

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
 RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023 (LE PLAN) D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES
 ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (LE DISTRIBUTEUR)**

PLANIFICATION DES BESOINS EN PUISSANCE

- 1. Références :**
- (i) Dossier R-3648-2007, pièce B-1, HQD-1, document 1, p. 36;
 - (ii) Dossier R-3748-2010, pièce B-0023, p. 22;
 - (iii) Pièce B-0004, p. 16;
 - (iv) Pièce B-0085, p. 3.

Préambule :

- (i) Le Distributeur dans le cadre de sa demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017 a présenté le bilan en puissance suivant :

**BILAN EN PUISSANCE
 EN MW**

	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017
Besoins à la pointe visés par le plan	35 968	36 219	36 851	37 129	37 418	37 701	37 948	38 193	38 380	38 681
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité Taux de réserve requise	3 538 9,8%	3 705 10,2%	3 906 10,6%	4 083 11,0%	4 116 11,0%	4 147 11,0%	4 174 11,0%	4 201 11,0%	4 222 11,0%	4 255 11,0%
- 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	2 064	2 482	3 315	3 770	4 092	4 406	4 681	4 952	5 160	5 494
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 057	2 353	2 458	2 583	2 859	3 033	3 168	3 303	3 438	3 438
• Contrats signés ⁽¹⁾⁽²⁾	1 257	1 303	1 408	1 443	1 499	1 538	1 538	1 538	1 538	1 538
• Appel d'offres éolien en cours - 2000 MW ⁽³⁾	0	0	0	90	180	285	390	495	600	600
• Appels d'offres à venir										
- Cogénération-Biomasse (100 MW - Déc. 2011)	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
- Éolien (500 MW - Municipalités & Communautés)	0	0	0	0	30	60	90	120	150	150
• Électricité interruptible ⁽³⁾	550	800	800	800	800	800	800	800	800	800
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	0	130	860	1 190	1 230	1 370	1 510	1 650	1 720	2 060
• Contribution des marchés de court terme (Partage de réserve)	0	130	500	500	500	500	500	500	500	500
= Puissance additionnelle requise	0	0	360	690	730	870	1 010	1 150	1 220	1 560

(1) Incluant une puissance aditionnelle de 40 MW durant les mois d'hiver pour le contrat avec TCE.
 (2) Selon des hypothèses de contribution de 35% pour Éolien (990MW) et de 30% pour Éolien (2000 MW)
 (3) Pour la prochaine pointe, les quantités ont été réduites pour éviter d'excéder les besoins

(ii) Le Distributeur dans le cadre de sa demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 a présenté le bilan en puissance suivant :

**BILAN EN PUISSANCE AVEC LES QUANTITÉS DU 3^E APPEL D'OFFRES ÉOLIEN,
APRÈS DÉPLOIEMENT DES NOUVEAUX MOYENS DE GESTION (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	39 296	39 565	39 740	39 880	39 949
+ Réserve requise pour respecter le critère de fiabilité	3 466	3 672	3 920	4 154	4 273	4 353	4 382	4 401	4 417	4 424
- 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	5 397	6 209	6 505	6 699	6 855	6 931
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 431	2 953	3 226	3 561	4 356	4 684	4 684	4 684	4 684	4 684
• TCE	-	-	-	-	547	547	547	547	547	547
• HQP - Base et cyclable	1 150	1 300	1 200	1 200	1 250	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
Dont : Puissance rappelée	660	700	600	600	660	800	800	800	800	800
• Contrats de biomasse (incluant Tembec)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
• Éolien (3 344 MW) ⁽¹⁾	-	337	549	716	822	941	941	941	941	941
• 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
• Entente globale de modulation	156	169	275	359	411	470	470	470	470	470
• 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	510	870	1 130	1 040	1 530	1 820	2 020	2 170	2 250
- Contribution des marchés de court terme	220	510	870	1 100	1 040	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
= Puissance additionnelle requise	-	-	-	-	-	430	720	920	1 070	1 150

Note (1) : Le contrat de Les Mûchins (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%.

