
R - 4091 - 2019

DEMANDE RELATIVE À LA CONVERSION DU
RÉSEAU AUTONOME D'INUKJUAQ À L'ÉNERGIE
RENOUVELABLE

MÉMOIRE DE L'AHQ-ARQ

Préparé par : Marcel Paul Raymond

9 octobre 2019

Table des matières

1. Introduction.....	3
2. Analyse économique du Projet	5
2.1. Investissements pour la centrale thermique	8
2.2. Charges de carburant.....	9
2.3. Revenus additionnels du scénario Projet Innavik.....	12
3. Modalités du contrat d’approvisionnement.....	18
4. Conclusions et recommandations	20

1. Introduction

Le 28 juin 2019, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») dépose à la Régie de l'énergie (la « Régie »), en vertu des articles 31 al. 1 (1°), 48, 49, 52.1 et 74.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la « Loi »), une demande relative à la conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable.

Ce projet de conversion (le « Projet ») se décline principalement en trois composantes : l'aménagement d'une centrale hydroélectrique, la conversion des systèmes de chauffage résidentiels et une reconfiguration des principales composantes du réseau, soit une centrale thermique de réserve, le réseau de distribution et un système de télécommande et de télécommunication.

La Demande vise l'approbation d'un contrat d'approvisionnement entre le Distributeur et Innalik Hydro S.E.C. (le « Fournisseur ») pour l'achat de l'énergie produite par une nouvelle centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 7,25 MW, située sur la rivière Inukjuak (le « Contrat »).

Le Distributeur résume ainsi les avantages du Contrat¹ :

« Le Contrat permettra au Distributeur d'approvisionner le réseau autonome d'Inukjuak en énergie renouvelable pour les besoins de base et pour une partie significative des besoins de chauffage résidentiel de l'eau et des espaces. Le Contrat entraînera une réduction considérable des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») à Inukjuak et permettra au Distributeur de réduire substantiellement ses coûts d'exploitation. »

La demande vise également l'approbation d'un tarif pour la clientèle domestique biénergie d'Inukjuak et la stratégie tarifaire qui y est associée.

¹ B-0004, page 5, lignes 12 à 16.

Enfin, la demande vise à modifier l’article 9.7.5 des Conditions de service afin que celui-ci cesse de s’appliquer aux clients domestiques admissibles au Tarif domestique biénergie – Réseau d’Inukjuak.

Dans un premier temps, ce mémoire évaluera l’analyse économique déposée par le Distributeur et sa robustesse en fonction des hypothèses et incertitudes sous-jacentes qui pourraient affecter la justification du Projet.

Par la suite, l’AHQ-ARQ fournira des recommandations sur des amendements mineurs à apporter au Contrat afin de corriger certaines imprécisions.

Enfin, bien que l’AHQ-ARQ comprend la nécessité des modifications aux tarifs et conditions proposées par le Distributeur afin d’intégrer le Projet, son examen détaillé dans le présent mémoire ne couvrira pas cet aspect et se concentrera sur les autres éléments mentionnés plus haut.

Les recommandations du présent mémoire de l’AHQ-ARQ sont basées sur l’information disponible à ce jour. Si de l’information additionnelle devenait disponible, l’AHQ-ARQ se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d’en faire de nouvelles.

2. Analyse économique du Projet

Le Distributeur indique que l'analyse économique du Projet qu'il a préparée permet de générer un gain de 60 M\$ actualisés sur la période 2019-2062, soit une diminution des coûts actualisés de 23 % par rapport au scénario du statu quo².

Un résultat sommaire de l'analyse économique apparaît au tableau suivant fourni par le Distributeur³ :

**TABLEAU 2 :
RÉSULTAT DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE⁹**

M\$ act. 2019	Statu quo	Projet Innavik	Écart	
Investissements	42	48		
Centrale diesel actuelle	2	1		
Nouvelle centrale diesel	37	28		
Réseau de distribution	3	14		
Télécom	-	5		
Charges	220	221		
Centrale diesel actuelle	8	7		
Nouvelle centrale diesel	10	5		
Télécom	-	3		
Exploitation	7	5		
Diesel	195	36		
Électricité (Contrat)	-	164		
SOUS-TOTAL	262	269		
Revenus additionnels	-	-67		
TOTAL	262	202	-60	-23%

On peut constater de ce tableau que les investissements et les charges des deux scénarios ne sont pas très éloignés et que ce sont les revenus additionnels de

² B-0004, page 16.

