

## **Annexe 1.1**

# **Distinctions de l'entente de raccordement par rapport à l'Entente-type**

## **Suivi de la décision D-2020-146**



**Tableau 1**  
**Distinctions de l'entente de raccordement par rapport à l'Entente-type de raccordement**  
**Suivi du paragraphe 250 de la décision D-2020-146**

L'entente de raccordement pour l'accroissement de puissance d'une centrale raccordée au réseau d'Hydro-Québec (l'Entente), à savoir la centrale aux Outardes-2, est basée sur l'Entente-type de raccordement et sur les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*.

La présente Entente a été adaptée en considérant que la centrale aux Outardes-2 est une centrale d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »).

Section	Description sommaire
<b>Article 1</b> (p. 3 et 4)	Certaines définitions, non pertinentes à cette entente, ont été retirées ou modifiées, notamment : <ul style="list-style-type: none"> <li>• « <i>Affilié</i> »</li> <li>• « <i>Agences de notation</i> »</li> <li>• « <i>Engagement d'achat de services de transport</i> »</li> <li>• « <i>Installations</i> », remplacée par les définitions « <i>centrale ou centrale aux Outardes-2</i> » et « <i>nouveaux équipements</i> »</li> <li>• « <i>Instruction commune</i> »</li> </ul> La définition « <i>mise en exploitation</i> » a été ajoutée.
<b>Article 2, paragraphe g)</b> (p. 5)	Le paragraphe g) a été scindé en deux.
<b>Article 3</b> (p. 5)	Le texte de l'Entente-type a été modifié pour l'adapter à un accroissement de puissance d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production.
<b>Article 4</b> (p. 5 et 6)	Le texte de l'Entente-type a été modifié pour l'adapter à un accroissement de puissance d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production avec plusieurs mises en service échelonnées dans le temps.
<b>Article 5.1, dernier paragraphe</b> (p. 6)	L'instruction commune n'est pas applicable dans le cas d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production.
<b>Article 5.3, paragraphe e) de l'Entente-type</b>	Le texte de l'Entente-type a été modifié pour l'adapter à un accroissement de puissance d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production.
<b>Article 6.1 2<sup>e</sup> paragraphe</b> (p.7)	Le texte de l'Entente-type a été modifié pour l'adapter à un accroissement de puissance d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production.
<b>Article 6.1, dernier paragraphe</b> (p.8)	Une indication que le Producteur se prévaut de son droit acquis aux conditions décrites à l'article 12A.2 i) et selon les modalités de l'article 44.2 des <i>Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec</i> a été ajoutée.
<b>Article 9.3 de l'Entente-type</b>	Le texte de l'Entente-type a été modifié pour l'adapter à un accroissement de puissance d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production.

Section	Description sommaire
<b>Article 10</b> (p. 11)	Le texte de l'Entente-type a été modifié pour l'adapter à un accroissement de puissance d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production.
<b>Article 19</b> <b>« RÉGLEMENT DES DIFFÉRENDS » de l'Entente-type</b>	L'article n'est pas pertinent dans le cadre d'une entente entre le Transporteur et d'Hydro-Québec dans ses activités de production et a été retiré.
<b>Article 25, 1<sup>er</sup> paragraphe</b> (p. 20)	Le texte de l'Entente-type a été modifié pour l'adapter à un accroissement de puissance d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production avec plusieurs mises en service échelonnées dans le temps.
<b>Article 26, 1<sup>er</sup> paragraphe</b> (p. 20)	Le texte de l'Entente-type a été modifié pour l'adapter à un accroissement de puissance d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production.
<b>Article 27, 1<sup>er</sup> paragraphe</b> (p. 21)	Le texte de l'Entente-type a été modifié pour l'adapter à un accroissement de puissance d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production.
<b>Article 30 « TENSION DE COMPTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ » de l'Entente-type</b>	L'article n'est pas pertinent dans le cas d'un accroissement de puissance d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production.
<b>Article 29, 2<sup>e</sup> paragraphe</b> (p.21)	L'instruction commune n'est pas applicable dans le cas d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production.
<b>Article 32</b> (p. 22)	Le texte de l'Entente-type a été modifié pour l'adapter à un accroissement de puissance d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production.
<b>Article 33</b> (p. 22 et 23)	Cet article a été ajouté pour préciser l'engagement du Producteur pour couvrir les frais d'intégration.
<b>Article 34</b> (p. 23 et 24)	Le texte de l'Entente-type a été modifié pour l'adapter à un accroissement de puissance d'une centrale existante d'Hydro-Québec dans ses activités de production.
<b>Article 36 « Garantie du producteur pour couvrir les frais d'intégration » de l'Entente-type</b>	Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité n'est pas assujettie à l'appendice L, section 12 des <i>Tarifs et condition des services de transport d'Hydro-Québec</i> .
<b>Annexe III, section C), 3<sup>e</sup> à 5<sup>e</sup> paragraphe</b> (p. 29 et 30)	Une indication que l'entente vise des mises en service échelonnées dans le temps tel que précisé à l'appendice J, section 2A des <i>Tarifs et condition des services de transport d'Hydro-Québec</i> a été ajoutée.

## **Annexe 1.2**

### **Couverture des coûts de l'accroissement de puissance**



## Couverture des coûts de l'accroissement de puissance

1 Comme présenté à la pièce HQT-1, Document 1, le Projet permet de répondre à la demande  
2 que le Transporteur a reçue du Producteur pour un accroissement de puissance de 94 MW à  
3 la centrale aux Outardes-2. Une *Entente de raccordement pour l'accroissement de puissance*  
4 *d'une centrale raccordée au réseau d'Hydro-Québec* (l'« Entente ») a donc été signée entre  
5 le Transporteur et le Producteur.

