

**Requête en majoration tarifaire générale
de 2022-2023
de la Société d'énergie Qulliq**

Mars 2022

TABLE DES MATIÈRES

1.0	INTRODUCTION ET REQUÊTE	1-1
1.1	REQUÊTE.....	1-1
1.2	CONTEXTE	1-1
1.3	APERÇU DE LA REQUÊTE	1-3
2.0	VUE D'ENSEMBLE DE LA SOCIÉTÉ	2-1
2.1	INTRODUCTION.....	2-1
2.2	APERÇU DE LA SOCIÉTÉ.....	2-1
2.3	DÉFIS ET POSSIBILITÉS SE PRÉSENTANT À LA SOCIÉTÉ	2-2
2.4	MESURES PRISES POUR ATTÉNUER L'INCIDENCE SUR LES CLIENTS	2-4
3.0	VENTES DE LA SOCIÉTÉ ET BESOINS EN MATIÈRE DE PRODUCTION... ..	3-1
3.1	INTRODUCTION.....	3-1
3.2	DESCRIPTION GÉNÉRALE DU RÉSEAU ET DÉVELOPPEMENTS DEPUIS LA RMTG DE 2018-2019.....	3-1
3.2.1	INSTALLATIONS.....	3-1
3.2.2	CHANGEMENTS IMPORTANTS SURVENUS DANS LES INSTALLATIONS DEPUIS LA RMTG DE 2018-2019.....	3-2
3.2.3	TENDANCES DE LA SOCIÉTÉ DEPUIS LA RMTG DE 2018-2019.....	3-3
3.2.4	REVENUS NE PROVENANT PAS DE LA VENTE D'ÉLECTRICITÉ	3-9
3.3	MÉTHODES PRÉVISIONNELLES DE LA DEMANDE	3-10
3.3.1	PRÉVISIONS RELATIVES AUX CLIENTS.....	3-11
3.3.2	PRÉVISION RELATIVE AUX VENTES.....	3-13
3.3.3	PRÉVISION RELATIVE À LA PRODUCTION	3-15
3.3.4	BESOINS EN CARBURANT	3-15

3.3.5	PRÉVISIONS RELATIVES AUX REVENUS NE PROVENANT PAS DE LA VENTE D'ÉLECTRICITÉ	3-16
4.0	BESOIN EN REVENUS	4-1
4.1	INTRODUCTION.....	4-1
4.2	VARIATION DU BESOIN EN REVENUS DEPUIS LA RMTG DE 2018-2019 :.....	4-3
4.3	DÉPENSES DE FONCTIONNEMENT ET D'ENTRETIEN HORS COMBUSTIBLE.....	4-4
4.3.1	SALAIRES ET TRAITEMENTS.....	4-5
4.3.2	FOURNITURES ET SERVICES	4-7
4.3.3	DÉPLACEMENTS ET HÉBERGEMENT.....	4-8
4.4	COMBUSTIBLE DE PRODUCTION	4-9
4.5	CHARGE D'AMORTISSEMENT	4-2
4.6	RENDEMENT DE LA BASE TARIFAIRE	4-3
4.6.1	STRUCTURE FINANCIÈRE.....	4-5
4.6.2	COÛT MOYEN DE LA DETTE À LONG TERME	4-5
4.6.3	CAPITAL SANS COÛT	4-6
4.6.4	RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES.....	4-6
5.0	VARIANCE PAR RAPPORT AUX REVENUS AUX TARIFS EN VIGUEUR	5-1
5.1	INTRODUCTION.....	5-1
5.2	VARIANCES PAR RAPPORT AU BESOIN EN REVENUS DE 2018-2019	5-1
5.3	VARIANCES PAR RAPPORT AUX TARIFS D'ÉNERGIE DE BASE EXISTANTS.....	5-3
6.0	BASE TARIFAIRE	6-1
6.1	INTRODUCTION.....	6-1
6.2	CONTRIBUTIONS GOUVERNEMENTALES ET DES CLIENTS.....	6-2
6.3	VALEUR BRUTE DES INSTALLATIONS EN SERVICE	6-2

6.4	AMORTISSEMENT CUMULÉ.....	6-4
6.5	FONDS DE ROULEMENT	6-4
7.0	ÉTUDE SUR LES COÛTS DE SERVICE ET RÉSULTATS	7-1
7.1	INTRODUCTION.....	7-1
7.2	RATIOS DES REVENUS PAR RAPPORT À LA COUVERTURE DES COÛTS POUR LES CATÉGORIES ET COÛTS UNITAIRES.....	7-3
8.0	CONCEPTION TARIFAIRE	8-1
8.1	INTRODUCTION.....	8-1
8.2	EXAMEN DE LA STRUCTURE TARIFAIRE DU NUNAVUT	8-1
8.2.1	RÉPERCUSSIONS DES RAJUSTEMENTS TARIFAIRES ANTÉRIEURS SUR LES TARIFS D'ÉNERGIE DES COLLECTIVITÉS.....	8-4
8.2.2	RÉPERCUSSIONS DES PROJETS D'IMMOBILISATIONS SUR LES TARIFS D'ÉNERGIE	8-6
8.2.3	POSSIBILITÉS EN MATIÈRE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN VERTU DE STRUCTURES TARIFAIRES DIFFÉRENTES	8-8
8.2.4	SOMMAIRE.....	8-9
8.3	CRITÈRES ET OBJECTIFS DE LA CONCEPTION TARIFAIRE.....	8-10
8.4	PROPOSITION TARIFAIRE POUR 2022-2023	8-12
8.5	ESTIMATIONS DES RÉPERCUSSIONS SUR LA FACTURE EN FONCTION DE LA PROPOSITION TARIFAIRE DE 2022-2023	8-15
8.6	AUTRES OPTIONS DE STRUCTURE TARIFAIRE UNIQUE POUR TOUT LE TERRITOIRE.....	8-16
9.0	RÉPONSES AUX RECOMMANDATIONS DU CETES	9-1
9.1	INTRODUCTION.....	9-1
9.2	RAPPORT DU CETES 2018-01 SUR LA RMTG DE 2018-2019 DE LA SÉQ.....	9-1

9.2.1	Mécanismes redditionnels pour la mise hors service, l'aliénation et la radiation d'immobilisations corporelles	9-1
9.2.2	Mécanismes permettant la vérification des inventaires physiques.....	9-2
9.2.3	Retrait des actifs qui ne sont plus utilisés de l'étude sur l'amortissement.....	9-4
9.2.4	Provision pour la valeur de récupération nette	9-4
9.2.5	Ratio revenus-coûts plus élevé pour le gouvernement dans le cadre de l'harmonisation tarifaire.....	9-6
9.3	RAPPORT DU CETES 2017-02 SUR LA REQUÊTE DE LA SÉQ RELATIVE AU PROGRAMME DE FACTURATION NETTE	9-7
9.3.1	Perte de charge et de revenus attribuable à la facturation nette	9-7
9.3.2	Plan stratégique relatif aux programmes d'énergie renouvelable	9-7

LISTE DES ANNEXES

Annexe A : Sommaire de la production, des ventes et des revenus

Annexe B : Acquisition d'immobilisations

Annexe C : Méthodes d'étude du coût du service

Annexe D : Coût du service à l'échelle du territoire

Annexe E : Glossaire

LISTE DES TABLEUX

Tableau 3.1: Ventes de la Société – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023	3-4
Tableau 3.2: Prévision des revenus tirés de la vente d'électricité aux tarifs en vigueur – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 et celles de 2022-2023.....	3-8
Tableau 3.3: Production, pertes et puissance de service – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023	3-9
Tableau 3.4: Revenus ne provenant pas de la vente d'électricité – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023	3-9
Tableau 4.1: Besoin en revenus de 2022-2023 (en milliers de dollars).....	4-2
Tableau 4.2: Besoin en revenus – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023 (en milliers de dollars).....	4-3
Tableau 4.3: Dépenses de fonctionnement et d'entretien hors combustible – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023 (en milliers de dollars)	4-4
Tableau 4.4: Production, consommation de combustible et coût de combustible – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023	4-1
Tableau 4.5: Charge d'amortissement – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023 (en milliers de dollars)	4-3
Tableau 4.6: Rendement de la base tarifaire – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023 (en milliers de dollars)	4-4

Tableau 5.1: Variance des revenus aux tarifs en vigueur pour 2022-2023 (en milliers de dollars)	5-2
Tableau 5.2: Variance par rapport aux revenus aux tarifs en vigueur Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023 (en milliers de dollars)	5-3
Tableau 5.3: par rapport aux revenus aux tarifs en vigueur (en milliers de dollars)	5-4
Tableau 6.1: Valeur brute des installations en service (en milliers de dollars)	6-3
Tableau 6.2: Amortissement cumulé (en milliers de dollars)	6-4
Tableau 7.1: Résultats de l'étude sur les coûts de service et coûts unitaires moyens pour 2022-2023	7-4
Tableau 7.2: Résultats de l'étude sur les coûts de service et coûts unitaires moyens de l'énergie e fonction du niveau actuel des frais clients et des primes de puissance	7-5
Tableau 8.1: Comparaison des augmentations tarifaires antérieures	8-5
Tableau 8.2: Comparaison des répercussions de la nouvelle centrale électrique de Kugaaruk sur le tarif moyen	8-7
Tableau 8.3: Comparaison des ratios RRC des clients gouvernementaux et non gouvernementaux	8-14
Tableau 8.4: Répercussions de la proposition tarifaire de 2022-2023 sur la facture par rapport aux tarifs en vigueur.....	8-15

1 **1.0 INTRODUCTION ET REQUÊTE**

2 **1.1 REQUÊTE**

3 Par les présentes, la Société d'énergie Qulliq (la « Société » ou la « SÉQ ») présente la
4 phase I et la phase II de sa requête en majoration tarifaire générale (la « RMTG ») pour
5 l'exercice de référence 2022-2023 et demande, en vertu de l'article 12 de la Loi sur le
6 Conseil d'examen des taux des entreprises de service, les instructions suivantes du
7 ministre :

- 8 • l'approbation de la prévision de la Société relative au besoin en revenus de
9 144,015 millions de dollars pour l'exercice de référence 2022-2023, présentée
10 dans l'annexe 4.1;
- 11 • l'approbation de la proposition tarifaire de la Société en vigueur au
12 1^{er} octobre 2022, présentée dans les annexes 8.1 à 8.2;
- 13 • toutes autres instructions subséquentes relevant du ministre que la Société peut
14 requérir et que le ministre estime à propos.

15 **1.2 CONTEXTE**

16 La lettre du 26 mai 2011, que le ministre a adressé au Conseil d'examen des taux des
17 entreprises de service (le « CETES ») au sujet du rapport 2011-01 du CETES,
18 mentionnait que la SÉQ déposera une requête en majoration tarifaire générale tous les
19 trois ans et que, dans la mesure du possible, la SÉQ entendait présenter les futures
20 requêtes avant l'exercice de référence en question.

1 La Société a déposé les phases I et II les plus récentes de la RMTG pour l'exercice de
2 référence 2018-2019 auprès du ministre le 27 octobre 2017. Le ministre a porté la
3 question devant le CETES aux fins d'examen et de recommandations, conformément à
4 l'article 12 de la Loi sur le Conseil d'examen des taux des entreprises de service.

5 Le CETES a réalisé son examen de la RMTG et a publié un rapport définitif (rapport 2018-
6 01) le 26 mars 2018. À la suite de l'examen du rapport, le ministre responsable a donné
7 à la SÉQ les instructions suivantes datant du 30 mai 2018 :

- 8 a. d'imposer une hausse de tarifs de 6,6 % sur deux ans, en date du 1^{er} mai 2018
9 et du 1^{er} avril 2019, les nouveaux tarifs étant énoncés dans les annexes relatives
10 aux tarifs ci-joints; and
- 11 b. d'accepter les conditions de prestation des services révisées qui entrent en
12 vigueur le 1^{er} mai 2018.

13 Les instructions du 30 mai 2018 rejetaient aussi la proposition de la SÉQ consistant à
14 passer à une structure tarifaire à l'échelle territoriale, et le ministre a demandé à la SÉQ
15 de travailler avec le ministère des Finances du gouvernement territorial à l'examen du
16 programme de subventions à la consommation d'énergie du Nunavut pour que les
17 besoins de tous les Nunavummiut soient pris en considération.

1 **1.3 APERÇU DE LA REQUÊTE**

2 La requête est structurée de la façon suivante :

- 3 • le chapitre 2 présente une vue d'ensemble de la Société;
- 4 • le chapitre 3 porte sur les ventes de la Société et les besoins en matière de
5 production;
- 6 • le chapitre 4 porte sur le besoin en revenus pour l'exercice de référence;
- 7 • le chapitre 5 porte sur le manque à gagner aux tarifs en vigueur;
- 8 • le chapitre 6 porte sur la base tarifaire de la Société;
- 9 • le chapitre 7 porte sur l'étude du coût du service et ses résultats;
- 10 • le chapitre 8 porte sur la proposition de la Société quant à la conception tarifaire,
11 ainsi que sur les rajustements tarifaires proposés à compter du 1er octobre 2022;
- 12 • le chapitre 9 présente les réponses aux recommandations précédemment
13 formulées par le CETES.

1 2.0 VUE D'ENSEMBLE DE LA SOCIÉTÉ

2 2.1 INTRODUCTION

3 Ce chapitre propose une description générale de la Société, de son environnement
4 opérationnel ainsi que des défis et possibilités actuels et futurs qui la concernent :

- 5 • la vue d'ensemble de la Société;
- 6 • les défis et les possibilités se présentant à la Société;
- 7 • les mesures prises pour atténuer l'incidence sur les clients.

8 2.2 APERÇU DE LA SOCIÉTÉ

9 Le 1^{er} avril 2001, la Société d'énergie du Nunavut prenait en charge le mandat de fournir
10 de l'électricité aux communautés du Nunavut. Rebaptisée Société d'énergie Qulliq en
11 2003, elle est la propriété exclusive du gouvernement du Nunavut (« GN »).

12 La Société d'énergie Qulliq (« SÉQ ») est constituée et régie en vertu de la *Loi sur la*
13 *Société d'énergie Qulliq*. Les tarifs des services d'électricité qu'elle fournit sont approuvés
14 par le ministre responsable selon les directives du Conseil d'examen des taux des
15 entreprises de service, conformément à la *Loi sur le Conseil d'examen des taux des*
16 *entreprises de service*.

17 Seule productrice et distributrice d'électricité au Nunavut, la SÉQ compte environ
18 15 500 clients dans l'ensemble du territoire. La Société produit et distribue de l'électricité
19 aux Nunavummiut en exploitant des centrales diesel autonomes dans 25 collectivités,
20 répondant à des demandes de pointe allant d'environ 200 kW à Grise Fiord à 10 MW à

1 Iqaluit. L'entretien des installations mécaniques et électriques et des lignes est effectué
2 par trois centres régionaux, et les activités de la Société sont gérées à partir du siège
3 social de Baker Lake et des bureaux administratifs d'Iqaluit.

4 **2.3 DÉFIS ET POSSIBILITÉS SE PRÉSENTANT À LA SOCIÉTÉ**

5 La Société sert une population d'environ 39 000¹ habitants répartis sur un territoire de
6 2,1 millions de kilomètres carrés. Comme les réseaux électriques sont isolés les uns des
7 autres et ne sont aucunement interreliés, la planification et l'exploitation de chacun
8 doivent être assurées de manière indépendante. Ce contexte unique a une incidence
9 profonde sur les activités de la Société, et ce, dans l'ensemble de la région qu'elle
10 dessert. La SÉQ est la seule société d'énergie au Canada sans ressources énergétiques
11 locales importantes ni de capacité de distribution d'électricité régionale, ce qui crée une
12 dépendance considérable envers les combustibles fossiles.

13 De manière à assurer la livraison sûre et fiable d'électricité, la SÉQ procède à la
14 planification à long terme de ses immobilisations afin de déterminer quelles installations
15 nécessitent une mise à niveau ou une expansion, et quelles autres ont atteint la fin de
16 leur vie utile et doivent être complètement rebâties. La SÉQ explore également la
17 possibilité d'intégrer certaines technologies énergétiques de substitution émergentes au
18 cycle de planification des immobilisations.

¹ Source : Bureau de la statistique du Nunavut, population du Nunavut au 1^{er} juillet 2019
<http://www.stats.gov.nu.ca/fr/home.aspx>

1 En outre, la Société demeure engagée à réduire la dépendance du Nunavut envers les
2 combustibles fossiles. La SÉQ continue d'explorer les sources d'énergie renouvelable et
3 de mettre en œuvre des initiatives de conservation viables sur le plan financier et le plan
4 environnemental. Voici quelques exemples de ce travail :

- 5 • La SÉQ a lancé un programme de facturation nette en janvier 2018 afin de
6 permettre aux clients d'installer des sources d'énergie renouvelable pouvant
7 fournir des surplus d'énergie à la SÉQ, et de les aider à acquérir des
8 connaissances techniques additionnelles sur la mise en place du processus de
9 facturation nette.
- 10 • La SÉQ a aussi lancé le nouveau programme pour les producteurs d'électricité
11 commerciaux et institutionnels (PÉCI) en mai 2021. Le programme est conçu pour
12 permettre aux clients commerciaux et institutionnels actuels (ministères
13 gouvernementaux, hameaux, entreprises) de produire de l'électricité au moyen de
14 systèmes d'énergie renouvelable, puis de la vendre à la SÉQ. Les participants au
15 programme seront payés pour l'énergie qu'ils produisent et vendent à la SÉQ au
16 tarif équivalant aux économies liées au carburant diesel de la Société.
- 17 • En 2017, la SÉQ a commencé à remplacer tous les lampadaires conventionnels
18 au Nunavut par des lampadaires à DÉL (diode électroluminescente) à haute
19 efficacité énergétique, avec comme objectif de terminer la conversion des
20 lampadaires au plus tard en 2024. Les lampadaires à diodes électroluminescentes
21 offrent plusieurs avantages par rapport aux lampadaires conventionnels. En plus
22 des économies d'énergie, les DÉL durent cinq fois plus longtemps que les

1 ampoules conventionnelles, entraînant des économies importantes des frais de
2 fonctionnement et d'entretien. Les ampoules à DÉL sont aussi plus lumineuses,
3 améliorant la visibilité sur les routes pendant l'hiver.

4 • La SÉQ procède à un remplacement à la centrale électrique de Kugluktuk qui
5 comprend l'installation d'un panneau solaire de 500 kW avec capacité de
6 stockage, alors que la Société poursuit ses demandes de financement auprès de
7 programmes fédéraux afin d'investir davantage dans les technologies éoliennes
8 et solaires. En outre, tous les remplacements effectués à la centrale électrique par
9 la SÉQ peuvent être intégrés à des sources d'énergie renouvelable.

10 **2.4 MESURES PRISES POUR ATTÉNUER L'INCIDENCE SUR LES CLIENTS**

11 La SÉQ et le gouvernement du Nunavut ont pris des mesures afin d'atténuer l'incidence
12 des tarifs sur les clients. Il s'agissait entre autres de contenir le besoin en revenus dans
13 la mesure du possible, mais sans sacrifier la sécurité et la fiabilité, et de mettre au point
14 des mesures permettant d'offrir aux clients les avantages liés à une transition encadrée
15 vers les tarifs majorés nécessaires.

16 Voici quelques-unes des mesures les plus marquantes :

17 • **Amélioration du rendement du combustible** : La RMTG de 2018-2019 de la
18 SÉQ a montré une amélioration du rendement du combustible de 3,76 kWh/litre
19 par rapport à une moyenne de 3,71 kWh/litre dans la RMTG de 2014-2015. Dans
20 la requête actuelle, le rendement du combustible à l'échelle de la SÉQ s'est
21 amélioré, atteignant 3,77 kWh pour les prévisions de 2022-2023.

- 1 • **Améliorations de la puissance de service** : La puissance de service a été
2 réduite dans le cadre de différentes initiatives et modernisations de la centrale. La
3 prévision de la puissance de service pour l'exercice de référence 2022-2023 est
4 inférieure (production de 3,1 %) par rapport à la prévision de 2018-2019
5 (production de 3,3 %), ainsi que celle de 2014-2015 (production de 3,5 %).
- 6 • **Proposition de tarifs uniques pour tout le territoire** : Dans les instructions
7 ministérielles du 30 mai 2018, le ministre a demandé à la SÉQ de travailler avec
8 le ministère des Finances du gouvernement du Nunavut à l'examen du programme
9 de subventions à la consommation d'énergie du Nunavut existant afin d'élaborer
10 une structure tarifaire qui tiendrait compte des besoins de tous les Nunavummiut.
11 Dans la présente requête, la Société propose d'aller de l'avant avec des tarifs
12 uniques pour tout le territoire afin d'éviter les augmentations des factures des
13 clients non gouvernementaux causées par les rajustements tarifaires. Cette
14 approche est conforme aux objectifs de la politique du gouvernement du Nunavut
15 et respecte les valeurs de la société inuite. Elle concorde également avec la
16 recommandation du Conseil d'examen des taux des entreprises de service dans
17 le rapport 2018-01 qui consiste à adopter des ratios revenus-coûts plus élevés
18 pour les clients gouvernementaux, en vue de réduire au minimum les effets
19 néfastes d'une majoration tarifaire importante sur l'investissement et la croissance
20 économique au Nunavut. De plus, elle prévoit une plus grande stabilité des tarifs
21 à l'échelle du territoire et partage les avantages liés aux possibilités du programme
22 d'énergie renouvelable avec les clients partout dans le territoire. Des détails
23 additionnels sur les propositions de tarifs de la Société se trouvent au chapitre 8

1 **3.0 VENTES DE LA SOCIÉTÉ ET BESOINS EN MATIÈRE DE PRODUCTION**

2 **3.1 INTRODUCTION**

3 La RMTG de 2022-2023 de la SÉQ indique le besoin en revenus déterminé en fonction
4 des coûts qu'il faudra payer pour assurer le fonctionnement du réseau et répondre à la
5 demande qui devrait augmenter au cours de l'exercice de référence.

6 La présente section contient des détails précis sur le réseau de la SÉQ, la demande et
7 les besoins en matière de production et de carburant, notamment :

- 8 • une description générale du réseau et une comparaison des prévisions de 2018-
9 2019 avec celles de 2022-2023;
- 10 • les méthodes prévisionnelles de 2022-2023.

11 L'annexe 3.1 présente les ventes, les revenus, les pertes en ligne ainsi que les besoins
12 en matière de production et de carburant de la Société pour les exercices 2018-2019,
13 2019-2020 et 2020-2021, ainsi que les prévisions de 2021-2022 et 2022-2023. Des
14 précisions concernant chacune des collectivités sont présentées à l'annexe A.

15 **3.2 DESCRIPTION GÉNÉRALE DU RÉSEAU ET DÉVELOPPEMENTS DEPUIS LA RMTG** 16 **DE 2018-2019**

17 **3.2.1 INSTALLATIONS**

18 Seule productrice et distributrice d'énergie du Nunavut, la SÉQ fournit des services à des
19 clients de détail dans 25 collectivités. Elle ne compte actuellement aucun client industriel

1 ou client grossiste. La SÉQ alimente les 25 collectivités en énergie au moyen de centrales
2 fonctionnant au diesel.

3 **3.2.2 CHANGEMENTS IMPORTANTS SURVENUS DANS LES INSTALLATIONS DEPUIS** 4 **LA RMTG DE 2018-2019**

5 Les installations de la SÉQ ont connu plusieurs changements depuis la RMTG de 2018-
6 2019, qui ont eu une incidence notable sur la facture d'électricité au Nunavut. Ces
7 changements sont résumés ci-dessous.

8 **Centrale électrique de Kinngait** : La SÉQ a achevé la construction et la mise à l'essai
9 de la nouvelle centrale électrique de Kinngait pendant l'exercice financier 2018-2019. Un
10 permis pour projet majeur a été accordé par arrêté ministériel le 7 juin 2011,
11 conformément à la recommandation figurant dans le rapport du CETES 2011-03 datant
12 du 6 juin 2011.

13 **Centrale électrique de Grise Fiord** : Le projet de remplacement de la centrale de Grise
14 Fiord a été achevé pendant l'exercice financier 2018-2019. Un permis pour projet majeur
15 a été accordé par arrêté ministériel le 13 mars 2014, conformément à la recommandation
16 figurant dans le rapport du CETES 2014-02 datant du 20 février 2014.

17 **Centrale électrique d'Arctic Bay** : Un permis pour projet majeur a été accordé pour une
18 nouvelle centrale électrique à Arctic Bay par arrêté ministériel le 26 février 2020,
19 conformément à la recommandation figurant dans le rapport du CETES 2020-01 datant
20 du 5 février 2020.

1 **Modernisation du réservoir de carburant en vrac et du système d'alimentation en**
2 **carburant à Iqaluit** : La SÉQ a modernisé les installations de réservoir de carburant en
3 vrac et de conduite d'alimentation en carburant à Iqaluit, construisant un deuxième
4 réservoir de stockage en carburant de 5,7 millions de litres, modernisant la berme de
5 confinement du carburant du réservoir à la centrale électrique d'Iqaluit et remplaçant
6 600 mètres du pipeline à paroi simple existant servant à l'acheminement de carburant
7 vers la centrale d'Iqaluit. Ce projet de modernisation du système d'alimentation en
8 carburant a été achevé en 2019-2020.

9 **Remplacements de groupes de production** : La SÉQ a procédé à la modernisation
10 des groupes de production à Rankin Inlet, à Coral Harbour et à Chesterfield Inlet en 2019-
11 2020, à Pond Inlet en 2020-2021, et à Whale Cove, à Gjoa Haven et à Clyde River en
12 2021-2022.

13 **3.2.3 TENDANCES DE LA SOCIÉTÉ DEPUIS LA RMTG DE 2018-2019**

14 Depuis la RMTG de 2018-2019, la Société a connu un certain nombre de changements
15 en matière de demande et de production. Cette section présente une comparaison des
16 prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de l'exercice de référence 2022-2023.

17 **Total des ventes**

18 Le tableau 3.1 présente une comparaison du total des ventes prévues des exercices de
19 référence 2018-2019 et 2022-2023.

**Tableau 3.1:
Ventes de la Société – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023**

	2018-2019 Prévisions de la RMTG	2022-2023 Prévisions	Croissance annuelle moyenne	Écart en MWh
Ventes par classe de tarification (MWh)				
Résidentielle	67 763	71 135	1,2 %	3 372
Commerciale	109 139	110 308	0,3 %	1 169
Éclairage des rues	1 949	1 691	-3,5 %	(257)
Total des ventes	178 851	183 135	0,6 %	4 284

Le total des ventes prévues de 2022-2023 dépasse de 4 284 MWh la prévision de la RMTG de 2018-2019, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de 0,6 %.

La croissance annuelle moyenne prévue reflète certaines collectivités ayant une hausse importante des ventes et certaines collectivités ayant une baisse des ventes.

Les collectivités ayant des hausses importantes des ventes comprennent Kugaaruk, Rankin Inlet, Pangnirtung, Pond Inlet et Sanikiluaq :

- les ventes prévues pour Kugaaruk sont passées de 2 752 MWh dans la RMTG de 2018-2019 à 3 481 MWh en 2022-2023 (une hausse de 26,5 %). Kugaaruk représente 1,9 % du total des ventes prévues de la Société;
- les ventes prévues pour Rankin Inlet sont passées de 17 006 MWh dans la RMTG de 2018-2019 à 18 187 MWh en 2022-2023 (une hausse de 6,9 %). Rankin Inlet représente 9,9 % du total des ventes prévues de la Société;
- les ventes prévues pour Pangnirtung sont passées de 6 029 MWh dans la RMTG de 2018-2019 à 6 723 MWh en 2022-2023 (une hausse de 11,5 %). Pangnirtung représente 3,7 % du total des ventes prévues de la Société;

- 1 • les ventes prévues pour Pond Inlet sont passées de 6 144 MWh dans la RMTG
2 de 2018-2019 à 6 644 MWh en 2022-2023 (une hausse de 8,1 %). Pond Inlet
3 représente 3,7 % du total des ventes prévues de la Société;
- 4 • les ventes prévues pour Sanikiluaq sont passées de 3 604 MWh dans la RMTG
5 de 2018-2019 à 4 005 MWh en 2022-2023 (une hausse de 11,1 %). Sanikiluaq
6 représente 2,2 % du total des ventes prévues de la Société.
- 7 Les collectivités ayant connu une baisse des ventes comprennent Cambridge Bay, Iqaluit
8 et Qikiqtarjuaq :
- 9 • les ventes prévues pour Cambridge Bay sont passées de 12 388 MWh dans la
10 RMTG de 2018-2019 à 11 986 MWh en 2022-2023 (une baisse d'environ 3,2 %
11 qui reflète des ventes réelles moins élevées de 2018-2019 jusqu'à 2021-2022).
12 Cambridge Bay représente 6,5 % du total des ventes prévues de la Société;
- 13 • les ventes prévues pour Iqaluit sont passées de 57 065 MWh dans la RMTG de
14 2018-2019 à 55 631 MWh en 2022-2023 (une baisse d'environ 2,5 % qui reflète
15 des ventes réelles moins élevées de 2018-2019 jusqu'à 2021-2022). Iqaluit
16 représente 30,4 % du total des ventes prévues de la Société;
- 17 • les ventes prévues pour Qikiqtarjuaq sont passées de 2 603 MWh dans la RMTG
18 de 2018-2019 à 2 448 MWh en 2022-2023 (une baisse d'environ 6,0 % qui
19 reflète des ventes réelles moins élevées de 2018-2019 jusqu'à 2021-2022).
20 Qikiqtarjuaq représente 1,3 % du total des ventes prévues de la Société.

1 **Ventes résidentielles**

2 La hausse prévue des ventes résidentielles pour 2022-2023 par rapport à 2018-2019 est
3 environ de 3 372 MWh, ce qui représente une augmentation annuelle moyenne de 1,2 %.

4 Une portion d'environ 55,4 % (ou 1 869 MWh) de cette augmentation est liée à
5 l'accroissement de la demande dans cinq collectivités.

6 Les collectivités qui prévoient une croissance notable des ventes résidentielles sont
7 Cambridge Bay (hausse de 451 MWh par rapport aux prévisions de 2018-2019, soit
8 13,4 % de l'augmentation totale des ventes résidentielles de l'ensemble de la Société),
9 Baker Lake (hausse de 324 MWh par rapport aux prévisions de 2018-2019, soit 9,6 % de
10 l'augmentation totale des ventes résidentielles de l'ensemble de la Société), Arviat
11 (hausse de 421 MWh par rapport aux prévisions de 2018-2019, soit 12,5 % de
12 l'augmentation totale des ventes résidentielles de l'ensemble de la Société), Pond Inlet
13 (hausse de 333 MWh par rapport aux prévisions de 2018-2019, soit 9,9 % de
14 l'augmentation totale des ventes résidentielles de l'ensemble de la Société) et Sanikiluaq
15 (hausse de 340 MWh par rapport aux prévisions de 2018-2019, soit 10,1 % de
16 l'augmentation totale des ventes résidentielles de l'ensemble de la Société).

17 La forte hausse constatée dans ces collectivités est liée aux tendances de croissance
18 démographique récentes, à la construction résidentielle et à l'activité économique. Les
19 prévisions du Bureau de la statistique du Nunavut sur la population dans ces collectivités
20 de 2014 à 2035 indiquent, entre 2018 et 2023, une croissance d'environ 5,4 % à

1 Cambridge Bay, de 7,3 % à Baker Lake, de 11,8 % à Arviat, de 7,6 % à Pond Inlet et de
2 8,3 % à Sanikiluaq.²

3 **Ventes commerciales**

4 On prévoit une hausse de 1 169 MWh des ventes commerciales, soit 0,3 % de la hausse
5 moyenne annuelle, pour 2022-2023 par rapport à 2018-2019. Cette hausse se rapporte
6 principalement à une augmentation de la demande à Kugaaruk (628 MWh, une hausse
7 de 50,8 % par rapport aux prévisions de la RMTG de 2018-2019), à Rankin Inlet
8 (968 MWh, une hausse de 8,6 % par rapport aux prévisions de la RMTG de 2018-2019)
9 et à Pangnirtung (594 MWh, une hausse de 17,8 % par rapport aux prévisions de la
10 RMTG de 2018-2019). Ces hausses des ventes sont partiellement contrebalancées par
11 des prévisions des ventes à la baisse à Cambridge Bay (819 MWh, une baisse de 9,5 %
12 par rapport aux prévisions de la RMTG de 2018-2019), à Arviat (353 MWh, une baisse
13 de 7,3 % par rapport aux prévisions de la RMTG de 2018-2019) et à Iqaluit (939 MWh,
14 une baisse de 2,5 % par rapport aux prévisions de la RMTG de 2018-2019).

15 **Revenus tirés de la vente d'électricité aux tarifs en vigueur**

16 Le tableau 3.2 présente les prévisions relatives aux revenus tirés de la vente d'électricité
17 de 2018-2019 par rapport à celles de 2022-2023. Les prévisions relatives aux revenus
18 tirés de la vente d'électricité aux tarifs en vigueur sont plus élevées pour 2022-2023 que

² Bureau de la statistique du Nunavut, Nunavut Population Projections by Region and Community, 2014 to 2035 (en anglais seulement). Au : <http://www.stats.gov.nu.ca/fr/Population%20projections.aspx> (consulté le 23 février 2022).

1 celles de 2018-2019, correspondant généralement aux tendances relatives aux ventes
2 (en MWh).

3 **Tableau 3.2:**
4 **Prévision des revenus tirés de la vente d'électricité aux tarifs en vigueur –**
5 **Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 et celles de 2022-2023**

	2018-2019 Prévisions de la RMTG	2022-2023 Prévisions	Croissance annuelle moyenne
Revenus par classe de tarification (en milliers de dollars) ¹			
Résidentielle	53,700	56,742	1.4%
Commerciale	74,730	76,425	0.6%
Éclairage des rues	1,916	1,751	-2.2%
Total des revenus	130,345	134,919	0.9%

Remarque :

1. Ne comprend pas les revenus générés par l'avenant.

7 Production, pertes et puissance de service

8 Le tableau 3.3 présente les prévisions relatives à la production, aux pertes en ligne et à
9 la puissance de service pour l'ensemble de la Société. La production totale prévue a
10 augmenté entre 2018-2019 et 2022-2023, ce qui reflète les augmentations prévues dans
11 les ventes. Les pertes en ligne devraient augmenter légèrement, tant dans l'absolu (de
12 915 MWh) qu'en tant que pourcentage de la production (passant de 4,2 % en 2018-2019
13 à 4,6 % en 2022-2023). La consommation relative à la puissance de service devrait
14 diminuer légèrement, tant dans l'absolu (de 148 MWh) qu'en tant que pourcentage de la
15 production (passant de 3,3 % en 2018-2019 à 3,1 % en 2022-2023).

1 **Tableau 3.3: Production, pertes et puissance de service –**
 2 **Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023**

	2018-2019 Prévisions de la RMTG	2022-2023 Prévisions	Croissance annuelle moyenne
Production (MWh)	193 338	198 389	0,6 %
Pertes (MWh)	8 148	9 063	2,7 %
<i>Pertes en % de la production</i>	<i>4,2 %</i>	<i>4,6 %</i>	
Puissance de service (MWh)	6 340	6 192	-0,6 %
<i>Puissance de service en % de la production</i>	<i>3,3 %</i>	<i>3,1 %</i>	

4 3.2.4 REVENUS NE PROVENANT PAS DE LA VENTE D'ÉLECTRICITÉ

5 Le tableau 3.4 présente une comparaison entre les prévisions relatives aux revenus ne
 6 provenant pas de la vente d'électricité de la RMTG de 2018-2019 et celles de 2022-2023.

7 **Tableau 3.4:**
 8 **Revenus ne provenant pas de la vente d'électricité –**
 9 **Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023**

Description	Revenus ne provenant pas de la vente d'électricité (en milliers de dollars)						Croissance annuelle moyenne de 2022-2023 par rapport à la RMTG de 2018-2019
	2018-2019	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	
	Prévisions de la RMTG	Chiffres réels	Chiffres réels	Chiffres réels	Prévisions	Prévisions	
Utilisation conjointe	677	666	666	580	623	602	-2,9 %
Frais divers	1 132	1 631	2 012	1 973	1 757	1 865	13,3 %
Temps et matériaux	739	168	80	33	56	44	-50,5 %
Total	2 548	2 465	2 758	2 586	2 437	2 511	-0,4 %

11 Les revenus ne provenant pas de la vente d'électricité devraient baisser légèrement de
 12 2,548 millions de dollars dans la RMTG de 2018-2019 à 2,511 millions de dollars au cours
 13 de l'exercice de référence 2022-2023. Cette baisse tient surtout à des prévisions
 14 inférieures des revenus relatifs au temps et aux matériaux, qui sont préparées à partir
 15 des revenus réels relatifs au temps et aux matériaux des exercices récents. Les revenus
 16 réels relatifs au temps et aux matériaux de 2018-2019 étaient considérablement moins

1 élevés que ce qui était prévu dans la RMTG. Cette baisse est grandement
2 contrebalancée par une hausse des frais divers allant de 1,132 million de dollars dans la
3 RMTG de 2018-2019 à 1,865 million de dollars dans l'exercice de référence 2022-2023.

4 Les revenus liés au recouvrement des charges de logement auprès des employés ont
5 été comptabilisés comme une contrebalance pour les fournitures et services,
6 conformément aux recommandations du CETES dans son rapport 2012-01 présenté au
7 ministre.

8 **3.3 MÉTHODES PRÉVISIONNELLES DE LA DEMANDE**

9 La présente section montre une vue d'ensemble des méthodes utilisées pour établir les
10 prévisions relatives à la demande figurant dans la RMTG de 2022-2023. Les prévisions
11 relatives à la demande pour 2022-2023 ont été élaborées selon les méthodes
12 prévisionnelles de la demande examinée par le CETES dans la RMTG de 2018-2019.

13 La prévision de la demande de la SÉQ est fondée sur un processus à deux étapes :

- 14 1. La prévision de la demande de base est élaborée selon une prévision relative aux
15 clients et une prévision relative à l'utilisation par client.
- 16 2. La demande de base prévue est examinée et rajustée, au besoin, selon toute
17 modification connue ou raisonnablement prévue de la demande, comme l'ajout
18 d'un nouveau client commercial dans une collectivité.

19 La prévision de la demande de la SÉQ comprend les composants suivants :

- 20 1. les prévisions relatives aux clients, par collectivité et classe de tarification;

- 1 2. les prévisions relatives aux ventes (kWh) par collectivité et classe de tarification;
- 2 3. les prévisions relatives à la production (kWh) par collectivité et classe de
- 3 tarification;
- 4 4. les besoins en carburant;
- 5 5. les prévisions relatives aux revenus ne provenant pas de la vente d'électricité.

6 **3.3.1 PRÉVISIONS RELATIVES AUX CLIENTS**

7 Les prévisions relatives aux clients sont préparées séparément pour les classes de
8 tarification résidentielle et commerciale.

9 **Clients résidentiels**

10 Une prévision relative à la demande de base des clients est élaborée pour les catégories
11 de clients résidentiels au moyen de la méthode suivante :

- 12 1. Calculer le nombre moyen de clients par mois en utilisant les données
13 accessibles les plus récentes relatives aux comptes réels de clients sur 12 mois.
- 14 2. Examiner les changements dans le nombre de clients annuels et confirmer ou
15 modifier tout changement important dans le nombre de clients par collectivité
16 (p. ex., écart de 10 % et plus).
- 17 3. Calculer les estimations relatives à la croissance de la population selon les
18 prévisions relatives à la population du Bureau de la statistique du Nunavut pour
19 chaque collectivité. Pour cette étape, la SÉQ a utilisé les prévisions relatives à la

1 population par collectivité jusqu'à l'an 2035 du Bureau de la statistique du
2 Nunavut.

3 4. Appliquer les taux de croissance annuels de la population établis à l'étape 2 au
4 nombre de clients réels pendant l'année la plus récente déterminée à l'étape 1.

5 **Clients commerciaux**

6 Une prévision relative à la demande de base des clients est élaborée pour les catégories
7 de clients commerciaux au moyen de la méthode suivante :

- 8 1. Calculer le nombre moyen de clients par mois en utilisant les données
9 accessibles les plus récentes relatives aux comptes réels de clients sur 12 mois
10 à partir des données de facturation de la SÉQ par collectivité. Examiner les
11 changements dans le nombre de clients annuels et confirmer ou modifier tout
12 changement important dans le nombre de clients par collectivité (p. ex., écart de
13 10 % et plus).
- 14 2. Obtenir les estimations relatives à la croissance de la population du Bureau de la
15 statistique du Nunavut et calculer les taux de croissance moyens. Ce calcul est
16 identique à l'étape 2 des prévisions relatives aux clients résidentiels.

1 3. Appliquer la moitié des taux de croissance annuels de la population établis à
2 l'étape 2 au nombre de clients réels pendant l'année la plus récente déterminée
3 à l'étape 1.³

4 Une fois la prévision de la demande de base des clients établie, la SÉQ examine le plan
5 d'immobilisations du gouvernement du Nunavut et gère les communiqués de presse, les
6 documents de planification et de délivrance de permis pour l'exploitation de ressources
7 afin de déterminer si des rajustements devraient être apportés à la prévision relative aux
8 clients, de façon à refléter les demandes additionnelles de nouveaux développements
9 potentiels. Les prévisions des ventes sont rajustées par collectivité à partir de cette
10 information. Habituellement, ces rajustements sont seulement faits s'il est relativement
11 certain que le nouveau développement ira de l'avant et que ce développement est
12 d'ampleur notable. Aucun changement n'a été apporté pour l'exercice de référence 2022-
13 2023.

14 **3.3.2 PRÉVISION RELATIVE AUX VENTES**

15 **Clients résidentiels et commerciaux**

16 La prévision relative aux ventes est préparée par collectivité. La prévision des ventes de
17 base pour les clients résidentiels et commerciaux est établie au moyen de la méthode de
18 l'utilisation par client. Cette méthode comporte trois étapes :

³ Cette mesure diffère de l'estimation de la croissance de 100 % appliquée aux clients résidentiels. Cette approche est basée sur l'hypothèse selon laquelle la croissance résidentielle correspond à la croissance de la population alors que la croissance commerciale correspond à environ la moitié de la croissance de la population pour une collectivité donnée. Cette approche reconnaît aussi que les ajouts importants de nouveaux clients commerciaux sont susceptibles d'être déterminés par rajustements descendants suivant l'établissement de la prévision de la demande de base.

- 1 1. Habituellement, la moyenne annuelle historique sur trois ans de l'utilisation par
2 client est calculée pour chaque classe de tarification en divisant le total des
3 ventes réelles par le nombre moyen de clients réels annuels. Toutefois, en raison
4 de la déformation des profils de consommation d'électricité normaux en 2019-
5 2020 causée par les mesures liées à la pandémie de COVID-19, l'exercice a été
6 exclu du calcul des prévisions annuelles moyennes d'utilisation par client, et une
7 moyenne annuelle de l'utilisation par client fondée sur les ventes en 2020-2021
8 et en 2021-2022 a été utilisée pour établir la prévision des ventes de base.
- 9 2. La moyenne annuelle historique de l'utilisation par client sur deux ans est
10 multipliée par les prévisions du nombre de clients.

11 Une fois la prévision des ventes de base établie, la SÉQ examine le plan
12 d'immobilisations du gouvernement du Nunavut et gère les communiqués de presse, les
13 documents de planification et de délivrance de permis pour l'exploitation de ressources
14 afin de déterminer si des rajustements devraient être apportés à la prévision relative aux
15 ventes, de façon à refléter les demandes additionnelles de nouveaux développements
16 potentiels. Aucun rajustement de la sorte n'a été apporté pour les prévisions de l'exercice
17 de référence 2022-2023.

18 **Éclairage des rues**

19 La prévision relative à l'éclairage des rues est établie en utilisant les ventes réelles pour
20 l'exercice le plus récent comme demande de base. La prévision de la demande de base
21 est ensuite examinée pour y apporter les rajustements reflétant les changements du

1 nombre de lampadaires attribuables à l'expansion des collectivités, ou aux types de
2 lampadaires.⁴ Aucun rajustement n'a été apporté aux ventes pour l'éclairage des rues.

3 **3.3.3 PRÉVISION RELATIVE À LA PRODUCTION**

4 La perte en ligne et la puissance de service sont des prévisions fondées sur une moyenne
5 mobile du pourcentage de ventes réelles sur cinq ans, excluant 2019-2020 en raison des
6 incidences de la pandémie de COVID-19. Pour ce faire, le modèle calcule une moyenne
7 sur cinq ans des pertes en ligne et de la puissance de service exprimée en pourcentage
8 des ventes réelles. Le pourcentage de la moyenne calculée sur cinq ans est appliqué aux
9 ventes prévues pour élaborer les prévisions relatives aux pertes en ligne et à la puissance
10 de service.

11 La prévision relative à la production est calculée comme somme des ventes, des pertes
12 en ligne et de la puissance de service.

13 **3.3.4 BESOINS EN CARBURANT**

14 L'annexe 3.2 présente le calcul de la prévision relative au rendement énergétique. La
15 prévision relative au rendement pour chaque collectivité est établie en calculant la
16 moyenne pondérée du rendement annuel réel des trois exercices les plus récents (2018-
17 2019, 2019-2020 et 2021-2022). On ajoute un coefficient de 3 à l'année dont le
18 rendement est le plus élevé, de 2 à l'année qui occupe le deuxième rang et de 1 à l'année

⁴ La SÉQ poursuit ses activités de remplacement des ampoules conventionnelles des lampadaires par des lumières à DEL (diode électroluminescente) à haute efficacité énergétique.

1 dont le rendement est le plus faible. Le volume de carburant nécessaire dans chaque
2 collectivité est donc établi en divisant la production diesel prévue par le rendement du
3 carburant prévu. Cette méthode est cohérente avec l'approche utilisée dans la RMTG de
4 2018-2019.