³ B-0004, page 17, tableau 2.

67 M\$ actualisés (2019) associés à la conversion des habitations au chauffage électrique qui font la différence en faveur du Projet.

Dans sa demande d’intervention, l’AHQ-ARQ recommandait à la Régie de demander au Distributeur de déposer une analyse économique détaillée comme ce dernier l’a fait dans d’autres dossiers⁴. Une telle analyse détaillée a été déposée par le Distributeur en réponse à une demande de renseignements de la Régie⁵ dont l’extrait suivant :

⁴ C-AHQ-ARQ-0002, page 3, paragraphe 17.

⁵ B-0019, pages 29 à 34, réponse 6.7; et B-0020 (chiffrier Excel).

**TABLEAU R-6.7 :
EXTRAIT DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE DU PROJET INNAVIK**

k\$	VAN 2019	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Statu quo	261 856								
Investissements	41 978								
Centrale actuelle - maintenance	1 707	174	512	0	1 229	0	0	0	0
- interventions majeures	357	0	0	0	0	0	467	0	0
	2 064								
Nouvelle centrale - maintenance	4 500	0	0	0	0	0	0	0	0
- interventions majeures	37 691	0	474	2 418	4 709	14 410	23 796	0	0
	42 191								
Réseau de distribution - Poste de transformation	2 235	0	0	0	0	0	0	0	0
- Réseau à 25 kV	1 982	0	0	0	0	0	0	0	0
	4 217								
Valeurs résiduelles - Nouvelle centrale	-5 069								
- Réseau de distribution	-1 424								
Charges	219 877								
Centrale actuelle - maintenance	4 925	845	867	884	904	925	1 236	0	0
- interventions majeures	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- démantèlement	2 590	0	0	0	0	0	0	3 569	0
	7 515								
Nouvelle centrale - maintenance	10 220	0	0	0	0	0	0	545	556
- Interventions majeures	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10 220								
Exploitation	6 827	293	299	305	311	317	323	330	336
Carburant (incluant PUEÉ)	195 316	4 535	4 942	5 259	5 458	5 833	6 307	6 733	7 134
Projet Innalik	202 051								
Investissements	47 744								
Centrale actuelle - maintenance	666	368	315	0	0	0	0	0	0
- Interventions majeures	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	666								
Nouvelle centrale - maintenance	3 961	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interventions majeures	27 481	349	701	1 099	3 532	10 842	17 917	0	0
	31 442								
Réseau de distribution - Poste d'interconnexion	9 737	317	1 078	2 968	6 728	0	0	0	0
- Réseau à 25 kV	4 364	0	0	2 199	2 803	0	0	0	0
	14 101								
Télécommunications	5 003	0	0	2 831	2 887	0	0	0	0
Valeurs résiduelles - Nouvelle centrale	-3 468								
- Réseau de distribution	0								
Charges	221 191								
Centrale actuelle - maintenance	4 699	845	867	884	904	924	943	0	0
- interventions majeures	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- démantèlement	2 590	0	0	0	0	0	0	3 569	0
	7 289								
Nouvelle centrale - maintenance	5 468	0	0	0	0	0	0	346	353
- Interventions majeures	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5 468								
Intégration	794	211	108	110	449	0	0	0	0
Exploitation	4 222	293	299	305	311	317	323	165	168
Carburant (incluant PUEÉ)	36 398	4 535	4 942	5 259	4 893	1 306	1 390	717	752
Électricité	164 033	0	0	0	912	11 223	11 267	11 313	11 359
Télécommunications	2 987	0	0	0	26	115	118	124	131
Revenus additionnels	-66 884	0	0	0	-279	-3 150	-3 608	-3 680	-3 806

Comme l'a exposé l'AHQ-ARQ dans sa demande d'intervention⁶, le Projet comporte un certain nombre de risques et d'incertitudes dont les plus importants

⁶ C-AHQ-ARQ-0002, page 4, paragraphes 18 et 19.

sont examinés ici-bas, suite aux réponses obtenues aux demandes de renseignements.

