



# **Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2014-2015**

**Dossier R-3854-2013**

**Preuve du RNCREQ**

**Présenté à la Régie de l'énergie**

**7 novembre 2013**

## **Rédaction**

Paul Paquin, analyste, PP EconoTech Conseil inc.

## **Collaboration**

Me Annie Gariépy, avocate

Cédric Chaperon, chargé de projet en énergie et changements climatiques,  
Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec

Philippe Bourke, directeur général, Regroupement national des conseils  
régionaux de l'environnement du Québec

## Sommaire

<b>SOMMAIRE.....</b>	<b>3</b>
<b>PRÉSENTATION DU RNCREQ.....</b>	<b>4</b>
<b>INTRODUCTION DE LA PREUVE DU RNCREQ.....</b>	<b>6</b>
<b>1. COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ.....</b>	<b>7</b>
<b>1.1 CHOIX DU SIGNAL DE PRIX : DEUXIÈME APPEL D’OFFRES SUR L’ÉNERGIE ÉOLIENNE.....</b>	<b>9</b>
<b>1.2 IMPACT DES PERTES ÉLECTRIQUES DANS L’ANALYSE DES PROJETS DU DISTRIBUTEUR.....</b>	<b>10</b>
<b>2. COÛT UNITAIRE DES APPROVISIONNEMENTS POST PATRIMONIAUX.....</b>	<b>13</b>
<b>2.1 COÛTS DE TCE.....</b>	<b>14</b>
<b>2.2 PRIX D’ACHAT DE LA PRODUCTION DU PREMIER APPEL D’OFFRES.....</b>	<b>15</b>
<b>2.3 COÛTS UNITAIRES DES APPROVISIONNEMENTS.....</b>	<b>15</b>
<b>3. TARIFICATION APPLICABLE AU NORD DU 53E PARALLÈLE.....</b>	<b>17</b>
<b>4. IMPACT TARIFAIRE SUR 5 ANS DES INVESTISSEMENTS PRÉVUS.....</b>	<b>21</b>
<b>5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>25</b>

## Présentation du RNCREQ

Les seize (16) conseils régionaux de l'environnement (CRE) interviennent en faveur de la protection et de l'amélioration de l'environnement à l'échelle de chacune des régions administratives du Québec. Par leurs actions, ils cherchent à favoriser l'intégration des préoccupations environnementales dans les processus de développement régional.

Pour eux, ce développement doit se faire dans le respect de la capacité de support des écosystèmes. C'est une condition essentielle au développement durable.

Les CRE sont des organismes autonomes, issus du milieu, reconnus comme interlocuteurs privilégiés du Gouvernement sur les questions environnementales. Ils regroupent un nombre important de membres d'horizons divers poursuivant des objectifs communs. Ce réseau unique constitue un acteur influent dans le domaine de l'environnement au Québec.

En tenant compte des réalités locales et régionales, les CRE privilégient l'action, la concertation, l'éducation, l'information, la sensibilisation et la veille environnementale, pour atteindre leurs objectifs. Ils défendent des valeurs fondamentales comme la solidarité, l'équité et le respect.

Fondé en 1991, le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) a quant à lui pour mission de contribuer au développement et à la promotion d'une vision nationale du développement durable au Québec, de représenter l'ensemble des CRE et d'émettre des opinions publiques en leur nom. Le RNCREQ œuvre dans la plupart des grands dossiers environnementaux (changements climatiques, matières résiduelles, gestion de l'eau, énergie, forêts, agriculture, etc.).

En regroupant et représentant l'ensemble des régions du Québec, le RNCREQ facilite les échanges d'expertise entre les régions, assure la diffusion de la vision particulière des CRE et encadre les relations avec les intervenants politiques, sociaux, économiques et environnementaux au niveau national.

Les CRE sont donc très actifs dans le secteur de l'énergie, que ce soit en menant différents projets de sensibilisation et de mobilisation, ou en participant aux diverses consultations qui se tiennent dans leur région. Selon eux, il faut adopter une vision à long terme du développement de l'énergie qui contribuera à la vitalité économique du territoire tout en assurant le respect de l'environnement et l'équité entre les peuples et les générations.

## **Introduction de la preuve du RNCREQ**

Dans le cadre du dossier R-3854-2013, portant sur l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2014-2015, le présent mémoire du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec («RNCREQ») aborde principalement les aspects suivants de la preuve du Distributeur :

1. Les coûts évités (HQD-3, document 4);
2. L'approvisionnement en énergie, le coût unitaire des approvisionnements post patrimoniaux (HQD-5, document1);
3. La stratégie tarifaire concernant la tarification applicable au nord du 53e parallèle (HQD-13, document 2);
4. L'impact tarifaire sur cinq ans (HQD-8, document 6);

Le RNCREQ se réserve toutefois le droit de traiter en audience dans le cadre de son contre-interrogatoire et/ou de son argumentaire des autres sujets dont traite la preuve d'HQD et qui intéresse l'intervenant.

