrales au diésel, parce que les énergies de remplacement ne sont pas toujours disponibles.

À court terme, nous croyons que la facturation nette sera approuvée d'ici la semaine prochaine ou un peu après, et que les propriétaires pourront installer leur propre dispositif de production d'énergie de remplacement pour réduire leur dépendance au diésel.

PARTICIPANT : La facturation semble irrégulière, et on nous charge des frais de retard. Une fois, on nous a même coupé l'électricité. Est-ce possible de réduire les tarifs?

SEQ : Nous pourrons discuter avec vous de votre problème de facturation après la réunion. En ce qui concerne la réduction des tarifs, nous devons couvrir nos dépenses, donc quand les prix augmentent, nous devons nous aussi augmenter nos tarifs.

Même si vous avez l'impression de recevoir vos factures plus souvent, sachez qu'elles sont toujours envoyées au même moment tous les mois. (Commentaire de Nadia : Peut-être qu'il y a un problème avec la poste à Pond Inlet? La livraison du courrier est peut-être plus lente?)

PARTICIPANT : La SEQ a essayé (d'harmoniser les tarifs) il y a environ quatre ans, mais les localités s'y sont opposées. Pourquoi n'étaient-elles pas d'accord? Quel était le problème?

Qu'est-ce qui vous laisse croire que ce sera accepté cette fois? Qu'avez-vous changé?

SEQ : On nous a demandé d'étudier les options de tarification, et c'est ce que nous avons fait. Nous en avons étudié trois : la première, conserver la structure tarifaire actuelle et continuer d'augmenter les tarifs d'un pourcentage donné pour l'ensemble du Nunavut; la deuxième, fixer des tarifs pour chaque localité; et la troisième, harmoniser les tarifs dans l'ensemble du territoire. Nous recommandons la troisième option, car nous croyons que c'est la meilleure. Je ne sais pas ce qui s'est produit la dernière fois, mais c'est pour ça que nous consultons la population. C'est le GN qui décidera s'il est temps d'harmoniser les tarifs ou non.

PARTICIPANT : Selon la proposition, les tarifs de Pond Inlet augmenteront de 28 $ en avril 2019 et de 22 $ par mois à la phase II. Je comprends ces chiffres, mais je me demande comment vous les avez obtenus. Sur quoi est fondé ce tarif harmonisé? Si le modèle de tarification ne changeait pas, quels seraient les tarifs?

SEQ : L'augmentation est fondée sur une consommation moyenne de 500 kWh par mois et sur le changement de cout unitaire de l'énergie proposé.

PARTICIPANT : C'est difficile de joindre les deux bouts l'hiver, quand il fait froid; toutes nos dépenses sont très élevées durant cette période, et les factures arrivent toutes au même moment. Au printemps, les choses se replacent. En avez-vous tenu compte pour l'Extrême-Arctique? Les couts ne sont pas répartis; est-il possible de les répartir sur toute l'année?

SEQ : Nous pouvons étudier la possibilité de répartir les paiements sur toute l'année pour alléger votre fardeau financier l'hiver.

PARTICIPANT : C'est bien que vous soyez ici pour recueillir les commentaires des ainés, parce que notre société repose sur la tradition orale. J'ai hâte de savoir ce qui sera mis en place, alors continuez de venir nous voir en personne.

PARTICIPANT : L'été, l'eau coule dans nos rivières. Avez-vous pensé à l'hydroélectricité?

SEQ : D'autres clients nous ont aussi demandé de laisser tomber le diésel. Nous menons des examens internes et étudions différentes options et les couts rattachés, dont l'hydroélectricité. Nous ne tenons pas obstinément au diésel. Nous devons simplement nous assurer que toutes les localités ont accès à une source d'énergie fiable. Nous n'avons pas terminé notre examen, mais nous étudions d'autres sources d'énergie qui viendraient s'ajouter au diésel.

