

C A N A D A

---

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

**HQD - Demande d'approbation du  
plan d'approvisionnement 2017-2026**

DOSSIER R-3986-2016

**PREUVE DU GRAME-III**

**COÛTS ÉVITÉS / RÉSEAUX AUTONOMES**

**Préparé par**

Nicole Moreau  
Analyste environnement et énergie  
*EnviroConstats*

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 5 avril 2017

## **MANDAT**

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les demandes d'approbation des tarifs d'électricité.

## TABLE DES MATIERES

Mandat .....	2
I. Coûts évités en réseaux autonomes .....	4
1.1 Méthodologie d'établissement des coûts évités .....	5
1.1.2 Conclusions et recommandations .....	7
1.2. Omission des coûts relatifs à l'utilisation des centrales au diesel .....	7
1.2.1 Coûts relatifs à l'ajout de génératrices mobiles .....	7
1.2.2 Coûts relatifs à l'entreposage de carburant .....	9
1.2.3 Coûts relatifs au SPEDE .....	12
1.2.4 Coûts relatifs aux déversements accidentels .....	12
1.3 Impact du critère de fiabilité sur les coûts évités .....	14
1.3.1 Conclusion .....	19

## I. COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

Le GRAME soumet que l'identification des coûts de revient pour chaque réseau autonome, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2011-162, par. 377, de même que l'évaluation des coûts évités, est nécessaire pour les besoins des procédures d'appels d'offres. Ces évaluations doivent être complétées au présent dossier, tel prévu par la Régie dans sa décision D-2016-035<sup>1</sup>.

Le GRAME réfère dans cette section au rapport de balisage relatif aux coûts évités en réseaux autonomes d'ICF International, *Methodology for calculating avoided costs in nonintegrated areas - Final report*<sup>2</sup>, daté du 24 mars 2016.

Le GRAME soumet que le maintien de la méthode de calcul des coûts évités en puissance basée sur l'équipement générique<sup>3</sup> omet certains coûts liés à l'utilisation des centrales alimentées au diesel et que la méthode retenue par le Distributeur fait en sorte que les coûts évités ne permettent pas de juger de la valeur ajoutée de nouveaux approvisionnements, alors que la Régie indiquait que ces derniers doivent pouvoir être évalués correctement<sup>4</sup>.

Le GRAME a pris note de la lettre transmise par le Distributeur à la Régie en date du 31 mars 2017<sup>5</sup> concernant le balisage demandé par la Régie dans la décision D-2011-162. Dans cette décision, la Régie invitait notamment le Distributeur à joindre à ses comparaisons les expériences des territoires nordiques canadiens et d'ailleurs dans le monde.

[377] Dans sa décision D-2011-064, la Régie soulignait la pertinence des informations relatives aux coûts réels des approvisionnements en réseaux autonomes. Compte tenu qu'une réduction de ces coûts passe par une meilleure connaissance de ceux-ci, **la Régie demande au Distributeur de fournir, dans ses plans d'approvisionnement futurs, le coût de revient moyen ainsi que le coût d'entretien et d'exploitation de chaque réseau autonome, pour l'année précédant le dépôt du plan d'approvisionnement. Le Distributeur devra également comparer ces coûts à ceux de différentes formes d'énergie de remplacement. La Régie invite, en outre, le Distributeur à joindre à ses comparaisons les expériences des territoires nordiques canadiens et d'ailleurs dans le monde.** (D-2011-162, par. 377)

Le GRAME constate que le Distributeur a tardé dans ses démarches pour se conformer à la décision D-2011-162 rendue au dossier R-3748-2011. Non seulement le Distributeur n'a pas entamé de démarche pour produire un balisage, mais il ne présente pas au présent

---

<sup>1</sup> R-3964-2016, D-2016-035, par [15] En conséquence, la Régie reporte l'examen du rapport de la firme d'experts ICF International sur la méthodologie d'établissement des coûts évités en réseaux autonomes au prochain dossier du Distributeur portant sur son plan d'approvisionnement 2017-2026, qui sera déposé à la Régie à l'automne 2016. (Notre souligné)

<sup>2</sup> R-3986-2016, B-0019

<sup>3</sup> R-3980-2016, B-0021, page 9

<sup>4</sup> R-3905-2014, D-2015-018, par. 464

<sup>5</sup> R-3986-2016, B-0055

plan de coût de revient moyen, qui inclurait l'ensemble des coûts d'entretien et d'exploitation de chaque réseau autonome.

Le GRAME demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de s'y conformer et cela avant que les appels d'offres ne soient lancés. De plus, afin de cibler les coûts d'exploitation, le GRAME souhaite que certains coûts soient pris en compte dans l'établissement des coûts de revient réels d'approvisionnement par réseau autonome.

Dans cette section le GRAME a donc entrepris d'identifier certains coûts qui devraient faire partie du coût de revient moyen de chaque réseau autonome, incluant les coûts d'entretien et d'exploitation. En effet, pour pouvoir orienter les choix en approvisionnements futurs, afin qu'ils permettent une réduction des déficits des réseaux autonomes, encore faut-il pouvoir comparer les offres avec les coûts de revient réels des approvisionnements.

### **1.1 Méthodologie d'établissement des coûts évités**

La Régie, dans sa décision D-2015-018 rendue au dossier R-3905-2014, soulignait que les coûts évités en RA ne servent plus uniquement à juger de la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique.