6 À l'article 6.1 de l'Entente, le Producteur prend un engagement afin que le Transporteur  
7 puisse recouvrer les coûts assumés dans la catégorie « Croissance des besoins  
8 de la clientèle » jusqu'à concurrence du montant maximal applicable de 57,3 M\$  
9 (94 MW multipliés par 610 \$/kW)<sup>1</sup>, majorés des coûts d'exploitation et d'entretien (« CEE »)  
10 ainsi que de la taxe sur les services publics (« TSP »). À cette fin, il se prévaut de ses droits  
11 acquis aux conditions décrites à l'article 12A.2 i)<sup>2</sup> et selon les modalités de l'article 44.2 des  
12 *Tarifs et conditions*.

13 De fait, dans la décision D-2017-102, la Régie a octroyé des droits acquis au Producteur  
14 comme suit :

15 « DÉCLARE que le Producteur a des droits acquis d'utiliser la valeur actualisée du solde  
16 non engagé des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des Conventions  
17 pour satisfaire les engagements qu'il prendra relativement à la couverture des coûts qui  
18 seront encourus par le Transporteur pour d'éventuels projets de raccordement de centrales,  
19 y incluant des projets d'accroissement de puissance à des centrales existantes; »<sup>3</sup>

20 Par conséquent, le Producteur peut utiliser les revenus des trois conventions suivantes  
21 pour le service ferme de transport à long terme afin de couvrir des projets de raccordement  
22 de nouvelles centrales, y incluant des projets d'accroissement de puissance à des  
23 centrales existantes :

- 24 • la convention de service de transport ferme à long terme de point à point HQT-ON  
25 prenant effet en 2009 pour une période de 50 ans<sup>4</sup> ;
- 26 • les conventions de service de transport ferme à long terme de point à point

---

<sup>1</sup> Comme indiqué à la pièce HQT-1, Document 1, le coût dans la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle » s'élève à 61,4 M\$ ce qui est supérieur au montant maximal de 57,3 M\$, de sorte le Producteur remboursera au Transporteur les frais d'intégration liés à l'accroissement de puissance qui excèdent le montant maximal. Ainsi, la contribution du Producteur est estimée à 4,1 M\$ et sera majorée des CEE.

<sup>2</sup> [D-2017-102](#), pp. 35-36

<sup>3</sup> [D-2017-102](#), p. 53.

<sup>4</sup> La convention HQT-ON est disponible au lien suivant :

[http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/353/DocPrj/R-3959-2016-B-0103-Audi-Piece-2016\\_05\\_31.pdf#page=3](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/353/DocPrj/R-3959-2016-B-0103-Audi-Piece-2016_05_31.pdf#page=3)

1 HQT-MASS et HQT-NE prenant effet en 2009 pour une période de 35 ans chacune<sup>5</sup>.

2 Le Transporteur mentionne que les revenus provenant des trois conventions précitées,  
3 depuis leur entrée en vigueur et jusqu'à la mise en service du Projet, contribuent à la  
4 couverture des coûts des projets antérieurs<sup>6</sup> autorisés par la Régie. Malgré ces projets  
5 antérieurs, dont les coûts sont couverts par les trois conventions, les revenus futurs actualisés  
6 permettent de couvrir les coûts visés du Projet comme présenté ci-dessous.

7 En effet, à compter de la mise en service prévue en décembre 2025 du Projet, la valeur  
8 actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée restante des  
9 conventions est de l'ordre de 1,6 G\$ pour HQT-ON, de 1,1 G\$ pour HQT-MASS et de 1,1 G\$  
10 pour HQT-NE, pour un total de 3,8 G\$<sup>7</sup>.

11 Comme indiqué dans l'Entente<sup>8</sup>, les coûts estimés pour l'engagement du Producteur pour le  
12 Projet d'accroissement de puissance à la centrale aux Outardes-2, incluant les CEE et la TSP,  
13 sont de 70,7 M\$ (soit 57,3 M\$ pour les coûts d'intégration, 10,9 M\$ pour les CEE et 2,5 M\$  
14 pour la TSP). Il y a donc suffisamment de revenus actualisés provenant des trois conventions  
15 pour couvrir les coûts visés du Projet.

---

<sup>5</sup> Les conventions HQT-MASS et HQT-NE sont disponibles au lien suivant :

[http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/353/DocPrj/R-3959-2016-B-0103-Audi-Piece-2016\\_05\\_31.pdf#page=11](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/353/DocPrj/R-3959-2016-B-0103-Audi-Piece-2016_05_31.pdf#page=11)

<sup>6</sup> Les coûts actuels des projets à couvrir depuis 2009 par les trois conventions sont les suivants : interconnexion avec l'Ontario et ligne à 315 kV Chénier-Outaouais : 734,1 M\$ ; centrales de l'Eastmain 1-A et de la Sarcelle : 177,1 M\$ ; ajouts et modifications des équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions MASS et NE : 116,3 M\$ ; accroissement de puissance à la centrale Jean-Lesage : 2,3 M\$ ; complexe de la Romaine : 1 099,1 M\$ ; centrale Gabrielle-Bodis : 2,5 M\$ ; centrale Robert A.-Boyd : 1,2 M\$.

<sup>7</sup> L'actualisation des revenus a été effectuée selon les valeurs approuvées par la Régie dans le dossier R-4167-2022 : tarif de 71,38 \$/kW/an et coût moyen pondéré du capital prospectif de 4,675 %.

