

Société d'énergie Qulliq



ᑦᑦᑦᑦᑦᑦ ᐅᐱᑦᑦᑦᑦᑦᑦᑦᑦᑦᑦ ᑎᑦᑦᑦᑦ
Qulliq Energy Corporation
Société d'énergie Qulliq
Qulliq Alruyaktugtunik Ikumatjutiit

Demande de permis pour la réalisation de grands projets

GRAND PROJET POUR LA MISE À NIVEAU DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE CAMBRIDGE BAY

Février 2026

Résumé

Demande de permis pour un grand projet | Réseau de distribution à

Cambridge Bay

Par la présente, la Société d'énergie Qulliq (SEQ) dépose auprès du ministre dont elle relève, conformément à l'article 18.1 de la *Loi sur la Société d'énergie Qulliq*, L.R.T.N.-O. 1988, ch. N-2, une demande de permis pour un grand projet visant à moderniser le réseau d'artères d'alimentation interconnectant la nouvelle centrale électrique à la localité de Cambridge Bay.

La SEQ a obtenu en aout 2021 un permis de réalisation de grand projet du ministre responsable de la SEQ et a ensuite entrepris la construction d'une nouvelle centrale électrique à Cambridge Bay afin de remplacer celle construite en 1958. La centrale devrait entrer en service en 2029.

Le réseau de distribution actuel de Cambridge Bay est alimenté par la centrale existante, qui comprend trois générateurs de 1100 kW et un de 550 kW avec une tension de sortie de 4,16 kV. Tous les générateurs sont connectés à un appareillage de commutation commun et servent à diriger l'énergie vers quatre artères d'alimentation locales. L'appareillage de commutation sert également à fournir de l'énergie à d'autres charges de service. Afin d'améliorer la fiabilité du bloc d'alimentation client, les artères d'alimentation sont interconnectées par un ensemble d'interrupteurs normalement ouverts. Chacun de ces interrupteurs peut être fermé si l'une des artères d'alimentation est hors service en raison d'une panne ou pour les besoins de maintenance.

Dans la demande de permis pour la réalisation de grand projet de 2021, la SEQ avait mis en lumière le fait qu'avoir une seule ligne d'alimentation sans autre moyen de transport de l'énergie présentait un risque élevé d'interruption de l'approvisionnement en électricité pour la localité, en particulier dans les régions où les vents sont violents et les températures extrêmement froides. C'est pourquoi la construction de la nouvelle centrale électrique prévoyait l'installation d'une deuxième ligne permettant d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement en alimentation électrique tout en offrant une alternative pour le transport de l'électricité de la centrale vers la localité.

La mise à niveau du réseau de distribution proposée permettra de raccorder la nouvelle centrale électrique aux artères d'alimentation locales existantes via la nouvelle ligne de distribution. La portée du projet tient compte d'une croissance future de la demande d'énergie électrique et répond à d'autres exigences du réseau dans la localité. En voici les grandes lignes :

- Installer un appareillage de commutation de 4,16 kV et deux transformateurs élévateurs de tension de 4,16/25 kV, 5 MVA dans la nouvelle centrale électrique.
- Construire un nouveau poste électrique dans la cour nord, du côté nord de Cambridge Bay, qui comprend un appareillage de commutation de 25 kV, deux transformateurs abaisseurs de tension de 25/4,16 kV de 5 MVA, et un appareillage de commutation de 4,16 kV. Les deux transformateurs abaisseurs de tension de 25/4,16 kV de

5 MVA situés à l'emplacement de la centrale électrique existante doivent être déplacés et réutilisés dans le nouveau poste électrique.

Deux lignes d'artères d'alimentation aériennes triphasées 4/0 de 25 KV qui partent de la nouvelle centrale électrique sur des lignes de poteaux différentes, en les interconnectant plus près de la ville, et qui se rendent jusqu'au nouveau poste électrique dans la cour nord, du côté nord de Cambridge Bay.

- Relier les artères d'alimentation existantes de la ville à la nouvelle centrale électrique et aux postes électriques comme indiqué ci-dessous :
 - Artère d'alimentation 1 : Sera connectée à l'appareillage de commutation de 4,16 kV du nouveau poste électrique en utilisant environ 130 m de câbles souterrains
 - Artère d'alimentation 2 : Sera connectée à l'appareillage de commutation de 4,16 kV dans la nouvelle centrale électrique en utilisant environ 60 m de câbles souterrains
 - Artère d'alimentation 3 : Sera connectée à l'appareillage de commutation de 4,16 kV du nouveau poste électrique en utilisant environ 650 m de câbles aériens
 - Artère d'alimentation 4 : Sera connectée à l'appareillage de commutation de 4,16 kV du nouveau poste électrique en utilisant environ 1300 m de câbles aériens
- Procéder à un changement de charge pour équilibrer les charges autour des artères d'alimentation.

