

Société d'énergie Qulliq



ᖃᖃᖃᖃ ᖃᖃᖃᖃᖃᖃᖃᖃᖃᖃ ᖃᖃᖃᖃ
Qulliq Energy Corporation
Société d'énergie Qulliq
Qulliq Alruyaktuqtunik Ikumatjutiit

Demande de permis pour projet majeur

NOUVELLE CENTRALE ÉLECTRIQUE À CHESTERFIELD INLET

Décembre 2021



1 La SÉQ estime que le coût du projet se chiffrera à 34,956 millions de dollars. Le projet a
2 été retenu pour recevoir un financement du programme du Fonds pour l'énergie dans
3 l'Arctique (FEA) jusqu'à concurrence de 75 % des dépenses admissibles. Le total du
4 financement offert à la SÉQ par l'entremise du programme FEA est de 175 millions de
5 dollars, dont 130,1 millions de dollars sont réservés aux projets d'immobilisations déjà
6 examinés par le CETES et approuvés par le ministre responsable de la SÉQ. La SÉQ a
7 l'intention d'attribuer également le financement du programme FEA restant, soit
8 44,887 millions de dollars, entre Chesterfield Inlet et Kugaaruk pour les projets
9 d'immobilisations de nouvelles centrales électriques. En conséquence, une somme de
10 22,444 millions de dollars du coût du projet proviendra du financement du programme FEA,
11 ce qui signifie que les clients de la SÉQ n'auront à payer que 12,512 millions de dollars du
12 coût total du projet.



Table des matières

1			
2	1.0	Demande	1
3	2.0	Historique	1
4	3.0	Installation actuelle	3
5	3.1	Introduction	3
6	3.2	Condition	5
7	4.0	Croissance future	5
8	4.1	Projection démographique.....	6
9	4.2	Projections de charge.....	7
10	5.0	Évaluation des options du projet	8
11	6.0	Répercussions du projet pour les contribuables	12
12	7.0	Motifs à l'appui de la demande.....	13
13	8.0	Calendrier du projet	14

Liste des tableaux

16	Tableau 1 – Gamme de groupes électrogènes de la centrale électrique à Chesterfield Inlet	5
17	Tableau 2 – Projections démographiques de Chesterfield Inlet	6
18	Tableau 3 – Charge actuelle et projetée à Chesterfield Inlet.....	7
19	Tableau 4 – Projection de PGR excédentaire à Chesterfield Inlet pour le projet de la nouvelle	
20	centrale électrique.....	8
21	Tableau 5 – Gamme de groupe électrogène actuelle et proposée	10
22	Tableau 6 – Contributions au projet (en milliers de \$)	11
23	Tableau 7 – Répercussions estimées sur le tarif de la nouvelle centrale électrique à Chesterfield Inlet.....	13
24	Tableau 8 – Calendrier proposé du projet de la centrale électrique à Chesterfield Inlet	15

Liste des figures

27	Figure 1 – Emplacement de la nouvelle centrale proposée (option 3)	3
28	Figure 2 – Chesterfield Inlet.....	4

1 1.0 Demande

2 Par les présentes, la Société d'énergie Qulliq (SÉQ) demande au ministre responsable de
 3 la Société d'énergie Qulliq, conformément au paragraphe 18.1 de la *Loi sur la Société*
 4 *d'énergie Qulliq*, LRTN-O 1988, ch N-2, un permis pour projet majeur de centrale électrique
 5 à Chesterfield Inlet. La SÉQ demande l'autorisation de procéder au projet. Ci-après sont
 6 présentées les données justificatives de la demande de permis de projet.

7 2.0 Historique

8 La SÉQ s'est engagée à la planification et à l'élaboration de moyens peu coûteux et
 9 efficaces qui garantissent un approvisionnement énergétique sécuritaire, fiable et stable.

10 La centrale électrique à Chesterfield Inlet a été construite en 1975. Bien que la capacité
 11 installée de la centrale puisse répondre adéquatement aux besoins de la communauté
 12 pendant les dix prochaines années, les installations à Chesterfield Inlet sont âgées de
 13 46 ans et devront être remplacées pour de nombreuses raisons, notamment pour
 14 remplacer l'équipement vieilli, régler les problèmes de sécurité, et se conformer aux
 15 règlements actuels visant la sécurité et l'environnement.