## 1. Coûts évités en réseau intégré

Le Distributeur présente les coûts évités en réseau intégré selon la même approche que celle utilisée dans les derniers dossiers tarifaires. Concernant les coûts évités en énergie, il mentionne :

*« Le Distributeur fait la mise à jour du signal de prix de l'énergie selon la même approche que celle utilisée dans le dossier R-3814-2012. Les besoins sont caractérisés par des achats en période hiver et des surplus en période d'été. Ainsi, pour la période d'hiver, le signal de prix reflète le coût des achats sur les marchés de court terme. En été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale.*

- 2012 à 2025 inclusivement :
  - le signal de prix de la période hivernale (décembre à mars) est de 5,0 ¢/kWh (\$ 2013), indexé à l'inflation ;
  - le signal de prix de la période estivale (avril à novembre) est de 2,7 ¢/kWh (\$ 2013), indexé à l'inflation.
- À compter de 2026 : le signal de prix est maintenu à 10,5 ¢/kWh (\$2007) indexé à l'inflation, soit le prix du deuxième appel d'offres d'énergie éolienne ». <sup>1</sup>

Le tableau suivant présente le coût évité de Fourniture et Transport pour les clients du tarif D tous les usages, tels qu'ils apparaissent à la preuve du Distributeur.<sup>2</sup> Les valeurs relatives aux années 2014-2023 reflètent la proposition du Distributeur, les valeurs de 2024 et 2025 sont calculées à partir des valeurs de 2023 indexées à l'inflation au taux annuel de 2%, et les valeurs des années suivantes sont basées sur le prix du deuxième appel d'offres d'énergie éolienne.

---

<sup>1</sup> HQD-3, document 4, page 5

<sup>2</sup> HQD-3, document 4, Annexe A, page 13

**Tableau 1 : Coûts évités Fourniture et Transport – Tarif D – Tous les usages**

	Fourniture et Transport Cent/kWh
2014	4,28
2015	4,41
2016	4,56
2017	4,72
2018	4,92
2019	5,14
2020	5,41
2021	5,52
2022	5,63
2023	5,74
2024	5,85
2025	5,97
2026	15,30
2027	15,60
2028	15,91
2029	16,23
2030	16,56
2031	16,89
2032	17,23
2033	17,57
2034	17,92
2035	18,28
2036	18,65
2037	19,02
2038	19,40
2039	19,79
2040	20,18
2041	20,59
2042	21,00
2043	21,42
2044	21,85
2045	22,28
2046	22,73
2047	23,18
2048	23,65
2049	24,12
2050	24,60
2051	25,10
2052	25,60
2053	26,11



On peut remarquer que les coûts évités augmentent subitement de 256% entre l'année 2025 et l'année 2026, passant de 5,972 cents/kWh à 15,297 cents/kWh.

### 1.1 Choix du signal de prix : deuxième appel d'offres sur l'énergie éolienne

En réponse à une demande de renseignements du RNCREQ laquelle visait à comprendre cette augmentation subite, le Distributeur mentionne :

*« La modification du signal de coût utilisé entre 2025 et 2026 découle du fait que celui-ci doit refléter la valeur de l'énergie ferme et garantie à la marge des approvisionnements du Distributeur. Le Distributeur prévoit, en 2026, devoir recourir à des approvisionnements autres que ceux provenant des marchés de court terme. Le meilleur signal de prix dont dispose le Distributeur pour ses nouveaux approvisionnements correspond au prix des approvisionnements acquis lors du 2e appel d'offres d'énergie éolienne. Le Distributeur utilise donc ce signal à partir de 2026 ».<sup>3</sup>*

Le RNCREQ souligne que le prix du deuxième appel d'offres d'énergie éolienne n'est pas un prix de marché mais un prix décrété par le gouvernement pour favoriser le développement de la filière éolienne.

Selon l'intervenant l'utilisation de ces prix dans un autre contexte peut causer des difficultés et conduire à des choix qui ne seraient pas optimum.

Ainsi, dans le dossier tarifaire R-3814-2012, le Distributeur affirmait que l'utilisation des coûts évités basés sur le deuxième appel d'offres d'énergie éolienne permettait de conclure que les « Conventions permettent aussi de bénéficier, à l'horizon 2020-2027, de rappels d'énergie d'environ 1,4 TWh par année, à un prix bien inférieur à celui des nouveaux approvisionnements de long terme. De fait, le coût des nouveaux approvisionnements de long terme à l'horizon 2020 s'élève à 13,6 ¢/kWh, alors que le coût des rappels s'élève à environ 6,3 ¢. À titre illustratif, cet avantage se traduit par des bénéfices

---

<sup>3</sup> HQD-15, document 9, page 5

*récurrents de 102 M\$ par année, ce qui correspond à un gain actualisé d'environ 470 M\$ en dollars de 2012. »<sup>4</sup>*

Par contre, dans le même dossier, la preuve du RNCREQ démontrait que l'utilisation d'un coût évité qui progresse de façon constante au même rythme que la progression des années antérieures donne des résultats qui conduisent à une conclusion contraire à celle du Distributeur. Le gain de 470 M\$ devient une perte de 96 M\$.<sup>5</sup> On voit donc qu'il est nécessaire de donner un bon signal de prix, même sur une période de long terme.

## **1.2 Impact des pertes électriques dans l'analyse des projets du Distributeur**

Il y a d'autres situations où les coûts évités peuvent avoir un impact important.

Par exemple, supposons une situation où des besoins identifiés seraient satisfaits par diverses options techniquement possibles ayant un différentiel de pertes électriques. Dans ces cas, il faut faire l'analyse sur une longue période, typiquement jusqu'à 40 ans, et la valeur des pertes électriques peut être un élément déterminant.

Le tableau suivant présente la valeur économique unitaire qui serait attribuée aux pertes électriques selon les coûts évités du Distributeur et selon des coûts évités qui progressent annuellement de 2% à partir de l'année 2025. Dans ce dernier cas, les coûts sont les mêmes pour la période 2014-2025.

Le tableau présente le coût évité en valeur courante, en valeur actualisée et le cumulatif des valeurs actualisées à partir de l'année 2014.

