

**RÉPONSES À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**



## **STRATÉGIE GLOBALE D'INTÉGRATION DES ÉOLIENNES**

### **1 Références: (i) HQT-12, document 1, page 10-11 et 21**

#### **Préambule:**

Certains projets ont été annulés de la liste des 19 projets soumise initialement en HQT-1, document 2.

#### **Demande:**

**1.1** Veuillez déposer une mise à jour de cette liste et expliquer les modifications.

**R1.1** Le Transporteur dépose au tableau 1 suivant une mise à jour de la liste des projets soumise initialement en HQT-1, Document 2 (les projets annulés sont indiqués par un astérisque).

L'annulation de certains projets a été rendue possible grâce à une harmonisation des performances des éoliennes et des critères de réseau du Transporteur. Plus précisément, une modification des réglages des systèmes de contrôle des éoliennes a permis d'optimiser leur comportement en situation de faible court-circuit et une révision des exigences de raccordement permet une reprise de tension lente.

Également, le montant de 32,3 M\$ estimé pour le projet #19 du tableau 1 de la pièce HQT-1, Document 2 est un montant relié uniquement au projet de télécommunications visé par la demande R-3560-2005. Le montant total pour l'ensemble des coûts de télécommunications reliés à l'intégration des 990 MW des éoliennes est plutôt de 37,9 M\$. Ce montant a été corrigé au tableau 1, ce qui porte le montant total à 464,4 M\$ plutôt que 458,7 M\$ tel qu'indiqué initialement. Enfin, le Transporteur réitère que ces coûts de télécommunications ne sont pas visés par la présente demande.

**Tableau 1 : Estimation des coûts reliés à l'intégration de 990 MW**

No	Projet (Nom)	Puissance (MW)	Année de MES	Coût estimé Mars 2005 (M\$)	Coût estimé Mise à jour 2005 (M\$)
1	Baie-des-Sables (S2)	109.5	2006	9,3	9,3
2	Anse-à-Valleau (S5)	100.5	2006	14,0	14,0
3	St-Ulric/St-Léandre (31)	150	2007	12,6	12,6
4	Carleton (S3)	109.5	2008	15,0	15,0
5	Les Méchins (S7)	150	2009	13,6	13,6
6	Mont Louis (S29)	100.5	2010	8,5	8,5
7	Montagne sèche (S4)	58.5	2011	5,0	5,0
8	Gros Morne (S6)	100.5	2010-11	17,7	17,7
9	Mise à niveau (8 cycles)		2007	34,6	34,6
10	Ligne 230kV Rimouski- Les Boules		2009	50,8	50,8
11	Ligne 230kV Les Boules-St-Ulric		2006	6,9	6,9
12	Ligne 230kV St-ulric-Goémon		2007	9,5	9,5
13	Ligne 230kV Goémon-Montagne Sèche		2010-11	97,0	97,0
14*	Compensation série 315kV		2009	36,2	0
15	Compensation série 230kV Rimouski		2009	15,9	15,9
16*	Compensation série 230kV Goémon		2010-2011	32,4	0
17*	CS-30Mvar Anse-à-Valleau		2007	9,5	0
18*	CS-30Mvar Goémon		2010-2011	38,0	0
19	Télécommunications		2006	37,9	37,9
<b>Total =</b>				<b>464,4</b>	<b>348,3</b>

\* Projets annulés.



**3 Référence : (i) Décision D-2005-50, page 54**

**Préambule :**

La référence (i) précise :

« Bien que le coût du projet supporté par le Transporteur soit inférieur à 25 M\$, l'examen de la Régie porte sur l'ensemble du projet et le mode d'examen doit dépendre de sa valeur brute. Le Transporteur fait une distinction là où la Loi et le Règlement d'application n'en font pas. Le Règlement d'application réfère à un projet d'un coût de 25 M\$ et plus. La contribution du client ou d'un tiers ne change pas le coût du projet. L'intention de l'article 73 de la Loi et de son Règlement d'application est de permettre un examen des projets majeurs qui peuvent avoir un effet sur les tarifs et la qualité de service aux clients. Ces éléments s'apprécient en fonction du projet en entier et la contribution d'un tiers n'est qu'un des éléments soumis à l'examen de la Régie. Ainsi, dans le futur, le Transporteur devra soumettre un tel projet à l'approbation individuelle, en vertu de l'article 1 du Règlement d'application ».

