

---

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

HQD - Demande d'autorisation du  
Raccordement du village La  
Romaine au réseau intégré

DOSSIER R-4010-2017

RAPPORT DU GRAME

**Préparé par**

Nicole Moreau  
Analyste environnement et énergie  
*EnviroConstats*

En collaboration avec

M. Michel Perrachon  
Spécialiste externe en exploitation du réseau de transport

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 26 janvier 2018

## **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, dans le domaine de la question de la réhabilitation des terrains, donc de la remise en état de sites, madame Moreau a une formation universitaire sur la question de la vérification environnementale, de même qu'une expérience professionnelle relative à l'évaluation environnementale (Phase 1, 2), ainsi qu'une expérience professionnelle relative à la vérification de la conformité aux lois et règlements dans un cadre transactionnel, en collaboration avec l'équipe d'avocats spécialisés en droit de l'environnement lorsqu'elle agissait en tant que parajuriste chez STIKEMAN ELLIOTT S.E.N.C.R.L., s.r.l.

Le GRAME a retenu les services de M. Michel Perrachon, spécialiste externe en exploitation du réseau de transport. Monsieur Perrachon a été reconnu expert ou expert-conseil en « exploitation du réseau de transport » par la Régie de l'énergie dans les dossiers R-3401-98, R-3605-2006, R-3606-2006, R-3616-2006, R-3640-2007, R-3641-2007, R-3646-2007, R-3669-2008, R-3670-2008, R-3706-2009, R-3738-2010, R-3746-2010, R-3934-2015 et a notamment participé à la rédaction de mémoires pour le GRAME.

## Table des matières

Mandat .....	2
1. Coût des travaux de démantèlement .....	4
Coûts de démantèlement et de réhabilitation de site.....	4
Traitement comptable des coûts de démantèlement et de réhabilitation de sites .....	7
2. Fiabilité du service.....	10
Solution proposée.....	10
Fiabilité de l'alimentation.....	12
Options de solutions sans centrale .....	14
3. AUTRES OPTIONS D'ALIMENTATION .....	15
Annexe I : Guide de caractérisation des terrains du Québec - 2003.....	17
Annexe 2 : Electricity Generation Options: Energy Payback Ratio, M. Luc Gagnon, pour la Direction – Environnement d'Hydro-Québec en juillet 2005	

# 1. COÛT DES TRAVAUX DE DÉMANTÈLEMENT

## Coûts de démantèlement et de réhabilitation de site

Le Distributeur indique que les travaux de démantèlement de la centrale thermique sont exclus du projet soumis :

À la suite des travaux de raccordement, la centrale thermique alimentant actuellement le village de La Romaine sera démantelée. Les travaux de démantèlement sont exclus du projet soumis. Ces travaux seront réalisés l'année suivant la mise en charge de la nouvelle ligne de distribution, et ce, dans le cadre d'un autre projet.

Référence : R-4010-2017, B-0004, page 5

Il précise que les investissements pour raccorder le village de La Romaine au réseau intégré s'élèvent à 114,4 M\$<sup>1</sup> pour le raccordement à 34 kV, plus des charges d'exploitation de 31,1 M\$, dont 5,2 M\$ en coûts de démantèlement.

Le raccordement serait effectué au moyen d'une nouvelle ligne de distribution sur une longueur d'environ 112 km dont une section d'environ 75 km sur portiques de bois exploitée à 34 kV. Par ailleurs, ce raccordement nécessite également la construction de trois sous-postes. Le coût des travaux est évalué à 114 M\$ et la mise en service du Projet est prévue à la fin de l'année 2019.

Référence : R-4010-2017, B-0004, page 5

Le Tableau 1 présente le détail des résultats de l'analyse économique selon 4 options. On constate que les coûts de démantèlement varient selon les options.

**TABLEAU 1 :**  
**RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE**

(en millions de \$ actualisés 2017)	Raccordement à 25 kV	Raccordement à 34 kV	Raccordement à 161 kV	Centrale thermique
Investissements	88,4	83,1	122,9	54,9
Charges d'exploitation	57,4	48,2	68,3	148,4
Fourniture	32,5	31,1	26,1	-
Combustible	2,3	-	12,2	114,0
Exploitation et maintenance	15,3	11,9	25,2	29,4
Démantèlement	7,3	5,2	4,7	5,1
Taxes sur les services publics	6,0	5,5	8,3	3,0
<b>Total</b>	<b>151,8</b>	<b>136,8</b>	<b>199,5</b>	<b>206,3</b>

Référence : R-4010-2017, B-0009, page 6

Le Distributeur précise les raisons expliquant les différences entre les coûts de 7 M\$ et de 5 M\$ selon les options envisagées d'un raccordement à 25 kV, 43 kV et 161 kV<sup>2</sup> en référant le GRAME à la réponse transmise à la Régie, la variation étant due à l'impact des différentes dates de réalisation des travaux sur le calcul des valeurs actualisées :

<sup>1</sup> B-009, page 6

<sup>2</sup> R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.4.1., 1.4.2 et 1.4.3

1.4 Veuillez expliquer pourquoi chacun des trois derniers scénarios de l'analyse présentent des coûts différents pour le démantèlement de la centrale actuelle.

Les valeurs actualisées des coûts de démantèlement et de décontamination varient, selon les scénarios, de 4,7 à 7,3 M\$ actualisés 2017. Cette variation est notamment due à l'impact, sur le calcul des valeurs actualisées, des différentes dates de réalisation des travaux.

Pour l'option de raccordement à 25 kV, à la suite de la construction d'une centrale thermique prévue à des fins de fiabilité, la centrale actuelle serait démantelée en 2020 et le site serait décontaminé. La nouvelle centrale devrait également être démantelée et le site être décontaminé 30 ans après la construction de celle-ci.