PARTICIPANT : Merci d'être tous ici. Nous devons travailler ensemble. Je ne connais pas bien les coutumes Qallunaaq; nous, les Inuits, semblons parfois en colère ces temps-ci, nous nous sommes imprégnés de cette culture. Je veux que nous travaillions tous ensemble et que nous soyons plus bienveillants les uns envers les autres. Je me soucie des bénéficiaires d'assistance sociale : devront-ils payer plus? Si oui, c'est dommage, parce que c'est difficile de joindre les deux bouts. Nous devons nous entraider. Pour ce qui est du paiement des factures, je paie toujours les miennes. Ce serait humiliant d'être expulsé de chez moi. J'ai une maison et je paie toujours à temps. C'est tout ce que j'ai à dire.

SEQ : Le gouvernement se soucie des répercussions que ces changements auront sur les localités et les citoyens, il se penchera donc sur les prestations d'assistance sociale. La SEQ discutera de ces questions avec le GN, mais c'est lui qui prendra la décision.

**9 janvier 2018 : Igloolik – 19 participants**

PARTICIPANT : À quoi correspondent les saisons pour une consommation de 700 kW et de 1 000 kW?

SEQ : L'hiver correspond aux mois d'octobre à mars.

PARTICIPANT : J'aimerais en savoir plus sur les tarifs d'énergie. Vous comptez sur le diésel actuellement, mais est-ce que le diésel restera la solution unique, ou envisagez-vous d'adopter des sources d'énergie de remplacement à un moment donné?

SEQ : Pour vous donner une réponse courte, nous étudions les sources d'énergie de remplacement, comme les énergies solaire et éolienne, mais elles ne sont pas disponibles en tout temps, donc nous devons quand même avoir des centrales au diésel pour avoir une source d'énergie fiable en cas de besoin. Les solutions de remplacement coutent cher; nous les étudions, mais nous ne voulons pas faire grimper les prix. Nous avons aussi étudié l'énergie nucléaire, qu'on en dise du bien ou du mal. Nous envisageons toutes les sources d'énergie.

PARTICIPANT : En tant que maire, je regarde ce que nous payons pour les services publics. Notre centrale est juste à côté du collège, de l'école et de l'aréna, en plein cœur du hameau, et il y a des pannes de courant à cause de l'âge avancé des lignes électriques. Comme la centrale est si près de tous ces bâtiments publics, plusieurs s'inquiètent des ravages que pourrait causer un incendie. Bon nombre de nos lignes doivent être remplacées, car elles sont trop vieilles. On a entendu un bruit de claquement provenant d'une ligne hier. De plus, les majorations tarifaires sont lourdes à porter pour les résidents, comme toujours, et c'est inquiétant parce qu'ils sont limités financièrement, avec le cout de la vie déjà très élevé. Les personnes âgées non plus n'ont pas les moyens de payer ces tarifs majorés, sans compter qu'ils ne comprennent pas le langage utilisé sur les factures qu'ils reçoivent; ils ne comprennent donc pas pourquoi les tarifs augmentent. Je suis pour l'harmonisation des tarifs, et si ces tarifs sont approuvés, espérons que la SEQ offrira un meilleur service.

SEQ : Nous sommes conscients que l'augmentation des tarifs a une incidence sur la population, et nous ferons tout en notre pouvoir pour qu'ils demeurent abordables. Les pannes sont aussi un gros problème pour la SEQ. Elles coutent cher et nous causent des ennuis à nous aussi. Nous ferons tout notre possible pour réduire au maximum ce genre d'incident.

PARTICIPANT : Est-ce que les tarifs seront identiques pour les propriétaires résidentiels, les occupants de logements sociaux et les locataires? Est-ce que les propriétaires auront des subventions plus élevées qui rejoindront celles des occupants de logements sociaux?

SEQ : Les propriétaires paient plus que les occupants de logements sociaux. Nous n'avons pas de droit de regard sur les subventions, cette décision relève du GN. Nous discuterons des tarifs et des subventions avec lui pour lui faire part des commentaires de la population, mais c'est lui qui prendra la décision finale.

