

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4
DE LA RÉGIE**

**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	3 538	3 705	3 906	4 083	4 116	4 147	4 174	4 201	4 222	4 255
Taux de réserve requise	9,8%	10,2%	10,6%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	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 additionnelle 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	39 298	39 565	39 740	39 880	39 949
+ Réserve requise pour respecter le critère de fiabilité	3 466	3 672	3 920	4 154	4 273	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	600	600	600	600	600
+ 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 (besoins arrondis)	-	-	-	-	-	430	720	920	1 070	1 150

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%.

(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 (besoins arrondis au 10 MW près)	0	0	0	0	0	30	330	570	870	1 200

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.

Note (1) :

(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

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

Note (1) :

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)	nov. R-3648- 2007	1510	1650	1720	2060						
(ii)	nov. R-3748- 2010	1130	1040	1530	1820	2020	2170	2250			
(iii)	nov. R-3864- 2013	650	360	750	1050	1290	1530	1830	2070	2370	2700
(iv)	mai R-3864- 2013		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.

Réponse :

1 **Les écarts observés entre la puissance additionnelle requise présentée dans**
2 **le Plan d'approvisionnement 2014-2023 (le Plan) et celle de la mise à jour de**
3 **mai 2014 découlent principalement d'une révision de la prévision de la**
4 **demande. Plus précisément, le Distributeur revoit à la hausse les ventes**
5 **prévues au secteur Industriel Grandes entreprises, en majeure partie dans le**
6 **secteur des alumineries, compte tenu des ententes annoncées par le**
7 **gouvernement en février 2014. De même, il effectue une mise à jour des**
8 **conditions climatiques normales à la pointe, comme présenté à la pièce**
9 **HQD-6, document 2 (B-0082).**

10 **Certains ajustements aux approvisionnements de long terme participent**
11 **également aux écarts. Ainsi, en raison des conditions qui prévalent dans le**
12 **marché de l'aluminium, un bloc de 150 MW d'électricité interruptible est**
13 **reporté de l'hiver 2019-2020 à l'hiver 2020-2021.**

14 **De plus, toute mise à jour de la demande en énergie et du portefeuille**
15 **d'approvisionnements implique une réévaluation des quantités qui pourraient**
16 **être rappelées en vertu des Conventions d'énergie différée. Pour cette raison,**
17 **la contribution des contrats avec le Producteur au bilan en puissance**
18 **présente un écart de 200 MW pour l'hiver 2018-2019 entre le dépôt du Plan en**
19 **novembre 2013 et la révision de mai 2014.**

1.2 Veuillez justifier la justesse de votre dernière prévision considérant les fluctuations présentées au bilan des derniers plans d'approvisionnement.

Réponse :

20 **Les fluctuations dans les besoins en puissance additionnelle requise, entre**
21 **novembre 2007 et mai 2014, découlent de la mise à jour de la prévision des**
22 **besoins en puissance à la pointe d'hiver, des taux de réserve, de même que**
23 **des moyens et stratégies d'approvisionnements prévus par le Distributeur.**

24 **Les bilans des besoins en puissance additionnelle requise présentés**
25 **intègrent l'information la plus juste et la plus probable au moment de produire**
26 **ceux-ci, notamment à l'égard des contrats spéciaux et des blocs d'énergie.**

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)].

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.1.**

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)].

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 1.1.**

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.

Réponse :

3 **Des discussions ont été entreprises avec TCE afin de parvenir à une entente**
4 **permettant une contribution en pointe pour des livraisons provenant de la**
5 **centrale de Bécancour. La valeur de cette contribution et sa date de mise en**
6 **service dépendront de contraintes techniques associées à ce projet.**

2.1.1 Veuillez préciser les quantités de puissance recherchées ainsi que la date d'une remise en service visée.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 2.1.**

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.

Réponse :

1 **Le tableau R-3.1 présente les achats de puissance réalisés au cours des**
2 **derniers hivers.**

Tableau R-3.1

Résumé des achats de puissance sur les marchés de court terme
Historique des 5 derniers hivers

		2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Quantité de puissance achetée						
- Achats de puissance en janvier	(MW-mois)	150	600	600	125	800
- Achats de puissance en février	(MW-mois)	150	450	600	125	800
Puissance horaire maximale appelée au courant de l'hiver de référence	(MW)	0	600	600	125	800

3 **Le Distributeur rappelle qu'il doit procéder à l'acquisition de moyens de**
4 **puissance afin d'assurer le respect du critère de fiabilité du NPCC, lequel**
5 **exige que l'espérance de délestage n'excède pas 0,1 jour par année. Le**
6 **respect de ce critère implique la disponibilité de ressources en puissance**
7 **pendant toute l'année, et non uniquement en période hivernale. Ainsi, certains**
8 **moyens contribuent toute l'année alors que d'autres, comme l'électricité**
9 **interruptible et les produits de puissance UCAP, contribuent spécifiquement**
10 **pendant les mois d'hiver. La contribution des moyens de fine pointe, comme**
11 **les produits de puissance UCAP, peut en effet être limitée à quelques mois en**
12 **hiver dans la mesure où d'autres moyens sont présents toute l'année.**