**Demandes :**

**3.1** Veuillez préciser si la présentation des investissements à la Régie serait modifiée en tenant compte, de la décision D-2005-50, des investissements totaux requis pour chacun des parcs d'éoliennes et de l'annulation de certains projets tel qu'indiqué à la demande no 1 ci-dessus.

**R3.1** Le passage de la décision D-2005-50 de la Régie cité dans le préambule de la présente question réfère aux situations où le Transporteur, pour la réalisation d'un projet, soit l'acquisition ou la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité, reçoit une contribution du client ou d'un tiers. La Régie exprime l'opinion que le coût total du projet, pour les fins d'application du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le «Règlement»), devra tenir compte du montant de la contribution du client ou d'un tiers, laquelle sera soumise à son examen.

Pour le projet soumis à l'autorisation de la Régie dans la présente cause, il n'y a aucune telle contribution du client ou d'un tiers.

De plus, dans le cas des postes de départ des parcs éoliens (voir le tableau 2 à la réponse R2.1 ci-devant), il n'y a pas contribution du client ou d'un tiers au coût du raccordement des parcs au réseau du Transporteur mais, au contraire, une contribution du Transporteur, versée conformément aux termes de l'Appendice J des *Tarifs et conditions du service de transport d'électricité d'Hydro-Québec* (les «Tarifs et conditions»), jusqu'à concurrence du maximum établi à la sous-section 1 de la section B dudit Appendice J.

**3.2** Veuillez indiquer dans quelle mesure les investissements requis pour l'intégration annuelle des parcs de production éolienne pourraient être regroupés dans un seul projet étant donné que ces investissements sont inter-reliés.

**R3.2** Le terme «projet», tel qu'utilisé dans le Règlement, n'y est pas défini. Afin de bien saisir la signification qu'il faut lui attribuer pour les fins d'application du Règlement, le Transporteur s'en remet non seulement au sens usuel du mot qu'il comprend être «une suite ordonnée d'opérations destinée à atteindre un but précis» mais aussi à l'économie même du Règlement où ce terme «projet» est utilisé une dizaine de fois.

Il appert, de la lecture attentive du Règlement et, plus particulièrement, de ses articles 2 et 3, qu'un projet, au sens du Règlement, doit se limiter à une seule suite d'opérations visant des objectifs précis pour laquelle :

- 1<sup>o</sup> il est possible de décrire et justifier en relation avec ces objectifs visés;
- 2<sup>o</sup> il est possible de faire une étude de faisabilité économique;
- 3<sup>o</sup> une liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois peut être dressée;
- 4<sup>o</sup> l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité utile et significative, peut être établi;
- 5<sup>o</sup> l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité peut être apprécié;
- 6<sup>o</sup> d'autres solutions ont été envisagées et présentées à la Régie accompagnées de tous les renseignements prévus au Règlement;
- 7<sup>o</sup> une liste des principales normes techniques s'y appliquant est fournie;
- 8<sup>o</sup> les engagements contractuels des consommateurs du service ainsi que leurs contributions financières, le cas échéant, sont démontrés.

Le regroupement de divers projets distincts qui peuvent se réaliser l'un indépendamment de l'autre, quoique inter-reliés en ce sens qu'ils s'identifient tous à la notion d'intégration de production éolienne, en fonction de l'année durant laquelle ils se réaliseront, ne respecterait ni l'esprit, ni la lettre du Règlement.

Le Transporteur craint que l'approche envisagée par la Régie, soit le regroupement de projets différents ayant en commun leur réalisation prévue mais non essentielle au cours d'une même année, ne soit possible ni souhaitable en raison des finalités et localisations différentes des projets, des exigences de renseignements pour chacun des projets et des

considérations auxquelles la Régie doit avoir égard pour son autorisation de chacun d'eux.

**4 Références : (i) HQT-1, document 2, pages 7 et 8**

**Préambule :**

Lors de la réunion technique la Régie a compris que la nouvelle ligne permettant la liaison entre Anse-à-Valleau et Rivière-au-Renard serait construite par le producteur du parc de Anse-à-Valleau.