PRÉSIDENT : Quelle est la différence entre ce que paient les locataires, les personnes dont le logement est fourni par l'employeur, les propriétaires et les occupants de logements sociaux?

SEQ : Tous les clients résidentiels paient la même chose, sauf les occupants de logements sociaux, qui sont les seuls à recevoir des subventions plus généreuses.

**10 janvier 2018 : Cape Dorset – 21 participants**

PARTICIPANT : À quoi correspondent l'été et l'hiver?

SEQ : L'hiver correspond aux mois d'octobre à mars, et le reste de l'année est considéré comme l'été.

PARTICIPANT : Est-ce que les tarifs augmenteront une fois la centrale terminée?

SEQ : Le cout des centrales sera réparti à l'échelle du Nunavut. Lorsqu'une nouvelle centrale est mise en fonction, les couts sont ajoutés à la base tarifaire lors du prochain processus de RMTG, qui vise à fixer les nouveaux tarifs. Ainsi, les tarifs des localités (en particulier celles où les améliorations apportées aux immobilisations sont plus importantes pour des raisons techniques ou logistiques) ne bondissent pas en flèche lorsqu'une nouvelle centrale ouvre sur leur territoire.

PARTICIPANT : Est-ce que les subventions demeureront identiques?

SEQ : Les subventions relèvent entièrement du GN. Cela dit, nous avons eu des discussions préliminaires avec lui, et nous amassons de l'information additionnelle pour répondre à ses demandes et l'éclairer dans l'examen qu'il mène pour savoir comment sont utilisées les subventions. Nous pouvons lui transmettre des commentaires, mais l'établissement de la politique de subvention relève de sa compétence.

**11 janvier 2018, Iqaluit – 20 participants**

PARTICIPANT : Vous avez parlé d'une harmonisation tarifaire échelonnée sur six ans, mais la requête ne couvre que deux ans. À quoi doit-on s'attendre pour les quatre années suivantes?

SEQ : La prochaine requête portera sur les autres années, jusqu'à l'atteinte du tarif de 0,78 $ pour l'ensemble du Nunavut à la fin la période de transition de six ans. La majoration serait échelonnée également sur cette période.

PARTICIPANT : Est-ce que cette requête tient compte des répercussions de la tarification du carbone?

SEQ : Non. Grosso modo, on parle d'environ 1,5 million de dollars pour le taux prévu de 10 $/tonne et de 7,5 millions lorsqu'il atteindra 50 $/tonne. Puisque la SEQ émet environ 150 kilotonnes de $CO_2$ par année pour ses 15 000 clients, les couts seront de l'ordre de 500 $ par client lorsque la taxe sera entièrement mise en œuvre.

PARTICIPANT : Avez-vous tenu compte des répercussions de la hausse proposée sur le secteur privé et sur les propriétaires résidentiels? Iqaluit compte la plus grande proportion d'entreprises privées et de propriétaires résidentiels du Nunavut (environ 60 % et 70 % respectivement). Il faut évaluer les avantages dont bénéficieront les uns par rapport au fardeau imposé aux autres. Est-ce que la proposition vise à réduire les couts pour le GN au détriment des propriétaires privés?

SEQ : La SEQ ne fait pas ce genre d'analyse. La subvention est administrée par le gouvernement, et la SEQ lui fournira de l'information. C'est le GN qui détermine le montant de subvention qui convient.

PARTICIPANT : Est-ce que la SEQ a pensé moduler les tarifs (comme dans le Sud) pour répondre à la demande en période de pointe et hors pointe? (Question posée par le propriétaire d'une future entreprise de fabrication.)

SEQ : Dans le Sud, la tarification selon l'heure de consommation sert à équilibrer la demande et à mieux gérer la capacité. Dans le Sud, on s'appuie sur le concept de « répartition optimale de la production » pour différer les dépenses en immobilisations.