5 **3.3.5 PRÉVISIONS RELATIVES AUX REVENUS NE PROVENANT PAS DE LA VENTE** 6 **D'ÉLECTRICITÉ**

7 Les prévisions relatives aux revenus ne provenant pas de la vente d'électricité se divisent
8 en trois catégories : l'utilisation conjointe, les frais divers, et le temps et les matériaux du
9 projet. La prévision relative à l'utilisation conjointe a été établie en fonction des tarifs
10 d'utilisation conjointe approuvés pour 2022-2023 et du nombre existant de branchements.

11 Les prévisions relatives aux frais divers ont été préparées à partir du budget de 2021-
12 2022 et des revenus provenant des frais divers au cours des derniers exercices.

13 Les revenus relatifs au temps et aux matériaux du projet comprennent les prévisions
14 relatives au travail effectué par la SÉQ pour le compte d'autres entreprises, à la location
15 de matériel et au recouvrement du temps et des matériaux liés à des travaux de
16 réparation mineurs (remplacement de poteaux brisés, installations d'éclairage, etc.). Les
17 revenus relatifs au temps et aux matériaux ont été préparés à partir des revenus réels
18 relatifs au temps et aux matériaux des exercices récents.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

Sommaire de la SÉQ

N° de ligne	Description	2018-2019	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
		Prévisions de la RMTG	Chiffres réels	Chiffres réels	Chiffres réels	Prévisions	Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiels							
1	Ventes (MWh)	67,763	67,248	67,575	69,280	70,120	71,135
2	Clients	11,812	11,712	11,815	12,026	12,189	12,355
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.74	5.74	5.72	5.76	5.75	5.76
4	Revenus (en milliers de dollars)	53,700	51,026	52,775	54,243	55,916	56,742
5	Cents/kWh	79.25	75.88	78.10	78.30	79.74	79.77
Commerciaux							
6	Ventes (MWh)	109,139	111,139	111,913	107,302	111,125	110,308
7	Clients	3,307	3,397	3,409	3,456	3,478	3,501
8	Ventes moyennes de MWh/client	33.00	32.72	32.83	31.05	31.95	31.51
9	Revenus (en milliers de dollars)	74,730	74,836	77,187	74,940	76,932	76,425
10	Cents/kWh	68.47	67.33	68.97	69.84	69.23	69.28
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	1,949	1,593	1,677	1,691	1,691	1,691
12	Revenus (en milliers de dollars)	1,916	1,602	1,661	1,727	1,751	1,751
13	Cents/kWh	98.32	100.56	99.07	102.11	103.53	103.53
Total							
14	Ventes (MWh)	178,851	179,980	181,165	178,273	182,937	183,135
15	Clients	15,119	15,109	15,224	15,481	15,667	15,856
16	Revenus (en milliers de dollars)	130,345	127,463	131,623	130,910	134,599	134,919
17	Cents/kWh	72.88	70.82	72.65	73.43	73.58	73.67
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	6,340	5,990	5,848	5,713	6,204	6,192
19	Puissance de service en % de la production	3.3 %	3.1 %	3.0 %	3.0 %	3.1 %	3.1 %
20	Total des pertes	8,148	9,220	7,467	9,563	8,913	9,063
21	Pertes en % de la production	4.2 %	4.7 %	3.8 %	4.9 %	4.5 %	4.6 %
22	Total de la production	193,338	195,190	194,479	193,549	198,054	198,389
Source							
23	Production à partir de carburant diesel (MWh)	193,338	195,190	194,479	193,549	198,054	198,389
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.76	3.75	3.75	3.73	3.77	3.77
25	Litres (en milliers)	51,355	52,046	51,928	51,955	52,578	52,661
Pointe							
26	Pointe de la demande (kW)	35,951	35,442	35,879	35,395	36,349	36,405
27	Facteur de la demande	61 %	63 %	62 %	62 %	62 %	62 %

1 Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements générés par l'avenant de stabilisation des prix du carburant.

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
 REQUÊTE EN MAJORATION TARIFAIRE GÉNÉRALE DE 2022-2023
 PRÉVISIONS RELATIVES AU RENDEMENT DU CARBURANT

N° de ligne	N° DE CENTRALE	NOM DE LA CENTRALE	2018-2019			2019-2020			2020-2021			Rendement du carburant pondéré			Moyenne pondérée du rendement du carburant (kWh/L)
			Production (kWh)	Consommation de carburant (litres)	Rendement du carburant (kWh/L)	Production (kWh)	Consommation de carburant (litres)	Rendement du carburant (kWh/L)	Production (kWh)	Consommation de carburant (litres)	Rendement du carburant (kWh/L)	3	2	1	
			A	B	C=A/B	D	E	F=D/E	G	H	I=G/H	J=MAX(C,F,I)x3	K=MED(C,F,I)x2	L=MIN(C,F,I)x1	
1	501	Cambridge Bay	12 108 759	3 277 899	3,69	12 137 665	3 313 957	3,66	12 188 778	3 295 129	3,70	11,10	7,39	3,66	3,69
2	502	Gjoa Haven	6 167 193	1 706 322	3,61	6 234 000	1 763 805	3,53	6 108 261	1 702 249	3,59	10,84	7,18	3,53	3,59
3	503	Taloyoak	4 149 081	1 216 948	3,41	4 108 968	1 103 553	3,72	4 190 793	1 167 962	3,59	11,17	7,18	3,41	3,63
4	504	Kugaaruk	3 836 033	1 042 789	3,68	3 694 649	985 499	3,75	3 749 923	1 036 009	3,62	11,25	7,36	3,62	3,71
5	505	Kugluktuk	6 010 494	1 650 408	3,64	6 204 873	1 715 683	3,62	6 182 740	1 722 507	3,59	10,93	7,23	3,59	3,63
6	601	Rankin Inlet	19 245 754	5 219 707	3,69	19 125 103	5 203 363	3,68	18 708 873	5 129 526	3,65	11,06	7,35	3,65	3,68
7	602	Baker Lake	9 309 886	2 419 806	3,85	9 104 119	2 360 075	3,86	8 969 428	2 316 305	3,87	11,62	7,72	3,85	3,87
8	603	Arviat	9 175 780	2 482 513	3,70	9 095 854	2 385 215	3,81	9 102 718	2 431 449	3,74	11,44	7,49	3,70	3,77
9	604	Coral Harbour	3 608 600	1 042 192	3,46	3 681 735	1 033 328	3,56	3 736 800	1 038 712	3,60	10,79	7,13	3,46	3,56
10	605	Chesterfield Inlet	2 174 400	634 337	3,43	2 294 000	616 169	3,72	2 212 700	581 995	3,80	11,41	7,45	3,43	3,72
11	606	Whale Cove	2 130 430	587 076	3,63	2 023 356	556 006	3,64	2 005 185	608 612	3,29	10,92	7,26	3,29	3,58
12	607	Nauyasat	4 636 690	1 254 296	3,70	4 492 960	1 233 648	3,64	4 431 901	1 243 296	3,56	11,09	7,28	3,56	3,66
13	701	Iqaluit	59 342 002	14 759 435	4,02	59 030 786	14 902 063	3,96	59 231 014	15 017 418	3,94	12,06	7,92	3,94	3,99
14	702	Pangnirtung	7 714 906	2 023 683	3,81	7 699 282	2 115 753	3,64	6 998 048	2 161 948	3,24	11,44	7,28	3,24	3,66
15	703	Kinngait	6 089 741	1 829 515	3,33	6 061 442	1 690 203	3,59	5 973 605	1 645 508	3,63	10,89	7,17	3,33	3,57
16	704	Resolute Bay	4 787 466	1 300 474	3,68	4 654 154	1 256 277	3,70	4 355 558	1 181 330	3,69	11,11	7,37	3,68	3,69
17	705	Pond Inlet	6 746 310	1 821 851	3,70	6 936 265	1 896 319	3,66	6 888 772	1 925 504	3,58	11,11	7,32	3,58	3,67
18	706	Igloolik	6 914 979	1 837 297	3,76	6 875 022	1 855 526	3,71	6 872 991	1 759 650	3,91	11,72	7,53	3,71	3,83
19	707	Sanirajak	3 581 272	988 706	3,62	3 474 897	948 462	3,66	3 605 376	1 032 761	3,49	10,99	7,24	3,49	3,62
20	708	Qikiqtarjuaq	2 713 703	766 022	3,54	2 667 977	741 379	3,60	2 644 608	744 622	3,55	10,80	7,10	3,54	3,57
21	709	Kimminut	1 937 067	536 620	3,61	2 044 068	556 865	3,67	2 198 158	596 329	3,69	11,06	7,34	3,61	3,67
22	710	Arctic Bay	3 329 571	1 121 493	2,97	3 357 715	989 607	3,39	3 405 186	995 685	3,42	10,26	6,79	2,97	3,34
23	711	Clyde River	4 014 044	1 014 890	3,96	4 123 730	1 139 578	3,62	4 191 916	1 136 534	3,69	11,87	7,38	3,62	3,81
24	712	Grise Fiord	1 426 758	445 040	3,21	1 310 000	423 124	3,10	1 269 500	377 737	3,36	10,08	6,41	3,10	3,27
25	713	Sanikiluaq	4 038 890	1 066 410	3,79	4 046 643	1 142 450	3,54	4 326 103	1 106 561	3,91	11,73	7,57	3,54	3,81
26		TOTAL	195 189 809	52 045 730	3,75	194 479 263	51 927 907	3,75	193 548 935	51 955 340	3,73				3,77

1

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
 REQUÊTE EN MAJORATION TARIFAIRE GÉNÉRALE DE 2022-2023
 PRÉVISIONS RELATIVES AU RENDEMENT DU CARBURANT

N° de ligne	N° DE CENTRALE	NOM DE LA CENTRALE	2018-2019			2019-2020			2020-2021			Rendement du carburant pondéré			Moyenne pondérée du rendement du carburant (kWh/L)
			Production (kWh)	Consommation de carburant (litres)	Rendement du carburant (kWh/L)	Production (kWh)	Consommation de carburant (litres)	Rendement du carburant (kWh/L)	Production (kWh)	Consommation de carburant (litres)	Rendement du carburant (kWh/L)	3	2	1	
			A	B	C=A/B	D	E	F=D/E	G	H	I=G/H	J=MAX(C,F,I)x3	K=MED(C,F,I)x2	L=MIN(C,F,I)x1	
1	501	Cambridge Bay	12 108 759	3 277 899	3,69	12 137 665	3 313 957	3,66	12 188 778	3 295 129	3,70	11,10	7,39	3,66	3,69
2	502	Gjoa Haven	6 167 193	1 706 322	3,61	6 234 000	1 763 805	3,53	6 108 261	1 702 249	3,59	10,84	7,18	3,53	3,59
3	503	Taloyoak	4 149 081	1 216 948	3,41	4 108 968	1 103 553	3,72	4 190 793	1 167 962	3,59	11,17	7,18	3,41	3,63
4	504	Kugaaruk	3 836 033	1 042 789	3,68	3 694 649	985 499	3,75	3 749 923	1 036 009	3,62	11,25	7,36	3,62	3,71
5	505	Kugluktuk	6 010 494	1 650 408	3,64	6 204 873	1 715 683	3,62	6 182 740	1 722 507	3,59	10,93	7,23	3,59	3,63
6	601	Rankin Inlet	19 245 754	5 219 707	3,69	19 125 103	5 203 363	3,68	18 708 873	5 129 526	3,65	11,06	7,35	3,65	3,68
7	602	Baker Lake	9 309 886	2 419 806	3,85	9 104 119	2 360 075	3,86	8 969 428	2 316 305	3,87	11,62	7,72	3,85	3,87
8	603	Arviat	9 175 780	2 482 513	3,70	9 095 854	2 385 215	3,81	9 102 718	2 431 449	3,74	11,44	7,49	3,70	3,77
9	604	Coral Harbour	3 608 600	1 042 192	3,46	3 681 735	1 033 328	3,56	3 736 800	1 038 712	3,60	10,79	7,13	3,46	3,56
10	605	Chesterfield Inlet	2 174 400	634 337	3,43	2 294 000	616 169	3,72	2 212 700	581 995	3,80	11,41	7,45	3,43	3,72
11	606	Whale Cove	2 130 430	587 076	3,63	2 023 356	556 006	3,64	2 005 185	608 612	3,29	10,92	7,26	3,29	3,58
12	607	Nauyasat	4 636 690	1 254 296	3,70	4 492 960	1 233 648	3,64	4 431 901	1 243 296	3,56	11,09	7,28	3,56	3,66
13	701	Iqaluit	59 342 002	14 759 435	4,02	59 030 786	14 902 063	3,96	59 231 014	15 017 418	3,94	12,06	7,92	3,94	3,99
14	702	Pangnirtung	7 714 906	2 023 683	3,81	7 699 282	2 115 753	3,64	6 998 048	2 161 948	3,24	11,44	7,28	3,24	3,66
15	703	Kinngait	6 089 741	1 829 515	3,33	6 061 442	1 690 203	3,59	5 973 605	1 645 508	3,63	10,89	7,17	3,33	3,57
16	704	Resolute Bay	4 787 466	1 300 474	3,68	4 654 154	1 256 277	3,70	4 355 558	1 181 330	3,69	11,11	7,37	3,68	3,69
17	705	Pond Inlet	6 746 310	1 821 851	3,70	6 936 265	1 896 319	3,66	6 888 772	1 925 504	3,58	11,11	7,32	3,58	3,67
18	706	Igloolik	6 914 979	1 837 297	3,76	6 875 022	1 855 526	3,71	6 872 991	1 759 650	3,91	11,72	7,53	3,71	3,83
19	707	Sanirajak	3 581 272	988 706	3,62	3 474 897	948 462	3,66	3 605 376	1 032 761	3,49	10,99	7,24	3,49	3,62
20	708	Qikiqtarjuaq	2 713 703	766 022	3,54	2 667 977	741 379	3,60	2 644 608	744 622	3,55	10,80	7,10	3,54	3,57
21	709	Kimminut	1 937 067	536 620	3,61	2 044 068	556 865	3,67	2 198 158	596 329	3,69	11,06	7,34	3,61	3,67
22	710	Arctic Bay	3 329 571	1 121 493	2,97	3 357 715	989 607	3,39	3 405 186	995 685	3,42	10,26	6,79	2,97	3,34
23	711	Clyde River	4 014 044	1 014 890	3,96	4 123 730	1 139 578	3,62	4 191 916	1 136 534	3,69	11,87	7,38	3,62	3,81
24	712	Grise Fiord	1 426 758	445 040	3,21	1 310 000	423 124	3,10	1 269 500	377 737	3,36	10,08	6,41	3,10	3,27
25	713	Sanikiluaq	4 038 890	1 066 410	3,79	4 046 643	1 142 450	3,54	4 326 103	1 106 561	3,91	11,73	7,57	3,54	3,81
26		TOTAL	195 189 809	52 045 730	3,75	194 479 263	51 927 907	3,75	193 548 935	51 955 340	3,73				3,77

1

1 **4.0 BESOIN EN REVENUS**

2 **4.1 INTRODUCTION**

3 Le besoin en revenus de la SÉQ pour 2022-2023 correspond au coût prévu de la
4 prestation des services au cours de l'exercice de référence, y compris un rendement
5 équitable des capitaux propres. Le besoin en revenus est recouvert au moyen des tarifs
6 facturés pour les services électriques, et des revenus ne provenant pas de la vente
7 d'électricité, comme ceux tirés de la location de poteaux. La présente section porte sur le
8 besoin en revenus de la SÉQ pour l'exercice de référence de 2022-2023. Le chapitre 5
9 compare ce besoin en revenus aux revenus générés aux tarifs en vigueur (présentés au
10 chapitre 3) afin de calculer le manque à gagner pour l'exercice de référence de 2022-
11 2023.

12 De manière semblable aux autres RMTG déposées, le besoin en revenus de la SÉQ est
13 divisé en quatre composants majeurs :

- 14 • les frais de fonctionnement et d'entretien, notamment les dépenses liées aux
15 salaires et aux traitements, aux fournitures et aux services, ainsi qu'aux
16 déplacements et à l'hébergement;
- 17 • les dépenses de production relatives au combustible et aux lubrifiants;
- 18 • la charge d'amortissement;
- 19 • le rendement de la base tarifaire.

1 Le Tableau 4.1 résume le besoin en revenus de 2022-2023 et indique où trouver des
2 explications plus détaillées sur chacune des catégories de besoin en revenus. L'Annexe
3 4.1 contient des renseignements additionnels sur le besoin en revenus prévu pour
4 l'exercice 2022-2023, et des comparaisons avec d'autres années.

5 **Tableau 4.1:**
6 **Besoin en revenus de 2022-2023 (en milliers de dollars)**

	<u>2022-2023</u> <u>Prévisions</u>
Fonctionnement et entretien hors combustible (section 4.3)	64 620
Combustible de production (section 4.4)	51 543
Amortissement (section 4.5)	13 747
Rendement de la base tarifaire (section 4.6)	14 105
7 Besoin en revenus	144 015

8 Ce chapitre est organisé selon les rubriques suivantes :

- 9 • **Variations du besoin en revenus depuis la RMTG de 2018-2019** : Aperçu des
10 principaux facteurs ayant entraîné des variations du besoin en revenus depuis la
11 RMTG de 2018-2019.
- 12 • **Dépenses de fonctionnement et d'entretien hors combustible**: Bilan des
13 dépenses de production non liées au combustible, y compris les salaires et les
14 traitements, les fournitures et les services et les déplacements et l'hébergement.
- 15 • **Combustible et lubrifiants de production**: Aperçu des prévisions relatives aux
16 volumes de combustible et aux prix du combustible pour l'exercice de référence.
- 17 • **Charge d'amortissement**: Bilan de la charge d'amortissement des
18 immobilisations corporelles et de l'amortissement du coût de refinancement.

- 1 • **Rendement de la base tarifaire** : Présentation de la structure financière prévue,
2 et du rendement des capitaux propres et du coût de la dette pour l'exercice de
3 référence.

4 4.2 VARIATION DU BESOIN EN REVENUS DEPUIS LA RMTG DE 2018-2019 :

5 Le Tableau 4.2 présente une comparaison entre les besoins en revenus de 2018-2019
6 et de l'exercice de référence 2022-2023.

7 **Tableau 4.2:**
8 **Besoin en revenus – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles**
9 **de 2022-2023 (en milliers de dollars)**

	2018-2019 Prévisions de la RMTG	2022-2023 Prévisions
Fonctionnement et entretien hors combustible	60 173	64 620
Combustible de production	48 820	51 543
Amortissement	10 734	13 747
Rendement de la base tarifaire	13 165	14 105
10 Besoin en revenus	132 893	144 015

11 Le besoin global en revenus a augmenté de 11,122 millions de dollars depuis la dernière
12 RMTG. Cette variation du besoin en revenus est attribuable à ce qui suit :

- 13 • les frais de fonctionnement et d'entretien ont augmenté d'environ 4,446 millions
14 de dollars depuis la dernière RMTG, ce qui correspond à une croissance annuelle
15 moyenne de 1,8 %;
- 16 • les coûts du combustible ont augmenté de 2,723 millions de dollars, soit en
17 moyenne de 1,4 % par année;

1 • les charges d'amortissement des immobilisations corporelles ont augmenté de
 2 3,013 millions de dollars, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne
 3 de 6,4 %;

4 • le rendement de la base tarifaire a augmenté de 0,940 million de dollars, soit une
 5 croissance annuelle moyenne de 1,7 %.

6 Cependant, ces augmentations du besoin en revenus sont en partie compensées par les
 7 hausses de revenus provenant des ventes d'électricité. Les sections qui suivent
 8 contiennent des précisions à cet égard.

9 **4.3 DÉPENSES DE FONCTIONNEMENT ET D'ENTRETIEN HORS COMBUSTIBLE**

10 Le Tableau 4.3 présente les prévisions de la SÉQ en ce qui concerne les dépenses de
 11 fonctionnement et d'entretien de 2022-2023.

12 **Tableau 4.3:**
 13 **Dépenses de fonctionnement et d'entretien hors combustible – Comparaison des**
 14 **prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023 (en milliers de dollars)**

	2018-2019 Prévisions de la RMTG	2022-2023 Prévisions
Salaires et traitements	31 287	36 371
Fournitures et services, total comprend :	23 569	22 340
Fournitures et services	23 459	22 204
Frais liés à la restauration des sites	161	161
Dons de la Société	(50)	(25)
Déplacements et hébergement	5 317	5 909
Dépenses totales de fonctionnement et d'entretien hors combustible	60 173	64 620

15
 16 Dans l'ensemble, les dépenses de fonctionnement et d'entretien hors combustible de la
 17 Société pour 2022-2023 ont augmenté de 4,446 millions de dollars depuis la RMTG de
 18 2018-2019, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de 1,8 %. L'inflation

1 annuelle moyenne au Nunavut pour la période de janvier 2019 à janvier 2022 était de 1,4
2 %⁵. Par conséquent, l'augmentation annuelle moyenne des dépenses de fonctionnement
3 et d'entretien hors combustible, en chiffres absolus, s'élève à environ 0,4 %.
4 Globalement, les changements en matière de dépenses de fonctionnement et d'entretien
5 de la Société reflètent les priorités de celle-ci en matière de sécurité, de fiabilité,
6 d'efficacité ainsi que de réceptivité à l'égard des préoccupations des parties prenantes.

7 **4.3.1 SALAIRES ET TRAITEMENTS**

8 Les dépenses prévues de 36,371 millions de dollars en salaires et en traitements pour
9 2022-2023 reflètent un certain nombre de priorités stratégiques de la Société.
10 L'augmentation de 5,084 millions de dollars des dépenses en salaires et en traitements
11 par rapport aux prévisions de la RMTG de 2018-2019 reflète :

- 12 • les augmentations du coût de la vie compatibles avec les conventions collectives
13 de la Société;
- 14 • les augmentations d'échelon annuelles liées au mérite des employés;
- 15 • les changements d'effectif en vue de répondre à certaines priorités stratégiques
16 de la Société.

⁵ Statistique Canada, Tableau 18-10-0004-01 (anciennement CANSIM 326-0020), données pour Iqaluit, au Nunavut. Le taux de 1,4 % correspond à l'augmentation annuelle moyenne de l'indice des prix à la consommation sur trois ans (hausse de 1,9 % en janvier 2020 par rapport à janvier 2019; hausse de 0,2 % en janvier 2021 par rapport à janvier 2020; et hausse de 2,1 % en janvier 2022 par rapport à janvier 2021). Accessible au : https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1810000401&request_locale=fr (consulté le 3 mars 2022).

1 En ce qui concerne les postes visés par la convention collective de la Société, la hausse
2 annuelle moyenne du taux horaire était de 1 % et de 2 % pour les années civiles de 2019
3 et de 2020, respectivement. La hausse composée était approximativement de 3 % sur
4 les deux années.⁶ Dans l'ensemble de la Société, les salaires et les traitements annuels
5 moyens pour les postes équivalent temps plein (ETP) devraient passer de 169 000 \$
6 dans la RMTG de 2018-2019 à environ 193 000 \$ en 2022-2023, soit une augmentation
7 annuelle moyenne de 3,4 %, qui comprend les hausses du coût de la vie et liées au
8 mérite.

9 Afin de continuer de fournir des services sécuritaires et fiables, la Société a examiné sa
10 structure organisationnelle pour appuyer plusieurs priorités stratégiques dans le but
11 d'améliorer le contrôle exercé sur les secteurs d'emploi dans lesquels des lacunes
12 organisationnelles ont été relevées. En modifiant la structure organisationnelle, la
13 Société favorise de meilleures possibilités de croissance par la collaboration et la
14 formation polyvalente, ainsi qu'une hausse des initiatives d'embauchage des Inuits dans
15 les rôles de direction. En outre, cette restructure organisationnelle permet un
16 accroissement de l'efficacité du travail entre différentes régions, améliorant ainsi la
17 capacité de la Société à fournir des services partout dans le territoire. Cette activité a
18 donné lieu à un besoin de remanier les postes existants selon de nouvelles
19 responsabilités du travail, et de nouveaux postes ont été ajoutés là où des lacunes ont
20 été relevées. Globalement, l'effectif ETP prévu dans la RMTG de 2018-2019 était de

⁶ Convention collective entre la Société d'énergie Qulliq et le Syndicat des employés du Nunavut, qui expire le 31 décembre 2020. Accessible en anglais seulement au : https://www.gov.nu.ca/sites/default/files/signed_collective_agreement_-_iqaluit_final.pdf (consulté le 4 mars 2020). Aucune nouvelle convention collective n'avait été signée au moment de la RMTG.

1 206. Pour l'exercice de référence 2022-2023, le nombre d'ETP devrait être de 209,
2 consistant en une hausse nette de trois postes ETP.

3 Pour l'exercice de référence 2022-2023, la Société prévoit un taux de vacance de 10,2 %,
4 ce qui est conforme à celui utilisé dans la RMTG de 2018-2019, et à la recommandation
5 du CETES concernant la RMTG de 2014-2015.⁷ Les objectifs de la Société comprennent
6 l'augmentation de l'embauche locale, la hausse de l'embauchage d'Inuits et la diminution
7 du taux de roulement en favorisant la formation et la rétention. La SÉQ a élaboré un plan
8 d'embauche des Inuits à horizon 2023 qui traite des questions et des possibilités visant
9 à accroître l'embauchage d'Inuits, et à établir des objectifs à court, à moyen et à long
10 terme afin d'accroître la capacité. Ce plan contient un plan d'action en vue de l'atteinte
11 de ces objectifs.⁸ Le taux d'embauchage d'Inuits était de 52 % en date du 30 septembre
12 2020.

13 **4.3.2 FOURNITURES ET SERVICES**

14 Les dépenses relatives aux fournitures et aux services représentent le coût d'entretien
15 des centrales et de l'équipement, ce qui comprend les frais relatifs au matériel, au
16 transport, aux entrepreneurs, au perfectionnement professionnel et à l'administration. Les
17 prévisions relatives aux coûts des fournitures et des services s'élèvent à 22,204 millions
18 de dollars pour 2022-2023. Par rapport à la RMTG de 2018-2019, cette somme
19 représente une diminution de 1,255 million de dollars, soit une baisse moyenne de 1,4 %

⁷ Dans la RMTG de 2014-2015, le CETES a recommandé un taux de vacance de 10 % pour la RMTG de 2014-2015.

⁸ *Corporate Plan 2021-2024* de la SÉQ. Accessible en anglais seulement au :

https://www.gec.nu.ca/sites/default/files/20_qulliq_energy_corporation_-_050121.pdf (consulté le 8 mars 2022).

1 par année. Cette baisse reflète principalement les réductions dans les dépenses relatives
2 au matériel (baisse de 2,1 millions de dollars par rapport à la RMTG de 2018-2019), aux
3 services externes (baisse de 0,6 million de dollars par rapport à la RMTG de 2018-2019
4 et au transport (baisse de 0,3 million de dollars par rapport à la RMTG de 2018-2019),
5 compensées par une hausse de 1,3 million de dollars en charge d'assurance.

6 **4.3.3 DÉPLACEMENTS ET HÉBERGEMENT**

7 Les dépenses relatives aux déplacements et à l'hébergement comprennent tous les frais
8 liés aux déplacements, aux repas et à l'hébergement à l'occasion d'activités
9 opérationnelles, de perfectionnement professionnel et de besoins médicaux des
10 employés. Les coûts relatifs aux déplacements devraient s'élever à 5,909 millions de
11 dollars en 2022-2023, soit une augmentation de 0,592 million de dollars par rapport aux
12 prévisions de la RMTG de 2018-2019, représentant une augmentation annuelle moyenne
13 d'environ 2,7 %.

14 Cette hausse est attribuable aux augmentations inflationnistes ainsi qu'à une
15 augmentation des coûts des voyages médicaux (0,805 million de dollars par rapport aux
16 prévisions de la RMTG de 2018-2019). Comme il a été indiqué pendant les RMTG de
17 2014-2015 et de 2018-2019, la politique relative aux voyages médicaux de la Société
18 couvre les frais de déplacement, d'hébergement et de repas ainsi que les dépenses

1 imprévues des employés et des personnes à charge des employés qui ont besoin de
2 soins médicaux qui ne sont pas offerts dans la communauté où ils travaillent.⁹

3 La Société prévoit des baisses dans les catégories de réinstallation et de formation des
4 frais de déplacement, compensant les hausses dans les autres catégories de ce type de
5 frais.

6 **4.4 COMBUSTIBLE DE PRODUCTION**

7 Les coûts réels et prévus de combustible de production de la SÉQ sont présentés dans
8 les Annexes 4.2.1 à 4.2.5. Les dépenses prévues en matière de combustible de
9 production en 2022-2023 sont 2,723 millions de dollars plus élevés par rapport à la RMTG
10 de 2018-2019.

11 Cette modification reflète ce qui suit :

- 12 • **les prévisions relatives à la demande (hausse de 1,317 million de dollars par**
13 **rapport aux prévisions de prix et de rendement du combustible de la RMTG**
14 **de 2018-2019).** L'augmentation des ventes constatée au chapitre 3 entraîne une
15 hausse des besoins en combustible de production;
- 16 • **la variation du prix du combustible (hausse de 1,288 million de dollars par**
17 **rapport à la prévision de la RMTG de 2018-2019).** Les prix moyens du
18 combustible pour 2022-2023 devraient être de 0,96 \$/litre, ce qui représente une
19 hausse par rapport aux prix moyens du combustible de 0,93 \$/litre en 2018-2019.

⁹ Requête en majoration tarifaire générale de 2014-2015 de la SÉQ, pages 4 à 9, et Requête en majoration tarifaire générale de 2018-2019, pages 4 à 7.

- 1 Des détails additionnels sur les prévisions des prix du combustible de la SÉQ pour
2 2022-2023 se trouvent plus loin;
- 3 • **la variation du rendement du combustible (baisse de 0,094 million de dollars**
4 **par rapport à la prévision de la RMTG de 2018-2019).** Le rendement du
5 combustible s'est amélioré, passant d'une moyenne de 3,76 kWh/litre dans la
6 RMTG de 2018-2019 à une moyenne de 3,77 kWh/litre. Ces améliorations ont
7 permis de réduire le volume de combustible de près de 0,100 million de litres, ce
8 qui a fait baisser le coût global du combustible aux prix du combustible prévus en
9 2022-2023 de 0,094 million de dollars par rapport à la prévision de la RMTG de
10 2018-2019;
- 11 **le coût des lubrifiants (hausse de 0,212 million de dollars par rapport à la**
12 **prévision de la RMTG de 2018-2019).** Le coût des lubrifiants pour 2022-2023 a
13 augmenté de 0,212 million de dollars par rapport aux prévisions de la RMTG de
14 2018-2019.

1 **Tableau 4.4:**
 2 **Production, consommation de combustible et coût de combustible – Comparaison des**
 3 **prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023**

	2018-2019 Prévisions de la RMTG	2022-2023 Prévisions	Écart	Croissance annuelle moyenne
Production (MWh)	193 338	198 389		0,6 %
<i>Rendement du combustible (kWh/l) figurant dans la RMTG de 2018-2019</i>	3,76	3,76		
Volume de combustible au rendement de 2018-2019 (en milliers de litres)	51 355	52 755		0,7 %
<i>Prix moyen du combustible (\$/l) figurant dans la RMTG de 2018-2019</i>	0,93	0,93		
Coût de combustible au prix et au rendement figurant dans la RMTG de 2018-2019 (en milliers de dollars)	47 989	49 306	1 317	0,7 %
<i>Prévisions du prix moyen du combustible pour 2022-2023 (\$/l)</i>		0,96		
<i>Modification du prix du combustible par rapport à la RMTG de 2018-2019 (\$/l)</i>		0,03		
Modification du prix en raison du coût du combustible (en milliers de dollars)		1 288	1 288	
<i>Rendement du combustible (kWh/L)</i>		3,77		
Modification du prix en raison du rendement du combustible (en milliers de dollars)		(94)	(94)	
Coûts des lubrifiants (en milliers de dollars)	831	1 043	212	
Coût total du combustible et des lubrifiants (en milliers de dollars)	48 820	51 543	2 723	1,4 %

4
 5
 6
 7 **Prévisions relatives au coût du combustible**

8 La SÉQ achète du combustible auprès de la Division des produits pétroliers du ministère
 9 des Services communautaires et gouvernementaux du gouvernement du Nunavut.
 10 Environ 35 % des besoins prévus en combustible de production de la SÉQ sont comblés
 11 par l'achat de combustible en vrac dans sept collectivités. Les 65 % restants sont achetés
 12 à des prix de combustible fixés par le gouvernement territorial.

13 Les coûts de combustible représentent environ 36 % des besoins totaux en revenus de
 14 la SÉQ pour 2022-2023. Les prix actuels du combustible de la SÉQ sont légèrement plus
 15 élevés que les prix du combustible indiqués dans la RMTG de 2018-2019. La SÉQ rend
 16 compte des différences entre les prix réels du combustible et les prix du combustible
 17 approuvés dans la RMTG du supplément de stabilisation du coût du combustible.
 18 Toutefois le programme de subventions à la consommation d'énergie du Nunavut ne
 19 subventionne pas les suppléments de stabilisation du coût du combustible. Par

1 conséquent, si les prix du combustible intégrés aux tarifs d'énergie de base sont trop bas,
2 les clients paient le plein montant des futurs suppléments associés à des prix de
3 combustible plus élevés que les prévisions de la RMTG.

4 Compte tenu de ce qui précède, la SÉQ a préparé une prévision des prix du combustible
5 dans la RMTG de 2022-2023 qui reflète ce qui suit :

- 6 • les prix du combustible en vrac à l'été 2022 selon les renseignements fournis par
7 la Division des produits pétroliers du ministère des Services communautaires et
8 gouvernementaux du gouvernement du Nunavut;
- 9 • les prix du combustible prévus pour 2022-2023 sont fondés sur les prix réels du
10 combustible annoncés par le gouvernement du Nunavut en vigueur le
11 6 février 2022.

12 Les prix moyens du combustible de la RMTG tiennent compte des prévisions relatives
13 aux stocks de combustible et à un mélange de combustible en vrac et à prix fixés, ce qui
14 est conforme à l'expérience d'exploitation antérieure.

15 **4.5 CHARGE D'AMORTISSEMENT**

16 La charge d'amortissement compte la somme de l'amortissement des immobilisations
17 corporelles et de l'amortissement des frais de financement.

18 L'augmentation de la charge d'amortissement reflète la croissance des immobilisations
19 corporelles, expliquée en détail à la section 6.3. L'amortissement des frais de
20 financement de 0,249 million de dollars est inclus dans les besoins en revenus,

1 conformément au rapport du CETES à l'intention du ministre responsable sur la RMTG
2 2004-2005 de la SÉQ.¹⁰

3 Le Tableau 4.5 présente les variations de la charge d'amortissement prévue de 2018-
4 2019 à 2022-2023.

5 **Tableau 4.5:**
6 **Charge d'amortissement – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019 avec**
7 **celles de 2022-2023 (en milliers de dollars)**

	<u>2018-2019</u> <u>Prévisions de la RMTG</u>	<u>2022-2023</u> <u>Prévisions</u>
Amortissement des immobilisations corporelles	10 485	13 498
Plus : Amortissement des frais de financement	249	249
8 Total	<u>10 734</u>	<u>13 747</u>

9 **4.6 RENDEMENT DE LA BASE TARIFAIRE**

10 Le rendement de la base tarifaire représente le coût moyen pondéré de la dette à long
11 terme, les capitaux propres et le capital sans coût requis pour financer la base tarifaire
12 de la Société. Les variations du rendement de la base tarifaire découlent de la variation
13 de la valeur nette des installations en service de la Société, des modifications de la
14 combinaison dettes-capitaux propres de sa structure financière et des variations des
15 coûts relatifs du financement par dette et par capitaux propres.

16 Le Tableau 4.6 présente la structure financière, la base tarifaire et le rendement de cette
17 base tarifaire de la Société pour 2022-2023 par rapport à la RMTG à l'exercice de
18 référence de 2018-2019.

¹⁰ Rapport du CETES à l'intention du ministre responsable de la Société d'énergie Qulliq, 18 février 2005. Annexe B-1.

1 **Tableau 4.6:**
 2 **Rendement de la base tarifaire – Comparaison des prévisions de la RMTG de 2018-2019**
 3 **avec celles de 2022-2023 (en milliers de dollars)**

	<u>2018-2019</u> <u>Prévisions de la RMTG</u>	<u>2022-2023</u> <u>Prévisions</u>
Installations en service au mi-exercice	219 415	272 277
Fonds de roulement	27 326	33 147
Base tarifaire au mi-exercice	246 741	305 425
Taux moyen de rendement de la base tarifaire	5,34 %	4,62 %
4 Rendement de la base tarifaire	13 165	14 105

5 Le rendement de la base tarifaire devrait augmenter de 0,940 million de dollars par
 6 rapport à l'exercice de référence 2018-2019. Ce changement découle des augmentations
 7 de la base tarifaire en mi-exercice avec une réduction compensatoire du taux moyen du
 8 rendement de la base tarifaire. Depuis la dernière RMTG, la Société a fait d'importants
 9 investissements dans une nouvelle infrastructure et des réinvestissements dans
 10 l'infrastructure existante afin de continuer à répondre de manière fiable et sûre à
 11 l'accroissement la demande. L'augmentation prévue de la base tarifaire nette moyenne
 12 au mi-exercice entre l'exercice de référence 2018-2019 et l'exercice de référence 2022-
 13 2023 est de 58,683 millions de dollars. Cette augmentation est en partie compensée par
 14 la réduction du coût global du capital. Le taux de rendement moyen de la base tarifaire
 15 devrait diminuer, passant de 5,34 % pour la RMTG de 2018-2019 à 4,62 % pour l'exercice
 16 de référence 2022-2023 (ce qui réduit le rendement de la base tarifaire d'environ 2,191
 17 millions de dollars). Cette diminution reflète la réduction du coût moyen de la dette à long
 18 terme. Le calcul du rendement de la base tarifaire est détaillé à l'Annexe 4.4.

1 4.6.1 STRUCTURE FINANCIÈRE

2 Selon l'article 25 de la *Loi sur la Société d'énergie Qulliq*, les emprunts de la Société ne
3 doivent en aucun cas dépasser le triple de ses capitaux propres. Dans son rapport 2011-
4 01 à l'intention du ministre concernant la RMTG de la SÉQ, le CETES considérait qu'une
5 proportion de 40 % de capitaux propres était appropriée pour la détermination d'un
6 rendement équitable de la base tarifaire en 2010-2011.¹¹ La structure financière proposée
7 par la SÉQ, et décrite dans l'Annexe 4.4, reflète une proportion présumée de 40 % de
8 capitaux propres, qui est conforme au rapport 2011-01 du CETES ainsi qu'à la RMTG de
9 2018-2019 de la SÉQ et au rapport 2018-01 du CETES. L'Annexe 4.5 présente
10 l'historique de la capitalisation de la Société.

11 4.6.2 COÛT MOYEN DE LA DETTE À LONG TERME

12 Le coût moyen prévu de la dette à long terme est passé de 3,37 % dans la RMTG de
13 2018-2019 à 2,17 % pour 2022-2023. Cette diminution du coût moyen de la dette à long
14 terme reflète la baisse générale des taux d'intérêt pour les nouvelles dettes. Pour les
15 exercices 2021-2022 et 2022-2023, la Société prévoit contracter de nouvelles dettes à
16 long terme de 8,1 millions de dollars et de 37,7 millions de dollars respectivement, à un
17 taux d'intérêt de 1,95 %. Ce taux d'intérêt est basé sur le taux préférentiel pour
18 entreprises de la Banque du Canada.¹² Le taux d'intérêt annuel de la plus récente dette
19 à long terme que la Société a contractée est le taux préférentiel moins 0,5 % par année.

¹¹ Page 34, rapport 2011-01 du CETES à l'intention du ministre responsable de la Société d'énergie Qulliq, 2 mars 2011.

¹² Banque du Canada, Sommaire quotidien. Accessible au : <https://www.banqueducanada.ca/taux/sommaire-quotidien/> (consulté le 2 mars 2022).

1 Toutefois, la Société estime que le coût de la dette pour les années de la période de
2 prévisions augmentera. Cette attente est également conforme à la récente hausse du
3 taux d'intérêt annoncée par la Banque du Canada.¹³ L'Annexe 4.6 montre que le calcul
4 du coût moyen de la dette à long terme est conforme à la recommandation du CETES
5 présentée dans son rapport 2014-04 selon le solde de la dette au mi-exercice.

6 **4.6.3 CAPITAL SANS COÛT**

7 Le capital sans coût comprend le solde théorique du compte de réserve pour frais
8 d'audience. Le compte de réserve pour frais d'audience reflète la combinaison des soldes
9 de la réserve pour frais d'audience et de la réserve pour blessures et dommages, réduite
10 des frais d'audience portés au compte. Les frais d'audience de 2018-2019 à 2020-2021
11 sont comptabilisés sur une base réelle, et les prévisions des dépenses pour 2021-2022
12 et 2022-2023 reflètent le coût prévu du processus actuel d'examen de requête de
13 majoration tarifaire.

14 **4.6.4 RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES**

15 La SÉQ propose un rendement des capitaux propres de 8,30 % pour l'exercice de
16 référence 2022-2023, ce qui est conforme au rendement des capitaux propres approuvé
17 par la SÉQ pour la RMTG de 2018-2019, comme cela est recommandé par le CETES
18 dans son rapport 2018-01.

¹³ La Banque du Canada a annoncé le 2 mars 2022 qu'elle augmente le taux cible du financement à un jour à 0,5 %, le taux officiel d'escompte s'établissant à 0,75 %, et le taux de rémunération des dépôts, à 0,5 %. Accessible au : <https://www.banqueducanada.ca/2022/03/fad-communique-2022-03-02> (consulté le 2 mars 2022).

1 Dans son étude de la proposition de rendement des capitaux pour l'exercice de référence
2 2022-2023, la SÉQ a aussi examiné les taux de rendement des capitaux propres d'autres
3 entreprises de services publics du Nord, et indique que le taux de rendement des capitaux
4 propres proposé est semblable ou inférieur à ceux des services publics examinés :

- 5 • **Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest (SETNO)** : Dans la décision
6 16-2017, la Régie des services publics des Territoires du Nord-Ouest a approuvé
7 le rendement des capitaux propres de 8,0 % demandé par la SETNO pour les
8 exercices de référence 2016-2017, 2017-2018 et 2018-2019¹⁴.

- 9 • **Société Yukon Electrical Company Limited, ATCO Electric Yukon (AEY)** :
10 Dans son ordonnance 2017-01, la Régie des entreprises de services publics du
11 Yukon a approuvé un rendement des capitaux propres de 8,75 % pour ATCO
12 Electric Yukon pour les exercices de référence de 2016 et de 2017 en fonction du
13 modèle générique de coût du capital de la British Columbia Utilities Commission.¹⁵

- 14 • **Société d'énergie du Yukon** : Dans sa RMTG la plus récente, de 2021,
15 actuellement en traitement, la Société d'énergie du Yukon a demandé un
16 rendement des capitaux propres de 8,70 %, soit le même niveau approuvé par la

¹⁴ Régie des services publics des Territoires du Nord-Ouest. Décision 16-2017, page 48. Accessible en anglais seulement au : https://www.nwtpublicutilitiesboard.ca/sites/nwtpub/files/supporting/16-2017_DECISION_NTPC_2016-19_Phase_I_GRA.pdf (consulté le 4 mars 2022).

¹⁵ YUB Order 2017-01, Appendix A: Reasons for Decision, page 37. Accessible en anglais seulement au : https://yukonutilitiesboard.yk.ca/pdf/Board_Orders_2010/Board_Order_2017-01_Appendix_A_-_Reasons.pdf (consulté le 4 mars 2022).

- 1 Régie des entreprises de services publics du Yukon pour les exercices de
- 2 référence de 2017 et de 2018.¹⁶

¹⁶ YEC 2021 GRA, tableau 3.15 et sous-section 3.5.2. Accessible au : https://yukonutilitiesboard.yk.ca/pdf/Board_Orders_2010/Board_Order_2017-01_Appendix_A_-_Reasons.pdf (consulté le 4 mars 2022).