13 **Grâce à l'appel d'offres de long terme, le Distributeur souhaite sécuriser une**
14 **partie des approvisionnements en puissance requis, tout en conservant**
15 **intouchée la capacité d'importation des interconnexions existantes. Le produit**
16 **recherché par cet appel d'offres répond donc à des besoins qui se situent au-**
17 **delà de la contribution des marchés de court terme et auxquels ces marchés**
18 **ne peuvent répondre. Cet appel d'offres permettra de préserver le potentiel**
19 **des marchés de court terme tout en maintenant la contribution attendue de**
20 **ces marchés sous le plafond établi à 1 500 MW.**

- 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.

Réponse :

1 **Lors des appels de propositions sous dispense pour les achats de puissance**
2 **UCAP pour l'hiver 2013-2014, le Distributeur a reçu des offres de trois**
3 **soumissionnaires, pour un total de 1 300 MW en janvier, et a conclu des**
4 **contrats avec chacun d'eux.**

- 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.

Réponse :

5 **Le Distributeur rappelle qu'il n'a jamais procédé à des achats de puissance**
6 **sur le marché de la Nouvelle-Angleterre et qu'il ne compte pas, dans sa**
7 **planification, sur des approvisionnements en puissance en provenance de ce**
8 **marché.**

9 **En effet, comme expliqué à la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0008), annexe 4D,**
10 **la capacité d'importation effective considérée en pointe en provenance du**
11 **marché de la Nouvelle-Angleterre est de 0 MW (voir le tableau 4D-2). D'ailleurs,**
12 **le potentiel de 1 500 MW de la contribution des marchés de court terme est**
13 **établi en considérant le potentiel de 1 100 MW en provenance du marché de**
14 **New York et 400 MW découlant de la mise en commun de l'ensemble des**
15 **autres marchés, incluant celui du Québec.**

16 **Le Distributeur ne dispose pas de l'analyse demandée mais précise que**
17 **certaines informations sur le marché de la Nouvelle-Angleterre sont**
18 **présentées dans le 2013 Long-Term Reliability Assessment, disponible à**
19 **l'adresse suivante :**

20 **http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/2013_LT**
21 **[RA_FINAL.pdf](http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/2013_LT)**

22 **D'autres informations sont disponibles sur le site Internet de l'ISO de la**
23 **Nouvelle-Angleterre, à l'adresse suivante :**

24 **[http://www.iso-ne.com/system-planning/resource-planning/installed-capacity-](http://www.iso-ne.com/system-planning/resource-planning/installed-capacity-requirements)**
25 **[requirements](http://www.iso-ne.com/system-planning/resource-planning/installed-capacity-requirements)**

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.

Réponse :

- 1 **L'appel d'offres vise la mise en place d'un moyen qui sera dédié au Québec et**
2 **qui pourrait permettre de répondre aux aléas de la demande. Le produit visé**
3 **par l'appel d'offres assurera l'équilibre offre-demande en puissance et le**
4 **respect du critère de fiabilité du NPCC, avec une contribution attendue en**
5 **énergie de 3 % annuellement. Cette contribution en énergie viendra combler**
6 **des besoins en énergie en fine pointe et n'ajoutera aucunement aux surplus**
7 **énergétiques.**
- 8 **Voir également la réponse à la question 3.1.**

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.

Réponse :

1 **Selon les estimations du Distributeur, le délai entre l'approbation des contrats**
2 **et la date de début des livraisons est suffisant pour le développement de**
3 **nouvelles installations de production. En effet, pour un équipement de pointe**
4 **(« peaker »), le Distributeur estime les délais d'obtention des permis et de**
5 **réalisation à respectivement 12 et 24 mois. D'ailleurs, le Distributeur précise**
6 **que le délai observé entre la signature du contrat avec TCE et la mise en**
7 **service de la centrale de Bécancour fut d'environ trois ans.**

8 **Les délais mentionnés demeurent des délais de référence et peuvent varier**
9 **selon la source d'approvisionnement et l'envergure de l'installation proposée.**
10 **L'appel d'offres sera ouvert à tout soumissionnaire et à tous les types de**
11 **technologie de production commercialement reconnus et disponibles. La**
12 **planification et les modalités de l'appel d'offres visent à encourager la**
13 **participation d'un maximum de soumissionnaires.**

14

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.

Réponse :

15 **Les soumissionnaires proposant de nouvelles centrales devront s'assurer que**
16 **celles-ci puissent être intégrées au réseau dans les délais impartis. La**
17 **proximité des centrales avec les infrastructures de transport existantes aura**
18 **un impact sur le coût et les délais pour leur intégration au réseau de transport**
19 **et ces éléments seront pris en compte dans l'évaluation des offres reçues.**

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.