Le cout estimé par la SEQ pour mener à bien ce projet s'élève à 11,6 millions \$. Une fois le projet entièrement en service, les besoins en revenus devraient augmenter de 0,46 cent/kWh. Ce projet n'aura pas d'incidence sur les tarifs avant l'approbation de la première requête de majoration tarifaire générale de la SEQ suivant la date de sa mise en service.

Ce projet devrait être achevé d'ici l'exercice financier 2029-2030.

Table des matières

Demande de permis pour un grand projet | Réseau de distribution à

1.0	Demande	1
2.0	Contexte	1
3.0	Évaluation des options du projet	2
4.0	Répercussions du projet sur les contribuables	5
5.0	Arguments en faveur de la demande	5
6.0	Échéanciers du projet	6

Liste des tableaux

Demande de permis pour un grand projet | Réseau de distribution à

Tableau 4.1 Impact tarifaire estimé du projet de modernisation du réseau de distribution 5
--

Cambridge Bay

Liste des figures

Figure 2.1 – Emplacement de Cambridge Bay 1

1.0 Demande

Demande de permis pour un grand projet | Réseau de distribution à

Cambridge Bay

Par la présente, la Société d'énergie Qulliq (SEQ) dépose auprès du ministre dont elle relève, conformément à l'article 18.1 de la *Loi sur la Société d'énergie Qulliq*, L.R.T.N.-O. 1988, ch. N-2, une demande de permis pour un grand projet visant à moderniser le réseau d'artères d'alimentation interconnectant la nouvelle centrale électrique à la localité de Cambridge Bay. La SEQ demande la permission d'aller de l'avant avec le projet. Les renseignements appuyant la demande de permis sont énoncés ci-dessous.

2.0 Contexte

2.1 Contexte du projet

Cambridge Bay est un hameau situé sur l'île Victoria, au fond de la région de Kitikmeot au Nunavut. On y compte 1 760 habitants selon le recensement de 2021. L'accès se fait principalement par avion via l'aéroport de Cambridge Bay et par transport maritime pendant la saison maritime estivale.

La figure 2.1. indique l'emplacement de la localité.

Figure 2.1 – Emplacement de Cambridge Bay



La SEQ a obtenu en aout 2021 un permis de grand projet du ministre responsable de la SEQ et a ensuite entrepris la construction d'une nouvelle centrale électrique à Cambridge Bay afin de remplacer celle construite en 1958. La centrale devrait entrer en service en 2029.

Le réseau de distribution actuel de Cambridge Bay est alimenté par la centrale existante, qui comprend trois générateurs de 1100 kW et un pôle de 550 kW pour une tension de 25 kV. Tous les générateurs sont connectés à un appareillage de commutation commun et servent à diriger l'énergie vers quatre artères d'alimentation locales. L'appareillage de commutation sert également à fournir de l'énergie à d'autres charges de service. Afin d'améliorer la fiabilité du bloc d'alimentation client, les artères d'alimentation sont interconnectées par un ensemble d'interrupteurs normalement ouverts. Chacun de ces interrupteurs peut être fermé si l'une des artères d'alimentation est hors service en raison d'une panne ou pour les besoins de maintenance.

Dans la demande de permis pour la réalisation de grand projet de 2021, la SEQ avait mis en lumière le fait qu'avoir une seule ligne d'alimentation sans autre moyen de transport de l'énergie présentait un risque élevé d'interruption de l'approvisionnement en électricité pour la localité, en particulier dans les régions où les vents sont violents et les températures extrêmement froides. C'est pourquoi la construction de la nouvelle centrale électrique prévoyait l'installation d'une deuxième ligne permettant d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement en alimentation électrique tout en offrant une alternative pour le transport de l'électricité de la centrale vers la localité.

En 2024, la SEQ a fait appel à une société d'ingénierie indépendante (Asher Engineering) pour examiner différentes options permettant de raccorder la nouvelle centrale électrique aux artères d'alimentation locales existantes via la nouvelle ligne de distribution.