Le modèle du Nunavut est différent. Nous n'utilisons pas de grille tarifaire. Notre principal objectif consiste à produire suffisamment d'énergie pour répondre à la demande en période de pointe, et pour ce qui a trait à l'efficacité, à implanter le matériel de production d'énergie le plus efficace possible.

PARTICIPANT : Qui achète votre combustible?

SEQ : La Division des produits pétroliers (DPP) achète le combustible sur le marché et le revend à la SEQ.

PARTICIPANT : Par le passé, on a applaudi l'achat de combustible à un prix extrêmement bas, puis, quand on en a acheté à un prix exorbitant, c'était le silence. Quelle est l'incidence des prix sur les consommateurs?

SEQ : Chaque année, en janvier, le GN publie la liste des prix du combustible. Notre tarif figure dans cette liste; il n'est pas subventionné, la SEQ paie le plein prix. C'est pourquoi il est différent des autres tarifs, qui eux sont subventionnés. La DPP et la SEQ entretiennent une relation commerciale.

PARTICIPANT : Je suis inquiet pour les propriétaires résidentiels qui doivent composer avec la hausse des tarifs d'énergie et du combustible. Est-ce que la SEQ tient compte de la taille des ménages en ce qui concerne le seuil de 700 kWh?

SEQ : La SEQ ne fait aucune distinction entre les ménages d'une personne et ceux de quatre ou cinq personnes. Il s'agit d'un modèle plutôt courant dans les autres provinces et territoires.

PARTICIPANT : Est-ce que la SEQ a une idée de la majoration tarifaire qui résultera des projets d'immobilisations actuellement en cours?

SEQ : Le cout d'un projet dans une localité est assumé par tout le territoire. Nous sommes conscients de l'importance de l'augmentation entre le tarif aujourd'hui en vigueur à Iqaluit et celui de 0,78 $ pour l'ensemble du Nunavut. Mais cette hausse est inévitable. Chaque fois qu'une nouvelle centrale est ajoutée à la base tarifaire, les tarifs augmentent.

PARTICIPANT : Des solutions énergétiques de remplacement ont été proposées aux clients résidentiels, et les surplus servent à alimenter le réseau. Est-ce que cette option sera aussi offerte aux clients non résidentiels?

SEQ : Vous parlez du programme de facturation nette de la SEQ. Les clients résidentiels peuvent produire jusqu'à 10 kWh sur leur propriété. Les surplus peuvent servir à alimenter le réseau de la SEQ et sont crédités ultérieurement. Les crédits restants sont ramenés à zéro le 31 mars de chaque année.

Nous travaillons actuellement sur le déploiement du programme à plus grande échelle, mais il faudra modifier la loi et la règlementation et revoir les modalités de service.

Le programme pour les producteurs d'électricité indépendants sera mis en œuvre en temps et lieu. Différentes options sont étudiées, que ce soit l'énergie solaire ou nucléaire. Cependant, ces systèmes ne sont pas forcément fiables, car leur production est intermittente. C'est pourquoi la SEQ doit quand même conserver une source de production fiable.

PARTICIPANT : Quelles sont vos prévisions à l'égard de la facturation nette? Pensez-vous qu'elle sera très populaire?

SEQ : Nous croyons que l'intérêt est là, mais que plusieurs seront rapidement freinés par les couts. Les Territoires du Nord-Ouest ont fixé une limite. Nous ferons de même pour pouvoir mesurer l'incidence technique du programme sur le système existant.

PARTICIPANT : La SEQ a-t-elle envisagé d'acheter une grande quantité de panneaux solaires pour que les ménages aient accès à de meilleurs couts?

SEQ : Nous étudions la question, mais rien n'a encore été fait. La question du cout des panneaux est intéressante; les prix sont en baisse. Au final, ce seront sans doute les frais de livraison et d'installation qui seront les plus problématiques. Il est très couteux de réussir à arriver à ce qu'on appelle la « parité réseau ».

**12 janvier 2018 : Qikiqtarjuaq – Aucun participant**

**13 janvier 2018 : Iqaluit – 10 participants (aucune question)**