Annexe 4.1

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
RMTG de 2022-2023
BESOIN EN REVENUS
(en milliers de dollars)

N° de ligne	2018-2019 Prévisions de la RMTG	2018-2019 Chiffres réels	2019-2020 Chiffres réels	2020-2021 Chiffres réels	2021-2022 Prévisions	2022-2023 Prévisions
1	Dépenses de fonctionnement et d'entretien					
2	31,287 \$	33,188 \$	36,797 \$	36,833 \$	36,150 \$	36,371 \$
3	23,459	20,717	22,193	26,895	21,605	22,204
4	161	240	(247)	238	161	161
5	5,317	5,124	5,140	3,261	6,222	5,909
6	60,223	59,268	63,883	67,227	64,138	64,645
7	(50)	(8)	(14)	(6)	(40)	(25)
8	60,173	59,261	63,870	67,221	64,098	64,620
9	Dépenses relatives au combustible et aux lubrifiants	48,820	50,166	48,784	47,340	45,497
10	Amortissement					
11	10,485	10,906	10,391	10,716	12,252	13,498
12	249	249	249	249	249	249
13	Total de la charge d'amortissement nette	10,734	11,155	10,640	10,965	12,501
14	Total du rendement de la base tarifaire	13,165	8,580	13,770	7,425	13,151
15	Total des besoins en revenus	132,893	129,163	137,064	132,952	144,015

1

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
RMTG de 2022-2023
COÛT RÉEL DU COMBUSTIBLE DE PRODUCTION DE 2018-2019

N° de ligne	N° de la centrale	NOM DE LA CENTRALE	PRÉVISIONS POUR LA PRODUCTION (MWh)	RENDEMENT DE LA CENTRALE (kWh/L)	COMBUSTIBLE NÉCESSAIRE (en milliers de litres)	PRIX DU COMBUSTIBLE (\$/L)	COÛT DE COMBUSTIBLE (en milliers de dollars)	COÛTS DES LUBRIFIANTS (en milliers de dollars)	COÛT DU COMBUSTIBLE ET DES LUBRIFIANTS (en milliers de dollars)
1	501	Cambridge Bay	12,109	3.69	3,278	0.95	3,119	26	3,145
2	502	Gjoa Haven	6,167	3.61	1,706	1.02	1,742	22	1,764
3	503	Taloyoak	4,149	3.41	1,217	0.98	1,189	24	1,213
4	504	Kugaaruk	3,836	3.68	1,043	1.00	1,045	25	1,070
5	505	Kugluktuk	6,010	3.64	1,650	0.95	1,563	31	1,594
6	601	Rankin Inlet	19,246	3.69	5,220	0.92	4,817	89	4,906
7	602	Baker Lake	9,310	3.85	2,420	0.96	2,314	38	2,352
8	603	Arviat	9,176	3.70	2,483	0.91	2,258	70	2,327
9	604	Coral Harbour	3,609	3.46	1,042	0.96	995	25	1,020
10	605	Chesterfield Inlet	2,174	3.43	634	0.95	602	19	621
11	606	Whale Cove	2,130	3.63	587	0.95	558	32	590
12	607	Nauyasat	4,637	3.70	1,254	0.99	1,238	23	1,261
13	701	Iqaluit	59,342	4.02	14,759	0.95	14,005	215	14,219
14	702	Pangnirtung	7,715	3.81	2,024	0.92	1,868	8	1,876
15	703	Kinngait	6,090	3.33	1,830	0.94	1,718	8	1,726
16	704	Resolute Bay	4,787	3.68	1,300	0.95	1,233	14	1,247
17	705	Pond Inlet	6,746	3.70	1,822	0.95	1,729	24	1,753
18	706	Igloodik	6,915	3.76	1,837	0.94	1,732	35	1,767
19	707	Sanirajak	3,581	3.62	989	0.95	937	21	957
20	708	Qikiqtarjuaq	2,714	3.54	766	0.95	725	29	754
21	709	Kimmirut	1,937	3.61	537	0.94	506	-7	499
22	710	Arctic Bay	3,330	2.97	1,121	0.95	1,066	28	1,094
23	711	Clyde River	4,014	3.96	1,015	0.92	938	37	975
24	712	Grise Fiord	1,427	3.21	445	0.84	375	25	399
25	713	Saniqiluaq	4,039	3.79	1,066	0.95	1,018	18	1,036
1	26	TOTAL	195,190	3.75	52,046	0.95	49,287	879	50,166

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
RMTG de 2022-2023
COÛT RÉEL DU COMBUSTIBLE DE PRODUCTION DE 2019-2020

N° de ligne	N° de la centrale	NOM DE LA CENTRALE	PRÉVISIONS POUR LA PRODUCTION (MWh)	RENDEMENT DE LA CENTRALE (kWh/L)	COMBUSTIBLE NÉCESSAIRE (en milliers de litres)	PRIX DU COMBUSTIBLE (\$/L)	COÛT DU COMBUSTIBLE (en milliers de dollars)	COÛTS DES LUBRIFIANTS (en milliers de dollars)	COÛT DU COMBUSTIBLE ET DES LUBRIFIANTS (en milliers de dollars)
1	501	Cambridge Bay	12,138	3.66	3,314	0.84	2,771	44	2,814
2	502	Gjoa Haven	6,234	3.53	1,764	0.95	1,682	24	1,706
3	503	Taloyoak	4,109	3.72	1,104	0.98	1,084	16	1,101
4	504	Kugaaruk	3,695	3.75	985	0.97	953	26	979
5	505	Kugluktuk	6,205	3.62	1,716	0.84	1,444	22	1,466
6	601	Rankin Inlet	19,125	3.68	5,203	0.89	4,637	-8	4,629
7	602	Baker Lake	9,104	3.86	2,360	0.96	2,272	34	2,306
8	603	Arviat	9,096	3.81	2,385	0.88	2,102	50	2,153
9	604	Coral Harbour	3,682	3.56	1,033	0.92	949	20	969
10	605	Chesterfield Inlet	2,294	3.72	616	0.98	604	15	619
11	606	Whale Cove	2,023	3.64	556	0.97	537	13	549
12	607	Nauyasat	4,493	3.64	1,234	0.92	1,129	20	1,149
13	701	Iqaluit	59,031	3.96	14,902	0.96	14,367	105	14,472
14	702	Pangnirtung	7,699	3.64	2,116	0.94	1,989	25	2,014
15	703	Kinngait	6,061	3.59	1,690	0.94	1,588	0	1,588
16	704	Resolute Bay	4,654	3.70	1,256	0.95	1,189	15	1,204
17	705	Pond Inlet	6,936	3.66	1,896	0.95	1,797	27	1,825
18	706	Igloolik	6,875	3.71	1,856	0.93	1,720	14	1,733
19	707	Sanirajak	3,475	3.66	948	0.90	849	21	870
20	708	Qikiqtarjuaq	2,668	3.60	741	0.95	705	21	726
21	709	Kimmirut	2,044	3.67	557	0.94	524	21	545
22	710	Arctic Bay	3,358	3.39	990	0.94	934	12	946
23	711	Clyde River	4,124	3.62	1,140	0.85	969	9	978
24	712	Grise Fiord	1,310	3.10	423	0.86	365	11	376
25	713	Saniqiluaq	4,047	3.54	1,142	0.93	1,060	8	1,068
1	26	TOTAL	194,479	3.75	51,928	0.93	48,221	563	48,784

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
RMTG de 2022-2023
COÛT RÉEL DU COMBUSTIBLE DE PRODUCTION DE 2020-2021

N° de ligne	N° de la centrale	NOM DE LA CENTRALE	PRÉVISIONS POUR LA PRODUCTION (MWh)	RENDEMENT DE LA CENTRALE (kWh/L)	COMBUSTIBLE NÉCESSAIRE (en milliers de litres)	PRIX DU COMBUSTIBLE (\$/L)	COÛT DU COMBUSTIBLE (en milliers de dollars)	COÛTS DES LUBRIFIANTS (en milliers de dollars)	COÛT DU COMBUSTIBLE ET DES LUBRIFIANTS (en milliers de dollars)
1	501	Cambridge Bay	12,189	3.70	3,295	0.86	2,841	62	2,903
2	502	Gjoa Haven	6,108	3.59	1,702	0.94	1,595	35	1,629
3	503	Taloyoak	4,191	3.59	1,168	0.95	1,105	38	1,144
4	504	Kugaaruk	3,750	3.62	1,036	0.96	993	0	993
5	505	Kugluktuk	6,183	3.59	1,723	0.86	1,479	28	1,507
6	601	Rankin Inlet	18,709	3.65	5,130	0.81	4,169	90	4,259
7	602	Baker Lake	8,969	3.87	2,316	0.92	2,134	48	2,181
8	603	Arviat	9,103	3.74	2,431	0.88	2,143	7	2,150
9	604	Coral Harbour	3,737	3.60	1,039	0.91	947	20	967
10	605	Chesterfield Inlet	2,213	3.80	582	0.97	564	-3	561
11	606	Whale Cove	2,005	3.29	609	0.85	520	4	524
12	607	Nauyasat	4,432	3.56	1,243	0.93	1,153	18	1,172
13	701	Iqaluit	59,231	3.94	15,017	0.93	13,988	83	14,071
14	702	Pangnirtung	6,998	3.24	2,162	0.88	1,909	46	1,955
15	703	Kinngait	5,974	3.63	1,646	0.90	1,488	26	1,515
16	704	Resolute Bay	4,356	3.69	1,181	0.91	1,078	12	1,091
17	705	Pond Inlet	6,889	3.58	1,926	0.86	1,661	20	1,682
18	706	Igloolik	6,873	3.91	1,760	0.84	1,487	23	1,510
19	707	Sanirajak	3,605	3.49	1,033	0.87	901	22	923
20	708	Qikiqtarjuaq	2,645	3.55	745	0.90	673	16	689
21	709	Kimmirut	2,198	3.69	596	0.91	542	2	543
22	710	Arctic Bay	3,405	3.42	996	0.91	904	14	919
23	711	Clyde River	4,192	3.69	1,137	0.87	992	8	1,000
24	712	Grise Fiord	1,270	3.36	378	0.87	330	8	338
25	713	Saniqiluaq	4,326	3.91	1,107	0.98	1,081	32	1,114
1	26	TOTAL	193,549	3.73	51,955	0.90	46,678	662	47,340

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
RMTG de 2022-2023
COÛT RÉEL DU COMBUSTIBLE DE PRODUCTION DE 2021-2022

N° de ligne	N° de la centrale	NOM DE LA CENTRALE	PRÉVISIONS POUR LA PRODUCTION (MWh)	RENDEMENT DE LA CENTRALE (kWh/L)	COMBUSTIBLE NÉCESSAIRE (en milliers de litres)	PRIX DU COMBUSTIBLE (\$/L)	COÛT DU COMBUSTIBLE (en milliers de dollars)	COÛTS DES LUBRIFIANTS (en milliers de dollars)	COÛT DU COMBUSTIBLE ET DES LUBRIFIANTS (en milliers de dollars)
1	501	Cambridge Bay	12,772	3.69	3,461	0.78	2,712	66	2,778
2	502	Gjoa Haven	6,061	3.59	1,688	0.90	1,524	31	1,555
3	503	Taloyoak	4,221	3.63	1,163	0.90	1,049	22	1,071
4	504	Kugaaruk	3,923	3.71	1,057	0.90	954	20	974
5	505	Kugluktuk	6,171	3.63	1,700	0.76	1,284	32	1,316
6	601	Rankin Inlet	19,840	3.68	5,391	0.73	3,934	102	4,037
7	602	Baker Lake	9,201	3.87	2,378	0.90	2,146	47	2,193
8	603	Arviat	9,385	3.77	2,489	0.73	1,824	48	1,872
9	604	Coral Harbour	3,670	3.56	1,031	0.90	930	19	949
10	605	Chesterfield Inlet	2,213	3.72	595	0.90	537	11	548
11	606	Whale Cove	2,126	3.58	594	0.90	536	11	547
12	607	Nauyasat	4,477	3.66	1,223	0.90	1,104	23	1,127
13	701	Iqaluit	59,869	3.99	15,005	0.85	12,688	308	12,997
14	702	Pangnirtung	7,460	3.66	2,038	0.90	1,839	38	1,878
15	703	Kinngait	6,096	3.57	1,708	0.90	1,541	31	1,572
16	704	Resolute Bay	4,600	3.69	1,247	0.90	1,125	24	1,149
17	705	Pond Inlet	7,186	3.67	1,958	0.90	1,767	37	1,804
18	706	Igloodik	7,042	3.83	1,839	0.90	1,659	36	1,695
19	707	Sanirajak	3,631	3.62	1,003	0.90	905	19	924
20	708	Qikiqtarjuaq	2,729	3.57	764	0.90	690	14	704
21	709	Kimmirut	2,094	3.67	571	0.90	515	11	526
22	710	Arctic Bay	3,486	3.34	1,044	0.90	942	18	960
23	711	Clyde River	4,200	3.81	1,102	0.81	891	22	913
24	712	Grise Fiord	1,366	3.27	418	0.90	377	7	384
25	713	Saniqiluaq	4,236	3.81	1,112	0.90	1,003	22	1,025
26		TOTAL	198,054	3.77	52,578	0.85	44,477	1,020	45,497

1

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
RMTG de 2022-2023
COÛT RÉEL DU COMBUSTIBLE DE PRODUCTION DE 2022-2023

N° de ligne	N° de la centrale	NOM DE LA CENTRALE	PRÉVISIONS POUR LA PRODUCTION (MWh)	RENDEMENT DE LA CENTRALE (kWh/L)	COMBUSTIBLE NÉCESSAIRE (en milliers de litres)	PRIX DU COMBUSTIBLE (\$/L)	COÛT DU COMBUSTIBLE (en milliers de dollars)	COÛTS DES LUBRIFIANTS (en milliers de dollars)	COÛT DU COMBUSTIBLE ET DES LUBRIFIANTS (en milliers de dollars)
1	501	Cambridge Bay	12,617	3.69	3,419	0.93	3,179	66	3,246
2	502	Gjoa Haven	6,118	3.59	1,704	0.98	1,674	32	1,706
3	503	Taloyoak	4,297	3.63	1,184	0.98	1,163	23	1,186
4	504	Kugaaruk	3,848	3.71	1,037	0.98	1,019	20	1,039
5	505	Kugluktuk	6,291	3.63	1,733	0.92	1,596	33	1,629
6	601	Rankin Inlet	19,595	3.68	5,325	0.91	4,857	103	4,960
7	602	Baker Lake	9,282	3.87	2,399	0.98	2,356	49	2,405
8	603	Arviat	9,367	3.77	2,485	0.90	2,247	49	2,296
9	604	Coral Harbour	3,765	3.56	1,057	0.98	1,039	20	1,059
10	605	Chesterfield Inlet	2,219	3.72	596	0.98	586	12	598
11	606	Whale Cove	2,108	3.58	589	0.98	579	11	590
12	607	Nauyasat	4,573	3.66	1,249	0.98	1,228	24	1,252
13	701	Iqaluit	60,181	3.99	15,083	0.96	14,486	316	14,802
14	702	Pangnirtung	7,233	3.66	1,976	0.98	1,941	38	1,980
15	703	Kinngait	6,086	3.57	1,705	0.98	1,675	32	1,707
16	704	Resolute Bay	4,588	3.69	1,243	0.98	1,221	24	1,246
17	705	Pond Inlet	7,106	3.67	1,936	0.98	1,902	37	1,940
18	706	Igloolik	7,059	3.83	1,843	0.98	1,811	37	1,848
19	707	Sanirajak	3,659	3.62	1,011	0.98	993	19	1,012
20	708	Qikiqtarjuaq	2,734	3.57	766	0.98	752	14	767
21	709	Kimirut	2,176	3.67	593	0.98	583	11	594
22	710	Arctic Bay	3,500	3.34	1,048	0.98	1,030	18	1,048
23	711	Clyde River	4,293	3.81	1,127	0.94	1,058	23	1,081
24	712	Grise Fiord	1,347	3.27	412	0.98	405	7	412
25	713	Saniqiluaq	4,348	3.81	1,141	0.98	1,121	23	1,144
1	26	TOTAL	198,389	3.77	52,661	0.96	50,500	1043	51,543

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
RMTG de 2022-2023
DISPOSITION D'AMORTISSEMENT PAR FONCTIONS
(en milliers de dollars)

N° de ligne	Provision pour amortissement par grande catégorie de la FERC	Prévisions de la RMTG de 2018-2019	2018-2019 Chiffres réels	2019-2020 Chiffres réels	2020-2021 Chiffres réels	2021-2022 Prévisions	2022-2023 Prévisions
1	Centrale diesel						
2	Amortissement	8,874	9,726	9,100	9,408	10,713	10,830
3	Plus (Moins) : Rajustements		0	0	0	0	0
4	Amortissement total – centrale diesel	<u>8,874</u>	<u>9,726</u>	<u>9,100</u>	<u>9,408</u>	<u>10,713</u>	<u>10,830</u>
5	Installation de distribution						
6	Amortissement	1,001	819	868	848	902	1,123
7	Plus (moins) : Rajustements		0	0	0	0	0
8	Amortissement total – installation de distribution	<u>1,001</u>	<u>819</u>	<u>868</u>	<u>848</u>	<u>902</u>	<u>1,123</u>
9	Installation générale						
10	Amortissement	1,275	1,205	1,267	1,304	1,481	2,389
11	Plus (moins) : Rajustements		0	0	0	0	0
12	Amortissement total – installation générale	<u>1,275</u>	<u>1,205</u>	<u>1,267</u>	<u>1,304</u>	<u>1,481</u>	<u>2,389</u>
13	Système d'utilisation de l'énergie						
14	Amortissement	6	0	0	0	0	0
15	Plus (moins) : Rajustements		0	0	0	0	0
16	Amortissement total – système d'utilisation de l'énergie	<u>6</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
17	Produits de l'assurance						
18	Amortissement	-671	-844	-844	-844	-844	-844
19	Plus (moins) : Rajustements		0	0	0	0	0
20	Amortissement total – produits de l'assurance	<u>-671</u>	<u>-844</u>	<u>-844</u>	<u>-844</u>	<u>-844</u>	<u>-844</u>
21	Amortissement total – base tarifaire	<u>10,485</u>	<u>10,906</u>	<u>10,391</u>	<u>10,716</u>	<u>12,252</u>	<u>13,498</u>
22	Plus : Amortissement des frais de financement	249	249	249	249	249	249
23	Amortissement total	<u>10,734</u>	<u>11,155</u>	<u>10,640</u>	<u>10,965</u>	<u>12,501</u>	<u>13,747</u>

Remarque :

1. La charge d'amortissement ne comprend pas la chaleur résiduelle.
2. Conformément aux directives du CETES figurant dans son rapport définitif sur la RMTG de 2004-2005 de la SÉQ, la charge d'amortissement exclut le montant inadmissible de 1,745 million de dollars relatif aux centrales en service.
3. La charge d'amortissement des installations de production ne comprend pas les contributions du gouvernement du Nunavut.
4. La charge d'amortissement de l'installation de distribution ne comprend pas les contributions des clients.

1

2

Annexe 4.4

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
RMTG de 2022-2023
RENDEMENT DE LA BASE TARIFAIRE AU MI-EXERCICE
(en milliers de dollars)

N° de ligne		Capitalisation au mi-exercice	Ratios de capital présumés au mi-exercice ¹	Base tarifaire au mi-exercice	Coefficient d'imputation du coût au mi-exercice	Rendement
Prévisions de la RMTG de 2018-2019						
1	Capitaux propres ordinaires	130,215	40.00 %	98,697	8.30 %	8,192
2	Dette à long terme	203,081	59.76 %	147,453	3.37 %	4,974
3	Capital sans coût	802	0.24 %	592	0.00 %	0
4	TOTAL	334,098 \$	100.00 %	246,741 \$	5.34 %	13,165 \$
Chiffres réels de 2018-2019						
5	Capitaux propres ordinaires	129,946	42.54 %	103,996	4.32 %	4,492
6	Dette à long terme	174,873	57.25 %	139,951	2.92 %	4,088
7	Capital sans coût	662	0.22 %	529	0.00 %	0
8	TOTAL	305,480 \$	100.00 %	244,477 \$	3.51 %	8,580 \$
Chiffres réels de 2019-2020						
9	Capitaux propres ordinaires	136,761	41.93 %	110,872	8.24 %	9,138
10	Dette à long terme	188,738	57.87 %	153,010	3.03 %	4,632
11	Capital sans coût	660	0.20 %	535	0.00 %	0
12	TOTAL	326,159 \$	100.00 %	264,416 \$	5.21 %	13,770 \$
Chiffres réels de 2020-2021						
13	Capitaux propres ordinaires	142,976	42.83 %	112534.3187	2.93 %	3,292
14	Dette à long terme	190,172	56.97 %	149681.3795	2.76 %	4,132
15	Capital sans coût	660	0.20 %	519.3366043	0.00 %	0
16	TOTAL	333,808 \$	100.00 %	262,735 \$	2.83 %	7,425 \$
Prévisions de 2021-2022						
17	Capitaux propres ordinaires	149,203	40.00 %	110,385	8.30 %	9,162
18	Dette à long terme	177,464	59.83 %	165,106	2.42 %	3,989
19	Capital sans coût	559	0.17 %	472	0.00 %	0
20	TOTAL	327,227 \$	100.00 %	275,963 \$	4.77 %	13,151 \$
Prévisions de 2022-2023						
21	Capitaux propres ordinaires	158,854	40.00 %	122,170	8.30 %	10,140
22	Dette à long terme	174,416	59.87 %	182,869	2.17 %	3,965
23	Capital sans coût	421	0.13 %	386	0.00 %	0
24	TOTAL	333,692 \$	100.00 %	305,425 \$	4.62 %	14,105 \$

Remarque :

1. Utilisation du ratio de capital présumé conformément à la recommandation du CETES (rapport définitif du CETES, paragraphe 7, page 34, 2 mars 2011).

1

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
RMTG de 2022-2023
CAPITALISATION AU MI-EXERCICE
(en milliers de dollars)

N° de ligne		Prévisions de la RMTG de 2018-2019	2018-2019 Chiffres réels	2019-2020 Chiffres réels	2020-2021 Chiffres réels	2021-2022 Prévisions	2022-2023 Prévisions
1	CAPITAUX PROPRES ORDINAIRES						
2	Solde d'ouverture	126,119	127,700	132,192	141,330	144,622	153,784
3	Bénéfice net/perte nette avant contribution du gouvernement du Nunavut	8,192	4,492	9,138	3,292	9,162	10,140
4	(Dividendes)/contributions						
5	Solde de fermeture	<u>134,311</u>	<u>132,192</u>	<u>141,330</u>	<u>144,622</u>	<u>153,784</u>	<u>163,924</u>
6	Solde de mi-exercice [(L2+L5)/2]	130,215	129,946	136,761	142,976	149,203	158,854
7	PASSIF À LONG TERME						
8	Solde d'ouverture	199,723	163,263	186,483	190,994	189,350	165,578
9	Émission	24,999	37,066	19,238	15,930	8,058	37,697
10	Remboursement	<u>(18,284)</u>	<u>(13,846)</u>	<u>(14,727)</u>	<u>(17,574)</u>	<u>(31,830)</u>	<u>(20,019)</u>
11	Solde de fermeture	206,438	186,483	190,994	189,350	165,578	183,255
12	Solde de mi-exercice [(L8+L11)/2]	203,081	174,873	188,738	190,172	177,464	174,416
13	CAPITAL SANS COÛT						
	Prêt sans frais du gouvernement du Nunavut						
14	Solde d'ouverture	0	0	0	0	0	0
15	Émission	0	0	0	0	0	0
16	Remboursement	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
17	Solde de fermeture	0	0	0	0	0	0
18	Solde de mi-exercice [(L14+L17)/2]	0	0	0	0	0	0
	Réserve pour audience et réserve pour blessures et préjudices						
19	Solde d'ouverture	802	663	660	660	660	459
20	Ajouts	0	0	0	0	0	0
21	Utilisation	<u>0</u>	<u>(4)</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>(201)</u>	<u>(75)</u>
22	Solde de fermeture	802	660	660	660	459	384
23	Solde de mi-exercice [(L19+L22)/2]	802	662	660	660	559	421
24	Solde de mi-exercice du capital sans coût [L18+L23]	802	662	660	660	559	421
25	CAPITALISATION TOTALE AU MI-EXERCICE						
26	[L6+L12+L24]	334,098	305,480	326,159	333,808	327,227	333,692

1

Annexe 4.6

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
RMTG de 2022-2023
COÛT DE LA DETTE À LONG TERME
(en milliers de dollars)

N° de ligne		2018-2019	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	Prévisions de 2022-2023		
		Prévisions de la RMTG	Chiffres réels	Chiffres réels	Chiffres réels	Prévisions	Taux d'intérêt en vigueur	Solde débiteur au mi-exercice	Solde des charges d'intérêts au mi-exercice
1	SOLDE DÉBITEUR AU MI-EXERCICE (ENDETTEMENT MOYEN AU MI-EXERCICE)	203,081	174,873	188,738	190,172	177,464		174,416	
2	CHARGES D'INTÉRÊTS								
	Intérêts sur la dette à long terme								
	Dette obligataire de 61 M\$	1,884	1,949	1,689	1,412	596			
	Prêt pour immobilisations de 7 M\$ (facilité B)	53	54	35	14	0			
	Prêt pour immobilisations de 8 M\$ (facilité C)	68	69	45	19	1			
	Prêt pour immobilisations de 8 M\$ (facilité D)	97	98	64	28	1			
	Prêt pour immobilisations de 4,8 M\$ (facilité E)	154	154	145	136	116			
	Prêt pour immobilisations de 13 M\$ (facilité F)	180	182	121	57	4			
	Prêt pour immobilisations (facilité G)	347	355	331	305	280	2.63 %	5,333	140
	Prêt pour immobilisations (facilité H)	1,193	2,135	3,179	3,181	3,117	2.28 %	132,910	3,028
	Prêt pour immobilisations (facilité J)	304	112	105	97	92	0.96 %	9,267	89
	Nouveau prêt 2017	751							
	Nouveau prêt 2018	1,451							
	Nouveau prêt 2019	369							
	Nouveau prêt 2021-2022					79	1.95 %	8,058	157
	Nouveau prêt 2022-2023						1.95 %	18,848	368
	Total des charges d'intérêts	6,850	5,108	5,714	5,250	4,287			3,782
1	3 COÛT RÉEL DE LA DETTE À LONG TERME (L2/L1)	3.373 %	2.921 %	3.027 %	2.761 %	2.416 %			2.168 %

1 **5.0 VARIANCE PAR RAPPORT AUX REVENUS AUX TARIFS EN VIGUEUR**

2 **5.1 INTRODUCTION**

3 Le besoin en revenus en 2022-2023 de la SÉQ (décrit au chapitre 4) entraîne une
4 variance par rapport aux revenus aux tarifs en vigueur (présentés au chapitre 3).

5 Cette section examine la variance de l'exercice de référence pour l'ensemble de la
6 Société sous deux angles :

- 7 • **Variances par rapport au besoin en revenus de 2018-2019** : Les tarifs de base
8 actuels de la SÉQ reflètent le besoin en revenus et la prévision de la demande
9 pour 2018-2019. Les modifications apportées aux prévisions de l'exercice de
10 référence de 2022-2023 entraînent un manque à gagner par rapport au besoin en
11 revenus de 2018-2019.
- 12 • **Variances par rapport aux tarifs d'énergie de base existants** : La comparaison
13 des besoins en revenus de 2022-2023 avec les tarifs d'énergie de base de 2018-
14 2019 entraîne un besoin net d'accroître les revenus d'énergie provenant des
15 clients d'environ 5,1 %.

16 **5.2 VARIANCES PAR RAPPORT AU BESOIN EN REVENUS DE 2018-2019**

17 Le Tableau 5.1 présente le besoin en revenus de la SÉQ et les revenus générés aux
18 tarifs de base en vigueur.

1 **Tableau 5.1:**
2 **Variance des revenus aux tarifs en vigueur pour 2022-2023 (en milliers de dollars)**

	<u>2022-2023</u> <u>Prévisions</u>
Fonctionnement et entretien hors combustible	64,620
Combustible de production	51,543
Amortissement des immobilisations corporelles	13,747
Rendement de la base tarifaire	<u>14,105</u>
Besoin en revenus	144,015
Moins : Revenus ne provenant pas de la vente d'électricité	2,511
Revenus aux tarifs en vigueur	<u>134,919</u>
Surplus/(manque à gagner)	(6,585)
Ventes en MWh	183,135
Surplus/(manque à gagner) (cents/kWh)	(3,60)
Manque à gagner en % des revenus actuels	4,9 %
3 Base tarifaire au mi-exercice	305,425

4 Le Tableau 5.1 indique un manque à gagner des revenus aux tarifs de base en vigueur
5 de 6,585 millions de dollars en 2022-2023, si l'on tient compte de tous les éléments
6 relatifs au besoin en revenus décrits au chapitre 4. Traduit en pourcentage, le manque à
7 gagner correspond à 4,9 %, soit une moyenne de 3,60 cents/kWh.

8 Le Tableau 5.2 présente une comparaison entre les prévisions relatives au besoin en
9 revenus, les revenus et les manques à gagner de 2018-2019 et de l'exercice de référence
10 2022-2023. Comparativement aux prévisions de la RMTG de 2018-2019, le besoin en
11 revenus a augmenté de 11,122 millions de dollars. Cependant, cette hausse est
12 compensée par les revenus additionnels générés par l'augmentation de la demande
13 (4,573 millions de dollars).

1 **Tableau 5.2:**
 2 **Variance par rapport aux revenus aux tarifs en vigueur Comparaison des prévisions de la**
 3 **RMTG de 2018-2019 avec celles de 2022-2023 (en milliers de dollars)**

	2018-2019	2022-2023	Écart
	<u>Prévisions de la RMTG</u>	<u>Prévisions</u>	<u>2018-2019 à 2022-2023</u>
Fonctionnement et entretien hors combustible	60,173	64,620	4,446
Combustible de production	48,820	51,543	2,723
Amortissement des immobilisations corporelles	10,734	13,747	3,013
Rendement de la base tarifaire	13,165	14,105	940
Besoin en revenus	<u>132,893</u>	<u>144,015</u>	<u>11,122</u>
Moins : Revenus ne provenant pas de la vente d'électricité	2,548	2,511	(36)
Revenus aux tarifs en vigueur	<u>130,345</u>	<u>134,919</u>	<u>4,573</u>
Surplus/(manque à gagner)	(0)	(6,585)	(6,585)
Ventes en MWh	178,851	183,135	4,284
Manque à gagner (cents/kWh)	0.00	3.60	3.60
4 Manque à gagner en % des revenus actuels	0 %	4.9 %	

5 **5.3 VARIANCES PAR RAPPORT AUX TARIFS D'ÉNERGIE DE BASE EXISTANTS**

6 Le manque à gagner pour l'exercice de référence de 2022-2023 s'élève à 6,585 millions
 7 de dollars. Ce manque à gagner entraîne la nécessité de procéder à une augmentation
 8 générale de 5,1 % des tarifs d'énergie de base en vigueur pour combler entièrement le
 9 besoin en revenus de l'exercice de référence 2022-2023.¹⁷

10 Le Tableau 5.3 présente le calcul de l'augmentation nécessaire des tarifs d'énergie de
 11 base existants pour l'exercice de référence 2022-2023.

¹⁷ Le calcul de l'augmentation tarifaire nécessaire exclut les revenus provenant des frais clients et des primes de puissance, car la Société ne propose aucune modification des frais clients et des primes de puissance actuels.

1
2

**Tableau 5.3:
par rapport aux revenus aux tarifs en vigueur (en milliers de dollars)**

N° de ligne		2022-2023 Prévisions
1	Fonctionnement et entretien hors combustible	64,620
2	Combustible de production	51,543
3	Charge d'amortissement	13,747
4	Rendement de la base tarifaire	14,105
5=somme(1:4)	Besoin en revenus	144,015
6	Moins : Revenus ne provenant pas de la vente d'électricité	2,511
7=5-6	Besoin en revenus net	141,504
	Revenus provenant des tarifs	
8	Revenus provenant des tarifs d'énergie de base	128,128
9	Revenus provenant des frais clients et des primes de puissance	6,791
10=8+9	Total des revenus aux tarifs en vigueur	134,919
11=10-7	Surplus/(manque à gagner)	(6,585)
12	Ventes en MWh	183,135
13=11/12	Surplus/(manque à gagner) (cents/kWh)	-3.60
3	14=11/8	Manque à gagner en % des tarifs d'énergie de base 5.1 %

4

1 **6.0 BASE TARIFAIRE**

2 **6.1 INTRODUCTION**

3 Le présent chapitre montre le calcul de la base tarifaire réelle de la Société au mi-exercice
4 pour les exercices financiers 2018-2019, 2019-2020 et 2020-2021 ainsi que les
5 prévisions de 2021-2022 et l'exercice de référence 2022-2023. Plus précisément, il porte
6 sur :

- 7 • la valeur brute des installations en service, y compris les acquisitions
8 d'immobilisations et les cessions;
- 9 • l'amortissement cumulé (la charge d'amortissement est expliquée en détail au
10 chapitre 4);
- 11 • le fonds de roulement.

12 La base tarifaire de la Société au mi-exercice devrait s'élever à 305,425 millions de dollars
13 pour l'exercice de référence 2022-2023 (voir l'annexe 6.1). Elle ne comprend pas les
14 éléments d'actif liés à la chaleur résiduelle et les montants non admissibles pour les
15 centrales de Baker Lake et de Grise Fiord.¹⁸

¹⁸ Le montant inadmissible de 1,745 million de dollars pour la centrale de Baker Lake conformément à la directive du CETES figurant dans le rapport définitif sur la RMTG de 2004-2005 de la SÉQ, ainsi que celui de 3,939 millions de dollars pour le remplacement de la centrale de Grise Fiord conformément au rapport 2018-01 du CETES sur la RMTG de 2018-2019 de la SÉQ.

1 **6.2 CONTRIBUTIONS GOUVERNEMENTALES ET DES CLIENTS**

2 En vertu des normes comptables pour le secteur public, le revenu reçu des contributions
3 gouvernementales et des clients servant à l'acquisition d'immobilisations corporelles est
4 constaté à titre de revenu au moment de l'acquisition de ces immobilisations. Toutefois,
5 à des fins de tarification, la Société veut s'assurer que les clients puissent continuer à
6 voir l'utilité du revenu lié à leurs contributions dans le calcul de la base tarifaire. Ainsi, aux
7 fins de la RMTG, la Société traite les contributions gouvernementales et des clients
8 comme une compensation de la base tarifaire, conformément au traitement à titre de
9 revenu reporté dans les requêtes tarifaires précédant l'adoption des normes comptables
10 pour le secteur public.

11 **6.3 VALEUR BRUTE DES INSTALLATIONS EN SERVICE**

12 La valeur brute des installations en service représente le coût comptable de tous les actifs
13 en service de la SÉQ liés aux activités de distribution d'électricité. Pour chaque exercice,
14 on calcule la valeur brute des installations en service en additionnant les acquisitions
15 d'immobilisations au solde d'ouverture et en y soustrayant les cessions et autres
16 rajustements, ce qui permet d'obtenir le solde de clôture. Les chiffres bruts de mi-exercice
17 relatifs aux installations en service correspondent pour leur part à la moyenne du solde
18 d'ouverture brut et du solde de clôture brut de cette centrale. L'annexe 6.2 présente les
19 calculs relatifs à la valeur brute des installations en service pour les exercices 2018-2019
20 à 2022-2023. L'annexe B présente les acquisitions d'immobilisations réelles et prévues
21 ainsi que la description de celles dont la valeur est supérieure à 400 000 \$.

22 Le tableau 6.1 résume la variation de la valeur brute des installations en service entre les
23 prévisions de la RMTG de 2018-2019 et celles de l'exercice de référence 2022-2023.

1
2

**Tableau 6.1:
Valeur brute des installations en service (en milliers de dollars)**

<u>Valeur brute des installations par fonction</u>	<u>2018-2019 RMTG</u>	<u>2022-2023 Prévision</u>	<u>Hausse</u>
Centrale diesel	308 167	363 454	55 287
Installation de distribution	46 289	58 529	12 240
Installation générale	34 415	65 559	31 143
Moins : Produits de l'assurance	(22 714)	(28 965)	(6 251)
Total	366 157	458 576	92 419

Remarque :

1. Des actifs d'un montant de 176 000 \$ qui avaient été classés dans la catégorie de système d'utilisation de l'énergie dans la RMTG de 2018-2019 ont été reclassés dans la catégorie des centrales diesel.

3

4 La prévision de la valeur brute prévue des installations en service de 2022-2023 s'est
5 accrue d'environ 92,419 millions de dollars comparativement à la prévision de la RMTG
6 de 2018-2019. Cette hausse est principalement attribuable aux acquisitions relatives à la
7 centrale diesel (55,287 millions de dollars), compensées par les contributions des clients,
8 et à l'installation générale (31,143 millions de dollars). Les acquisitions notables relatives
9 à la centrale diesel comprennent la centrale électrique de Grise Fiord (18,839 millions de
10 dollars) et le remplacement de la centrale électrique d'Arctic Bay (30,878 millions de
11 dollars). La valeur de l'installation de distribution s'est accrue de 12,240 millions de dollars
12 (soit 13 % de la hausse totale), compensée par les contributions des clients. Les
13 acquisitions relatives à l'installation générale reflètent principalement le bâtiment du siège
14 social à Baker Lake (16,596 millions de dollars) dont la capitalisation est prévue en 2022-
15 2023.

16 L'annexe B explique en détail les acquisitions d'immobilisations réelles et
17 prévues.

1 6.4 AMORTISSEMENT CUMULÉ

2 L'amortissement cumulé correspond au total de l'amortissement des actifs en service de
3 la SÉQ qui concernent la distribution d'électricité. Pour chacun des exercices de 2018-
4 2019 à 2022-2023, on calcule l'amortissement cumulé en additionnant la charge
5 d'amortissement et en soustrayant les cessions et d'autres rajustements du solde
6 d'ouverture, ce qui permet d'obtenir le solde de clôture. L'annexe 6.3 présente le calcul
7 de l'amortissement cumulé au mi-exercice.

8 Le tableau 6.2 compare l'amortissement cumulé prévu de la RMTG de 2018-2019 avec
9 celui de l'exercice de référence 2022-2023.

10
11

Tableau 6.2:
Amortissement cumulé (en milliers de dollars)

<u>Amortissement cumulé par fonction</u>	<u>2018-2019 RMTG</u>	<u>2022-2023 Prévision</u>	<u>Hausse</u>
Centrale diesel	117,343	146,410	29,067
Installation de distribution	13,279	16,033	2,754
Installation générale	14,453	19,703	5,249
Moins : Produits de l'assurance	-3,573	-7,972	-4,400
Total	141,502	174,173	32,671

Remarque :

12 1. L'amortissement cumulé du montant de 195 000 \$ qui était précédemment classé en tant que système d'utilisation
de l'énergie a été reclassé dans la catégorie des centrales diesel.

13 L'amortissement cumulé prévu de 2022-2023 a augmenté de 32,671 millions de dollars
14 comparativement aux prévisions de la RMTG de 2018-2019. Ce changement reflète
15 l'amortissement permanent des actifs de la Société, compensé par les cessions.

16 6.5 FONDS DE ROULEMENT

17 Le calcul du fonds de roulement en espèces est fondé sur les résultats de l'étude des
18 décalages positifs et négatifs présentés dans la RMTG de 2010-2011 (annexe D de la

- 1 phase I de la RMTG de 2010-2011), et révélant un résultat net de 14,63 jours de décalage
2 négatif. La provision du fonds de roulement en espèces de chaque exercice est
3 déterminée en multipliant ce chiffre par la moyenne des charges quotidiennes et en
4 ajoutant l'incidence du décalage lié à la TPS.
- 5 Au nombre des autres composantes du fonds de roulement figurent les stocks de
6 fournitures et de carburant, et les remboursements anticipés relatifs au loyer et à
7 l'assurance. L'annexe 6.4 présente le calcul de la provision du fonds de roulement pour
8 les exercices 2018-2019 à 2022-2023. Les annexes 6.5 à 6.9 présentent quant à elles le
9 calcul du fonds de roulement en espèces pour chaque exercice.
- 10 La composante des stocks de fournitures du fonds de roulement comprend également
11 les soldes des pièces de rechange importantes, auparavant capitalisés.

1
2
3

Annexe 6.1 :
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023 de la Société d'énergie Qulliq – Base tarifaire

N° de ligne	2018-2019	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
	Prévisions de la RMTG	Chiffres réels	Chiffres réels	Chiffres réels	Prévisions	Prévisions
1 Valeur brute des installations en service						
2 Début d'exercice	345,193	321,721	365,035	377,690	374,878	420,827
3 Plus : Acquisitions et rajustements	20,964	46,567	12,694	2,335	45,949	37,749
4 Moins : Cessions et transferts	-	(3,254)	(39)	(5,147)	-	-
5 Fin d'exercice	<u>366,157</u>	<u>365,035</u>	<u>377,690</u>	<u>374,878</u>	<u>420,827</u>	<u>458,576</u>
6 Solde au mi-exercice = [(L2+L5)/2]	355,675	343,378	371,362	376,284	397,852	439,702
7 Amortissement cumulé						
8 Début d'exercice	131,017	124,850	132,502	142,854	148,424	160,675
9 Plus : Charge d'amortissement	10,485	10,906	10,391	10,716	12,252	13,498
10 Moins : Cessions et transferts	-	(3,254)	(39)	(5,147)	-	-
11 Fin d'exercice	<u>141,502</u>	<u>132,502</u>	<u>142,854</u>	<u>148,424</u>	<u>160,675</u>	<u>174,173</u>
12 Solde au mi-exercice = [(L8+L11)/2]	136,260	128,676	137,678	145,639	154,549	167,424
13 Valeur nette des installations en service au mi-exercice (L6 – L12)	<u>219,415</u>	<u>214,702</u>	<u>233,684</u>	<u>230,645</u>	<u>243,303</u>	<u>272,277</u>
14 Plus : Fonds de roulement au mi-exercice	27,326	29,775	30,733	32,090	32,660	33,147
15 Base tarifaire au mi-exercice	246,741	244,477	264,416	262,735	275,963	305,425

Remarques :

1. La valeur brute des installations en service et l'amortissement cumulé ne comprennent pas la chaleur résiduelle.
2. La valeur brute des installations en service et l'amortissement cumulé excluent le montant inadmissible de 1,745 million de dollars pour la centrale de Baker Lake, conformément à la directive du CETES figurant dans le rapport définitif sur la RMTG de 2004-2005 de la SÉQ, ainsi que le montant de 3,9 millions de dollars pour le remplacement de la centrale de Grise Fiord, conformément au rapport 2018-01 du CETES sur la RMTG de 2018-2019 de la SÉQ.
3. Les contributions gouvernementales et des clients à l'égard des immobilisations corporelles sont comptabilisées par la SÉQ en tant que revenus au cours de l'exercice dans lequel il est reçu. Aux fins de la RMTG, les contributions sont ajoutées à titre de compensation du coût des immobilisations. Par conséquent, les coûts nets et l'amortissement cumulé excluent les contributions gouvernementales et des clients.

4

1
2
3
4

Annexe 6.2 :
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023 de la Société d'énergie Qulliq –
Valeur brute des installations en service

N° de ligne	Valeur brute des installations par grande catégorie de la FERC	2018-2019	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
		Prévisions de la RMTG	Chiffres réels	Chiffres réels	Chiffres réels	Prévisions	Prévisions
Centrale diesel							
1	Début d'exercice	288,545	274,906	314,520	325,248	322,321	361,339
2	Plus : Ajouts	19,623	42,597	10,728	1,982	39,019	2,115
3	Plus/moins : Rajustements						
4	Moins : Aliénations		(2,983)		(4,909)		
5	Fin d'exercice	<u>308,167</u>	<u>314,520</u>	<u>325,248</u>	<u>322,321</u>	<u>361,339</u>	<u>363,454</u>
6	Centrale diesel au mi-exercice	<u>298,356</u>	<u>294,713</u>	<u>319,884</u>	<u>323,784</u>	<u>341,830</u>	<u>362,397</u>
Installation de distribution							
7	Début d'exercice	45,900	43,565	45,556	45,760	45,733	47,812
8	Plus : Ajouts	389	2,262	205	-	2,079	10,717
9	Plus/moins : Rajustements						
10	Moins : Aliénations		(271)		(27)		
11	Fin d'exercice	<u>46,289</u>	<u>45,556</u>	<u>45,760</u>	<u>45,733</u>	<u>47,812</u>	<u>58,529</u>
12	Installation de distribution au mi-exercice	<u>46,094</u>	<u>44,560</u>	<u>45,658</u>	<u>45,747</u>	<u>46,773</u>	<u>53,171</u>
Installation générale							
13	Début d'exercice	33,462	32,200	33,924	35,647	35,789	40,641
14	Plus : Ajouts	953	1,724	1,762	353	4,851	24,918
15	Plus/moins : Rajustements						
16	Moins : Aliénations			(39)	(211)		
17	Fin d'exercice	<u>34,415</u>	<u>33,924</u>	<u>35,647</u>	<u>35,789</u>	<u>40,641</u>	<u>65,559</u>
18	Installation générale au mi-exercice	<u>33,939</u>	<u>33,062</u>	<u>34,785</u>	<u>35,718</u>	<u>38,215</u>	<u>53,100</u>
Produits de l'assurance							
19	Début d'exercice	(22,714)	(28,950)	(28,965)	(28,965)	(28,965)	(28,965)
20	Plus : Ajouts		(15)	-	-	-	-
21	Plus/moins : Rajustements		-	-	-	-	-
22	Moins : Aliénations		-	-	-	-	-
23	Fin d'exercice	<u>(22,714)</u>	<u>(28,965)</u>	<u>(28,965)</u>	<u>(28,965)</u>	<u>(28,965)</u>	<u>(28,965)</u>
24	Produits de l'assurance au mi-exercice	<u>(22,714)</u>	<u>(28,958)</u>	<u>(28,965)</u>	<u>(28,965)</u>	<u>(28,965)</u>	<u>(28,965)</u>
25	Total de la valeur brute des installations en service en début d'exercice	<u>345,193</u>	<u>321,721</u>	<u>365,035</u>	<u>377,690</u>	<u>374,878</u>	<u>420,827</u>
26	Total de la valeur brute des installations en service en fin d'exercice	<u>366,157</u>	<u>365,035</u>	<u>377,690</u>	<u>374,878</u>	<u>420,827</u>	<u>458,576</u>
27	Total de la valeur brute des installations en service au mi-exercice	<u>355,675</u>	<u>343,378</u>	<u>371,362</u>	<u>376,284</u>	<u>397,852</u>	<u>439,702</u>

Remarques :

1. La valeur brute des installations en service ne comprend pas la chaleur résiduelle.

2. La valeur brute des installations en service exclut le montant inadmissible de 1,745 million de dollars pour la centrale de Baker Lake, conformément à la directive du CETES figurant dans le rapport définitif sur la RMTG de 2004-2005 de la SEQ, ainsi que le montant de 3,9 millions de dollars pour le remplacement de la centrale de Grise Fiord, conformément au rapport 2018-01 du CETES sur la RMTG de 2018-2019 de la SEQ.

3. Les contributions gouvernementales et des clients à l'égard des immobilisations corporelles sont comptabilisées par la SEQ en tant que revenus au cours de l'exercice dans lequel il est reçu. Aux fins de la RMTG, les contributions sont ajoutées à titre de compensation du coût des immobilisations. Ainsi, les coûts nets excluent les contributions gouvernementales et des clients.