16 La SÉQ a l'intention d'entamer un projet pluriannuel pour construire une nouvelle
 17 installation de production d'électricité à quatre moteurs à Chesterfield Inlet, au Nunavut. La
 18 centrale électrique sera conçue pour une durée de vie de 40 ans et comprendra de la
 19 nouvelle technologie qui améliorera la fiabilité, le rendement énergétique, l'exploitation et
 20 la sécurité. Le projet comprendra aussi l'installation de deux réservoirs à carburant
 21 horizontaux de 90 000 litres, d'une canalisation de carburant souterraine
 22 d'approximativement 200 mètres qui rejoindra l'installation de carburant en vrac de la
 23 Division des produits pétroliers (DPP), de lignes de distribution d'approximativement 1 km,
 24 d'installations de pompe de carburant appropriées, et d'un garage à chauffage intégral pour
 25 stationner les camions-grues à flèche radiale. La nouvelle centrale sera clôturée avec une
 26 cour de service sécurisée et comptera aussi deux râteliers à poteaux, une plateforme de
 27 stockage de transformateur, une plateforme de stockage de bobines de câble, de l'espace
 28 pour une génératrice d'urgence, un minimum de deux conteneurs d'entreposage, un
 29 démarreur des transformateurs de service et des lignes d'alimentation, du stockage fermé
 30 de carburant et de glycol neuf et usé, et de l'espace pour une unité d'habitation provisoire
 31 alimentée par la centrale électrique. L'immeuble principal de la centrale électrique
 32 comprendra un bureau, une salle de commande électrique, un local technique, un
 33 garage/atelier ainsi que la salle de production d'électricité. Nous nous attendons à ce que
 34 le dessin détaillé comprenne l'installation d'épurateurs industriels et de silencieux de
 35 qualité hospitalière sur le radiateur et le système d'échappement afin de réduire le bruit et



1 les émissions d'échappement. La nouvelle centrale aura aussi la capacité d'intégrer des
2 sources d'énergie renouvelable. Il faudra effectuer des mises au point au réseau de
3 distribution actuel pour y relier la nouvelle centrale électrique.

4 La SÉQ a rencontré le conseil du hameau de Chesterfield Inlet le 3 septembre 2020 et a
5 proposé trois choix d'emplacement de la nouvelle centrale électrique, avec les avantages
6 et désavantages de chaque option (Figure 1). Dans le cadre de cette discussion, il a été
7 déterminé que l'option retenue par la SÉQ, soit l'option 2 située juste à l'est de l'installation
8 de carburant en vrac de la DPP, était en conflit avec une réserve archéologique proposée
9 qui allait figurer dans la prochaine révision du plan communautaire. Par conséquent, cette
10 option a été retirée. Le même jour, le conseil du hameau de Chesterfield Inlet a présenté
11 une motion (073/20) qui autorise la SÉQ à entamer les études de site aux deux
12 emplacements restants : l'option 1 et l'option 3, situées à 70-75 mètres au nord-ouest et
13 au nord de l'installation de carburant en vrac de la DPP, respectivement.

14 La SÉQ a reçu l'évaluation géotechnique et les résultats de la phase I et de la phase II
15 limitée de l'évaluation environnementale de site en mars 2021. Le volet du terrain de
16 l'évaluation des répercussions archéologiques des options 1 et 3 a été effectué en juillet
17 2021. En fonction des résultats des évaluations des sites, la SÉQ a déterminé qu'elle retient
18 l'option 3. Aucun objet archéologique ni artefact créant un conflit avec les sites des options
19 1 et 3 n'a été retrouvé. Toutefois, une pierre de repère possible a été notée à 35 mètres de
20 l'option 1, et un nombre de tombes communautaires et archéologiques, dont il faudra tenir
21 en compte dans les plans du projet à l'avenir, a été trouvé entre approximativement 20 et
22 40 mètres des limites de l'option 3. Un résumé non technique de l'évaluation des
23 répercussions archéologiques a été soumis au ministère de la Culture et du Patrimoine du
24 gouvernement du Nunavut (GN) le 30 septembre 2021. Les résultats de l'évaluation du
25 terrain seront résumés dans le dernier rapport de permis qui donnera les détails sur les
26 méthodes, le contexte du projet et les recommandations. La SÉQ prévoit publier le rapport
27 en décembre 2021. Le rapport sera soumis au ministère de la Culture et du Patrimoine et
28 à Inuit Heritage Trust.