---

<sup>4</sup> R-3814-2012, HQD-13, document 1, page 52

<sup>5</sup> R-3814-2012, C-RNCREQ-0008, page 15

**Tableau 2 : Coûts évités Fourniture et Transport – Tarif D – Tous les usages**

inflation		2,0%				
coût capital prospectif		4,54%				
	Croissance selon la proposition du Distributeur			Croissance à 2% à partir de 2025		
	Fourniture et Transport	coût annuel actualisé	total cumulatif actualisé	Fourniture et Transport	coût annuel actualisé	total cumulatif actualisé
	Cent/kWh	Cent/kWh	Cent/kWh	Cent/kWh	Cent/kWh	Cent/kWh
2014	4,280	4,094	4,094	4,280	4,094	4,094
2015	4,410	4,035	8,129	4,410	4,035	8,129
2016	4,560	3,991	12,120	4,560	3,991	12,120
2017	4,720	3,951	16,071	4,720	3,951	16,071
2018	4,920	3,940	20,011	4,920	3,940	20,011
2019	5,140	3,937	23,948	5,140	3,937	23,948
2020	5,410	3,964	27,912	5,410	3,964	27,912
2021	5,520	3,869	31,780	5,520	3,869	31,780
2022	5,630	3,774	35,554	5,630	3,774	35,554
2023	5,740	3,681	39,235	5,740	3,681	<b>39,235</b>
2024	5,855	3,591	42,826	5,855	3,591	42,826
2025	5,972	3,504	46,330	5,972	3,504	46,330
2026	15,297	8,584	54,914	6,091	3,418	49,748
2027	15,602	8,375	63,289	6,213	3,335	53,083
2028	15,914	8,172	71,461	6,337	3,254	56,337
2029	16,233	7,973	79,434	6,464	3,175	59,512
2030	16,557	7,779	87,212	6,593	3,098	62,610
2031	16,889	7,589	94,802	6,725	3,022	65,632
2032	17,226	7,405	102,207	6,860	2,949	68,581
2033	17,571	7,225	<b>109,431</b>	6,997	2,877	<b>71,458</b>
2034	17,922	7,049	116,480	7,137	2,807	74,265
2035	18,281	6,877	123,357	7,280	2,739	77,003
2036	18,646	6,710	130,067	7,425	2,672	79,675
2037	19,019	6,547	136,614	7,574	2,607	82,282
2038	19,400	6,387	143,001	7,725	2,544	84,826
2039	19,788	6,232	149,233	7,880	2,482	87,307
2040	20,183	6,080	155,313	8,037	2,421	89,729
2041	20,587	5,932	161,245	8,198	2,362	92,091
2042	20,999	5,788	167,033	8,362	2,305	94,396
2043	21,419	5,647	<b>172,680</b>	8,529	2,249	<b>96,645</b>
2044	21,847	5,510	178,190	8,700	2,194	98,839
2045	22,284	5,376	183,565	8,874	2,141	100,979
2046	22,730	5,245	188,810	9,051	2,089	103,068
2047	23,184	5,117	193,927	9,232	2,038	105,106
2048	23,648	4,993	198,920	9,417	1,988	107,094
2049	24,121	4,871	203,791	9,605	1,940	109,033
2050	24,603	4,753	208,544	9,798	1,893	110,926
2051	25,096	4,637	213,181	9,993	1,847	112,773
2052	25,597	4,524	217,705	10,193	1,802	114,574
2053	26,109	4,414	<b>222,119</b>	10,397	1,758	<b>116,332</b>

On peut constater que la valeur actualisée des pertes électriques est très différente. Sur la période de 40 ans à partir de l'année 2014 la valeur unitaire résultant de la proposition du Distributeur est plus de 90% plus élevé que la valeur unitaire résultant d'une progression graduelle des coûts évités. L'écart serait encore plus grand si la période d'analyse débutait plus tard qu'en 2014. Par exemple, le RNCREQ a évalué que l'écart serait de près de 120% plus élevé si la période d'analyse était de 2020 à 2050.

Ainsi, selon l'importance des pertes électriques, il pourrait arriver que les résultats de l'utilisation d'une valeur ou de l'autre justifient une conclusion différente quant à l'option à retenir.

Selon le RNCREQ cette situation doit être corrigée et l'intervenant recommande à la Régie d'exiger que, pour le prochain dossier tarifaire, le Distributeur présente une approche qui est basée sur les prix de marché et qui ne présente pas d'augmentation brusque.

Entre temps, le RNCREQ recommande d'exiger que les analyses du Distributeur présentent, comme analyse de sensibilité, une évaluation économique selon un scénario où les coûts évités augmentent selon l'IPC à partir de l'année 2025.

## 2. Coût unitaire des approvisionnements post patrimoniaux

Le Distributeur justifie l'ajustement tarifaire qu'il demande en faisant référence aux coûts des nouveaux parcs éoliens. Il mentionne en effet :

*« L'ajustement tarifaire pour l'année 2014-2015 s'explique essentiellement par le coût des nouveaux parcs éoliens et l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale. »<sup>6</sup>*

Selon le RNCREQ, la composante du tarif actuel qui est due au coût d'achat d'électricité est le résultat d'engagements pris par le Distributeur au cours des dernières années, notamment quant aux contrats qui ont été conclus avec des producteurs d'électricité et d'engagements pris par le Distributeur suite à des décrets du gouvernement.. Il y a lieu d'avoir une vision globale de la situation actuelle en examinant l'ensemble des coûts d'achats d'électricité post-patrimonial et non seulement le coût des nouveaux parcs éoliens.

