

Le 5 février 2020

L’honorable Jeannie Ehaloak, ministre responsable de la Société d’énergie Qulliq, Assemblée législative du Nunavut

C.P. 2410 Iqaluit (Nunavut) X0A 0H0

Madame la Ministre,

OBJET : La demande de permis de projet d’immobilisations majeur concernant la construction d’une nouvelle centrale électrique à Arctic Bay, rapport du Conseil d’examen des taux des entreprises de services du Nunavut 2020-01.

Au moyen d’une lettre datée du 8 novembre 2019, la Société d’énergie Qulliq (SÉQ) a déposé, auprès de la ministre responsable de l’approbation, une demande de permis de projet d’immobilisations majeur concernant la construction d’une nouvelle centrale électrique dans la collectivité d’Arctic Bay. Dans une lettre datée du 13 novembre 2019, la ministre responsable de la SÉQ a demandé au Conseil d’examen des taux des entreprises de services (CETES) des conseils à propos de la demande de la SÉQ.

En réponse à la demande et à la requête de la ministre, vous trouverez ci-joint le rapport 2020-01 du CETES en lien avec la demande de permis pour projet majeur de la SÉQ.

Nous vous remercions de l’attention que vous porterez aux présentes.

****

Anthony Rose

Président, Conseil d’examen des taux des entreprises de services du Nunavut

C. C. : Joe Savikataaq, premier ministre et ministre responsable du CETES

William MacKay, sous-ministre, l’Exécutif et Affaires intergouvernementales

Bruno Pereira, président de la Société d’énergie Qulliq

Laurie-Anne White, directrice générale, CETES

C.P. 1000, SUCC 200, IQALUIT (NU) X0A 0H0, URRC@GOV.NU.CA www.URRC.gov.nu.ca



**Rapport à la ministre responsable de la Société d’énergie Qulliq à propos de la :**

**Demande de permis de projet d’immobilisations majeur concernant la construction d’une nouvelle centrale électrique à Arctic Bay**

**Rapport 2020-01**

**Le 5 février 2020**

# CONSEIL D’EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICES DU NUNAVUT

**MEMBRES**

Anthony Rose Président

Graham Lock Vice-président

Robbin Sinclaire Membre

Nadia Ciccone Membre

**PERSONNEL DE SOUTIEN**

Laurie-Anne White Directrice générale

Wade Vienneau Consultant

# LISTE DES ABRÉVIATIONS

|  |  |
| --- | --- |
| AAP | Agente ou agent administratif principal |
| ALG | Agent ou agente de liaison du gouvernement |
| CETES | Conseil d’examen des taux des entreprises de services du Nunavut |
| DPP | Division des produits pétroliers |
| DPPM | Demande de permis pour projet majeur |
| FEA | Fonds pour l’énergie dans l’Arctique |
| GN | Gouvernement du Nunavut |
| kW | Kilowatt |
| kWh | Kilowattheure |
| PGI | Puissance garantie installée |
| PGR | Puissance garantie requise |
| PI | Puissance installée |
| RMTG | Requête de majoration tarifaire générale |
| SAIDI | Indice de durée moyenne des interruptions de service touchant le réseau |
| SAIFI | Indice de fréquence moyenne des interruptions de service touchant le réseau |
| SÉQ | Société d’énergie Qulliq |

**TABLE DES MATIÈRES**

[1.0 CONTEXTE 1](#_Toc84252925)

[2.0 DÉTAILS DE LA REQUÊTE 3](#_Toc84252926)

[3.0 PROCESSUS 6](#_Toc84252927)

[3.1 DEMANDE PEU IMPORTANTE OU IMPORTANTE 6](#_Toc84252928)

[3.2 PROCESSUS DE CONSULTATION DU PUBLIC 6](#_Toc84252929)

[4.0 EXAMEN DE LA DEMANDE 7](#_Toc84252930)

[4.1 BESOIN DU PROJET 7](#_Toc84252931)