La Régie précisait également que les coûts totaux pour le Distributeur du chauffage par résistance électrique doivent être connus, **nécessitant que le Distributeur présente les coûts de revient par réseau autonome**. La Régie ajoutait que *le potentiel de rentabilité de projets privés ou communautaires doivent pouvoir être évalués correctement, selon une méthodologie et des paramètres clairement établis*.<sup>6</sup>

[464] La Régie accepte les coûts évités en énergie et en puissance dans les réseaux autonomes, tels que soumis par le Distributeur. Elle souligne cependant que les coûts évités en RA ne servent plus uniquement à juger de la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique déployés par le Distributeur dans ces réseaux. Les coûts totaux pour le Distributeur du chauffage par résistances électriques doivent être connus. La faisabilité et le potentiel de rentabilité de projets privés ou communautaires doivent pouvoir être évalués correctement, selon une méthodologie et des paramètres clairement établis. (Nos soulignés)

Référence : R-3905-2014, D-2015-018, par. 464

Le GRAME note que le rapport d'ICF International recommande une méthodologie permettant aux coûts évités d'être utilisés pour soutenir la prise de décision pour les dépenses en gestion de la demande, mais également en matière de projets de développement d'énergie renouvelable en agissant comme seuil maximal lors de la négociation des prix d'achat d'électricité<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> R-3905-2014, D-2015-018, par. 464

<sup>7</sup>R-3980-2016, B-0021, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, Page 5 : Objectives :

Objectives: The purpose of this study is to recommend a methodology for calculating avoided costs in Quebec's NIAs. In Quebec, avoided costs are used to support decision making regarding expenses in DSM programs and in development projects that may alter HQD's capital expenditure requirements. For development projects led and financed by independent developers, avoided costs are used as a maximum threshold in power purchase price negotiation. Examples of such development projects could include renewable energy projects like wind power projects, solar photovoltaic (PV) projects or small hydropower (small hydro) projects, as well as projects involving liquefied natural gas-fired generation or interconnection of a NIA to the integrated-area system. (Nos soulignés)

Référence : R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, Page 5

Le rapport d'ICF International propose ainsi deux méthodes s'adaptant au contexte pour lequel les coûts évités peuvent être utilisés, soit pour les programmes de gestion de la demande<sup>8</sup> ou pour les projets d'investissement de sources renouvelables<sup>9</sup>.

**Toutefois, l'établissement du coût de revient par réseau pourrait pallier aux problématiques de la variabilité des coûts évités entraînée par la méthode proposée par l'expert, dont il a été question lors de la séance d'information tenue par le Distributeur.**

2.2 Adaptation of the DRR method to DSM (demand-side management) programs for HQD NIAs

ICF recommends differentiating the DRR application for the avoided cost calculations between DSM and investment alternatives. There are fundamental differences between DSM and investment projects that have key implications on what costs are being avoided. Under the DRR methodology, scenarios considering the implication of alternatives are compared against the "reference" scenario, which is a base case absent that alternative. As such, the alternative scenario should reflect the implications of that alternative based on the contributions of the specific alternative. As each component (energy, capacity, etc.) is affected differently by a DSM or investment project, the DRR methodology should be adaptable to capture each component's costs and benefits. This is why the DRR method needs to be adapted to DSM programs, as presented in this section, and to investment projects, as will be presented in Section 2.3.

Référence : R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, section 2.2.1, page 27

Compte tenu de la volonté du Distributeur de procéder à une conversion de sa production en RA, le GRAME lui demandait s'il ne serait pas utile, comme le propose ICF International, d'adopter deux méthodes, l'une pour les besoins d'évaluation des programmes en efficacité énergétique et de gestion de la demande, et l'autre pour évaluer les coûts évités du remplacement complet des équipements. Le Distributeur maintient sa position antérieure, soit que les coûts évités ne représentent qu'une balise visant à retenir les projets nécessitant une analyse économique approfondie.

---

<sup>8</sup> R-3980-2016, B-0021, section 2.2.1, page 27

<sup>9</sup> R-3980-2016, B-0021, section 2.2.2, page 30

Le Distributeur rappelle que si le coût évité est un intrant nécessaire à l'évaluation de la rentabilité des interventions en efficacité énergétique, en revanche, il ne représente qu'une balise visant à retenir les projets nécessitant une analyse économique approfondie. Voir à ce sujet la pièce HQD-4, document 2 (B-0025).

Voir aussi la réponse à la question 3.3.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.9

### ***1.1.2 Conclusions et recommandations***

**Dans les sections qui suivent, le GRAME propose d'élargir le débat au concept du coût de revient, au lieu de modifier la méthode de calcul des coûts évités.**

### **1.2. Omission des coûts relatifs à l'utilisation des centrales au diesel**

Dans cette sous-section, le GRAME réfère notamment aux coûts résultant des déversements en réseaux autonomes (R-3980-2016<sup>10</sup> et R-3933-2015<sup>11</sup>), ainsi qu'aux investissements dans les parcs à carburant<sup>12</sup> qui sont pris en compte dans certaines juridictions lorsqu'ils sont à la charge des distributeurs<sup>13</sup>. En effet, dans la mesure où le Distributeur assume certaines charges de stockage de diesel<sup>14</sup>, les coûts stockage de diesel et ceux résultant des déversements doivent être inclus soit dans les coûts évités, soit dans les coûts de revient, lorsqu'ils s'appliquent.

#### ***1.2.1 Coûts relatifs à l'ajout de génératrices mobiles***

Le Distributeur a déployé des génératrices mobiles à Kangiqsujaq, Kuujjuarapik et Tasiujaq<sup>15</sup>, permettant le report des investissements dans ces réseaux. Le GRAME s'interroge sur les coûts liés aux génératrices mobiles et souhaite que le Distributeur fasse le point sur ces coûts, incluant ceux relatifs à la réfection des parcs de carburants.