<sup>8</sup> Entente de raccordement, HQT-1, Document 1, annexe 1, p. 22 et 23.



## **Annexe 3**

# **Liste des principales normes techniques appliquées au Projet**



---

**Demande relative à l'ajout d'un transformateur au poste de la Manicouagan et au remplacement de transformateurs au poste aux Outardes-2**

**1 Caractéristiques électriques générales**

---

<b>Numéro d'identification</b>	<b>Titre du document</b>
0047-20600-017-01-A-PL-A	Courants de défauts relatifs à l'élévation du potentiel de terre (Outardes-2)
0047-20600-019-01-A-PL-A	Transformateur triphasé 309-13,8 kV, 205 MVA
0047-20600-020-01-0-PL-A	Automatismes et protections (Outardes-2)
0068-20600-075-01-0-PL-A	Autotransformateur monophasé 765 - 315 - 12 kV, 550 MVA
0068-20600-076-01-0-PL-A	Inductance monophasée 17 mH
0068-20600-077-01-0-PL-A	Disjoncteur avec résistance d'enclenchement et discordances de phases 330 kV, 1 000 ohms
0068-20600-078-01-0-PL-A	Courants de défaut relatifs à l'élévation du potentiel de terre (Manicouagan)
0068-20600-079-01-0-PL-A	Automatismes et protections (Manicouagan)

---

**2 Exigences particulières de conception**

---

<b>Numéro d'identification</b>	<b>Titre du document</b>
TET-AUT-EPC-0068-2201-0	Protection poste Manicouagan

---

**3 Exigences générales de conception**

---

<b>Numéro d'identification</b>	<b>Titre du document</b>
--------------------------------	--------------------------

---

---

#### 4 Spécifications techniques normalisées et guides techniques

---

<b>Numéro</b>	<b>Titre du document</b>
SN-14.1j	Transformateurs de puissance et inductances shunt de 69 à 765 kV
SN-14.2	Essais des transformateurs de puissance, des inductances de mise à la terre et des inductances shunt
SN-15.1	Essais des disjoncteurs de 26,4 à 765 kV
SN-15.6	Disjoncteurs à 26,4 et 28,4 kV
A1-SN-15.6b	Amendement de la norme SN-15.6
SN-15.7a	Disjoncteurs de 72,5 à 800 kV
SN-16.1	Essais sur les transformateurs de mesure de 26,4 à 765 kV
SN-16.2	Fourniture des transformateurs de courant de 26,4 à 765 kV
SN-16.3	Fourniture des transformateurs de tension de 26,4 à 765 kV
SN-17.3	Parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour réseaux 26,4 kV à 765 kV
SN-19.3	Sectionneurs et sectionneurs de terre à courant alternatif de 15 à 800 kV
SN-20.2	Fourniture et essais de supports isolants destinés à des installations de 25 à 765 kV
SN-20.5	Fourniture de conducteurs câblés en aluminium de 1796 et 4000 MCM
SN-20.6	Fourniture d'accessoires des chaînes d'isolateurs pour les postes
SN-20.8	Manchons d'alignement et bouchons d'extrémité pour les conducteurs tubulaires en aluminium
SN-20.9	Caractéristiques de performance et d'essais pour éléments de raccordement électrique de postes
SN-29.3	Revêtements sur l'appareillage de postes, les tableaux de commande et autres équipements connexes
SN-29.6	Protections acoustiques extérieures permanentes dans les postes
SN-29.7	Critères généraux pour la conception civile et mécanique des postes
SN-37.2	Installation de tuyauterie
SN-63.10	Ensemble d'appareillage à basse tension sous-enveloppe, 600 V c.a. et moins
SN-63.12	Disjoncteur et interrupteur à air débrochable 600 V et moins

---

---

#### 4 Spécifications techniques normalisées et guides techniques (suite)

---

<b>Numéro</b>	<b>Titre du document</b>
TET-APG-N-0001	Qualification parasismique des équipements, bâtiments et ouvrages du réseau de transport
TET-EMP-N-GEN0002	Utilisation polyvalente de l'emprise normale d'une ligne aérienne de transport
GT-V-3b	Distance d'isolement entre phases et à la masse
GT-V-4b	Niveaux des jeux de barres et distance d'éloignement dans les postes
GT-VI-1	Mise à la terre dans les postes
GT-IX-12	Protection des postes et centrales contre l'incendie, les déversements d'huile accidentels et les fuites d'huiles provenant des transformateurs et inductances shunt

---

#### 5 Northeast Power Coordinating Council, Inc. (NPCC)

---

<b>Numéro</b>	<b>Titre du document</b>
Répertoire D4	Directory #4 – Bulk Power System Protection Criteria

---

#### 6 Normes de cybersécurité et de sécurité physique de la NERC

---

<b>Numéro d'identification</b>	<b>Titre du document</b>
CIP-002-5.1a	Catégorisation des systèmes électroniques BES
CIP-005-5	Périmètres de sécurité électronique
CIP-006-6	Sécurité physique des systèmes électroniques BES
CIP-007-6	Gestion de la sécurité des systèmes
CIP-009-6	Plans de rétablissement des systèmes électroniques BES
CIP-010-2	Gestion des changements de configuration et analyses de vulnérabilité
CIP-011-2	Protection de l'information
CIP-013-1	Gestion des risques d'approvisionnement
CIP-014-2	Sécurité physique