**Demande :**

**4.1** Veuillez indiquer si, à votre connaissance, son coût est inclus à la soumission de ce producteur.

**R4.1** Suite à l'appel d'offres A/O 2003-02 effectué par le Distributeur pour l'achat d'électricité de source éolienne, le Transporteur a été avisé par le Distributeur que le projet Anse-à-Valleau avait été retenu pour une mise en service en décembre 2006, dans le scénario où le promoteur effectuait à ses frais la construction de la ligne à 161 kV entre le parc éolien et le réseau de transport du Transporteur. Le Distributeur n'a pas fourni au Transporteur les détails commerciaux relatifs à la soumission du promoteur.

**4.2** Veuillez préciser qui fera l'entretien de cette ligne et qui en prendra la responsabilité.

**R4.2** Dans le scénario où le promoteur construit la ligne 161 kV et qu'il l'exploite, il devra en assurer la responsabilité et effectuer l'entretien à ses frais.

**4.3** Dans la mesure où le Transporteur en fait l'acquisition, veuillez préciser le traitement réglementaire envisagé pour ces coûts d'acquisition.

**R4.3** Dans l'hypothèse soulevée par la Régie, le Transporteur serait responsable de l'exploitation et de l'entretien de cette ligne et les coûts assumés par ce dernier seraient inclus dans ses revenus requis, en appliquant notamment les dispositions prévues à l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

---

## OBJECTIF ET JUSTIFICATION DU PROJET

### 5 Références : (i) HQT-4, document 1, page 6

#### Préambule :

À la référence (i) le Transporteur précise les critères à respecter relativement au comportement transitoire et dynamique des réseaux régionaux.

Il mentionne :

*« La stabilité des réseaux de transport régionaux doit être maintenue durant et après le plus grave des événements décrits ci-dessous, sans perte de charge prioritaire autre que celle directement impliquée dans l'événement et compte tenu du système de réenclenchement :*

*Un défaut triphasé éliminé normalement, sans perte d'élément ;*

*Un défaut triphasé permanent sur un alternateur ou un transformateur, avec élimination normale du défaut ;*

*Un défaut biphasé permanent sur un circuit de ligne de transport, avec élimination normale du défaut ;*

*La perte de tout élément sans défaut, y compris celle d'un bloc de charge quelconque pouvant être occasionnée par un événement en simple contingence. »*

#### Demande :

**5.1** Veuillez définir la notion de « stabilité des réseaux de transport régionaux ». Veuillez indiquer s'il y a une différence avec la stabilité du réseau de transport principal.

**R5.1** La stabilité du réseau de transport est sa capacité de maintenir stables, donc en mesure d'accomplir leur fonction, toutes les centrales, les charges et les interconnexions qui y sont raccordées. Le Transporteur mesure la stabilité du réseau de transport en simulant certains événements, tels que ceux mentionnés à la référence (i).

Les équipements du réseau du Transporteur sur lesquels des événements pourraient compromettre la stabilité de la totalité du réseau font partie de ce que le Transporteur appelle le réseau principal. Les autres équipements du réseau du Transporteur font partie de ce que le Transporteur appelle les réseaux régionaux.

À cause de son importance stratégique, le Transporteur simule des événements plus sévères sur les équipements du réseau principal que ceux mentionnés à la référence (i).

- 5.2** Parmi les événements mentionnés en référence, veuillez identifier ceux qui provoqueraient l'instabilité du réseau de transport régional si la mise à niveau des protections n'était pas réalisée. Veuillez préciser notamment:
- le type d'événement;
  - la localisation de l'événement;
  - l'année du réseau simulé;
  - les parcs de production déclenchés (localisation, capacité)
- R5.2** L'événement le plus contraignant pour la stabilité des parcs d'éoliennes est un défaut triphasé éliminé normalement, sans perte d'élément. Lorsque ce défaut est simulé au point de raccordement d'un parc d'éoliennes, il doit être éliminé en moins de neuf (9) cycles selon les informations du manufacturier, sinon ce parc d'éoliennes (et tout autre parc d'éoliennes proches de ce point) sera instable tout en demeurant raccordé au réseau.
- 5.3** Veuillez préciser si un des événements mentionnés en référence se produisant sur le réseau à 161 kV provoque l'instabilité du réseau de transport régional.
- R5.3** L'événement d'un défaut triphasé sur le réseau à 161 kV, éliminé normalement sans perte d'élément, doit être éliminé en moins de neuf (9) cycles sinon au moins un parc d'éoliennes raccordé sur ce réseau à 161 kV (et tout autre parc d'éoliennes proches de ce point) sera instable tout en demeurant raccordé au réseau.