4. Des actifs d'un montant de 176 000 \$ qui avaient été classés dans la catégorie de système d'utilisation de l'énergie dans la RMTG de 2018-2019 ont été reclassés dans la catégorie des centrales diesel.

5

1
2
3
4

Annexe 6.3 :
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023 de la Société d'énergie Quilliq –
Amortissement cumulé

N° de ligne	Amortissement cumulé par grande catégorie de la FERC	2018-2019	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
		Prévisions de la RMTG	Chiffres réels	Chiffres réels	Chiffres réels	Prévisions	Prévisions
1	Centrale diesel						
2	Début d'exercice	108,463	104,525	111,268	120,368	124,868	135,581
3	Plus : Amortissement	8,880	9,726	9,100	9,408	10,713	10,830
4	Moins : Cessions et rajustements	-	(2,983)		(4,909)		
5	Fin d'exercice	<u>117,343</u>	<u>111,268</u>	<u>120,368</u>	<u>124,868</u>	<u>135,581</u>	<u>146,410</u>
	Centrale diesel au mi-exercice	<u>112,903</u>	<u>107,897</u>	<u>115,818</u>	<u>122,618</u>	<u>130,224</u>	<u>140,995</u>
6	Installation de distribution						
7	Début d'exercice	12,278	11,772	12,320	13,188	14,008	14,910
8	Plus : Amortissement	1,001	819	868	848	902	1,123
9	Moins : Cessions et rajustements	-	(271)		(27)		
10	Fin d'exercice	<u>13,279</u>	<u>12,320</u>	<u>13,188</u>	<u>14,008</u>	<u>14,910</u>	<u>16,033</u>
	Installation de distribution au mi-exercice	<u>12,778</u>	<u>12,046</u>	<u>12,754</u>	<u>13,598</u>	<u>14,459</u>	<u>15,471</u>
11	Installation générale						
12	Début d'exercice	13,178	12,306	13,511	14,739	15,832	17,313
13	Plus : Amortissement	1,275	1,205	1,267	1,304	1,481	2,389
14	Moins : Cessions et rajustements	-		(39)	(211)		
15	Fin d'exercice	<u>14,453</u>	<u>13,511</u>	<u>14,739</u>	<u>15,832</u>	<u>17,313</u>	<u>19,703</u>
	Installation générale au mi-exercice	<u>13,816</u>	<u>12,908</u>	<u>14,125</u>	<u>15,285</u>	<u>16,573</u>	<u>18,508</u>
16	Produits de l'assurance						
17	Début d'exercice	(2,902)	(3,752)	(4,596)	(5,440)	(6,284)	(7,128)
18	Plus : Amortissement	(671)	(844)	(844)	(844)	(844)	(844)
19	Moins : Cessions et rajustements	-					
20	Fin d'exercice	<u>(3,573)</u>	<u>(4,596)</u>	<u>(5,440)</u>	<u>(6,284)</u>	<u>(7,128)</u>	<u>(7,972)</u>
	Produits de l'assurance au mi-exercice	<u>(3,237)</u>	<u>(4,174)</u>	<u>(5,018)</u>	<u>(5,862)</u>	<u>(6,706)</u>	<u>(7,550)</u>
21	Total de l'amortissement cumulé en début d'exercice	131,017	124,850	132,502	142,854	148,424	160,675
22	Total de l'amortissement cumulé en fin d'exercice	141,502	132,502	142,854	148,424	160,675	174,173
23	Total de l'amortissement cumulé au mi-exercice	136,260	128,676	137,678	145,639	154,549	167,424

Remarques :

1. L'amortissement cumulé ne comprend pas la chaleur résiduelle.

2. Le montant de 3,9 millions de dollars pour le remplacement de la centrale de Grise Fiord, conformément au rapport 2018-01 du CETES sur la RMTG de 2018-2019 de la SÉQ.

3. Les contributions gouvernementales et des clients à l'égard des immobilisations corporelles sont comptabilisées par la SÉQ en tant que revenus au cours de l'exercice dans lequel il est reçu. Aux fins de la RMTG, les contributions sont ajoutées à titre de compensation du coût des immobilisations. Ainsi, l'amortissement cumulé et l'amortissement annuel excluent les

4. L'amortissement cumulé du montant de 195 000 \$ qui était précédemment classé en tant que système d'utilisation de l'énergie a été reclassé dans la catégorie des centrales diesel.

5

Annexe 6.4 :

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023 de la Société d'énergie Qulliq – Besoin en fonds de roulement

N° de ligne		2018-2019 Prévisions de la RMTG	2018-2019 Chiffres réels	2019-2020 Chiffres réels	2020-2021 Chiffres réels	2021-2022 Prévisions	2022-2023 Prévisions
1	Fonds de roulement en espèces	4 287	4 277	4 393	4 434	4 237	4 493
2	Moins : Dépôts des clients au mi-exercice	-1 423	-1 448	-1 485	-1 590	-1 609	-1 628
3	Plus : Stocks de fournitures						
4	Début d'exercice (remarque 1)	14 428	15 708	16 301	17 621	19 092	19 092
5	Fin d'exercice	14 428	16 301	17 621	19 092	19 092	19 092
6	Solde au mi-exercice	14 428	16 005	16 961	18 357	19 092	19 092
7	Solde mensuel moyen de carburant	8 018	8 632	8 423	7 992	8 177	8 190
8	Paiement anticipé pour le loyer au mi-exercice	1 169	1 336	1 375	1 533	1 443	1 501
9	Paiement anticipé pour les assurances au mi-exercice	849	973	1 065	1 365	1 320	1 500
10	Total du besoin en fonds de roulement au mi-exercice	27 326	29 775	30 733	32 090	32 660	33 147

Remarque :

1. Les exercices réels et prévus tiennent compte des pièces de rechange, des fournitures et des lubrifiants ainsi que d'autres articles en stock. Les pièces de rechange importantes, autrefois capitalisées, ont été reclassées au titre des « stocks à utiliser », conformément aux normes comptables pour le secteur public.

1
2
3
4

Annexe 6.5 :
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023 de la Société d'énergie Qulliq –
Fonds de roulement en espèces réel de 2018-2019

N° de ligne		Solde à la fin de l'exercice	Charges quotidiennes	Jours de décalage négatif nets	Fonds de roulement en espèces
1	Salaires et traitements	33 188	91	14,63	1 327
2	Carburant et lubrifiants	50 166	137	14,63	2 005
3	Fournitures et services	16 339	45	14,63	653
4	Voyages et hébergement	5 124	14	14,63	205
5	Total des dépenses	104 816	286		4 190
6	Décalage négatif des dépenses liées à la TPS	3 581	10	14,87	146
7	Décalage négatif de remise de la TPS	6 581	18	(3,30)	-59
8	Total de la TPS				87
9	Total du fonds de roulement en espèces				4 277

5

1
2
3
4

Annexe 6.6 :
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023 de la Société d'énergie Qulliq –
Fonds de roulement en espèces réel de 2019-2020

N° de ligne	Solde à la fin de l'exercice	Charges quotidiennes	Jours de décalage négatif nets	Fonds de roulement en espèces
1 Salaires et traitements	36 797	101	14,63	1 471
2 Carburant et lubrifiants	48 784	133	14,63	1 950
3 Fournitures et services	17 065	47	14,63	682
4 Voyages et hébergement	5 140	14	14,63	205
5 Total des dépenses	<u>107 786</u>	<u>294</u>		<u>4 309</u>
6 Décalage négatif des dépenses liées à la TPS	3 549	10	14,87	145
7 Décalage négatif de remise de la TPS	6 749	18	(3,30)	-61
8 Total de la TPS				<u>84</u>
9 Total du fonds de roulement en espèces				<u><u>4 393</u></u>

5

1
2
3
4

Annexe 6.7 :
Requête en majoration tarifaire générale de 2018-2019 de la Société d'énergie Qulliq –
Fonds de roulement en espèces réel de 2020-2021

N° de ligne	Solde à la fin de l'exercice	Charges quotidiennes	Jours de décalage négatif nets	Fonds de roulement en espèces
1 Salaires et traitements	36 833	101	14,63	1 472
2 Carburant et lubrifiants	47 340	129	14,63	1 892
3 Fournitures et services	21 337	58	14,63	853
4 Voyages et hébergement	3 261	9	14,63	130
5 Total des dépenses	108 771	297		4 348
6 Décalage négatif des dépenses liées à la TPS	3 597	10	14,87	147
7 Décalage négatif de remise de la TPS	6 753	19	(3,30)	-61
8 Total de la TPS				86
9 Total du fonds de roulement en espèces				4 434

5

1
2
3
4

Annexe 6.8 :
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023 de la Société d'énergie Qulliq –
Fonds de roulement en espèces réel de 2021-2022

N° de ligne	Solde à la fin de l'exercice	Charges quotidiennes	Jours de décalage négatif nets	Fonds de roulement en espèces
1 Salaires et traitements	36 150	99	14,63	1 445
2 Carburant et lubrifiants	45 497	124	14,63	1 819
3 Fournitures et services	16 240	44	14,63	649
4 Voyages et hébergement	6 222	17	14,63	249
5 Total des dépenses	104 108	284		4 162
6 Décalage négatif des dépenses liées à la TPS	3 398	9	14,87	138
7 Décalage négatif de remise de la TPS	7 015	19	(3,30)	-63
8 Total de la TPS				75
9 Total du fonds de roulement en espèces				4 237

5

1
2
3
4

Annexe 6.9 :
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023 de la Société d'énergie Qulliq –
Fonds de roulement en espèces réel de 2022-2023

N° de ligne		Solde à la fin de l'exercice	Charges quotidiennes	Jours de décalage négatif	Fonds de roulement en espèces
1	Salaires et traitements	36 371	99	14,63	1 454
2	Carburant et lubrifiants	51 543	141	14,63	2 060
3	Fournitures et services	16 363	45	14,63	654
4	Voyages et hébergement	5 909	16	14,63	236
5	Total des dépenses	<u>110 186</u>	<u>301</u>		<u>4 405</u>
6	Décalage négatif des dépenses liées à la TPS	3 691	10	14,87	150
7	Décalage négatif de remise de la TPS	6 880	19	(3,30)	-62
8	Total de la TPS				<u>88</u>
9	Total du fonds de roulement en espèces				<u><u>4 493</u></u>

5

6

1 7.0 ÉTUDE SUR LES COÛTS DE SERVICE ET RÉSULTATS

2 7.1 INTRODUCTION

3 Ce chapitre présente les résultats de l'étude sur les coûts de service de la Société pour
4 l'exercice de référence 2022-2023. Une étude sur les coûts de service sert couramment
5 d'instrument analytique dans le processus de tarification. Elle peut fournir des
6 renseignements utiles, notamment les coûts unitaires de l'offre de service à divers clients
7 (p. ex., \$/kWh, \$/client/par mois) et les ratios des revenus par rapport à la couverture des
8 coûts. Toutefois, il faut savoir que toute étude sur les coûts de service comprend une part
9 d'estimation et un certain degré de jugement professionnel; les résultats ne peuvent donc
10 pas être tenus pour exacts.

11 Le rôle principal d'une étude sur les coûts de service consiste à élaborer une méthode
12 de répartition équitable du besoin en revenus entre les différentes catégories de clients
13 servies par l'entreprise de services publics. Bien qu'il existe de nombreuses méthodes
14 de répartition, l'objectif central consiste à répartir les coûts entre les catégories de clients
15 en respectant les principes de l'origine des coûts fondés sur leurs caractéristiques, par
16 exemple la consommation d'énergie et la demande de pointe.

17 Il n'existe pas de méthode de répartition qui soit entièrement bonne ni entièrement
18 mauvaise, car le contexte d'exploitation et les facteurs de coût sont différents pour
19 chaque entreprise de services publics. L'entreprise de services publics doit choisir la
20 méthode qui correspond le mieux à l'origine des coûts et à la répartition équitable de ces
21 coûts entre les clients en tenant compte du contexte unique dans lequel elle exerce ses
22 activités.

1 Pour être en mesure de fournir des services à ses clients, la Société doit recevoir
2 suffisamment de revenus pour récupérer ses coûts. La récupération adéquate de ces
3 coûts est par ailleurs essentielle au maintien de la fiabilité du service offert par la Société.
4 La méthode d'étude sur les coûts de service utilisée dans la présente requête applique
5 des concepts relatifs au coût du service pour intégrer les coûts comptables et calculer la
6 part équitable de chaque catégorie de clients relativement au besoin en revenus de la
7 Société.

8 Le dernier examen d'une étude sur les coûts de service réalisé par le CETES a eu lieu
9 dans le cadre de la RMTG de 2010-2011 de la SÉQ. Dans son rapport 2012-01 à
10 l'intention du ministre, le CETES a recommandé l'approbation de la proposition de la SÉQ
11 consistant à adopter une approche relative au coût du service pour l'ensemble du
12 Nunavut¹⁹.

13 La Société a déposé sa plus récente étude sur les coûts de service pour les collectivités
14 du Nunavut dans le cadre de sa RMTG de 2018-2019. L'étude sur les coûts de service
15 de la RMTG de 2018-2019 a été élaborée en appliquant les principes recommandés par
16 le CETES dans le rapport 2012-01. Dans son rapport 2018-01 à l'intention du ministre, le
17 CETES a recommandé l'approbation de l'étude sur les coûts de service 2018-2019 de la
18 SÉQ.²⁰

19 L'étude sur les coûts de service de 2022-2023 de la Société, fondée sur l'approche
20 relative au coût du service pour l'ensemble du Nunavut, se trouve à l'appendice D. Toutes

¹⁹ Rapport 2012-01 du 27 janvier 2012 du CETES sur la phase II de la RMTG de 2010-2011 de la SÉQ

²⁰ Rapport 2018-01 du CETES du 26 mars 2018

1 les méthodes utilisées dans l'étude sur les coûts de service actuelle sont conformes aux
2 examens antérieurs du CETES. Les résultats de l'étude sur les coûts de service sont pris
3 en compte dans l'élaboration des propositions de tarifs pour la requête.

4 **7.2 RATIOS DES REVENUS PAR RAPPORT À LA COUVERTURE DES COÛTS POUR** 5 **LES CATÉGORIES ET COÛTS UNITAIRES**

6 Le Tableau 7.1 présente les résultats de l'étude sur les coûts de service 2022-2023 de la
7 Société. L'appendice D, quant à lui, comprend les annexes détaillées relatives à l'étude
8 sur les coûts de service pour l'ensemble du Nunavut.

9 On trouvera l'information suivante pour chaque catégorie de clients :

- 10 • les revenus prévus pour l'exercice 2022-2023 selon une majoration tarifaire
11 générale à pourcentage égal;
- 12 • les besoins en revenus des catégories de l'étude sur les coûts de service de 2022-
13 2023;
- 14 • le ratio des revenus par rapport à la couverture des coûts;
- 15 • les coûts unitaires moyens du coût du service pour :
 - 16 ○ la demande (\$/kW);
 - 17 ○ l'énergie (cents/kWh);
 - 18 ○ les clients (\$/mois).

1
2 **Tableau 7.1:**
Résultats de l'étude sur les coûts de service et coûts unitaires moyens pour 2022-2023

Catégorie de clients	Revenu provenant	Besoin en revenus	Ratio	Primes de puissance selon le coût de service	Frais clients selon le coût de service	Prix de l'énergie selon le coût de service
	des majorations tarifaires générales à pourcentage égal	par catégorie de clients selon le coût de service	des revenus par rapport à la couverture des coûts			
	(en milliers de dollars)	(en milliers de dollars)		\$/kW	\$/client/mois	Cents/kWh
Résidentielle	59 522	61 720	96,4 %		42,85	77,83
Commerciale	80 141	77 923	102,8 %	70,97	68,27	34,89
Éclairage des rues	1 841	1 861	98,9 %		42,85	108,47
3 Total	141 504	141 504				

4 Les résultats indiquent que, si la majoration tarifaire générale était appliquée à
5 pourcentage égal, le ratio des revenus par rapport à la couverture des coûts (RCC) des
6 classes de tarification « Résidentielle » et « Éclairage des rues » serait légèrement
7 inférieur à 100 %, alors que le ratio RCC de la catégorie de tarification « Commerciale »
8 serait quelque peu supérieur à 100 %. Toutefois, toutes les catégories de tarification
9 afficheraient un ratio RCC se maintenant dans la fourchette jugée raisonnable de 95 % à
10 105 %.

11 Ils indiquent également que le niveau actuel des frais clients et des primes de puissance
12 (8 \$/kW pour les clients commerciaux et 18 \$/mois pour les clients résidentiels,
13 respectivement) est faible comparativement aux résultats de l'étude sur les coûts de
14 service.

15 Le maintien des frais clients et des primes de puissance au niveau actuel dans l'étude
16 sur les coûts de service se traduit par une augmentation des coûts unitaires moyens de
17 l'énergie (voir le Tableau 7.2).

1 **Tableau 7.2:**
 2 **Résultats de l'étude sur les coûts de service et coûts unitaires moyens de l'énergie e**
 3 **fonction du niveau actuel des frais clients et des primes de puissance**

Catégorie de clients	Revenu provenant des majorations tarifaires générales à pourcentage égal (en milliers de dollars)	Besoin en revenus par catégorie de clients selon le coût de service (en milliers de dollars)	Ratio des revenus par rapport à la couverture des coûts	Résultats de l'étude sur les coûts de service selon le niveau actuel des frais clients et des primes de puissance		
				Primes de puissance actuelles \$/kW	Frais clients actuels \$/client/mois	Prix de l'énergie selon le coût de service Cents/kWh
Résidentielle	59 522	61 720	96,4 %		18,00	83,01
Commerciale	80 141	77 923	102,8 %	8,00		66,90
Éclairage des rues	1 841	1 861	98,9 %			110,02
Total	141 504	141 504				

4
 5 Le maintien des frais clients et des primes de puissance au niveau actuel se traduit par
 6 une augmentation des tarifs d'énergie de 5,18 cents/kWh pour la classe de tarification
 7 des clients résidentiels, de 32,01 cents/kWh pour celle des clients commerciaux, et de
 8 1,55 cent/kWh pour celle de l'éclairage des rues.

9

1 **8.0 CONCEPTION TARIFAIRE**

2 **8.1 INTRODUCTION**

3 Ce chapitre analyse les tarifs et la structure tarifaire proposés par la Société qui devraient
4 entrer en vigueur le 1^{er} octobre 2022.

5 La section 8.2 examine l'approche recommandée par la Société en ce qui concerne la
6 structure tarifaire au Nunavut, conformément à l'approche recommandée de CS unique
7 pour tout le territoire.

8 La section 8.3 de ce chapitre examine les critères et les objectifs de la conception tarifaire
9 de la Société aux fins de la requête.

10 La section 8.4 résume la proposition de tarification de la Société qui entrerait en vigueur
11 le 1^{er} octobre 2022.

12 **8.2 EXAMEN DE LA STRUCTURE TARIFAIRE DU NUNAVUT**

13 La structure tarifaire de la SÉQ est actuellement propre à chaque collectivité, ce qui
14 signifie que les tarifs d'énergie varient d'une collectivité à l'autre. Cette structure tarifaire
15 est antérieure à la SÉQ et est un héritage de la Société d'énergie des Territoires du Nord-
16 Ouest (SETNO). En vertu de la structure tarifaire existante, les tarifs résidentiels non
17 gouvernementaux varient d'un minimum de 58,56 cents/kWh à un maximum de 116,05
18 cents/kWh, et les tarifs commerciaux non gouvernementaux d'un minimum de 48,31
19 cents/kWh à un maximum de 112,87 cents/kWh.

1 Le dernier rééquilibrage substantiel des tarifs pour les collectivités du Nunavut a été mis
2 en œuvre dans le cadre de la RMTG de 1995-1998 de la SETNO, il y a près de 25 ans.
3 Cette requête a été préparée selon une approche tarifaire « par collectivité ».

4 La situation actuelle où les tarifs approuvés pour les catégories de clients de certaines
5 collectivités sont plus du double que les tarifs pour les mêmes catégories de clients dans
6 d'autres collectivités est le résultat direct de l'application continue de la structure tarifaire
7 par collectivité depuis la division de la Société de la SETNO.

8 Toutefois, il est important de noter que la structure tarifaire de l'électricité par collectivité
9 a été abolie dans les Territoires du Nord-Ouest en 2010, et remplacée par une structure
10 tarifaire par zone.

11 Dans les requêtes antérieures, la SÉQ a examiné les options tarifaires, notamment le
12 maintien de l'ancienne pratique consistant à mettre en œuvre des rajustements tarifaires
13 à pourcentage égal pour tous les clients; le rééquilibrage des tarifs vers la tarification par
14 collectivité; et le rééquilibrage des tarifs vers la structure tarifaire unique pour tout le
15 territoire. Dans la phase II de la RMTG 2010-2011, le CETES a soutenu la proposition de
16 la SÉQ en faveur de la transition vers une structure tarifaire unique pour tout le territoire.
17 Concernant la RMTG de 2018-2019, le CETES, dans son rapport 2018-01, a de nouveau
18 recommandé l'approbation de la transition vers une structure tarifaire unique pour tout le
19 territoire au ministre responsable de la SÉQ. Dans les instructions ministérielles du 30
20 mai 2018, le ministre a rejeté la proposition de la SÉQ de passer à une structure tarifaire
21 unique pour tout le territoire, mais les tarifs pour les nouveaux lampadaires à DÉL ont été
22 approuvés à des tarifs uniques pour tout le territoire. Dans les instructions ministérielles

1 du 30 mai 2018, le ministre a aussi demandé à la SÉQ de travailler avec le ministère des
2 Finances du gouvernement du Nunavut à l'examen du programme de subventions à la
3 consommation d'énergie du Nunavut existant afin d'élaborer une structure tarifaire qui
4 tiendrait compte des besoins de tous les Nunavummiut.

5 Dans le rapport 2018-01, le CETES a également recommandé de demander à la SÉQ
6 d'envisager une stratégie d'harmonisation tarifaire prévoyant l'adoption d'un ratio
7 revenus-coûts plus élevé pour les clients gouvernementaux, en vue de réduire au
8 minimum les effets néfastes qu'une majoration tarifaire importante aurait sur
9 l'investissement et la croissance économique au Nunavut. La SÉQ devra rendre des
10 comptes à ce sujet, dans la prochaine RMTG.

11 Dans la présente requête, la Société propose de remplacer la structure tarifaire par
12 collectivité actuelle par une structure tarifaire unique pour tout le territoire dans l'exercice
13 de référence 2022-2023, conformément à la recommandation d'approche de CS unique
14 pour tout le territoire. La Société propose la transition vers des tarifs uniques pour tout le
15 territoire pour différentes raisons, notamment :

- 16 • Les différents tarifs par collectivité actuels ne reflètent pas les coûts des
17 collectivités avec exactitude. Si l'objectif des tarifs par collectivité est de refléter
18 les différents coûts de service pour chaque collectivité, les tarifs par collectivité
19 actuels n'atteignent pas cet objectif, comme il est indiqué dans la RMTG de 2018-
20 2019.²¹

²¹ RMTG de 2018-2019 de la SÉQ, pages 8-4 à 8-8.

- 1 • La pratique récente consistant à augmenter les tarifs à pourcentage égal pour
2 toutes les classes de tarification entraîne des hausses des tarifs
3 proportionnellement plus élevées pour les collectivités ayant des points de départ
4 plus élevés. Cela signifie que l'écart (en dollars) entre les collectivités où les tarifs
5 sont les plus bas et celles où ils sont les plus élevés s'élargit chaque fois que des
6 hausses de tarifs sont appliquées selon un même pourcentage à toutes les
7 catégories de clients.
- 8 • Les grands projets d'immobilisations exercent une pression à la hausse
9 considérable sur les tarifs, surtout dans les petites collectivités. Dans certains cas,
10 les collectivités feraient face à des hausses de tarifs de plus de 50 % afin de
11 financer les projets d'immobilisations nécessaires.
- 12 • Alors que la SÉQ poursuit la mise en œuvre de projets d'énergie renouvelable, la
13 structure tarifaire actuelle défavorise les collectivités de plus petite taille face aux
14 projets d'énergie renouvelable comparativement aux collectivités de plus
15 grande taille.

16 La section suivante poursuit la discussion sur chacun de ces sujets.

17 **8.2.1 RÉPERCUSSIONS DES RAJUSTEMENTS TARIFAIRES ANTÉRIEURS SUR LES** 18 **TARIFS D'ÉNERGIE DES COLLECTIVITÉS**

19 Les derniers tarifs basés sur le CS pour les collectivités du Nunavut ont été approuvés le
20 29 mars 1999 par la Régie des services publics des Territoires du Nord-Ouest dans la
21 Décision 2-99. Depuis, les ajustements tarifaires ont généralement été mis en œuvre à
22 pourcentage égal pour toutes les classes de tarification selon le calendrier suivant :

- 1 • une augmentation tarifaire de 16,5 % le 1^{er} avril 2005;
- 2 • une augmentation tarifaire de 5,9 % le 1^{er} octobre 2006;
- 3 • une augmentation tarifaire de 18,9 % le 1^{er} avril 2011;
- 4 • une augmentation tarifaire de 7,1 % le 1^{er} mai 2014;
- 5 • une augmentation tarifaire de 3,3 % le 1^{er} mai 2018;
- 6 • une augmentation tarifaire de 3,3 % le 1^{er} avril 2019.

7 Le tableau 8.1 montre l'augmentation cumulative des tarifs pour les catégories
 8 résidentielles et commerciales non gouvernementales à Iqaluit (une collectivité où les
 9 tarifs sont plus bas) et à Kugaaruk (l'une des collectivités où les tarifs sont plus élevés).

10
 11

**Tableau 8.1:
 Comparaison des augmentations tarifaires antérieures**

Collectivité	Tarifs selon l'ordonnance de la RSP TNO 2-99	Tarifs en vigueur 1 ^{er} avril 2005	Tarifs en vigueur 1 ^{er} octobre 2006	Tarifs en vigueur 1 ^{er} avril 2011	Tarifs en vigueur 1 ^{er} mai 2014	Tarifs en vigueur 1 ^{er} mai 2018	Tarifs en vigueur actuels 1 ^{er} avril 2019	Augmentation cumulative des tarifs depuis la division
Écart des tarifs	cent/kWh	16,5 % cent/kWh	5,9 % cent/kWh	18,9 % cent/kWh	7,1 % cent/kWh	3,3 % cent/kWh	3,3 % cent/kWh	cent/kWh
	A	B	C	D	E	F	G	H=G-A
Résidentiel non gouvernemental								
Iqaluit	31,58	36,80	39,39	52,39	60,29	56,69	58,56	26,98
Kugaaruk	65,89	76,77	81,72	102,71	114,16	112,34	116,05	50,16
Commercial non gouvernemental								
Iqaluit	25,47	29,67	31,84	43,42	50,68	46,76	48,31	22,84
Kugaaruk	58,00	67,57	71,98	91,13	101,77	99,54	102,82	44,82

12

13 Un examen du tableau 8.1 montre que, même si les rajustements tarifaires ont été en
 14 grande partie mis en œuvre à pourcentage égal dans toutes les collectivités²², les

²² La seule exception où les rajustements tarifaires ont été mis en œuvre en cents/kWh a eu lieu le 1^{er} novembre 2005 pour mettre en place des suppléments de stabilisation et de rééquilibrage du capital.

1 augmentations cumulatives en chiffres absolus varient selon la collectivité.
2 L'augmentation des tarifs à Kugaaruk est près de deux fois supérieure à celle d'Iqaluit en
3 cents/kWh. À ce titre, des rajustements à pourcentage égal imposent un fardeau accru
4 aux collectivités dont les tarifs actuels sont relativement plus élevés, qui sont
5 généralement aussi des collectivités ayant une base de clients moins nombreuse.

6 **8.2.2 RÉPERCUSSIONS DES PROJETS D'IMMOBILISATIONS SUR LES TARIFS** 7 **D'ÉNERGIE**

8 Dans le cadre d'une structure tarifaire par collectivité, les répercussions sur les tarifs pour
9 les collectivités nécessitant des mises à niveau importantes des immobilisations (p. ex.,
10 le remplacement de centrales électriques ou des mises à niveau majeures du réseau de
11 distribution) sont très élevées, même avec d'importantes contributions gouvernementales
12 applicables aux coûts en immobilisations. Le tableau 8.2 illustre cette situation avec
13 l'exemple du projet de centrale électrique de Kugaaruk, actuellement à l'étude par le
14 CETES.

1 **Tableau 8.2:**
 2 **Comparaison des répercussions de la nouvelle centrale électrique de Kugaaruk sur le**
 3 **tarif moyen**

Caractéristiques du projet de nouvelle centrale électrique de Kugaaruk

Coût net des immobilisations (en milliers de dollars)	16 472
Période d'amortissement (année)	40
Rendement de la base tarifaire approuvé par la RMTG	6,45 %
<u>Répercussions sur le besoin en revenus</u>	
Charge d'amortissement (en milliers de dollars)	412
Rendement de la base tarifaire (en milliers de dollars)	1 062
Sous-total : Hausse des besoins en revenus (en milliers de dollars)	1 473
Total des répercussions sur les besoins en revenus (en milliers de dollars)	1 473
Prévisions des ventes à Kugaaruk en 2026-2027 (MWh)	3 641
Hausse de tarifs moyenne pour la collectivité (¢/kWh)	40,47
Prévisions des ventes du territoire en 2026-2027 (MWh)	198 032
Hausse de tarifs moyenne pour le territoire (¢/kWh)	0,74
Tarifs en vigueur à Kugaaruk (¢/kWh)	116,05
Hausse de tarifs en vertu d'une approche par collectivité	34,9 %
Hausse de tarifs en vertu d'une approche pour tout le territoire	0,6 %

4

5 Comme l'indique le tableau 8.2, les répercussions sur les tarifs de Kugaaruk selon des
 6 tarifs par collectivité seraient de 34,9 %. Par comparaison, dans le cadre de l'approche
 7 de tarification unique pour tout le territoire, les répercussions pour l'ensemble des
 8 contribuables seraient une hausse de 0,6 %. Il est important de noter que l'estimation des
 9 répercussions sur les tarifs ci-dessus porte sur les coûts du projet après la contribution
 10 gouvernementale. Le coût total pour la nouvelle centrale électrique à Kugaaruk devrait
 11 être de 38,9 millions de dollars, et, par conséquent, l'écart des répercussions sur les tarifs

1 entre la tarification par collectivité et celle pour tout le territoire serait encore plus
2 important sans la contribution gouvernementale.

3 **8.2.3 POSSIBILITÉS EN MATIÈRE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN VERTU DE** 4 **STRUCTURES TARIFAIRES DIFFÉRENTES**

5 La SÉQ soutient l'élaboration et l'expansion d'options d'approvisionnement en électricité
6 à partir de sources d'énergie renouvelable. La SÉQ a récemment lancé un programme
7 pour les producteurs d'électricité commerciaux et institutionnels (PÉCI) qui permet aux
8 clients commerciaux et institutionnels existants de produire de l'électricité à partir de
9 sources d'énergie admissibles installées sur place, puis de la vendre à la SÉQ afin : i) de
10 développer l'énergie renouvelable sans risque d'accroissement des tarifs pour les clients;
11 ii) d'intégrer la production d'énergie renouvelable au bouquet électrique du Nunavut de
12 façon à contribuer à réduire la dépendance du Nunavut à l'égard du carburant diesel; et
13 iii) de réduire les émissions de carbone et de contribuer à promouvoir l'autonomie
14 énergétique du Nunavut. Les principes directeurs du programme sont
15 Piliriqatigiinni/Ilkajuqtigiinni (travailler ensemble pour une cause commune);
16 Qanuqtuurniq (être novateur et ingénieux); et Avatittinnik Kamatsiarniq (respect et soin
17 de la terre, des animaux et de l'environnement). Selon les politiques du programme, toute
18 la production doit être réalisée sur place et être vendue entièrement à la SÉQ, et les PÉCI
19 sont responsables de tous les coûts d'immobilisations et de fonctionnement de leur
20 installation de production d'énergie renouvelable. La SÉQ compense les PÉCI pour
21 l'électricité fournie à la SÉQ à un coût évité de production au diesel, alors que les PÉCI
22 sont facturés aux tarifs en vigueur des collectivités pour toute l'énergie qu'ils achètent
23 auprès de la SÉQ. Le coût évité de production au diesel est semblable dans toutes les

1 collectivités du Nunavut, ce qui signifie que les PÉCI recevront un paiement semblable
2 pour l'électricité vendue à la SÉQ, peu importe leur collectivité. Cependant, leurs propres
3 coûts pour l'achat d'électricité seront inférieurs s'ils sont situés dans une collectivité de
4 plus grande taille en raison des tarifs d'électricité plus bas dans ces collectivités en vertu
5 de la structure tarifaire par collectivité existante. Ainsi, la structure tarifaire par collectivité
6 existante défavorise l'établissement d'installations de PÉCI dans les collectivités de plus
7 petite taille, et le maintien de la structure tarifaire existante accentuera les différences
8 tarifaires entre les collectivités, rendant les programmes comme celui des PÉCI moins
9 intéressants pour les collectivités de plus petite taille.

10 **8.2.4 SOMMAIRE**

11 Dans les requêtes antérieures, la SÉQ a examiné différentes options tarifaires,
12 notamment le maintien de l'ancienne pratique consistant à mettre en œuvre des
13 rajustements tarifaires à pourcentage égal pour tous les clients; le rééquilibrage des tarifs
14 vers la pleine tarification par collectivité; et le rééquilibrage des tarifs vers une zone
15 tarifaire unique pour tout le territoire. Dans la présente requête, la SÉQ propose de mettre
16 en œuvre une zone tarifaire unique pour tout le territoire pour les raisons suivantes :

- 17 • La pratique antérieure consistant à appliquer des majorations tarifaires à
18 pourcentage égal a donné lieu à des augmentations cumulatives des tarifs
19 depuis 1999 qui sont considérablement plus élevées, en cents par kWh, pour les
20 collectivités comme Kugaaruk comparativement à Iqaluit.
- 21 • Une structure tarifaire par collectivité impose des augmentations de coûts
22 substantielles aux collectivités qui nécessitent un réinvestissement important

- 1 dans les actifs de production et de distribution. Par exemple, la nouvelle centrale
2 électrique de Kugaaruk nécessiterait une augmentation des tarifs de plus de
3 34,9 % pour recouvrer le coût total du projet auprès de la collectivité,
4 comparativement à une augmentation de 0,6 % si les coûts étaient répartis au
5 moyen d'une structure tarifaire unique pour tout le territoire. Et cet écart serait
6 encore plus grand sans la contribution du gouvernement applicable au coût en
7 immobilisations du projet.
- 8 • Une structure tarifaire unique pour tout le territoire permet le partage plus
9 équitable des avantages découlant des programmes de production d'énergie
10 renouvelable à l'échelle du territoire plutôt que leur concentration dans les
11 collectivités de plus grande taille.

12 **8.3 CRITÈRES ET OBJECTIFS DE LA CONCEPTION TARIFAIRE**

13 La conception tarifaire est le processus par lequel sont déterminés les tarifs à imputer à
14 chaque catégorie de clients. Le processus requiert la mise en équilibre de nombreux
15 critères différents et parfois contradictoires. L'origine des coûts, mesurée par une étude
16 sur les coûts de service, est un paramètre important de l'analyse de la conception
17 tarifaire. Toutefois, d'autres considérations économiques, politiques et administratives
18 entrent en jeu.

1 Les objectifs de conception tarifaire de la Société pour la RMTG de 2022-2023 sont
2 les suivants :

- 3 **1. Fixer des tarifs qui permettent de recouvrir le besoin en revenus.** Le total de
4 la prévision des revenus à recouvrer à partir des tarifs pour 2022-2023 est de 141,5
5 millions de dollars.
- 6 **2. Mettre en place une zone tarifaire unique pour tout le territoire (tarifs**
7 **uniformisés).** La Société recommande d'adopter une structure tarifaire unique
8 pour tout le territoire, comme il est indiqué à la section 8.2.
- 9 **3. Adopter des ratios des revenus par rapport à la couverture des coûts de 95 à**
10 **105 % pour chaque classe tarifaire.** D'après l'étude sur les coûts de service de
11 la SÉQ, les hausses tarifaires moyennes entraîneraient que toutes les classes
12 tarifaires (résidentielles, commerciales et éclairage des rues) afficheraient des
13 ratios RRC dans une plage raisonnable de 95 à 105 % qui est généralement
14 acceptée dans les autres régions du Canada.
- 15 **4. Assurer l'efficacité administrative.** La structure tarifaire doit être facile à gérer
16 sur le plan administratif dans le système de facturation existant de la SÉQ et facile
17 à comprendre pour les clients et le personnel de la SÉQ.
- 18 **5. Concentrer les rajustements tarifaires sur la partie « énergie » du tarif.** La
19 Société ne propose pas de modifications des frais clients et des primes de
20 puissance actuels, qui sont déjà uniformisés dans tout le territoire.

1 **6. N’avoir aucune augmentation des factures des catégories de clients non**
2 **gouvernementaux causée par la transition vers une structure tarifaire unique**
3 **pour tout le territoire.** Les rajustements tarifaires proposés tiennent compte des
4 ratios RRC plus élevés pour les clients gouvernementaux afin d’aider à élaborer
5 une structure de conception tarifaire territoriale qui permettra d’éviter des
6 répercussions sur les factures d’électricité des clients non gouvernementaux
7 causées par le rééquilibrage des tarifs.

8 **8.4 PROPOSITION TARIFAIRE POUR 2022-2023**

9 Conformément aux objectifs de tarification décrits à la section 8.3, les tarifs d’électricité
10 proposés par la Société pour les classes tarifaires résidentielles et commerciales en
11 vigueur le 1^{er} octobre 2022 visent à établir des tarifs distincts pour les clients
12 gouvernementaux et non gouvernementaux du territoire. En vertu de cette approche, les
13 tarifs des clients non gouvernementaux pour tout le territoire seraient établis aux tarifs
14 non gouvernementaux d’Iqaluit rajustés en fonction de l’augmentation tarifaire générale
15 requis de 5,1 % (61,57 cents/kWh pour les clients résidentiels et 50,79 cents/kWh pour
16 les clients commerciaux). Les tarifs pour les clients gouvernementaux pour tout le
17 territoire seraient établis au niveau requis pour récupérer le déficit de revenu restant de
18 la SÉQ (93,44 cents/kWh pour les clients résidentiels et 85,35 cents/kWh pour les clients
19 commerciaux). Les tarifs d’électricité proposés ont été établis en fonction des étapes
20 suivantes :

- 21 • Étape 1 : Déterminer le besoin en revenus provenant des tarifs d’énergie de base
22 par catégorie de clients selon une augmentation tarifaire moyenne de 5,1 % par

1 rapport aux tarifs d'énergie de base existants afin de recouvrer l'entièreté du
2 besoin en revenus pour l'exercice de référence 2022-2023.

3 • Étape 2 : Déterminer les revenus non gouvernementaux provenant des tarifs
4 d'énergie de base à un tarif d'énergie de base unique pour tout le territoire par
5 catégorie de clients, établis aux tarifs respectifs d'Iqaluit calculés à l'étape 1.

6 • Étape 3 : Déterminer un tarif d'énergie de base unique pour tout le territoire par
7 catégorie de clients pour les clients gouvernementaux selon le besoin en revenus
8 provenant des clients gouvernementaux, calculés comme étant la différence entre
9 l'étape 1 et l'étape 2.

10 En vertu de cette approche, aucune catégorie de clients non gouvernementaux ne subira
11 de répercussions supérieures à l'augmentation tarifaire à pourcentage égal de 5,1 % sur
12 sa facture dans l'exercice de référence 2022-2023.

13 En ce qui concerne les tarifs pour l'éclairage des rues, le rajustement du tarif est fondé
14 sur l'augmentation tarifaire générale requise de 5,1 %, la SÉQ visant à achever la
15 conversion des lampadaires aux ampoules à DÉL d'ici 2024, laquelle a déjà été
16 approuvée aux tarifs uniques pour tout le territoire dans la RMTG de 2018-2019.

17 Cette approche donne lieu à une hausse graduelle des coûts d'achat d'énergie des clients
18 gouvernementaux de 8,5 millions de dollars pour subventionner les clients non
19 gouvernementaux, notamment :

20 • une hausse du coût d'achat de l'électricité de 11,3 millions de dollars pour les
21 clients gouvernementaux;

- 1 • des économies du coût du programme de subventions à la consommation
 2 d'énergie du Nunavut de 2,8 millions de dollars en raison des tarifs inférieurs
 3 pour les clients non gouvernementaux.

4 L'approche proposée est quelque peu semblable à l'approche adoptée dans les
 5 Territoires du Nord-Ouest en 2010, qui a établi des structures tarifaires par zone
 6 prévoyant des tarifs plus élevés pour les clients gouvernementaux, subventionnant ainsi
 7 les tarifs uniformisés des clients non gouvernementaux, et entraînant des ratios RRC plus
 8 élevés pour les catégories de clients gouvernementaux. Le tableau 8.3 compare les ratios
 9 RRC des catégories de clients gouvernementaux et non gouvernementaux en vertu de
 10 l'approche proposée pour la SÉQ par rapport à ceux de la zone thermique de la SETNO
 11 dans la RMTG de 2018-2019 de la SETNO.

12 **Tableau 8.3:**
 13 **Comparaison des ratios RRC des clients gouvernementaux et non gouvernementaux**

Catégorie de clients	Ratio RRC	
	Proposition de la SÉQ	Zone thermique de la SETNO
Résidentiel non gouvernemental	75 %	84 %
Résidentiel gouvernemental	112 %	130 %
Commercial non gouvernemental	77 %	81 %
Commercial gouvernemental	126 %	130 %

14
 15 Les ratios RRC des clients gouvernementaux pour la SÉQ seraient nettement plus élevés
 16 dans le cadre de l'approche proposée, mais tout de même inférieurs par rapport aux
 17 ratios RRC respectifs des clients gouvernementaux de la SETNO.

1 La proposition de tarif pour 2022-2023 dont il est question dans la présente section est
2 l'option préférée que la SÉQ recommande que le ministre approuve pour la SÉQ.

3 Les annexes 8.1 et 8.2 résument la proposition de tarifs de la Société par classe de
4 tarification pour 2022-2023. Les annexes 8.3.1 à 8.3.3 fournissent un calcul de la preuve
5 de revenu pour 2022-2023 en fonction des tarifs proposés pour chaque catégorie de
6 clients.

7 **8.5 ESTIMATIONS DES RÉPERCUSSIONS SUR LA FACTURE EN FONCTION DE LA** 8 **PROPOSITION TARIFAIRE DE 2022-2023**

9 On a estimé les répercussions sur la facture en fonction de la proposition de structure
10 tarifaire unique pour tout le territoire en supposant une consommation mensuelle de
11 1 000 kWh pour les clients résidentiels et de 2 000 kWh pour les clients commerciaux.

12 Les répercussions sur la facture découlant de la modification des tarifs en vigueur en
13 fonction de la proposition de structure tarifaire selon les consommations mensuelles
14 supposées sont résumées dans le tableau 8.4.

15 **Tableau 8.4:**
16 **Répercussions de la proposition tarifaire de 2022-2023 sur la facture par rapport aux**
17 **tarifs en vigueur**

	Modifications de la facture moyenne à Iqaluit	Modifications de la facture moyenne de toutes les autres
Résidentiel non gouvernemental – Subventionné par le programme de subventions à la consommation d'énergie du Nunavut	Hausse de 5,1 %	Hausse de 5,1 %
Résidentiel non gouvernemental – Non subventionné	Hausse de 5,0 %	Baisse de 46,2 % (Kugaaruk) par rapport à une hausse de 1,5 % (Rankin Inlet)
Commercial non gouvernemental	Hausse de 4,9 %	Baisse de 3,9 % (Rankin Inlet) par rapport à 54,0 % (Whale Cove)
Résidentiel gouvernemental	Hausse de 57,8 %	Baisse de 36,7 % (Whale Cove) par rapport à une hausse de 52,5 % (Rankin Inlet)
Commercial gouvernemental	Hausse de 68,8 %	Baisse de 31,3 % (Whale Cove) par rapport à une hausse de 49,3 % (Igloodik)

18

1 Les estimations des répercussions sur la facture par collectivité sont fournies à
2 l'annexe 8.4.

3 **8.6 AUTRES OPTIONS DE STRUCTURE TARIFAIRE UNIQUE POUR TOUT** 4 **LE TERRITOIRE**

5 La SÉQ recommande que le ministre approuve l'approche de structure tarifaire unique
6 pour tout le territoire proposée par la Société dans la section 8.4. Cependant, la Société
7 a également examiné d'autres options de structure tarifaire unique pour tout le territoire
8 accompagnée d'un soutien financier du gouvernement :

9 1. **Option 1** : Élargissement du programme de subventions à la consommation
10 d'énergie du Nunavut pour inclure les clients commerciaux et accroître le tarif
11 subventionné actuel.

12 2. **Option 2** : Élargissement du programme de subventions à la consommation
13 d'énergie du Nunavut pour inclure les clients commerciaux avec des tarifs en
14 vigueur inférieurs aux tarifs uniques proposés pour tout le territoire.

15 Dans l'option 1, un seul tarif unique pour tout le territoire serait établi séparément pour
16 les catégories de clients résidentiels (83 cents/kWh) et commerciaux (67 cents/kWh)
17 selon les tarifs du CS par classe de tarification. Toutefois, les tarifs en vigueur pour les
18 clients non gouvernementaux seraient subventionnés par le programme de subventions
19 à la consommation d'énergie du Nunavut révisé comme suit :

- 20 • Le prix de l'électricité des clients résidentiels non gouvernementaux serait
21 subventionné à 50 % du tarif propre à la collectivité d'Iqaluit avant

1 l'uniformisation, rajusté pour refléter la hausse de tarifs de 5,1 % (31 cents/kWh,
2 ou subvention de 52 cents/kWh).