29 La SÉQ travaille à l'interne pour préparer un aménagement préliminaire du site de l'option 3
30 pour faire état de tous les composants installés dans l'espace d'approximativement
31 6 000 m², et confirmer qu'un espace tampon pourra être maintenu autour de ces sites des
32 tombes. Une fois le plan préliminaire du site confirmé à l'interne par la SÉQ, la société
33 compte discuter de l'emplacement proposé avec le conseil du hameau de Chesterfield Inlet
34 et le ministère de la Culture et du Patrimoine du GN pour solliciter leurs commentaires sur
35 l'emplacement retenu. Si le conseil du hameau de Chesterfield Inlet et le ministère de la
36 Culture et du Patrimoine du GN sont en accord avec l'emplacement, la SÉQ soumettra la
37 demande de terrain officielle. Une fois l'emplacement confirmé, la SÉQ passera aussi à la



- 1 soumission des documents à la Commission d'aménagement du Nunavut et la
- 2 Commission du Nunavut chargée de l'examen des répercussions.

3 **Figure 1 – Emplacement de la nouvelle centrale proposée (option 3)**



4

5 **3.0 Installation actuelle**

6 **3.1 Introduction**

7 Chesterfield Inlet est un hameau situé sur la rive ouest de la baie d'Hudson, dans la région
8 de Kitikmeot du Nunavut, au Canada. La figure 2 montre une carte avec l'emplacement de
9 Chesterfield Inlet.



1

Figure 2 – Chesterfield Inlet



2

3 La collectivité n'est accessible que par voie aérienne ou maritime. Le ravitaillement en
4 carburant de la collectivité se fait annuellement en été/automne, livré par pétrolier. Parmi
5 les plus importantes charges électriques de la communauté, notons le bureau du hameau
6 et le centre communautaire, l'école Victor Sammurtok, le Collège de l'Arctique, le centre
7 de santé, le magasin Northern Store et la coopérative Co-op.

8 La SÉQ et ses prédécesseurs, la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest et la
9 Commission d'énergie du Nord canadien, ont exploité la centrale au carburant diesel à
10 Chesterfield Inlet depuis sa construction en 1975.

11 En 2019, pour répondre à la demande croissante projetée de la collectivité, la SÉQ a
12 installé une unité de production d'urgence de 500 kW transférée de l'ancienne centrale à
13 Pangnirtung.

14 Le tableau 1 présente la gamme de groupes électrogènes de la centrale.



Tableau 1 – Gamme de groupes électrogènes de la centrale électrique à Chesterfield Inlet

Unité	Marque	Modèle	Puissance nominale (kW)	Année d'installation	Heures en service (31 oct. 2021)	Durée de vie en heures
G1	Detroit	Série 60	320	2010	57 571	72 000
G2	Detroit	Série 60	320	2013	38 921	72 000
G3	Volvo	TWD1643GE	400	2019	7 108	100 000
Capacité totale installée			1 040			
Puissance garantie installée			640			

Puissance garantie installée = Capacité de la centrale quand l'unité la plus grande est hors service

3.2 Condition

L'installation a 46 ans et a dépassé sa durée de vie théorique de 40 ans. En général, la condition de l'installation est pauvre. La centrale actuelle présente plusieurs lacunes techniques et d'ingénierie, notamment :

- 1) **Infrastructure vieillissante** : L'installation a 46 ans. L'immeuble et l'équipement auxiliaire sont âgés et ont commencé à se détériorer.
- 2) **Préoccupations quant à la sécurité** : L'installation est très vieille et présente donc un risque élevé de défaillance. L'appareillage de commutation actuel n'est pas à l'épreuve des éclairs d'arc électrique et il est impossible de le modifier à cause de son âge, ce qui aggrave le risque d'incendie et de sécurité dans les installations.
- 3) **Services environnementaux** : La centrale existante comporte deux réservoirs à carburant à paroi simple qui ne respectent pas les règlements fédéraux et les codes de bonnes pratiques visant les réservoirs. Les réservoirs à carburant sont situés sur une berme en gravier qui ne respecte pas les exigences de confinement secondaire. En outre, l'installation manque d'espace pour la manipulation, le stockage et le confinement adéquats de l'équipement industriel.