**6 Références : (i) HQT-12, document 1, page 29**

**Préambule :**

Le Transporteur mentionne qu'il y a nécessité de préserver la stabilité des éoliennes lors de défauts.

**Demandes :**

- 6.1** Veuillez préciser la notion de : « préserver la stabilité des éoliennes ».
- R6.1** La stabilité des éoliennes est préservée lorsqu'elles sont en mesure d'accomplir leur fonction immédiatement après un défaut.
- 6.2** Veuillez indiquer le critère ou la norme qui spécifie cette exigence et en donner la référence.
- R6.2** La pièce HQT-4, Document 1, page 6 précise les critères à respecter, et la réponse R5.1 précédente explique dans quels cas la stabilité des éoliennes doit être préservée.

**6.3** Veuillez indiquer si cette exigence a été respectée pour l'intégration des parcs éoliens déjà existants. Sinon, veuillez expliquer et indiquer en quoi la situation est différente dans le cas actuel, sur le plan technique.

**R6.3** Dans le cas des parcs Le Nordais 1 et 2 raccordés au réseau en 1998 et 1999, le seul modèle de simulation disponible alors montrait un comportement stable de ces parcs. Ce n'est qu'en 2001 que des recherches financées par des transporteurs d'électricité du Danemark ont déterminé que ce type d'éoliennes était beaucoup moins stable et que le modèle de simulation utilisé n'était pas adéquat.

Dans le cas des parcs Mont Copper et Mont Miller raccordés en 2004 et 2005, l'étude de raccordement est actuellement en cours. Ce type d'éoliennes est moins stable que celles retenues suite à l'appel d'offres du Distributeur et ne rencontre pas les nouvelles exigences de raccordement émises en décembre 2004 par le Transporteur. Des compensateurs synchrones semblent requis pour stabiliser ces éoliennes.

**7**      **Référence :**            **(i)    HQT-12, document 1, page 38**

**Préambule :**

Le Transporteur présente des statistiques concernant les défauts survenus durant les années 2002, 2003 et 2004. Il précise que 8 événements externes ont provoqué le déclenchement des parcs Le Nordais 1 et Le Nordais 2.

**Demande :**

**7.1**      Veuillez préciser si ces événements auraient provoqué le déclenchement des éoliennes si celles-ci avaient eu les mêmes caractéristiques que celles prévues dans le projet actuel.

**R7.1**      Seulement deux événements externes ont provoqué le déclenchement simultané des parcs Le Nordais 1 et Le Nordais 2. Il y a donc six autres événements externes qui ont provoqué le déclenchement du parc Le Nordais 1 et six autres événements externes qui ont provoqué le déclenchement du parc Le Nordais 2. Pour les détails voir la réponse de la question 2d de SÉ-AQLPA.

Puisque ces quatorze (14) événements externes n'incluent aucun défaut triphasé, les nouvelles éoliennes du manufacturier GE n'auraient pas déclenché.

- 7.2** Pour chaque évènement, veuillez donner une approximation de la durée du déclenchement.
- R7.2** La durée du déclenchement des parcs existants est normalement de quelques minutes seulement. Lors d'un défaut externe, le réseau du Transporteur est disponible immédiatement pour raccorder les éoliennes. C'est donc le producteur qui décide du délai de raccordement et cette information lui appartient.
- 7.3** Veuillez donner une évaluation de la production perdue à cause de ces 8 déclenchements.
- R7.3** De l'avis du Transporteur, la production perdue à cause des déclenchements causés par des évènements externes est sans doute négligeable. Lors d'un défaut externe, le réseau du Transporteur est disponible immédiatement pour raccorder les éoliennes. C'est donc le producteur qui décide du délai de raccordement et ainsi de la production perdue. Cette information appartient au producteur.

