

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3866-2013

---

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

GRILLE DE PONDÉRATION  
DES CRITÈRES D'ÉVALUATION  
POUR L'APPEL D'OFFRES DE 450 MW  
D'ÉNERGIE ÉOLIENNE (A/O 2013-01)  
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)

---

HYDRO-QUÉBEC  
En sa qualité de Distributeur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE  
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE  
(AQLPA)

Intéressées

---

**BILANS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE  
DU RÉSEAU INTÉGRÉ D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
(PLANIFICATIONS 2011-2020 ET 2014-2023)**

Déposé par :  
Stratégies Énergétiques (S.É.)  
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

M<sup>e</sup> Dominique Neuman, LL. B.  
Procureur

Le 22 avril 2014



**BILAN EN ÉNERGIE DU RÉSEAU INTÉGRÉ D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. (2011-2020)**

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3748-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Doc. 1,  
telle qu'approuvée par la Régie, Décision D-2011-162

**TABLEAU 4.1-1**  
**BILAN EN ÉNERGIE AVANT DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION EXISTANTS**  
**(EN TWh)**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Besoins visés par le Plan	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3
- Volume d'électricité patrimoniale	178,6	178,6	178,8	178,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du patrimonial	6,2	7,0	7,8	9,3	14,2	17,7	18,2	18,7	19,1	19,5
- Approvisionnements non patrimoniaux de long terme	7,1	13,7	16,4	18,5	20,0	21,4	21,4	21,4	21,4	21,5
• TransCanada Energy	-	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
• HQP - Base et cyclable	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
• Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
• Éolien I : 990 MW	1,4	2,3	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6	2,7
• Éolien II : 2000 MW	0,1	1,4	3,3	4,7	5,5	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
• Éolien III : 500 MW	-	-	0,0	0,4	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
• Biomasse II ( 125 MW )	-	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Petite hydraulique ( 150 MW )	0,1	0,1	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
= AAR (Surplus) avant déploiement	(0,9)	(6,7)	(8,6)	(9,3)	(5,9)	(3,7)	(3,2)	(2,7)	(2,3)	(2,0)

**TABLEAU 4.1-2**  
**IMPACT DU DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION EXISTANTS**  
**(EN TWh)**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AAR (Surplus) avant déploiement	(0,9)	(6,7)	(8,6)	(9,3)	(5,9)	(3,7)	(3,2)	(2,7)	(2,3)	(2,0)
- Moyens de gestion déployés	(1,3)	(6,8)	(7,2)	(7,3)	(6,4)	(6,0)	(2,6)	(2,5)	(2,4)	(2,4)
• Suspension des livraisons de TCE	-	(4,3)	(4,3)	(4,3)	(4,3)	(4,3)	-	-	-	-
• Conventions d'énergie différée	1,4	(1,1)	(1,4)	(1,4)	(0,9)	(0,6)	(1,2)	(1,1)	(1,1)	(1,1)
Dont énergie différée	-	(1,0)	(2,2)	(2,2)	(1,8)	(1,8)	(2,0)	(2,0)	(2,0)	(2,0)
Dont énergie rappelée	1,4	0,8	0,7	0,8	1,0	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9
• Transaction de vente avec HQP	(2,0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Contrat cyclable (250 MW)	(0,7)	(1,4)	(1,5)	(1,5)	(1,2)	(1,1)	(1,4)	(1,3)	(1,3)	(1,3)
AAR (Surplus) après déploiement des moyens existants	0,4	0,1	(1,4)	(2,0)	0,5	2,3	(0,6)	(0,2)	0,1	0,4
• Achats de court terme	0,4	0,8	0,9	0,9	1,6	2,5	1,7	1,9	2,1	2,1
• Reventes	(0,0)	(0,8)	(2,3)	(2,9)	(1,0)	(0,2)	(2,3)	(2,1)	(2,0)	(1,7)