[4.2 AUTRES OPTIONS POUR RÉPONDRE AU BESOIN 8](#_Toc84252932)

[5.0 RECOMMANDATION DU CETES 13](#_Toc84252933)

1. CONTEXTE
	* 1. La Société d’énergie Qulliq (SÉQ), à titre d’entreprise de service désignée, est tenue, conformément au paragraphe 18.1 de la *Loi sur la Société d’énergie Qulliq* (la « Loi SÉQ ») de demander l’approbation du ministre responsable avant d’entreprendre un projet d’immobilisation majeur. À cet effet, ce paragraphe de la Loi SÉQ comporte les éléments suivants :

Définition

* + 1. Pour l’application du présent article, « projet d’immobilisations majeur » s’entend d’un projet d’immobilisations dont le coût total s’élève à plus de 5 000 000 $.

Projet d’immobilisations majeur

* + 1. La Société ne peut entreprendre ni permettre à l’une de ses filiales d’entreprendre un projet d’immobilisations majeur, à moins d’avoir préalablement demandé au ministre de prendre un arrêté lui en accordant l’autorisation.

Demande d’avis

* + 1. Avant de rendre sa décision relativement à la demande d’autorisation visée au paragraphe (2), le ministre peut demander l’avis du Conseil d’examen des taux des entreprises de services, constitué sous le régime de la *Loi sur le conseil d’examen des taux des entreprises de service*.

Remise de renseignements

* + 1. La Société fournit au ministre et au Conseil d’examen des taux des entreprises de services les renseignements nécessaires pour permettre au ministre de décider si l’autorisation devrait être accordée ou non.

Pouvoirs du ministre

* + 1. Le ministre peut :
1. soit accorder l’autorisation d’entreprendre le projet d’immobilisations majeur, avec ou sans condition;
2. soit la refuser.