---

<sup>10</sup> R-3980-2016, B-0030, page 8 : tableau 3 de la pièce HQD-8, document 4 et B-0027, page 7 : Ainsi, mis à part les coûts liés à deux déversements mineurs survenus en réseaux autonomes pour un montant de 6,9 M\$ tel qu'il est indiqué au tableau 3 de la pièce HQD-8, document 4, le Distributeur prévoit être en mesure de réaliser la coupure globale de 25 M\$ demandée par la Régie.

<sup>11</sup> R-3933-2015, B-0085, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, réponse à la question no 11.4 : « Jusqu'à présent, les coûts associés au déversement accidentel à Ivujivik sont évalués à 3,5 M\$ et ceux du déversement à Inukjuak sont évalués à 0,8 M\$ alors que des travaux d'expertise sont encore en cours sur le site.»

<sup>12</sup> R-3980-2016, B-0039, Page 37, Tableau C-1, Investissements en maintien des actifs dans les réseaux autonomes (M\$)

<sup>13</sup> R-3980-2016, B-0021, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, page 9, section 1.1.2 *General features of NIAs*.

<sup>14</sup> R-3980-2016, B-0039, Page 37, Tableau C-1, Investissements en maintien des actifs dans les réseaux autonomes (M\$) : l'ensemble des centrales de production en réseau autonomes au nord du 53 parallèle ont des parcs à carburant à la charge du Distributeur

<sup>15</sup> R-3986-2016, B-0010, page 15

Au chapitre des moyens supplémentaires, le Distributeur peut avoir recours :

- à l'utilisation de génératrices mobiles, lesquelles peuvent être déployées rapidement et redéployées vers d'autres réseaux lorsque nécessaire ; (Notre souligné)
- à l'option interruptible mise en place à Obedjiwan ;
- au stockage d'énergie.

Concernant le stockage d'énergie, le Distributeur étudiera la possibilité de réaliser un projet pilote d'implantation d'unités de stockage

Référence : R-3986-2016, B-0010, 5.2. Gestion de l'offre, page 15

Pour ce qui est des autres ajouts de génératrice mobiles, le GRAME est préoccupé par leurs coûts, alors que des appels de propositions visent la conversion des réseaux autonomes vers d'autres sources énergétiques.<sup>16</sup>

La preuve du Distributeur au dossier R-3980-2016 démontre des coûts de l'ordre de 2,5 M\$ pour l'ajout de génératrice dans les réseaux de Salluit et de Umiujaq pour 2017.

**TABLEAU C-2 :**  
**INVESTISSEMENTS EN CROISSANCE DE LA DEMANDE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)**

Projets et activités	Année historique 2015	Autorisé 2016 (D-2016-033)	Année de base 2016	Année témoin 2017
<b>Réseau de distribution</b>				
Programme d'équipement <sup>1</sup>	0,7	1,8	1,8	1,8
<b>Alimentation des abonnés<sup>1</sup></b>	2,1	1,8	1,8	1,8
<b>Autres investissements</b>				
Ajout de génératrices d'urgence (Schefferville)		5,0	6,1	0,3
Autres avant-projets (projets majeurs) <sup>1</sup>		0,6		0,4
Ajout de génératrice (Umiujaq)				2,5
Ajout de génératrice (Salluit)				2,5
Autres <sup>1</sup>	0,9	0,4	0,2	0,4
<b>Sous-total</b>	<b>0,9</b>	<b>6,0</b>	<b>6,3</b>	<b>6,0</b>
<b>Total</b>	<b>3,7</b>	<b>9,6</b>	<b>9,9</b>	<b>9,6</b>

<sup>1</sup> Dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

Référence : R-3980-2016, B-0039, Page 37, Tableau C-2, Investissements en croissance de la demande les réseaux autonomes (M\$)

À cet égard, le Distributeur précise les coûts générés par l'installation de génératrices mobiles en 2015 et 2016 dans les réseaux de Kangiqsujuaq et Kuujjuarapik :

À ce jour, trois génératrices mobiles ont été déployées afin de respecter le critère de fiabilité en puissance. Leur coût total s'élève à 1,7 M\$, soit 868 k\$ pour Kangiqsujuaq, 793 k\$ pour Kuujjuarapik et 39 k\$ pour Tasiujaq.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.6

Nous constatons que les prévisions d'ajouts de génératrices pour des investissements en croissance de la demande les réseaux autonomes<sup>17</sup> annoncées au dossier R-3980-2016

<sup>16</sup> R-3986-2016, B-0010, 1.3. Suivi de la stratégie du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, page 6



pour l'année 2017 ne sont pas prises en compte dans le Tableau 3<sup>18</sup> (Bilan de puissance par réseaux après application du critère de planification) pour les réseaux de Salluit et Umiujaq au coût de 5 M\$, alors que ces deux réseaux font l'objet de déficit en puissance dès 2017-2018. Reste donc à vérifier les intentions du Distributeur concernant l'ajout de génératrices mobiles pour ces deux réseaux. Si c'est le cas, le total des ajouts de génératrices mobiles serait de l'ordre de 7,79 M\$.