3.0 Évaluation des options du projet

Conformément à la demande de la SEQ, l'expert-conseil a effectué une analyse technique portant sur différentes options de raccordement de la nouvelle centrale électrique aux artères d'alimentation locales existantes, telles que suit :

- **Option 1 :** Installer deux circuits d'artères d'alimentation de 5 kV partant de la nouvelle centrale électrique pour relier le réseau de distribution existant. Les raccorder au point d'alimentation le plus proche et réduire les quatre artères d'alimentation à deux artères à l'intérieur du réseau de distribution existant.
- **Option 2 :** Les quatre artères d'alimentation locales existantes sont reliées à la nouvelle centrale électrique au moyen de nouvelles lignes de transmission 5 kV, ce qui inclut le remplacement de toutes les lignes monophasées se trouvant entre les lignes électriques de l'artère d'alimentation 2 de façon qu'elles soient triphasées.
- **Option 3 :** Installer deux circuits d'artères d'alimentation de 25 kV partant de la nouvelle centrale électrique (en y incluant deux transformateurs élévateurs de tension de 5 MVA) pour les relier au réseau de distribution existant (en y incluant deux transformateurs abaisseurs de tension de 5 MVA).
- **Option 4 :** Installer deux circuits d'artères d'alimentation de 25 kV partant de la nouvelle centrale électrique (en y incluant deux transformateurs élévateurs de tension de 5 MVA) pour les relier à l'emplacement prévu dans la cour nord (en y

incluant deux transformateurs abaisseurs de tension de 5 MVA ainsi qu'un appareillage de commutation de 5 kV).
Option 5 : Mettre à niveau tous les transformateurs clients pour qu'ils aient une tension primaire de 25 kV.

Comme la nouvelle centrale est située dans un emplacement relativement isolé et éloigné de l'emplacement actuel, l'analyse des options s'est concentrée sur l'optimisation des critères suivants :

- Minimiser la chute de tension entre les lignes. La chute de tension ne doit pas dépasser 3 % entre les générateurs et chaque consommateur individuel.
- Réduisant ainsi au minimum les pertes de puissance active du réseau.

Le modèle réseau et les paramètres de simulation ont été définis sur la base des données suivantes :

- **Modèle de programme d'analyse de transition énergétique - Electrical Transient Analyzer Program (ETAP) :** Le modèle ETAP utilisé était fondé sur celui développé par Asher Engineering dans le cadre de l'étude de pénétration de la SEQ. Le modèle de la centrale électrique a été mis à jour pour refléter la topologie de la nouvelle centrale.
- **Schéma unifilaire :** Le modèle du réseau a été construit à partir des schémas unifilaires fournis par la SEQ, qui ont aussi servi à déterminer la puissance raccordée et la phase de connexion de chaque client.
- **Prévisions relatives à la production :** Les estimations de production pour la période 2026-2066 ont été utilisées pour déterminer la dimension des artères d'alimentation, la chute de tension et les calculs de pertes réseau.

L'étude a utilisé les prévisions de production pour les années 2026 à 2066 pour calculer la charge de demande et le facteur de demande pour chaque artère d'alimentation. Ces facteurs de demande ont été utilisés pour calculer la taille minimale de l'artère d'alimentation nécessaire pour atteindre une chute de tension maximale de 3 % au niveau du transformateur client dans chaque option.

L'étude initiale d'Asher Engineering, incluse à l'Annexe A, a conclu que l'option 4 préférée par la SEQ, telle que présentée, ne prenait pas en compte la prévision de la charge jusqu'en 2066, et que les changeurs de prise en charge hors ligne, autant ceux des transformateurs élévateurs que des transformateurs abaisseurs de tension, devaient être ajustés pour atténuer la chute de tension causée par une augmentation future de la charge.

Après avoir examiné l'étude initiale réalisée par Asher Engineering, la SEQ a demandé à l'expert-conseil d'étudier la faisabilité de la mise en œuvre d'une autre approche pour atténuer la chute de tension. Cette autre approche consiste à utiliser des régulateurs automatiques de tension (AVR) placés stratégiquement à différents endroits du réseau afin de maintenir la chute de tension dans les limites de ± 3 % tout en limitant les pertes réseau

1 au minimum. De plus, d'autres solutions ont été envisagées pour le raccordement de
2 l'artère d'alimentation 2. L'étude de l'approche alternative est présentée à l'Annexe 1.
3 **Cambridge Bay**

4 Le projet proposé de mise à niveau du réseau de distribution permettra d'interconnecter la
5 nouvelle centrale électrique aux artères d'alimentation existantes locales via la nouvelle
6 ligne de distribution. La portée du projet tient compte d'une croissance future de la
7 demande d'énergie électrique et répond à d'autres exigences du réseau dans la localité.
8 En voici les grandes lignes :

