

## **COMPLÉMENT DE PREUVE**



---

## TABLE DES MATIÈRES

1. RAPPEL DE LA DEMANDE DE LA RÉGIE.....	5
2. LIEN AVEC LA STRATÉGIE ÉNONCÉE AU PLAN STRATÉGIQUE 2016-2020 .....	5
3. ANALYSE ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS .....	6
4. ANALYSE COÛTS/BÉNÉFICES .....	7
4.1. Évolution du Projet initial.....	7
4.2. Comparaison des scénarios.....	8

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :.....	6
Résultats de l'analyse économique .....	6
Tableau 2 :.....	9
Coûts et bénéfices des scénarios.....	9



## 1. RAPPEL DE LA DEMANDE DE LA RÉGIE

1 Le 11 août 2017, la Régie demandait au Distributeur d'apporter un complément à sa preuve  
2 sur les sujets suivants :

- 3 • le lien entre le *Plan stratégique 2016-2020* d'Hydro-Québec relativement à la  
4 conversion des réseaux autonomes et le projet présenté pour autorisation dans le  
5 cadre du présent dossier ;
- 6 • des renseignements supplémentaires sur les résultats de l'analyse économique des  
7 scénarios, notamment en ce qui a trait aux charges d'exploitation ;
- 8 • une analyse des coûts/bénéfices en lien avec les critères de conception du projet.

9 Le Distributeur fournit dans la présente pièce les informations additionnelles demandées.

## 2. LIEN AVEC LA STRATÉGIE ÉNONCÉE AU *PLAN STRATÉGIQUE 2016-2020*

10 Le Distributeur vise à convertir l'ensemble des réseaux autonomes, totalement ou  
11 partiellement, à d'autres formes d'énergie afin de réduire les coûts d'approvisionnement et  
12 son empreinte environnementale. Le *Plan stratégique 2016-2020* d'Hydro-Québec présente  
13 le plan d'actions et les modalités de réalisation des projets de conversion<sup>1</sup>. L'une de ces  
14 modalités est la prise en compte des particularités de chaque réseau dans le choix de la  
15 solution. Le choix du raccordement au réseau principal est d'ailleurs invoqué comme  
16 exemple de solution adaptée. Comme mentionné dans la preuve<sup>2</sup>, cette solution permet  
17 aussi la réduction des gaz à effet de serre de l'ordre de 10 000 tonnes de CO<sub>2</sub> grâce au  
18 démantèlement de l'actuelle centrale thermique. Sans équivoque, la présente demande  
19 s'inscrit également dans la Politique énergétique 2030.

20 Dans le cas du village de La Romaine, sa proximité avec le réseau intégré, à une distance  
21 d'environ 100 km du poste Natashquan, est une particularité dont le Distributeur a tenu  
22 compte dans le choix de la solution retenue.

23 Le Distributeur précisait également, dans son Rapport annuel 2015 déposé à la Régie<sup>3</sup>,  
24 qu'une nouvelle évaluation du projet de raccordement au réseau intégré était en cours mais  
25 que cette solution demeurerait, a priori, la meilleure sur le plan technico-économique.

26 La mise à jour, réalisée en 2016, de l'analyse économique sur la base des prévisions de prix  
27 de combustible, des coûts évités d'approvisionnement en réseau intégré et des  
28 investissements nécessaires pour procéder au raccordement confirme que cette solution est  
29 la plus avantageuse.

---

<sup>1</sup> Voir l'encadré page 24.

<sup>2</sup> Pièce HQD-1, document 1, page 5.

<sup>3</sup> Pièce HQD-6, document 7.

1 Ainsi, dans son *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, le Distributeur précisait le calendrier  
2 de conversion<sup>4</sup> des réseaux autonomes et identifiait le raccordement au réseau intégré  
3 comme solution pour le village de La Romaine.

4 Le Distributeur rappelle que, dès 2016, il soulignait que la centrale avait atteint sa durée de  
5 vie utile et nécessiterait des investissements importants à court terme<sup>5</sup>. Il soulignait  
6 également que, dans ce contexte, il comptait débiter rapidement les travaux de  
7 raccordement, après avoir obtenu les autorisations nécessaires. Le Distributeur peut ajouter  
8 que l'approche proposée est la plus prudente compte tenu de l'urgence découlant de la  
9 vétusté de la centrale.

### 3. ANALYSE ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS

10 Le tableau 1 présente les résultats de l'analyse économique, incluant le détail des charges  
11 d'exploitation (tableau 5 de la pièce HQD-1, document 1 [B-0004]).