2.1. Investissements pour la centrale thermique

Plusieurs incertitudes persistent sur les investissements des deux scénarios analysés :

- L'absence de démonstration de la pertinence de la construction d'une centrale thermique de réserve versus la possibilité de convertir la centrale actuelle en centrale de réserve⁷;
- Le manque d'informations sur les caractéristiques et coûts de la nouvelle centrale diesel du scénario Statu quo⁸;
- Le manque d'information sur les caractéristiques et coûts de la nouvelle centrale diesel du scénario Projet Innavik⁹;
- Des incertitudes moins importantes sur les investissements dans le réseau de distribution des deux scénarios et sur les investissements en télécommunications du scénario Projet Innavik pour la permutation des charges biénergie¹⁰.

Le Distributeur indique que l'utilisation de coûts paramétriques pour les centrales thermiques peut présenter une incertitude de plus ou moins 50 %¹¹ :

« Un coût paramétrique présente une incertitude de plus ou moins 50 %. Cette incertitude s'applique autant sur le coût de la centrale thermique de réserve dans le scénario Projet Innavik que sur le coût de la nouvelle centrale dans le scénario Statu quo. Ainsi, si le coût

⁷ B-0024, page 10, réponses 2.9 à 2.11.

⁸ B-0019, page 27, réponse 6.2.

⁹ B-0019, pages 28 et 29, réponses 6.4 et 6.5.

¹⁰ B-0019, page 31, lignes 7 à 14.

¹¹ B-0023, page 7, réponse 3.2.

de la centrale de réserve s'avérerait 50 % plus élevé que l'estimation paramétrique, le coût de la nouvelle centrale dans le scénario Statu quo serait plus élevé dans les mêmes proportions. » (Nous soulignons)

Même en ignorant la corrélation entre les coûts exprimée dans la citation précédente et en supposant un cas extrême où l'ensemble des investissements (tableau R-6.7 ci-dessus) du scénario Statu quo était réduit de 50 % ($42 \text{ M\$} \times 50 \% = 21 \text{ M\$}$ actualisés (2019)) et où l'ensemble des investissements du scénario Projet Innavik était augmenté de 50 % ($48 \text{ M\$} \times 150 \% = 72 \text{ M\$}$ actualisés (2019)), la différence de coût serait de 51 M\$ actualisés (2019), **ce qui demeure inférieur à la marge de 60 M\$ actualisés (2019) en faveur du Projet.**

2.2. Charges de carburant

L'analyse économique prévoit une valeur actualisée (2019) de 195 M\$ pour le carburant de la centrale thermique du scénario Statu quo et de 36 M\$ pour le scénario Projet Innavik.

Ces valeurs sont basées à la fois sur la base de la prévision de l'évolution du prix du diesel et des volumes prévus.

Le Distributeur assume le risque de l'évolution du prix du diesel pour l'alimentation de la centrale thermique. Celui-ci a procédé à des études de sensibilité sur la prévision des prix du diesel¹² :

« La prévision des prix du diesel à la centrale a un impact significatif sur la rentabilité d'un projet lié à la production thermique. Dans le scénario de référence, le taux de croissance annuel moyen du prix du diesel à la centrale est de 3,4 % sur la période 2019 à 2062. Cette

¹² B-0019, pages 34 à 36, réponse 6.8.

croissance est principalement attribuable à l’augmentation prévue du prix du WTI (prévision du U.S. Energy Information Administration) ainsi qu’aux coûts des droits d’émission des gaz à effet de serre (SPEDE). En supposant une réduction de ce taux de 25 % (soit de 3,4 % à 2,5 %), dans un scénario pessimiste, le scénario Projet Innavik demeure rentable, avec un gain économique de 32 M\$ actualisés (2019) pour le Distributeur, comme présenté au tableau R-6.8-A.

[...]

À l’inverse, en supposant une augmentation du taux de croissance annuel du prix du diesel à la centrale de 25 % (soit de 3,4 % à 4,2 %), le gain économique pour le Distributeur s’accroît pour atteindre 94 M\$ actualisés (2019), comme présenté au tableau R-6.8-B. »

Le Distributeur ajoute que le Projet demeure économiquement avantageux par rapport au statu quo tant que le taux de croissance annuel moyen du prix du diesel est supérieur à 1,3 % (versus la valeur prévue de 3,4 %) ¹³.