**8 Référence : (i) HQT-4, document 1, page 7**

**Préambule :**

Le Transporteur mentionne que la solution retenue commande de moderniser les protections de ligne ainsi que de moderniser et d'ajouter des liens de télécommunication numériques.

**Demande :**

- 8.1** Veuillez préciser si les modifications relatives au système de télécommunication ne sont requises que si la mise à niveau des protections est réalisée. Veuillez justifier votre réponse.
- R8.1** En effet. Les systèmes de protection capables de rencontrer les exigences requises dans les temps requis font usage de relais utilisant la technologie numérique, ce qui n'est pas le cas avec les protections actuelles.



De plus, le Transporteur souligne que le projet visé par la présente demande d'autorisation bénéficie à l'ensemble du réseau intégré du Transporteur et partant à l'ensemble des clients du Transporteur.

## **COÛTS ET IMPACT SUR LES TARIFS**

### **10 Référence : (i) HQT-6, document 1, page 8**

#### **Préambule :**

Les coûts de construction et d'approvisionnement représentent 40,7 % des coûts du Projet; les coûts internes et externes d'ingénierie, de gérance de projet et du « Client » représentent respectivement 11,6 %, 13,5 % et 18,3 %.

#### **Demande :**

**10.1** Veuillez expliquer cette proportion des coûts d'ingénierie et de gérance de projet en fournissant des exemples de projets réalisés et en expliquant les différences.

**R10.1** Le tableau 3 suivant identifie des projets similaires qui démontrent que le pourcentage d'ingénierie et de gérance de projets sont équivalents à ceux indiqués à la pièce HQT-6, Document 1, page 9 de 12.

**Tableau 3**

Description	Mise à niveau	Petite Nation PFEF	Chénier PFEF	Vignan PFEH	Grand-Brulé PFEJ
Ingénierie	11,6 %	11,9 %	14 %	12,8 %	12,5%
Gérance projets	13,5 %	12,8 %	12,4 %	14,5 %	13,5 %

**10.2** Veuillez expliquer les différentes activités prévues, tests et essais qui sont prévus être réalisés par le « Client » et préciser les différences avec les tests et essais effectués dans le processus normal des réceptions provisoires et définitives de la gestion du projet effectuée par HQE.

**R10.2** Le tableau 4 suivant identifie les différentes activités qui sont prévues être réalisées par le client.

**Tableau 4 \***  
(En K\$ de réalisation)

Planification et expertise technique	575,2
Inspection finale – Région et M.E.R.(mise en route)	5 683,4
Expertise immobilière (acquisition)	58,5
<b>Total</b>	<b>6 317,1</b>

\* Les tests et essais effectués par le client sont conformes aux guides de mise en route du client.

- 11 Référence :**
- (i) HQT-7, document 1, page 5-6
  - (ii) HQT-7, document 1, Annexes A et B

**Préambule :**

À la référence i, le Transporteur mentionne :

*« Chacun des projets de raccordement des parcs éoliens de 25 M\$ et plus, avec les besoins de transport associés, seront soumis à la Régie en temps opportun. Comme le projet de la présente demande est requis en amont de ces projets de raccordement, les besoins de transport correspondants ne peuvent, à ce stade-ci, être isolés spécifiquement et associés à la présente demande, puisque l'information à cet égard n'est pas disponible. »*

Quoique ce projet s'inscrit dans la catégorie « Croissance des besoins », le Transporteur propose de déterminer l'impact tarifaire sans tenir compte de la croissance future des besoins pouvant y être associée. Ce faisant, le projet sous étude résulte en une augmentation tarifaire.

**Demande :**

**11.1** Veuillez confirmer que le projet sous étude est justifié en considérant l'impact global de l'ensemble des projets d'intégration des éoliennes. Dans ce cas, veuillez présenter un tableau démontrant l'impact tarifaire de l'ensemble des projets visant l'intégration des éoliennes, en tenant compte des coûts prévus les plus à date et de l'augmentation de capacité qui en résulte.

**R11.1** Les deux tableaux suivants présentent l'impact tarifaire global de l'ensemble des projets d'intégration des éoliennes, en tenant compte des coûts prévus les plus à date et de l'augmentation de capacité qui en résulte.