Bien que nécessaire pour respecter le critère de fiabilité<sup>19</sup>, le Distributeur ne précise pas s'il pourra récupérer les coûts engendrés pour les génératrices mobiles, considérant la conversion de ces réseaux vers d'autres sources énergétiques et le calendrier de lancement des appels de propositions :

En fonction de la durée de vie utile restante des génératrices mobiles et des besoins en réseaux autonomes, le Distributeur évaluera quelles utilisations seront les plus appropriées, incluant l'utilisation potentielle en réseau intégré.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.8

Reste à déterminer comment prendre en compte ce type de coûts. Le GRAME recommande qu'ils soient pris en compte dans le coût de revient pour les réseaux qui en bénéficient. Le GRAME recommande cependant que l'amortissement soit établi comme frais d'exploitation, sur la durée de l'utilisation escomptée par le Distributeur, pour éviter de voir apparaître une perte nette pour des génératrices qui n'auraient plus d'usage.

### ***1.2.2 Coûts relatifs à l'entreposage de carburant***

Plusieurs coûts ont été encourus par le Distributeur relativement à la fourniture de carburant dans les réseaux autonomes. Par exemple, selon le rapport ICF International, les coûts pour le stockage seraient la responsabilité des fournisseurs situés au Québec et inclus dans le coût du carburant, alors que la preuve du Distributeur démontre des coûts associés au stockage.

**Avoided cost of fuel, transport and storage:** The avoided cost of fuel is the fuel price divided by the fuel conversion efficiency of the thermal generation plant for each NIA. The fuel conversion efficiency can be an annual average. When transport and storage are the responsibility of fuel suppliers as they are in Quebec, these costs are included in the fuel price. The utility must ensure that fluctuations in the cost of fuel as well as the cost of transport and storage are all contained in the forecast used to compute the avoided cost. (Notre souligné)

Référence : R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, section 2.2.1, page 27

---

<sup>17</sup> R-3980-2016, B-0039, Page 37, Tableau C-2, Investissements en croissance de la demande les réseaux autonomes (M\$)

<sup>18</sup> R-3986-2016, B-0010, Tableau 3, Bilan de puissance par réseaux après application du critère de planification

<sup>19</sup> R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.7

Il semble que l'expert ICF International a retenu comme information que le Distributeur n'assume pas de coût pour l'entreposage de carburant<sup>20</sup>. ICF International explique que lorsque l'entreposage n'est pas inclus dans le prix du carburant, les Distributeurs l'ajoutent au prix du carburant.

(A) Avoided operational expenditures

Fuel: Fuel is an avoided cost in the NIAs of every jurisdiction and the approach to calculating it is the same throughout. The avoided cost of fuel is the price paid for the fuel (e.g., in \$/litre) divided by the power plant's annual average energy conversion efficiency (in kWh/litre).

Fuel transportation and storage: In some NIAs, the cost of transportation and storage is included in the fuel price, while elsewhere it is borne by the electric utility and has to be added to the price.

Référence : R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, section 1.1.2 *General features of NIAs*, page 10

Concernant cet aspect des coûts évités, le GRAME demandait au Distributeur de concilier sa preuve avec les énoncés de l'expert ICF International :

Pour les villages du Nunavik, l'approvisionnement en carburant s'effectue seulement l'été. De fait, le fournisseur dispose de réservoirs, distincts de ceux du Distributeur, visant à stocker le carburant nécessaire à la consommation annuelle. Ce coût de stockage est directement inclus dans le prix du carburant. Par ailleurs, des livraisons sont effectuées régulièrement dans les réservoirs du Distributeur afin d'alimenter la centrale et répondre aux besoins en électricité.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.1

Le Distributeur précise que les coûts relatifs à la Centrale de Kuujjuarapik - Mise aux normes du parc à carburant, de la salle à carburant et construction de la salle des pompes et à barils : (1) fourniture de réservoir par Hydro-Québec et (2) travaux de mise aux normes du parc<sup>21</sup>, et que l'ensemble de l'amortissement des parcs à carburants dans les réseaux autonomes ne sont pas inclus dans les coûts évités :

La section 2.2 de la pièce HQD-4, document 4 (B-0021) du dossier R-3980-2016 présente les éléments qui composent le coût évité en énergie en réseaux autonomes. Les coûts mentionnés aux questions 3.3.1, 3.3.2 et 3.3.3 ne sont pas inclus dans le calcul des coûts évités.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle que le coût évité est une balise visant à identifier les projets susceptibles d'être analysés. Les projets retenus à la suite d'un appel de

---

<sup>20</sup> R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, section 2.2.1, page 27

<sup>21</sup> Nord-du-Québec / Centrale de Kuujjuarapik - Mise aux normes du parc à carburant, de la salle à carburant et construction de la salle des pompes et à barils : QUKBT, no installation : 2128, document no. : 2128-40091-001-01-0-HQ-1, janvier 2014, page 9

propositions font l'objet d'une analyse détaillée, afin de déterminer la solution à moindre coût.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.3

Ci-dessous, nous présentons les investissements (Tableau C-1) en maintien des actifs dans les réseaux autonomes pour les parcs à carburant :