Avec les études de sensibilité fournies par le Distributeur, l’AHQ-ARQ considère que l’analyse économique est suffisamment robuste en fonction de l’incertitude sur la prévision de l’évolution des prix du diesel pour l’alimentation de la centrale thermique.

En ce qui a trait aux volumes prévus d’utilisation de la centrale thermique dans le scénario Statu quo, ceux-ci dépendent essentiellement de la demande d’électricité. **Pour que l’analyse économique devienne favorable au scénario Statu quo (en supposant que les volumes prévus du scénario Projet**

¹³ B-0028, pages 4 et 5, réponse 1.2.2.

Innavik demeurent les mêmes), il faudrait que les volumes prévus d'utilisation de la centrale thermique dans le scénario Statu quo soient réduits de 60 M\$ / 195 M\$ actualisés (2019), soit de 31 % ce qui, de l'avis de l'AHQ-ARQ est un risque tout à fait acceptable.

Dans le cas du scénario Projet Innavik, le Distributeur indique que¹⁴ :

« Les volumes prévus correspondent à une utilisation d'environ un mois par année, à l'exception des deux premières années suivant la mise en service de la centrale hydroélectrique, où la durée d'utilisation est de deux mois, pour le rodage de la centrale du Fournisseur. Cette utilisation vise à s'assurer de maintenir en bon état de fonctionnement la centrale diesel de réserve et à remplacer la production de la centrale hydroélectrique lorsque celle-ci est en arrêt planifié ou forcé.

Les volumes de diesel tiennent également compte des quelques heures en fin de période d'analyse où la capacité de la centrale hydroélectrique (courbe horaire de puissance contractuelle) est inférieure au total de la charge des besoins de base de l'ensemble des clients et de chauffage de l'eau des clients résidentiels. Dans un tel scénario, la centrale thermique de réserve devrait fonctionner simultanément avec la centrale hydroélectrique (comme mentionné en note de bas de la page 8 à la pièce HQD-1, document 1 [B-0004]). Voir également la réponse à la question 7.7. » (Nous soulignons)

L'AHQ-ARQ est d'avis que cette prévision d'utilisation de la centrale thermique est discutable étant donné que le Distributeur ne connaît pas les hypothèses sur les entretiens planifiés et les taux d'arrêts forcés des groupes turbines-

¹⁴ B-0019, pages 31 et 32, réponse 6.7.

alternateurs et de la ligne de transport du Fournisseur¹⁵ ni les contraintes de la nouvelle centrale thermique notamment en termes d'arrêt et de démarrage¹⁶.

L'AHQ-ARQ constate toutefois que même en doublant les volumes prévus d'utilisation de la centrale thermique (de 36 à 72 M\$ actualisés (2019)), l'analyse économique demeure favorable au Projet. L'AHQ-ARQ réserve toutefois sa recommandation à ce sujet après qu'elle aura obtenu plus d'informations de la part du Distributeur lors de l'audience.

2.3. Revenus additionnels du scénario Projet Innavik

Tel que mentionné plus haut, l'avantage économique du scénario Projet Innavik repose essentiellement sur les revenus additionnels évalués à 67 M\$ actualisés (2019).

L'AHQ-ARQ est d'avis que certaines hypothèses de l'analyse économique du Distributeur pourraient avoir pour effet de surestimer cette valeur alors que d'autres pourraient avoir l'effet inverse.

Prévision du prix du mazout

Aux fins d'évaluer les revenus additionnels associés au chauffage résidentiel, le Distributeur a établi une prévision du prix du mazout par les clients en se basant sur un prix publié par la Régie qui est ensuite indexé en fonction de la prévision du prix du diesel à la centrale tel que mentionné plus haut. Cette prévision du prix du mazout sert d'intrant à l'établissement du tarif proposé¹⁷. Cette hypothèse sur le prix du mazout peut avoir pour effet de surestimer ou de sous-estimer les revenus additionnels dépendant de l'évolution réelle du prix.

¹⁵ B-0024, page 5, réponse 1.3.

¹⁶ B-0024, pages 9 et 10, réponses 2.7 et 2.8.

¹⁷ B-0004, page 14, section 3.2.2.