Le coût des approvisionnements en électricité constitue la composante la plus importante des revenus requis du Distributeur. Pour l'année témoins 2014, le coût des achats d'électricité est de 5488 M\$ sur des revenus requis de 11212,7 M\$, soit près de 50%.<sup>7</sup>

L'approvisionnement en électricité du Distributeur se divise en deux composantes, soit l'électricité patrimoniale et l'électricité post-patrimoniale. Pour l'année témoin 2014, le coût d'achat de l'électricité patrimoniale est de 4485 M\$ et le coût d'achat de l'électricité post-patrimoniale est de 1199,2 M\$.<sup>8</sup> On peut donc constater que le coût de l'électricité patrimoniale est la composante la plus importante avec près de 82% du coût total des achats d'électricité.

En ce qui concerne les approvisionnements post-patrimoniaux, il y a lieu de distinguer les approvisionnements qui proviennent des contrats issus de l'appel d'offre initié par le Distributeur (A/O 2002-01) et les contrats issus d'appels d'offres qui ont été initiés en réponse à des décrets du gouvernement relativement à la production d'électricité à partir de la biomasse, à la production d'électricité à partir d'éoliennes et à la production d'électricité à partir de petites centrales hydroélectriques.

---

<sup>6</sup> HQD-1, document 1, page 3

<sup>7</sup> HQD-4, document 1, page 3

<sup>8</sup> HQD-5, document 2, page 5

Pour la détermination du coût unitaire de l'électricité achetée selon les termes des contrats conclus entre les producteurs et le Distributeur, il est nécessaire de connaître l'ensemble des coûts de chacun des contrats. Or, comme pour certains projets il y a des coûts qui sont confidentiels, le RNCREQ doit faire certaines hypothèses, notamment pour les coûts de TCE et les coûts du premier appel d'offres d'énergie éolienne.

## 2.1 Coûts de TCE.

Depuis plusieurs années, les activités de production d'électricité de la centrale de Bécancour (TCE) sont suspendues parce que le Distributeur se trouve dans une situation de surplus quant à son approvisionnement en électricité. Étant donné que le Distributeur a conclu un contrat par lequel il s'engage à acheter l'électricité produite par cette centrale, il doit compenser le producteur pour la demande de suspension de ses activités de production. Certains coûts liés à cette suspension sont connus<sup>9</sup>. Il s'agit de coûts pour compenser les pertes économiques de TCE, pour payer les engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel et pour le remplacement de la puissance.

Ces coûts sont les suivants :

- 2012 : 47,3 M\$
- 2013 : 50,6 M\$
- 2014 : 50,5 M\$

Cependant, selon l'article 15 de l'entente conclut entre le Distributeur et TCE, il y a également un montant à payer pour la capacité et ce montant est confidentiel.<sup>10</sup>

Le contrat de TCE a été conclu suite à l'A/O 2002-01 qui a aussi donné lieu à deux autres contrats avec Hydro-Québec Production (« le Producteur »). Pour ces deux derniers contrats, le prix à payer pour la puissance est de 80 000\$/MW et 110000\$/MW respectivement pour le contrat de 350 MW en base et de 250 MW cyclable. Ces valeurs augmentent de 2% par année à partir de l'année 2007<sup>11</sup> de sorte que pour l'année 2014 elles sont de 91894\$/MW et 126355\$/MW. Étant

---

<sup>9</sup> R-3850-2013, HQD-1, document 1, pages 5,6 et 9

<sup>10</sup> R-3639-2007, HQD-1, document 1, page 3, article 15

<sup>11</sup> R-3515-2003, HQD-1, document 1 et HQD-1, document 2, article 15.1

donné que ces contrats proviennent du même appel d'offres, il est raisonnable de faire l'hypothèse que le prix de puissance de TCE serait du même ordre de grandeur.

Le RNCREQ fait l'hypothèse que le prix de puissance de TCE est de 100 000\$/MW, et que le prix à payer par le Distributeur est de 50,7 M\$ pour les 507 MW de puissance contractuelle.

Ainsi, considérant les coûts mentionnés plus haut la compensation totale à payer par le Distributeur serait de :

- 2012 : 98,0 M\$
- 2013 : 101,3 M\$
- 2014 : 101,2 M\$

## **2.2 Prix d'achat de la production du premier appel d'offres**

Le tableau montrant les Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux est caviardé et cache l'information pour la plupart des parcs éoliens de l'A/O 2003-02.<sup>12</sup> Cependant l'information est fournie pour le parc éolien de Carleton et le parc éolien de Mont-Louis. Étant donné que les contrats relatifs aux autres parcs ont été conclus suite au même appel d'offres, il est raisonnable de faire l'hypothèse que le prix unitaire de la production des autres parcs est semblable à celui de ces deux parcs.

Ainsi, le prix unitaire de l'ensemble de la production de ces parcs serait environ :

- 2012 : 57 \$/ MWh
- 2013 : 58 \$/ MWh
- 2014 : 59 \$/ MWh

## **2.3 Coûts unitaires des approvisionnements**

En ajoutant les valeurs définies plus haut au tableau montrant le Volume et les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux, le RNCREQ présente le tableau suivant qui montre le coût unitaire de l'électricité selon l'appel d'offres initié par

---

<sup>12</sup> HQD-5, document 1, Annexe A, page 23

le Distributeur et le coût unitaire de l'électricité selon les appels d'offres initiés à la suite de décrets du gouvernement.