**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>

#### **Investissements**

12 Dans les trois premiers scénarios, les investissements incluent le coût des nouvelles lignes.  
13 Le scénario de raccordement à 25 kV, inclut les coûts de construction d'une nouvelle  
14 centrale en réserve froide et le remplacement des réservoirs de carburant actuels par  
15 d'autres dont la capacité est adaptée à l'utilisation d'une centrale thermique à des fins de  
16 fiabilité seulement.

17 Dans le dernier scénario, les investissements représentent le coût de construction d'une  
18 nouvelle centrale thermique.

#### **Charges d'exploitation**

19 Le coût de fourniture représente le coût d'achat d'électricité nécessaire pour l'alimentation du  
20 village, basé sur les coûts évités en réseau intégré. Le coût diverge entre les différents  
21 scénarios de raccordement puisque l'année de mise en service n'est pas la même selon les  
22 types de lignes. Également, les taux de pertes électriques sont différents entre les différents

<sup>4</sup> Pièce HQD-2, document 1, tableau 4, page 12.

<sup>5</sup> Voir la réponse à la question 11.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie dans le cadre de l'examen du Rapport annuel 2015 du Distributeur.

1 scénarios de raccordement. Dans le cas d'une nouvelle centrale thermique, le coût de  
2 fourniture à partir du réseau intégré est évidemment nul.

3 Le coût du combustible représente le coût nécessaire à l'alimentation de la centrale  
4 thermique, le cas échéant. Au scénario de raccordement à 25 kV, il correspond à l'utilisation  
5 de la centrale thermique maintenue en réserve froide. Dans le cas du raccordement à 34 kV,  
6 il n'y a aucune centrale thermique. Au scénario de raccordement à 161 kV, le coût du  
7 combustible plus élevé s'explique par une mise en service de la ligne à la fin 2022, plutôt  
8 qu'en 2019 dans le cas des deux premiers scénarios. Cette mise en service tardive découle  
9 des délais de construction et oblige le maintien de la production thermique trois années  
10 additionnelles. Enfin, dans le dernier scénario, la centrale thermique est le seul moyen  
11 d'alimentation du village, ce que reflètent les coûts de combustible.

12 Les écarts de coûts d'exploitation et de maintenance pour les scénarios de raccordement  
13 découlent de la valeur des actifs et des stratégies de maintenance différentes. Des coûts de  
14 maintenance supérieurs sont en effet prévus pour les scénarios de raccordement à 34 kV et  
15 à 161 kV. Pour le scénario de raccordement à 25 kV, les coûts associés au maintien d'une  
16 centrale thermique en réserve froide sont ajoutés. Pour le dernier scénario, les coûts  
17 correspondent à l'exploitation à long terme d'une centrale thermique.

18 Les coûts de démantèlement incluent les coûts de décontamination. Au scénario de  
19 raccordement à 25 kV, la centrale actuelle est démantelée, de même que les réservoirs de  
20 carburant. Pour les scénarios de raccordement à 34 kV et à 161 kV, le démantèlement de la  
21 centrale et des réservoirs est réalisé à la suite de la mise en service des nouvelles lignes.  
22 Selon le scénario de nouvelle centrale thermique, les réservoirs sont maintenus et seule la  
23 centrale actuelle est démantelée.

### ***Taxes sur les services publics***

24 Les écarts de coût entre les scénarios découlent des niveaux d'investissements.

## **4. ANALYSE COÛTS/BÉNÉFICES**

### **4.1. Évolution du Projet initial**

25 Comme expliqué à la section 2 de la pièce HQD-1 document 1 (B-0004), le contexte qui  
26 prévalait au moment de l'autorisation du Projet initial a beaucoup évolué et les hypothèses  
27 au soutien de celui-ci ne sont plus valables.

28 À la suite du premier appel d'offres lancé en 2010, le Distributeur a pu constater que les prix  
29 soumis étaient significativement supérieurs aux évaluations présentées au dossier de 2009.  
30 L'écart de coûts s'expliquait par la complexité du milieu d'accueil et des conditions de  
31 réalisation du projet sur le territoire de la Côte-Nord. En d'autres termes, les montants utilisés  
32 aux fins du dossier R-3688-2009 ne reflétaient pas adéquatement la réalité des coûts.

1 Par ailleurs, les nouvelles études effectuées en 2015 indiquent que la centrale actuelle est  
2 trop désuète pour permettre, à long terme, une relève en réserve froide sans nécessiter  
3 d'investissements majeurs. Or, le Projet initial tablait sur le maintien de cette centrale.