---

## **Annexe 4**

### **Analyse économique**

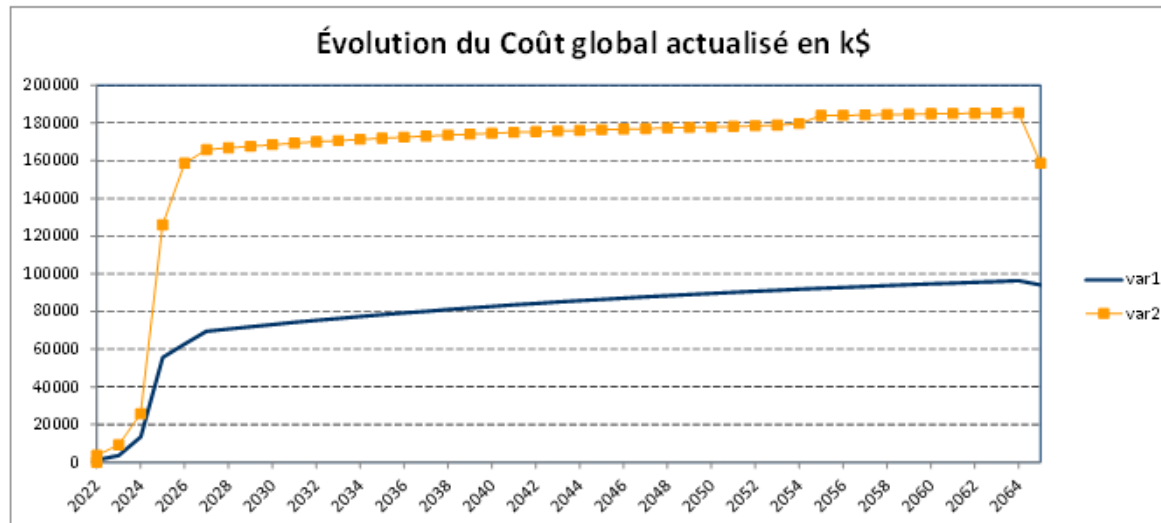


## Coût global actualisé du projet : deux solutions

### Ajout d'un transformateur à Manicouagan et remplacement de transformateurs à Outardes-2

#### Analyse économique (k\$ actualisés)

	Solution 1 (var 1) Ajout d'un transformateur de puissance au poste de la Manicouagan	Solution 2 (var 2) Raccordement de la centrale Outardes-3 au poste aux Outardes
Investissements (+)	68,710	168,302
Rénvestissements (+)		4,883
Valeurs résiduelles (-)	2,573	27,986
Pertes électriques (+)	20,621	
Coûts d'exploitation et d'entretien (+)	2,614	3,462
Taxe sur les services publics (+)	4,690	12,937
<b>Coût global actualisé (CGA)</b>	<b>94,062</b>	<b>161,599</b>





## Analyse économique détaillée 2022-2038

	TOTAL	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
<b>Solution 1 - Ajout d'un transformateur de puissance au poste de la Manicouagan</b>																		
	<b>k\$ actualisés*</b>	<b>k\$ courants**</b>																
Investissements	68,710	1,189	2,438	10,829	48,339	8,163	7,994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	68,710	1,189	2,438	10,829	48,339	8,163	7,994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réinvestissements		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeurs résiduelles	2,573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	2,573	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dépenses:																		
Taxe sur les services publics	4,690	0	0	0	0	309	301	444	433	423	412	401	390	380	369	358	347	337
Pertes électriques différentielles	20,621	0	0	0	0	0	0	1,107	1,129	1,152	1,175	1,198	1,222	1,247	1,272	1,297	1,323	1,350
Energie (quantité MWh)	0	0	0	0	0	0	0	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
Energie (coût \$/MWh)	0	0	0	0	0	0	0	81	83	84	86	88	90	91	93	95	97	99
Puissance (quantité Mv)	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Puissance (coût \$/Mv)	0	0	0	0	0	0	0	137,392	140,140	142,942	145,801	148,717	151,692	154,725	157,820	160,976	164,196	167,480
Coûts d'exploitation et d'entretien	2,614	-	-	-	-	75	86	98	100	102	104	106	108	110	112	158	161	165
Dépenses totales	<b>k\$ courants</b>	80,362	0	0	0	0	384	388	1,649	1,662	1,676	1,691	1,705	1,721	1,737	1,753	1,813	1,832
Flux monétaire net	<b>k\$ courants</b>	-140,736	-1,189	-2,438	-10,829	-48,339	-8,598	-8,477	-1,635	-1,649	-1,663	-1,677	-1,692	-1,708	-1,724	-1,741	-1,801	-1,820
<small>*Total pour la période: k\$ actualisés</small>																		
<small>**Quantité annuelle: k\$ courants</small>																		
Flux monétaire net actualisé		-94,062	-1,189	-2,329	-9,884	-42,147	-7,162	-6,745	-1,243	-1,198	-1,154	-1,112	-1,072	-1,033	-996	-961	-950	-917
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-1,189	-3,518	-13,402	-55,549	-62,711	-69,456	-70,700	-71,897	-73,051	-74,163	-75,235	-76,268	-77,264	-78,226	-79,176	-80,093	-80,978
Coût global actualisé (CGA)		34,062																
<b>Solution 2 - Raccordement de la centrale Outardes-3 au poste aux Outardes</b>																		
	<b>k\$ actualisés*</b>	<b>k\$ courants**</b>																
Investissements	168,302	3,653	5,865	18,263	117,706	40,083	7,994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	168,302	3,653	5,862	18,051	114,866	38,759	7,994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réinvestissements	4,883	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	4,883	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeurs résiduelles	27,386	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	27,386	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dépenses:																		
Taxe sur les services publics	12,937	-	-	-	-	419	947	1,081	1,060	1,040	1,019	999	978	958	937	917	896	876
Pertes électriques différentielles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energie (quantité MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energie (coût \$/MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance (quantité Mv)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance (coût \$/Mv)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts d'exploitation et d'entretien	3,462	-	-	-	-	53	115	139	142	144	147	150	153	156	159	211	215	219
Dépenses totales	<b>k\$ courants</b>	40,135	0	0	0	0	473	1,063	1,219	1,202	1,184	1,166	1,149	1,131	1,114	1,097	1,128	1,111
Flux monétaire net	<b>k\$ courants</b>	-56,464	-3,653	-5,865	-18,263	-117,706	-40,606	-9,178	-1,231	-1,213	-1,196	-1,178	-1,160	-1,143	-1,125	-1,108	-1,139	-1,122
<small>*Total pour la période: k\$ actualisés</small>																		
<small>**Quantité annuelle: k\$ courants</small>																		
Flux monétaire net actualisé		-161,599	-3,653	-5,603	-18,668	-102,829	-33,824	-7,303	-936	-881	-830	-781	-735	-691	-650	-612	-601	-566
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-3,653	-9,256	-25,924	-128,553	-162,377	-169,681	-170,616	-171,498	-172,327	-173,108	-173,843	-174,534	-175,184	-175,796	-176,396	-176,962	-177,494
Coût global actualisé (CGA)		161,599																