(iii) Le Distributeur au dépôt de sa demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 a présenté le bilan en puissance suivant :

**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
Besoins à la pointe visés par le Plan	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340
+ 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
- Approvisionnements non patrimoniaux⁽¹⁾	2 844	3 114	3 338	3 588	3 769	4 298	4 498	4 618	4 668	4 668
• 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 ⁽¹⁾	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 ⁽¹⁾	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
= Puissance additionnelle requise	650	360	750	1 050	1 290	1 530	1 830	2 070	2 370	2 700
• Contribution des marchés de court terme	650	360	750	1 050	1 290	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
= Puissance additionnelle requise	0	0	0	0	0	30	330	570	870	1 200

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.

(iv) Le Distributeur dans le cadre des audiences déposait la mise à jour suivante :

Réponse à l'engagement n° 4 :

Tableau E-4

Bilan en puissance - mai 2014

En MW	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe - mai 2014	37 892	38 137	38 406	38 658	39 016	39 415	40 066	40 406	40 710
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 611	3 742	4 005	4 181	4 220	4 274	4 444	4 451	4 504
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
- Approvisionnements post-patrimoniaux	3 076	3 339	3 666	3 848	4 098	4 348	4 618	4 668	4 668
* TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
* HQP - Base et cyclable	600	600	600	600	800	1 000	1 000	1 000	1 000
* Autres contrats de long terme ⁽¹⁾	1 226	1 489	1 616	1 748	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
* Biomasse (incluant Tembec)	234	326	366	376	376	376	376	376	376
* Éolien (4000 MW) ⁽¹⁾	928	1 098	1 186	1 308	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
* Petite hydraulique : 150 MW	64	64	64	64	64	64	64	64	64
* Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 350	1 550	1 600	1 600
* Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850
* Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	300	300	300	300	450	450	450
* Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	50	100	150	200	250	300	300
* Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise - mai 2014	990	1 100	1 300	1 550	1 700	1 900	2 450	2 750	3 100

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.

La Régie résume ci-après les besoins en puissance additionnelle requise déposés par le Distributeur pour chacune des pièces en référence :

**Évolution des besoins en puissance additionnelle requise
(MW)**

		2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
(i)	R-3648-2007 nov. 2007	1510	1650	1720	2060						
(ii)	R-3748-2010 nov. 2010	1130	1040	1530	1820	2020	2170	2250			
(iii)	R-3864-2013 nov. 2013	650	360	750	1050	1290	1530	1830	2070	2370	2700
(iv)	R-3864-2013 mai 2014		990	1100	1300	1550	1700	1900	2450	2750	3100

Demandes :

1.1 Veuillez justifier les écarts entre la puissance additionnelle requise prévue en novembre 2013 et celle prévue en mai 2014 sur la durée du Plan d'approvisionnement.

- 1.2 Veuillez justifier la justesse de votre dernière prévision considérant les fluctuations présentées au bilan des derniers plans d'approvisionnement.
- 1.3 Pour la période 2018-2019, veuillez justifier l'écart de 200 MW de contribution des approvisionnements post-patrimoniaux en regard des contrats en base et cyclable avec Hydro-Québec Production (le Producteur) déposé en novembre 2013 [référence (iii)] de celui déposé en juin 2014 [référence (iv)].
- 1.4 Pour la période 2019-2020, veuillez justifier la baisse de 150 MW en gestion de la demande en puissance du bilan de puissance daté de mai 2014 [référence (iv)] par rapport à celui déposé en novembre 2013 [référence (iii)].

2. Référence : Pièce B-0095, p. 8.

Préambule :

« Un service de pointe pourrait être acquis auprès de TransCanada Energy (TCE) ».

Demandes :

- 2.1 Veuillez élaborer sur la possibilité d'utiliser la centrale de TCE en pointe.
 - 2.1.1 Veuillez préciser les quantités de puissance recherchées ainsi que la date d'une remise en service visée.

3. Référence : Pièce B-0095, p. 8.

Préambule :

« Les besoins en puissance résiduels pourront être comblés sur les marchés de court terme, notamment par le biais de produits flexibles et de produits de puissance UCAP ».

La Régie est préoccupée quant à la capacité du marché de court terme à répondre au besoin du Distributeur.

Demandes :

- 3.1 Pour chacun des 4 mois d'hiver des 5 dernières périodes de pointe d'hiver, veuillez fournir la quantité de puissance achetée sur les marchés de court terme et préciser la quantité de puissance réellement appelée.