Pour l'option de raccordement à 161 kV, le démantèlement de la centrale thermique et la décontamination du site seraient réalisés en 2023, alors que ces travaux seraient réalisés en 2020 pour le scénario à 34 kV. Pour l'option de centrale thermique, seule la centrale serait démantelée, alors que les réservoirs seraient conservés et utilisés. La nouvelle centrale et les réservoirs seraient démantelés et le site serait décontaminé en 2049.

Référence : R-4010-2017, B-0020, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR 1.4

En réponse au GRAME, le Distributeur précise la part des coûts de démantèlement associée à la décontamination du site de la centrale pour l'option à 35 kV selon qu'ils concernent le site de la centrale ou le parc à carburant :

Les coûts estimés pour le démantèlement et la décontamination en 2020 est de 6 M\$. Le détail est présenté ci-dessous. La valeur actualisée en 2017 de ces éléments est de 5,2 M\$.

Démantèlement centrale thermique : 2,4 M\$

Démantèlement parc à carburant : 1,2 M\$

Décontamination centrale thermique : 1,2 M\$

Décontamination parc à carburant : 1,1 M\$

Référence : R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.1.1

Il indique également la méthode d'évaluation des coûts de démantèlement et de réhabilitation de site :

Les coûts de démantèlement et de décontamination utilisés ont fait l'objet d'une évaluation paramétrique, avec un niveau de précision de  $\pm 30$  %. Voir également la réponse à la question 1.3 de la demande de renseignement no 1 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

Référence : R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.2.3

Concernant les coûts de démantèlement associés à la décontamination du site de la centrale et du, ou des site(s) d'entreposage des combustibles, le Distributeur précise qu'il procédera à une caractérisation complémentaire après la mise hors service de la centrale.

La caractérisation complémentaire des sols, prévue après la mise hors service de la centrale, permettra d'obtenir une évaluation plus précise du coût de la décontamination du site.

Référence : R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.3

1.3 Veuillez préciser les raisons pour lesquelles les coûts de démantèlement de la centrale ne font pas partie de la présente demande d'autorisation.

À l'instar de la demande d'autorisation pour la construction de la nouvelle centrale d'Akulivik, qui a reçu l'approbation de la Régie par la décision D-2011-095, le Distributeur n'a pas inclus les coûts de démantèlement dans la présente demande.

D'une part, le démantèlement de la centrale et la décontamination des sols ne pourront être effectués qu'environ un an après la mise en service de la ligne.

D'autre part, il n'est pas possible actuellement de caractériser les sols sous ou près des équipements pétroliers puisque ceux-ci sont toujours en exploitation. Les bassins de rétention des réservoirs à carburant sont considérés étanches et caractériser les sols de ces bassins requerrait de perforer la membrane étanche.

Pour cette raison, une évaluation paramétrique a été réalisée, à partir des informations disponibles actuellement (historique de déversements, caractérisations partielles). Une caractérisation complémentaire est prévue après la mise hors service de la centrale afin de documenter les zones actuellement inaccessibles.

Les coûts estimés pour le démantèlement et la décontamination en 2020 sont de 6 M\$. Ils se préciseront à la suite de la caractérisation complète du site.

Référence : R-4010-2017, B-0020, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR 1.3

De l'avis du GRAME cette méthode est conforme aux procédures d'évaluation de sites contaminés, compte tenu de l'impossibilité de déplacer les équipements pour permettre la prise d'échantillons sous les sites de la centrale et du parc de carburant. Le Distributeur aurait fait réaliser ce qu'on identifie comme une Phase 1 (Annexe I), soit celle identifiée comme une évaluation paramétrique, qui comporte la revue des informations disponibles.

Cependant, le GRAME est d'avis qu'il aurait été également opportun de réaliser une Phase 2, bien que préliminaire, consistant à réaliser le prélèvement d'échantillons de sol et d'eau souterraine en bordure du site, soit aux endroits accessibles. Une telle Phase 2 (Caractérisation des sites) aurait permis de déterminer si de la contamination, notamment de l'eau souterraine, a résulté en de l'écoulement de contaminants au-delà des équipements sur les deux sites (centrale et parc à carburant). La prise d'échantillons en bordure du site aurait permis de cibler plus précisément l'ampleur de la contamination. En effet, bien que ne pouvant être aussi complète compte tenu de l'accessibilité restreinte, la prise

d'échantillons en bordure des sites permet de déterminer le sens de l'écoulement de la contamination (via l'eau souterraine), de même que d'identifier le type de contaminants présents.

Selon le Guide de caractérisation des terrains du Québec (Annexe I- Introduction-Extrait) :

La Phase II représente une étape de caractérisation exploratoire. L'objectif de cette phase est de confirmer la présence ou l'absence de contaminants, de chercher la ou les sources de contamination, de déterminer les secteurs et les médiums contaminés et d'évaluer l'ampleur de la contamination. Cette phase se traduit par la réalisation de tranchées ou sondages et prélèvement d'échantillons et, selon le cas, par l'utilisation de techniques d'investigation indirecte. (Réf. : Guide de caractérisation des terrains du Québec -2003, publications du Québec, Introduction)

Le GRAME est d'avis qu'une telle Phase 2 (caractérisation de site) est nécessaire pour déterminer l'ampleur de la contamination et les coûts à prévoir. L'expérience acquise dans ce domaine nous permet d'affirmer que le niveau de précision de  $\pm 30\%$ <sup>3</sup> ne peut pas refléter adéquatement les coûts à venir. On n'a qu'à se référer au dossier portant sur le déversement d'hydrocarbures aux Îles de la Madeleine (R-3905-2014, phase 2 – *Demande de mécanisme de récupération des coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes*) pour comprendre que l'estimation préliminaire sans caractérisation ne peut correspondre aux coûts qui seront encourus par le Distributeur.