**TABLEAU C-1 :  
INVESTISSEMENTS EN MAINTIEN DES ACTIFS DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)**

Projets et activités	Année historique 2015	Autorisé 2016 (D-2016-033)	Année de base 2016	Année témoin 2017
<b>Centrales de production</b>				
Parc à carburant (Obedjiwan)	2,1		2,5	
Parc à carburant (Nujivik)	0,2	2,3	2,7	0,6
Parc à carburant (La Romaine)		3,1	0,2	2,1
Parc à carburant (Tasiujaq)		2,3	0,1	1,2
Parc à carburant (Inukjuak)	1,8		0,8	
Parc à carburant (Kangiqsualujuaq)	0,2	2,3	3,2	0,1
Parc à carburant (Aupaluk)	1,8		1,2	
Parc à carburant (Île-d'entrée)	0,1		2,4	
Parc à carburant (Umiujaq)	2,0		1,2	
Parc à carburant (Purvimituq)		0,5	0,1	1,0
Abri à carburant (Quaqtaq)			0,2	1,6
Réhabilitation de l'oléoduc de Cap-aux-Meules	3,1		0,5	
Système de levage à l'évacuateur de crues (Schefferville)	0,3	0,4	0,5	0,4
Système de commande manuelle (Îles-de-la-Madeleine)	0,2	0,1	0,7	1,6
Poutrelles du pertuis (Schefferville)	2,1	2,2	1,7	0,8
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis (Schefferville)			0,3	1,0
Remplacement des câbles de puissance et commande (Schefferville)	0,1	1,2	0,3	2,2
Remplacement des auxiliaires de centrale (Schefferville)	0,0	1,0	0,4	2,0
Avant-projets (projets majeurs Schefferville)			0,5	3,5
Autres <sup>1</sup>	6,0	8,5	8,4	5,0
<b>Total</b>	<b>20,0</b>	<b>23,9</b>	<b>27,9</b>	<b>23,3</b>

<sup>1</sup> Dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

Référence : R-3980-2016, B-0039, Page 37, Tableau C-1, Investissements en maintien des actifs dans les réseaux autonomes (M\$) (Parcs à carburants)

**L'objectif du GRAME est de permettre un rapprochement entre les coûts évités et les coûts réels pour chacun des réseaux autonomes.**

**Ainsi, le GRAME soutient que les charges d'amortissement pour les parcs à carburant doivent être incluses à même les coûts évités en énergie, puisqu'ils sont liés aux approvisionnements en carburant et non au fonctionnement des installations de production et cela au même titre que les parcs à carburant, à la charge des fournisseurs<sup>22</sup>.**

**Le GRAME recommande que soient ajoutées à même les coûts évités en énergie, les charges d'exploitations (amortissement et entretien) liées à l'entreposage de carburant à la charge du Distributeur.**

<sup>22</sup> R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.1

### ***1.2.3 Coûts relatifs au SPEDE***

Concernant les coûts du SPEDE, le Distributeur nous précise qu'ils sont déjà intégrés au coût évité en énergie :

Pour l'ensemble des réseaux, le coût des droits d'émission découlant du SPEDE est converti en ¢/kWh et intégré au coût évité en énergie.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.2

### ***1.2.4 Coûts relatifs aux déversements accidentels***

Concernant les coûts associés aux déversements accidentels dans les réseaux autonomes, le Distributeur nous indique qu'ils ne sont pas inclus dans le calcul des coûts évités<sup>23</sup> :

La section 2.2 de la pièce HQD-4, document 4 (B-0021) du dossier R-3980-2016 présente les éléments qui composent le coût évité en énergie en réseaux autonomes. Les coûts mentionnés aux questions 3.3.1, 3.3.2 et 3.3.3 ne sont pas inclus dans le calcul des coûts évités.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle que le coût évité est une balise visant à identifier les projets susceptibles d'être analysés. Les projets retenus à la suite d'un appel de propositions font l'objet d'une analyse détaillée, afin de déterminer la solution à moindre coût.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.3

L'identification de ces coûts nous indique un montant de 6,9 M\$ relié à deux déversements, reconnu par le Distributeur au dossier R-3933-2015 :

Ainsi, mis à part les coûts liés à deux déversements mineurs survenus en réseaux autonomes pour un montant de 6,9 M\$ tel qu'il est indiqué au tableau 3 de la pièce HQD-8, document 4, le Distributeur prévoit être en mesure de réaliser la coupure globale de 25 M\$ demandée par la Régie.

Référence : R-3933-2015, B-0085, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, réponse à la question no 11.4 :

Au dossier R-3980-2016, les coûts liés aux déversements au Nunavik s'établissaient à 4,3 M\$ :

« Jusqu'à présent, les coûts associés au déversement accidentel à Ivujivik sont évalués à 3,5 M\$ et ceux du déversement à Inukjuak sont évalués à 0,8 M\$ alors que des travaux d'expertise sont encore en cours sur le site. »

Référence : R-3980-2016, B-0027, Année de base 2016 versus décision D-2016-033 (après reclassements), page 7

---

<sup>23</sup> R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.3.3

Alors que ceux du réseau des IDLM (Cap-aux-Meules) s'établissaient à 8 M\$ en 2015 et à 12,6 M\$ en 2016. Le GRAME soumet que ce type de coûts est directement lié au type d'approvisionnement, impliquant les risques liés au transport et à l'entreposage de carburant.

**TABLEAU 3 :  
SOMMAIRE DES CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (M\$)**

Fournisseurs	Année historique 2015	2016			Année témoin 2017
		D-2016-033	D-2016-033 ajustée	Année de base	
<b>CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT</b>	558,1	517,1	553,1	573,2	538,8
Activités de base	493,9	466,3	502,3	525,7	499,5
<i>Coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes (facturés par Hydro-Québec Équipement)</i>					
- Cap-aux-Meules	8,0	-	-	12,6	-
- Autres déversements en réseaux autonomes	1,9	-	-	6,9	-
Parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes (facturés par Hydro-Québec Équipement)	3,1	-	-	4,9	-
Rendement des fournisseurs	6,1	10,2	10,2	8,7	10,5
Activités de base (autres)	474,8	456,1	492,1	492,6	489,0
Éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	64,2	50,8	50,8	47,5	39,3

Référence : R-3980-2016, B-0030, Tableau 3, page 8

Pour être en mesure de s'assurer que les nouveaux approvisionnements projetés, que cela soit au Nunavik ou aux IDLM, constituent une diminution des coûts encourus par la clientèle, il est nécessaire d'établir un coût réel de revient par réseau. Un tel coût de revient permettrait à la Régie d'avoir une balise pour évaluer le coût de revient des approvisionnements projetés.