- 3 • Le prix de l'électricité des clients commerciaux non gouvernementaux serait
4 automatiquement subventionné au tarif propre à la collectivité d'Iqaluit avant
5 l'uniformisation, rajusté pour refléter la hausse de tarifs de 5,1 % (51 cents/kWh,
6 ou subvention de 16 cents/kWh). Il convient de noter que le programme de
7 subventions à la consommation d'énergie du Nunavut actuel exige que les
8 clients commerciaux non gouvernementaux qui présentent une demande au
9 programme répondent à des exigences particulières en matière de
10 documentation.

11 L'option 2 est semblable à l'option 1, soit un tarif unique pour tout le territoire serait établi
12 séparément pour les catégories de clients résidentiels (83 cents/kWh) et commerciaux
13 (67 cents/kWh) selon les tarifs du CS par classe de tarification. Toutefois, les tarifs en
14 vigueur pour les clients non gouvernementaux seraient subventionnés par le programme
15 de subventions à la consommation d'énergie du Nunavut révisé comme suit :

- 16 • Le prix de l'électricité des clients résidentiels non gouvernementaux serait
17 subventionné à 50 % du tarif propre à la collectivité d'Iqaluit avant
18 l'uniformisation, rajusté pour refléter la hausse de tarifs de 5,1 % (31 cents/kWh,
19 ou subvention de 52 cents/kWh).

- 20 • Les clients commerciaux non gouvernementaux dont les tarifs propres à leur
21 collectivité avant l'uniformisation étaient inférieurs au nouveau tarif territorial de
22 67 cents/kWh – Cambridge Bay, Rankin Inlet, Baker Lake, Iqaluit, Pangnirtung,

1 Kinngait et Igloolik – recevraient automatiquement une subvention correspondant
2 à la différence entre le tarif propre à leur collectivité et le nouveau tarif territorial.

3 Il convient de noter que le programme de subventions à la consommation
4 d'énergie du Nunavut actuel exige que les clients commerciaux non
5 gouvernementaux qui présentent une demande au programme répondent à des
6 exigences particulières en matière de documentation.

7 Selon l'analyse des options de structure tarifaire unique pour tout le territoire, la Société
8 recommande l'approbation de l'approche de structure tarifaire unique pour tout le
9 territoire proposée par la Société dans la section 8.4 pour les raisons suivantes :

- 10 • La proposition d'approche de structure tarifaire unique pour tout le territoire peut
11 être entièrement mise en œuvre par la SÉQ indépendamment des politiques et
12 des programmes de subventions existants du gouvernement, et est conforme à
13 la Loi sur le Conseil d'examen des taux des entreprises de service.
- 14 • La structure tarifaire proposée est plus facile à gérer dans le cadre du système
15 de facturation existant de la SÉQ, offrant une plus grande efficacité
16 administrative et étant facile à comprendre pour les clients et le personnel de
17 la SÉQ.
- 18 • La proposition de structure tarifaire unique pour tout le territoire concorde avec la
19 recommandation du CETES consistant à adopter des ratios revenus-coûts plus
20 élevés pour les clients gouvernementaux, en vue de réduire au minimum les
21 effets néfastes d'une majoration tarifaire importante sur l'investissement et la
22 croissance économique au Nunavut.

- 1 • Les approches des autres options de structure tarifaire pourraient ne pas relever
2 du ministre responsable de la SÉQ, car elles nécessitent des modifications du
3 programme de subventions à la consommation d'énergie du Nunavut, lequel ne
4 relève pas du ministre responsable de la SÉQ et n'est pas assujéti à la Loi sur le
5 Conseil d'examen des taux des entreprises de service qui régit l'établissement
6 des tarifs d'électricité au Nunavut.
- 7 • Les approches des autres options de structure tarifaire nécessitent que le
8 ministère des Finances du gouvernement du Nunavut s'engage à modifier le
9 programme de subventions à la consommation d'énergie du Nunavut
10 simultanément à la mise en œuvre du nouveau tarif de la SÉQ. Toute difficulté
11 liée à la révision proposée du programme de subventions à la consommation
12 d'énergie du Nunavut pourrait entraîner un choc tarifaire pour les clients.
- 13

1
2

Annexe 8.1 :
Proposition tarifaire pour 2022-2023

	Résidentiel non gouvernemental			Résidentiel gouvernemental			Commercial non gouvernemental			Commercial gouvernemental		
	Tarifs en vigueur	Tarifs proposés	Écart	Tarifs en vigueur	Tarifs proposés	Écart	Tarifs en vigueur	Tarifs proposés	Écart	Tarifs en vigueur	Tarifs proposés	Écart
	(cents/kWh)	(cents/kWh)		(cents/kWh)	(cents/kWh)		(cents/kWh)	(cents/kWh)		(cents/kWh)	(cents/kWh)	
501 Cambridge Bay	75,39	61,57	-18,3 %	75,39	93,44	23,9 %	64,73	50,79	-21,5 %	64,73	85,35	31,9 %
502 Gjoa Haven	89,68	61,57	-31,3 %	92,70	93,44	0,8 %	85,95	50,79	-40,9 %	85,95	85,35	-0,7 %
503 Taloyoak	99,19	61,57	-37,9 %	107,83	93,44	-13,3 %	97,50	50,79	-47,9 %	97,50	85,35	-12,5 %
504 Kugaaruk	116,05	61,57	-46,9 %	116,05	93,44	-19,5 %	102,82	50,79	-50,6 %	102,82	85,35	-17,0 %
505 Kugluktuk	93,81	61,57	-34,4 %	99,53	93,44	-6,1 %	87,27	50,79	-41,8 %	87,27	85,35	-2,2 %
601 Rankin Inlet	60,63	61,57	1,5 %	60,63	93,44	54,1 %	52,96	50,79	-4,1 %	58,94	85,35	44,8 %
602 Baker Lake	69,25	61,57	-11,1 %	69,25	93,44	34,9 %	64,75	50,79	-21,6 %	64,75	85,35	31,8 %
603 Arviat	78,68	61,57	-21,7 %	78,68	93,44	18,8 %	73,22	50,79	-30,6 %	73,22	85,35	16,6 %
604 Coral Harbour	95,24	61,57	-35,3 %	95,24	93,44	-1,9 %	87,18	50,79	-41,7 %	87,18	85,35	-2,1 %
605 Chesterfield Inlet	98,31	61,57	-37,4 %	98,31	93,44	-5,0 %	91,48	50,79	-44,5 %	91,48	85,35	-6,7 %
606 Whale Cove	90,71	61,57	-32,1 %	148,74	93,44	-37,2 %	112,87	50,79	-55,0 %	125,17	85,35	-31,8 %
607 Nauyasat	84,99	61,57	-27,6 %	84,99	93,44	9,9 %	74,58	50,79	-31,9 %	74,58	85,35	14,4 %
701 Iqaluit	58,56	61,57	5,1 %	58,56	93,44	59,6 %	48,31	50,79	5,1 %	49,76	85,35	71,5 %
702 Pangnirtung	64,38	61,57	-4,4 %	69,06	93,44	35,3 %	56,82	50,79	-10,6 %	62,80	85,35	35,9 %
703 Kinngait	67,42	61,57	-8,7 %	70,92	93,44	31,8 %	63,02	50,79	-19,4 %	70,92	85,35	20,3 %
704 Resolute Bay	102,38	61,57	-39,9 %	104,30	93,44	-10,4 %	97,53	50,79	-47,9 %	97,53	85,35	-12,5 %
705 Pond Inlet	90,21	61,57	-31,7 %	98,04	93,44	-4,7 %	82,67	50,79	-38,6 %	82,67	85,35	3,2 %
706 Igloodik	61,70	61,57	-0,2 %	61,70	93,44	51,4 %	56,49	50,79	-10,1 %	56,49	85,35	51,1 %
707 Sanirajak	89,23	61,57	-31,0 %	92,74	93,44	0,7 %	85,90	50,79	-40,9 %	85,90	85,35	-0,6 %
708 Qikiqtarjuaq	77,37	61,57	-20,4 %	88,89	93,44	5,1 %	73,26	50,79	-30,7 %	88,89	85,35	-4,0 %
709 Kimmirut	104,93	61,57	-41,3 %	104,68	93,44	-10,7 %	87,81	50,79	-42,2 %	88,27	85,35	-3,3 %
710 Arctic Bay	87,99	61,57	-30,0 %	87,99	93,44	6,2 %	78,50	50,79	-35,3 %	78,50	85,35	8,7 %
711 Clyde River	77,66	61,57	-20,7 %	78,17	93,44	19,5 %	68,56	50,79	-25,9 %	68,56	85,35	24,5 %
712 Grise Fiord	92,50	61,57	-33,4 %	112,45	93,44	-16,9 %	107,25	50,79	-52,6 %	107,25	85,35	-20,4 %
713 Sanikiluaq	82,00	61,57	-24,9 %	82,00	93,44	14,0 %	78,54	50,79	-35,3 %	78,54	85,35	8,7 %

3

1
2

Annexe 8.2 :
Proposition tarifaire pour 2022-2023 – Éclairage des rues

3

	Tarifs en vigueur (\$/mois)								Tarifs proposés pour 2022-2023 (\$/mois)								Écart par rapport aux tarifs en vigueur	
	À vapeur de sodium à haute pression		À vapeur de mercure			À DÉL			À vapeur de sodium à haute pression		À vapeur de mercure			À DÉL				Tous les types
	100 W	250 W	175 W	250 W	400 W	60 W	90 W	210 W	100 W	250 W	175 W	250 W	400 W	60 W	90 W	210 W		
Cambridge Bay	41,26	67,19	40,93	50,60	66,49	21,81	32,71	76,33	43,38	70,64	43,03	53,21	69,91	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Gjoa Haven	45,71	74,40	45,38	56,08	73,70	21,81	32,71	76,33	48,06	78,22	47,72	58,96	77,49	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Taloyoak	62,60	102,04	62,27	76,98	101,34	21,81	32,71	76,33	65,82	107,28	65,47	80,94	106,54	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Kugaaruk	51,55	83,97	51,22	63,30	83,27	21,81	32,71	76,33	54,20	88,29	53,85	66,55	87,55	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Kugluktuk	65,43	106,72	65,10	80,55	106,02	21,81	32,71	76,33	68,80	112,21	68,45	84,69	111,47	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Rankin Inlet	38,16	62,10	37,83	46,74	61,39	21,81	32,71	76,33	40,12	65,29	39,78	49,15	64,55	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Baker Lake	38,49	62,62	38,16	47,17	61,92	21,81	32,71	76,33	40,47	65,84	40,12	49,59	65,10	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Arviat	33,67	54,73	33,34	41,16	54,02	21,81	32,71	76,33	35,40	57,54	35,05	43,27	56,80	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Coral Harbour	61,66	100,54	61,33	75,86	99,84	21,81	32,71	76,33	64,83	105,71	64,48	79,76	104,97	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Chesterfield Inlet	63,90	104,24	63,57	78,66	103,54	21,81	32,71	76,33	67,19	109,60	66,84	82,71	108,86	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Whale Cove	70,15	114,42	69,82	86,36	113,72	21,81	32,71	76,33	73,76	120,30	73,41	90,80	119,56	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Nauyasat	53,27	86,80	52,93	65,45	86,09	21,81	32,71	76,33	56,00	91,26	55,66	68,81	90,52	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Iqaluit	36,94	60,10	36,61	45,23	59,39	21,81	32,71	76,33	38,84	63,19	38,49	47,56	62,45	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Pangnirtung	34,84	56,65	34,51	42,64	55,94	21,81	32,71	76,33	36,63	59,56	36,28	44,83	58,82	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Kinngait	45,85	74,62	45,52	56,26	73,92	21,81	32,71	76,33	48,21	78,45	47,86	59,15	77,71	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Resolute Bay	90,44	147,62	90,11	111,51	146,92	21,81	32,71	76,33	95,09	155,21	94,74	117,24	154,47	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Pond Inlet	66,29	108,09	65,96	81,58	107,39	21,81	32,71	76,33	69,70	113,65	69,35	85,77	112,91	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Igloolik	46,17	75,18	45,84	56,65	74,48	21,81	32,71	76,33	48,54	79,04	48,20	59,56	78,30	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Sanirajak	63,13	102,91	62,79	77,68	102,20	21,81	32,71	76,33	66,37	108,19	66,02	81,67	107,46	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Qikiqtarjuaq	52,69	85,86	52,36	64,74	85,16	21,81	32,71	76,33	55,40	90,27	55,05	68,06	89,53	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Kimmitut	67,70	110,39	67,36	83,31	109,69	21,81	32,71	76,33	71,18	116,06	70,83	87,60	115,32	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Arctic Bay	52,99	86,36	52,66	65,11	85,66	21,81	32,71	76,33	55,72	90,80	55,37	68,46	90,06	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Clyde River	62,17	101,34	61,83	76,48	100,64	21,81	32,71	76,33	65,36	106,55	65,01	80,41	105,81	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Grise Fiord	75,78	123,62	75,45	93,36	122,92	21,81	32,71	76,33	79,68	129,97	79,33	98,15	129,23	22,93	34,39	80,25	5,1 %	
Sanikiluaq	53,31	86,90	52,98	65,53	86,20	21,81	32,71	76,33	56,05	91,37	55,70	68,89	90,63	22,93	34,39	80,25	5,1 %	

Annexe 8.3.1 :

Modification du tarif de base et preuve de revenus : Prévisions des ventes d'électricité pour 2022-2023 (MWh)

N° de ligne	N° de la centrale	Nom de la centrale	Par classe de tarification						Total des ventes	
			Résidentiels			Commerciaux				Éclairage des rues
			Non gouvernemental	Gouvernemental	Total	Non gouvernemental	Gouvernemental	Total		
			A	B	C=A+B	D	E	F=D+E		G
1	501	Cambridge Bay	2 104	2 017	4 120	5 105	2 671	7 776	90	11 986
2	502	Gjoa Haven	592	1 946	2 538	981	1 972	2 953	77	5 567
3	503	Taloyoak	325	1 594	1 918	828	1 166	1 994	50	3 962
4	504	Kugaaruk	394	1 192	1 586	1 061	804	1 864	31	3 481
5	505	Kugluktuk	900	1 915	2 815	1 322	1 683	3 005	43	5 862
6	601	Rankin Inlet	3 431	2 390	5 822	5 797	6 467	12 264	101	18 187
7	602	Baker Lake	1 513	2 631	4 144	2 063	2 215	4 278	113	8 535
8	603	Arviat	1 467	2 837	4 305	2 056	2 442	4 499	115	8 919
9	604	Coral Harbour	474	1 088	1 561	808	1 084	1 892	55	3 509
10	605	Chesterfield Inlet	215	575	791	640	602	1 242	26	2 059
11	606	Whale Cove	204	560	764	415	662	1 077	43	1 883
12	607	Nauyasat	327	1 407	1 734	1 019	1 416	2 435	45	4 213
13	701	Iqaluit	13 274	5 137	18 411	20 137	16 904	37 042	178	55 631
14	702	Pangnirtung	709	1 936	2 645	1 457	2 478	3 935	143	6 723
15	703	Kinngait	563	1 657	2 220	1 316	1 941	3 257	75	5 552
16	704	Resolute Bay	244	286	530	1 090	2 303	3 393	48	3 972
17	705	Pond Inlet	745	2 239	2 983	1 420	2 103	3 523	137	6 644
18	706	Igloolik	853	2 181	3 034	1 305	2 223	3 528	95	6 658
19	707	Sanirajak	229	1 237	1 467	854	937	1 791	37	3 295
20	708	Qikiqtarjuaq	183	831	1 014	596	806	1 401	32	2 448
21	709	Kimmiut	205	663	868	442	606	1 048	32	1 948
22	710	Arctic Bay	357	1 147	1 504	494	1 124	1 618	34	3 156
23	711	Clyde River	423	1 564	1 987	402	1 391	1 793	19	3 798
24	712	Grise Fiord	102	226	328	223	565	788	23	1 140
25	713	Saniqiluaq	334	1 712	2 046	624	1 288	1 911	48	4 005
26		Total	30 167	40 968	71 135	52 457	57 851	110 308	1 691	183 135

1
2

**Annexe 8.3.2 :
Modification du tarif de base et preuve de revenus : Tarifs de base proposés pour 2022-2023 (cents/kWh)**

N° de la centrale	Nom de la centrale	Résidentiels		Commerciaux		Éclairage des rues (\$ par mois, par ampoule)								
		Non gouvernemental	Gouvernemental	Non gouvernemental	Gouvernemental	À vapeur de sodium à haute pression 100 W (ballast de 30 W)	À vapeur de sodium à haute pression 250 W (ballast de 44 W)	À vapeur de mercure 175 W (ballast de 30 W)	À vapeur de mercure 250 W (ballast de 35 W)	À vapeur de mercure 400 W (ballast de 55 W)	DÉL 60 W	DÉL 90 W	DÉL 210 W	
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
501	Cambridge Bay	61.57	93.44	50.79	85.35	43.38	70.64	43.03	53.21	69.91	22.93	34.39	80.25	
502	Gjoa Haven	61.57	93.44	50.79	85.35	48.06	78.22	47.72	58.96	77.49	22.93	34.39	80.25	
503	Taloyoak	61.57	93.44	50.79	85.35	65.82	107.28	65.47	80.94	106.54	22.93	34.39	80.25	
504	Kugaaruk	61.57	93.44	50.79	85.35	54.20	88.29	53.85	66.55	87.55	22.93	34.39	80.25	
505	Kugluktuk	61.57	93.44	50.79	85.35	68.80	112.21	68.45	84.69	111.47	22.93	34.39	80.25	
601	Rankin Inlet	61.57	93.44	50.79	85.35	40.12	65.29	39.78	49.15	64.55	22.93	34.39	80.25	
602	Baker Lake	61.57	93.44	50.79	85.35	40.47	65.84	40.12	49.59	65.10	22.93	34.39	80.25	
603	Arviat	61.57	93.44	50.79	85.35	35.40	57.54	35.05	43.27	56.80	22.93	34.39	80.25	
604	Coral Harbour	61.57	93.44	50.79	85.35	64.83	105.71	64.48	79.76	104.97	22.93	34.39	80.25	
605	Chesterfield Inlet	61.57	93.44	50.79	85.35	67.19	109.60	66.84	82.71	108.86	22.93	34.39	80.25	
606	Whale Cove	61.57	93.44	50.79	85.35	73.76	120.30	73.41	90.80	119.56	22.93	34.39	80.25	
607	Nauyasat	61.57	93.44	50.79	85.35	56.00	91.26	55.66	68.81	90.52	22.93	34.39	80.25	
701	Iqaluit	61.57	93.44	50.79	85.35	38.84	63.19	38.49	47.56	62.45	22.93	34.39	80.25	
702	Pangnirtung	61.57	93.44	50.79	85.35	36.63	59.56	36.28	44.83	58.82	22.93	34.39	80.25	
703	Kinngait	61.57	93.44	50.79	85.35	48.21	78.45	47.86	59.15	77.71	22.93	34.39	80.25	
704	Resolute Bay	61.57	93.44	50.79	85.35	95.09	155.21	94.74	117.24	154.47	22.93	34.39	80.25	
705	Pond Inlet	61.57	93.44	50.79	85.35	69.70	113.65	69.35	85.77	112.91	22.93	34.39	80.25	
706	Igloolik	61.57	93.44	50.79	85.35	48.54	79.04	48.20	59.56	78.30	22.93	34.39	80.25	
707	Sanirajak	61.57	93.44	50.79	85.35	66.37	108.19	66.02	81.67	107.46	22.93	34.39	80.25	
708	Qikiqtarjuaq	61.57	93.44	50.79	85.35	55.40	90.27	55.05	68.06	89.53	22.93	34.39	80.25	
709	Kimmirut	61.57	93.44	50.79	85.35	71.18	116.06	70.83	87.60	115.32	22.93	34.39	80.25	
710	Arctic Bay	61.57	93.44	50.79	85.35	55.72	90.80	55.37	68.46	90.06	22.93	34.39	80.25	
711	Clyde River	61.57	93.44	50.79	85.35	65.36	106.55	65.01	80.41	105.81	22.93	34.39	80.25	
712	Grise Fiord	61.57	93.44	50.79	85.35	79.68	129.97	79.33	98.15	129.23	22.93	34.39	80.25	
713	Saniqituaq	61.57	93.44	50.79	85.35	56.05	91.37	55.70	68.89	90.63	22.93	34.39	80.25	

3
4

1
2
3

Annexe 8.3.3 :
Modification du tarif de base et preuve de revenus : Prévion des revenus aux tarifs proposés pour 2022-2023
(en milliers de dollars)

N° de ligne	N° de la centrale	Nom de la centrale	Par classe de tarification						Revenus provenant des frais clients et des primes de puissance			Total	
			Résidentiels			Commerciaux			Éclairage des rues	Frais clients	Primes de puissance		Total
			Non gouvernemental	Gouvernemental	Total	Non gouvernemental	Gouvernemental	Total					
			A	B	C=A+B	D	E	F=D+E					
1	501	Cambridge Bay	1 295	1 884	3 180	2 593	2 279	4 872	98	163	265	428	8 578
2	502	Gjoa Haven	365	1 818	2 183	498	1 683	2 181	83	82	108	191	4 638
3	503	Taloyoak	200	1 489	1 689	420	995	1 415	54	59	119	178	3 337
4	504	Kugaaruk	242	1 114	1 356	539	686	1 225	34	50	85	134	2 749
5	505	Kugluktuk	554	1 789	2 343	671	1 436	2 108	47	108	128	236	4 734
6	601	Rankin Inlet	2 113	2 233	4 346	2 945	5 519	8 464	110	222	507	729	13 649
7	602	Baker Lake	932	2 458	3 390	1 048	1 890	2 938	123	151	244	395	6 846
8	603	Arviat	903	2 651	3 555	1 044	2 085	3 129	125	157	155	313	7 122
9	604	Coral Harbour	292	1 016	1 308	411	925	1 336	60	59	67	126	2 830
10	605	Chesterfield Inlet	133	537	670	325	514	839	29	30	52	82	1 619
11	606	Whale Cove	125	523	649	211	565	776	47	29	49	78	1 549
12	607	Nauyasat	201	1 315	1 516	517	1 209	1 726	49	56	74	130	3 421
13	701	Iqaluit	8 173	4 800	12 973	10 228	14 428	24 656	194	772	1 076	1 847	39 670
14	702	Pangnirtung	437	1 808	2 245	740	2 115	2 855	156	105	217	322	5 578
15	703	Kinngait	347	1 548	1 895	668	1 657	2 325	82	94	131	225	4 526
16	704	Resolute Bay	151	267	418	554	1 965	2 519	53	21	167	187	3 177
17	705	Pond Inlet	458	2 092	2 550	721	1 795	2 516	150	97	121	219	5 435
18	706	Igloolik	525	2 038	2 563	663	1 897	2 560	103	103	116	220	5 447
19	707	Sanirajak	141	1 156	1 297	434	800	1 234	40	46	70	116	2 687
20	708	Qikiqtarjuaq	113	777	890	303	688	990	35	44	67	111	2 025
21	709	Kimminut	126	620	746	224	517	742	35	31	62	93	1 616
22	710	Arctic Bay	220	1 072	1 292	251	959	1 210	37	54	62	116	2 655
23	711	Clyde River	260	1 461	1 721	204	1 188	1 392	20	63	62	125	3 258
24	712	Grise Fiord	63	212	274	113	482	596	25	14	35	49	945
25	713	Saniquiluaq	205	1 600	1 805	317	1 099	1 416	52	59	81	140	3 414
26		Total	18 574	38 279	56 853	26 643	49 376	76 019	1 841	2 669	4 122	6 791	141 504

Besoins en revenus de la RMTG de 2022-2023	144 015
Moins : Revenus ne provenant pas de la vente d'électricité de la RMTG de 2022-2023	2 511
Besoins en revenus fermes de la RMTG de 2022-2023	141 504
Manque à gagner/surplus aux tarifs proposés	0

4
5

1
2 **Annexe 8.4 :**
Estimations des répercussions sur la facture en fonction de la proposition tarifaire de 2022-2023

3 Selon une consommation mensuelle de 1 000 kWh pour les clients résidentiels et de 2 000 kWh pour les clients commerciaux.

Selon une consommation mensuelle de 1 000 kWh pour les clients résidentiels et de 2 000 kWh pour les clients commerciaux.

N° de la centrale	Collectivité	Factures résidentielles subventionnées		Écart par rapport au tarif en vigueur en %	Factures résidentielles complètes		Écart par rapport au tarif en vigueur en %	Factures commerciales		Écart par rapport au tarif en vigueur en %	Factures résidentielles gouvernementales		Écart par rapport au tarif en vigueur en %	Factures commerciales gouvernementales		Écart par rapport au tarif en vigueur en %
		En vigueur	Proposé		En vigueur	Option 1		En vigueur	Option 1		En vigueur	Option 1		En vigueur	Option 1	
		501	Cambridge Bay	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	810,49 \$	665,40 \$	-17,9 %	1 401,32 \$	1 108,59 \$	-20,9 %	810,49 \$	999,98 \$	23,4 %	1 401,32 \$
502	Gjoa Haven	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	960,52 \$	665,40 \$	-30,7 %	1 847,03 \$	1 108,59 \$	-40,0 %	992,23 \$	999,98 \$	0,8 %	1 847,03 \$	1 834,36 \$	-0,7 %
503	Taloyoak	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	1 060,35 \$	665,40 \$	-37,2 %	2 089,50 \$	1 108,59 \$	-46,9 %	1 151,11 \$	999,98 \$	-13,1 %	2 089,50 \$	1 834,36 \$	-12,2 %
504	Kugaaruk	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	1 237,38 \$	665,40 \$	-46,2 %	2 201,32 \$	1 108,59 \$	-49,6 %	1 237,38 \$	999,98 \$	-19,2 %	2 201,32 \$	1 834,36 \$	-16,7 %
505	Kugluktuk	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	1 003,88 \$	665,40 \$	-33,7 %	1 874,60 \$	1 108,59 \$	-40,9 %	1 063,94 \$	999,98 \$	-6,0 %	1 874,60 \$	1 834,36 \$	-2,1 %
601	Rankin Inlet	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	655,54 \$	665,40 \$	1,5 %	1 154,15 \$	1 108,59 \$	-3,9 %	655,54 \$	999,98 \$	52,5 %	1 279,64 \$	1 834,36 \$	43,3 %
602	Baker Lake	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	746,07 \$	665,40 \$	-10,8 %	1 401,77 \$	1 108,59 \$	-20,9 %	746,07 \$	999,98 \$	34,0 %	1 401,77 \$	1 834,36 \$	30,9 %
603	Anivat	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	845,00 \$	665,40 \$	-21,3 %	1 579,70 \$	1 108,59 \$	-29,8 %	845,00 \$	999,98 \$	18,3 %	1 579,70 \$	1 834,36 \$	16,1 %
604	Coral Harbour	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	1 018,90 \$	665,40 \$	-34,7 %	1 872,80 \$	1 108,59 \$	-40,8 %	1 018,90 \$	999,98 \$	-1,9 %	1 872,80 \$	1 834,36 \$	-2,1 %
605	Chesterfield Inlet	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	1 051,16 \$	665,40 \$	-36,7 %	1 963,11 \$	1 108,59 \$	-43,5 %	1 051,16 \$	999,98 \$	-4,9 %	1 963,11 \$	1 834,36 \$	-6,6 %
606	Whale Cove	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	971,39 \$	665,40 \$	-31,5 %	2 412,19 \$	1 108,59 \$	-54,0 %	1 580,69 \$	999,98 \$	-36,7 %	2 670,56 \$	1 834,36 \$	-31,3 %
607	Repulse Bay	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	911,33 \$	665,40 \$	-27,0 %	1 608,16 \$	1 108,59 \$	-31,1 %	911,33 \$	999,98 \$	9,7 %	1 608,16 \$	1 834,36 \$	14,1 %
701	Iqaluit	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	633,80 \$	665,40 \$	5,0 %	1 056,45 \$	1 108,59 \$	4,9 %	633,80 \$	999,98 \$	57,8 %	1 086,93 \$	1 834,36 \$	68,8 %
702	Pangnirtung	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	694,86 \$	665,40 \$	-4,2 %	1 235,27 \$	1 108,59 \$	-10,3 %	744,05 \$	999,98 \$	34,4 %	1 360,76 \$	1 834,36 \$	34,8 %
703	Kinngait	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	726,80 \$	665,40 \$	-8,4 %	1 365,47 \$	1 108,59 \$	-18,8 %	763,55 \$	999,98 \$	31,0 %	1 531,29 \$	1 834,36 \$	19,8 %
704	Resolute Bay	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	1 093,85 \$	665,40 \$	-39,2 %	2 090,17 \$	1 108,59 \$	-47,0 %	1 114,02 \$	999,98 \$	-10,2 %	2 090,17 \$	1 834,36 \$	-12,2 %
705	Pond Inlet	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	966,12 \$	665,40 \$	-31,1 %	1 778,02 \$	1 108,59 \$	-37,7 %	1 048,36 \$	999,98 \$	-4,6 %	1 778,02 \$	1 834,36 \$	3,2 %
706	Igloolik	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	666,74 \$	665,40 \$	-0,2 %	1 228,33 \$	1 108,59 \$	-9,7 %	666,74 \$	999,98 \$	50,0 %	1 228,33 \$	1 834,36 \$	49,3 %
707	Sanirajak	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	955,81 \$	665,40 \$	-30,4 %	1 845,91 \$	1 108,59 \$	-39,9 %	992,68 \$	999,98 \$	0,7 %	1 845,91 \$	1 834,36 \$	-0,6 %
708	Qikiqtarjuaq	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	831,33 \$	665,40 \$	-20,0 %	1 580,37 \$	1 108,59 \$	-29,9 %	952,23 \$	999,98 \$	5,0 %	1 908,66 \$	1 834,36 \$	-3,9 %
709	Kimminut	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	1 120,63 \$	665,40 \$	-40,6 %	1 886,03 \$	1 108,59 \$	-41,2 %	1 118,06 \$	999,98 \$	-10,6 %	1 895,66 \$	1 834,36 \$	-3,2 %
710	Arctic Bay	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	942,82 \$	665,40 \$	-29,4 %	1 690,40 \$	1 108,59 \$	-34,4 %	942,82 \$	999,98 \$	6,1 %	1 690,40 \$	1 834,36 \$	8,5 %
711	Clyde River	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	834,36 \$	665,40 \$	-20,2 %	1 481,77 \$	1 108,59 \$	-25,2 %	839,74 \$	999,98 \$	19,1 %	1 481,77 \$	1 834,36 \$	23,8 %
712	Grise Fiord	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	990,10 \$	665,40 \$	-32,8 %	2 294,32 \$	1 108,59 \$	-51,7 %	1 199,62 \$	999,98 \$	-16,6 %	2 294,32 \$	1 834,36 \$	-20,0 %
713	Sanikiluaq	307,45 \$	323,25 \$	5,1 %	879,85 \$	665,40 \$	-24,4 %	1 691,29 \$	1 108,59 \$	-34,5 %	879,85 \$	999,98 \$	13,7 %	1 691,29 \$	1 834,36 \$	8,5 %

4
5

1 **9.0 RÉPONSES AUX RECOMMANDATIONS DU CETES**

2 **9.1 INTRODUCTION**

3 Le présent chapitre énonce les réponses de la Société aux directives et aux
4 recommandations formulées dans les rapports du CETES suivants :

- 5 • 2018-01 : rapport sur la RMTG de 2018-2019;
- 6 • 2017-02 : rapport sur le programme de facturation nette.

7 **9.2 RAPPORT DU CETES 2018-01 SUR LA RMTG DE 2018-2019 DE LA SÉQ**

8 **9.2.1 Mécanismes redditionnels pour la mise hors service, l'aliénation et la radiation** 9 **d'immobilisations corporelles**

10 **En plus de la question exposée par le vérificateur général concernant le manque**
11 **de contrôle apparent sur les mouvements de pièces de rechange, le CETES**
12 **soulève, dans le même ordre d'idées, la question des mécanismes redditionnels**
13 **en place pour la mise hors service, l'aliénation et la radiation d'immobilisations**
14 **corporelles – y compris des actifs majeurs comme les groupes électrogènes et les**
15 **transformateurs –, car le caractère adéquat de ces mécanismes n'a pas non plus**
16 **été prouvé. Par conséquent, le CETES recommande de demander à la SÉQ de**
17 **mettre en œuvre des mécanismes ou de bonifier ceux en place pour veiller à ce**
18 **que toutes les activités (p. ex., mise hors service, aliénation et radiation) soient**
19 **soumises à des mesures de reddition de compte, de contrôle et d'approbation**
20 **raisonnables, en vue de réduire les risques de perte de valeur découlant de ce**

1 **genre de transaction. La SÉQ devra rendre des comptes à ce sujet dans le cadre**
2 **de sa prochaine RMTG.**

3 **Réponse de la SÉQ :**

4 En réponse au rapport du vérificateur général du Canada, la SÉQ a pris les mesures
5 suivantes en ce qui concerne la reddition de compte relative aux pièces de rechange et
6 aux immobilisations corporelles connexes.

7 1. Un inventaire est dressé pour les 25 collectivités chaque année depuis 2018.

8 2. Des rapports sur l'utilisation sont présentés au ministère des Finances tous les
9 mois.

10 3. Des conteneurs Sea-Can ont été achetés pour le stockage dans les collectivités.

11 4. La SÉQ a embauché des consultants externes pour examiner le processus
12 d'inventaire.

13 5. La SÉQ a formé un comité de l'inventaire constitué de membres des services
14 des finances, des opérations, de l'ingénierie et des technologies de l'information
15 en décembre 2021 afin d'examiner le processus.

16 **9.2.2 Mécanismes permettant la vérification des inventaires physiques**

17 **Le CETES est d'avis que les réserves exprimées dans un rapport de vérification ne**
18 **doivent jamais être prises à la légère et appellent toujours des mesures immédiates**
19 **de la direction. Compte tenu des observations du vérificateur général, le CETES ne**
20 **croit pas que la SÉQ a su justifier l'augmentation par un facteur 2,5 du total des**
21 **stocks de fournitures depuis la dernière RMTG. Par conséquent, il recommande de**
22 **demander à la SÉQ de mettre en œuvre des mécanismes ou de bonifier ceux en**
23 **place pour permettre la vérification des inventaires physiques (quantités et**
24 **valeurs), et de commencer immédiatement les démarches pour instaurer des**

1 **procédures et des pratiques de gestion efficace des niveaux de stocks et de**
2 **contrôle adéquat des transactions d'inventaire. La SÉQ devra rendre des comptes**
3 **à ce sujet dans le cadre de sa prochaine RMTG.**

4 **Réponse de la SÉQ :**

5 En réponse au rapport du vérificateur général du Canada, la SÉQ a pris les mesures
6 suivantes en ce qui concerne la reddition de compte relative aux pièces de rechange et
7 aux immobilisations corporelles connexes.

- 8 1. Un inventaire est dressé pour les 25 collectivités chaque année depuis 2018.
- 9 2. Des rapports sur l'utilisation sont présentés au ministère des Finances tous les
10 mois.
- 11 3. Des conteneurs Sea-Can ont été achetés pour le stockage dans les collectivités.
- 12 4. La SÉQ a embauché des consultants externes pour examiner le processus
13 d'inventaire.
- 14 5. La SÉQ a formé un comité de l'inventaire constitué de membres des services
15 des finances, des opérations, de l'ingénierie et des technologies de l'information
16 en décembre 2021 afin d'examiner le processus.

17 Toutefois, les niveaux de stocks actuels demeurent plus élevés que dans les exercices
18 précédents. En plus de l'entretien courant, la SÉQ achète des stocks pour des projets
19 d'immobilisations. Les projets d'immobilisations sont des projets pluriannuels et les
20 retards d'exécution ont une incidence directe sur la valeur comptable des stocks. En
21 raison de la courte durée de la saison de transport maritime, la SÉQ doit fournir les
22 matériaux plus tôt et ne parvient pas à optimiser les niveaux de stocks.

1 9.2.3 Retrait des actifs qui ne sont plus utilisés de l'étude sur l'amortissement

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

7 Réponse de la SÉQ :

8 La Société fait remarquer que la pratique habituelle de l'industrie consiste à procéder à
9 une étude sur l'amortissement à toutes les deux RMTG, lorsque celles-ci sont déposées
10 à trois ou à quatre ans d'intervalle. La Société donnera suite à cette recommandation
11 pendant la préparation de sa prochaine RMTG.

12 9.2.4 Provision pour la valeur de récupération nette

13 Même si les coûts des mises hors service provisoires sont passés en charges
14 conformément aux normes de comptabilité appliquées par la SÉQ, le CETES
15 demeure d'avis que l'absence de provision pour la valeur de récupération négative,
16 aux fins de la réglementation, n'est pas une pratique prudente en matière de
17 services publics pour les raisons énoncées dans l'extrait cité du Rapport 2010-01.
18 Ainsi, même si la provision pour la valeur de récupération nette a été regroupée
19 avec la provision pour la vie utile dans le compte d'amortissement cumulé
20 conformément aux normes comptables pour le secteur public, il faut comptabiliser
21 individuellement ces deux provisions aux fins de la réglementation. Le CETES

1 **recommande donc de donner à la SÉQ des instructions en ce sens pour les besoins**
2 **de la prochaine RMTG. Il recommande aussi pour la prochaine RMTG de lui**
3 **demander de traiter adéquatement la provision pour la valeur de récupération**
4 **négative, y compris les éventuelles mises hors service et décontaminations de**
5 **sites, dans le cadre de sa prochaine étude sur l'amortissement.**

6 **Réponse de la SÉQ :**

7 Avant la RMTG de 2010-2011, la SÉQ avait une réserve pour les futures activités
8 d'enlèvement et de décontamination de sites. Ce compte a été éliminé dans le cadre des
9 instructions données par le gouvernement du Nunavut à la SÉQ, visant une transition
10 vers les normes comptables pour le secteur public à compter du 1^{er} avril 2011. Comme
11 cela a été énoncé par l'expert en amortissement de la SÉQ dans l'étude sur
12 l'amortissement réalisée pour la RMTG de 2010-2011, conformément aux normes
13 comptables pour le secteur public, tous les coûts d'enlèvement sont inscrits dans les
14 résultats de l'exercice pendant lequel a eu lieu l'utilisation des fonds²³, et aucune réserve
15 séparée n'est autorisée.

16 Dans le rapport 2011-01 du CETES, celui-ci recommande à la SÉQ de continuer de
17 comptabiliser la valeur nette de récupération et les frais futurs d'enlèvement et de
18 décontamination des sites dans les taux d'amortissement et les charges d'amortissement
19 annuelles, aux fins de la réglementation (même si cette pratique n'était pas autorisée à
20 des fins de comptabilité financière). Dans la réponse au CETES, datant du 26 mai 2011,

²³ RMTG de 2010-2011, annexe C, p. C-5.

1 le ministre a refusé cette recommandation, indiquant qu'elle pourrait entraîner des
2 problèmes de transparence et d'uniformité entre les états financiers audités de la SÉQ et
3 les prochaines requêtes de majoration tarifaire.

4 La requête actuelle a été préparée conformément aux normes comptables pour le secteur
5 public que la SÉQ a adoptées le 1^{er} avril 2011, conformément à la directive du
6 gouvernement du Nunavut.

7 **9.2.5 Ratio revenus-coûts plus élevé pour le gouvernement dans le cadre de**
8 **l'harmonisation tarifaire**

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

15 **Réponse de la SÉQ :**

16 La SÉQ a proposé une stratégie d'harmonisation des tarifs dans le chapitre 8 de la
17 requête.

1 **9.3 RAPPORT DU CETES 2017-02 SUR LA REQUÊTE DE LA SÉQ RELATIVE AU**
2 **PROGRAMME DE FACTURATION NETTE**

3 **9.3.1 Perte de charge et de revenus attribuable à la facturation nette**

4 **Le CETES recommande que la SÉQ présente une estimation des conséquences**
5 **d'une perte de charge et des pertes de revenus connexes attribuables à la**
6 **facturation nette pour les autres clients, ainsi que des propositions pour atténuer**
7 **ces pertes de revenus au moment de la RMTG, après la mise en œuvre complète**
8 **du programme de facturation nette.**

9 **Réponse de la SÉQ :**

10 La SÉQ a procédé à une analyse de l'estimation des conséquences attribuables au
11 programme de facturation nette sur sa charge et ses revenus tirés des ventes, se fondant
12 sur l'adoption de la facturation nette depuis le commencement du programme en janvier
13 2018. En date de mars 2022, le total de la puissance installée de la SÉQ en vertu du
14 programme de facturation nette est de 150,8 kW. La perte de revenus nets liée au niveau
15 actuel d'adoption de la facturation nette se chiffre à environ 58 000 \$, soit environ 0,05
16 % de la prévision relative au besoin en revenus de 2022-2023 de la SÉQ, qui atteint 144
17 millions de dollars. Compte tenu du montant négligeable de la perte de revenus nets, la
18 SÉQ ne propose pas de récupérer cette perte de revenus auprès des clients.

19 **9.3.2 Plan stratégique relatif aux programmes d'énergie renouvelable**

20 **Le CETES recommande qu'au moment de la RMTG, après la mise en œuvre**
21 **complète du programme de facturation nette, la SÉQ se penche sur son plan**

1 **stratégique pour l'introduction, l'intégration et l'adoption méthodiques et réussies**
2 **du programme, et envisage d'autres programmes d'énergie renouvelable,**
3 **possiblement à plus grande échelle (comme des producteurs d'électricité**
4 **indépendants), afin de réduire progressivement la dépendance au diesel et de**
5 **tracer un chemin vers l'abordabilité de l'électricité et la réduction des émissions**
6 **de carbone au cours des cinq prochaines années.**

7 **Réponse de la SÉQ :**

8 Dans le cadre de la prochaine étape de la stratégie visant à accroître la production
9 d'énergie renouvelable au Nunavut, la SÉQ a aussi lancé le nouveau programme de
10 producteurs d'électricité commerciaux et institutionnels (PÉCI) en mai 2021. Le
11 programme est conçu pour permettre aux clients commerciaux et institutionnels existants
12 (ministères gouvernementaux, hameaux, entreprises) de produire de l'électricité au
13 moyen de systèmes d'énergie renouvelable, puis de la vendre à la SÉQ. Les participants
14 au programme seront payés pour l'énergie qu'ils produisent et vendent à la SÉQ au taux
15 équivalant aux économies liées au carburant diesel de la Société. De plus, en réponse
16 aux commentaires du CETES selon lesquels le prix de l'accord d'achat d'énergie produite
17 par les producteurs d'électricité commerciaux et institutionnels uniquement fondé sur le
18 coût évité du carburant serait insuffisant pour encourager la production d'énergie
19 renouvelable au Nunavut, et, conformément à la directive du ministre datant du 4
20 novembre 2020, la SÉQ travaille sur un cadre d'établissement des prix des producteurs
21 d'électricité commerciaux et institutionnels visant à faciliter la hausse de la production
22 d'énergie souhaitée tout en évitant une hausse des coûts pour les clients.

- 1 La SÉQ procède également à un examen de son programme de facturation nette, ainsi
- 2 qu'à une étude sur le taux de pénétration intermittent de l'énergie renouvelable dans les
- 3 collectivités, qui informeront les modifications qui seront potentiellement apportées aux
- 4 programmes de facturation nette et de PÉCI. La SÉQ présentera ses conclusions et ses
- 5 recommandations au gouvernement du Nunavut une fois ces études achevées.