### Analyse économique détaillée 2039-2053

	TOTAL	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	
<b>Solution 1 - Ajout d'un transformateur de puissance au poste de la Manicouagan</b>																	
	k\$ actualisés*																
Investissements	68,710	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
68,710																	
Réinvestissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HQT																	
Valeurs résiduelles	2,573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HQT	2,573																
Dépenses:																	
Taxe sur les services publics	4,690	326	315	304	293	283	272	261	250	240	229	218	207	197	186	175	
Pertes électriques différentielles	20,621	1,377	1,404	1,432	1,461	1,490	1,520	1,550	1,581	1,613	1,645	1,678	1,712	1,746	1,781	1,816	
Énergie (quantité MWh)	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	
Énergie (coût \$/MWh)	101	103	105	107	109	111	114	116	118	120	123	125	128	130	133		
Puissance (quantité MW)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Puissance (coût \$/MW)	170,829	174,246	177,731	181,286	184,911	188,610	192,382	196,229	200,154	204,157	208,240	212,405	216,653	220,986	225,406		
Coûts d'exploitation et d'entretien	2,614	168	171	175	178	182	185	189	213	217	222	226	231	235	240	245	
Dépenses totales	k\$ courants	80,362	1,870	1,890	1,911	1,933	1,955	1,977	2,001	2,045	2,070	2,096	2,122	2,150	2,178	2,207	2,236
Flux monétaire net	k\$ courants	-140,736	-1,859	-1,879	-1,900	-1,922	-1,944	-1,967	-1,990	-2,035	-2,060	-2,086	-2,113	-2,141	-2,169	-2,198	-2,228
<i>*Total pour la période: k\$ actualisés</i>																	
<i>Données annuelles: k\$ courants</i>																	
Flux monétaire net actualisé		-94,062	-855	-826	-798	-774	-745	-720	-696	-680	-657	-636	-615	-596	-577	-558	-540
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)			-81,833	-82,659	-83,456	-84,227	-84,972	-85,692	-86,388	-87,067	-87,725	-88,361	-88,976	-89,572	-90,148	-90,706	-91,247
Coût global actualisé (CGA)		94,062															
<b>Solution 2 - Raccordement de la centrale Outardes-3 au poste aux Outardes</b>																	
	k\$ actualisés*																
Investissements	168,302	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
168,302																	
Réinvestissements	4,883	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	480	353	
HQT	4,883														480	353	
Valeurs résiduelles	27,986	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HQT	27,986																
Dépenses:																	
Taxe sur les services publics	12,937	855	835	814	794	773	753	732	712	691	671	650	630	609	589	568	
Pertes électriques différentielles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Énergie (quantité MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Énergie (coût \$/MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Puissance (quantité MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Puissance (coût \$/MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coûts d'exploitation et d'entretien	3,462	224	228	233	238	242	247	252	281	287	292	298	304	310	317	323	
Dépenses totales	k\$ courants	40,135	1,079	1,063	1,047	1,031	1,016	1,000	984	993	978	963	949	934	920	905	891
Flux monétaire net	k\$ courants	-56,464	-1,090	-1,074	-1,058	-1,042	-1,026	-1,010	-995	-1,003	-988	-973	-958	-944	-929	-915	-901
<i>*Total pour la période: k\$ actualisés</i>																	
<i>Données annuelles: k\$ courants</i>																	
Flux monétaire net actualisé		-161,599	-501	-472	-444	-418	-393	-370	-348	-335	-315	-297	-279	-263	-247	-234	-221
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)			-177,996	-178,467	-178,911	-179,329	-179,722	-180,092	-180,440	-180,775	-181,090	-181,387	-181,666	-181,928	-182,175	-182,500	-182,834
Coût global actualisé (CGA)		161,599															