- 3.2 Pour l'hiver 2013-2014, veuillez fournir le nombre de fournisseurs qui ont répondu aux achats de puissance de court terme du Distributeur, ainsi que le nombre de fournisseurs avec lesquels une transaction a été conclue.
- 3.3 Veuillez déposer votre analyse du marché de la puissance pour le marché de la Nouvelle Angleterre, en fournissant, notamment, les besoins de pointe réels et prévus du marché ainsi que les capacités installées et disponibles en période d'hiver sur ce marché pour la période 2011-2017.

CARACTÉRISTIQUES DU PRODUIT RECHERCHÉ

- 4. Références :** (i) Pièce B-0095, p. 5;
(ii) Pièce B-0005, p. 27.

Préambule :

- (i) Le Distributeur demande comme caractéristique du produit recherché qu'il soit « *disponible en tout temps* ».
- (ii) Le Distributeur présente au tableau 4-2 son bilan en énergie pour la période 2014–2023.

Demande :

- 4.1 Dans le contexte de surplus énergétiques annoncés, veuillez justifier le besoin du Distributeur de demander que la puissance recherchée soit disponible en tout temps, plutôt qu'uniquement durant la période de pointe hivernale.

- 5. Référence :** Pièce B-0095, p. 10.

Préambule :

Le Distributeur présente dans son échéancier préliminaire un délai de trois ans entre l'approbation des contrats et l'entrée en vigueur de ceux-ci.

Demandes :

- 5.1 Veuillez élaborer sur la capacité qu'un fournisseur autre que le Producteur puisse respecter l'échéancier demandé par le Distributeur.
- 5.2 Veuillez confirmer la capacité du Transporteur à mettre en place les infrastructures nécessaires au transport d'électricité advenant l'ajout d'une ou plusieurs nouvelles centrales, principalement si ces dernières se situent loin des centres de consommation.

6. Référence : Pièce B-0095, p. 5.

Préambule :

« Réserve au réseau Québec ou dont les livraisons d'énergie permettront de maintenir intacte la capacité d'importation par le biais des interconnexions ».

Demandes :

- 6.1 Veuillez définir ce que « réseau Québec » signifie pour le Distributeur.
- 6.2 Veuillez justifier le choix du Distributeur à restreindre l'appel d'offres à des installations au réseau du Québec.
- 6.3 Veuillez préciser si une centrale hors du territoire québécois mais synchrone au réseau du Québec serait admissible à participer à l'appel d'offres.
- 6.4 Veuillez justifier le choix du Distributeur de maintenir intacte la capacité d'importation de l'ensemble des interconnexions.
- 6.5 Veuillez confirmer si une augmentation de la capacité des interconnexions est prévue sur l'horizon de 20 ans.

7. Référence : Pièce B-0095, p. 5.

Préambule :

« Le produit pourrait être divisé en deux ou trois blocs localisés sur des sites différents, de façon à diversifier les sources d'approvisionnement ».

Demande :

- 7.1 Veuillez indiquer si le Distributeur compte exiger une valeur en puissance minimale pour les blocs qu'il recherche et préciser si les blocs offerts par les soumissionnaires puissent être scindés.

- 8. Références :** (i) Pièce B-0095, p. 6;
(ii) Document d'appel d'offres A/O 2014-01, p. 4.

Préambule :

- (i) « *Contribution attendue en énergie de 10 % en hiver (décembre à mars), soit 3 % annuellement, ce qui se reflètera dans la formule de prix proposée par les soumissionnaires* ».
- (ii) « *Pour les fins de l'évaluation de la soumission, un facteur d'utilisation de 5 % est utilisé* ».

Demande :

- 8.1 Veuillez justifier le choix d'un facteur d'utilisation de 10 % dans le cadre du présent appel d'offres alors que dans l'A/O de court terme (A/O 2014-01), le Distributeur a utilisé un facteur d'utilisation de 5 %.

- 9. Référence :** Pièce B-0095, p. 5 et 6.

Préambule :

Le Distributeur présente certaines caractéristiques recherchés mais ne précise pas les indices de référence qu'il compte utiliser pour le calcul du coût de l'énergie, ni les pénalités qui seront applicables en cas de défaut.