Arrêté

* + 1. L’autorisation accordée par le ministre aux termes de l’alinéa 5(a) est donnée sous forme d’arrêté.
		2. Le paragraphe 7(e) de la *Loi sur le conseil d’examen des taux des entreprises de service* stipule que le CETES doit, entre autres, fournir des conseils au ministre responsable de la Société d’énergie Qulliq concernant les demandes d’autorisation de projets d’immobilisations majeurs en vertu du paragraphe 18.1 de la *Loi sur la Société d’énergie Qulliq*.
		3. Le 8 novembre 2019, la SÉQ a demandé au ministre d’approuver un permis de projet d’immobilisations majeur concernant une nouvelle centrale électrique dans la collectivité d’Arctic Bay (la demande). Le 13 novembre 2019, le ministre a demandé les conseils du CETES à propos de la demande de la SÉQ. Le présent rapport fait état des résultats de l’examen de ce dossier effectué par le CETES.
1. DÉTAILS DE LA REQUÊTE
	* 1. La SÉQ proposait la construction d’une nouvelle centrale électrique dans la collectivité d’Arctic Bay afin de remplacer la centrale actuelle. Le projet débuterait lors du troisième trimestre de 2019-2020 pour être complété en 2021-2022. Arctic Bay est l’une des collectivités les plus au nord du territoire servi par la SÉQ, située sur la péninsule Borden de l’île de Baffin, en Extrême Arctique. La SÉQ assure un service d’électricité aux résidents du hameau d’Arctic Bay (le hameau) et un nombre de charges électriques plus importantes, y compris le bureau du hameau, le centre communautaire, l’école, le centre de santé, le magasin Northern Store et la coopérative Arctic Co-op.
		2. La SÉQ a indiqué que ce projet a été retenu pour recevoir un financement du programme du Fonds pour l’énergie dans l’Arctique (FEA) jusqu’à concurrence de 75 % des dépenses admissibles. Le coût préliminaire total estimé du projet est de 32,357 millions de dollars, y compris 1 million de dollars en dépenses non admissibles. D’après les prévisions de la SÉQ, la cotisation du FEA serait de 23,518 millions de dollars et les 8,839 millions de dollars restants proviendraient de la SÉQ.
		3. La SÉQ a précisé que la centrale actuelle, construite en 1974, est dotée d’une puissance installée (PI) de 1 100 kW et d’une puissance garantie installée (PGI) de 620 kW. La SÉQ a indiqué que la centrale avait dépassé sa durée de vie théorique de 40 ans, présentait des lacunes d’ordre technique et d’ingénierie et était en mauvais état. Voici les énoncés de la SÉQ :
			1. Infrastructure vieillissante – l’installation a 45 ans. L’immeuble et l’équipement auxiliaire sont âgés et ont commencé à se détériorer.
			2. Remplacement du groupe électrogène – le groupe électrogène G1 approche la limite de sa mise hors d’usage.
			3. 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 arcs électriques 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.
			4. Exigences environnementales – la centrale actuelle est munie d’un réservoir de diesel à paroi simple, ce qui n’est pas conforme aux codes actuels. En outre, le réservoir est situé dans une berme qui requiert une décantation tous les ans et qui est sujette à la dégradation causée par l’eau de fonte.
		4. La SÉQ décrit Arctic Bay comme une localité en croissance où la demande en électricité augmente. La demande maximale au cours de 2017-2018 était de 678 kW et on prévoyait qu’elle dépasse 700 kW en 2019. La SÉQ a précisé que la centrale actuelle ne respecte pas son critère en matière de puissance garantie requise (PGR), soit l’équivalent de la demande maximale plus 10 %. La SÉQ prévoyait que le déficit actuel de PGR d’environ 20 % s’élèverait à environ 40 % d’ici 2027.
		5. La SÉQ a conclu que la hausse prévue de la demande en électricité dans la collectivité et les lacunes de la centrale actuelle exposent la localité à un grand risque que la SÉQ ne soit pas en mesure de lui fournir un approvisionnement en électricité sécuritaire et fiable.
		6. La SÉQ a présenté deux options de projet dans le cadre de la demande. Cependant, l’option de mettre à niveau et de remplacer les principaux composants et systèmes de la centrale actuelle n’était pas considérée viable. La SÉQ a indiqué que la mise à niveau et le remplacement n’étaient pas faisables du point de vue technique en raison des facteurs suivants :
			1. la centrale s’est détériorée à un point tel que la mise à niveau n’est plus possible;
			2. la superficie au sol de la centrale existante est trop petite pour recevoir les nouveaux groupes électrogènes;
			3. le site actuel ne peut pas accueillir l’installation de génératrices temporaires;
			4. la superficie du site actuel n’est pas assez grande pour héberger un agrandissement de la centrale.
		7. La SÉQ a indiqué que la deuxième option impliquerait la construction d’une nouvelle centrale à un emplacement à l’extérieur de la collectivité. Il s’agirait d’une centrale d’une durée de vie prévue de 40 ans, dotée de quatre moteurs, d’une PI de 1 680 kW et d’une PGI de 1 200 kW pour une fiabilité, une efficacité, une exploitation et une sécurité améliorées. La nouvelle centrale comprendrait aussi deux réservoirs de carburant horizontaux à paroi double de 90 000 litres pour le stockage de carburant, des installations de pompage, une plateforme en béton pour le stockage des transformateurs, des râteliers à poteaux, des bermes pour l’huile usée et environ 1,2 km de lignes de distribution.