**Tableau 3 : Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux**

		2012			2013			2014		
		TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>Approvisionnements suite à A/O 2002-01</b>										
TCE	-		<b>96,9</b>			<b>100,6</b>			<b>100,5</b>	
<b>HQP</b>		3,9	238,8	61,8	3,8	241,4	62,9	3,3	212,5	64,9
Base		3,8	207,4	54,6	3,6	202,8	55,8	3,1	172,9	56,4
Cyclable		0,1	31,3	500,4	0,2	38,6	97,5	0,2	39,6	188,4
<b>Total</b>		<b>3,9</b>	<b>335,7</b>	<b>86,08</b>	<b>3,8</b>	<b>342</b>	<b>90,00</b>	<b>3,3</b>	<b>313</b>	<b>94,85</b>
<b>Approvisionnements suite aux appels d'offres issus des décrets</b>										
Intégration	éolienne	0,3	44,7			21,1			42,2	
Kruger										
Tembec		0,1	2,7	92,8	0,1	5,4	92,9	0,1	6,3	95
Biomasse II (A/O 2009-01)		0,1	7,2	89	0,3	31,3	108,2	0,4	47,5	115,6
Biomasse III (PAE 2011-01)		0,1	11,9	99,9	0,5	51,5	106,1	0,8	89,8	108,6
Éolien I (A/O 2003-02)		2	<b>114</b>	<b>57</b>	2,6	<b>150,8</b>	<b>58</b>	2,5	<b>147,5</b>	<b>59</b>
Éolien II (A/O)2005-03)		0,4	26,6	67,4	2,3	214,5	92,8	4,3	418,8	98,1
Éolien III (A/O 2009-02)					0	0,9	136,5	0,1	15	133,1
Petites centrales	centrales	0,1	8,4	78,8	0,2	17,3	80,9	0,3	20,6	82,5
<b>Total</b>		<b>3,1</b>	<b>215,5</b>	<b>69,52</b>	<b>6</b>	<b>492,8</b>	<b>82,13</b>	<b>8,5</b>	<b>787,7</b>	<b>92,67</b>
<b>TOTAL</b>		<b>7</b>	<b>551,2</b>	<b>78,74</b>	<b>9,8</b>	<b>834,8</b>	<b>85,18</b>	<b>11,8</b>	<b>1100,7</b>	<b>93,28</b>

On peut constater que le coût unitaire de l'électricité provenant des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2002-01 initié par le Distributeur est plus élevé que le coût unitaire de l'électricité provenant des contrats issus d'appels d'offres initiés à la suite des décrets du gouvernement. Cela est dû aux coûts que le Distributeur doit payer à TCE pour la suspension de ses activités de production d'électricité.

Ainsi, même si l'augmentation du coût de fourniture pour l'année 2014 s'explique essentiellement par le coût des nouveaux parcs éoliens et l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale, le coût total de fourniture s'explique en partie par un montant annuel de 100 M\$ que le Distributeur doit payer à TCE sans recevoir d'électricité.

Le RNCREQ considère que cette expérience devrait inciter le Distributeur à la prudence avant de signer de nouveaux contrats pour des achats d'électricité de long terme. Le cas échéant, il devra considérer également des alternatives moins contraignantes et plus flexibles.



### 3. Tarification applicable au nord du 53e parallèle

L'alimentation en électricité des réseaux autonomes entraîne un déficit important pour le Distributeur en raison des coûts élevés que celui-ci doit encourir pour satisfaire les besoins de cette clientèle et du tarif qui y est appliqué.

Le RNCREQ est particulièrement interpellé par l'alimentation de ces réseaux puisque celle-ci est assurée principalement par des groupes diesel et que, systématiquement, toute mesure visant l'optimisation de la performance de tout moyens permettant de combler les besoins énergétiques de ces réseaux permet de réduire la contribution de ces réseaux aux gaz à effet de serre.

Le tableau suivant présente un historique de la situation pour l'ensemble des réseaux autonomes à partir des valeurs présentées aux références indiquées au bas du tableau. Il présente également la valeur unitaire annuelle des coûts et des revenus. On peut constater que le déficit annuel des réseaux autonomes s'est sensiblement accru depuis l'année 2001, mais qu'il s'est stabilisé depuis les dernières années. Les revenus unitaires annuels ont augmenté graduellement alors que l'évolution des coûts unitaires annuels est beaucoup moins stable.

L'ampleur du déficit montré à ce tableau justifie l'attention particulière qu'il faut apporter à l'alimentation de ces réseaux.

**Tableau 4 : Historique des revenus requis et des ventes en réseaux autonomes**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Réseaux autonomes</b>														
ventes (GWh)	263	290	297	306	299	295	326	345	356	367	371	375	382	387
revenus ventes M\$	18	20	21	22	22	23	26	27	28	30	30	30	31	32
revenu requis M\$	169	165	164	163	177	183	188	195	207	209	232	218	233	234
surplus (déficit) M\$	-151	-146	-143	-141	-155	-160	-163	-168	-179	-180	-202	-188	-203	-202

<b>Valeurs unitaires \$/MWh</b>															
coûts unitaires		643,35	570,34	552,19	532,35	590,97	619,32	577,91	565,80	580,62	570,57	625,34	580,53	610,99	604,39
revenus unitaires		67,68	68,62	70,37	72,88	73,91	76,27	78,83	79,13	78,93	80,93	81,94	80,27	80,89	81,65

Références

- R-3610-2006, HQD-6, document 2, page 4
- R-3644-2007, HQD-6, document 2, page 4
- R-3677-2008, HQD-6, document 2, page 3
- R-3708-2009, HQD-9, document 1, page 4

- R-3740-2010, HQD-9, document 1, page 5
- R-3776-2011, HQD-1, document 4, page 4
- R-3814-2012, HQD-1, document 4, page 4
- R-3854-2012, HQD-1, document 4, page 7

Comme le tableau présente la situation de l'ensemble des réseaux autonomes, il inclut donc des réseaux qui sont situés au sud du 53<sup>e</sup> parallèle. Cependant, étant donné la valeur des coûts évités des réseaux autonomes présentée par le Distributeur<sup>13</sup>, on peut supposer qu'une partie importante du déficit est attribuable aux réseaux autonomes situés au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, soit essentiellement les réseaux du Nunavik.