## Analyse économique détaillée 2054-2065

	TOTAL	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065
<b>Solution 1 - Ajout d'un transformateur de puissance au poste de la Manicouagan</b>													
	k\$ actualisés*												
Investissements	68,710	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
68,710	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réinvestissements		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeurs résiduelles	2,573	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,355
HQT	2,573	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,355
Dépenses:													
Taxe sur les services publics	4,690	164	154	143	132	121	110	100	89	78	67	57	46
Pertes électriques différentielles	20,621	1,853	1,890	1,928	1,966	2,006	2,046	2,087	2,128	2,171	2,214	2,259	2,304
Énergie (quantité MWh)		9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080	9,080
Énergie (coût \$/MWh)		136	138	141	144	147	150	153	156	159	162	165	169
Puissance (quantité MW)		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Puissance (coût \$/MW)		229,914	234,512	239,202	243,987	248,866	253,844	258,920	264,099	269,381	274,768	280,264	285,869
Coûts d'exploitation et d'entretien	2,614	250	255	296	302	308	315	321	327	334	340	347	354
<b>Dépenses totales</b>	<b>k\$ courants</b>	<b>80,362</b>	<b>2,267</b>	<b>2,298</b>	<b>2,367</b>	<b>2,401</b>	<b>2,435</b>	<b>2,471</b>	<b>2,507</b>	<b>2,544</b>	<b>2,583</b>	<b>2,622</b>	<b>2,662</b>
<b>Flux monétaire net</b>	<b>k\$ courants</b>	<b>-140 736</b>	<b>-2 259</b>	<b>-2 290</b>	<b>-2 359</b>	<b>-2 393</b>	<b>-2 428</b>	<b>-2 464</b>	<b>-2 500</b>	<b>-2 538</b>	<b>-2 576</b>	<b>-2 616</b>	<b>-2 657</b>
<i>*Total pour la période: k\$ actualisés</i>													
<i>Données annuelles: k\$ courants</i>													
<b>Flux monétaire net actualisé</b>	<b>-94 062</b>	<b>-523</b>	<b>-507</b>	<b>-499</b>	<b>-484</b>	<b>-469</b>	<b>-454</b>	<b>-441</b>	<b>-427</b>	<b>-414</b>	<b>-402</b>	<b>-390</b>	<b>2 195</b>
<b>Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)</b>	<b>-91 770</b>	<b>-92 277</b>	<b>-92 776</b>	<b>-93 260</b>	<b>-93 729</b>	<b>-94 183</b>	<b>-94 623</b>	<b>-95 051</b>	<b>-95 465</b>	<b>-95 867</b>	<b>-96 257</b>	<b>-96 627</b>	<b>-96 982</b>
<b>Coût global actualisé (CGA)</b>	<b>94 062</b>												
<b>Solution 2 - Raccordement de la centrale Outardes-3 au poste aux Outardes</b>													
	k\$ actualisés*												
Investissements	168,302	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	168,302	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réinvestissements	4,883	2,859	18,127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	4,883	2,859	18,127	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeurs résiduelles	27,986	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	199,610
HQT	27,986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	192,185
Dépenses:													
Taxe sur les services publics	12,937	548	527	632	610	587	565	543	521	498	476	454	432
Pertes électriques différentielles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Énergie (quantité MWh)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Énergie (coût \$/MWh)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance (quantité MW)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance (coût \$/MW)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts d'exploitation et d'entretien	3,462	329	336	383	390	398	406	414	423	431	440	448	457
<b>Dépenses totales</b>	<b>k\$ courants</b>	<b>40,135</b>	<b>877</b>	<b>863</b>	<b>1,014</b>	<b>1,000</b>	<b>986</b>	<b>971</b>	<b>957</b>	<b>943</b>	<b>930</b>	<b>916</b>	<b>903</b>
<b>Flux monétaire net</b>	<b>k\$ courants</b>	<b>-56 464</b>	<b>-3 745</b>	<b>-18 999</b>	<b>-1 024</b>	<b>-1 009</b>	<b>-995</b>	<b>-980</b>	<b>-966</b>	<b>-952</b>	<b>-938</b>	<b>-925</b>	<b>-911</b>
<i>*Total pour la période: k\$ actualisés</i>													
<i>Données annuelles: k\$ courants</i>													
<b>Flux monétaire net actualisé</b>	<b>-161 599</b>	<b>-868</b>	<b>-4 206</b>	<b>-217</b>	<b>-204</b>	<b>-192</b>	<b>-181</b>	<b>-170</b>	<b>-160</b>	<b>-151</b>	<b>-142</b>	<b>-134</b>	<b>27 860</b>
<b>Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)</b>	<b>-183 702</b>	<b>-187 908</b>	<b>-188 125</b>	<b>-188 329</b>	<b>-188 521</b>	<b>-188 704</b>	<b>-188 872</b>	<b>-189 032</b>	<b>-189 183</b>	<b>-189 325</b>	<b>-189 459</b>	<b>-189 589</b>	<b>-189 712</b>
<b>Coût global actualisé (CGA)</b>	<b>161 599</b>												

## Principaux paramètres économiques du projet

### Ajout d'un transformateur à Manicouagan et remplacement de transformateurs à Outardes-2

#### Paramètres du projet

Paramètres	Normalisés	Structure de capital HQT				Part	Coût de long terme
		2022	2023	2024	2025		
Taux des frais de garantie	0.50%	Dette				70%	3.165%
Taux d'actualisation de long terme	4.675%	Capitaux propres				30%	8.200%
		2022	2023	2024	2025	2026	2027
Taux de taxe sur les services publics		0.550%	0.550%	0.550%	0.550%	0.550%	0.550%
Taux pour frais d'emprunts à capitaliser		5.985%	5.985%	5.985%	5.985%	5.985%	5.985%
Taux pour la charge d'intérêt (excluant frais de garantie)		2.665%	2.665%	2.665%	2.665%	2.665%	2.665%