**Le GRAME est d'avis que la décontamination du site sera nécessaire, bien que les coûts puissent être supérieurs à l'estimation du Distributeur, et cela, qu'importe l'option retenue. Cependant, il est d'avis que si la Régie estimait nécessaire de connaître plus précisément les coûts de réhabilitation des sites (centrale et parc de carburant), le GRAME recommande de demander au Distributeur de réaliser une évaluation préliminaire de type Phase 2 (caractérisation) au pourtour des équipements afin de cibler plus précisément l'ampleur de la contamination de ces sites et de leurs coûts.**

### **Traitement comptable des coûts de démantèlement et de réhabilitation de sites**

Les coûts de démantèlement pour l'option de reconstruction de la centrale thermique sont indiqués à titre de charges dans l'analyse économique soumise.

#### 6. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS (ASC 410)

[111] En vertu de la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels » des IFRS, le Transporteur et le Distributeur comptabilisent les obligations liées à la mise hors service (OLMHS) d'immobilisations dans la période au cours de laquelle naissent des obligations juridiques ou implicites à cet égard, lorsqu'il est possible de faire une estimation du montant correspondant. Le montant initialement constaté pour chaque

---

<sup>3</sup> R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.2.3

provision découlant d'une obligation est ajouté à la valeur comptable de l'immobilisation corporelle visée et est amorti sur la durée de vie utile de celle-ci.

[112] La variation ultérieure due à l'écoulement du temps est comptabilisée aux charges financières, à titre de charge de désactualisation, dans la période au cours de laquelle la variation survient et le montant correspondant est ajouté à la valeur comptable de la provision. Les variations résultant de révisions périodiques des hypothèses sont comptabilisées comme une augmentation ou une diminution de la valeur comptable de la provision. Le coût correspondant de mise hors service est capitalisé comme partie de la valeur comptable de cette immobilisation et amorti sur la durée de vie restante de celle-ci, ou déduit jusqu'à concurrence de sa valeur comptable et alors comptabilisé en résultat net.

Référence : R-3927-2015, D-2015-189, Paragraphes 111 et 112

Le Distributeur précise le traitement comptable des coûts liés à la mise hors service d'immobilisations, incluant les coûts de démantèlement et de réhabilitation des sites (centrale et parc à carburant) :

**1.5.1.** Si oui, veuillez détailler les coûts de mise hors service capitalisés comme partie de la valeur comptable de la nouvelle centrale ?

Dans l'analyse économique, le montant figurant à titre de coûts de démantèlement et de décontamination correspond au déboursé estimé, à l'année prévue des travaux, sans égard à la comptabilisation de ces coûts.

Lorsque les travaux de démantèlement et décontamination seront réalisés, les coûts ne seront pas capitalisés.

En effet, comme il est indiqué à la référence v, sur la base de la norme américaine ASC 410, Asset Retirement and Environmental Obligations, le Distributeur comptabilise des provisions dans la période au cours de laquelle naissent des obligations juridiques lorsqu'il est possible de faire une estimation du montant correspondant.

Le montant initialement constaté pour chaque provision découlant d'une obligation liée à la mise hors service (OLMHS) est ajouté à la valeur comptable de l'immobilisation corporelle visée et est amorti sur la durée de vie utile de celle-ci.

Quant à la variation ultérieure due à l'écoulement du temps, celle-ci est comptabilisée aux charges d'exploitation, à titre de charge de désactualisation, dans la période au cours de laquelle la variation survient et le montant correspondant est ajouté à la valeur comptable de la provision.

Référence : R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.5.1

Les coûts de démantèlement pour l'option de reconstruction de la centrale thermique sont indiqués dans l'analyse économique soumise, cependant il n'est pas possible de séparer la part inscrite à la provision relative aux *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations* et le montant qui sera exigible via les tarifs lors du démantèlement de la centrale et du parc à carburant.



En effet, en réponse au GRAME, le Distributeur indique que les coûts des travaux de démantèlement et décontamination ne seront pas capitalisés<sup>4</sup>, donc que la différence entre la part de la provision déjà amortie et le coût réel sera passée aux charges.

**Il est à prévoir qu'une partie de ces coûts sera passée aux charges directement dans les tarifs de l'année concernée. De fait, ces coûts auront un impact sur les tarifs. Le GRAME est d'avis que la connaissance de ces coûts de manière plus précise est nécessaire pour les fins tarifaires et recommande en suivi du présent dossier que ceux-ci soient identifiés.**

Finally, the option of connecting the network of La Romaine will, if it is retained by the Régie, avoid the addition of costs of dismantling and site rehabilitation at the end of life of new equipment, whether it is a cold reserve central or a new central for the feeding of the network of La Romaine. In fact, the estimation of costs, including the estimation of a provision, even if added to the book value of the immobilization and amortized over the useful life, cannot correspond to the real costs of the out-of-service.

---

<sup>4</sup> R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.5.1

## 2. FIABILITÉ DU SERVICE

### Solution proposée

La solution proposée comporte une ligne à 25 kV avec une portion renforcée à 34 kV au coût de 114 M\$, avec VGA à 137 M\$ qui inclus les coûts d'exploitation.