		8. La SÉQ a aussi indiqué que la nouvelle centrale produirait moins de bruit et de pollution de l’air et aurait la capacité d’intégrer des sources d’énergie renouvelable.
		9. La SÉQ a précisé que la nouvelle centrale répondrait aux projections relatives à la charge de pointe d’Arctic Bay pendant 40 ans.
2. PROCESSUS
	1. DEMANDE PEU IMPORTANTE OU IMPORTANTE
		1. En vertu de la Loi sur le CETES, il est entendu qu’à l’entière discrétion du CETES, le CETES déterminera si une demande est importante ou peu importante aux fins du délai de traitement de la demande : une demande peu importante est assujettie à un délai maximal de 90 jours avant le dépôt du rapport du CETES au ministre responsable, tandis qu’une demande importante est assujettie à un délai maximal de 150 jours. Le CETES a tenu compte du degré d’investissement considérable proposé dans la demande (y compris que la majeure partie de ce financement proviendrait du FEA, ce qui réduirait l’investissement requis de la SÉQ) et le besoin en demandes d’information et en réponse à celles-ci. Par conséquent, le CETES a choisi de traiter la demande comme une demande peu importante.
	2. PROCESSUS DE CONSULTATION DU PUBLIC
		1. Au cours de la période précédant l’échéance pour les commentaires écrits, le CETES a signifié la demande par l’entremise d’un feuillet distribué à toutes les adresses postales d’Arctic Bay, les médias sociaux, des agents de liaison du gouvernement (ALG) de chaque collectivité et d’une lettre à chaque membre de l’Assemblée législative du Nunavut, au maire, aux agents administratifs principaux (AAP), de même qu’aux adjoints des AAP dans l’ensemble du Nunavut.
		2. Le CETES a également donné au public l’occasion de présenter des commentaires écrits au sujet de la demande de permis de projet d’immobilisations majeur avant l’échéance du 20 décembre 2019. Aucune soumission écrite en lien avec la requête n’a été reçue du public ou de toute autre partie avant cette date.
		3. Le 20 décembre 2019, la SÉQ a répondu à un cycle de demandes d’information de la part du CETES.
3. EXAMEN DE LA DEMANDE
	1. BESOIN DU PROJET
		1. Le CETES a pris note du besoin indiqué de répondre aux préoccupations quant à la puissance, la fiabilité, l’environnement et la sécurité en lien avec la centrale actuelle. Par l’entremise de demandes d’information, le CETES a exploré plus en profondeur le besoin de puissance additionnelle et les lacunes de la centrale actuelle. Les réponses de la SÉQ ont clarifié plusieurs facettes relatives au besoin de la demande qui intéressaient le CETES.
		2. La SÉQ a précisé dans la demande que la puissance de la nouvelle centrale proposée répondrait aux projections relatives à la charge de pointe d’Arctic Bay pendant 40 ans. En réponse à la demande d’information CETES-SÉQ-2, la SÉQ a fourni les projections de population et de charge de pointe auxquelles elle souhaite répondre. Le CETES accepte que la centrale actuelle ne respecte pas le critère de PGR de la SÉQ et que cette insuffisance serait de l’ordre de 40 % d’ici 2027. En outre, on prévoit une croissance de la demande maximale bien au-delà de la puissance installée de la centrale électrique actuelle bien avant la période de 40 ans.
		3. Dans la demande, la SÉQ a indiqué un certain nombre de lacunes de la centrale actuelle. En réponse à la demande d’information CETES-SÉQ-1, la SÉQ a fourni des renseignements additionnels sur l’état de la centrale, y compris les groupes électrogènes, les installations, les réservoirs de carburant et les infrastructures connexes. Le CETES prend note que :
			1. le groupe électrogène G1 a été installé en 1995 et s’approche des 100 000 heures de fonctionnement;
			2. le groupe électrogène G2 a été installé en 1995, mais a fait l’objet de réparations considérables depuis 2015. La SÉQ a indiqué que, malgré le nombre bas d’heures de fonctionnement depuis la remise en état, l’unité n’est pas fiable;
			3. le groupe électrogène G3 a été installé en 2018, mais a fait l’objet de réparations considérables en 2019. Ce type d’unité n’est plus fabriquée depuis environ 10 ans;
			4. le réservoir de carburant et la berme ont 27 ans et s’approchent de la fin de vie utile de 30 à 40 ans;
			5. le bâtiment est détérioré et les fondations s’affaissent;
			6. le système d’alimentation en carburant est vieux et s’approche de sa fin de vie utile;
			7. la centrale actuelle ne peut pas accueillir l’intégration d’énergie renouvelable en raison du manque d’espace et d’un appareillage de commutation inadéquat;
			8. en 2019, les statistiques de fiabilité pour la centrale électrique étaient de 0,25 heure pour le SAIDI[[1]](#footnote-1) et de 3,59 pour le SAIFI[[2]](#footnote-2).