**Version caviardée**

**Annexe 5.1**

**Taux d'inflation spécifiques  
ventilés par composantes**



Taux d'inflation spécifiques ventilés par composantes

Composantes	A	2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029	
		B	C = A*B	B	C = A*B	B	C = A*B	B	C = A*B	B	C = A*B	B	C = A*B	B	C = A*B
		Proportion	Taux de variation	Variation	Taux de variation	Variation	Taux de variation	Variation	Taux de variation	Variation	Taux de variation	Variation	Taux de variation	Variation	Taux de variation
POSTE	Indice par agrégats types														
	Main d'œuvre														
	Construction														
	Approvisionnement														
	Facteur marché														
	Facteur productivité														
<b>Total - Poste</b>			5,0		4,0		4,0		3,0		2,0		2,0		2,0

## **Annexe 6**

### **Impact tarifaire**





**Tableau 1 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans**

Coût du projet (M\$)	92,529	
Contribution estimée du Producteur (M\$)	4,110	
Mise en service nette (M\$)	88,419	
Années et mois des mises en service	2025-12	66,237
	2026-12	10,159
	2027-12	12,023
Amortissement linéaire <sup>1</sup>		
Coût moyen pondéré du capital prospectif <sup>2</sup>	4,675%	
Exploitation et entretien <sup>3</sup>	1,5%	
Taxe sur les services publics (TSP) <sup>4</sup>	0,55%	
Nombre d'années	20	

Années	Amortisse- ment 2025-12	Amortisse- ment 2026-12	Amortisse- ment 2027-12	Amortisse- ment	Amortisse- ment cumulé	Base de tarification : solde de fin	Base de tarification : moyenne 13 soldes	Coût du capital	Exploitation et entretien	Taxe sur les services publics	Total	Revenus requis	Besoins de transport	Tarif annuel
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(MW)	(\$/kW)
2022												3 147,900	44 098	71,38
2025	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	66,237	5,095	0,238	0,070	0,000	0,308	3 148,208	44 101	71,39
2026	3,312	0,000	0,000	3,312	3,312	73,084	65,363	3,056	0,841	0,364	7,573	3 155,473	44 132	71,50
2027	3,312	0,508	0,000	3,820	7,132	81,288	72,099	3,371	0,846	0,402	8,438	3 156,338	44 163	71,47
2028	3,312	0,508	0,601	4,421	11,553	76,867	79,077	3,697	0,850	0,447	9,415	3 157,315	44 192	71,45
2029	3,312	0,508	0,601	4,421	15,974	72,446	74,656	3,490	0,850	0,423	9,184	3 157,084	44 192	71,44
2030	3,312	0,508	0,601	4,421	20,395	68,025	70,235	3,283	0,850	0,398	8,953	3 156,853	44 192	71,43
2031	3,312	0,508	0,601	4,421	24,816	63,604	65,814	3,077	0,850	0,374	8,722	3 156,622	44 192	71,43
2032	3,312	0,508	0,601	4,421	29,236	59,183	61,393	2,870	0,850	0,350	8,491	3 156,391	44 192	71,42
2033	3,312	0,508	0,601	4,421	33,657	54,762	56,972	2,663	0,850	0,326	8,260	3 156,160	44 192	71,42
2034	3,312	0,508	0,601	4,421	38,078	50,341	52,551	2,457	0,850	0,301	8,029	3 155,929	44 192	71,41
2035	3,312	0,508	0,601	4,421	42,499	45,920	48,130	2,250	0,850	0,277	7,798	3 155,698	44 192	71,41
2036	3,312	0,508	0,601	4,421	46,920	41,499	43,709	2,043	0,850	0,253	7,567	3 155,467	44 192	71,40
2037	3,312	0,508	0,601	4,421	51,341	37,078	39,288	1,837	0,850	0,228	7,336	3 155,236	44 192	71,40
2038	3,312	0,508	0,601	4,421	55,762	32,657	34,867	1,630	0,850	0,204	7,105	3 155,005	44 192	71,39
2039	3,312	0,508	0,601	4,421	60,183	28,236	30,447	1,423	0,850	0,180	6,874	3 154,774	44 192	71,39
2040	3,312	0,508	0,601	4,421	64,604	23,815	26,026	1,217	0,850	0,155	6,643	3 154,543	44 192	71,38
2041	3,312	0,508	0,601	4,421	69,025	19,394	21,605	1,010	0,850	0,131	6,412	3 154,312	44 192	71,38
2042	3,312	0,508	0,601	4,421	73,446	14,973	17,184	0,803	0,850	0,107	6,181	3 154,081	44 192	71,37
2043	3,312	0,508	0,601	4,421	77,867	10,552	12,763	0,597	0,850	0,082	5,950	3 153,850	44 192	71,37
2044	3,312	0,508	0,601	4,421	82,288	6,131	8,342	0,390	0,850	0,058	5,719	3 153,619	44 192	71,36
2045	3,312	0,508	0,601	4,421	86,709	1,710	3,921	0,183	0,780	0,034	5,418	3 153,318	44 192	71,35
2046	0,000	0,508	0,601	1,109	87,818	0,601	1,156	0,054	0,009	0,009	1,182	3 149,082	44 192	71,26
2047	0,000	0,000	0,601	0,601	88,419	0,000	0,301	0,014	0,005	0,003	0,623	3 148,523	44 192	71,25
<b>Ensemble de la période 2025 à 2047</b>											<b>6,617</b>		<b>71,39</b>	

<sup>1</sup> Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

<sup>2</sup> Coût moyen pondéré du capital prospectif de 4,675 %, selon la décision D-2022-053 pour la demande R-4167-2021.