4.0 Croissance future

La SEQ reconnaît la nécessité d'une approche visant le long terme qui favorise et maximise les avantages des dépenses en capital tout en offrant un service d'électricité sécuritaire et fiable.



1 **4.2 Projections de charge**

2 Le tableau 3 présente les projections de charge à Chesterfield Inlet. Grâce à la capacité
 3 de la centrale proposée, la SÉQ pourra répondre à la demande de la collectivité et fournir
 4 de l'électricité fiable et sécuritaire pendant des années à venir.

5 **Tableau 3 – Charge actuelle et projetée à Chesterfield Inlet**

	Exercice financier	Production (MWh)	Pointe de charge (kW)	Variation (en %)	PGR (kW)	PGI de centrale existante (kW)	PGR excédentaire
Réal	2013	2 002	358		394	640	38%
	2014	2 110	410	15%	451	640	30%
	2015	2 077	389	-5%	428	640	33%
	2016	2 070	389	0%	428	640	33%
	2017	2 066	400	3%	440	640	31%
	2018	2 123	420	5%	462	640	28%
	2019	2 174	480	14%	528	640	18%
	2020	2 294	440	-8%	484	640	24%
Prévisions	2021	2 262	447	2%	492	640	23%
	2022	2 319	463	4%	510	640	20%
	2023	2 393	481	4%	529	640	17%
	2024	2 427	490	2%	539	640	16%
	2025	2 485	493	1%	542	640	15%
	2026	2 543	508	3%	559	640	13%
	2027	2 596	520	2%	572	640	11%
	2028	2 655	532	2%	585	640	9%
	2029	2 714	543	2%	597	640	7%
	2030	2 774	554	2%	609	640	5%

PGR = Puissance garantie requise = 110 % de la pointe de charge

PGI = Puissance garantie installée = Capacité quand l'unité la plus grande est hors service

6



1 Le tableau 4 présente la capacité et les exigences en PGR pour le projet proposé.

2 **Tableau 4 – Projection de PGR excédentaire à Chesterfield Inlet**
 3 **pour le projet de la nouvelle centrale électrique**

	Exercice financier	Production (MWh)	Pointe de charge (kW)	Variation (en %)	PGR (kW)	PGI de centrale existante/nouvelle (kW)	PGR excédentaire
Réal	2013	2 002	358		394	640	38%
	2014	2 110	410	15%	451	640	30%
	2015	2 077	389	-5%	428	640	33%
	2016	2 070	389	0%	428	640	33%
	2017	2 066	400	3%	440	640	31%
	2018	2 123	420	5%	462	640	28%
	2019	2 174	480	14%	528	640	18%
	2020	2 294	440	-8%	484	640	24%
Prévisions	2021	2 262	447	2%	492	640	23%
	2022	2 319	463	4%	510	640	20%
	2023	2 393	481	4%	529	640	17%
	2024	2 427	490	2%	539	640	16%
	2025	2 485	493	1%	542	640	15%
	2026	2 543	508	3%	559	640	13%
	2027	2 596	520	2%	572	640	11%
	2028	2 655	532	2%	585	1 270	54%
	2029	2 714	543	2%	597	1 270	53%
	2030	2 774	554	2%	609	1 270	52%

PGR = Puissance garantie requise = 110 % de la pointe de charge

PGI = Puissance garantie installée = Capacité quand l'unité la plus grande est hors service

4

5 5.0 Évaluation des options du projet

6 La SÉQ reconnaît la nécessité d'une approche visant le long terme qui favorise et maximise
 7 les avantages des dépenses en capital tout en offrant un service d'électricité sécuritaire et
 8 fiable.

9 Compte tenu des lacunes de la centrale existante, l'option de ne rien faire n'est pas valable.
 10 Le fait d'utiliser des composants ayant passé leur durée utile alourdit la charge du
 11 personnel d'entretien et d'exploitation de la SÉQ qui doit entretenir et exploiter de
 12 l'équipement qui doit être remplacé.