La solution retenue pour alimenter le village de La Romaine doit offrir, à la communauté, une qualité de service acceptable. Rappelons que la solution recommandée en 2009 prévoyait le maintien de la centrale existante en réserve froide pour relever l'ensemble des charges du village lors d'une indisponibilité prolongée de la ligne d'alimentation projetée. Cette relève aurait occasionné un indice de continuité (IC) moyen d'environ 25 heures. Le projet proposé offre un IC moyen comparable, soit environ 30 heures en mode entretien supérieur. Le Distributeur prévoit construire une section de ligne d'environ 75 km conçue selon les critères de ligne de transport afin que celle-ci soit en mesure de résister aux conditions climatiques extrêmes de ce secteur difficile d'accès. La solution recommandée comprend également la construction d'un sous-poste près de Kegaska pour offrir une relève à la centaine de clients du secteur. La nouvelle solution technique, plus robuste que la ligne de distribution à 25 kV prévue initialement, permet au Distributeur d'offrir un niveau de qualité de service acceptable sans s'appuyer sur la présence d'une centrale en réserve froide. (Notre souligné)

Référence : R-4010-2017, B-0004, page 11

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur soumet que *L'indice de continuité moyen actuel du réseau de La Romaine est évalué à environ cinq heures*,<sup>5</sup> alors que la solution proposée offre un IC moyen comparable, *soit environ 30 heures en mode entretien supérieur*.<sup>6</sup>

De plus, pour atteindre un IC à 30 heures, le Distributeur propose l'ajout d'un programme d'entretien supérieur de la ligne d'alimentation, comprenant une patrouille préventive et un cycle plus court de contrôle de la végétation.

## 5. IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE SERVICE

À la suite du raccordement du village de La Romaine au réseau de distribution d'Hydro-Québec, l'IC pourrait se détériorer, puisque la centrale thermique ne sera pas maintenue en réserve froide. Toutefois le Distributeur mettra en place un programme d'entretien supérieur de la ligne d'alimentation, lequel permettra de diminuer l'IC à environ 30 heures. Un tel programme comprendrait entre autres une patrouille préventive annuelle de l'ensemble du tronçon principal du réseau compris entre le poste de Natashquan et le village de La Romaine. Un cycle de contrôle de la végétation plus court serait également mis en place pour obtenir un dégagement plus important entre les conducteurs et les branches d'arbres.

Référence : R-4010-2017, B-0004, page 21

---

<sup>5</sup> R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.1

<sup>6</sup> R-4010-2017, B-0004, page 11

Selon la preuve du Distributeur la durée de vie utile moyenne pour les lignes est de 55 ans<sup>7</sup>. Les coûts d'une patrouille préventive et d'un cycle plus court de contrôle de la végétation sur une période de 55 ans ont été calculés en majorant les frais, dits usuels, de 0,5 %, portant ceux-ci à 1,5 % du coût du projet (excluant frais financiers capitalisés)<sup>8</sup>. Le GRAME en comprend que ces frais ont été calculés sur la durée de l'analyse économique de 30 ans<sup>9</sup>, représentant 1,3 M \$, et non pas sur la durée de vie des équipements de la ligne de transport de 55 ans. Il est par ailleurs surprenant que ces coûts soient peu élevés compte tenu de la durée évaluée de 30 ans, représentant un coût annuel de l'ordre de 43 000 \$.

L'estimation des interventions nécessaires en entretien préventif ou correctif est différenciée selon les sections des trajets du projet de raccordement à 34 kV. Le GRAME demandait au Distributeur de préciser quelle part des coûts sera dédiée au trajet sur portique de bois de 75 km et quelle part des coûts sera nécessaire pour l'entretien du prolongement de la ligne NAT-224 sur une distance d'environ 23 km entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan conçu selon l'ancien projet datant de 2009 composé de monopoteaux. Le Distributeur précise que bien qu'il prévoie intervenir davantage sur le tronçon lié au prolongement de la ligne NAT-224, les coûts associés seront faibles puisque la ligne est facilement accessible. Alors que pour la section sur portique de bois, bien que les coûts en seront plus élevés (difficilement accessible), le Distributeur indique que les interventions seront moins nombreuses compte tenu de la robustesse des portiques de bois. Cependant, pour le cas des frais en maîtrise de la végétation, ils seront plus élevés :

Le Distributeur prévoit intervenir plus souvent sur la portion de réseau liée au prolongement de la ligne NAT-224. Toutefois, les coûts d'entretien et de réparation seront faibles parce que l'essentiel de cette ligne sera située le long de la route 138, donc assez facilement accessible.

Pour la section sur portiques de bois, les interventions seront beaucoup moins nombreuses en raison de leur robustesse. Par contre, les coûts d'entretien et de réparation seront plus élevés parce que la majorité des structures seront difficilement accessibles. De plus, les frais pour la maîtrise de la végétation seront plus importants en raison de la largeur de l'emprise de la section sur portiques de bois, laquelle est au moins quatre fois plus importante que celle d'une ligne de distribution standard.

Pour représenter cette situation, une hypothèse de frais annuels d'entretien et d'exploitation correspondant à 1,5 % du coût du projet (excluant les frais financiers capitalisés) a été appliquée à l'ensemble du projet, sans distinction entre les deux portions de réseau.

Référence : R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.4

---

<sup>7</sup> R-3956-2015, B-0045, page 5

<sup>8</sup> R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.3

<sup>9</sup> R-4010-2017, B-009, page 9 : Note 1 : Analyse économique réalisée sur une période de 30 ans.