Nous notons dans la lettre transmise<sup>24</sup> par le Distributeur qu'il souhaite éviter la diffusion d'informations sur les coûts de production d'énergie en réseaux autonomes alors même que des appels de propositions ont été et seront lancés au cours des prochaines années. De plus, le Distributeur souligne la part importante des coûts du combustible et de transport et la baisse des coûts de stockage liée aux opportunités de développement de nouvelles technologies, justifiant qu'une comparaison avec d'autres réseaux ayant des particularités propres sont des éléments à prendre en considération, remettant ainsi en question l'intérêt du balisage :

D'une part, le Distributeur souhaite éviter la diffusion d'informations sur les coûts de production d'énergie en réseaux autonomes alors même que des appels de propositions ont été et seront lancés au cours des prochaines années. La diffusion de ce type d'information pourrait nuire au processus d'appel à la concurrence et possiblement, à l'objectif de réduction des coûts. D'autre part, le Distributeur note que les modes de production d'énergie dans les réseaux autonomes, au Québec comme ailleurs, sont appelés à évoluer au cours des prochaines années, considérant les opportunités amenées par le développement de nouvelles technologies et la baisse des coûts de stockage et de production des énergies renouvelables.

<sup>24</sup> R-3986-2016, B-0055

D'autre part, le Distributeur note que les modes de production d'énergie dans les réseaux autonomes, au Québec comme ailleurs, sont appelés à évoluer au cours des prochaines années, considérant les opportunités amenées par le développement de nouvelles technologies et la baisse des coûts de stockage et de production des énergies renouvelables. Le Distributeur souligne en outre que le coût du combustible et de son transport constituent généralement une part importante des coûts d'approvisionnement en réseaux autonomes. Ces coûts dépendent majoritairement de l'évolution des cours du pétrole et sont engagés par le Distributeur sur la base d'appels d'offres. Chaque réseau ayant ses particularités propres et ses contraintes, notamment en ce qui a trait à l'acheminement du combustible, de même qu'à l'âge et l'efficacité des équipements, la constatation d'un coût différent dans un réseau par rapport à un autre donnera peu d'indications sur l'optimalité des choix en matière d'approvisionnement ou de la qualité de la gestion des opérations.

Référence : R-3986-2016, B-0055, page 1

**Bien que le GRAME soit favorable au balisage demandé par la Régie, en prenant en compte l'enjeu énoncé par le Distributeur, le GRAME est d'avis qu'établir le coût de revient le plus précisément possible demeure une solution permettant de comparer le coût réel avec les coûts projetés des nouveaux approvisionnements.**

**Concernant les coûts de déversements en réseaux autonomes, le GRAME recommande qu'ils soient inclus dans le coût de revient, par réseau autonome.**

### **1.3 Impact du critère de fiabilité sur les coûts évités**

Le GRAME s'interroge sur le niveau de fiabilité du service en réseau autonome. Il semble qu'il ne soit peut-être pas optimum, nécessitant des investissements additionnels. À cet égard, non seulement le rapport d'ICF International propose l'ajout d'accumulateurs pour l'optimisation des centrales au diesel<sup>25</sup>, mais le Plan Stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec<sup>26</sup> en traite également.

Ainsi, concernant les coûts évités en puissance, dont la méthode d'établissement a été adoptée au dossier R-3814-2012, le GRAME est d'avis que bien qu'ils demeurent un moyen d'évaluer ces coûts, ils ne reflètent probablement pas les coûts réels des approvisionnements :

Par conséquent, le Distributeur maintient sa méthode adoptée depuis le dossier R-3814-2012, laquelle repose sur le coût d'un équipement générique de production, pour déterminer ses coûts évités en puissance. Cette méthode présente l'avantage de déterminer un coût évité stable, permettant ainsi une planification des investissements à moyen et long terme.

Ainsi, pour chaque territoire, les coûts évités de la puissance exprimés en \$/kW-an restent identiques à ceux du dossier R-3933-2015. Seuls les paramètres économiques sont mis à jour. Pour l'ensemble des réseaux du Nunavik, le coût évité en puissance demeure à 900

<sup>25</sup> R-3980-2016, B-0021, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, 2.3 Adaptation of the DRR method to investment projects, page 46

<sup>26</sup> PLAN STRATÉGIQUE 2016-2020, page 19 : Applications de nos technologies dans le domaine des matériaux de batteries : systèmes de stockage de grande capacité destinés aux réseaux électriques (dont les réseaux autonomes)



\$/kW-an. Il correspond à celui d'un équipement générique pour un groupe alimenté au diesel. Il en est de même pour les réseaux de la Basse-Côte-Nord et de la Haute-Mauricie, où le coût évité de la puissance est de 765 \$/kW-an, soit 15 % de moins que celui du Nunavik compte tenu des coûts de transport plus faibles.

Référence : R-3980-2016, B-0021, page 9

Rappelons que la méthode retenue par le Distributeur pour déterminer ses coûts évités en puissance repose sur le coût d'un équipement générique de production, bien que le Distributeur indique étudier la possibilité de réaliser un projet pilote d'implantation d'unité de stockage pour retarder l'implantation permanente d'équipements de production :

La planification des moyens prend en compte le critère de fiabilité, le contrôle du niveau des investissements et l'adéquation des besoins et des moyens. Le Distributeur dispose de divers moyens du côté de l'offre, en sus des capacités déjà installées afin de répondre à la demande. La stratégie du Distributeur consiste à déployer, au moment opportun, des moyens qui permettront de retarder l'implantation permanente d'équipements de production.