1 La SÉQ a évalué les options suivantes comme solutions possibles pour combler les
2 lacunes de la centrale existante.

3 Option 1 – Réfection majeure de la centrale

4 Cette option comprend la modernisation et le remplacement des composants, systèmes et
5 groupes électrogènes de l'installation existante.

6 Toutefois, cette option n'est pas faisable du point de vue technique en raison des facteurs
7 suivants :

- 8 • la centrale s'est détériorée en raison de son âge à un point tel que la mise à niveau
9 n'est plus possible;
- 10 • les immeubles ne respectent plus les codes de construction;
- 11 • la superficie au sol de la centrale existante est trop petite pour recevoir les nouveaux
12 groupes électrogènes nécessaires.

13 Compte tenu de ces facteurs, l'option 1 n'est pas valable.

14 Option 2 – Construction d'une nouvelle centrale à un nouvel 15 emplacement

16 Cette option implique la construction d'une nouvelle centrale électrique à un emplacement
17 convenable à l'intérieur de la collectivité.

18 La centrale électrique sera une installation de production à quatre moteurs conçue pour
19 une durée de vie de 40 ans et comprendra de la nouvelle technologie qui améliorera la
20 fiabilité, le rendement énergétique, l'exploitation et la sécurité. Elle répondrait aux
21 règlements actuels visant l'exploitation, la sécurité et l'environnement. La nouvelle
22 installation comprendra deux réservoirs à carburant horizontaux à paroi double de
23 90 000 litres, une canalisation de carburant souterraine d'approximativement 300 mètres
24 qui rejoindra l'installation de carburant en vrac de la DPP, des installations de pompe de
25 carburant appropriées, et un garage à chauffage intégral pour stationner les camions-grues
26 à flèche radiale. La nouvelle centrale sera clôturée avec une cour de service sécurisée et
27 comptera aussi deux râteliers à poteaux, une plateforme de stockage de transformateur,
28 une plateforme de stockage de bobines de câble, de l'espace pour une génératrice
29 d'urgence, un minimum de deux conteneurs d'entreposage, un démarreur des
30 transformateurs de service et des lignes d'alimentation, du stockage fermé de carburant et
31 de glycol neuf et usé, de l'espace pour une unité d'habitation provisoire alimentée par la
32 centrale électrique et environ 1 km de lignes de distribution.

33 La centrale produirait moins de bruit et de pollution atmosphérique, car elle sera dotée
34 d'équipement comme des épurateurs industriels et des silencieux de qualité hospitalière.



1 La construction d'une nouvelle installation de centrale électrique permet à la SÉQ d'inclure
2 des facteurs géotechniques et environnementaux aux processus de sélection de site et de
3 conception technique, comme la profondeur du substratum rocheux, le pergélisol, les vents
4 dominants, le cumul de neige, le drainage des eaux de surface et l'utilisation des terres
5 environnantes. La nouvelle centrale sera aussi conçue pour pouvoir intégrer des sources
6 d'énergie renouvelable.

7 La capacité de production de la nouvelle centrale proposée est d'environ 1 820 kW. Une
8 centrale électrique ayant cette capacité pourra répondre aux besoins de pointe projetés de
9 Chesterfield Inlet pendant 40 ans. Le tableau 5 indique la puissance nominale des groupes
10 électrogènes de la centrale existante et de la centrale proposée.

11 **Tableau 5 – Gamme de groupe électrogène actuelle et proposée**

Unités actuelles	Puissance nominale (kW)	Unités proposées	Puissance nominale proposée (kW)
G1	320	G1	550
G2	320	G2	550
G3	400	G3	360
		G4	360
Total de l'installation	1 040		1 820
PGI	640	PGI	1 270

12 PGI = Puissance garantie installée = Capacité quand l'unité la plus grande est hors service

13 En fonction de la fabrication des moteurs, la capacité de production de la nouvelle centrale
14 proposée est 1 820 kW. Le programme de mise en marche de la SÉQ limite le
15 fonctionnement à 80 % de la capacité des moteurs pour assurer la fiabilité et une bonne
16 économie de carburant.

17 La puissance garantie installée (PGI) de la centrale sera de 1 270 kW. À la charge ciblée
18 d'environ 80 % de la capacité pour maximiser le rendement énergétique, la puissance
19 garantie installée rajustée de la centrale sera d'environ 1 016 kW.