4 En somme, on peut difficilement comparer les investissements du Projet et ceux du Projet  
5 initial. On ne peut donc affirmer que les investissements du Projet sont près de quatre fois  
6 supérieurs à ceux du Projet initial puisque les hypothèses au soutien de ces derniers sont  
7 devenues caduques.

#### **4.2. Comparaison des scénarios**

8 Comme indiqué à la pièce HQD-1, document 1 (B-0004), le scénario 25 kV correspond au  
9 Projet initial, mais tient compte de la construction d'une nouvelle centrale thermique en  
10 réserve froide. Il reflète également de façon plus réaliste les coûts de construction de la  
11 nouvelle ligne, à la lumière du résultat de l'appel d'offres.

12 Le scénario recommandé (raccordement à 34 kV) prévoit la construction d'une ligne de type  
13 transport indépendante du parachèvement de la route 138. En effet, le Projet initial de ligne  
14 de distribution standard devait être réalisé en suivant le tracé de la future route 138 entre  
15 Natashquan et La Romaine afin d'en faciliter l'accès et l'entretien. Le prolongement n'ayant  
16 pas eu lieu, le Distributeur propose une ligne mieux adaptée à un environnement non balisé  
17 qui permet notamment d'effectuer des portées plus longues pour traverser les nombreuses  
18 rivières. Ce type de ligne est aussi construit de manière à résister aux forts vents et aux  
19 importants verglas pouvant survenir dans la région. Les technologies de maintenance ont  
20 aussi évoluées et permettront, tant pour la section du réseau de distribution standard que  
21 celle de type transport, d'effectuer une maintenance préventive efficace.

22 Le tableau 2 présente les coûts et les bénéfices de chacun des quatre scénarios.



**TABLEAU 2 :  
COÛTS ET BÉNÉFICES DES SCÉNARIOS**

	<i>Raccordement à 25 kV et construction nouvelle centrale en réserve froide</i>	<i>Raccordement à 34 kV sans centrale en réserve froide</i>	<i>Raccordement à 161 kV</i>	<i>Nouvelle centrale thermique</i>
	<i>MES 2019</i>	<i>MES 2019</i>	<i>MES 2022</i>	<i>MES 2022</i>
<b>Coût global en M\$<sup>1</sup> actualisé 2017</b>	151,8	136,8	199,5	206,3
<b>Investissements en M\$<sup>1</sup> actualisé 2017</b>	88,4	83,1	122,9	54,9
<b>Impact sur la qualité de service : IC en heures d'interruption annuelles</b>	25 heures	30 heures	15 heures	5 heures
<b>Impacts sur l'environnement :</b>				
<i>Réduction de la consommation annuelle de diesel (litres)</i>	-3 720 kL	-3 800 kL	-3 800 kL	0 kL
<i>Consommation annuelle de diesel (litres)</i>	80 kL	0 kL	0 kL	3 800 kL
<i>Réduction des GES</i>	Oui	Oui	Oui	Non

Note 1 : Analyse économique réalisée sur une période de 30 ans.

- 1 Le scénario proposé (34 kV), répond aux objectifs de conversion énergétique des réseaux  
 2 autonomes. En plus d'être le plus économique, il permet de réduire l'empreinte  
 3 environnementale du Distributeur. La mise en service prévue en 2019 de la ligne assure un  
 4 remplacement dans un délai raisonnable de la centrale thermique actuelle. Cette solution  
 5 offre également une bonne qualité de service.
- 6 Le raccordement à 25 kV offre une qualité de service légèrement supérieure, mais à un coût  
 7 plus important. En outre, elle implique l'utilisation d'une centrale thermique à des fins de  
 8 fiabilité. En plus de l'émission de gaz à effet de serre, cette solution suppose le maintien d'un  
 9 parc à carburant, avec les risques environnementaux associés à ce type d'équipement.
- 10 Le scénario à 161 kV offre une qualité de service supérieure à la solution retenue, mais à un  
 11 coût près de 50 % plus important. Le Distributeur ne croit pas que la différence de qualité de  
 12 service, somme toute minime, justifie une telle dépense. De plus, ce scénario repose sur une  
 13 utilisation de la centrale actuelle sur trois années additionnelles.
- 14 Enfin, la construction d'une nouvelle centrale thermique est la solution la plus coûteuse des  
 15 quatre analysées. En outre, elle implique l'émission d'une importante quantité de gaz à effet  
 16 de serre. Pour ces raisons, le Distributeur juge que cette solution est inacceptable, bien  
 17 qu'elle offre une meilleure qualité de service.