## Fiabilité de l'alimentation

Concernant l'option retenue pour la ligne 34 kV, compte tenu des conditions climatiques difficiles l'hiver (accumulation importante de neige, tempêtes de verglas et forts vents<sup>10</sup>), le GRAME demandait au Distributeur de préciser l'impact d'un IC de 30 heures d'une qualité de service de type acceptable et l'impact des aléas du climat sur les pannes de réseau pour la clientèle du réseau de La Romaine. En réponse au GRAME, le Distributeur n'identifie pas les impacts d'un IC de 30 heures sur la qualité du service, mais propose une solution en cas de panne prolongée, soit celle d'acheminer *des génératrices d'urgence advenant que les mesures d'urgence de ces communautés ne suffisent pas*<sup>11</sup> :

La section d'environ 75 km sur portiques de bois sera conçue pour supporter les conditions climatiques extrêmes du secteur et devrait donc subir peu de bris. La nouvelle section d'environ 23 km entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan, de même que les deux lignes d'environ 7 km entre l'aéroport et le village de La Romaine seront construites selon les normes de conception dites « robustes » découlant du verglas de 1998. Ce sont donc les réseaux existants qui seront les plus vulnérables aux conditions climatiques, soient celui du poste Natashquan et celui du village de La Romaine.

En cas de panne prolongée affectant les villages de Natashquan ou de La Romaine, le Distributeur, en plus de mettre tout en oeuvre pour effectuer les réparations nécessaires sur son réseau, pourrait acheminer des génératrices d'urgence advenant que les mesures d'urgence de ces communautés ne suffisent pas. (Notre souligné)

Référence : R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.5

**Bien que le Distributeur indique que la mise en place de génératrices d'urgence n'aurait pas d'impact sur l'IC, le GRAME est d'avis qu'un IC de 30 heures peut être préjudiciable à la clientèle du réseau de la Romaine. De plus, il est assez surprenant que la mise en place de génératrices d'urgence n'ait pas d'impact sur l'IC, compte tenu de l'ajout d'une réserve froide à la solution à 25 kV.**

**Comme mesure compensatoire à la solution à 25 kV, avec réserve froide, le GRAME recommande que soit analysée l'opportunité de mettre en place en continu une génératrice d'urgence pour l'alimentation des centres névralgiques de la communauté, comme les centres de la petite enfance, les écoles, les centres de soins de santé publique, ainsi que les bureaux administratifs municipaux.**

**2.10** Veuillez détailler votre réponse précédente en incluant l'impact sur l'amélioration de l'IC.

La mise en place de génératrices d'urgence lors de panne n'aurait pas d'impact sur l'IC moyen de la solution proposée. Le Distributeur tient à préciser que l'estimation de 30 heures ne comprend pas les événements exceptionnels pouvant se produire rarement, par exemple le feu de forêt de l'été 2013.

---

<sup>10</sup> B-004, page 10

<sup>11</sup> R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.5

Référence : R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.10

Le prolongement de la ligne NAT-224 sur une distance d'environ 23 km entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan<sup>12</sup> a été conçu selon l'ancien projet datant de 2009 composé de monopoteaux, avec la centrale thermique en réserve froide. Concernant la qualité de service, le Distributeur indique *le gain de qualité de service ne justifie pas un investissement supplémentaire de plus de 20 M\$ pour la mise en place de structures en portiques de bois entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan* :

La construction d'une ligne sur portiques de bois entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan n'améliorerait pas significativement la qualité de service par rapport à une ligne robuste sur monopoteaux, puisque cette dernière est assez facilement accessible en cas de bris. Le Distributeur estime que le gain de qualité de service ne justifie pas un investissement supplémentaire de plus de 20 M\$ pour la mise en place de structures en portiques de bois entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan.

Référence : R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.6

Bien que la réponse du Distributeur précise les coûts additionnels, elle ne précise pas les bénéfices sur l'amélioration de la qualité du service, donc de l'IC et possiblement la réduction des coûts d'entretien préventif et de maîtrise de la végétation sur cette portion (prolongement de la ligne NAT-224) du tracé<sup>13</sup>.

**Le GRAME recommande que soient évalués les bénéfices sur l'amélioration de l'IC par la mise en place de portiques de bois entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan.**

Le critère N-1 est celui qui est adopté par la très grande majorité des compagnies fournissant l'énergie électrique ; cela s'applique autant aux centrales qu'aux postes de transformation et aux lignes. Se pose alors la question à savoir ce que devient ce critère lorsque l'alimentation dépend d'une seule ligne dans un environnement hostile et sujet à des vents chargés d'humidité saline (cette humidité saline est le problème des lignes de transport qui longent des étendues d'eau salée).

Le Distributeur indique au GRAME qu'il applique le critère N-1, mais pas sur un tronçon isolé de 100 km pour lequel il indique avoir *ajusté la conception de son réseau afin d'offrir une bonne qualité de service*. Le GRAME est d'avis qu'il est à espérer que la fiabilité de la ligne exploitée sur 75 km à 35 kV est beaucoup plus fiable que la solution à 25 kV avec une réserve froide, et donc que la clientèle de La Romaine n'en subisse pas de contre coup au niveau de la qualité du service.

Le Distributeur applique le même critère N-1. Toutefois, pour un site isolé comme celui de La Romaine et sur une ligne de distribution dont le tronçon principal parcourt près de 100

---

<sup>12</sup> B-004, page 12

<sup>13</sup> R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.6 et 2.7

km, le Distributeur a ajusté la conception de son réseau afin d'offrir une bonne qualité de service. (Notre souligné)

Référence : R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDDR 2.8

### **Options de solutions sans centrale**

Concernant l'option de raccordement renforcé à 34 kV, coûtant moins cher en investissements qu'à 25 kV (83 M\$ vs 88 M\$) alors que la tension à 25 kV est la tension presque normalisée dans les réseaux de distribution du Québec, le Distributeur indique que les coûts de l'option à 25 kV incluent une nouvelle centrale en réserve froide.