20 L'exigence de PGR projetée pour la collectivité est d'environ 572 kW d'ici 2026-2027.
21 L'option 2 propose une capacité garantie qui tient compte des points suivants :

- 22 1. Chesterfield Inlet est une collectivité grandissante du Nunavut.
- 23 2. La centrale sera construite pour une exploitation à long terme.



1 Parmi les avantages anticipés de la nouvelle centrale, notons :

- 2 • les problèmes de fiabilité et de stabilité de l'électricité seront réglés par le
- 3 remplacement ou la modernisation de l'équipement et des systèmes à la fin de leur
- 4 durée de vie utile; et
- 5 • les problèmes structurels actuels seront réglés, ce qui éliminera les difficultés de
- 6 sécurité et d'exploitation;

7 Le coût préliminaire total estimé de l'option 3 est de 34,956 millions de dollars. Ce montant
 8 est une estimation de classe D avec une exactitude de +/- 25 %. Le coût sera précisé lors
 9 de la conception du projet.

10 Le projet a été retenu pour recevoir un financement du programme du Fonds pour l'énergie
 11 dans l'Arctique (FEA) jusqu'à concurrence de 75 % des dépenses admissibles. Le total du
 12 financement offert à la SÉQ par l'entremise du programme FEA est de 175 millions de
 13 dollars, dont 130,1 millions de dollars sont réservés aux projets d'immobilisations déjà
 14 examinés par le CETES et approuvés par le ministre responsable de la SÉQ. La SÉQ a
 15 l'intention d'attribuer également le financement du programme FEA restant, soit
 16 44,887 millions de dollars, entre Chesterfield Inlet et Kugaaruk pour les projets
 17 d'immobilisations de nouvelles centrales électriques. En conséquence, une somme de
 18 22,444 millions de dollars du coût du projet proviendra du financement du programme FEA,
 19 ce qui signifie que le coût net estimé pour les clients de la SÉQ est de 12,512 millions de
 20 dollars, comme l'illustre le tableau 6.

21 **Tableau 6 – Contributions au projet (en milliers de \$)**

Description	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	Total
Remplacement de la centrale	1 042	5 304	13 214	15 396	34 956
Dépenses inadmissibles au FEA ¹	292	366	324	572	1 554
Contribution du FEA – 75 %	563	3 703	9 667	8 511	22 444
Contribution de la SÉQ – 25 %	188	1 234	3 222	6 313	10 958
Total	1 042	5 304	13 214	15 396	34 956
Total des cotisations SÉQ	480	1 601	3 547	6 885	12 512

Note :

1. Les dépenses inadmissibles comprennent l'acquisition du terrain et les dépenses d'administration interne.

22
 23 Après avoir examiné les options, la SÉQ considère que l'option la plus réalisable et la moins
 24 coûteuse est la construction d'une nouvelle centrale. La SÉQ maintiendra et exploitera
 25 l'installation existante jusqu'à ce que la nouvelle soit en service.



- 1 Avant la démolition de l'ancienne centrale électrique, la société examinera chacun des
2 composants principaux pendant l'étape d'élimination de l'actif pour en évaluer l'âge, la
3 fiabilité, et la possibilité de les réutiliser. L'unité de production d'urgence installée en 2019
4 demeurera à Chesterfield Inlet pour servir d'unité mobile d'urgence.
- 5 La SÉQ propose de concevoir la centrale à Chesterfield Inlet pour lui permettre d'intégrrer
6 éventuellement des sources d'énergie renouvelable.

7 **6.0 Répercussions du projet pour les contribuables**

8 La SÉQ a effectué une analyse des répercussions du projet pour les contribuables de
9 Chesterfield Inlet. Il faut noter que le projet n'aura aucune répercussion sur les tarifs avant
10 la soumission de la requête en majoration tarifaire générale de la SÉQ suivant la date de
11 mise en service du projet, prévue au plus tôt pour l'exercice financier 2026-2027.