Croissance des besoins en énergie

Le Distributeur prévoit une croissance des besoins en énergie à Inukjuak selon les hypothèses apparaissant au tableau suivant¹⁸ :

TABLEAU R-10.1 :
DÉTAIL DE LA CROISSANCE ANNUELLE MOYENNE DE LA DEMANDE PAR USAGES
POUR LA PÉRIODE 2019-2062

Résidentiel	
Usages de base	2,0%
Chauffage de l'eau	2,0%
Chauffage des espaces	2,0%
Commercial	
Usages de base	1,0%

Cette hypothèse sur l'évolution des besoins peut avoir pour effet de surestimer ou de sous-estimer les revenus additionnels dépendant de l'évolution réelle des besoins.

Risques assumés par le Fournisseur

Dans un projet de construction d'une centrale hydroélectrique, le plus gros risque à considérer est généralement l'accès à des apports naturels d'eau en quantité suffisante et au moment opportun surtout lorsqu'une telle centrale est au fil de l'eau avec une possibilité très faible de stocker un volume excédentaire d'eau. La production d'électricité dépend aussi des aléas sur les indisponibilités planifiées et forcées des équipements de la centrale.

Or, dans le Projet, le Fournisseur assume le risque associé à la réalisation du projet Innavik qui comprend la construction d'une centrale hydroélectrique et la conversion des systèmes de chauffage des résidences. Il assume aussi le risque sur les apports naturels d'eau mais on ignore si l'évaluation de l'hydraulicité moyenne est biaisée puisque le Distributeur ne connaît pas les hypothèses

¹⁸ B-0019, page 49, tableau R-10.1.

utilisées¹⁹. Le Fournisseur assume aussi les risques d’indisponibilités planifiées ou forcées des équipements de la centrale.

Pourcentage de conversion des systèmes de chauffage

Le Distributeur a pris pour hypothèse que les systèmes de chauffage des espaces de tous les clients résidentiels du réseau d’Inukjuak seront convertis à la biénergie²⁰. Toutefois, malgré le tarif les incitant à consommer l’électricité plutôt que le mazout pour le chauffage²¹, une minorité de clients domestiques pourraient continuer à se chauffer au mazout, ce qui aurait pour effet de surestimer légèrement les revenus additionnels.

Valorisation de l’énergie en 2^e tranche

L’analyse économique n’intègre aucune valorisation de l’énergie excédant la *courbe de puissance contractuelle* convenue au Contrat attribuable à une hydraulité favorable qui permettrait au Distributeur de vendre, au prix de la 2^e tranche, de l’énergie achetée au prix de la première tranche d’énergie du tarif domestique proposé (*énergie supplémentaire*)²². Cette hypothèse a pour effet de sous-estimer les revenus additionnels.

Répartition horaire des besoins en énergie

Le Distributeur a présenté la figure suivante qui montre notamment la répartition horaire des besoins en énergie prévus pour l’année 2030²³.

¹⁹ B-0024, page 5, réponse 1.3 et pages 7 et 8, réponses 2.1 et 2.2.

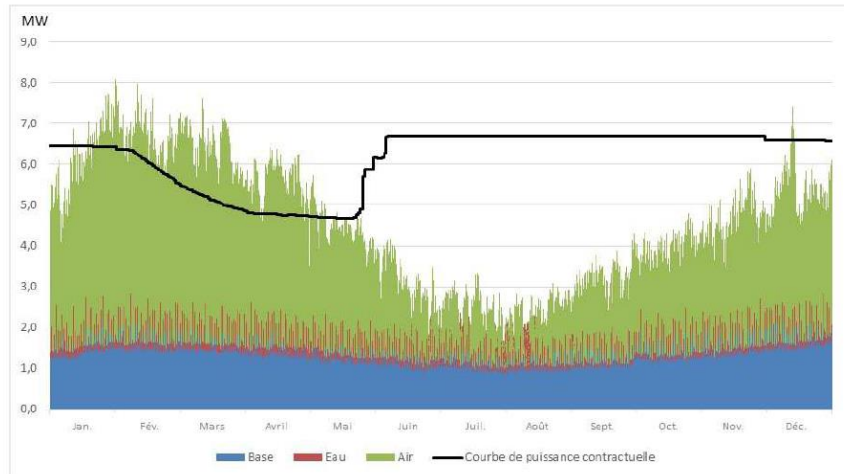
²⁰ B-0004, page 15, note de bas de page no. 7; et B-0019, page 33, lignes 3 et 4.