ANNEXE A :
SOMMAIRE DE LA PRODUCTION, DES VENTES ET DES
REVENUS

Société d'énergie Qulliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

500 Total de la région de Kitikmeot

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	11,773	12,100	12,250	12,683	12,880	12,977
2	Clients	1,922	1,979	2,035	2,098	2,119	2,140
3	Ventes moyennes de MWh/client	6.12	6.12	6.02	6.04	6.08	6.06
4	Revenus (en milliers de dollars)	10,806	11,028	11,584	11,864	12,431	12,534
5	Cents/kWh	91.79	91.14	94.56	93.55	96.52	96.59
Commercial							
6	Ventes (MWh)	17,817	17,756	17,788	17,247	17,672	17,591
7	Clients	647	678	680	682	685	688
8	Ventes moyennes de MWh/client	27.54	26.18	26.17	25.31	25.80	25.55
9	Revenus (en milliers de dollars)	13,892	14,403	14,993	14,658	14,804	14,759
10	Cents/kWh	77.97	81.11	84.29	84.99	83.77	83.90
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	352	279	291	291	291	291
12	Revenus (en milliers de dollars)	359	281	280	317	320	320
13	Cents/kWh	101.81	100.72	96.14	108.96	109.89	109.89
Total							
14	Ventes (MWh)	29,943	30,136	30,329	30,220	30,844	30,859
15	Clients	2,569	2,657	2,715	2,780	2,804	2,829
16	Revenus (en milliers de dollars)	25,057	25,712	26,856	26,840	27,555	27,613
17	Cents/kWh	83.68	85.32	88.55	88.81	89.34	89.48
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	611	642	565	492	598	599
19	Puissance de service en % de la production	1.9%	2.0%	1.7%	1.5%	1.8%	1.8%
20	Total des pertes	1,686	1,494	1,486	1,708	1,707	1,712
21	Pertes en % de la production	5.2%	4.6%	4.6%	5.3%	5.1%	5.2%
22	Total de la production	32,240	32,272	32,380	32,420	33,148	33,171
Source							
23	Production au diesel (MWh)	32,240	32,272	32,380	32,420	33,148	33,171
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.68	3.63	3.65	3.63	3.65	3.65
25	Litres (en milliers)	8,760	8,894	8,882	8,924	9,070	9,077
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	5,988	5,786	5,919	5,801	6,033	6,020
27	Facteur de charge	61%	64%	62%	64%	63%	63%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

501 Cambridge Bay

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	3,670	3,847	3,866	4,002	4,126	4,120
2	Clients	632	685	707	743	750	757
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.81	5.62	5.47	5.39	5.50	5.45
4	Revenus (en milliers de dollars)	2,923	2,975	3,071	3,132	3,272	3,270
5	Cents/kWh	79.65	77.34	79.43	78.27	79.31	79.36
Commercial							
6	Ventes (MWh)	8,595	7,786	7,679	7,537	7,908	7,776
7	Clients	266	267	275	281	283	284
8	Ventes moyennes de MWh/client	32.31	29.17	27.89	26.79	27.98	27.38
9	Revenus (en milliers de dollars)	5,817	5,048	5,234	5,142	5,383	5,298
10	Cents/kWh	67.68	64.83	68.15	68.23	68.07	68.14
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	123	72	90	90	90	90
12	Revenus (en milliers de dollars)	112	71	83	97	98	98
13	Cents/kWh	91.01	98.13	92.24	107.71	109.04	109.04
Total							
14	Ventes (MWh)	12,388	11,705	11,635	11,629	12,124	11,986
15	Clients	898	951	983	1,024	1,032	1,041
16	Revenus (en milliers de dollars)	8,852	8,094	8,388	8,372	8,754	8,666
17	Cents/kWh	71.45	69.15	72.09	71.99	72.20	72.30
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	170	116	101	115	138	134
19	Puissance de service en % de la production	1.3%	1.0%	0.8%	0.9%	1.1%	1.1%
20	Total des pertes	670	287	401	446	510	496
21	Pertes en % de la production	5.1%	2.4%	3.3%	3.7%	4.0%	3.9%
22	Total de la production	13,228	12,109	12,138	12,189	12,772	12,617
Source							
23	Production au diesel (MWh)	13,228	12,109	12,138	12,189	12,772	12,617
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.70	3.69	3.66	3.70	3.69	3.69
25	Litres (en milliers)	3,575	3,278	3,314	3,295	3,461	3,419
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	2,343	2,040	2,231	2,099	2,249	2,223
27	Facteur de charge	64%	68%	62%	66%	65%	65%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

502 Gjoa Haven

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	2,333	2,283	2,411	2,470	2,514	2,538
2	Clients	337	339	359	371	376	380
3	Ventes moyennes de MWh/client	6.93	6.73	6.72	6.66	6.69	6.67
4	Revenus (en milliers de dollars)	2,112	2,066	2,244	2,274	2,394	2,417
5	Cents/kWh	90.53	90.49	93.10	92.06	95.22	95.23
Commercial							
6	Ventes (MWh)	3,115	3,154	3,171	2,906	2,945	2,953
7	Clients	103	126	118	118	118	119
8	Ventes moyennes de MWh/client	30.18	25.07	26.87	24.71	24.89	24.80
9	Revenus (en milliers de dollars)	2,608	2,818	2,846	2,729	2,640	2,646
10	Cents/kWh	83.73	89.33	89.75	93.91	89.62	89.62
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	77	77	77	77	77	77
12	Revenus (en milliers de dollars)	81	72	74	74	74	74
13	Cents/kWh	105.55	94.00	96.69	96.69	96.70	96.70
Total							
14	Ventes (MWh)	5,525	5,514	5,658	5,453	5,536	5,567
15	Clients	440	465	477	489	494	499
16	Revenus (en milliers de dollars)	4,801	4,956	5,165	5,077	5,107	5,137
17	Cents/kWh	86.91	89.87	91.27	93.11	92.26	92.28
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	103	151	111	101	129	134
19	Puissance de service en % de la production	1.7%	2.5%	1.8%	1.6%	2.1%	2.2%
20	Total des pertes	326	502	465	555	397	416
21	Pertes en % de la production	5.5%	8.1%	7.5%	9.1%	6.5%	6.8%
22	Total de la production	5,953	6,167	6,234	6,108	6,061	6,118
Source							
23	Production au diesel (MWh)	5,953	6,167	6,234	6,108	6,061	6,118
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.70	3.61	3.53	3.59	3.59	3.59
25	Litres (en milliers)	1,609	1,706	1,764	1,702	1,688	1,704
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	1,067	1,080	1,070	1,040	1,069	1,066
27	Facteur de charge	64%	65%	67%	67%	65%	66%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Qulliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

503 Taloyoak

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	1,718	1,867	1,771	1,867	1,902	1,918
2	Clients	270	262	268	266	269	272
3	Ventes moyennes de MWh/client	6.37	7.12	6.61	7.03	7.08	7.06
4	Revenus (en milliers de dollars)	1,735	1,768	1,825	1,916	2,081	2,099
5	Cents/kWh	101.00	94.71	103.06	102.59	109.42	109.43
Commercial							
6	Ventes (MWh)	1,942	1,976	2,018	2,015	1,936	1,994
7	Clients	82	83	80	77	77	78
8	Ventes moyennes de MWh/client	23.56	23.83	25.20	26.17	25.00	25.58
9	Revenus (en milliers de dollars)	1,792	1,947	2,113	2,084	2,007	2,063
10	Cents/kWh	92.23	98.57	104.73	103.43	103.65	103.48
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	56	56	50	50	50	50
12	Revenus (en milliers de dollars)	59	27	45	69	70	70
13	Cents/kWh	105.55	47.98	89.89	137.99	139.57	139.57
Total							
14	Ventes (MWh)	3,717	3,899	3,839	3,932	3,888	3,962
15	Clients	352	345	348	343	346	350
16	Revenus (en milliers de dollars)	3,586	3,742	3,983	4,069	4,158	4,232
17	Cents/kWh	96.49	95.99	103.77	103.47	106.93	106.82
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	93	98	95	99	98	101
19	Puissance de service en % de la production	2.3%	2.4%	2.3%	2.4%	2.3%	2.3%
20	Total des pertes	241	153	175	160	235	234
21	Pertes en % de la production	5.9%	3.7%	4.3%	3.8%	5.6%	5.5%
22	Total de la production	4,051	4,149	4,109	4,191	4,221	4,297
Source							
23	Production au diesel (MWh)	4,051	4,149	4,109	4,191	4,221	4,297
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.58	3.41	3.72	3.59	3.63	3.63
25	Litres (en milliers)	1,131	1,217	1,104	1,168	1,163	1,184
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	775	780	750	750	786	800
27	Facteur de charge	60%	61%	63%	64%	61%	61%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

504 Kugaaruk

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	1,484	1,529	1,540	1,535	1,575	1,586
2	Clients	203	218	226	225	228	231
3	Ventes moyennes de MWh/client	7.30	7.00	6.83	6.83	6.92	6.87
4	Revenus (en milliers de dollars)	1,591	1,762	1,837	1,809	1,877	1,890
5	Cents/kWh	107.18	115.22	119.31	117.86	119.17	119.19
Commercial							
6	Ventes (MWh)	1,236	1,932	1,835	1,754	1,939	1,864
7	Clients	65	75	81	81	81	82
8	Ventes moyennes de MWh/client	19.15	25.93	22.61	21.67	23.80	22.74
9	Revenus (en milliers de dollars)	1,191	2,004	1,995	1,911	2,078	2,002
10	Cents/kWh	96.32	103.73	108.73	108.97	107.17	107.36
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	31	31	31	31	31	31
12	Revenus (en milliers de dollars)	33	29	30	30	30	30
13	Cents/kWh	105.55	94.27	96.99	96.99	96.99	96.99
Total							
14	Ventes (MWh)	2,752	3,492	3,406	3,320	3,545	3,481
15	Clients	268	293	307	306	309	313
16	Revenus (en milliers de dollars)	2,815	3,796	3,863	3,750	3,985	3,922
17	Cents/kWh	102.28	108.68	113.40	112.97	112.41	112.65
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	77	82	77	80	90	85
19	Puissance de service en % de la production	2.5%	2.1%	2.1%	2.1%	2.3%	2.2%
20	Total des pertes	200	262	212	351	288	281
21	Pertes en % de la production	6.6%	6.8%	5.7%	9.3%	7.4%	7.3%
22	Total de la production	3,029	3,836	3,695	3,750	3,923	3,848
Source							
23	Production au diesel (MWh)	3,029	3,836	3,695	3,750	3,923	3,848
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.78	3.68	3.75	3.62	3.71	3.71
25	Litres (en milliers)	801	1,043	985	1,036	1,057	1,037
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	710	806	719	795	805	790
27	Facteur de charge	49%	54%	59%	54%	56%	56%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

505 Kugluktuk

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	2,568	2,574	2,663	2,809	2,764	2,815
2	Clients	481	474	475	494	497	501
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.34	5.43	5.60	5.68	5.56	5.62
4	Revenus (en milliers de dollars)	2,445	2,456	2,606	2,733	2,808	2,858
5	Cents/kWh	95.22	95.44	97.87	97.32	101.59	101.54
Commercial							
6	Ventes (MWh)	2,928	2,908	3,084	3,035	2,944	3,005
7	Clients	131	128	125	125	125	126
8	Ventes moyennes de MWh/client	22.40	22.72	24.64	24.35	23.53	23.94
9	Revenus (en milliers de dollars)	2,484	2,586	2,804	2,792	2,696	2,750
10	Cents/kWh	84.83	88.92	90.92	91.98	91.60	91.52
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	66	43	43	43	43	43
12	Revenus (en milliers de dollars)	74	82	47	47	47	47
13	Cents/kWh	112.71	190.13	109.94	108.30	109.95	109.95
Total							
14	Ventes (MWh)	5,562	5,525	5,790	5,887	5,751	5,862
15	Clients	612	602	601	619	622	626
16	Revenus (en milliers de dollars)	5,003	5,125	5,458	5,572	5,552	5,655
17	Cents/kWh	89.96	92.74	94.26	94.65	96.54	96.47
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	169	195	181	98	143	144
19	Puissance de service en % de la production	2.8%	3.3%	2.9%	1.6%	2.3%	2.3%
20	Total des pertes	249	290	234	198	277	284
21	Pertes en % de la production	4.2%	4.8%	3.8%	3.2%	4.5%	4.5%
22	Total de la production	5,980	6,010	6,205	6,183	6,171	6,291
Source							
23	Production au diesel (MWh)	5,980	6,010	6,205	6,183	6,171	6,291
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.64	3.64	3.62	3.59	3.63	3.63
25	Litres (en milliers)	1,643	1,650	1,716	1,723	1,700	1,733
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	1,093	1,080	1,149	1,117	1,124	1,141
27	Facteur de charge	62%	64%	62%	63%	63%	63%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

600 Total de la région de Kivalliq

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	17,920	17,967	17,793	18,529	18,774	19,120
2	Clients	3,074	3,079	3,100	3,153	3,205	3,259
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.83	5.84	5.74	5.88	5.86	5.87
4	Revenus (en milliers de dollars)	14,315	13,603	13,957	14,614	14,961	15,246
5	Cents/kWh	79.88	75.71	78.45	78.87	79.69	79.74
Commercial							
6	Ventes (MWh)	26,969	28,239	27,740	26,625	28,087	27,687
7	Clients	831	859	860	876	883	890
8	Ventes moyennes de MWh/client	32.45	32.86	32.26	30.39	31.80	31.10
9	Revenus (en milliers de dollars)	19,278	19,655	19,870	19,244	20,242	19,993
10	Cents/kWh	71.48	69.60	71.63	72.28	72.07	72.21
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	490	448	498	498	498	498
12	Revenus (en milliers de dollars)	506	441	474	492	491	491
13	Cents/kWh	103.31	98.49	95.16	98.65	98.55	98.55
Total							
14	Ventes (MWh)	45,379	46,654	46,030	45,653	47,360	47,305
15	Clients	3,905	3,938	3,960	4,029	4,089	4,149
16	Revenus (en milliers de dollars)	34,099	33,699	34,302	34,349	35,694	35,730
17	Cents/kWh	75.14	72.23	74.52	75.24	75.37	75.53
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	1,515	1,567	1,494	1,593	1,566	1,575
19	Puissance de service en % de la production	3.1%	3.1%	3.0%	3.2%	3.1%	3.1%
20	Total des pertes	1,767	2,060	2,292	1,921	1,985	2,029
21	Pertes en % de la production	3.6%	4.1%	4.6%	3.9%	3.9%	4.0%
22	Total de la production	48,661	50,282	49,817	49,168	50,912	50,909
Source							
23	Production au diesel (MWh)	48,661	50,282	49,817	49,168	50,912	50,909
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.72	3.69	3.72	3.68	3.72	3.72
25	Litres (en milliers)	13,087	13,640	13,388	13,350	13,701	13,700
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	9,463	9,707	9,520	10,037	9,938	9,950
27	Facteur de charge	59%	59%	60%	56%	58%	58%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

601 Rankin Inlet

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	5,568	5,630	5,572	5,599	5,796	5,822
2	Clients	951	964	969	998	1,013	1,027
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.86	5.84	5.75	5.61	5.72	5.67
4	Revenus (en milliers de dollars)	3,803	3,535	3,597	3,617	3,733	3,752
5	Cents/kWh	68.30	62.79	64.55	64.59	64.41	64.44
Commercial							
6	Ventes (MWh)	11,295	12,206	12,221	11,727	12,539	12,264
7	Clients	253	268	274	289	292	294
8	Ventes moyennes de MWh/client	44.73	45.50	44.58	40.51	43.01	41.76
9	Revenus (en milliers de dollars)	7,033	7,077	7,277	7,065	7,542	7,389
10	Cents/kWh	62.27	57.98	59.55	60.25	60.15	60.25
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	142	101	101	101	101	101
12	Revenus (en milliers de dollars)	134	107	104	90	91	91
13	Cents/kWh	93.90	105.71	102.80	89.24	90.35	90.35
Total							
14	Ventes (MWh)	17,006	17,937	17,894	17,427	18,436	18,187
15	Clients	1,204	1,233	1,243	1,288	1,304	1,321
16	Revenus (en milliers de dollars)	10,970	10,719	10,978	10,772	11,366	11,232
17	Cents/kWh	64.51	59.76	61.35	61.81	61.65	61.76
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	618	674	606	616	661	668
19	Puissance de service en % de la production	3.4%	3.5%	3.2%	3.3%	3.3%	3.4%
20	Total des pertes	757	634	625	666	743	741
21	Pertes en % de la production	4.1%	3.3%	3.3%	3.6%	3.7%	3.8%
22	Total de la production	18,382	19,246	19,125	18,709	19,840	19,595
Source							
23	Production au diesel (MWh)	18,382	19,246	19,125	18,709	19,840	19,595
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.77	3.69	3.68	3.65	3.68	3.68
25	Litres (en milliers)	4,876	5,220	5,203	5,130	5,391	5,325
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	3,278	3,317	3,437	3,757	3,596	3,553
27	Facteur de charge	64%	66%	64%	57%	63%	63%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

602 Baker Lake

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	3,819	3,917	3,859	4,085	4,045	4,144
2	Clients	670	685	681	682	691	700
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.70	5.72	5.67	5.99	5.85	5.92
4	Revenus (en milliers de dollars)	2,897	2,783	2,866	2,976	2,951	3,021
5	Cents/kWh	75.84	71.06	74.26	72.85	72.94	72.90
Commercial							
6	Ventes (MWh)	4,337	4,446	4,434	4,172	4,303	4,278
7	Clients	173	176	171	173	174	175
8	Ventes moyennes de MWh/client	25.08	25.30	25.87	24.11	24.70	24.40
9	Revenus (en milliers de dollars)	3,072	2,969	3,061	2,939	3,030	3,014
10	Cents/kWh	70.82	66.79	69.03	70.43	70.41	70.45
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	111	111	113	113	113	113
12	Revenus (en milliers de dollars)	104	80	87	97	98	98
13	Cents/kWh	93.22	72.07	77.05	85.63	86.46	86.46
Total							
14	Ventes (MWh)	8,268	8,473	8,406	8,371	8,461	8,535
15	Clients	843	860	852	855	865	875
16	Revenus (en milliers de dollars)	6,072	5,833	6,014	6,011	6,078	6,133
17	Cents/kWh	73.44	68.83	71.54	71.82	71.84	71.85
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	235	233	225	235	233	235
19	Puissance de service en % de la production	2.6%	2.5%	2.5%	2.6%	2.5%	2.5%
20	Total des pertes	396	604	472	364	507	513
21	Pertes en % de la production	4.4%	6.5%	5.2%	4.1%	5.5%	5.5%
22	Total de la production	8,898	9,310	9,104	8,969	9,201	9,282
Source							
23	Production au diesel (MWh)	8,898	9,310	9,104	8,969	9,201	9,282
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.88	3.85	3.86	3.87	3.87	3.87
25	Litres (en milliers)	2,293	2,420	2,360	2,316	2,378	2,399
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	1,981	2,061	1,992	2,079	2,080	2,108
27	Facteur de charge	51%	52%	52%	49%	51%	50%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

603 Arviat

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	3,884	3,900	3,840	4,148	4,185	4,305
2	Clients	688	673	683	697	713	729
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.65	5.79	5.62	5.95	5.87	5.91
4	Revenus (en milliers de dollars)	3,179	3,131	3,175	3,546	3,446	3,544
5	Cents/kWh	81.87	80.27	82.68	85.50	82.36	82.33
Commercial							
6	Ventes (MWh)	4,852	4,790	4,459	4,228	4,625	4,499
7	Clients	146	145	146	149	150	152
8	Ventes moyennes de MWh/client	33.25	33.09	30.63	28.42	30.76	29.59
9	Revenus (en milliers de dollars)	3,631	3,521	3,462	3,247	3,541	3,450
10	Cents/kWh	74.83	73.51	77.65	76.81	76.57	76.68
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	95	95	115	115	115	115
12	Revenus (en milliers de dollars)	92	72	80	90	90	90
13	Cents/kWh	96.88	75.72	69.99	78.35	78.46	78.46
Total							
14	Ventes (MWh)	8,830	8,784	8,414	8,491	8,925	8,919
15	Clients	834	818	829	846	863	881
16	Revenus (en milliers de dollars)	6,902	6,723	6,718	6,884	7,078	7,084
17	Cents/kWh	78.16	76.53	79.84	81.08	79.31	79.43
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	221	189	186	238	213	209
19	Puissance de service en % de la production	2.4%	2.1%	2.0%	2.6%	2.3%	2.2%
20	Total des pertes	235	202	495	374	246	239
21	Pertes en % de la production	2.5%	2.2%	5.4%	4.1%	2.6%	2.6%
22	Total de la production	9,286	9,176	9,096	9,103	9,385	9,367
Source							
23	Production au diesel (MWh)	9,286	9,176	9,096	9,103	9,385	9,367
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.66	3.70	3.81	3.74	3.77	3.77
25	Litres (en milliers)	2,537	2,483	2,385	2,431	2,489	2,485
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	1,793	1,777	1,640	1,712	1,774	1,766
27	Facteur de charge	59%	59%	63%	61%	60%	61%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

604 Coral Harbour

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	1,495	1,440	1,465	1,524	1,518	1,561
2	Clients	270	261	260	264	269	274
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.53	5.52	5.63	5.76	5.64	5.70
4	Revenus (en milliers de dollars)	1,398	1,386	1,446	1,502	1,503	1,546
5	Cents/kWh	93.46	96.28	98.71	98.58	99.07	99.03
Commercial							
6	Ventes (MWh)	1,866	1,820	1,951	1,877	1,858	1,892
7	Clients	82	80	80	80	80	81
8	Ventes moyennes de MWh/client	22.81	22.68	24.29	23.56	23.12	23.34
9	Revenus (en milliers de dollars)	1,578	1,614	1,768	1,702	1,686	1,717
10	Cents/kWh	84.58	88.66	90.62	90.70	90.76	90.72
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	51	51	55	55	55	55
12	Revenus (en milliers de dollars)	64	66	71	70	69	69
13	Cents/kWh	125.50	129.86	128.30	127.13	124.67	124.67
Total							
14	Ventes (MWh)	3,413	3,311	3,471	3,456	3,431	3,509
15	Clients	352	341	340	344	349	355
16	Revenus (en milliers de dollars)	3,040	3,066	3,285	3,275	3,259	3,332
17	Cents/kWh	89.09	92.61	94.63	94.76	94.98	94.95
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	148	147	135	136	136	138
19	Puissance de service en % de la production	4.1%	4.1%	3.7%	3.6%	3.7%	3.7%
20	Total des pertes	97	151	75	145	103	118
21	Pertes en % de la production	2.7%	4.2%	2.0%	3.9%	2.8%	3.1%
22	Total de la production	3,658	3,609	3,682	3,737	3,670	3,765
Source							
23	Production au diesel (MWh)	3,658	3,609	3,682	3,737	3,670	3,765
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.39	3.46	3.56	3.60	3.56	3.56
25	Litres (en milliers)	1,079	1,042	1,033	1,039	1,031	1,057
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	727	882	829	837	813	846
27	Facteur de charge	57%	47%	51%	51%	52%	51%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

605 Chesterfield Inlet

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	724	789	754	762	793	791
2	Clients	130	132	135	135	137	138
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.58	5.97	5.58	5.64	5.80	5.72
4	Revenus (en milliers de dollars)	692	733	770	777	809	807
5	Cents/kWh	95.59	92.84	102.21	102.06	102.03	102.09
Commercial							
6	Ventes (MWh)	1,184	1,237	1,258	1,233	1,230	1,242
7	Clients	57	63	62	62	63	63
8	Ventes moyennes de MWh/client	20.60	19.51	20.42	19.84	19.67	19.76
9	Revenus (en milliers de dollars)	1,043	1,193	1,217	1,171	1,177	1,188
10	Cents/kWh	88.09	96.43	96.73	94.98	95.69	95.66
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	26	26	26	26	26	26
12	Revenus (en milliers de dollars)	34	35	36	36	36	36
13	Cents/kWh	127.72	132.14	136.29	136.29	136.30	136.30
Total							
14	Ventes (MWh)	1,934	2,053	2,038	2,021	2,049	2,059
15	Clients	187	196	197	197	199	201
16	Revenus (en milliers de dollars)	1,769	1,961	2,023	1,985	2,022	2,031
17	Cents/kWh	91.44	95.51	99.27	98.19	98.67	98.65
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	79	73	106	116	86	88
19	Puissance de service en % de la production	3.8%	3.4%	4.6%	5.2%	3.9%	3.9%
20	Total des pertes	73	49	150	75	77	72
21	Pertes en % de la production	3.5%	2.2%	6.5%	3.4%	3.5%	3.2%
22	Total de la production	2,086	2,174	2,294	2,213	2,213	2,219
Source							
23	Production au diesel (MWh)	2,086	2,174	2,294	2,213	2,213	2,219
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.46	3.43	3.72	3.80	3.72	3.72
25	Litres (en milliers)	603	634	616	582	595	596
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	397	480	440	430	443	447
27	Facteur de charge	60%	52%	60%	59%	57%	57%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

606 Whale Cove

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	762	712	702	741	753	764
2	Clients	129	123	128	128	130	132
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.92	5.79	5.50	5.78	5.78	5.78
4	Revenus (en milliers de dollars)	920	678	688	726	1,032	1,046
5	Cents/kWh	120.76	95.20	97.91	97.92	137.00	137.00
Commercial							
6	Ventes (MWh)	975	1,186	1,057	1,022	1,109	1,077
7	Clients	51	55	56	55	55	55
8	Ventes moyennes de MWh/client	19.04	21.60	19.05	18.72	20.16	19.44
9	Revenus (en milliers de dollars)	1,076	1,386	1,246	1,282	1,384	1,346
10	Cents/kWh	110.36	116.80	117.79	125.43	124.85	125.00
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	33	33	43	43	43	43
12	Revenus (en milliers de dollars)	46	48	54	58	57	57
13	Cents/kWh	138.07	142.77	125.28	135.36	134.15	134.15
Total							
14	Ventes (MWh)	1,771	1,932	1,802	1,806	1,905	1,883
15	Clients	180	178	183	183	185	187
16	Revenus (en milliers de dollars)	2,043	2,111	1,987	2,066	2,473	2,450
17	Cents/kWh	115.36	109.29	110.23	114.37	129.86	130.07
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	136	131	127	135	143	141
19	Puissance de service en % de la production	7.0%	6.1%	6.3%	6.7%	6.7%	6.7%
20	Total des pertes	53	68	94	64	78	84
21	Pertes en % de la production	2.7%	3.2%	4.6%	3.2%	3.7%	4.0%
22	Total de la production	1,960	2,130	2,023	2,005	2,126	2,108
Source							
23	Production au diesel (MWh)	1,960	2,130	2,023	2,005	2,126	2,108
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.69	3.63	3.64	3.29	3.58	3.58
25	Litres (en milliers)	531	587	556	609	594	589
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	402	396	369	379	406	400
27	Facteur de charge	56%	61%	63%	60%	60%	60%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

607 Naujaat

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	1,667	1,579	1,600	1,670	1,685	1,734
2	Clients	236	240	244	248	253	259
3	Ventes moyennes de MWh/client	7.07	6.57	6.56	6.75	6.66	6.70
4	Revenus (en milliers de dollars)	1,426	1,356	1,415	1,469	1,487	1,529
5	Cents/kWh	85.54	85.91	88.46	87.96	88.24	88.22
Commercial							
6	Ventes (MWh)	2,459	2,554	2,359	2,366	2,423	2,435
7	Clients	69	72	71	68	69	70
8	Ventes moyennes de MWh/client	35.52	35.48	33.04	34.58	35.03	34.80
9	Revenus (en milliers de dollars)	1,844	1,896	1,840	1,837	1,881	1,890
10	Cents/kWh	74.99	74.21	77.98	77.67	77.63	77.63
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	31	31	45	45	45	45
12	Revenus (en milliers de dollars)	33	34	43	51	50	50
13	Cents/kWh	107.63	111.49	94.33	112.25	110.50	110.50
Total							
14	Ventes (MWh)	4,157	4,164	4,005	4,081	4,153	4,213
15	Clients	305	312	315	316	322	329
16	Revenus (en milliers de dollars)	3,303	3,286	3,298	3,357	3,417	3,469
17	Cents/kWh	79.46	78.92	82.35	82.27	82.29	82.34
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	77	121	109	118	93	97
19	Puissance de service en % de la production	1.7%	2.6%	2.4%	2.7%	2.1%	2.1%
20	Total des pertes	157	352	380	233	231	263
21	Pertes en % de la production	3.6%	7.6%	8.4%	5.3%	5.2%	5.8%
22	Total de la production	4,391	4,637	4,493	4,432	4,477	4,573
Source							
23	Production au diesel (MWh)	4,391	4,637	4,493	4,432	4,477	4,573
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.76	3.70	3.64	3.56	3.66	3.66
25	Litres (en milliers)	1,168	1,254	1,234	1,243	1,223	1,249
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	885	794	813	843	826	830
27	Facteur de charge	57%	67%	63%	60%	62%	63%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Qulliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

700 Total de la région de Qikiqtaaluk

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	38,070	37,181	37,532	38,067	38,466	39,038
2	Clients	6,816	6,655	6,680	6,774	6,865	6,956
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.59	5.59	5.62	5.62	5.60	5.61
4	Revenus (en milliers de dollars)	28,578	26,395	27,233	27,765	28,523	28,963
5	Cents/kWh	75.07	70.99	72.56	72.94	74.15	74.19
Commercial							
6	Ventes (MWh)	64,353	65,143	66,386	63,430	65,365	65,030
7	Clients	1,829	1,860	1,870	1,898	1,910	1,922
8	Ventes moyennes de MWh/client	35.19	35.03	35.51	33.42	34.22	33.83
9	Revenus (en milliers de dollars)	41,560	40,778	42,324	41,037	41,886	41,672
10	Cents/kWh	64.58	62.60	63.76	64.70	64.08	64.08
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	1,107	866	887	902	902	902
12	Revenus (en milliers de dollars)	1,051	879	907	919	940	940
13	Cents/kWh	95.00	101.58	102.22	101.82	104.23	104.23
Total							
14	Ventes (MWh)	103,529	103,190	104,805	102,400	104,733	104,970
15	Clients	8,645	8,515	8,550	8,672	8,775	8,878
16	Revenus (en milliers de dollars)	71,190	68,052	70,465	69,720	71,350	71,576
17	Cents/kWh	68.76	65.95	67.23	68.09	68.13	68.19
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	4,214	3,781	3,789	3,628	4,040	4,018
19	Puissance de service en % de la production	3.7%	3.4%	3.4%	3.2%	3.5%	3.5%
20	Total des pertes	4,694	5,666	3,688	5,933	5,220	5,321
21	Pertes en % de la production	4.2%	5.0%	3.3%	5.3%	4.6%	4.7%
22	Total de la production	112,437	112,637	112,282	111,961	113,994	114,310
Source							
23	Production au diesel (MWh)	112,437	112,637	112,282	111,961	113,994	114,310
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.81	3.82	3.79	3.77	3.82	3.83
25	Litres (en milliers)	29,508	29,511	29,658	29,682	29,807	29,884
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	20,500	19,949	20,440	19,557	20,378	20,434
27	Facteur de charge	63%	64%	63%	65%	64%	64%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Qulliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

701 Iqaluit

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	18,665	17,501	17,956	17,914	18,155	18,411
2	Clients	3,551	3,398	3,405	3,475	3,523	3,572
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.26	5.15	5.27	5.16	5.15	5.15
4	Revenus (en milliers de dollars)	12,437	10,693	11,208	11,423	11,393	11,553
5	Cents/kWh	66.63	61.10	62.42	63.77	62.75	62.75
Commercial							
6	Ventes (MWh)	37,981	36,712	37,898	36,263	37,057	37,042
7	Clients	787	789	802	803	808	814
8	Ventes moyennes de MWh/client	48.27	46.51	47.27	45.17	45.84	45.51
9	Revenus (en milliers de dollars)	21,150	18,607	19,634	19,124	19,220	19,215
10	Cents/kWh	55.69	50.68	51.81	52.74	51.87	51.87
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	419	178	178	178	178	178
12	Revenus (en milliers de dollars)	325	195	194	192	196	196
13	Cents/kWh	77.47	109.31	109.03	107.69	110.07	110.07
Total							
14	Ventes (MWh)	57,065	54,391	56,031	54,356	55,390	55,631
15	Clients	4,338	4,187	4,206	4,277	4,331	4,386
16	Revenus (en milliers de dollars)	33,912	29,494	31,036	30,739	30,809	30,964
17	Cents/kWh	59.43	54.23	55.39	56.55	55.62	55.66
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	2,326	2,071	2,041	1,906	2,153	2,152
19	Puissance de service en % de la production	3.8%	3.5%	3.5%	3.2%	3.6%	3.6%
20	Total des pertes	2,066	2,880	959	2,969	2,326	2,398
21	Pertes en % de la production	3.4%	4.9%	1.6%	5.0%	3.9%	4.0%
22	Total de la production	61,456	59,342	59,031	59,231	59,869	60,181
Source							
23	Production au diesel (MWh)	61,456	59,342	59,031	59,231	59,869	60,181
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.98	4.02	3.96	3.94	3.99	3.99
25	Litres (en milliers)	15,441	14,759	14,902	15,017	15,005	15,083
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	10,259	9,600	10,087	9,671	9,864	9,940
27	Facteur de charge	68%	71%	67%	70%	69%	69%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

702 Pagnirtung

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	2,547	2,583	2,543	2,584	2,614	2,645
2	Clients	484	473	476	473	479	485
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.26	5.46	5.34	5.46	5.46	5.46
4	Revenus (en milliers de dollars)	1,910	1,718	1,717	1,785	1,876	1,898
5	Cents/kWh	75.00	66.52	67.50	69.10	71.76	71.76
Commercial							
6	Ventes (MWh)	3,341	4,602	4,614	3,625	4,178	3,935
7	Clients	118	121	123	123	124	124
8	Ventes moyennes de MWh/client	28.30	38.11	37.59	29.51	33.81	31.66
9	Revenus (en milliers de dollars)	2,193	2,938	2,773	2,393	2,748	2,601
10	Cents/kWh	65.64	63.84	60.09	66.02	65.78	66.10
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	141	141	143	143	143	143
12	Revenus (en milliers de dollars)	125	98	102	102	102	102
13	Cents/kWh	88.78	69.50	71.02	71.61	71.61	71.61
Total							
14	Ventes (MWh)	6,029	7,326	7,300	6,352	6,935	6,723
15	Clients	602	594	599	596	602	609
16	Revenus (en milliers de dollars)	4,229	4,754	4,591	4,281	4,726	4,602
17	Cents/kWh	70.14	64.89	62.89	67.40	68.15	68.45
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	299	222	234	265	311	293
19	Puissance de service en % de la production	4.6%	2.9%	3.0%	3.8%	4.2%	4.0%
20	Total des pertes	139	167	165	381	214	217
21	Pertes en % de la production	2.1%	2.2%	2.1%	5.4%	2.9%	3.0%
22	Total de la production	6,467	7,715	7,699	6,998	7,460	7,233
Source							
23	Production au diesel (MWh)	6,467	7,715	7,699	6,998	7,460	7,233
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.57	3.81	3.64	3.24	3.66	3.66
25	Litres (en milliers)	1,811	2,024	2,116	2,162	2,038	1,976
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	1,262	1,210	1,300	1,220	1,283	1,222
27	Facteur de charge	58%	73%	68%	65%	66%	68%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

703 Kinngait

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	2,248	2,284	2,147	2,138	2,228	2,220
2	Clients	424	426	422	424	428	433
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.30	5.36	5.09	5.05	5.20	5.12
4	Revenus (en milliers de dollars)	1,722	1,607	1,525	1,519	1,653	1,648
5	Cents/kWh	76.57	70.37	71.01	71.06	74.18	74.25
Commercial							
6	Ventes (MWh)	2,968	3,251	3,093	3,196	3,265	3,257
7	Clients	119	128	128	130	131	132
8	Ventes moyennes de MWh/client	24.93	25.36	24.11	24.57	24.97	24.77
9	Revenus (en milliers de dollars)	2,111	2,283	2,279	2,349	2,342	2,337
10	Cents/kWh	71.11	70.23	73.69	73.52	71.73	71.75
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	76	76	75	75	75	75
12	Revenus (en milliers de dollars)	80	76	79	80	80	80
13	Cents/kWh	105.55	100.31	104.96	106.06	106.24	106.24
Total							
14	Ventes (MWh)	5,292	5,610	5,315	5,408	5,568	5,552
15	Clients	543	555	551	554	559	565
16	Revenus (en milliers de dollars)	3,912	3,966	3,883	3,948	4,075	4,065
17	Cents/kWh	73.92	70.70	73.05	73.00	73.18	73.22
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	169	174	207	200	176	175
19	Puissance de service en % de la production	3.0%	2.9%	3.4%	3.3%	2.9%	2.9%
20	Total des pertes	262	305	540	365	351	358
21	Pertes en % de la production	4.6%	5.0%	8.9%	6.1%	5.8%	5.9%
22	Total de la production	5,724	6,090	6,061	5,974	6,096	6,086
Source							
23	Production au diesel (MWh)	5,724	6,090	6,061	5,974	6,096	6,086
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.34	3.33	3.59	3.63	3.57	3.57
25	Litres (en milliers)	1,714	1,830	1,690	1,646	1,708	1,705
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	1,479	1,362	1,108	1,053	1,340	1,290
27	Facteur de charge	44%	51%	62%	65%	52%	54%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

704 Resolute Bay

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	589	535	539	523	528	530
2	Clients	94	96	94	95	95	96
3	Ventes moyennes de MWh/client	6.26	5.56	5.76	5.53	5.55	5.54
4	Revenus (en milliers de dollars)	579	553	572	546	566	569
5	Cents/kWh	98.35	103.37	106.14	104.38	107.31	107.31
Commercial							
6	Ventes (MWh)	3,162	3,496	3,555	3,359	3,394	3,393
7	Clients	106	106	103	104	104	104
8	Ventes moyennes de MWh/client	29.80	32.93	34.54	32.45	32.69	32.57
9	Revenus (en milliers de dollars)	2,999	3,421	3,633	3,442	3,477	3,476
10	Cents/kWh	94.85	97.86	102.18	102.48	102.43	102.44
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	40	40	48	48	48	48
12	Revenus (en milliers de dollars)	55	56	68	82	82	82
13	Cents/kWh	136.81	141.47	141.08	170.22	170.30	170.30
Total							
14	Ventes (MWh)	3,791	4,070	4,142	3,930	3,970	3,972
15	Clients	200	202	197	198	199	200
16	Revenus (en milliers de dollars)	3,633	4,030	4,273	4,070	4,125	4,127
17	Cents/kWh	95.83	99.01	103.15	103.57	103.91	103.92
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	337	342	303	244	331	325
19	Puissance de service en % de la production	7.5%	7.1%	6.5%	5.6%	7.2%	7.1%
20	Total des pertes	384	376	209	181	298	291
21	Pertes en % de la production	8.5%	7.8%	4.5%	4.2%	6.5%	6.3%
22	Total de la production	4,511	4,787	4,654	4,356	4,600	4,588
Source							
23	Production au diesel (MWh)	4,511	4,787	4,654	4,356	4,600	4,588
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.62	3.68	3.70	3.69	3.69	3.69
25	Litres (en milliers)	1,246	1,300	1,256	1,181	1,247	1,243
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	817	846	851	808	832	830
27	Facteur de charge	63%	65%	62%	62%	63%	63%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

705 Pond Inlet

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	2,650	2,783	2,861	2,911	2,919	2,983
2	Clients	434	428	429	436	443	450
3	Ventes moyennes de MWh/client	6.10	6.50	6.67	6.67	6.59	6.63
4	Revenus (en milliers de dollars)	2,480	2,519	2,682	2,731	2,901	2,964
5	Cents/kWh	93.60	90.51	93.75	93.84	99.37	99.35
Commercial							
6	Ventes (MWh)	3,380	3,527	3,669	3,333	3,632	3,523
7	Clients	115	114	116	125	126	127
8	Ventes moyennes de MWh/client	29.49	30.98	31.70	26.65	28.81	27.73
9	Revenus (en milliers de dollars)	2,740	2,953	3,177	2,871	3,123	3,034
10	Cents/kWh	81.06	83.74	86.59	86.14	85.99	86.11
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	113	113	137	137	137	137
12	Revenus (en milliers de dollars)	120	121	125	125	130	130
13	Cents/kWh	105.55	106.60	90.77	90.91	94.36	94.36
Total							
14	Ventes (MWh)	6,144	6,423	6,667	6,381	6,689	6,644
15	Clients	549	542	545	561	569	577
16	Revenus (en milliers de dollars)	5,340	5,593	5,983	5,727	6,154	6,127
17	Cents/kWh	86.92	87.08	89.75	89.76	92.00	92.23
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	252	193	231	218	234	224
19	Puissance de service en % de la production	3.8%	2.9%	3.3%	3.2%	3.3%	3.2%
20	Total des pertes	317	131	39	289	263	238
21	Pertes en % de la production	4.7%	1.9%	0.6%	4.2%	3.7%	3.4%
22	Total de la production	6,713	6,746	6,936	6,889	7,186	7,106
Source							
23	Production au diesel (MWh)	6,713	6,746	6,936	6,889	7,186	7,106
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.71	3.70	3.66	3.58	3.67	3.67
25	Litres (en milliers)	1,809	1,822	1,896	1,926	1,958	1,936
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	1,285	1,342	1,340	1,278	1,377	1,375
27	Facteur de charge	60%	57%	59%	62%	60%	59%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Qulliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

706 Igloolik

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	2,762	2,875	2,886	2,938	2,998	3,034
2	Clients	449	450	451	465	472	479
3	Ventes moyennes de MWh/client	6.16	6.39	6.40	6.32	6.35	6.33
4	Revenus (en milliers de dollars)	1,911	1,834	1,875	1,892	1,951	1,976
5	Cents/kWh	69.19	63.79	64.97	64.42	65.10	65.11
Commercial							
6	Ventes (MWh)	3,702	3,547	3,533	3,422	3,557	3,528
7	Clients	131	131	131	134	135	136
8	Ventes moyennes de MWh/client	28.30	27.13	26.95	25.50	26.32	25.91
9	Revenus (en milliers de dollars)	2,314	2,145	2,143	2,045	2,125	2,110
10	Cents/kWh	62.52	60.49	60.66	59.78	59.75	59.79
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	95	95	95	95	95	95
12	Revenus (en milliers de dollars)	86	67	69	67	67	67
13	Cents/kWh	90.04	70.43	72.21	70.66	70.26	70.26
Total							
14	Ventes (MWh)	6,559	6,517	6,514	6,454	6,650	6,658
15	Clients	579	581	582	599	607	615
16	Revenus (en milliers de dollars)	4,311	4,046	4,087	4,005	4,144	4,152
17	Cents/kWh	65.73	62.09	62.74	62.05	62.31	62.36
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	127	148	132	118	130	132
19	Puissance de service en % de la production	1.8%	2.1%	1.9%	1.7%	1.8%	1.9%
20	Total des pertes	224	251	229	300	262	269
21	Pertes en % de la production	3.2%	3.6%	3.3%	4.4%	3.7%	3.8%
22	Total de la production	6,910	6,915	6,875	6,873	7,042	7,059
Source							
23	Production au diesel (MWh)	6,910	6,915	6,875	6,873	7,042	7,059
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.83	3.76	3.71	3.91	3.83	3.83
25	Litres (en milliers)	1,804	1,837	1,856	1,760	1,839	1,843
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	1,326	1,398	1,329	1,362	1,379	1,401
27	Facteur de charge	59%	56%	59%	58%	58%	58%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

707 Sanirajak

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	1,411	1,394	1,363	1,409	1,447	1,467
2	Clients	199	201	209	207	210	214
3	Ventes moyennes de MWh/client	7.09	6.94	6.52	6.82	6.88	6.85
4	Revenus (en milliers de dollars)	1,280	1,260	1,243	1,297	1,379	1,399
5	Cents/kWh	90.69	90.41	91.23	92.10	95.33	95.35
Commercial							
6	Ventes (MWh)	1,643	1,807	1,723	1,750	1,784	1,791
7	Clients	64	71	68	70	71	71
8	Ventes moyennes de MWh/client	25.55	25.49	25.30	24.97	25.23	25.10
9	Revenus (en milliers de dollars)	1,482	1,599	1,580	1,573	1,602	1,609
10	Cents/kWh	90.22	88.49	91.74	89.88	89.80	89.80
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	42	42	37	37	37	37
12	Revenus (en milliers de dollars)	44	44	46	46	45	45
13	Cents/kWh	105.55	105.77	124.76	124.51	124.11	124.11
Total							
14	Ventes (MWh)	3,096	3,243	3,122	3,195	3,268	3,295
15	Clients	263	272	277	277	281	286
16	Revenus (en milliers de dollars)	2,806	2,903	2,869	2,916	3,027	3,053
17	Cents/kWh	90.64	89.54	91.91	91.26	92.63	92.65
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	262	223	252	284	257	261
19	Puissance de service en % de la production	7.6%	6.2%	7.3%	7.9%	7.1%	7.1%
20	Total des pertes	84	115	101	126	106	104
21	Pertes en % de la production	2.4%	3.2%	2.9%	3.5%	2.9%	2.8%
22	Total de la production	3,441	3,581	3,475	3,605	3,631	3,659
Source							
23	Production au diesel (MWh)	3,441	3,581	3,475	3,605	3,631	3,659
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.63	3.62	3.66	3.49	3.62	3.62
25	Litres (en milliers)	948	989	948	1,033	1,003	1,011
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	682	796	880	709	769	782
27	Facteur de charge	58%	51%	45%	58%	54%	53%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilic
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

708 Qikiqtarjuaq

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	1,043	954	977	994	1,009	1,014
2	Clients	203	190	197	201	203	204
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.13	5.01	4.97	4.94	4.98	4.96
4	Revenus (en milliers de dollars)	919	770	805	815	920	924
5	Cents/kWh	88.13	80.71	82.37	82.02	91.15	91.17
Commercial							
6	Ventes (MWh)	1,528	1,428	1,393	1,366	1,420	1,401
7	Clients	81	80	79	81	82	82
8	Ventes moyennes de MWh/client	18.82	17.95	17.57	16.78	17.36	17.07
9	Revenus (en milliers de dollars)	1,257	1,230	1,219	1,195	1,234	1,220
10	Cents/kWh	82.27	86.13	87.52	87.51	86.96	87.03
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	32	32	32	32	32	32
12	Revenus (en milliers de dollars)	37	38	39	39	39	39
13	Cents/kWh	113.95	117.98	121.58	121.58	121.59	121.59
Total							
14	Ventes (MWh)	2,603	2,415	2,402	2,392	2,461	2,448
15	Clients	285	270	276	283	285	287
16	Revenus (en milliers de dollars)	2,213	2,039	2,063	2,050	2,194	2,183
17	Cents/kWh	85.01	84.42	85.88	85.69	89.13	89.20
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	93	50	42	42	74	76
19	Puissance de service en % de la production	3.2%	1.8%	1.6%	1.6%	2.7%	2.8%
20	Total des pertes	172	249	225	210	194	209
21	Pertes en % de la production	6.0%	9.2%	8.4%	8.0%	7.1%	7.7%
22	Total de la production	2,867	2,714	2,668	2,645	2,729	2,734
Source							
23	Production au diesel (MWh)	2,867	2,714	2,668	2,645	2,729	2,734
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.50	3.54	3.60	3.55	3.57	3.57
25	Litres (en milliers)	819	766	741	745	764	766
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	520	484	510	489	497	498
27	Facteur de charge	63%	64%	60%	62%	63%	63%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