**TABLEAU 4.4-1**  
**IMPACT EN ÉNERGIE DES NOUVEAUX MOYENS DE GESTION**  
**(EN TWh)**

	Court terme		Moyen terme			Long terme				
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AAR (Surplus) après moyens existants	0,4	0,1	(1,4)	(2,0)	0,5	2,3	(0,6)	(0,2)	0,1	0,4
- Nouveaux moyens de gestion déployés	-	0,3	0,2	0,2	1,1	1,8	(1,2)	(1,0)	(0,9)	(1,0)
• Modulation de TCE (547 MW)	-	-	-	-	1,1	1,4	(2,9)	(2,9)	(2,9)	(2,9)
• Conventions d'énergie différée (rappels additionnels jusqu'à 400 MW)	-	0,4	0,2	0,2	0,1	0,5	1,4	1,5	1,6	1,5
Dont énergie différée	-	-	-	-	0,0	0,0	(0,4)	(0,4)	(0,4)	(0,4)
Dont énergie rappelée	-	0,4	0,2	0,2	0,2	0,5	1,0	1,1	1,2	1,2
• Transactions de ventes avec HQP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Contrat cyclable (250 MW)	-	(0,1)	(0,0)	(0,0)	(0,2)	(0,1)	0,3	0,4	0,4	0,3
= AAR (Surplus) après déploiement des nouveaux moyens	0,4	(0,2)	(1,6)	(2,2)	(0,5)	0,5	0,6	0,8	1,0	1,4
• Achats de court terme	0,4	0,5	0,7	0,7	0,5	0,7	1,0	1,2	1,3	1,8
• Reventes	(0,0)	(0,8)	(2,3)	(2,9)	(1,1)	(0,2)	(0,4)	(0,3)	(0,3)	(0,4)

**BILAN EN ÉNERGIE DU RÉSEAU INTÉGRÉ D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2014-2023)**

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3864-2013, Pièce B-0005, HQD-1, Doc. 1,  
en cours d'examen devant la Régie

**TABLEAU 4-2**  
**BILAN EN ÉNERGIE**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Besoins visés par le Plan</b>	<b>183,6</b>	<b>182,6</b>	<b>184,8</b>	<b>185,4</b>	<b>187,0</b>	<b>191,2</b>	<b>193,5</b>	<b>194,1</b>	<b>195,3</b>	<b>196,6</b>
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
<b>- Approvisionnements non patrimoniaux</b>	<b>12,2</b>	<b>13,8</b>	<b>15,7</b>	<b>16,3</b>	<b>17,6</b>	<b>19,5</b>	<b>20,3</b>	<b>21,2</b>	<b>21,7</b>	<b>22,3</b>
* TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
* HQP - Base et cyclable	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	4,3	4,6	4,6	4,6	4,8
* Autres contrats de long terme	8,7	10,6	12,3	12,8	13,9	14,5	14,6	15,1	15,1	15,1
• Biomasse	1,6	1,9	2,4	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
• Éolien	6,8	8,4	9,6	9,7	10,8	11,5	11,5	12,1	12,1	12,1
• Petite hydraulique	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
* Achats de court terme	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4
<b>= Approvisionnements additionnels requis (surplus)</b>	<b>(7,4)</b>	<b>(10,1)</b>	<b>(9,7)</b>	<b>(9,7)</b>	<b>(9,5)</b>	<b>(7,1)</b>	<b>(5,7)</b>	<b>(5,9)</b>	<b>(5,3)</b>	<b>(4,6)</b>

**BILAN EN PUISSANCE DU RÉSEAU INTÉGRÉ D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2011-2020)**

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3748-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Doc. 1,  
telle qu'approuvée par la Régie, Décision D-2011-162

**TABLEAU 4.2-2**  
**BILAN EN PUISSANCE APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION EXISTANTS**  
**(EN MW)**

	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020
Besoins à la pointe visés par le Plan	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	39 740	39 880	39 949
+ Réserve requise pour respecter le critère de fiabilité	3 466	3 672	3 920	4 154	4 218	4 298	4 382	4 401	4 417	4 424
= Puissance requise	40 091	40 904	41 533	42 130	42 784	43 596	43 947	44 141	44 297	44 373
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 649	3 462	4 091	4 688	5 342	6 154	6 505	6 699	6 855	6 931
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 431	2 484	2 751	3 011	3 187	3 329	3 876	3 876	3 876	3 876
• TCE	-	-	-	-	-	-	547	547	547	547
• HQP - Base et cyclable	1 150	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Dont : Puissance rappelée garantie	550	400	400	400	400	400	400	400	400	400
• Contrats de biomasse (incluant Tembec)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
• Éolien (3 344 MW) <sup>(1)</sup>	156	337	549	726	861	1 003	1 003	1 003	1 003	1 003
• Biomasse II (125 MW)	-	-	51	52	52	52	52	52	52	52
• Petite hydraulique (150 MW)	-	23	27	109	150	150	150	150	150	150
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	220	980	1 340	1 680	2 160	2 830	2 630	2 820	2 980	3 060
- Contribution des marchés de court terme	220	980	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
= Puissance additionnelle requise (besoins arrondis)	-	-	240	580	1 060	1 730	1 530	1 720	1 880	1 960