Au chapitre des moyens supplémentaires, le Distributeur peut avoir recours :

- à l'utilisation de génératrices mobiles, lesquelles peuvent être déployées rapidement et redéployées vers d'autres réseaux lorsque nécessaire ;
- à l'option interruptible mise en place à Obedjiwan ;
- au stockage d'énergie.

Concernant le stockage d'énergie, le Distributeur étudiera la possibilité de réaliser un projet pilote d'implantation d'unités de stockage (Nos soulignés)

Référence : R-3986-2016, B-0010, 5.2. Gestion de l'offre, page 15

Dans son rapport, ICF International présente une adaptation de la méthode DRR (differential of revenue requirements) pour les projets d'investissement. Bien que le stockage d'énergie puisse être utile pour des projets d'investissement notamment pour l'éolien, le stockage peut aussi être utilisé pour l'optimisation d'une centrale diesel.

### 2.3 Adaptation of the DRR method to investment projects

Section 2.3 presents the adaptation of the DRR method to investment projects. As for DSM programs, there is a need to create categories of investment projects because they do not avoid the same cost components. The treatment of avoided cost of capacity, for instance, is the main difference.

(...)

Some other alternative investment projects, however, may be able to guarantee some capacity during on-peak emergency events. Investment projects that can claim some firm capacity should be attributed avoided capacity cost. Investment projects capable of guaranteeing some firm capacity are likely to be projects that include a form of energy storage, e.g. wind power with battery storage, PV with battery storage or battery storage on its own for optimizing diesel plant operation.

Référence : R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, page 46

Dans le cas d'un réseau dont le critère de fiabilité en puissance est rencontré, mais qui nécessiterait l'ajout de moyens comme le stockage d'énergie et dans le but d'assurer la distribution constante et la réduction du nombre de pannes de livraison, le GRAME demandait au Distributeur si l'ajout d'unité de stockage est un coût lié à la détermination du coût évité, notamment en puissance, de ce réseau, soit l'adéquation des besoins et des moyens nécessaires pour assurer une distribution fiable à la clientèle. Le Distributeur ne répond pas directement à la question, mais fait plutôt référence à la méthode de détermination du coût évité en puissance :

Le Distributeur détermine un coût évité en puissance pour chacun de ses réseaux autonomes sur la base de la méthode décrite dans le dossier R-3814-2012.

Voir également la réponse à la question 3.3.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.4

Concernant le réseau de Whapmagoostui-Kuujuarapik, le GRAME demandait au Distributeur de confirmer s'il a constaté des problématiques reliées à la qualité de l'onde et à la présence d'un contenu harmonique trop élevé pouvant déclencher par exemple une panne en distribution :

Le taux de distorsion de la tension de troisième harmonique mesuré au cours de l'année 2016 dépasse légèrement la valeur indicative de 6 % pour les réseaux intégrés standards. À lui seul, ce phénomène ne devrait pas être suffisant pour provoquer une panne. À ce jour, aucune panne n'a pu être associée à ce phénomène. Le Distributeur souligne qu'il ne considère pas que les réseaux autonomes, y compris celui de Whapmagoostui-Kuujuarapik, connaissent des problèmes de fiabilité de service.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.5

Concernant les causes reliées à la détérioration de la qualité de l'onde, le Distributeur apporte les précisions suivantes :

Les charges non linéaires des clients sont la principale cause de la déformation de la tension sur les réseaux. Parfois, en moindre proportion, la source de production peut également contribuer à cette déformation. Les campagnes de mesures en cours serviront entre autres à évaluer la contribution de chacun de ces éléments.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.5.1

Le Distributeur indique que de son avis, il ne considère pas que les réseaux autonomes connaissent des problèmes de fiabilité de service :



D'emblée, le Distributeur souligne qu'il ne considère pas que les réseaux autonomes connaissent des problèmes de fiabilité de service.

Tout comme pour les réseaux intégrés standards, les plaintes des clients en provenance des réseaux autonomes sont traitées au cas le cas.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.6

Au présent dossier, certains intervenants, dont le GRAME, cherchent à déterminer une base comparative pour le coût éventuel d'un nouvel approvisionnement, en incluant dans le coût réel des approvisionnements actuels tous les équipements nécessaires pour assurer une distribution fiable auprès de la clientèle. Nous notons que SÉ-AQLPA demande des précisions à ICF International en regard des coûts évités<sup>27</sup>. Nous reviendrons sur cet aspect de la différenciation entre les coûts évités et les coûts de revient que le GRAME amène comme proposition.

La position d'ICF International (voir ci-dessous) est qu'effectivement, le coût de l'amélioration de l'équipement existant pour corriger les problèmes préexistants liés à la puissance devrait être inclus dans la méthode de DRR. Le coût de l'amélioration de l'équipement existant pour corriger les problèmes de qualité de puissance préexistants devrait être inclus dans la méthode DRR en tant que coût, en valeur actuelle, dans le scénario de base

ICF International indique également que si le coût d'amélioration du matériel existant n'est pas disponible ou ne peut pas être estimé, il ne sera pas possible d'estimer les coûts évités liés à la fiabilité et qu'une estimation des coûts des dépenses en capital est un élément clé de la méthode DRR. De plus, IFC mentionne que si les appels d'offres ne sont pas lancés, comme c'est le cas, il y aurait lieu de demander deux prix, l'un incluant la correction du problème de la qualité de l'onde électrique, en indiquant la part du coût des équipements nécessaires, la différence entre les deux prix constituant l'autre prix :

The cost of improving the existing equipment to correct pre-existing power quality issues should be included in the DRR method as a cost, in present value, under the base-case scenario. The total cost of the base case is to be compared against the total cost of the solution proposed by the new suppliers, provided that: (i) the power quality issues that are being fixed were pre-existing power quality issues and are not new power quality issues that are introduced by the new form of supply, and (ii) the pre-existing power quality issues can actually be solved by the new suppliers.(....)