709 Kimmirut

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	740	729	740	893	823	868
2	Clients	136	139	141	141	142	143
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.46	5.25	5.24	6.32	5.79	6.06
4	Revenus (en milliers de dollars)	742	754	810	858	893	940
5	Cents/kWh	100.17	103.44	109.48	96.18	108.47	108.31
Commercial							
6	Ventes (MWh)	1,047	986	1,042	1,063	1,020	1,048
7	Clients	56	57	56	56	57	57
8	Ventes moyennes de MWh/client	18.86	17.19	18.47	18.84	18.02	18.43
9	Revenus (en milliers de dollars)	898	889	993	998	961	985
10	Cents/kWh	85.73	90.24	95.25	93.91	94.18	94.03
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	33	33	32	32	32	32
12	Revenus (en milliers de dollars)	43	44	45	45	45	45
13	Cents/kWh	128.67	132.54	139.34	139.34	139.34	139.34
Total							
14	Ventes (MWh)	1,820	1,747	1,815	1,988	1,876	1,948
15	Clients	191	196	198	198	199	200
16	Revenus (en milliers de dollars)	1,682	1,687	1,848	1,902	1,899	1,971
17	Cents/kWh	92.38	96.55	101.84	95.67	101.23	101.15
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	61	55	84	53	62	64
19	Puissance de service en % de la production	3.0%	2.8%	4.1%	2.4%	3.0%	2.9%
20	Total des pertes	140	135	146	157	156	164
21	Pertes en % de la production	6.9%	7.0%	7.1%	7.1%	7.4%	7.5%
22	Total de la production	2,022	1,937	2,044	2,198	2,094	2,176
Source							
23	Production au diesel (MWh)	2,022	1,937	2,044	2,198	2,094	2,176
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.52	3.61	3.67	3.69	3.67	3.67
25	Litres (en milliers)	574	537	557	596	571	593
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	396	371	386	381	393	406
27	Facteur de charge	58%	60%	60%	66%	61%	61%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

710 Arctic Bay

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	1,533	1,443	1,441	1,481	1,485	1,504
2	Clients	238	240	243	244	246	248
3	Ventes moyennes de MWh/client	6.44	6.00	5.93	6.08	6.04	6.06
4	Revenus (en milliers de dollars)	1,348	1,287	1,365	1,353	1,360	1,377
5	Cents/kWh	87.93	89.20	94.72	91.38	91.57	91.56
Commercial							
6	Ventes (MWh)	1,434	1,552	1,589	1,588	1,625	1,618
7	Clients	62	65	65	69	69	69
8	Ventes moyennes de MWh/client	23.30	24.03	24.54	23.19	23.61	23.40
9	Revenus (en milliers de dollars)	1,121	1,244	1,314	1,308	1,337	1,332
10	Cents/kWh	78.17	80.19	82.67	82.38	82.30	82.32
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	34	34	34	34	34	34
12	Revenus (en milliers de dollars)	39	40	41	41	41	41
13	Cents/kWh	114.59	118.65	122.27	122.27	122.27	122.27
Total							
14	Ventes (MWh)	3,001	3,029	3,064	3,103	3,144	3,156
15	Clients	300	305	308	312	315	317
16	Revenus (en milliers de dollars)	2,508	2,572	2,720	2,703	2,739	2,751
17	Cents/kWh	83.57	84.91	88.77	87.11	87.11	87.15
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	80	85	81	79	87	88
19	Puissance de service en % de la production	2.4%	2.6%	2.4%	2.3%	2.5%	2.5%
20	Total des pertes	250	216	213	223	255	256
21	Pertes en % de la production	7.5%	6.5%	6.3%	6.5%	7.3%	7.3%
22	Total de la production	3,331	3,330	3,358	3,405	3,486	3,500
Source							
23	Production au diesel (MWh)	3,331	3,330	3,358	3,405	3,486	3,500
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.58	2.97	3.39	3.42	3.34	3.34
25	Litres (en milliers)	930	1,121	990	996	1,044	1,048
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	689	676	697	674	707	708
27	Facteur de charge	55%	56%	55%	58%	56%	56%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Qulliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

711 Clyde River

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	1,858	1,890	1,871	1,955	1,938	1,987
2	Clients	292	286	284	283	287	291
3	Ventes moyennes de MWh/client	6.36	6.60	6.59	6.90	6.75	6.83
4	Revenus (en milliers de dollars)	1,506	1,504	1,507	1,532	1,575	1,614
5	Cents/kWh	81.03	79.56	80.53	78.34	81.27	81.23
Commercial							
6	Ventes (MWh)	1,625	1,617	1,672	1,795	1,756	1,793
7	Clients	69	66	67	69	69	70
8	Ventes moyennes de MWh/client	23.50	24.54	25.14	26.01	25.27	25.64
9	Revenus (en milliers de dollars)	1,156	1,138	1,205	1,292	1,265	1,291
10	Cents/kWh	71.14	70.35	72.07	71.98	72.08	72.01
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	25	25	19	19	19	19
12	Revenus (en milliers de dollars)	34	35	32	21	29	29
13	Cents/kWh	134.43	139.04	172.03	110.78	156.85	156.85
Total							
14	Ventes (MWh)	3,509	3,533	3,562	3,769	3,713	3,798
15	Clients	361	352	351	352	357	361
16	Revenus (en milliers de dollars)	2,697	2,677	2,744	2,844	2,870	2,934
17	Cents/kWh	76.84	75.77	77.04	75.47	77.30	77.25
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	90	69	71	87	90	90
19	Puissance de service en % de la production	2.3%	1.7%	1.7%	2.1%	2.1%	2.1%
20	Total des pertes	321	412	491	336	398	404
21	Pertes en % de la production	8.2%	10.3%	11.9%	8.0%	9.5%	9.4%
22	Total de la production	3,920	4,014	4,124	4,192	4,200	4,293
Source							
23	Production au diesel (MWh)	3,920	4,014	4,124	4,192	4,200	4,293
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.74	3.96	3.62	3.69	3.81	3.81
25	Litres (en milliers)	1,048	1,015	1,140	1,137	1,102	1,127
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	808	804	840	800	845	857
27	Facteur de charge	55%	57%	56%	60%	57%	57%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Quilliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

712 Grise Fiord

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	316	348	337	320	330	328
2	Clients	61	67	66	65	65	65
3	Ventes moyennes de MWh/client	5.17	5.18	5.10	4.96	5.07	5.02
4	Revenus (en milliers de dollars)	318	331	334	313	364	363
5	Cents/kWh	100.88	95.27	99.15	97.60	110.52	110.56
Commercial							
6	Ventes (MWh)	676	809	752	762	807	788
7	Clients	42	46	47	48	48	48
8	Ventes moyennes de MWh/client	16.25	17.64	15.92	15.87	16.76	16.31
9	Revenus (en milliers de dollars)	679	874	845	878	901	881
10	Cents/kWh	100.38	108.09	112.28	115.23	111.62	111.73
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	23	23	23	23	23	23
12	Revenus (en milliers de dollars)	31	32	33	44	48	48
13	Cents/kWh	131.89	136.41	140.73	188.66	204.82	204.82
Total							
14	Ventes (MWh)	1,015	1,180	1,113	1,105	1,160	1,140
15	Clients	103	113	113	113	113	114
16	Revenus (en milliers de dollars)	1,028	1,237	1,212	1,234	1,313	1,291
17	Cents/kWh	101.26	104.87	108.90	111.66	113.17	113.29
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	36	82	51	67	57	58
19	Puissance de service en % de la production	3.0%	5.7%	3.9%	5.3%	4.2%	4.3%
20	Total des pertes	142	165	146	97	149	148
21	Pertes en % de la production	11.9%	11.6%	11.1%	7.6%	10.9%	11.0%
22	Total de la production	1,193	1,427	1,310	1,270	1,366	1,347
Source							
23	Production au diesel (MWh)	1,193	1,427	1,310	1,270	1,366	1,347
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.56	3.21	3.10	3.36	3.27	3.27
25	Litres (en milliers)	335	445	423	378	418	412
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	214	265	259	240	247	248
27	Facteur de charge	64%	61%	58%	60%	63%	62%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

Société d'énergie Qulliq
Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Sommaire de la production, des ventes et des revenus

713 Saniqiluaq

N° de ligne	Description	2018/19 Prévisions de la RMTG	2018/19 Chiffres réels	2019/20 Chiffres réels	2020/21 Chiffres réels	2021/22 Prévisions	2022/23 Prévisions aux tarifs en vigueur
VENTES ET REVENUS							
Résidentiel							
1	Ventes (MWh)	1,706	1,863	1,872	2,009	1,991	2,046
2	Clients	249	260	264	267	271	275
3	Ventes moyennes de MWh/client	6.84	7.17	7.09	7.53	7.35	7.44
4	Revenus (en milliers de dollars)	1,425	1,566	1,592	1,699	1,691	1,737
5	Cents/kWh	83.54	84.06	85.02	84.57	84.93	84.90
Commercial							
6	Ventes (MWh)	1,865	1,810	1,854	1,909	1,870	1,911
7	Clients	80	87	85	86	87	87
8	Ventes moyennes de MWh/client	23.28	20.93	21.85	22.16	21.54	21.85
9	Revenus (en milliers de dollars)	1,460	1,455	1,530	1,567	1,550	1,582
10	Cents/kWh	78.26	80.39	82.56	82.10	82.86	82.78
Éclairage des rues							
11	Ventes (MWh)	33	33	33	48	48	48
12	Revenus (en milliers de dollars)	35	33	34	34	35	35
13	Cents/kWh	105.55	100.93	103.91	71.57	73.20	73.20
Total							
14	Ventes (MWh)	3,604	3,706	3,759	3,966	3,909	4,005
15	Clients	330	346	349	353	358	362
16	Revenus (en milliers de dollars)	2,920	3,054	3,157	3,300	3,276	3,354
17	Cents/kWh	81.01	82.42	83.97	83.22	83.80	83.75
PRODUCTION (MWh)							
18	Total de la puissance de service	83	67	61	62	78	79
19	Puissance de service en % de la production	2.1%	1.7%	1.5%	1.4%	1.9%	1.8%
20	Total des pertes	193	266	227	298	248	263
21	Pertes en % de la production	5.0%	6.6%	5.6%	6.9%	5.9%	6.1%
22	Total de la production	3,881	4,039	4,047	4,326	4,236	4,348
Source							
23	Production au diesel (MWh)	3,881	4,039	4,047	4,326	4,236	4,348
24	Rendement du diesel (kWh/L)	3.78	3.79	3.54	3.91	3.81	3.81
25	Litres (en milliers)	1,027	1,066	1,142	1,107	1,112	1,141
Pointe							
26	Pointe de charge (kW)	762	795	853	872	845	877
27	Facteur de charge	58%	58%	54%	57%	57%	57%

Remarque : Les revenus ne comprennent pas les revenus ou les remboursements découlant du supplément de stabilisation du coût du combustible.

ANNEXE B :
ACQUISITION D'IMMOBILISATIONS

TABLE DES MATIÈRES

B1.0 INTRODUCTION.....	B-1
B2.0 PROJETS D'IMMOBILISATIONS RÉELS D'UNE VALEUR SUPÉRIEURE À 400 000 \$ EN 2018-2019	B-1
B3.0 PROJETS D'IMMOBILISATIONS RÉELS D'UNE VALEUR SUPÉRIEURE À 400 000 \$ EN 2019-2020	B-4
B4.0 PROJETS D'IMMOBILISATIONS RÉELS D'UNE VALEUR SUPÉRIEURE À 400 000 \$ EN 2020-2021	B-6
B5.0 PROJETS D'IMMOBILISATIONS PRÉVUS D'UNE VALEUR SUPÉRIEURE À 400 000 \$ EN 2021-2022	B-7
B6.0 PROJETS D'IMMOBILISATIONS PRÉVUS D'UNE VALEUR SUPÉRIEURE À 400 000 \$ EN 2022-2023	B-15

1 **B1.0 INTRODUCTION**

2 L'appendice B résume les dépenses en immobilisations réelles pour les exercices 2018-
3 2019 et 2020-2021 ainsi que les prévisions des dépenses pour les exercices 2021-2022
4 et 2022-2023. Elle présente des détails sur les projets d'une valeur supérieure à 400 000
5 \$, y compris les projets dotés de permis pour projet majeur approuvés par le ministre.

6 **B2.0 PROJETS D'IMMOBILISATIONS RÉELS D'UNE VALEUR SUPÉRIEURE À** 7 **400 000 \$ EN 2018-2019**

8 Cette section résume les acquisitions d'immobilisations d'une valeur supérieure à
9 400 000 \$ en 2018-2019. L'annexe B-1 décrit les acquisitions d'immobilisations totales
10 en 2018-2019 pour les projets d'une valeur supérieure à 100 000 \$.

11 **Nunavut Modernisation du concentrateur satellite 433 000 \$**

12 Projet de remplacement de l'antenne parabolique à Iqaluit. La SÉQ possède quatre
13 antennes paraboliques pour assurer des services de communications et d'Internet fiables
14 à Iqaluit, à Baker Lake, à Rankin Inlet et à Cambridge Bay. L'antenne parabolique à Iqaluit
15 a atteint sa fin de vie utile et le fournisseur n'était pas en mesure de fournir des pièces et
16 des services d'entretien. La nouvelle antenne a permis d'accroître la vitesse et la fiabilité
17 des communications. En remplaçant l'ancienne antenne parabolique, la SÉQ a réduit le
18 risque de défaillance matérielle et d'interruption de service.

19 **Cambridge Bay Modernisation à l'emplacement du pylône 760 000 \$**

1 Projet d'amélioration de la fiabilité, de la sécurité et de la qualité des services dans la
2 collectivité. Le pylône à Cambridge Bay permet de fournir des services de communication
3 essentiels à la collectivité, comme le service de courriel du gouvernement du Nunavut et
4 la radio VHF de la Garde côtière. La ligne de poteaux qui alimente le site était en mauvais
5 état et nécessitait un remplacement. Les poteaux étaient vieux et touchés par la
6 pourriture sèche. La pourriture sèche peut entraîner le fendage, la fissuration et la chute
7 de poteaux en cas de grands vents. Elle pose aussi des risques de sécurité pour les
8 équipes qui grimpent les poteaux. Le conducteur primaire et le matériel étaient âgés et
9 avaient dépassé la fin de leur vie utile. Le projet a corrigé les lacunes et a amélioré la
10 fiabilité et la qualité des services.

11 **Cambridge Bay Phases 1 et 2 d'un nouveau lotissement 582 000 \$**

12 Projet à coûts recouvrables relevant d'un contrat conclu avec le hameau de Cambridge
13 Bay énonçant que ce dernier assumerait les coûts du projet. Le projet, qui a été réalisé
14 en deux phases, visait à construire une ligne de distribution vers un nouveau lotissement.
15 Les travaux consistaient en l'installation de nouveaux poteaux, de lampadaires et de
16 matériel connexe. La modernisation a été achevée et le nouveau lotissement est
17 convenablement alimenté en électricité.

18 **Kinngait Nouvelle centrale électrique 27 268 000 \$**

19 Projet d'amélioration de la fiabilité et de la qualité du service dans la collectivité.
20 Construite en 1964, l'ancienne centrale électrique de Kinngait (Cape Dorset) a vu ses
21 installations agrandies à deux occasions afin de gérer la croissance et les modifications

1 apportées à la centrale. Le premier agrandissement a eu lieu en 1973 et le deuxième en
2 1992. Les systèmes de l'installation étaient désuets et n'étaient pas conformes aux
3 normes et aux codes en vigueur. La centrale avait une fondation instable, et sa
4 superstructure en détérioration nécessitait un remplacement immédiat. En outre, il y avait
5 des problèmes de fiabilité, la centrale ne répondant pas aux critères de planification de
6 la puissance garantie requise de la SÉQ. Le projet a permis d'améliorer la fiabilité et la
7 qualité du service aux clients et à la collectivité.

8 **Grise Fiord** **Nouvelle centrale électrique** **18 839 000 \$**

9 Projet d'amélioration de la fiabilité et de la qualité du service dans la collectivité.
10 L'ancienne centrale électrique de Grise Fiord a été construite en 1963 et avait de
11 nombreux problèmes concernant ses systèmes mécaniques, électriques et d'ingénierie
12 civile. Elle comportait de nombreuses lacunes, notamment une fondation défailante, une
13 superstructure non fiable, et de l'équipement et des systèmes vieillissants. Les
14 installations de Grise Fiord avaient dépassé leur durée de vie utile et devaient être
15 remplacées. Il s'agissait d'une clôture partielle, la centrale ayant été en grande partie
16 achevée et les dépenses en cours ayant été capitalisées à la mise en service. Quelques
17 travaux mineurs ont été reportés en raison du calendrier saisonnier et de retards de
18 l'entrepreneur ou du matériel. Ces travaux seront capitalisés à leur achèvement.

19

20 **Grise Fiord** **Modernisation du réseau de distribution** **671 000 \$**

1 Projet d'amélioration de la fiabilité, de la sécurité et de la qualité des services dans la
2 collectivité. Le projet prévoyait la conversion du réseau de distribution aérien inadéquat
3 actuel de 600 volts à 4 160 volts (classe 5 kV) afin d'atténuer les problèmes des clients
4 relatifs à la qualité de l'électricité causés par l'accroissement de la demande et la chute
5 de tension. Le réseau de distribution aérien existant fonctionnait dans la faible classe de
6 tension de 600 volts et était configuré comme un réseau souterrain à couplage triangle.
7 Il était difficile d'entretenir le réseau souterrain et celui-ci créait des problèmes de stabilité
8 de la tension en faible charge. Le réseau distribuait aussi la tension de la même centrale
9 sans isolement du réseau, faisant en sorte qu'il était difficile de réguler la tension pendant
10 les périodes de pointe de charge sans poste de changeurs de prise de transformateur.
11 Le projet a permis d'améliorer la fiabilité et la qualité du service.

12 **B3.0 PROJETS D'IMMOBILISATIONS RÉELS D'UNE VALEUR SUPÉRIEURE À 400 000 \$**
13 **EN 2019-2020**

14 Cette section résume les acquisitions d'immobilisations réelles d'une valeur supérieure à
15 400 000 \$ en 2019-2020. L'annexe B-3 décrit les acquisitions d'immobilisations totales
16 en 2019-2020 pour les projets d'une valeur supérieure à 100 000 \$.

17 **Rankin Inlet Remplacement du groupe électrogène G3 3 796 000 \$**

18 Projet de remplacement du groupe électrogène G3 de 950 kW qui consistait en un moteur
19 CAT D3516. L'unité a été installée en 1993 et a dépassé sa durée de vie utile prévue. Le
20 CAT D3516 a été remplacé par un MTU 16V4000 de même classe de 950 kW. La SÉQ
21 a reçu du financement du Fonds pour l'énergie dans l'Arctique pour ce projet.

1 Coral Harbour Remplacement du groupe électrogène G1 3 737 000 \$

2 Projet de remplacement du groupe électrogène G1 de 500 kW qui consistait en un moteur
3 CAT D3508. L'unité a été installée en 1994 et a dépassé sa durée de vie utile prévue. Le
4 CAT D3508 a été remplacé par un MTU 12V4000 d'une classe de 720 kW. L'installation
5 d'un groupe électrogène à rendement supérieur permet de répondre aux exigences de
6 charge actuelles et futures. La SÉQ a reçu du financement du Fonds pour l'énergie dans
7 l'Arctique pour ce projet.

8 Chesterfield Inlet Remplacement du groupe électrogène G3 1 767 000 \$

9 Projet de remplacement du groupe électrogène G3 de 400 kW qui consistait en un moteur
10 CAT D379. L'unité a été installée en 1985 et a dépassé sa durée de vie utile prévue. Le
11 CAT D379 a été remplacé par un Volvo TwD1643GE d'une classe de 400 kW. La SÉQ a
12 reçu du financement du Fonds pour l'énergie dans l'Arctique pour ce projet.

13 Iqaluit Modernisation du réservoir de combustible en vrac 4 946 000 \$

14 Projet d'amélioration des conditions environnementales et de prestation de services
15 sécuritaires dans la collectivité. Le réservoir existant de cinq millions de litres est en
16 service depuis environ 23 ans, sa dernière restauration remontant à 1994. Le projet
17 comprend la construction d'un deuxième réservoir de stockage en combustible de
18 5,7 millions de litres et la modernisation de la berme de confinement du réservoir à la
19 centrale électrique à Iqaluit. Ces éléments devaient être installés et être en service pour
20 maintenir l'alimentation en combustible à la centrale avant la mise hors service du
21 réservoir existant pour inspection et remise en état. En outre, le nouveau réservoir

1 permettra aussi d'accroître la capacité de stockage pour la centrale d'Iqaluit. La
2 configuration à deux réservoirs assure l'alimentation en combustible adéquate de la
3 centrale lorsque l'un des réservoirs doit être mis hors service pour des raisons d'entretien.
4 Elle permet aussi à la SÉQ d'acheter une plus grande quantité de combustible en vrac à
5 un prix inférieur au prix fixé.

6 **Iqaluit Modernisation de la conduite d'alimentation en combustible 1 471 000 \$**

7 Projet de remplacement de 600 mètres de pipeline à paroi simple existant servant à
8 l'acheminement de combustible vers la centrale d'Iqaluit. Le pipeline existant a été installé
9 il y a au moins 40 ans et est en mauvais état. Il est en surface et suit un chemin parallèle
10 à une route existante. Le remplacement de la conduite d'alimentation en combustible
11 existante permettra à Iqaluit d'avoir un réseau de combustible fiable pendant les 40
12 prochaines années.

13 **Grise Fiord Unité d'habitation provisoire 452 000 \$**

14 Projet d'achat et d'installation d'une remorque d'habitation provisoire à la centrale
15 électrique de Grise Fiord. Cette habitation provisoire était requise pour que les
16 entrepreneurs ou les employés d'entretien aient un endroit où rester pendant les activités
17 d'entretien, de réparation ou de modernisation sur place. Le nombre de logements est
18 très limité dans la collectivité de Grise Fiord. L'absence d'une telle habitation pourrait
19 retarder l'entretien, les réparations et les interventions en cas de panne de courant.

20 **B4.0 PROJETS D'IMMOBILISATIONS RÉELS D'UNE VALEUR SUPÉRIEURE À 400 000 \$**
21 **EN 2020-2021**

1 Cette section résume les acquisitions d'immobilisations réelles d'une valeur supérieure à
2 400 000 \$ en 2020-2021. L'annexe B-3 décrit les acquisitions d'immobilisations totales
3 en 2020-2021 pour les projets d'une valeur supérieure à 100 000 \$.

4 **Pond Inlet Remplacement du groupe électrogène G1 2 707 000 \$**

5 Projet de remplacement du groupe électrogène G1 de 720 kW qui consistait en un moteur
6 CAT D3512. L'unité a été installée en 1992 et a dépassé sa durée de vie utile prévue. Le
7 CAT D3512 a été remplacé par un MTU 12V4000 d'une classe de 720 kW. La SÉQ a
8 reçu du financement du Fonds pour l'énergie dans l'Arctique pour ce projet.

9 **Igloolik Conversion d'une ligne de distribution 629 000 \$**

10 Projet à coûts recouvrables relevant d'un contrat conclu avec le ministère des Services
11 communautaires et gouvernementaux énonçant que ce dernier assumerait les coûts du
12 projet. Projet de conversion d'une ligne de distribution aérienne à une phase en une ligne
13 à trois phases s'étendant de la collectivité d'Igloolik jusqu'au lac. Cette mise à niveau était
14 requise pour répondre aux besoins d'électricité accrus du ministère.

15

16 **B5.0 PROJETS D'IMMOBILISATIONS PRÉVUS D'UNE VALEUR SUPÉRIEURE À**

17 **400 000 \$ EN 2021-2022**

18 Cette section résume les prévisions d'acquisitions d'immobilisations d'une valeur
19 supérieure à 400 000 \$ en 2021-2022. L'annexe B-5 décrit les acquisitions

1 radiale sera prête à être utilisée pour tous les services d'entretien et de réparation
2 d'urgence des lignes de distribution.

3 **Gjoa Haven Remplacement du groupe électrogène G4 3 640 000 \$**

4 La centrale principale existante à Gjoa Haven comprend trois générateurs au carburant
5 diesel. La centrale avait grandement besoin de hausser sa capacité, mais il n'y avait pas
6 suffisamment d'espace pour remplacer le groupe électrogène existant par une unité de
7 plus grande taille. Ce projet avait comme objectif d'ajouter un élément modulaire pour
8 abriter un quatrième groupe électrogène. L'élément modulaire comprenait un générateur
9 diesel de 550 kW, un appareillage de commutation, un tableau de commande pour
10 moteur à grande capacité, un abri pour pompe à combustible et des accessoires. L'ajout
11 de l'élément modulaire G4 permettra de répondre à la demande de charge actuelle et
12 future, et d'améliorer la continuité de l'alimentation électrique. Le G4 a été intégré dans
13 le réseau existant de la centrale principale, mais son alimentation en combustible est
14 indépendante.

15 **Whale Cove Remplacement du groupe électrogène G2 2 567 000 \$**

16 Projet de remplacement du groupe électrogène G2 de 300 kW qui consistait en un moteur
17 CAT D3412. L'unité a été installée en 1991 et a dépassé sa durée de vie utile prévue. Le
18 CAT D3412 a été remplacé par un CAT C13 de même classe de 300 kW.

19 **Whale Cove Garage Quonset 561 000 \$**

20 Projet d'achat et de construction d'un garage Quonset isolé pour abriter le camion muni
21 d'une grue à flèche radiale à Whale Cove. Il est impossible de gérer les réparations et

1 l'entretien du véhicule sans cette structure en raison des conditions extrêmes. Le camion
2 muni d'une grue à flèche radiale est un élément essentiel et crucial aux activités
3 d'entretien et de réparation d'urgence des lignes électriques. Ce type de véhicule doit
4 être garé dans un milieu sécuritaire et contrôlé. Le garage Quonset permettra d'ajouter
5 des années de vie utile à cette pièce d'équipement indispensable, et la grue à flèche
6 radiale sera prête à être utilisée pour tous les services d'entretien et de réparation
7 d'urgence des lignes de distribution.

8 **Iqaluit** **Systeme de pompe à incendie** **1 111 000 \$**

9 Projet d'acquisition et d'installation d'une pompe à incendie autonome alimentée au
10 diesel qui acheminera de l'eau au système de suppression humide des incendies à la
11 centrale électrique principale d'Iqaluit. La réserve en eau existante de la ville n'est pas
12 suffisante pour le système de suppression humide des incendies à la centrale électrique.
13 La pompe à incendie était raccordée au bâtiment de réserve en eau de la ville adjacente
14 au moyen de conduites souterraines. Ce système permet à la centrale électrique d'être
15 mieux protégée contre la propagation des flammes, limitant les dommages potentiels aux
16 actifs de la SÉQ.

17 **Cape Dorset** **Nouvelle centrale électrique** **897 000 \$**

18 Projet de remplacement de la centrale électrique de Cape Dorset qui a été construite au
19 commencement des années 1970. La centrale était inadéquate en raison de l'équipement
20 vieillissant, ne répondait pas aux exigences énergétiques actuelles et futures, et n'était
21 pas conforme à la réglementation. L'appareillage de connexion n'était pas à l'épreuve

1 Projet de remplacement de l'artère 4 existante par une nouvelle ligne de distribution
2 neutre à trois phases entre la centrale et le hameau. Celle-ci a été installée du côté
3 opposé de la route de l'artère existante. L'artère existante a été mise hors service. Le
4 projet visait à résoudre la question de l'artère existante âgée qui en était à la fin de sa
5 durée de vie utile. La collectivité passait continuellement des appels de service et était
6 touchée par de longues interruptions de courant en raison du délai requis pour que les
7 équipes d'entretien se rendent à Resolute Bay en avion à partir des centres d'entretien.

8

1	Pond Inlet	Remplacement du groupe électrogène G4	2 355 000 \$
---	-------------------	--	---------------------

2 Projet de remplacement du groupe électrogène G4 de 550 kW qui consistait en un moteur
3 Guascor SF360TA. Le moteur a été installé en 2009 et, même s'il ne compte que 30 000
4 heures de service, il s'est avéré très peu fiable et la SÉQ a eu beaucoup de difficultés à
5 obtenir des pièces de réparation. Le Guascor SF360TA a été remplacé par un CAT
6 3508C de même classe de 550 kW. La SÉQ a reçu du financement du Fonds pour
7 l'énergie dans l'Arctique pour ce projet.

8	Arctic Bay	Nouvelle centrale électrique	30 878 000 \$
---	-------------------	-------------------------------------	----------------------

9 Projet d'amélioration de la fiabilité et de la qualité du service dans la collectivité
10 d'Arctic Bay.

11 La centrale électrique existante a été construite en 1974 et dépasse maintenant sa durée
12 de vie utile. Les systèmes étaient inadéquats et désuets, ne répondaient pas aux
13 exigences énergétiques actuelles et futures, et n'étaient pas conformes à la
14 réglementation. L'appareillage de connexion n'était pas à l'épreuve des arcs et ne pouvait
15 pas être modifié, ce qui augmentait le risque d'incendie et compromettait la sécurité. La
16 structure de l'immeuble en tant que telle était aussi en mauvais état et il n'y avait pas de
17 place pour un agrandissement. La nouvelle centrale consiste en quatre groupes
18 électrogènes ayant une puissance installée totale de 1 680 kW. Elle est équipée de
19 systèmes modernes qui génèrent beaucoup moins de bruit et de pollution atmosphérique.
20 Grâce à ses nouveaux groupes électrogènes et à ses commandes avancées, la nouvelle

1 **B6.0 PROJETS D'IMMOBILISATIONS PRÉVUS D'UNE VALEUR SUPÉRIEURE À 400 000**
2 **\$ EN 2022-2023**

3 Cette section résume les prévisions d'acquisitions d'immobilisations d'une valeur
4 supérieure à 400 000 \$ en 2022-2023. L'annexe B-5 décrit les acquisitions
5 d'immobilisations totales en 2022-2023 pour les projets d'une valeur supérieure à
6 100 000 \$.

7 **Taloyoak** **Garage Quonset** **643 000 \$**

8 Projet d'achat et de construction d'un garage Quonset isolé pour abriter le camion muni
9 d'une grue à flèche radiale à Taloyoak. Il est impossible de gérer les réparations et
10 l'entretien du véhicule sans cette structure en raison des conditions extrêmes. Le camion
11 muni d'une grue à flèche radiale est un élément essentiel et crucial aux activités
12 d'entretien et de réparation d'urgence des lignes électriques. Ce type de véhicule doit
13 être garé dans un milieu sécuritaire et contrôlé. Le maintien et l'entretien dans un milieu
14 contrôlé permettront d'ajouter des années de vie utile à cette pièce d'équipement
15 indispensable, et la grue à flèche radiale sera prête à être utilisée pour tous les services
16 d'entretien et de réparation d'urgence des lignes de distribution.

17 **Kugluktuk** **Remplacement de l'unité d'habitation provisoire** **600 000 \$**

18 La SÉQ possède et entretient une maison individuelle à trois chambres qui sert
19 actuellement d'unité d'habitation provisoire. Cette maison a environ 40 ans et sa structure
20 est solide, mais elle n'a pas fait l'objet de réparations ou de modernisations importantes
21 depuis plus de 20 ans. La maison nécessite des rénovations urgentes. Le projet

1 modernisera la maison afin qu'elle soit plus écoénergétique et conforme aux normes et
2 aux codes de construction actuels, la remettant dans un état acceptable et sécuritaire.

3 **Rankin Inlet** **Modernisation du poste d'automate programmable et**
4 **du système de courant continu** **455 000 \$**

5 Projet de remplacement du système automate programmable de la centrale par une
6 plateforme Controllogix munie des modules d'entrées et de sorties requises, et de
7 remplacement du banc de batteries et du chargeur par un nouveau système qui permet
8 l'entretien des batteries pendant que la centrale est en service. Le système automate
9 programmable et le système de banc de batteries de la centrale actuelle sont désuets,
10 leur entretien est coûteux et les pièces sont de plus en plus difficiles à trouver. Le
11 remplacement de ces systèmes par une nouvelle technologie moderne permettra de
12 prévenir les interruptions et d'assurer le fonctionnement continu de la centrale électrique.

13 **Baker Lake** **Compteurs automatiques** **1 000 000 \$**

14 Projet de modernisation et d'automatisation des systèmes de compteurs à Baker Lake.
15 Le système pourra lire les compteurs à distance sans nécessiter un accès direct aux
16 compteurs par les releveurs, mais tout en continuant de permettre la lecture manuelle
17 locale au besoin. Les compteurs actuels de la SÉQ à Baker Lake sont lus manuellement,
18 ce qui nécessite beaucoup de travail et se prête aux inexactitudes. Les conditions
19 météorologiques difficiles pendant l'hiver entraînent un nombre accru d'incidents en
20 raison des difficultés auxquelles les releveurs doivent faire face pour accéder aux
21 compteurs. Il arrive que certains compteurs ne puissent être lus pendant de longues

1 périodes en raison de ces conditions dangereuses, et les estimations des lectures
2 peuvent entraîner une surfacturation ou une sous-facturation. La SÉQ s'attend à ce que
3 la mise en œuvre d'un système de compteurs automatiques permette de régler plusieurs
4 problèmes de nature opérationnelle, notamment la réduction des incidents liés aux
5 activités de lecture manuelle des compteurs, la diminution des coûts de lecture des
6 compteurs, l'amélioration de l'efficacité et de la précision des lectures de compteurs, et
7 la diminution des plaintes des clients relativement à la facturation.

8 **Baker Lake** **Construction d'un siège social** **16 596 000 \$**

9 Projet de construction d'un bâtiment commercial de 1 200 m² (13 000 pi²) à Baker Lake.
10 La Société exerce ses activités commerciales à partir de son siège social situé à Baker
11 Lake et de son bureau à Iqaluit. La SÉQ ne possède pas de bâtiment à Baker Lake et les
12 locaux servant de siège social sont loués. La SÉQ loue actuellement trois bâtiments à
13 Baker Lake. Le plus grand des trois est loué auprès du gouvernement du Nunavut. La
14 SÉQ a appris que cette location sera résiliée dans un avenir rapproché parce que le
15 gouvernement doit prendre possession des locaux pour ses propres besoins. La SÉQ
16 perd donc environ 50 % des bureaux dont elle a besoin dans la collectivité. De plus, la
17 situation actuelle ne favorise pas un environnement de travail efficace, uni et organisé.
18 L'une des locations consiste en une maison à trois chambres à coucher, qui n'a pas été
19 construite comme un immeuble de bureaux. En outre, la SÉQ faisait face au manque de
20 locaux commerciaux disponibles à Baker Lake. Le projet permettra de résoudre la
21 question du manque d'espace et de bénéficier du coût global le plus bas pendant la durée
22 de vie du projet. Un nouvel immeuble permettrait à la SÉQ d'accroître son efficacité

1 Projet de modernisation et d'automatisation des systèmes de compteurs à Arviat. Le
2 système pourra lire les compteurs à distance sans nécessiter un accès direct aux
3 compteurs par les releveurs, mais tout en continuant de permettre la lecture manuelle
4 locale au besoin. Les compteurs actuels de la SÉQ à Arviat sont lus manuellement, ce
5 qui nécessite beaucoup de travail et se prête aux inexactitudes. Les conditions
6 météorologiques difficiles pendant l'hiver entraînent un nombre accru d'incidents en
7 raison des difficultés auxquelles les releveurs doivent faire face pour accéder aux
8 compteurs. Il arrive que certains compteurs ne puissent être lus pendant de longues
9 périodes en raison de ces conditions dangereuses, et les estimations des lectures
10 peuvent entraîner une surfacturation ou une sous-facturation. La SÉQ s'attend à ce que
11 la mise en œuvre d'un système de compteurs automatiques permette de régler plusieurs
12 problèmes de nature opérationnelle, notamment la réduction des incidents liés aux
13 activités de lecture manuelle des compteurs, la diminution des coûts de lecture des
14 compteurs, l'amélioration de l'efficacité et de la précision des lectures de compteurs, et
15 la diminution des plaintes des clients relativement à la facturation.

16 **Whale Cove** **Modernisation d'un poste** **1 576 000 \$**

17 Projet de remplacement des bancs de transformateurs sur plateforme au poste de Whale
18 Cove par des transformateurs sur socle sur chacune des artères. Les bancs de
19 transformateurs existants au poste sont désuets et ne sont pas conformes aux normes
20 actuelles. Les transformateurs d'un poste constituent un composant crucial du réseau de
21 distribution de toute collectivité. S'il y a une défaillance à ce point, toute l'artère est
22 perdue. De tels problèmes surviennent habituellement près des pointes de charge ou

1 pendant de mauvaises conditions météorologiques, ce qui rend les délais d'intervention
2 encore plus urgents ou empêche une intervention d'urgence immédiate. La mise à niveau
3 et la modernisation du réseau permettront d'accroître la fiabilité, de réduire les risques de
4 défaillance et d'accroître la sécurité pour les équipes d'intervention.

5 **Naujaat** **Modernisation de l'artère F3** **490 000 \$**

6 Naujaat compte actuellement deux artères, toutes deux approchant leur limite de charge,
7 ce qui accroît les risques de déclenchement du disjoncteur de l'artère entraînant des
8 interruptions de courant pendant les périodes de pointes de charge. Le projet
9 d'installation d'une nouvelle artère permettra de régler le problème. L'installation de la
10 nouvelle artère (artère 3) entraînera une meilleure distribution de la charge sur chacune
11 des artères, réduisant le risque de surcharge. Le projet améliorera grandement la fiabilité
12 du réseau de distribution.

13 **Cape Dorset** **Modernisation d'une maison d'habitation provisoire** **420 000 \$**

14 La SÉQ possède et entretient une maison individuelle à trois chambres qui sert
15 actuellement d'unité d'habitation provisoire. Cette maison a environ 35 ans et sa structure
16 est solide, mais elle n'a pas fait l'objet de réparations ou de modernisations importantes
17 depuis plus de 25 ans. La maison nécessite des rénovations urgentes. Le projet
18 modernisera la maison afin qu'elle soit plus écoénergétique et conforme aux normes et
19 aux codes de construction actuels, la remettant dans un état acceptable et sécuritaire.

20 **Resolute Bay** **Modernisation d'une maison d'habitation provisoire** **607 000 \$**

1 décrépits. Le projet améliorera la fiabilité du service d'électricité dans la collectivité en
2 réduisant les interruptions, ce qui signifie une diminution des interventions d'entretien
3 d'urgence par les équipes. De plus, la sécurité du public et des équipes de la SÉQ est
4 grandement améliorée.

5 **Sanirajak** **Modernisation des artères F1, F2 et F3** **1 375 000 \$**

6 Projet de modernisation du réseau des artères de distribution à Sanirajak. La majorité du
7 réseau est désuète et a dépassé sa durée de vie utile. On estime que 70 % des
8 conducteurs, des fils et des poteaux doivent être remplacés. Les vieux conducteurs et le
9 fil n° 2 ne sont plus conformes aux normes et beaucoup de poteaux sont vieux et
10 décrépits. Le projet améliorera la fiabilité du service d'électricité dans la collectivité en
11 réduisant les interruptions, ce qui signifie une diminution des interventions d'entretien
12 d'urgence par les équipes. De plus, la sécurité du public et des équipes de la SÉQ est
13 grandement améliorée.

14 **Sanirajak** **Modernisation d'un poste** **1 532 000 \$**

15 Projet de remplacement des bancs de transformateurs sur plateforme au poste de
16 Sanirajak par des transformateurs sur socle sur chacune des artères. Les bancs de
17 transformateurs existants au poste sont désuets et ne sont pas conformes aux normes
18 actuelles. Les transformateurs d'un poste constituent un composant crucial du réseau de
19 distribution de toute collectivité. S'il y a une défaillance à ce point, toute l'artère est
20 perdue. De tels problèmes surviennent habituellement près des pointes de charge ou
21 pendant de mauvaises conditions météorologiques, ce qui rend les délais d'intervention

1 encore plus urgents ou empêche une intervention d'urgence immédiate. La mise à niveau
2 et la modernisation du réseau permettront d'accroître la fiabilité, de réduire les risques de
3 défaillance et d'accroître la sécurité pour les équipes d'intervention.

4 **Qikiqtarjuaq Installation d'une clôture autour de la centrale 400 000 \$**

5 Projet d'achat et d'installation d'une clôture à mailles losangées autour de la centrale
6 électrique de Qikiqtarjuaq. La centrale électrique se trouve dans la collectivité et il arrive
7 parfois que des enfants et des jeunes se réunissent sur le terrain de la centrale. Si une
8 personne entre en contact avec l'équipement électrique, elle pourrait subir de graves
9 lésions corporelles ou même en décéder. De plus, il y a du matériel rangé à l'extérieur de
10 la centrale, dans un endroit non sécurisé. L'installation d'une clôture permettra de
11 sécuriser le matériel, tout en améliorant la sécurité de la collectivité, prévenant le
12 vandalisme et réduisant les risques de la Société.

13 **Arctic Bay Remplacement de l'unité d'habitation provisoire 850 000 \$**

14 Projet d'achat et d'installation d'une nouvelle unité d'habitation provisoire à la nouvelle
15 centrale électrique à Arctic Bay. Une unité d'habitation provisoire est requise pour
16 permettre au personnel de la SÉQ et à d'autres entrepreneurs d'avoir un endroit adéquat
17 où rester à Arctic Bay pendant les activités de réparation ou d'entretien de l'infrastructure
18 de la SÉQ. La nouvelle unité d'habitation provisoire sera un élément modulaire autonome,
19 construit à distance puis expédié et installé à proximité de la nouvelle centrale électrique
20 à Arctic Bay. L'unité sera dotée de toutes les commodités nécessaires pour la vie
21 quotidienne, notamment une cuisine, une salle de toilette, le nécessaire de lessive, des

1 lits et une petite aire de séjour. L'ancienne unité d'habitation provisoire a été achetée au
2 début de 1970 et n'est plus conforme aux normes actuelles, son état de détérioration
3 étant tel qu'elle n'est plus récupérable. Elle sera démantelée et éliminée lorsque la
4 nouvelle unité entrera en service.

5 **Clyde River Remplacement du groupe électrogène G2 2 747 000 \$**

6 Projet de remplacement du groupe électrogène G2 de 480 kW qui consistait en un moteur
7 CAT D3508. L'unité a été installée en 1994 et a dépassé sa durée de vie utile prévue. Le
8 CAT D3508 a été remplacé par un CAT 3508C d'une classe de 550 kW. La SÉQ a reçu
9 du financement du Fonds pour l'énergie dans l'Arctique pour ce projet.

10 **Grise Fiord Nouvelle centrale électrique 1 222 000 \$**

11 Projet d'amélioration de la fiabilité et de la qualité du service dans la collectivité.
12 L'ancienne centrale électrique de Grise Fiord a été construite en 1963 et avait de
13 nombreux problèmes concernant ses systèmes mécaniques, électriques et d'ingénierie
14 civile. Elle comportait de nombreuses lacunes, notamment une fondation défaillante, une
15 superstructure non fiable, et de l'équipement et des systèmes vieillissants. Les
16 installations de Grise Fiord avaient dépassé leur durée de vie utile et devaient être
17 remplacées. La centrale était en grande partie achevée en 2018-2019, moment auquel
18 les dépenses de 18,8 millions de dollars ont été capitalisées. Quelques travaux mineurs
19 ont été reportés en raison du calendrier saisonnier et de retards de l'entrepreneur ou du
20 matériel. Ces travaux sont depuis achevés et représentent le solde du coût devant être
21 capitalisé pour finaliser le projet.

1	Sanikiluaq	Remplacement de transformateurs	1 223 000 \$
---	-------------------	--	---------------------

2 Projet d'installation de nouveaux transformateurs éleveurs dans le réseau de
3 distribution à Sanikiluaq. À l'heure actuelle, il y a deux bancs de transformateurs
4 éleveurs alimentant les artères dans la collectivité. Un de ces bancs de transformateurs
5 est devenu problématique; sa conception est de qualité inférieure et, au cours de la
6 dernière année, cette situation a causé plusieurs interruptions de courant. Le projet
7 remplacera ce banc de transformateur problématique par un transformateur sur socle qui
8 répond aux normes actuelles. Cette modernisation permettra d'accroître la fiabilité, de
9 réduire les risques de défaillance et d'accroître la sécurité pour les équipes d'intervention.

Annexe B-1

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
 REQUÊTE EN MAJORATION TARIFAIRE GÉNÉRALE DE 2022-2023
 ACQUISITIONS D'IMMOBILISATIONS RÉELLES EN 2018-2019
 (en milliers de dollars)

N° de centrale	Nom de la centrale	Description	Acquisitions en 2018-2019 (en milliers de dollars)				
			Production	Distribution	Installation générale	Total du projet	Total de la centrale
400	Nunavut	Remplacements des serveurs informatiques Modernisation du concentrateur satellite			174 648 432 833	174 648 432 833	607 481
501	Cambridge Bay	Modernisation à l'emplacement du pylône Alimentation en électricité à la SRCEA Phases 1 et 2 d'un nouveau lotissement Réfection structurelle de la centrale Modernisation de la conduite d'alimentation en carburant souterraine		759 981 341 741 582 103 254 114 210 042		759 981 341 741 582 103 254 114 210 042	2 147 981
502	Gjoa Haven	Système d'avertisseurs incendie		122 121		122 121	122 121
505	Kugluktuk	Système d'avertisseurs incendie		103 333		103 333	103 333
602	Baker Lake	Bail immobilier de 30 ans du hameau		240 450		240 450	240 450
606	Whale Cove	Clôture			262 520	262 520	262 520
607	Nauyasat	Clôture			309 075	309 075	309 075
703	Cape Dorset	Nouvelle centrale électrique	26 477 484	641 810	149 150	27 268 445	27 268 445
706	Igloodik	Service électrique à un nouveau lotissement Clôture		130 480		130 480 172 918	303 398
712	Grise Fiord	Nouvelle centrale électrique Modernisation du réseau de distribution Service aux lots commerciaux	18 839 304		670 752 111 237	18 839 304 670 752 111 237	19 621 292
		Projets dont les coûts sont inférieurs à 100 000 \$	289 153	524 896	222 840	1 036 889	1 036 889
Total pour la SÉQ			46 536 000	3 763 000	1 723 985	52 022 985	52 022 985
		Coûts inadmissibles	3 939 304			3 939 304	
		Contributions gouvernementales					0
		Contributions des clients		1 501 660		1 501 660	
		Coûts nets pour l'annexe 6.2	42 596 697	2 261 339	1 723 985	46 582 021	

Remarques :

- Les contributions gouvernementales et des clients à l'égard des immobilisations corporelles sont comptabilisées par la SÉQ en tant que revenus au cours de l'exercice dans lequel elles sont reçues. Aux fins de la RMTG, les contributions sont ajoutées à titre de compensation du coût des immobilisations. Ainsi, les coûts nets dans l'annexe 6.2 de la RMTG excluent les contributions gouvernementales et des clients.
- Dans son rapport 2018-01, le CETES a recommandé que le coût de remplacement de la centrale de Grise Fiord soit de 14,9 millions de dollars. L'écart entre le coût réel et le coût recommandé par le CETES est ajouté comme coût d'immobilisations inadmissible aux fins de la RMTG.