Le Distributeur mentionne que pour répondre à une demande de la Régie, il a analysé la consommation des clients et les pratiques au nord du 53<sup>e</sup> parallèle afin de proposer une stratégie tarifaire appropriée.<sup>14</sup>

Le Distributeur rappelle que l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux et de l'eau dans les réseaux alimentés par des centrales thermiques ne constitue pas le meilleur choix économique pour l'ensemble de la clientèle québécoise.

Ainsi, la tarification applicable au nord du 53<sup>e</sup> parallèle vise à inciter les clients à utiliser directement le mazout. A cet effet, le tarif actuellement en vigueur comprend une première tranche de 30 kWh par jour au tarif D, tout comme le reste de la clientèle résidentielle, et un prix de 32,26 ¢/kWh (au 1<sup>er</sup> avril 2013) pour toute consommation qui excède ce seuil. Selon le Distributeur ceci est suffisant pour dissuader les clients d'utiliser l'électricité pour leur besoin de chauffage.

Le Distributeur constate cependant que pour environ 275 abonnements au tarif D, la proportion des kilowattheures consommés en 2<sup>e</sup> tranche excède de 30 % leur consommation totale respective, ce qui serait principalement attribuable au chauffage électrique d'appoint, et ce, même s'il en coûte moins cher de chauffer au mazout qu'à l'électricité. Selon lui, cette situation s'expliquerait par le fait que la presque totalité des consommateurs n'ont pas la responsabilité de payer la facture d'électricité et ne reçoivent pas le signal de prix visant la consommation en 2<sup>e</sup> tranche.

En réponse à une demande de renseignements du RNCREQ, le Distributeur mentionne qu'il en est de même pour la facture de mazout.<sup>15</sup>

---

<sup>13</sup> HQD-3, document 4, page 8

<sup>14</sup> HQD-13, document 2, page 24 et suivantes

<sup>15</sup> HQD-15, document 9, page 26

Une des pistes envisagée par le Distributeur pour régler cette situation serait d'aviser périodiquement les organismes qui ont des abonnements dont la consommation excède significativement les 30 kWh par jour.

De plus, compte tenu des coûts évités élevés en réseaux autonomes, particulièrement au Nunavik,<sup>16</sup> le Distributeur propose d'augmenter graduellement le prix de la 2e tranche d'énergie au rythme de 8% par année en sus de la hausse tarifaire moyenne des tarifs domestiques pour qu'il reflète éventuellement le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53e parallèle (à l'exclusion du réseau de Schefferville).

À terme, cela permettra au Distributeur de récupérer ces coûts lorsque le client fait le choix de consommer en 2e tranche.

Le RNCREQ appuie la proposition du Distributeur d'augmenter la deuxième tranche du tarif D pour les réseaux au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. Cette mesure constitue en effet un incitatif visant à améliorer l'efficacité énergétique quant à la satisfaction des besoins en énergie et à diminuer l'utilisation de combustible fossile

Cependant, le RNCREQ propose également que le Distributeur identifie les clients qui dépassent la consommation de la première tranche, qu'il avise de cette situation la ou les entités responsables du paiement des factures (directement ou indirectement), qu'il informe celui-ci de l'augmentation du prix de la deuxième tranche et qu'ils recherchent ensemble des moyens de réduire la consommation en deuxième tranche.

Le RNCREQ est d'avis qu'un maillage entre les différentes entités qui s'acquittent du paiement des frais énergétiques doit être fait afin d'obtenir une réponse optimale de la mesure mise en place, répondant au signal de prix lancé par la mesure préconisée par le Distributeur.

Le RNCREQ demeure, par ailleurs, convaincu de l'importance d'implanter des solutions innovantes et de moindre impact à la source en termes d'émissions de GES, tel le couplage éolien diésel, ou d'autres mesures d'énergie renouvelable pour assurer l'avenir énergétique des réseaux autonomes.

---

<sup>16</sup> HQD-3, document 4, page 8

Par ailleurs, le Distributeur dépose un document présentant une évaluation du potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.

Il conclut :

*« Le Distributeur a évalué le PTÉ des mesures d'efficacité énergétique de chacun des territoires en réseaux autonomes. Cette évaluation a intégré les coûts évités et les particularités spécifiques à chacun des réseaux autonomes, incluant la prise en considération des économies de mazout. De plus, l'évaluation a également intégré les mesures de gestion de la demande en puissance. Suite à l'évaluation du PTÉ des mesures d'efficacité énergétique, l'analyse du potentiel réalisable des opportunités les plus intéressantes doit être réalisée. Ces opportunités incluent les technologies d'énergie renouvelable identifiées dans le PTÉ. Lorsque des potentiels réalisables seront identifiés, le Distributeur pourra concevoir des programmes visant tant les mesures d'économie d'énergie que les mesures de gestion de la demande en puissance. »<sup>17</sup>*

Lors de plusieurs dossiers déposés à la Régie durant les dernières années, notamment les dossiers tarifaires et le dernier dossier relatif au plan d'approvisionnement du Distributeur, le RNCREQ s'est intéressé à l'alimentation des réseaux autonomes afin de connaître la nature des besoins en énergie de ces réseaux et les coûts associés à la satisfaction de ces besoins. En effet, la connaissance de ces informations est un pré-requis pour être en mesure de proposer et d'encourager des mesures qui permettraient d'une part de réduire ces besoins et d'autre part de proposer des moyens visant à remplacer la production d'électricité à partir de combustible fossile par de la production à partir de source renouvelable et non polluante.