Furthermore, any base-case projects aimed at solving existing power quality issues may also yield fuel and/or operation and maintenance cost savings. These savings should be taken into account in calculating the present value of the base-case scenario.

If the cost of improving the existing equipment is not available AND cannot be estimated, then it will not be possible to estimate the avoided costs associated with reliability. Having a cost estimate of the capital expenditure is a key component of the DRR method. We are

---

<sup>27</sup> R-3986-2016, B-0038, SÉ-AQLPA, DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.21, a)

not aware of a generic estimate that can be used. Even if we aware of a generic estimate, we would not recommend using a generic estimate because of the inaccuracy that would result in doing so, due to the size and characteristics of small distribution systems. We agree that it could be challenging to break down the price of the proposed projects if the tenders have already started. If the tenders have not been started, we suggest to formally ask the new bidders in the tendering documents to present and commit to two prices: I) price with equipment needed to fix any newly-introduced power quality issues only, and II) price with equipment needed to fix both the pre-existing power quality issues in addition to the newly-introduced issues. The part of the cost of the new equipment that would serve to improve quality of service would be the differential between both prices. (Nos soulignés)

Référence : R-3986-2016, B-0038, SÉ-AQLPA, DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.21, a)

Reste à déterminer s'il existe une condition de problématique de la qualité de l'onde, pouvant notamment avoir un impact sur l'indice de continuité du service et la satisfaction de la clientèle de ces réseaux. À cet égard, le Distributeur soutient ne pas considérer avoir de problème de fiabilité de service, en indiquant que les plaintes des clients en provenance des réseaux autonomes sont traitées au cas le cas.

3.6 À la connaissance du Distributeur, y a-t-il d'autres réseaux éprouvant ce genre de problématique de fiabilité du service, par exemple le réseau d'Obedjiwan ?

Réponse : D'emblée, le Distributeur souligne qu'il ne considère pas que les réseaux autonomes connaissent des problèmes de fiabilité de service. Tout comme pour les réseaux intégrés standards, les plaintes des clients en provenance des réseaux autonomes sont traitées au cas le cas.

Référence : R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.6

Le GRAME soumet que l'indice de la satisfaction de la clientèle<sup>28</sup> ne comporte pas de précisions sur les résultats globaux de la satisfaction de la clientèle des réseaux autonomes, ces derniers étant noyés dans les résultats de l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

Concernant l'*Indice de continuité – Distribution*<sup>29</sup>, servant à titre d'indicateur de performance, on note qu'il ne permet pas d'illustrer la continuité du service en réseaux autonomes, n'étant pas présenté séparément du réseau intégré. À cet égard, l'objectif du GRAME n'est pas de proposer un nouvel indice de performance, mais plutôt de mettre en place un suivi de la fiabilité du service en réseaux autonomes. Ce suivi pourrait toutefois prendre la forme d'un indice de continuité pour les réseaux autonomes afin que l'information puisse être disponible et permette une compréhension des problématiques d'approvisionnement et de fiabilité spécifiques aux réseaux autonomes.

---

<sup>28</sup> R-3980-2015, B-0013, Tableau 4, page 14

<sup>29</sup> R-3980-2015, B-0013, Tableau 5, page 16

### **1.3.1 Conclusion**

Concernant la problématique de la fiabilité du service soulevée par le GRAME et certains intervenants au dossier, le GRAME est d'avis que la Régie n'est pas en mesure d'évaluer la satisfaction de la clientèle des réseaux autonomes, ni la continuité du service, donc s'il existe des problèmes récurrents portant sur la fiabilité des approvisionnements dans ces réseaux.

Compte tenu des enjeux soulevés au présent dossier qui démontrent un besoin de connaître l'étendue des problématiques liées au service de distribution, le GRAME recommande que soit envisagée une solution simple, soit la mise en place d'un suivi de type *Indice de continuité - Distribution* pour les réseaux autonomes. Un tel indice s'inscrit dans une perspective d'allègement réglementaire, évitant de rechercher la compilation des cas qui sont soumis au Distributeur, et la mise en place d'un processus global et équitable pour cette clientèle.

Le GRAME recommande à la Régie d'exiger du Distributeur le dépôt d'un coût de revient qui reflète tous les coûts encourus pour chacun des réseaux autonomes, notamment ceux liés aux coûts des déversements, ceux liés aux besoins d'amélioration de la qualité de l'onde électrique ou aux besoins en puissance (génératrices mobiles), soit l'ensemble des besoins pour l'approvisionnement de ces réseaux. L'estimation du coût des équipements pour l'amélioration de la fiabilité du service aurait avantage à être présentée séparément pour les fins des appels d'offres, comme le propose ICF International, puisque ces derniers pourraient inclure ou exclure ces améliorations.

Ainsi, concernant les appels d'offres à venir, il serait nécessaire pour la Régie d'avoir un scénario de base, identifiant le coût de revient pour chaque réseau. Le GRAME demande donc à la Régie de suspendre les appels d'offres dans l'attente de l'identification du coût de revient par réseau autonome. À titre de suggestion, le GRAME propose que le coût de revient soit calculé sur la moyenne des coûts de revient des cinq dernières années.