		4. Le CETES accepte que l’état de la centrale électrique actuelle, y compris les trois groupes électrogènes et les infrastructures connexes, s’approchent de la fin de leur vie utile.
		5. Compte tenu de ce qui précède, le CETES estime que le remplacement de la centrale actuelle par une nouvelle centrale plus grande est nécessaire. Le CETES est d’accord avec la SÉQ que de ne rien faire n’est pas une option. Les groupes électrogènes, les réservoirs de carburant et l’emplacement de la centrale actuelle, de même que les bâtiments et les infrastructures connexes ne semblent pas pouvoir continuer d’assurer un service fiable et sécuritaire à Arctic Bay.
	2. AUTRES OPTIONS POUR RÉPONDRE AU BESOIN
		1. Tel qu’il est indiqué ci-dessus, la SÉQ a présenté deux options de projet dans le cadre de la demande. Cependant, l’option de mettre à niveau et de remplacer les principaux composants et systèmes de la centrale actuelle n’était pas considérée viable. La SÉQ a indiqué que la mise à niveau et le remplacement n’étaient pas faisables du point de vue technique en raison des facteurs précisés ci-dessus, principalement l’âge et le degré de détérioration de l’équipement et de la petite empreinte de l’emplacement de la centrale. Le CETES convient que la mise à niveau et le remplacement à l’emplacement de la centrale actuelle ne constituent pas une approche prudente.
		2. Le CETES souligne que la SÉQ n’a présenté qu’une autre option viable dans la demande. Par l’entremise des demandes d’information CETES-SÉQ-3 à CETES‑SÉQ‑7, le CETES a exploré plus en détail cette option et les motifs donnés par la SÉQ pour la présentation d’une seule autre option viable.
		3. Le CETES a demandé des renseignements additionnels sur la possibilité de réaffecter une partie de l’équipement actuel à la nouvelle centrale ou de conserver le groupe électrogène 2 ou 3 de la centrale actuelle à titre d’unité secondaire ou de secours. Le CETES comprenait que les unités ne pouvaient pas être mises hors service avant l’achèvement de la nouvelle centrale, mais estimait que leur état écartait l’option de poursuivre leur usage à plus long terme, sauf pour le rôle à court terme d’unité de secours décrit dans la réponse à la demande CETES-SÉQ-5 (d).
		4. Le CETES a également demandé de l’information sur la possibilité d’introduire progressivement la nouvelle puissance. La SÉQ a formulé ses préoccupations quant à la fiabilité et au coût et l’admissibilité au financement du programme du Fonds pour l’énergie dans l’Arctique. Le CETES accepte que ces préoccupations puissent annuler les avantages potentiels de la mise en œuvre du projet par étape.
		5. Le CETES prend note que l’option privilégiée par la SÉQ impliquerait la construction d’une nouvelle centrale à un emplacement à l’extérieur de la collectivité. Comme indiqué ci-dessus, il s’agirait d’une centrale d’une durée de vie prévue de 40 ans, dotée de quatre moteurs, d’une PI de 1 680 kW et d’une PGI de 1 200 kW pour une fiabilité, une efficacité, une exploitation et une sécurité améliorées. La nouvelle centrale comprendrait aussi deux réservoirs de carburant horizontaux à paroi double de 90 000 litres pour le stockage de carburant, des installations de pompage, une plateforme en béton pour le stockage des transformateurs, des râteliers à poteaux, des bermes pour l’huile usée et environ 1,2 km de lignes de distribution.
		6. Le CETES prend note que la puissance garantie installée de 1 200 kW dépassera la charge de pointe prévue jusqu’à vers 2056 (d’après la réponse reçue à la demande CETES-SÉQ-2 (c)) et que la PGI dépassera la PGR jusque quelque part entre 2046 et 2051. Étant donné qu’Arctic Bay est une collectivité croissante et que la centrale sera construite pour une utilisation à long terme, le CETES convient que la puissance de la centrale proposée est raisonnable.
		7. Le CETES accepte que la conception à quatre moteurs assure une flexibilité additionnelle en matière de fonctionnement et entretien par rapport au modèle à trois moteurs. Toutefois, l’analyse coût-bénéfice d’autres options de conception n’a pas été soumise à l’examen du CETES.
		8. Le CETES souligne que l’emplacement proposé a été discuté avec des fonctionnaires du hameau qui ont approuvé la résolution de permettre à la SÉQ de construire la centrale à l’emplacement proposé, soit près du parc de stockage de carburant de la DPP. Le CETES prend aussi note des diverses études et approbations déjà en main, y compris un bail d’une durée de 50 ans. Le CETES était préoccupé initialement par le risque supplémentaire associé à la ligne de distribution de 1,2 kilomètre qui relierait la centrale et le hameau, mais était satisfait qu’il y aura deux lignes de distribution (une clarification indiquée dans la réponse à la demande CETES-SÉQ-5).