Le coût de 88 M\$ (en \$ actualisés 2017) inclut les coûts de construction d'une nouvelle centrale en réserve froide, comme précisé à la section 3 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0009). La présence de cette nouvelle centrale explique également que les charges d'exploitation de ce scénario soient plus importantes.

Référence : R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDDR 2.12

Concernant la solution à 161 kV, qui est plus onéreuse pour les investissements à cause de la conception de la ligne (plus robuste) et de stages de transformation de puissance (transformateurs), celle-ci apporterait une meilleure qualité d'alimentation par sa robustesse et sûrement un meilleur contrôle de la tension, ce que confirme le Distributeur

Le Distributeur le confirme.

Toutefois, comme l'indique le Distributeur à la section 4.2 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0009), cette qualité de service supérieure à la solution retenue aurait un coût près de 50 % plus important que la solution proposée. Le Distributeur réitère qu'il ne croit pas que la différence de qualité de service justifie une telle dépense.

Référence : R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDDR 2.14

Pour ce qui est de l'exploitation de l'option à 161 kV, le Distributeur indique que le projet soumis serait exploité à 34 kV, donc que les investissements et charges d'exploitation seraient à sa charge, et non pas au Transporteur.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> R-4010-2017, B-0021, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDDR 2.15

### 3. AUTRES OPTIONS D'ALIMENTATION

Le Distributeur indique à la Régie les raisons pour lesquelles il n'a pas considéré de lancer *un appel de propositions pour vérifier que des projets communautaires ou de promoteurs ne pourraient pas offrir une alternative plus avantageuse au projet de raccordement maintenant que ses coûts en ont été déterminés avec précision.*<sup>15</sup> Le Distributeur indique que la proximité du réseau principal et l'état actuel de la centrale justifient cette démarche.<sup>16</sup> Le GRAME déplore le fait que le Distributeur n'ait pas envisagé d'explorer d'autres options d'alimentation et cela, avant que l'état de la centrale ne requière de prendre une décision rapidement.

L'audience du 16 novembre 2017 au présent dossier a permis de constater l'existence d'opportunités d'intégration d'énergie de source solaire et éolienne, considérant la présence de stockage d'énergie. À cet égard, le GRAME constate que l'option du solaire et d'un parc éolien, combinée à une centrale de moindre envergure, mais suffisante pour assurer le critère de puissance garantie, ou encore une combinaison de solaire-éolien avec un projet de production hydroélectrique sur la rivière Olomane, n'ont pas été envisagées.

Il est dommage de ne pas avoir un portrait plus complet des options à envisager, lesquelles auraient pu être étudiées antérieurement en prévision de la fin de vie utile de la centrale, ce qui n'a pas été fait par le Distributeur en temps opportun.

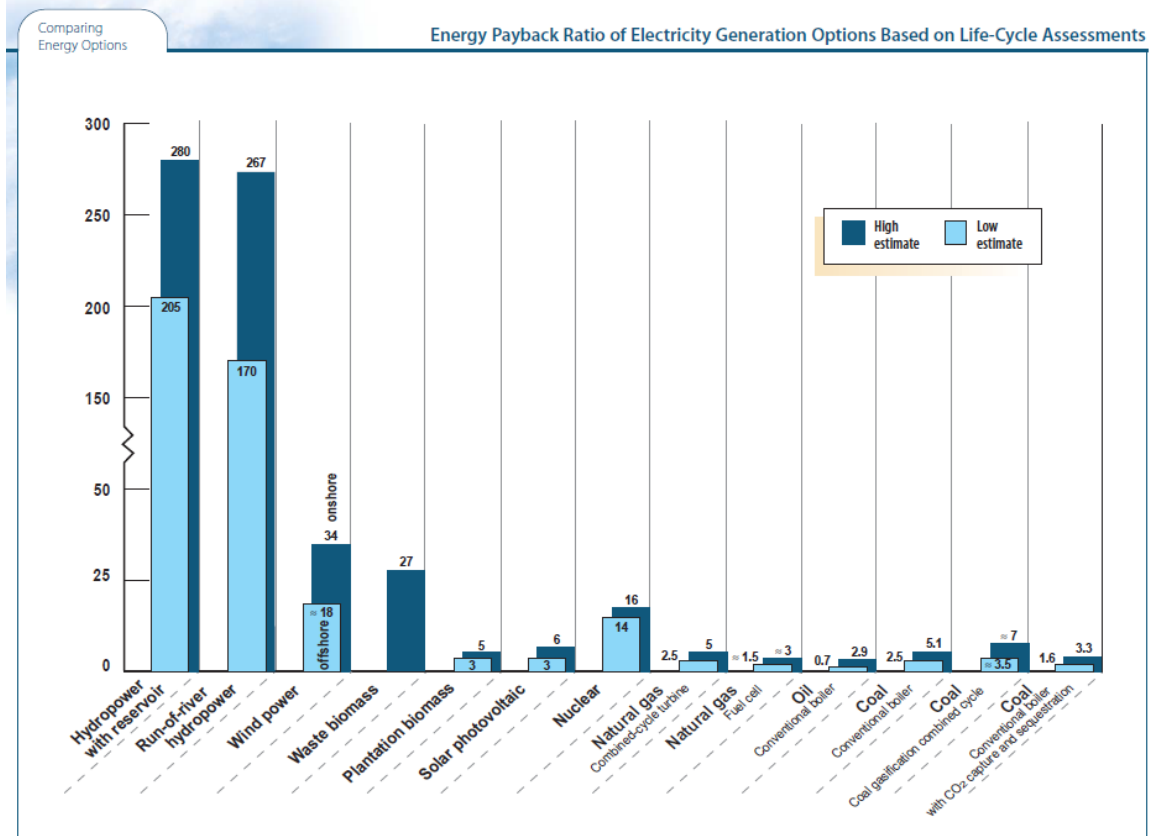
Cependant, le GRAME est d'avis que la production énergétique de source hydraulique est de loin supérieure aux autres options de combinaison solaire-éolien par son cycle de vie énergétique qui le démontre. À cet égard, le GRAME soumet en Annexe 2 une étude relative au retour énergétique (Electricity Generation Options: Energy Payback Ratio : Annexe 2).