Le premier tableau est sur l'horizon 2006-2025 en considérant une durée de vie utile de 20 ans, tandis le second est sur l'horizon 2006-2035 en considérant une durée de vie utile de 30 ans. La Régie pourra constater que dans les deux cas, l'ensemble des projets d'intégration des éoliennes ne génèrent pas d'impact tarifaire à la hausse par rapport au tarif actuel de 72,91 \$/kW et contribuent même à une réduction du tarif de plus de 1 % sur la période d'analyse.

**Impact tarifaire global de l'ensemble des projets d'intégration des éoliennes**  
 Catégorie – Croissance des besoins

Hypothèses	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013 et suite	Total
Mise en exploitation (M\$)	27,5	57,8	16,5	81,9	72,7	46,2	9,2	0,0	311,9
Ajout de capacité (MW)	210,0	150,0	109,5	150,0	100,5	159,0	111,0	0,0	990,0
Coût du capital prospectif <sup>1</sup>	6,80%	6,80%	6,80%	6,80%	6,80%	6,80%	6,80%	6,80%	
Entretien et exploitation <sup>2</sup>	1,39%	1,39%	1,39%	1,39%	1,39%	1,39%	1,39%	1,39%	
Taxe sur le capital <sup>3</sup>	0,525%	0,49%	0,36%	0,29%	0,29%	0,29%	0,29%	0,29%	
Taxe sur les services publics (TSP)	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	
Nombre d'années	20								

**Coût  
comptable**

Années	Amortissement	Amort.	Actif net	Coût du	Sous total	Entretien et	Taxe sur le	TSP	Total	Revenus	Puissance	Tarif
	M\$	cumulé		financement	annuel		exploitation					
2001										2 593	35 570	72,91
2006	1	1	26	2	3	0	0	0	4	2 597	35 780	72,58
2007	3	4	81	6	9	1	0	0	11	2 604	35 930	72,48
2008	4	8	94	7	11	1	0	1	13	2 606	36 040	72,31
2009	7	15	168	12	19	3	0	1	23	2 616	36 190	72,29
2010	10	25	231	16	26	4	1	1	32	2 625	36 290	72,34
2011	12	37	265	19	31	4	1	1	37	2 631	36 449	72,17
2012	13	50	262	19	31	4	1	1	38	2 631	36 560	71,97
2013	13	63	249	18	31	4	1	1	37	2 631	36 560	71,95
2014	13	77	235	17	30	4	1	1	37	2 630	36 560	71,94
2015	14	90	221	16	30	4	1	1	36	2 629	36 560	71,92
2016	14	105	207	15	29	4	1	1	35	2 629	36 560	71,90
2017	15	120	192	14	29	4	1	1	35	2 628	36 560	71,88
2018	15	135	177	13	28	4	1	1	34	2 627	36 560	71,86
2019	16	150	161	12	28	4	0	1	33	2 627	36 560	71,84
2020	16	167	145	11	27	4	0	1	33	2 626	36 560	71,82
2021	17	183	129	10	26	4	0	1	32	2 625	36 560	71,80
2022	17	200	112	9	26	4	0	1	31	2 624	36 560	71,78
2023	18	218	94	8	25	4	0	1	30	2 624	36 560	71,76
2024	18	236	76	6	25	4	0	0	30	2 623	36 560	71,74
2025	19	255	57	5	24	4	0	0	29	2 622	36 560	71,72

SOMME										52 454	728 518	72,00
VAN										28 199	391 148	72,09

<sup>1</sup> Taux moyen pondéré du coût du capital prospectif approuvé par la Régie dans sa décision D-2005-63.

<sup>2</sup> Frais d'entretien et d'exploitation obtenus en supposant que ceux-ci correspondent à 15 % de l'investissement.

<sup>3</sup> Taxe sur le capital selon les taux du budget du Gouvernement du Québec du 21 avril 2005.