- 9 • Installer un appareillage de commutation de 4,16 kV et deux transformateurs
10 élévateurs de tension de 4,16/25 kV, 5 MVA dans la nouvelle centrale électrique
- 11 • Construire un nouveau poste électrique dans la cour nord, du côté nord de Cambridge
12 Bay, qui comprend un appareillage de commutation de 25 kV, deux transformateurs
13 abaisseurs de tension de 25/4,16 kV de 5 MVA, et un appareillage de commutation
14 de 4,16 kV. Les deux transformateurs abaisseurs de tension de 25/4,16 kV de
15 5 MVA situés à l'emplacement de la centrale électrique existante doivent être
16 déplacés et réutilisés dans ce nouveau poste électrique.
- 17 • Installer deux lignes d'artères d'alimentation aériennes triphasées 4/0 de 25 KV qui
18 partent de la nouvelle centrale électrique sur des lignes de poteaux différentes, en
19 les interconnectant plus près de la ville, et qui se rendent jusqu'au nouveau poste
20 électrique dans la cour nord, du côté nord de Cambridge Bay.
- 21 • Relier les artères d'alimentation existantes de la ville à la nouvelle centrale électrique
22 et aux postes électriques comme indiqué ci-dessous :
 - 23 ○ Artère d'alimentation 1 : Sera connectée à l'appareillage de commutation de
 - 24 4,16 kV du nouveau poste électrique en utilisant environ 130 m de câbles
 - 25 souterrains
 - 26 ○ Artère d'alimentation 2 : Sera connectée à l'appareillage de commutation de
 - 27 4,16 kV dans la nouvelle centrale électrique en utilisant environ 60 m de
 - 28 câbles souterrains
 - 29 ○ Artère d'alimentation 3 : Sera connectée à l'appareillage de commutation de
 - 30 4,16 kV du nouveau poste électrique en utilisant environ 650 m de câbles
 - 31 aériens
 - 32 ○ Artère d'alimentation 4 : Sera connectée à l'appareillage de commutation de
 - 33 4,16 kV du nouveau poste électrique en utilisant environ 1300 m de câbles
 - 34 aériens
- 35 • Procéder à un changement de charge pour équilibrer les charges autour des artères
36 d'alimentation.

36 Le cout estimatif d'achèvement de ce projet est de 11,567 millions \$. Ce projet devrait être
37 achevé d'ici l'exercice financier 2029-2030.

4.0 Répercussions du projet sur les contribuables

La SEQ a analysé les répercussions du projet sur les contribuables. Il convient de noter que le projet n'aura pas d'incidence sur les tarifs avant l'approbation de la requête de majoration tarifaire générale de la SEQ suivant la mise en service du projet. La SEQ a procédé à une analyse des répercussions sur les tarifs en se fondant sur une conception tarifaire territoriale qui suppose que le projet sera terminé d'ici l'exercice financier 2029-2030.

L'analyse des répercussions sur les tarifs tient compte de l'estimation des coûts de la SEQ pour ce projet, qui s'élève à 11,567 millions de dollars.

Le tableau 4.1 présente la hausse graduelle de besoin en revenus estimée engendrée par le projet de 11,567 millions \$. L'augmentation tarifaire estimée à l'échelle du territoire est de 0,46 cent/kWh.

Tableau 4.1 Impact tarifaire estimé du projet de modernisation du réseau de distribution

Project Characteristics	
Capital Cost (\$000)	11,567
Amortization Period (year)	45
2025/26 GRA Approved Return on Ratebase	5.95%
<u>Revenue Requirement Impacts</u>	
Amortation Expense (\$000)	257
Return on Ratebase (\$000)	689
sub-total: Revenue Requirement Increase (\$000)	946
Total Revenue Requirement Impact (\$000)	946
2029/30 Forecast Sales (MWh)	204,578
Average Territorial Rate Increase (c/kWh)	0.46

Il est important de noter que cette analyse est présentée à des fins d'illustration seulement. Les répercussions sur les tarifs réels varieront selon les besoins en revenus globaux et les tarifs approuvés dans le cadre des requêtes en majoration tarifaire générale subséquentes.

5.0 Arguments en faveur de la demande

La mise en œuvre du projet proposé est d'une grande importance pour les clients de la SEQ. Le projet offrira un service stable, rentable, sûr et fiable à la communauté de Cambridge Bay et soutiendra le fonctionnement de la nouvelle centrale électrique.

L'électricité est un service essentiel au Nunavut, et la SEQ doit se préparer pour être en mesure de fournir un service d'électricité fiable.

6.0 Échéanciers du projet

Demande de permis pour un grand projet | Réseau de distribution à

Sur la base de l'expérience de la SEQ en matière d'approvisionnement, de livraison de matériaux et de délais de construction, ce projet devrait être achevé d'ici l'exercice 2029-2030.