C'est dans ce contexte que le RNCREQ a examiné sommairement le document du Distributeur. Il en ressort que, selon le RNCREQ cette étude devrait faire partie de la preuve que le Distributeur présentera dans le dossier traitant de plan d'approvisionnement qui doit être déposé à la Régie bientôt.

Le RNCREQ considère, en effet, que ce forum est le plus approprié pour analyser à fond cette étude.

---

<sup>17</sup> HQD-9, document 2, page 20

#### 4. Impact tarifaire sur 5 ans des investissements prévus.

Le Distributeur mentionne que son évaluation des impacts tarifaires liés aux mises en service des investissements prévus sur la période 2014-2018 consiste à mesurer l'impact net des investissements prévus, sur le coût de service du Distributeur, pour une période de 5 ans, en supposant tous les autres paramètres constants.

Il distingue les impacts des investissements selon quatre regroupements :

- R1 : Investissements de moins de 10 M\$ des catégories maintien des actifs, respect des exigences et amélioration de la qualité, auxquels sont ajoutés les projets de plus de 10 M\$ devant être autorisés par la Régie et associés à ces mêmes catégories ;
- R2 : Investissements de moins de 10 M\$ de la catégorie croissance de la demande, ainsi que les investissements de plus de 10 M\$ de la même catégorie devant être autorisés par la Régie ;
- R3 : Investissements reliés aux projets autorisés de plus de 10 M\$ ;
- R4 : Investissements reliés aux projets de plus de 10 M\$ présentés à la Régie pour autorisation, visant à améliorer l'efficacité du Distributeur.

Il précise que l'impact tarifaire (ou sur les revenus requis) est mesuré par les charges annuelles induites par les ajouts nets à la base de tarification, lesquelles comprennent les charges d'amortissement, le coût de financement et, lorsqu'applicable, la taxe sur les services publics.<sup>18</sup>

Le RNCREQ comprend que les investissements R2 et R3 sont de la catégorie croissance des besoins.

Le RNCREQ comprend également que les charges d'exploitation ne sont pas prises en compte dans l'évaluation du Distributeur. Or, selon l'information fournie par le Distributeur, ces charges correspondent à 1,55% de l'investissement.<sup>19</sup>

Ainsi, le tableau suivant présente le total des investissements de la catégorie croissance des besoins<sup>20</sup> ainsi que les charges d'exploitation qui y sont associées.

---

<sup>18</sup> HQD-8, document 6, page 5

<sup>19</sup> HQD-12, document 3, page 10

<sup>20</sup> HQD-8 document 6, page 7 et 8

**Tableau 5 : Investissements et coûts d'exploitation des regroupements R2 et R3**

	2014	2015	2016	2017	2018
Regroupement R2 : M\$	272,7	292,2	380,6	350	362,6
Regroupement R3 : M\$	77,1	144,6	36,9	33,2	16,2
Total : M\$	349,8	436,8	417,5	383,2	378,8
Exploitation :M\$	5,4	6,8	6,5	5,9	5,9
Exploitation cumulatif : M\$		12,2	18,7	24,6	30,5

Par ailleurs, le Distributeur présente les impacts nets des investissements mis en service sur les revenus requis.<sup>21</sup>

Concernant les regroupements R2 et R3, le Distributeur conclut

*« Pour le regroupement R2, les coûts prévus pour répondre à la croissance de la demande sont légèrement inférieurs aux revenus additionnels que le Distributeur en retire pour les 3 premières années de l'analyse.*

*Les projets du regroupement R3 (projets déjà autorisés) ont un impact variant entre 4 M\$ et 22 M\$ sur les revenus requis. »<sup>22</sup>*

Le RNCREQ considère que l'approche du Distributeur ne permet pas d'établir l'impact réel des investissements des regroupements R2 et R3 sur les revenus requis du Distributeur puisque les frais annuels d'exploitation ne sont pas considérés.

À partir des informations fournies par le Distributeur,<sup>23</sup> le RNCREQ présente son évaluation des revenus requis additionnels résultant des investissements mis en service incluant les frais d'exploitation ainsi que les impacts nets après déduction des revenus générés.

---

<sup>21</sup> HQD-8, document 6, page 10

<sup>22</sup> HQD-8, document 6, page 9

<sup>23</sup> HQD-8, document 6, page 10

**Tableau 6 : Regroupement R2 et R3 : Impacts nets sur les revenus requis**

	2014	2015	2016	2017	2018
Regroupement R2 (M\$)	16	36,7	64	93,5	123,1
Regroupement R3 (M\$)	4,6	16	20	22	22,9
Total incluant charges d'exploitation (M\$)	26,0	64,9	102,7	140,1	176,5
Revenus additionnels générés (M\$)	21,5	38,4	71,2	87,1	111,7
<b>Impacts nets (M\$)</b>	<b>4,5</b>	<b>26,5</b>	<b>31,5</b>	<b>53,0</b>	<b>64,8</b>

Ce résultat montre que le coût supplémentaire que doit assumer le Distributeur pour la mise en service d'équipements requis pour satisfaire de nouvelles charges n'est pas compensé par les revenus additionnels générés par l'augmentation du transit sur son réseau.