**Impact tarifaire global de l'ensemble des projets d'intégration des éoliennes**  
Catégorie – Croissance des besoins

Hypothèses	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013 et suite	Total
Mise en exploitation (M\$)	27,5	57,8	16,5	81,9	72,7	46,2	9,2	0,0	311,9
Ajout de capacité (MW)	210,0	150,0	109,5	150,0	100,5	159,0	111,0	0,0	990,0
Coût du capital prospectif <sup>1</sup>	6,80%	6,80%	6,80%	6,80%	6,80%	6,80%	6,80%	6,80%	
Entretien et exploitation <sup>2</sup>	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	
Taxe sur le capital <sup>3</sup>	0,525%	0,49%	0,36%	0,29%	0,29%	0,29%	0,29%	0,29%	
Taxe sur les services publics (TSP)	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	
Nombre d'années	30								

Coût comptable												
Années	Amortissement M\$	Amort. cumulé M\$	Actif net M\$	Coût du financement M\$	Sous total annuel M\$	Entretien et exploitation M\$	Taxe sur le capital M\$	TSP M\$	Total annuel M\$	Revenus requis résiduels M\$	Puissance MW	Tarif annuel \$/kW
2001										2 593	35 570	72,91
2006	1	1	27	2	2	0	0	0	3	2 596	35 780	72,56
2007	2	2	83	6	8	1	0	0	9	2 603	35 930	72,44
2008	2	5	97	7	9	1	0	1	11	2 604	36 040	72,26
2009	4	9	175	12	16	2	1	1	20	2 613	36 190	72,20
2010	6	14	242	17	23	3	1	1	28	2 621	36 290	72,22
2011	7	21	282	20	26	4	1	2	32	2 626	36 449	72,03
2012	7	28	284	20	27	4	1	2	33	2 626	36 560	71,83
2013	7	36	276	19	27	4	1	2	33	2 626	36 560	71,83
2014	8	43	269	19	26	4	1	1	32	2 626	36 560	71,82
2015	8	51	261	18	26	4	1	1	32	2 625	36 560	71,81
2016	8	59	253	18	26	4	1	1	32	2 625	36 560	71,80
2017	8	68	244	17	26	4	1	1	31	2 624	36 560	71,79
2018	9	76	236	17	25	4	1	1	31	2 624	36 560	71,78
2019	9	85	227	16	25	4	1	1	30	2 624	36 560	71,76
2020	9	94	218	15	25	4	1	1	30	2 623	36 560	71,75
2021	9	103	208	15	24	4	1	1	30	2 623	36 560	71,74
2022	10	113	199	14	24	4	1	1	29	2 622	36 560	71,73
2023	10	123	189	14	23	4	1	1	29	2 622	36 560	71,72
2024	10	133	179	13	23	4	1	1	28	2 622	36 560	71,70
2025	11	144	168	12	23	4	0	1	28	2 621	36 560	71,69
2026	11	155	157	11	22	4	0	1	27	2 621	36 560	71,68
2027	11	166	146	11	22	4	0	1	27	2 620	36 560	71,66
2028	12	177	134	10	21	4	0	1	26	2 620	36 560	71,65
2029	12	189	123	9	21	4	0	1	26	2 619	36 560	71,63
2030	12	202	110	8	21	4	0	1	25	2 618	36 560	71,62
2031	13	214	98	8	20	4	0	1	25	2 618	36 560	71,60
2032	13	227	85	7	20	4	0	0	24	2 617	36 560	71,59
2033	13	240	71	6	19	4	0	0	23	2 617	36 560	71,57
2034	14	254	58	5	19	4	0	0	23	2 616	36 560	71,55
2035	14	268	43	4	18	4	0	0	22	2 615	36 560	71,54
SOMME										78 577	1 094 118	71,82
VAN										33 147	460 677	71,95

<sup>1</sup> Taux moyen pondéré du coût du capital prospectif approuvé par la Régie dans sa décision D-2005-63.

<sup>2</sup> Frais d'entretien et d'exploitation obtenus en supposant que ceux-ci correspondent à 15 % de l'investissement.

<sup>3</sup> Taxe sur le capital selon les taux du budget du Gouvernement du Québec du 21 avril 2005.

**11.2** Dans le tableau mentionné ci-dessus, veuillez ventiler les coûts, la capacité et le tarif résultant pour chacune des années de l'analyse (20 et 30 ans).

**R11.2** Voir la réponse à la question 11.1 précédente.