Ci-dessous, nous reproduisons le tableau réalisé par l'auteur M. Luc Gagnon, pour la Direction – Environnement d'Hydro-Québec en juillet 2005, qui démontre l'intérêt de la production hydroélectrique lorsque l'on s'attarde au retour énergétique. Le retour énergétique indique la proportion d'énergie produite par énergie consommée sur la durée de vie des équipements.

---

<sup>15</sup> R-4010-2017, B-0020, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, Question 3.1

<sup>16</sup> R-4010-2017, B-0020, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, Réponse 3.1

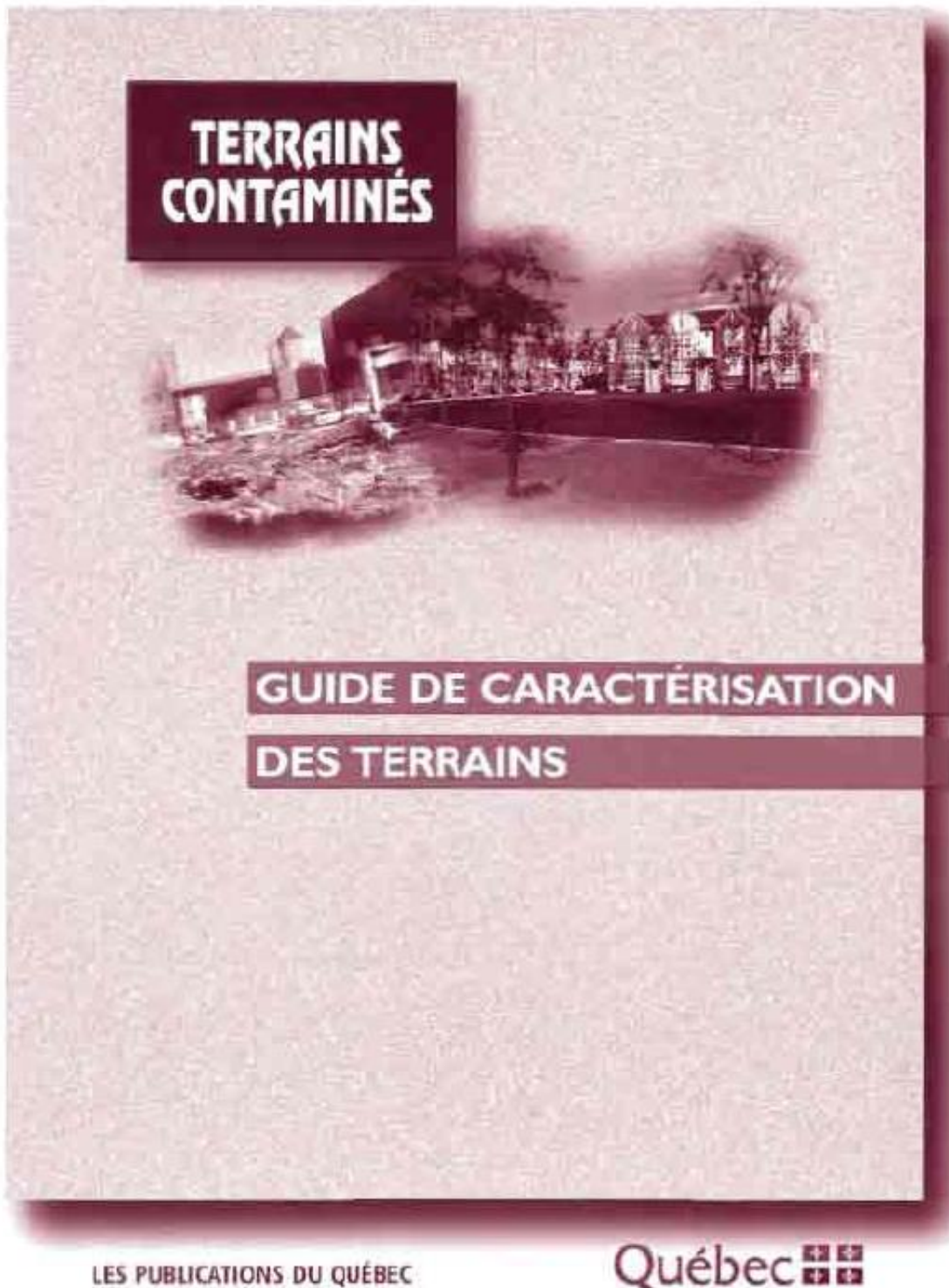


Référence : Electricity Generation Options : Energy Payback Ratio : Comparing Energy Options, par M. Luc Gagnon, pour la Direction – Environnement d’Hydro-Québec, juillet 2005 (Annexe 2)

**Le GRAME ne retient pas l’Option à 25 kV, puisqu’elle nécessite de conserver une centrale en réserve froide, de même que le parc de carburant.**

**Ainsi, compte tenu des délais impartis pour assurer l’alimentation électrique du réseau de La Romaine, le GRAME recommande le raccordement du village de La Romaine au réseau principal du Distributeur selon l’option de raccordement à 35 kV, sous réserve de ses recommandations d’améliorations pour assurer un service de meilleure qualité à la clientèle de La Romaine.**





## INTRODUCTION

L'objectif ultime d'une étude de caractérisation est de déterminer la présence et le degré de contamination de l'environnement (eau-air-sol). Comparer les concentrations mesurées dans des échantillons représentatifs aux normes et critères reconnus permet une évaluation générique du risque que représente un terrain contaminé pour la santé humaine et l'environnement.