Note (1) : Le contrat de Les Méchins (150MW) est exclus.

Jusqu'au 31 décembre 2011, la contribution en puissance est de 35%, soit celle de l'entente d'intégration avec HQP.

À compter de 2012, la contribution est restreinte à celle des éoliennes, soit 30%.

**TABLEAU 4.4-2**  
**IMPACT EN PUISSANCE DES NOUVEAUX MOYENS DE GESTION**  
**(EN MW)**

	Court terme		Moyen terme			Long terme				
	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020
= Puissance additionnelle requise après déploiement des moyens existants	220	980	1 340	1 680	2 160	2 830	2 630	2 820	2 980	3 060
- Nouveaux moyens prévus	-	469	475	563	1 123	1 394	902	902	902	902
• Modulation de TCE <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	492	492	-	-	-	-
• Entente globale de modulation	-	169	275	363	431	502	502	502	502	502
• Conventions d'énergie différée (rappels additionnels jusqu'à 400 MW)	-	300	200	200	200	400	400	400	400	400
= Puissance additionnelle requise	220	510	870	1 110	1 030	1 430	1 730	1 920	2 080	2 150
- Contribution des marchés de court terme	220	510	870	1 100	1 030	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
= Nouveaux moyens requis (besoins arrondis)	-	-	-	-	-	330	630	820	980	1 050

(1) La puissance inscrite pour la centrale de TCE correspond à la contribution nette, après la prise en compte de la réserve.

**BILAN EN PUISSANCE DU RÉSEAU INTÉGRÉ D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2014-2023)**

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3864-2013, Pièce B-0005, HQD-1, Doc. 1,  
en cours d'examen devant la Régie

**TABLEAU 4-3**  
**BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023
<b>Besoins à la pointe visés par le Plan</b>	<b>37 374</b>	<b>37 268</b>	<b>37 607</b>	<b>37 954</b>	<b>38 337</b>	<b>39 031</b>	<b>39 397</b>	<b>39 726</b>	<b>40 036</b>	<b>40 340</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 562	3 647	3 922	4 125	4 167	4 242	4 372	4 408	4 441	4 474
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>- Approvisionnements non patrimoniaux <sup>(1)</sup></b>	<b>2 844</b>	<b>3 114</b>	<b>3 338</b>	<b>3 588</b>	<b>3 769</b>	<b>4 298</b>	<b>4 498</b>	<b>4 618</b>	<b>4 668</b>	<b>4 668</b>
• TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
• HQP - Base et cyclable	600	600	600	600	600	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Autres contrats de long terme <sup>(1)</sup>	994	1 264	1 488	1 538	1 669	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
• Biomasse (incluant Tembec)	181	265	326	376	376	376	376	376	376	376
• Éolien : 4000 MW <sup>(1)</sup>	766	935	1 098	1 098	1 229	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
• Petite hydraulique : 150 MW	48	64	64	64	64	64	64	64	64	64
• Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 500	1 550	1 600	1 600
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	150	300	300	300	450	450	450	450
• Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	0	50	100	150	200	250	300	300
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>650</b>	<b>360</b>	<b>750</b>	<b>1 050</b>	<b>1 290</b>	<b>1 530</b>	<b>1 830</b>	<b>2 070</b>	<b>2 370</b>	<b>2 700</b>
• Contribution des marchés de court terme	650	360	750	1 050	1 290	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>330</b>	<b>570</b>	<b>870</b>	<b>1 200</b>

(Besoins arrondis au 10 MW près)

Note (1) : La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.