²¹ B-0002, page 2, paragraphe 8.

²² B-0004, page 17.

²³ B-0004, page 10, figure 2.

FIGURE 2 :
RÉPARTITION DES BESOINS EN ÉNERGIE PRÉVUS EN 2030
ET COURBE DE PUISSANCE CONTRACTUELLE



L’AHQ-ARQ a constaté qu’étrangement la courbe des besoins montre des valeurs significativement plus basses pour la première moitié de janvier par rapport aux autres valeurs de janvier, février et même mars et avril. En réponse à une demande de renseignements de l’AHQ-ARQ, le Distributeur explique que les variations horaires sont attribuables à l’année de base utilisée pour définir le profil moyen de référence²⁴. L’AHQ-ARQ voudra obtenir plus de précisions sur cette réponse lors de l’audience mais, *a priori*, elle est d’avis qu’une évaluation simulant plusieurs années d’historique serait plus appropriée que l’utilisation d’une seule année de base non représentative. Une sous-estimation des besoins en janvier aurait tendance à sous-estimer l’utilisation du chauffage au mazout et à surestimer les revenus additionnels.

Possibilités d’optimiser l’ensemble des moyens

L’AHQ-ARQ comprend que l’analyse économique n’a pas considéré les possibilités d’optimiser les moyens à la disposition du Fournisseur et du Distributeur, soit la centrale hydroélectrique, la centrale thermique et la

²⁴ B-0024, page 5, réponse 1.4.

commande de la permutation de la source d’énergie utilisée pour le chauffage des espaces de l’électricité au mazout²⁵. Par exemple, l’AHQ-ARQ est d’avis qu’une telle optimisation pourrait tirer avantage de la possibilité de modulation horaire de la production hydroélectrique à l’intérieur d’une journée permettant ainsi une utilisation optimale de l’eau et réduisant d’autant l’utilisation du combustible fossile. Le fait de ne pas considérer cette possibilité d’optimisation dans l’analyse économique a pour effet de sous-estimer les revenus additionnels.

Tout à l’électricité

Il existe un faible risque que certains systèmes biénergie soient démantelés par les clients après un certain temps et que ceux-ci s’alimentent toujours à l’électricité. Toutefois, le Distributeur explique qu’une telle éventualité ne serait pas à l’avantage des clients et serait de toute façon couverte par la tarification²⁶.

Modification des modalités du tarif DN

Le Distributeur indique qu’une hausse de 30 à 40 kWh/jour du seuil de la 1^{re} tranche des tarifs DN et domestique biénergie entraînerait une diminution du gain économique pour le Distributeur de 5 M\$ actualisés (2019). Quant à l’impact combiné de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche du tarif DN de 30 à 40 kWh/jour et d’une reprise de la hausse de 8 % par année du prix de la 2^e tranche d’énergie au tarif DN, il entraînerait une diminution du gain économique pour le Distributeur de 7 M\$ actualisés (2019)²⁷.

Marge de manœuvre opérationnelle

Dans son évaluation des revenus additionnels, le Distributeur s’est donné une marge de manœuvre opérationnelle paramétrique de 10 % alors qu’il considère

²⁵ B-0024, pages 10 et 11, réponses 2.12 et 2.13.

²⁶ B-0019, pages 16 à 18, réponses 3.2 à 3.4.

²⁷ B-0019, pages 55 et 56, réponses 11.7 et 11.8.

que le passage au chauffage au mazout sera télécommandé par le Distributeur lorsque la charge totale du réseau dépassera 90 % de la courbe horaire de puissance contractuelle, réduisant ainsi l’évaluation des revenus additionnels de 7 M\$ actualisés (2019)²⁸.

En conclusion de cette section 2.3., l’AHQ-ARQ est d’avis que les incertitudes qui y sont décrites ne sont pas assez importantes pour éliminer l’avantage de 60 M\$ actualisés (2019) du scénario Projet Innavik. En effet, pour éliminer totalement cet avantage, les revenus additionnels devraient passer de 67 M\$ à 7 M\$ actualisés (2019), soit une réduction de 90 %, ce qui est hautement improbable d’autant plus en considérant la marge de manœuvre opérationnelle paramétrique de 10 % déjà simulée par le Distributeur.