Sur la période 2014-2018, le coût supplémentaire s'élève à 180,3 M\$, et ce montant est récupéré par le Distributeur par une augmentation de son tarif. L'impact aurait été beaucoup plus élevé si on avait utilisé l'augmentation résultant uniquement des mises en service des équipements des regroupements R2 et R3.

Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements du RNCREQ, le Distributeur a fourni la prévision des ventes qui transitent sur son réseau. Ces valeurs sont utilisées par le Distributeur pour évaluer les revenus additionnels générés par les investissements du regroupement R2.<sup>24</sup>

En utilisant la valeur de l'augmentation des ventes qui transitent sur le réseau de distribution et la valeur de l'augmentation des revenus requis dus aux investissements des regroupements R2 et R3, le RNCREQ évalue que le coût unitaire de ces investissements est de plus de 4 cents/kWh sur la période 2014-2018.

Il est à signaler que cette valeur a été obtenue en utilisant l'augmentation totale du transit sur le réseau du Distributeur. Elle aurait été beaucoup plus élevée si on avait utilisé l'augmentation du transit résultant uniquement des mises en service des équipements des regroupements R2 et R3.

---

<sup>24</sup> HQD-15, document 9, page 18

**Tableau 7 : Revenus requis unitaires des investissements des regroupements R2 et R3**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Revenus requis total (M\$)		26,0	64,9	102,7	140,1	176,5
Transit sur le réseau de HQD (GWh)	117 385	119 203	118 838	120 078	120 675	121 625
Augmentation du transit (GWh)		1818	1453	2693	3290	4240
Revenus requis unitaires (cents/kWh)		1,43	4,47	3,81	4,26	4,16

Selon les informations fournies par le Distributeur<sup>25</sup>, le RNCREQ évalue que le coût unitaire de distribution est de 2,6 cent/kWh pour l'année 2013.

L'analyse du RNCREQ permet de conclure que l'augmentation des besoins du Distributeur se fait au détriment des clients existants. Le RNCREQ considère qu'il y a lieu dans un futur proche d'examiner cette situation en vue de la confirmer, d'en comprendre les implications et d'apporter des correctifs s'il y a lieu.

---

<sup>25</sup> Ibid



## 5. Conclusions et recommandations

La présente section est un rappel des principales conclusions et recommandations.

### **Coûts évités en réseau intégré**

Selon le RNCREQ l'approche du Distributeur d'utiliser le prix du deuxième appel d'offres d'énergie éolienne pour établir son coût évité à partir de l'année 2026 peut avoir un impact sur les décisions qu'il doit prendre à court terme. L'intervenant recommande à la Régie d'exiger que, pour le prochain dossier tarifaire, le Distributeur présente une approche qui est basée sur les prix de marché et qui ne présente pas d'augmentation brusque.

Entre temps, le RNCREQ recommande d'exiger que les analyses du Distributeur présentent, comme analyse de sensibilité, une évaluation économique selon un scénario où les coûts évités augmentent selon l'IPC à partir de l'année 2025.

### **Coût unitaire des approvisionnements post patrimoniaux**

Le RNCREQ conclut que, même si l'augmentation du coût de fourniture pour l'année 2014 *s'explique essentiellement par le coût des nouveaux parcs éoliens et l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale*, le coût total de fourniture s'explique en partie par un montant annuel de 100 M\$ que le Distributeur doit payer à TCE sans recevoir d'électricité.

Le RNCREQ considère que cette expérience devrait inciter le Distributeur à la prudence avant de signer de nouveaux contrats pour des achats d'électricité de long terme. Le cas échéant, il devra considérer également des alternatives moins contraignantes et plus flexibles.

## **Tarification applicable au nord du 53e parallèle**

Le RNCREQ appuie la proposition du Distributeur d'augmenter la deuxième tranche du tarif D pour les réseaux au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. Cette mesure constitue en effet un incitatif visant à améliorer l'efficacité énergétique quant à la satisfaction des besoins en énergie et à diminuer l'utilisation de combustible fossile.

Cependant, le RNCREQ propose également que le Distributeur identifie les clients qui dépassent la consommation de la première tranche, qu'il avise de cette situation la ou les entités responsables du paiement des factures (directement ou indirectement), qu'il l'informe celui-ci de l'augmentation du prix de la deuxième tranche et qu'ils recherchent ensemble des moyens de réduire la consommation en deuxième tranche.

Le RNCREQ est d'avis qu'un maillage entre les différentes entités qui s'acquittent du paiement des frais énergétiques doit être fait afin d'obtenir une réponse optimale de la mesure mise en place, répondant au signal de prix lancé par la mesure préconisée par le Distributeur.

Le RNCREQ demeure, par ailleurs, convaincu de l'importance d'implanter des solutions innovantes et de moindre impact à la source en termes d'émissions de GES, tel le couplage éolien diésel, ou d'autres mesures d'énergie renouvelable pour assurer l'avenir énergétique des réseaux autonomes.

## **Impact tarifaire sur 5 ans des investissements prévus.**

L'analyse du RNCREQ montre que le coût supplémentaire que doit assumer le Distributeur pour la mise en service d'équipements requis pour satisfaire de nouvelles charges n'est pas compensé par les revenus additionnels générés par l'augmentation du transit sur son réseau.

Ainsi, RNCREQ conclut que l'augmentation des besoins du Distributeur se fait au détriment des clients existants et qu'il y a lieu d'examiner cette situation en vue de la confirmer, d'en comprendre les implications et d'apporter des correctifs s'il y a lieu.