		9. Le CETES prend note qu’il y a une grande amélioration en ce qui a trait aux effets environnementaux de la centrale proposée par rapport à l’emplacement de la centrale actuelle au sein du hameau et qu’il faut féliciter la SÉQ à cet effet. Un meilleur rendement énergétique et l’installation d’épurateurs devraient améliorer nettement les émissions atmosphériques. Le CETES souhaite toujours savoir si un système unique/commun d’épurateurs constitue une option viable par rapport à l’installation d’un épurateur distinct pour chaque groupe électrogène. De la même façon, il devrait y avoir une grande amélioration sur le plan des émissions sonores. Toutefois, le CETES souhaite savoir si l’acquisition de silencieux de qualité hospitalière représente un coût additionnel important ou si ce coût pourrait être réduit (tout en maintenant un niveau de bruit acceptable). En ce qui concerne le stockage et la manutention de carburant, le CETES convient que l’emplacement de la nouvelle centrale devrait être de loin supérieur à celui de la centrale actuelle.
		10. Le CETES souligne que la SÉQ a prévu l’intégration potentielle de la production d’énergie renouvelable à la centrale. Le CETES félicite la SÉQ d’avoir prévu cette flexibilité à sa proposition et demande s’il serait judicieux d’inclure une flexibilité additionnelle compte tenu du coût minimal de 20 000 $ (tel qu’il est indiqué dans la réponse à la demande d’information CETES-SÉQ-4).
		11. Le CETES prend note que la SÉQ a fourni de l’information sur les effets de la centrale proposée sur ses prévisions en matière de dépenses en immobilisations, ses exigences de fonds de roulement et ses tarifs. Le CETES convient que la hausse prévue des tarifs par localité est élevée, mais examinera cette question de plus près dans le cadre de la prochaine RMTG. De la même façon, les prévisions en matière de dépenses en immobilisations et les exigences de fonds de roulement semblent être raisonnables, tant avant et après l’obtention du financement du programme Fonds pour l’énergie dans l’Arctique. Par contre, en raison de la taille du projet, le CETES exprime une inquiétude dans le cas où le financement fédéral ne serait pas assuré comme il est décrit dans la demande et les réponses aux demandes d’information. Le CETES est aussi intéressé par la compétitivité du processus d’appel d’offres et la probabilité que la SÉQ reçoive des propositions raisonnables. La réponse à la demande d’information CETES-SÉQ-6 reflète l’écart considérable entre le coût prévu et le coût réel de nouvelles centrales électriques.
		12. Le CETES souligne que la SÉQ prévoit compléter la construction de la nouvelle centrale au cours de l’exercice 2021-2022. Le CETES convient que, même si elle est ambitieuse, cette date cible est souhaitable d’après le besoin, tel qu’il est discuté ci-dessus dans le présent rapport.
		13. Le CETES prend note que la SÉQ prévoit mettre hors service certaines parties du site actuel et entreprendre leur nettoyage peu après la fin des activités (peut-être un an après l’achèvement de la construction de la nouvelle centrale). Le CETES souhaiterait recevoir des mises à jour sur la progression de ces travaux et sur la réaffectation ou l’utilisation de tout équipement ou bâtiment utile.
		14. Le CETES convient que l’option privilégiée par la SÉQ est raisonnable d’après l’information et les hypothèses fournies dans la demande.
		15. À la lumière de ce qui précède, le CETES recommande que la SÉQ soit autorisée à aller de l’avant avec le projet soumis. Le CETES recommande que la SÉQ tienne compte, entre autres, des facteurs suivants :
* mettre en place de contrôles adéquats en matière de finances et de gestion de projet afin d’optimiser et de minimiser le coût de la nouvelle centrale et de veiller à ce que les échéanciers du projet soient respectés;
* s’assurer que l’équipement (c.-à-d. les silencieux de qualité hospitalière comparativement à une autre option) utilisé pour traiter les émissions sonores soit efficace économiquement pour l’emplacement proposé;
* s’assurer que l’équipement (c.-à-d. les épurateurs individuels comparativement à un épurateur commun) utilisé pour traiter les émissions atmosphériques soit efficace économiquement;
* fournir, dans le cadre de la prochaine RMTG, de l’information au CETES à propos du coût et du progrès du nettoyage de la centrale actuelle, y compris des plans plus détaillés sur la réaffectation ou la réutilisation de l’équipement et de bâtiments;
* si la SÉQ n’obtient pas de financement du programme Fonds pour l’énergie dans l’Arctique tel qu’il est indiqué dans la demande et les réponses aux demandes d’information, la ministre doit ordonner à la Société de préparer et de soumettre une nouvelle DPPM à des fins d’approbation puisque la perte de ce financement pourrait amener le CETES à reconsidérer s’il s’agit toujours d’une demande peu importante;
* la SÉQ doit examiner les options possibles une fois les propositions reçues dans le but de revoir le projet si le coût des propositions varie de façon considérable de l’estimation initiale de 32,357 millions de dollars et informer le CETES de ses conclusions. Le CETES estime qu’un écart supérieur à 25 % par rapport à l’estimation initiale est une variance considérable.