12 La SÉQ a effectué une analyse des répercussions sur les tarifs selon le système actuel de
13 tarifs déterminés par communauté, ainsi qu'une option alternative de détermination de tarif
14 pour le territoire. Dans le cadre du système actuel, les répercussions sur les tarifs pour les
15 collectivités ayant besoin d'une nouvelle centrale électrique sont importantes. Les hausses
16 de tarifs pourraient être mitigées par des options tarifaires comme passer à un programme
17 de tarif unique pour l'ensemble du territoire. Autrement, si les tarifs par collectivité
18 continuaient, les hausses pourraient être mitigées en assurant que les répercussions
19 totales du nouvel immobilier ne soient pas reflétées dans les tarifs de la collectivité (de
20 sorte que le ratio de couverture des coûts en revenus de la collectivité serait inférieur à
21 l'unité et que le ratio des autres collectivités devrait être supérieur à l'unité).

22 L'analyse des répercussions sur les tarifs est fondée sur le coût estimé du projet de la SÉQ,
23 soit 12,512 millions de dollars après la contribution du FEA. Alors que nous nous attendons
24 à ce que le projet améliore le rendement énergétique comparativement au groupe
25 électrogène existant, la SÉQ a effectué une analyse prudente des répercussions sur le tarif
26 qui ne comprend pas les économies en carburant prévues du projet.

27 Le tableau 7 résume la hausse graduelle de revenu estimée engendrée par le projet de
28 1,119 million de dollars. La hausse de tarifs estimée dans le cadre d'un programme de
29 tarification par collectivité est de 47,19 cents/kWh, ce qui représente une hausse
30 importante de 48 % du tarif résidentiel actuel de 98,31 cents/kWh à Chesterfield Inlet.
31 Cependant, la hausse de tarifs estimée dans le cadre d'un programme de tarification pour
32 le territoire est de 0,57 cent/kWh, ce qui représente une hausse moyenne de 0,6 % du tarif
33 résidentiel actuel de 98,31 cents/kWh.



1
2

Tableau 7 – Répercussions estimées sur le tarif de la nouvelle centrale électrique à Chesterfield Inlet

Caractéristiques du projet	
Coût net des immobilisations (en milliers de \$)	12 512
Période d'amortissement (années)	40
Rendement de la base tarifaire approuvé par la RMTG	6,45%
<u>Répercussions sur le besoin en revenus</u>	
Dotation aux amortissements (en milliers de \$)	313
Rendement de la base tarifaire (en milliers de \$)	806
Total partiel : Hausse de besoin en revenu (en milliers de \$)	1 119
Total des répercussions sur les besoins en revenus (en milliers de \$)	1 119
Prévisions des ventes à Chesterfield Inlet en 2026-2027 (MWh)	2 372
Hausse de tarifs moyenne pour la collectivité (¢/kWh)	47,19
Prévisions des ventes du territoire en 2026-2027 (MWh)	198 032
Hausse de tarifs moyenne pour le territoire (¢/kWh)	0,57

3
4
5
6
7

Il est important de noter que l'analyse est fournie à titre informatif seulement. Les répercussions réelles sur le tarif dépendront des exigences globales de revenu et des programmes de tarification approuvés suite aux requêtes en majoration tarifaire générale ultérieures.

7.0 Motifs à l'appui de la demande

La mise en œuvre du projet proposé est très importante pour les clients de la SEQ et pour le public. La mise en œuvre du projet répondra aux problèmes principaux suivants :

- **Questions liées à la sécurité**

La construction d'une nouvelle centrale électrique permettra à la SEQ de régler les défaillances présentes au niveau de la centrale électrique actuelle qui posent des risques de sécurité. En particulier, l'appareillage de commutation est vieilli et désuet, n'est pas à l'épreuve des arcs et il est impossible de le modifier, ce qui augmente le risque d'incendie de l'installation et représente un éventuel risque pour la fiabilité et pour la sécurité du personnel.



1

2 • **Exigences environnementales**

3 La centrale existante comporte deux réservoirs à carburant à paroi simple qui ne respectent
4 pas les règlements fédéraux et les codes de bonnes pratiques visant les réservoirs. Les
5 réservoirs à carburant sont situés sur une berme en gravier qui ne respecte pas les
6 exigences de confinement secondaire. En outre, l'installation manque d'espace pour la
7 manipulation, le stockage et le confinement adéquats de l'équipement industriel. Le projet
8 proposé permettra de respecter les exigences environnementales.