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
 REQUÊTE EN MAJORATION TARIFAIRE GÉNÉRALE DE 2022-2023
 ACQUISITIONS D'IMMOBILISATIONS RÉELLES EN 2019-2020
 (en milliers de dollars)

N° de centrale	Nom de la centrale	Description	Acquisitions en 2019-2020 (en milliers de dollars)					Contributions gouvernementales	Coût net
			Carburant diesel	Distribution	Installation générale	Total du projet	Total de la centrale		
503	Taloyoak	Camion muni d'une grue à flèche radiale			224 166	224 166			
							224 166		
601	Rankin Inlet	Remplacement du groupe électrogène G3 Service électrique à un nouveau lotissement	3 795 822			3 795 822		2 341 510	
				174 545		174 545		1 454 312	
							3 970 367		
604	Coral Harbour	Remplacement du groupe électrogène G1	3 737 484			3 737 484		1 193 390	
							3 737 484	2 544 094	
605	Chesterfield Inlet	Remplacement du groupe électrogène G3	1 767 047			1 767 047		1 836 292	
							1 767 047	-69 245	
606	Whale Cove	Camion muni d'une grue à flèche radiale			226 366	226 366			
							226 366		
701	Iqaluit	Modernisation du réservoir de combustible en vrac Modernisation de la conduite d'alimentation en combustible Outillage Turbo Napier	4 945 543 1 470 750			4 945 543 1 470 750			
					191 215	191 215			
							6 607 508		
704	Resolute Bay	Système d'avertisseurs incendie	144 289			144 289			
							144 289		
710	Arctic Bay	Location immobilière Service électrique à un nouveau lotissement	114 572			114 572			
				191 367		191 367			
							305 939		
711	Clyde River	Clôture			201 557	201 557			
							201 557		
712	Grise Fiord	Unité d'habitation provisoire			452 093	452 093			
							452 093		
		Projets dont les coûts sont inférieurs à 100 000 \$	123 257	389 473	466 592	979 322			
							979 322		
Total pour la SÉQ			16 098 764	755 385	1 761 988	18 616 137	18 616 137		
		Contributions gouvernementales	5 371 192			5 371 192			
		Contributions des clients		550 106		550 106			
		Coûts nets pour l'annexe 6.2	10 727 572	205 279	1 761 988	12 694 839			

Remarque :

1. Les contributions gouvernementales et des clients à l'égard des immobilisations corporelles sont comptabilisées par la SÉQ en tant que revenus au cours de l'exercice dans lequel elles sont reçues. Aux fins de la RMTG, les contributions sont ajoutées à titre de compensation du coût des immobilisations. Ainsi, les coûts nets dans l'annexe 6.2 de la RMTG excluent les contributions gouvernementales et des clients.

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
 REQUÊTE EN MAJORATION TARIFAIRE GÉNÉRALE DE 2022-2023
 ACQUISITIONS D'IMMOBILISATIONS RÉELLES EN 2020-2021
 (en milliers de dollars)

N° de centrale	Nom de la centrale	Description	Acquisitions en 2020-2021 (en milliers de dollars)				Contributions gouvernementales	Coût net
			Carburant diesel	Distribution	Installation générale	Total du projet		
504	Kugaaruk	Garage Quonset			353 233	353 233		
						353 233		
603	Arviat	Rallonge pour lampadaires à trois phases		109 248		109 248		
						109 248		
705	Pond Inlet	Remplacement du groupe électrogène G1	2 707 441			2 707 441	821 998	1 885 443
						2 707 441		
706	Igloolik	Poteaux et lampadaires		628 844		628 844		
						628 844		
711	Clyde River	Transformateurs, lampadaires et poteaux		196 060		196 060		
						196 060		
		Projets dont les coûts sont inférieurs à 100 000 \$	96 281	268 886	0	365 167		
						365 167		
Total pour la SÉQ			2 803 722	1 203 037	353 233	4 359 993		4 359 993
		Contributions gouvernementales				821 998		
		Contributions des clients		1 203 037		1 203 037		
		Coûts nets pour l'annexe 6.2	1 981 724	0	353 233	2 334 957		

Remarque :

1. Les contributions gouvernementales et des clients à l'égard des immobilisations corporelles sont comptabilisées par la SÉQ en tant que revenus au cours de l'exercice dans lequel elles sont reçues. Aux fins de la RMTG, les contributions sont ajoutées à titre de compensation du coût des immobilisations. Ainsi, les coûts nets dans l'annexe 6.2 de la RMTG excluent les contributions gouvernementales et des clients.

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
 REQUÊTE EN MAJORATION TARIFAIRE GÉNÉRALE DE 2022-2023
 ACQUISITIONS D'IMMOBILISATIONS PRÉVUES EN 2021-2022
 (en milliers de dollars)

N° de centrale	Nom de la centrale	Description	Acquisitions en 2021-2022 (en milliers de dollars)					Contributions gouvernementales	Coût net
			Carburant diesel	Distribution	Installation générale	Total du projet	Total de la centrale		
	Nunavut	Contenants de stockage du matériel de lignes Temps et présence – Système d'information sur les ressources humaines Remplacement du matériel informatique			459 735 320 470 117 000	459 735 320 470 117 000			
							897 205		
502	Gjøa Haven	Garage Quonset Modernisation du groupe électrogène – G4 Connexion avec l'unité d'urgence Volvo 500 KW			500 087 3 640 157 384 506	500 087 3 640 157 384 506			
							4 524 750		
504	Kugaaruk	Connexion avec le groupe électrogène d'urgence			326 466	326 466			
							326 466		
601	Rankin Inlet	Rénovation des lieux de stockage et d'entreposage			228 372	228 372			
							228 372		
606	Whale Cove	Modernisation des systèmes de protection Remplacement du groupe électrogène G2 Garage Quonset			211 555 2 566 761 560 992	211 555 2 566 761 560 992	1 732 564	834 197	
							3 339 309		
701	Iqaluit	Pompe à incendie de la centrale principale			1 110 607	1 110 607			
							1 110 607		
703	Cape Dorset	Nouvelle centrale électrique			897 052	897 052			
							897 052		
704	Resolute Bay	Conversion de l'artère Remise en état de l'artère 4			1 563 719 626 320	1 563 719 626 320			
							2 190 039		
705	Pond Inlet	Remplacement du groupe électrogène G4			2 354 954	2 354 954	1 589 594	765 360	
							2 354 954		
710	Arctic Bay	Remplacement de la centrale électrique			30 877 735	30 877 735			
							30 877 735		
711	Clyde River	Remplacement du groupe électrogène G3 Modernisation de la ligne souterraine à l'aéroport de Clyde River			2 899 780 253 830	2 899 780 253 830	1 957 352	942 429	
							3 153 610		
712	Grise Fiord	Garage Quonset Camion de manutention du matériel			558 620 256 254	558 620 256 254			
							814 874		
	Projets dont les coûts sont inférieurs à 100 000 \$				139 396	139 396			
					275 985	275 985			
					739 360	739 360			
					1 154 741	1 154 741			
							1 154 741		
	Total pour la SEQ				44 298 363	44 298 363			
					2 719 853	2 719 853			
					4 851 498	4 851 498			
					51 869 714	51 869 714			
					51 869 714	51 869 714			
		Contributions gouvernementales			5 279 509	5 279 509			
		Contributions des clients			275 985	275 985			
					364 868	364 868			
		Coûts nets pour l'annexe 6.2			39 018 853	39 018 853			
					2 079 000	2 079 000			
					4 851 498	4 851 498			
					45 949 351	45 949 351			

Remarque :

1. Les contributions gouvernementales et des clients à l'égard des immobilisations corporelles sont comptabilisées par la SEQ en tant que revenus au cours de l'exercice dans lequel elles sont reçues. Aux fins de la RMTG, les contributions sont ajoutées à titre de compensation du coût des immobilisations. Ainsi, les coûts nets dans l'annexe 6.2 de la RMTG excluent les contributions gouvernementales et des clients.

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE QULLIQ
REQUÊTE EN MAJORATION TARIFAIRE GÉNÉRALE DE 2022-2023
ACQUISITIONS D'IMMOBILISATIONS PRÉVUES EN 2022-2023
(en milliers de dollars)

N° de centrale	Nom de la centrale	Description	Acquisitions en 2022-2023 (en milliers de dollars)				Contributions gouvernementales	Coût net
			Carburant diesel	Distribution	Installation générale	Total du projet de la centrale		
400	Nunavut	Lampadaires à DÉL Logiciel de suivi des stocks et des biens Logiciel de bons de travail pour les biens immobiliers Remplacement du matériel informatique		500 000		500 000	500 000	0
						1 053 202		
502	Gjoa Haven	Camion muni d'une grue à flèche radiale			374 363	374 363		
							374 363	
503	Taloyoak	Garage Quonset			642 653	642 653		
							642 653	
504	Kugaaruk	Camion muni d'une grue à flèche radiale			374 363	374 363		
							374 363	
505	Kugluktuk	Remplacement de l'unité d'habitation provisoire			599 552	599 552		
							599 552	
601	Rankin Inlet	Modernisation du poste d'automate programmable et du système de courant continu Modernisation de la ligne à trois phases – Route minière	454 902			454 902		
			333 062			333 062		
							787 964	
602	Baker Lake	Compteurs automatiques Construction d'un siège social Phase 2 des rénovations d'un quintuplex	1 000 000			1 000 000		
				16 596 388		16 596 388		
				1 711 000		1 711 000		
							19 307 388	
603	Arviat	Compteurs automatiques		700 000		700 000		
							700 000	
605	Chesterfield Inlet	Camion muni d'une grue à flèche radiale			374 363	374 363		
							374 363	
606	Whale Cove	Modernisation d'un poste		1 576 478		1 576 478		
							1 576 478	
607	Nauyasat	Modernisation de l'artère F3		489 538		489 538		
							489 538	
702	Pangnirtung	Camion muni d'une grue à flèche radiale			374 363	374 363		
							374 363	
703	Cape Dorset	Modernisation d'une maison d'habitation provisoire			420 000	420 000		
							420 000	
704	Resolute Bay	Modernisation d'une maison d'habitation provisoire Garage Quonset			606 742	606 742		
					666 582	666 582		
							1 273 324	
706	Igloolik	Modernisation des artères F1, F2 et F3 Camion muni d'une grue à flèche radiale		1 499 888		1 499 888		
					374 363	374 363		
							1 874 251	
707	Hall Beach (Sanirajak)	Modernisation des artères F1, F2 et F3 Modernisation d'un poste		1 375 429		1 375 429		
				1 531 800		1 531 800		
							2 907 229	
708	Qikiqtarjuaq	Installation d'une clôture autour de la centrale			400 000	400 000		
							400 000	
710	Arctic Bay	Remplacement de l'unité d'habitation provisoire			850 000	850 000		
							850 000	
711	Clyde River	Remplacement du groupe électrogène G2		2 747 605		2 747 605		
							2 747 605	
712	Grise Fiord	Nouvelle centrale électrique Modernisation d'un poste	1 221 617			1 221 617		
				186 688		186 688		
							1 408 305	
713	Sanikiluaq	Remplacement de transformateurs		1 222 933		1 222 933		
							1 222 933	
		Projets dont les coûts sont inférieurs à 100 000 \$		0	346 000	0	346 000	
							346 000	
		Total pour la SÉQ	3 969 222	11 216 718	24 917 932	40 103 872	40 103 872	
		Contributions gouvernementales	1 854 633	500 000		2 354 633		
		Contributions des clients				0		
		Coûts nets pour l'annexe 6.2	2 114 589	10 716 718	24 917 932	37 749 239		

Remarque :

1. Les contributions gouvernementales et des clients à l'égard des immobilisations corporelles sont comptabilisées par la SÉQ en tant que revenus au cours de l'exercice dans lequel elles sont reçues. Aux fins de la PMTG, les contributions sont ajoutées à titre de compensation du coût des immobilisations. Ainsi, les coûts nets dans l'annexe 6.2 de la PMTG excluent les contributions gouvernementales et des clients.

1

2

ANNEXE D :
COÛT DU SERVICE À L'ÉCHELLE DU TERRITOIRE

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023

Coût du service à l'échelle du territoire

Tableau complémentaire 1 – Fonctionnalisation et classification de la base tarifaire

Appendice D

Description de la centrale	(en milliers de dollars) Total	Lié à la demande		Lié à l'énergie E	Lié aux clients		Lié aux revenus LR	Attribution directe AD
		Pointe simultanée PS	Pointe non simultanée PNS		Réel CLIENT-1	Pondéré CLIENT-2		
Centrale de production								
340 Terrain et droits fonciers	1,941.7 \$	1,941.7 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
341 Structures et améliorations	109,462.2 \$	109,462.2 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
342 Conteneurs de combustibles, producteurs et accessoires	23,090.2 \$	0.0 \$	0.0 \$	23,090.2 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
343 Appareils moteurs	111,383.6 \$	111,383.6 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
344 Générateurs	78,424.2 \$	78,424.2 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
345 Équipement électrique accessoire	31,119.7 \$	31,119.7 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
346 Équipement divers de la centrale électrique	33,447.7 \$	33,447.7 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
121 Production d'énergie éolienne	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
131 Systèmes de récupération de la chaleur	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
Produits de l'assurance	-28,965.0 \$	-27,245.1 \$	0.0 \$	-1,719.9 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
Inadmissible	-5,684.3 \$	-5,346.8 \$	0.0 \$	-337.5 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
Contributions	-20,788.3 \$	-19,553.9 \$	0.0 \$	-1,234.4 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
Total de la centrale de production	333,431.7 \$	313,633.2 \$	0.0 \$	19,798.5 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
Installation de distribution								
360 Terrain et droits fonciers	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
361 Structures et améliorations	8,844.9 \$	0.0 \$	8,844.9 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
362 Équipement de poste	12,798.3 \$	0.0 \$	12,798.3 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
363 Équipement des accumulateurs	10.0 \$	0.0 \$	10.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
364 Poteaux et accessoires	33,370.8 \$	0.0 \$	15,016.9 \$	0.0 \$	18,354.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
365 Conducteurs et dispositifs aériens	18,267.1 \$	0.0 \$	9,133.5 \$	0.0 \$	9,133.5 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
366 Conduite souterraine	41.2 \$	0.0 \$	20.6 \$	0.0 \$	20.6 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
367 Conducteurs et dispositifs aériens	379.7 \$	0.0 \$	189.8 \$	0.0 \$	189.8 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
368 Transformateurs de basse tension	7,846.0 \$	0.0 \$	5,570.7 \$	0.0 \$	0.0 \$	2,275.3 \$	0.0 \$	0.0 \$
369 Services	2,045.2 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	2,045.2 \$	0.0 \$	0.0 \$
370 Compteurs	2,119.5 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	2,119.5 \$	0.0 \$	0.0 \$
371 Installations chez le client	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
372 Location de biens chez le client	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
373 Éclairage des rues	1,432.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	1,432.0 \$
Contributions	-33,984.2 \$	0.0 \$	-20,450.4 \$	0.0 \$	-10,980.6 \$	-2,553.1 \$	0.0 \$	0.0 \$
Total de l'installation de distribution	53,170.5 \$	0.0 \$	31,134.3 \$	0.0 \$	16,717.3 \$	3,886.9 \$	0.0 \$	1,432.0 \$
Total de la centrale avant installation générale	386,602.2 \$	313,633.2 \$	31,134.3 \$	19,798.5 \$	16,717.3 \$	3,886.9 \$	0.0 \$	1,432.0 \$

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023

Appendice D

Coût du service à l'échelle du territoire

Tableau complémentaire 1 – Fonctionnalisation et classification de la base tarifaire

Description de la centrale	Base de la classification							
	PS	PNS	E	CLIENT-1	CLIENT-2	LR	AD	
Centrale de production								
340 Terrain et droits fonciers	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % demande (PS)
341 Structures et améliorations	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % demande (PS)
342 Conteneurs de combustibles, producteurs et accessoires	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % énergie
343 Appareils moteurs	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % demande (PS)
344 Générateurs	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % demande (PS)
345 Équipement électrique accessoire	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % demande (PS)
346 Équipement divers de la centrale électrique	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % demande (PS)
121 Production d'énergie éolienne	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % demande (PS)
131 Systèmes de récupération de la chaleur	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % demande (PS)
Produits de l'assurance	0.941	0.000	0.059	0.000	0.000	0.000	0.000	Pondéré 340-346
Inadmissible	0.941	0.000	0.059	0.000	0.000	0.000	0.000	Pondéré 340-346
Contributions	0.941	0.000	0.059	0.000	0.000	0.000	0.000	Pondéré 340-346
Total de la centrale de production	0.941	0.000	0.059	0.000	0.000	0.000	0.000	
Installation de distribution								
360 Terrain et droits fonciers	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % demande (PNS)
361 Structures et améliorations	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % demande (PNS)
362 Équipement de poste	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % demande (PNS)
363 Équipement des accumulateurs	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % demande (PNS)
364 Poteaux et accessoires	0.000	0.450	0.000	0.550	0.000	0.000	0.000	45 % demande et 55 % client
365 Conducteurs et dispositifs aériens	0.000	0.500	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	50 % demande et 50 % client
366 Conduite souterraine	0.000	0.500	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	50 % demande et 50 % client
367 Conducteurs et dispositifs aériens	0.000	0.500	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	50 % demande et 50 % client
368 Transformateurs de basse tension	0.000	0.710	0.000	0.000	0.290	0.000	0.000	71 % demande et 29 % client (pondéré)
369 Services	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	100 % client (pondéré)
370 Compteurs	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	100 % client (pondéré)
371 Installations chez le client	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	100 % client (pondéré)
372 Location de biens chez le client	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	100 % client (pondéré)
373 Éclairage des rues	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	100 % affectation directe
Contributions	0.000	0.602	0.000	0.323	0.075	0.000	0.000	Pondéré 360-372
	0.000	0.586	0.000	0.314	0.073	0.000	0.027	

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023

Coût du service à l'échelle du territoire

Tableau complémentaire 1 – Fonctionnalisation et classification de la base tarifaire

Appendice D

Description de la centrale	(en milliers de dollars) Total	Lié à la demande		Lié à l'énergie E	Lié aux clients		Lié aux revenus LR	Attribution directe AD
		Pointe simultanée PS	Pointe non simultanée PNS		Réel CLIENT-1	Pondéré CLIENT-2		
Installation générale								
383 Logiciel	1,975.0 \$	1,602.2 \$	159.0 \$	101.1 \$	85.4 \$	19.9 \$	0.0 \$	7.3 \$
389 Terrain et droits fonciers	7.1 \$	5.8 \$	0.6 \$	0.4 \$	0.3 \$	0.1 \$	0.0 \$	0.0 \$
390 Structures et améliorations	33,967.7 \$	27,556.5 \$	2,735.5 \$	1,739.5 \$	1,468.8 \$	341.5 \$	0.0 \$	125.8 \$
391 Mobiliers et fournitures de bureau	450.0 \$	365.0 \$	36.2 \$	23.0 \$	19.5 \$	4.5 \$	0.0 \$	1.7 \$
392 Matériel de transport	9,825.1 \$	7,970.7 \$	791.2 \$	503.2 \$	424.9 \$	98.8 \$	0.0 \$	36.4 \$
393 Équipement d'approvisionnement	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
394 Outils et matériel d'atelier et de garage	1,166.1 \$	946.0 \$	93.9 \$	59.7 \$	50.4 \$	11.7 \$	0.0 \$	4.3 \$
395 Matériel de laboratoire	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
396 Appareils mécaniques	233.7 \$	189.6 \$	18.8 \$	12.0 \$	10.1 \$	2.3 \$	0.0 \$	\$ 9
397 Équipement de communication	1,349.2 \$	1,094.5 \$	108.7 \$	69.1 \$	58.3 \$	13.6 \$	0.0 \$	5.0 \$
398 Matériel divers	2,830.3 \$	2,296.1 \$	227.9 \$	144.9 \$	122.4 \$	28.5 \$	0.0 \$	10.5 \$
399 Autres biens corporels	1,295.5 \$	1,051.0 \$	104.3 \$	66.3 \$	56.0 \$	13.0 \$	0.0 \$	4.8 \$
Total de l'installation générale	53,099.6 \$	43,077.3 \$	4,276.3 \$	2,719.3 \$	2,296.1 \$	533.9 \$	0.0 \$	196.7 \$
Total de la centrale en service	439,701.7 \$	356,710.5 \$	35,410.6 \$	22,517.8 \$	19,013.4 \$	4,420.8 \$	0.0 \$	1,628.6 \$
Moins : Amortissement cumulé								
Centrale de production	133,445.0 \$	125,521.4 \$	0.0 \$	7,923.7 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
Installation de distribution	15,471.5 \$	0.0 \$	9,059.4 \$	0.0 \$	4,864.4 \$	1,131.0 \$	0.0 \$	416.7 \$
Installation générale	18,507.9 \$	15,014.6 \$	1,490.5 \$	947.8 \$	800.3 \$	186.1 \$	0.0 \$	68.6 \$
Total de l'amortissement cumulé	167,424.3 \$	140,536.0 \$	10,549.9 \$	8,871.5 \$	5,664.7 \$	1,317.1 \$	0.0 \$	\$485.2
Plus : Fonds de roulement								
Encaisse	4,493.1 \$	3,645.0 \$	361.8 \$	230.1 \$	194.3 \$	45.2 \$	0.0 \$	\$16.6
Matériaux et fournitures	20,464.8 \$	16,602.2 \$	1,648.1 \$	1,048.0 \$	884.9 \$	205.8 \$	0.0 \$	\$75.8
Combustible	8,189.5 \$	0.0 \$	0.0 \$	8,189.5 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
Total des fonds de roulement	33,147.4 \$	20,247.2 \$	2,009.9 \$	9,467.6 \$	1,079.2 \$	250.9 \$	0.0 \$	92.4 \$
Total de la base tarifaire	305,424.8 \$	236,421.8 \$	26,870.7 \$	23,113.9 \$	14,427.9 \$	3,354.6 \$	0.0 \$	1,235.9 \$

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023

Appendice D

Coût du service à l'échelle du territoire

Tableau complémentaire 1 – Fonctionnalisation et classification de la base tarifaire

		<i>Base de la classification</i>							
		PS	PNS	E	CLIENT-1	CLIENT-2	LR	AD	
Installation générale									
389	Terrain et droits fonciers	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant que centrales de production et de distribution
390	Structures et améliorations	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant que centrales de production et de distribution
390	Structures et améliorations	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant que centrales de production et de distribution
391	Mobiliers et fournitures de bureau	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant que centrales de production et de distribution
392	Matériel de transport	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant que centrales de production et de distribution
393	Équipement d'approvisionnement	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant que centrales de production et de distribution
394	Outils et matériel d'atelier et de garage	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant que centrales de production et de distribution
395	Matériel de laboratoire	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant que centrales de production et de distribution
396	Appareils mécaniques	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant que centrales de production et de distribution
397	Équipement de communication	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant que centrales de production et de distribution
398	Matériel divers	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant que centrales de production et de distribution
399	Autres biens corporels	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant que centrales de production et de distribution
Total de l'installation générale		0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	
Moins : Amortissement cumulé									
	Centrale de production	0.941	0.000	0.059	0.000	0.000	0.000	0.000	En tant que centrale de production
	Installation de distribution	0.000	0.586	0.000	0.314	0.073	0.000	0.027	En tant qu'installation de distribution
	Installation générale	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant qu'installation générale
Plus : Fonds de roulement									
	Encaisse	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant qu'installation générale
	Matériaux et fournitures	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant qu'installation générale
	Combustible	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % énergie
Total des fonds de roulement									

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023

Coût du service à l'échelle du territoire

Tableau complémentaire 2 – Fonctionnalisation et classification des besoins en revenus nets

Appendice D

Description des dépenses	(en milliers de dollars) Total	Lié à la demande		Lié à l'énergie E	Lié aux clients		Lié aux revenus LR	Attribution directe AD
		Pointe simultanée PS	Pointe non simultanée PNS		Réel CLIENT-1	Pondéré CLIENT-2		
Dépenses de production								
Fonctionnement et entretien de production hors combustible	22,895.3 \$	11,447.6 \$	0.0 \$	11,447.6 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
Combustible de production	51,543.1 \$	0.0 \$	0.0 \$	51,543.1 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
Total des dépenses de production	74,438.3 \$	11,447.6 \$	0.0 \$	62,990.7 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
Dépenses de distribution								
Fonctionnement et entretien de distribution	10,724.9 \$	0.0 \$	6,280.0 \$	0.0 \$	3,372.0 \$	784.0 \$	0.0 \$	288.8 \$
Total de la distribution	10,724.9 \$	0.0 \$	6,280.0 \$	0.0 \$	3,372.0 \$	784.0 \$	0.0 \$	288.8 \$
Total du fonctionnement et de l'entretien avant dépenses administratives et générales	85,163.2 \$	11,447.6 \$	6,280.0 \$	62,990.7 \$	3,372.0 \$	784.0 \$	0.0 \$	288.8 \$
Dépenses administratives et générales								
Fonctionnement et entretien de l'installation générale [excl. facturation et comptes clients]	28,843.1 \$	23,399.1 \$	2,322.8 \$	1,477.1 \$	1,247.2 \$	290.0 \$	0.0 \$	106.8 \$
Lié à la facturation et à la gestion des comptes clients	2,156.7 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	2,156.7 \$	0.0 \$	0.0 \$
Total des dépenses administratives et générales	30,999.8 \$	23,399.1 \$	2,322.8 \$	1,477.1 \$	1,247.2 \$	2,446.7 \$	0.0 \$	106.8 \$
Total des dépenses de fonctionnement et d'entretien	116,163.0 \$	34,846.8 \$	8,602.8 \$	64,467.8 \$	4,619.2 \$	3,230.7 \$	0.0 \$	395.7 \$
Charge d'amortissement nette								
Amortissement de la production	9,985.8 \$	9,392.9 \$	0.0 \$	592.9 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$
Amortissement de la distribution	1,122.9 \$	0.0 \$	657.5 \$	0.0 \$	353.1 \$	82.1 \$	0.0 \$	30.2 \$
Amortissement général	2,638.3 \$	2,140.4 \$	212.5 \$	135.1 \$	114.1 \$	26.5 \$	0.0 \$	9.8 \$
Total de la charge d'amortissement	13,747.1 \$	11,533.3 \$	870.0 \$	728.0 \$	467.1 \$	108.6 \$	0.0 \$	40.0 \$
Total des besoins en revenu avant rendement	129,910.1 \$	46,380.0 \$	9,472.9 \$	65,195.8 \$	5,086.4 \$	3,339.3 \$	0.0 \$	435.7 \$
Moins : Autres revenus	2,511.4 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	2,511.4 \$	0.0 \$
Total des besoins en revenu avant rendement	127,398.7 \$	46,380.0 \$	9,472.9 \$	65,195.8 \$	5,086.4 \$	3,339.3 \$	-2,511.4 \$	435.7 \$
Rendement de la base tarifaire	14,105.3 \$	10,918.6 \$	1,241.0 \$	1,067.5 \$	666.3 \$	\$154.9	0.0 \$	57.1 \$
Total des besoins en revenus nets	141,504.0 \$	57,298.6 \$	10,713.8 \$	66,263.3 \$	5,752.7 \$	3,494.2 \$	-2,511.4 \$	492.8 \$

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023

Coût du service à l'échelle du territoire

Tableau complémentaire 2 – Fonctionnalisation et classification des besoins en revenus nets

Appendice D

	PS	PNS	E	Base de la classification				
				CLIENT-1	CLIENT-2	LR	AD	
Dépenses de production								
Fonctionnement et entretien hors combustible	0.500	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	0.000	50 % demande et 50 % énergie
Combustible de production	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100 % énergie
Total des dépenses de production								
Dépenses de distribution								
Fonctionnement et entretien de distribution	0.000	0.586	0.000	0.314	0.073	0.000	0.027	En tant qu'installation de distribution
Total de la distribution								
Total du fonctionnement et de l'entretien avant dépenses administratives et générales								
Dépenses administratives et générales								
Fonctionnement et entretien de l'installation générale [excl. facturation et comptes clients]	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant qu'installation générale
Lié à la facturation et à la gestion des comptes clients	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	100 % aux clients pondérés
Total des dépenses administratives et générales								
Total des dépenses de fonctionnement et d'entretien								
Charge d'amortissement nette								
Amortissement de la production	0.941	0.000	0.059	0.000	0.000	0.000	0.000	En tant que centrale de production
Amortissement de la distribution	0.000	0.586	0.000	0.314	0.073	0.000	0.027	En tant qu'installation de distribution
Amortissement général	0.811	0.081	0.051	0.043	0.010	0.000	0.004	En tant qu'installation générale
Total de la charge d'amortissement	0.839	0.063	0.053	0.034	0.008	0.000	0.003	
Total des besoins en revenu avant rendement								
Total des autres revenus	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	
Total des besoins en revenu avant rendement	0.364	0.074	0.512	0.040	0.026	(0.020)	0.003	
Rendement de la base tarifaire	0.774	0.088	0.076	0.047	0.011	0.000	0.004	
Total des besoins en revenus nets	0.405	0.076	0.468	0.041	0.025	(0.018)	0.003	

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023

Appendice D

Coût du service à l'échelle du territoire

Tableau complémentaire 3 – Analyse des données sur les charges

Heures dans l'année	8,760				
	Total				
Résidentiel		Commercial		Éclairage des rues	
Ventes en kWh sur le compteur	71,135,079	Ventes en kWh sur le compteur	110,308,050	Ventes en kWh sur le compteur	1,691,484
Facteur de charge	44 %	Facteur de charge	55 %	Facteur de charge	47 %
Pointe non simultanée (PNS) (kW) individ.	18,540	Pointe non simultanée (PNS) (kW) individ.	22,895	Pointe non simultanée (PNS) (kW) individ.	408
Coefficient de simultanéité des groupes	100 %	Coefficient de simultanéité des groupes	100 %	Coefficient de simultanéité des groupes	100 %
PNS au compteur pour le groupe (kW)	18,540	PNS au compteur pour le groupe (kW)	22,895	PNS au compteur pour le groupe (kW)	408
Coefficient de simultanéité du système	87 %	Coefficient de simultanéité du système	83 %	Coefficient de simultanéité du système	100 %
Pointe simultanée (PS) au compteur (kW)	16,093	Pointe simultanée (PS) au compteur (kW)	19,049	Pointe simultanée (PS) au compteur (kW)	408

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Coût du service à l'échelle du territoire
Tableau complémentaire 4 – Facteur de répartition de la demande

	<i>Facteur de répartition de la pointe simultanée</i>		<i>répartition de la pointe non simultanée</i>	
		<i>% du total</i>		<i>% du total</i>
Résidentiel	16,093	45.3 %	18,540	44.3 %
Commercial	19,049	53.6 %	22,895	54.7 %
Éclairage des rues	408	1.1 %	408	1.0 %
Total	35,549	100 %	41,843	100 %
Facteur de répartition		<i>PS</i>		<i>PNS</i>

Méthode de répartition de la demande de pointe simultanée :
la méthode de responsabilité de la pointe

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Coût du service à l'échelle du territoire
Tableau complémentaire 5 – Facteur de répartition de l'énergie

Appendice D

	<i>Facteur de répartition de l'énergie (kWh)</i>	
		<i>% du total</i>
Résidentiel	71,135,079	38.8 %
Commercial	110,308,050	60.2 %
Éclairage des rues	1,691,484	0.9 %
Total	183,134,612	100 %
Facteur de répartition		<i>E</i>

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Coût du service à l'échelle du territoire
Tableau complémentaire 6 – Facteurs de répartition des clients

<i>Clients réels</i>					
	<i>Total des clients</i>		<i>Facteur de pondération</i>	<i>Clients pondérés</i>	
		<i>% du total</i>			<i>% du total</i>
Résidentiel	12,355	77.7 %	1.0	12,355	53.9 %
Commercial	3,501	22.0 %	3.0	10,503	45.8 %
Éclairage des rues	51	0.3 %	1.0	51	0.2 %
Total	15,907	100 %		22,909	100 %
Facteur de répartition		<i>CLIENT-1</i>		<i>CLIENT-2</i>	

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Coût du service à l'échelle du territoire
Tableau complémentaire 7 – Facteurs de répartition des revenus

<i>(en milliers de dollars)</i>		
	<i>Revenus aux tarifs en vigueur</i>	<i>% du total</i>
Résidentiel	56,742.5 \$	42.1 %
Commercial	76,424.9 \$	56.6 %
Éclairage des rues	1,751.2 \$	1.3 %
Total	134,918.5 \$	100.0 %
Facteur de répartition		<i>LR</i>

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023

Appendice D

Coût du service à l'échelle du territoire

Tableau complémentaire 8 – Affectation des centrales en service (base tarifaire)

(en milliers de dollars)	Total de la centrale	Résidentiel	Commercial	Éclairage des rues	Base de la répartition
LIÉ À LA DEMANDE					
Pointe simultanée	236,421.8 \$	107,023.8 \$	126,683.1 \$	2,714.9 \$	PS
Pointe non simultanée	26,870.7 \$	11,905.9 \$	14,702.6 \$	262.2 \$	PNS
Demande totale	263,292.4 \$	118,929.6 \$	141,385.7 \$	2,977.1 \$	
LIÉ À L'ÉNERGIE	23,113.9 \$	8,978.1 \$	13,922.3 \$	213.5 \$	E
LIÉ AUX CLIENTS					
Réel	14,427.9 \$	11,206.1 \$	3,175.6 \$	46.3 \$	CLIENT-1
Pondéré	3,354.6 \$	1,809.1 \$	1,538.0 \$	7.5 \$	CLIENT-2
Total client	17,782.6 \$	13,015.2 \$	4,713.6 \$	53.7 \$	
LIÉ AUX REVENUS	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	0.0 \$	LR
AFFECTATION DIRECTE	1,235.9 \$	0.0 \$	0.0 \$	1,235.9 \$	AD
Total de la centrale en service	305,424.8 \$	140,923.0 \$	160,021.6 \$	4,480.2 \$	

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023

Appendice D

Coût du service à l'échelle du territoire

Tableau complémentaire 9 – Répartition des besoins en revenus nets

(en milliers de dollars)	Total des besoins en revenus nets	Résidentiel	Commercial	Éclairage des rues	Base de la répartition
LIÉ À LA DEMANDE					
Pointe simultanée	46,380.0 \$	20,995.4 \$	24,852.0 \$	532.6 \$	PS
Pointe non simultanée	9,472.9 \$	4,197.2 \$	5,183.2 \$	92.4 \$	PNS
Demande totale	55,852.9 \$	25,192.6 \$	30,035.3 \$	625.0 \$	
LIÉ À L'ÉNERGIE	65,195.8 \$	25,324.1 \$	39,269.6 \$	602.2 \$	E
LIÉ AUX CLIENTS					
Réel	5,086.4 \$	3,950.5 \$	1,119.5 \$	16.3 \$	CLIENT-1
Pondéré	3,339.3 \$	1,800.9 \$	1,531.0 \$	7.4 \$	CLIENT-2
Total client	8,425.7 \$	5,751.4 \$	2,650.5 \$	23.7 \$	
LIÉ AUX REVENUS	-2,511.4 \$	-1,056.2 \$	-1,422.6 \$	-32.6 \$	LR
AFFECTATION DIRECTE	435.7 \$	0.0 \$	0.0 \$	435.7 \$	AD
Total des besoins en revenus nets	<u>127,398.7 \$</u>	<u>55,211.9 \$</u>	<u>70,532.8 \$</u>	<u>1,654.0 \$</u>	

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Coût du service à l'échelle du territoire
Tableau complémentaire 10 – Sommaire

Appendice D

(en milliers de dollars)	Total	Résidentiel	Commercial	Éclairage des rues
Revenus aux tarifs actuels	134,918.5 \$	56,742.5 \$	76,424.9 \$	1,751.2 \$
Besoins en revenus affectés	127,398.7 \$	55,211.9 \$	70,532.8 \$	1,654.0 \$
Base tarifaire	305,424.8 \$	140,923.0 \$	160,021.6 \$	4,480.2 \$
Taux de rendement de la base tarifaire admissible	4.6 %	4.6 %	4.6 %	4.6 %
Rendement admissible	14,105.3 \$	6,508.2 \$	7,390.2 \$	206.9 \$
Revenus provenant des tarifs requis	141,504.0 \$	61,720.1 \$	77,923.0 \$	1,860.9 \$
Solde	-6,585.4 \$	-4,977.6 \$	-1,498.2 \$	-109.7 \$
Ratio RRC		91.9 %	98.1 %	94.1 %

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023
Coût du service à l'échelle du territoire
Tableau complémentaire 11 – Coûts unitaires moyens

Appendice D

	<u>Résidentiel</u>	<u>Commercial</u>	<u>Éclairage des rues</u>
DEMANDE – \$/kW	0.00 \$	70.97 \$	0.00 \$
ÉNERGIE – cents/kWh	77.83	34.89	108.47
CLIENT – \$/client/mois	42.85 \$	68.27 \$	42.85 \$
Données de base :			
kWh annuels	-	515,244	-
kWh annuels	71,135,079	110,308,050	1,691,484
Nombre de clients	12,355	3,501	51
Vérification du revenu (en milliers de dollars) :			
Demande	36,564.8 \$	0.0 \$	36,564.8 \$
Énergie	95,692.3 \$	55,367.6 \$	38,490.0 \$
Client	9,246.9 \$	6,352.5 \$	2,868.2 \$
Total	141,504.0 \$	61,720.1 \$	77,923.0 \$
		1,860.9 \$	

Requête en majoration tarifaire générale de 2022-2023

Appendice D

Coût du service à l'échelle du territoire

Tableau complémentaire 12 – Coûts unitaires moyens de 18 \$/mois pour les frais clients et de 8 \$/kW pour la prime de puissance

		Résidentiel	Commercial	Éclairage des rues
DEMANDE – \$/kW		0.00 \$	8.00 \$	0.00 \$
ÉNERGIE – cents/kWh		83.01	66.90	110.02
CLIENT – \$/client/mois		\$18.00	0.00 \$	0.00 \$
Vérification du revenu (en milliers de dollars) :				
Demande	4,122.0 \$	0.0 \$	4,122.0 \$	0.0 \$
Énergie	134,713.4 \$	59,051.4 \$	73,801.1 \$	1,860.9 \$
Client	2,668.6 \$	2,668.6 \$	0.0 \$	0.0 \$

ANNEXE E :
GLOSSAIRE

1 Amortissement

2 Étalement du coût d'un actif au cours de sa durée de vie utile qui correspond à la
3 réduction de la valeur de l'actif au fil du temps en raison, notamment, de l'usure.

4 Base tarifaire

5 Biens de la Société utilisés ou devant être utilisés pour fournir un service au public au
6 Nunavut.

7 Besoin en revenus

8 Niveau de revenus nécessaires pour couvrir les coûts de la prestation du service au client
9 du service public.

10 Catégorie de client

11 Distinction entre les utilisateurs d'énergie électrique.

12 Capacité

13 Charge à laquelle un appareil de production, une centrale ou un autre appareil électrique
14 sont évalués par l'utilisateur ou le fabricant.

15 Centrale

16 Une ou plusieurs installations utilisées pour la production, la transformation, la
17 distribution, la prestation, l'approvisionnement ou le contrôle d'énergie ou pour la
18 distribution, la prestation ou l'approvisionnement de services d'eau et d'égout, y compris
19 le site de l'installation ou des installations ainsi que tous les terrains, l'eau, les droits

1 d'utilisation de l'eau, les bâtiments, les travaux, la machinerie, les installations, les
2 matériaux, les lignes de transport et de distribution, les pipelines, le mobilier et le matériel,
3 la centrale en construction, les magasins et les fournitures acquis, construits, utilisés ou
4 adaptés pour l'installation ou les installations ou relativement à celles-ci.

5 **CETES**

6 Conseil d'examen des taux des entreprises de service.

7 **Charge**

8 Quantité d'énergie électrique fournie ou requise à tout point précis d'un réseau. La charge
9 provient principalement de l'équipement de consommation d'énergie des clients.

10 **Client**

11 Personne ou entité desservie par le service public. Les clients similaires sont regroupés
12 en catégories de clients. Les catégories de clients se distinguent normalement les unes
13 des autres par le niveau et le type de service exigé auprès du service public.

14 **Consommation d'énergie**

15 Utilisation de l'énergie électrique au fil du temps, généralement mesurée en
16 kilowattheures.

17 **Consommation des auxiliaires**

18 Énergie électrique utilisée par la Société dans le cadre de ses activités.

1 Commercial

2 Catégorie de clients autres que les clients résidentiels ou l'éclairage des voies publiques.

3 Coût du service

4 Montant total que doit déboursier la Société pour effectuer la prestation d'énergie et de
5 services publics connexes à ses clients. Comprend le coût du capital investi et les coûts
6 opérationnels.

7 Degré-jour de chauffage (DJC)

8 Unité mesurant à quel point la température d'un thermomètre sec extérieur est inférieure
9 à une température de base présumée (18 °C). Un DJC est compté pour chaque degré
10 inférieur à la température de base présumée et pour chaque jour civil au cours duquel
11 une telle baisse a lieu.

12 Demande

13 Taux auquel l'énergie électrique est fournie par un réseau ou une partie d'un réseau ou
14 d'un équipement, ou vers ceux-ci, exprimé en kilowatts, en kilovoltampères ou en une
15 autre unité appropriée à un moment donné, ou exprimé en moyennes sur une période de
16 temps précise. La principale source de demande est l'équipement de consommation
17 d'énergie des clients.

18 Dépenses d'exploitation

19 Dépenses directes et indirectes, y compris les frais de main-d'œuvre et de matériel et
20 d'autres dépenses engagées pour la production d'électricité.

1 Distribution

2 Action ou processus consistant à distribuer l'énergie électrique à partir de points pratiques
3 du réseau de transport ou du réseau de production-transport vers les consommateurs.

4 Domestique

5 Résidence unifamiliale ou appartement individuel où le service électrique est fourni au
6 moyen d'un compteur, à condition que la résidence ou l'appartement ne soit pas utilisé à
7 des fins commerciales.

8 Efficacité

9 Efficacité du moteur; quantité de kilowattheures produite par litre de carburant.

10 Énergie

11 a) Électricité

12 b) Chaleur fournie par un système de chauffage centralisé au moyen d'eau chaude, d'air
13 chaud ou de vapeur; gaz manufacturé, gaz de pétrole liquéfié, gaz naturel, pétrole ou
14 toute autre matière combustible fournie directement à un client par un pipeline ou tout
15 autre réseau de distribution, ou

16 c) Toute matière prescrite conformément à un règlement en vertu de la Loi sur la Société
17 d'énergie Quilliq.

18 F & E

19 Fonctionnement et entretien

1 FERC

2 Federal Energy Regulatory Commission

3 Frais d'entretien

4 Dépenses directes et indirectes, y compris les frais pour la main-d'œuvre et le matériel
5 et d'autres dépenses engagées pour maintenir l'efficacité des activités ou l'état physique
6 de la centrale, effectuées pour la production, le transport et la distribution d'énergie ainsi
7 que les activités administratives et générales.

8 Immobilisation

9 Bien matériel utilisé dans le cadre d'activités commerciales réglementées, mais ne devant
10 pas être consommé ou converti en espèces dans le cours normal des activités.

11 Indice des prix à la consommation (IPC)

12 Mesure de la variation en pourcentage du coût d'achat d'un « panier » de biens et de
13 services constant au fil du temps. Le panier est composé d'articles pour lesquels il existe
14 des prix de marché continuellement mesurables afin que les variations du coût du panier
15 soient uniquement attribuables à la fluctuation des prix.

16 Installation nette en service

17 Représente le coût comptable de tous les actifs réglementés présentement utilisés dans
18 le cours normal des activités.

1 Kilowatt (kW)

2 Mesure de la capacité électrique requise par le client à tout moment. Le kilowattheure
3 correspond à la puissance. Un kilowatt équivaut à 1000 watts. Un mégawatt (MW)
4 équivaut à 1000 kW.

5 Kilowattheure (kWh)

6 Unité de base d'énergie électrique équivalant à un kilowatt de puissance fourni ou produit
7 à partir d'un circuit électrique de façon constante pendant une heure.

8 Maîtrise de la demande d'électricité (MDE)

9 Techniques que les clients peuvent employer pour réduire leur consommation d'énergie.

10 Panne

11 Période durant laquelle un appareil de production, une ligne de distribution ou une autre
12 installation est hors service.

13 Pertes

14 Désigne l'énergie perdue au cours de la distribution et de la transformation.

15 Prévision de charge

16 Estimation de la demande d'électricité ou de la consommation d'énergie à un moment
17 ultérieur.

1 Production

2 Terme faisant référence à l'action ou au processus de transformation d'autres formes
3 d'énergie en énergie électrique, ou à la quantité d'énergie électrique ainsi produite,
4 exprimée en kilowattheures (kWh).

5 Puissance

6 Quantité d'énergie électrique produite, transférée ou utilisée par rapport au temps,
7 habituellement exprimée en kilowatts (kW).

8 Société

9 Société d'énergie Qulliq

10 Système de chauffage résiduel

11 La récupération de la chaleur résiduelle comprend l'absorption de l'excédent de chaleur
12 produit par les moteurs diesel.

13 Tarifs [électricité]

14 Prix auxquels l'électricité est vendue aux clients.