On peut également faire une étude de caractérisation pour établir la teneur de fond (teneur naturelle) d'un terrain avant la mise sur pied d'une nouvelle activité industrielle ou pour connaître la qualité d'un terrain avant une transaction immobilière, une réutilisation ou lors de la cessation des activités d'une entreprise.

Le guide décrit les différentes étapes nécessaires à la réalisation d'une étude de caractérisation visant à évaluer la qualité des différents médiums (sols, eaux, sédiments, gaz, matières résiduelles) présents sur ou dans un terrain. Certains aspects y sont élaborés en profondeur d'autres font l'objet d'un renvoi à des documents plus détaillés. Une liste des documents nécessaires à l'usage de ce guide est présentée à l'annexe I.

Lorsqu'un projet de caractérisation d'un terrain est mis de l'avant, il est recommandé de procéder par étape de façon à ne pas effectuer des travaux inutilement et à optimiser les actions subséquentes tout en considérant l'aspect économique. Il est important de préciser dès le départ les **objectifs visés** afin de cerner l'étude. L'ampleur de la caractérisation sera donc fonction des objectifs poursuivis, de la complexité du cas et du degré de précision recherché.

Ce guide présente une planification en trois étapes, ou **phases** bien distinctes qui aideront les utilisateurs dans le cheminement de leur étude :

- Caractérisation préliminaire (phase I)
- Caractérisation préliminaire (phase II)
- Caractérisation exhaustive (phase III)

La première section présente la caractérisation préliminaire de phase I. La phase I consiste à faire une revue de l'information existante ainsi qu'à établir l'historique du terrain et des activités qui ont eu lieu. L'objectif de cette phase est de se familiariser avec le lieu et de définir la problématique du terrain à partir des données disponibles. Lorsque les données de la première étape donnent suffisamment d'indices pour soupçonner la présence d'une contamination, la phase II doit alors être amorcée.

La deuxième section présente la procédure à suivre ainsi que les éléments et aspects communs dont on doit tenir compte lors d'une étude de caractérisation des différents médiums. Qu'il s'agisse d'une caractérisation préliminaire de phase II ou d'une caractérisation exhaustive de phase III.

Les sections 3 et 4 présentent respectivement les objectifs et particularités associés à une caractérisation préliminaire de phase II et une caractérisation exhaustive de phase III.

La **phase II** représente une étape de caractérisation exploratoire. L'objectif de cette phase est de confirmer la présence ou l'absence de contaminants, de chercher la ou les sources de contamination, de déterminer les secteurs et les médiums contaminés et d'évaluer l'ampleur de la contamination. Cette phase se traduit

par la réalisation de tranchées ou sondages et le prélèvement d'échantillons et, selon le cas, par l'utilisation de techniques d'investigation indirecte.

Lorsque la présence d'une contamination est confirmée en phase II, une caractérisation exhaustive est fortement recommandée. Cette caractérisation, correspondant à la **phase III**, a pour objectifs d'établir les limites de la contamination avec plus de certitude, de déterminer les volumes de matériaux contaminés, de constater les impacts de la contamination sur l'environnement ainsi que d'évaluer les risques potentiels pour la santé humaine, la faune et la flore. La caractérisation exhaustive se veut beaucoup plus détaillée que la caractérisation préliminaire et requiert une investigation complète des différents médiums contaminés afin de définir les mesures d'intervention appropriées. Cette phase nécessite habituellement le prélèvement et l'analyse d'un grand nombre d'échantillons.

Il peut s'avérer nécessaire d'effectuer des études complémentaires ou particulières afin d'obtenir des données pertinentes à l'évaluation spécifique du risque ou à la planification du scénario d'intervention choisi (ex. des données pour le choix d'une technique de traitement ou pour effectuer une évaluation du risque toxicologique ou écotoxicologique).

La réalisation d'une étude de caractérisation doit être confiée à du personnel spécialisé dans le domaine de l'environnement pour assurer un travail de qualité fait selon les règles de l'art.

**Toute étude de caractérisation réalisée en application des dispositions de la section IV.2.1 de la Loi sur la qualité de l'environnement (article 31.67) doit être faite conformément aux exigences du présent Guide de caractérisation des terrains et attestée par un expert concerné à l'article 31.65. Il est possible d'utiliser des façons de faire différentes de celles qui sont exigées dans le guide, par exemple pour tenir compte de caractéristiques particulières d'un terrain. Cependant, ces variations devront être clairement définies et justifiées dans le rapport de caractérisation.**

Les études de caractérisation qui doivent être attestées par un expert sont celles qui découlent : d'une ordonnance prise en fonction de l'article 31.49; d'une cessation définitive des activités industrielles ou commerciales appartenant à l'une des catégories désignées par règlement selon l'article 31.51; ou d'un changement d'usage d'un terrain appartenant à l'une des catégories désignées par règlement selon l'article 31.53 de la L.Q.E.

La figure 1 présente le cheminement à suivre pour réaliser une étude de caractérisation.

**Figure 1**  
**Cheminement d'une étude de caractérisation**