9 • **Fiabilité et stabilité de l'électricité**

10 Bien que la PGI de la centrale actuelle réponde aux critères de PGR de la SÉQ, avec le
11 vieillissement progressif de la centrale électrique à Chesterfield Inlet et le nombre de
12 systèmes devenant plus désuets, il sera plus difficile de maintenir l'installation, et la fiabilité
13 de la centrale deviendra un problème. L'électricité est un service essentiel dans le Nord,
14 voire indispensable pour les collectivités éloignées. Sans équipement fiable, les clients de
15 la SÉQ risquent de subir des pannes du système. Une nouvelle centrale électrique dotée
16 de nouveaux groupes électrogènes économes et l'automatisation de la centrale devraient
17 améliorer son rendement énergétique et sa fiabilité globale.

18 La nouvelle centrale aura aussi la capacité d'intégrer des sources d'énergie renouvelable,
19 de sorte que les turbines éoliennes ou les panneaux solaires pourraient présenter de
20 nouvelles occasions à l'avenir. Ainsi, ces améliorations contribueront à réduire les
21 émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et à réduire les coûts de l'électricité.

22 **8.0 Calendrier du projet**

23 L'évaluation géotechnique et la phase I et la phase II limitée de l'évaluation
24 environnementale de site pour le projet ont été effectuées en 2020. Le volet du terrain de
25 l'évaluation des répercussions archéologiques a été effectué en juillet 2021. Un résumé
26 non technique de l'évaluation des répercussions archéologiques a été soumis au ministère
27 de la Culture et du Patrimoine du gouvernement du Nunavut (GN) le 30 septembre 2021.
28 Les résultats de l'évaluation du terrain seront résumés dans le dernier rapport de permis
29 qui donnera les détails sur les méthodes, le contexte du projet et les recommandations. La
30 SÉQ prévoit publier le rapport en décembre 2021. Le rapport sera soumis au ministère de
31 la Culture et du Patrimoine et à Inuit Heritage Trust.

32 Une fois le plan préliminaire du site confirmé à l'interne par la SÉQ, la société compte
33 discuter de l'emplacement proposé avec le conseil du hameau de Chesterfield Inlet et le
34 ministère de la Culture et du Patrimoine du GN pour solliciter leurs commentaires sur
35 l'emplacement retenu. Si le conseil du hameau de Chesterfield Inlet et le ministère de la



1 Culture et du Patrimoine du GN sont en accord avec l'emplacement, la SÉQ soumettra la
 2 demande de terrain officielle. Une fois l'emplacement confirmé, la SÉQ passera aussi à la
 3 soumission des documents à la Commission d'aménagement du Nunavut et la
 4 Commission du Nunavut chargée de l'examen des répercussions. Nous prévoyons que ce
 5 processus prendra entre quatre et six mois.

6 La conception de la nouvelle centrale électrique débutera au deuxième trimestre de 2023-
 7 2024, avec des spécifications et des appels d'offres permettant de commander les
 8 matériaux, et la passation de contrats de construction au début du deuxième trimestre de
 9 2024-2025. Les travaux de nivellement du site commenceront entre juillet et septembre
 10 2025, et les matériaux seront livrés durant le transport maritime de 2025. La construction
 11 débuterait au deuxième trimestre de 2025-2026 pour être complétée en 2026-2027. Le
 12 tableau 8 présente le calendrier proposé du projet à titre de référence.

13 **Tableau 8 – Calendrier proposé du projet**
 14 **de la centrale électrique à Chesterfield Inlet**

Tableau des tâches	2021-2022				2022-2023				2023-2024				2024-2025				2025-2026				2026-2027			
	T1	T2	T3	T4																				
Finaliser la liste des sites proposés	■																							
Étude géotechnique et recommandations		■	■	■																				
Approbation du choix de site	■	■	■	■																				
Rédiger le dossier de décision et l'estimation du coût (classe « D »)			■	■																				
Processus réglementaire et approbation du permis de projet majeur			■	■	■	■																		
Approbation par le CGF							■																	
Étape d'appel d'offres								■	■															
Conception détaillée du projet									■	■	■	■	■											
Appel d'offres et passation de contrat de construction													■	■	■	■								
Construction																	■	■	■	■	■	■	■	■
Quasi-achèvement																								■
Transfert du projet																								■
Fermetures des comptes du projet																								■

15