En conclusion de la section 2, l’AHQ-ARQ, suite aux réponses fournies par le Distributeur, est d’avis que l’analyse économique du Projet qui permet de générer un gain de 60 M\$ actualisés sur la période 2019-2062, soit une diminution des coûts actualisés de 23 % par rapport au scénario du statu quo, est suffisamment robuste et, par conséquent, l’AHQ-ARQ est favorable à l’approbation du Projet, le tout sous réserve de l’obtention de quelques précisions lors de l’audience.

²⁸ B-0019, page 33, lignes 8 à 12; et B-0023, page 16, réponse 6.5.

3. Modalités du contrat d'approvisionnement

L'AHQ-ARQ a pris acte de la position du Distributeur selon laquelle il considère que la Régie ne peut qu'approuver ou refuser d'approuver le Contrat²⁹.

L'AHQ-ARQ a aussi pris acte de la décision procédurale de la Régie selon laquelle les intervenants peuvent faire un examen des dispositions du Contrat³⁰.

Suite aux réponses fournies par le Distributeur sur les préoccupations de l'AHQ-ARQ soulevées dans sa demande d'intervention, celle-ci n'a aucune préoccupation majeure sur les dispositions du Contrat.

Toutefois, l'AHQ-ARQ est d'avis que quelques dispositions du Contrat méritent d'être corrigées ou clarifiées afin d'en faciliter la compréhension et d'éviter des malentendus lors de son exécution sur une période de plus de 40 ans mais sans toutefois en affecter l'esprit.

Ainsi, l'AHQ-ARQ formule les modifications suivantes qui pourront faire l'objet d'un amendement au Contrat³¹:

- À la page 13, à l'article 7, définir l'expression « charge du réseau », celle-ci n'étant pas définie par ailleurs. En réponse à une demande de l'AHQ-ARQ, le Distributeur a fourni une explication sur ce que peut vouloir dire l'expression dans divers cas possibles³²;
- À la page 37, préciser ce que représente la valeur CD en remplaçant l'expression « charges délestées (nombre de *résidences* et *résidences autres délestées*) », par l'expression « somme des charges délestées des *résidences* et *résidences autres*, exprimée en kWh »³³;

²⁹ B-0015, page 3.

³⁰ A-0006, page 6, paragraphe 13.

³¹ B-0005.

³² B-0024, pages 12 et 13, réponse 3.2.

³³ B-0028, page 10, réponse 1.7.1.

- À la page 5, corriger une erreur cléricale dans la définition *d’énergie supplémentaire*, en remplaçant « exprimée kWh » par « exprimée en kWh ».

4. Conclusions et recommandations

L’AHQ-ARQ demande à la Régie de donner effet à l’ensemble des propositions présentées dans le cadre du présent mémoire et notamment que :

1. Suite aux réponses fournies par le Distributeur, l’AHQ-ARQ est d’avis que l’analyse économique du Projet qui permet de générer un gain de 60 M\$ actualisés sur la période 2019-2062, soit une diminution des coûts actualisés de 23 % par rapport au scénario du statu quo, est suffisamment robuste et, par conséquent, l’AHQ-ARQ est favorable à l’approbation du Projet, le tout sous réserve de l’obtention de quelques précisions lors de l’audience.
2. L’AHQ-ARQ formule les modifications suivantes qui pourront faire l’objet d’un amendement au Contrat :
 - À la page 13, à l’article 7, définir l’expression « charge du réseau », celle-ci n’étant pas définie par ailleurs. En réponse à une demande de l’AHQ-ARQ, le Distributeur a fourni une explication sur ce que peut vouloir dire l’expression dans divers cas possibles;
 - À la page 37, préciser ce que représente la valeur CD en remplaçant l’expression « charges délestées (nombre de *résidences* et *résidences autres* délestées) », par l’expression « somme des charges délestées des *résidences* et *résidences autres*, exprimée en kWh »;
 - À la page 5, corriger une erreur cléricale dans la définition *d’énergie supplémentaire*, en remplaçant « exprimée kWh » par « exprimée en kWh ».