<sup>3</sup> Coûts d'exploitation et d'entretien correspondant à 19 % de l'investissement en ce qui a trait à la catégorie "Croissance des besoins de la clientèle".

<sup>4</sup> Taxe sur les services publics de 0,55 % imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

**Tableau 2 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans – analyse de sensibilité**

														<i>Analyse de sensibilité</i>		
Coût du projet (M\$)												+ 15 %	106,408			
Contribution estimée du Producteur (M\$)													13,327			
Mise en service nette (M\$)													93,081			
Années et mois des mises en service											2025-12		67,572			
											2026-12		11,682			
											2027-12		13,827			
Amortissement linéaire <sup>1</sup>																
Coût moyen pondéré du capital prospectif <sup>2</sup>												+ 15 %	5,376%			
Exploitation et entretien <sup>3</sup>													1,6%			
Taxe sur les services publics (TSP) <sup>4</sup>													0,55%			
Nombre d'années													20			
Années	Amortissement 2025-12 (M\$)	Amortissement 2026-12 (M\$)	Amortissement 2027-12 (M\$)	Amortissement (M\$)	Amortissement cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Exploitation et entretien (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)		
2022											3 147,900	44 098	71,38			
2025	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	67,572	5,198	0,279	0,074	0,000	0,354	3 148,254	44 101	71,39		
2026	3,379	0,000	0,000	3,379	3,379	75,876	66,781	3,590	0,891	0,372	8,231	3 156,131	44 132	71,52		
2027	3,379	0,584	0,000	3,963	7,341	85,740	74,958	4,030	0,897	0,417	9,307	3 157,207	44 163	71,49		
2028	3,379	0,584	0,691	4,654	11,995	81,086	83,413	4,484	0,902	0,472	10,512	3 158,412	44 192	71,47		
2029	3,379	0,584	0,691	4,654	16,649	76,432	78,759	4,234	0,902	0,446	10,237	3 158,137	44 192	71,46		
2030	3,379	0,584	0,691	4,654	21,303	71,778	74,105	3,984	0,902	0,420	9,961	3 157,861	44 192	71,46		
2031	3,379	0,584	0,691	4,654	25,958	67,124	69,451	3,734	0,902	0,395	9,685	3 157,585	44 192	71,45		
2032	3,379	0,584	0,691	4,654	30,612	62,470	64,797	3,484	0,902	0,369	9,409	3 157,309	44 192	71,45		
2033	3,379	0,584	0,691	4,654	35,266	57,815	60,142	3,233	0,902	0,344	9,133	3 157,033	44 192	71,44		
2034	3,379	0,584	0,691	4,654	39,920	53,161	55,488	2,983	0,902	0,318	8,858	3 156,758	44 192	71,43		
2035	3,379	0,584	0,691	4,654	44,574	48,507	50,834	2,733	0,902	0,292	8,582	3 156,482	44 192	71,43		
2036	3,379	0,584	0,691	4,654	49,228	43,853	46,180	2,483	0,902	0,267	8,306	3 156,206	44 192	71,42		
2037	3,379	0,584	0,691	4,654	53,882	39,199	41,526	2,233	0,902	0,241	8,030	3 155,930	44 192	71,41		
2038	3,379	0,584	0,691	4,654	58,536	34,545	36,872	1,982	0,902	0,216	7,754	3 155,654	44 192	71,41		
2039	3,379	0,584	0,691	4,654	63,190	29,891	32,218	1,732	0,902	0,190	7,478	3 155,378	44 192	71,40		
2040	3,379	0,584	0,691	4,654	67,844	25,237	27,564	1,482	0,902	0,164	7,203	3 155,103	44 192	71,40		
2041	3,379	0,584	0,691	4,654	72,498	20,583	22,910	1,232	0,902	0,139	6,927	3 154,827	44 192	71,39		
2042	3,379	0,584	0,691	4,654	77,152	15,929	18,256	0,981	0,902	0,113	6,651	3 154,551	44 192	71,38		
2043	3,379	0,584	0,691	4,654	81,806	11,275	13,602	0,731	0,902	0,088	6,375	3 154,275	44 192	71,38		
2044	3,379	0,584	0,691	4,654	86,460	6,621	8,948	0,481	0,902	0,062	6,099	3 153,999	44 192	71,37		
2045	3,379	0,584	0,691	4,654	91,114	1,967	4,294	0,231	0,828	0,036	5,749	3 153,649	44 192	71,36		
2046	0,000	0,584	0,691	1,275	92,390	0,691	1,329	0,071	0,011	0,011	1,369	3 149,269	44 192	71,26		
2047	0,000	0,000	0,691	0,691	93,081	0,000	0,346	0,019	0,006	0,004	0,719	3 148,619	44 192	71,25		
<b>Ensemble de la période 2025 à 2047</b>											<b>7,258</b>		<b>71,41</b>			

<sup>1</sup> Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

<sup>2</sup> Coût moyen pondéré du capital prospectif de 4,675 %, selon la décision D-2022-053 pour la demande R-4167-2021.

<sup>3</sup> Coûts d'exploitation et d'entretien correspondant à 19 % de l'investissement en ce qui a trait à la catégorie "Croissance des besoins de la clientèle".

<sup>4</sup> Taxe sur les services publics de 0,55 % imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.