1. RECOMMANDATION DU CETES
	* 1. Après l’examen des questions soulevées ci-dessus, le CETES formule la recommandation suivante :
* que l’approbation du permis de projet d’immobilisation majeur pour la construction d’une nouvelle centrale électrique à Arctic Bay, tel que décrit dans la demande et aux réponses à la demande d’information, soit approuvée;
* que si les coûts prévus après les appels d’offres dépassent de plus de 25 pour cent les coûts proposés de 32,357 millions de dollars, que la SÉQ soit tenue de préparer et de soumettre une nouvelle demande de permis pour projet majeur au ministre responsable de la SÉQ;
* que la prudence du coût réel du projet soit évaluée au moment où l’intégration du projet au tarif de base est proposée.
	+ 1. Le présent rapport ne porte d’aucune manière atteinte à la capacité du CETES d’examiner d’autres questions ayant trait à la SÉQ.

# AU NOM DU

**CONSEIL D’EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICES DU NUNAVUT**

****

**DATE : le 5 février 2020**

**Anthony Rose**

**Président, Conseil d’examen des taux des entreprises de services**

1. SAIDI (indice de durée moyenne des interruptions de service touchant le réseau) – la durée moyenne de panne pour chaque client desservi (normalement mesuré en minutes ou en heures tout au long de l’année). [↑](#footnote-ref-1)
2. SAIFI (indice de fréquence moyenne des interruptions de service touchant le réseau) – le nombre moyen d’interruptions dont un client fait l’expérience (normalement mesurée sous forme d’unités d’interruptions par client tout au long d’une année). [↑](#footnote-ref-2)