Demandes :

- 9.1 Veuillez préciser les indices de référence dans l'A/O pour le calcul du coût de l'énergie qui sera appelée.
- 9.2 Veuillez décrire les pénalités qui seront applicables au fournisseur en défaut.

- 10. Référence :** Pièce B-0095, p. 5 et 6.

Préambule :

Le Distributeur ne présente que certaines caractéristiques qu'il recherche.

Demandes :

- 10.1 Veuillez préciser les caractéristiques et modalités de l'appel d'offres en puissance proposé, notamment quant :

- Au délai de préavis;
- À la révision de la quantité appelée quelques heures à l'avance au besoin;
- À la possibilité de plusieurs appels par jour, et délais;
- À la limite de la durée de l'appel de puissance demandée;
- Au fait que l'énergie associée peut être appelée en tout temps ou en partie.

10.2 Veuillez présenter un tableau comparant les caractéristiques de l'appel d'offres long terme (celles présentées à la pièce B-0095 aux pages 5 et 6 et celles énoncées à la question précédente) aux produits suivant :

- Les achats de puissance sur les marchés de court terme sur le marché de NY;
- Les achats de puissance sur les marchés de court terme sur le marché de la Nouvelle Angleterre;
- Les achats par l'appel d'offres de court terme A/O 2014-01;
- Les options d'électricité interruptible (Grande puissance);
- À l'admissibilité des ressources de puissance;
- L'utilisation de la centrale de TCE, dans la mesure où elles sont connues et entendues avec TCE.

GESTION EN PUISSANCE

11. Référence : Pièce B-0095, p. 2.

Préambule :

« L'évolution des besoins et du portefeuille de moyens du Distributeur, dont l'ajout de moyens en gestion de la demande en puissance, a permis de repousser le lancement de l'appel d'offres de long terme ».

Demandes :

11.1 Considérant l'augmentation importante des besoins en puissance présentée par le Distributeur, veuillez élaborer sur la possibilité que le Distributeur développe ou utilise, de façon accélérée, de nouveaux moyens de gestion de la demande en puissance.

11.2 Le Distributeur entend-t-il accélérer l'utilisation de la technologie disponible avec ses nouveaux équipements tels les nouveaux compteurs intelligents (LAD).

12. Référence : Pièce B-0095, p. 2.

Préambule :

« Hausse de la prévision des ventes au secteur Industriel Grandes entreprises : jusqu'à +350 MW de besoins en pointe sur l'horizon du Plan ».

Demandes :

- 12.1 Veuillez élaborer sur la croissance future de la demande du secteur Industriel Grandes entreprises, sur son profil de puissance ainsi que sur les causes d'une éventuelle dégradation du facteur d'utilisation de la puissance de base associée aux nouvelles ventes dans ce secteur par rapport au facteur d'utilisation historique de ce secteur.
- 12.2 Veuillez préciser la nature et l'origine de la contribution de 350 MW aux besoins de puissance en pointe du secteur Industriel Grandes entreprises.
- 12.3 Veuillez élaborer sur la possibilité d'offrir l'option d'électricité interruptible pour la nouvelle clientèle de Grande entreprise.

13. Référence : Pièce B-0095, p. 2.

Préambule :

« Mise à jour des conditions climatiques normales à la pointe : hausse d'environ 130 MW ».

Demandes :

- 13.1 Veuillez indiquer les données statistiques utilisées par le Distributeur pour sa mise à jour des conditions climatiques normales à la pointe qui ont conduit à une hausse des besoins d'environ 130 MW.
- 13.2 Veuillez fournir, pour les périodes hivernales des 20 prochaines années, les probabilités d'occurrence et d'écart à la normale de températures en-dessous de la température moyenne annuelle minimale normale et élaborer sur leur évolution par rapport aux probabilités actuelles et passées.
 - 13.2.1 Veuillez élaborer sur la probabilité d'occurrence qu'un hiver aussi rigoureux que l'hiver 2013-2014 puisse se reproduire d'ici 20 ans.
- 13.3 Veuillez élaborer sur la contribution de l'évolution du taux de pénétration du chauffage tout à l'électricité (TAÉ) au cours des 20 prochaines années sur la demande en période de pointe hivernale.