Réponse :

20 **Les installations de production devront être situées dans la zone d'équilibrage**
21 **Québec. Elles pourront toutefois être situées à l'extérieur de cette zone dans**

1 la mesure où elles n'affectent pas la capacité d'importation des
2 interconnexions existantes. Une centrale située à l'extérieur du Québec serait
3 donc admissible mais devrait être raccordée au réseau au moyen d'une ligne
4 de transport dédiée. Cette exigence vise à garantir la disponibilité du
5 transport pour les fournisseurs tout en maintenant à 1 500 MW le potentiel
6 d'approvisionnement en provenance des marchés de court terme.

6.2 Veuillez justifier le choix du Distributeur à restreindre l'appel d'offres à des installations au réseau du Québec.

Réponse :

7 Voir la réponse à la question 6.1.

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.

Réponse :

8 Voir la réponse à la question 6.1.

6.4 Veuillez justifier le choix du Distributeur de maintenir intacte la capacité d'importation de l'ensemble des interconnexions.

Réponse :

9 Voir les réponses aux questions 3.1 et 6.1.

6.5 Veuillez confirmer si une augmentation de la capacité des interconnexions est prévue sur l'horizon de 20 ans.

Réponse :

10 Certains projets d'interconnexions sont à l'étude par le Transporteur. La liste
11 peut être consultée sur le site Internet OASIS à l'adresse suivante :

12 http://www.oatioasis.com/HQT/HQTdocs/Liste_Etudes_impact.pdf

13 Cette liste fait état de trois projets d'interconnexion, soit 1 100 MW vers New
14 York (Champlain Hudson Power Express), 1 200 MW vers le New Hampshire
15 (Northern Pass) et 1 000 MW vers le Vermont (NECPL). Comme exposé à
16 l'annexe 4D de la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0008), les projets Champlain
17 Hudson Power Express et Northern Pass ne prévoient pas pour le moment
18 une utilisation à des fins d'importation au Québec. Quant au projet NECPL, le
19 Distributeur ne dispose pas d'informations à son sujet.

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur pourrait émettre des exigences sur la taille minimale des blocs**
2 **demandés afin d'optimiser les coûts de raccordement et de faciliter**
3 **l'intégration des différents blocs octroyés. Le Distributeur cherchera à obtenir**
4 **la combinaison de blocs lui permettant l'acquisition des 1 000 MW recherchés**
5 **de la façon la plus économique possible.**

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 %.

Réponse :

6 **Le Distributeur précise que le produit recherché avec l'A/O 2014-01 constitue**
7 **un moyen de fine pointe qui se situe à la marge des autres**

1 **approvisionnement en puissance. Un portefeuille comportant des moyens à**
2 **plus long terme et contribuant pendant des périodes variées demeure requis**
3 **pour combler l'ensemble des besoins et assurer le respect du critère de**
4 **fiabilité du NPCC.**

5 **La contribution attendue en énergie du produit recherché par l'appel d'offres**
6 **de long terme est établie à 10 % pour l'ensemble de l'hiver, ce qui correspond**
7 **environ aux 300 heures de plus forte charge.**

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.

Réponse :

8 **Les indices de référence pour le calcul du coût de l'énergie seront fonction du**
9 **combustible utilisé par les centrales retenues. Certains indices, comme le**
10 **taux de change, pourront être appliqués à la période précédant le début des**
11 **livraisons. La liste des indices admissibles sera intégrée aux documents**
12 **d'appel d'offres.**

9.2 Veuillez décrire les pénalités qui seront applicables au fournisseur en défaut.

Réponse :

13 **Les pénalités qui seront retenues viseront à assurer la disponibilité des**
14 **approvisionnements acquis. Les pénalités en cas de défaut de livrer l'énergie**
15 **programmée seront précisées dans les documents relatifs à l'appel d'offres et**
16 **pourraient s'inspirer de celles des contrats issus de l'A/O 2014-01.**

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.

Réponse :

1 **Le tableau R-10.1 présente les caractéristiques du produit visé par l'appel**
 2 **d'offres, lesquelles sont comparées à celles des autres produits de puissance**
 3 **du portefeuille du Distributeur. Le Distributeur ne dispose pas d'entente avec**
 4 **TCE pour une utilisation en pointe de la centrale de Bécancour.**

Tableau R-10.1

	Produit visé par l'A/O de long terme	Produit de puissance de type UCAP (incluant A/O 2014-01)	Électricité interruptible (Grande puissance - Option I)
Délai de préavis	La veille pour le lendemain	34 heures à l'avance (14 h l'avant-veille)	2 heures (semaine) et 15h30 la veille (fin de semaine)
Possibilité de réviser la quantité appelée	Oui, avec un très court délai	Non	Non
Possibilité de plusieurs appels par jour	Oui	Oui	2 appels
Limite de la durée de l'appel	24h	24h	4 à 5 heures
Possibilité de programmer seulement une partie de l'énergie	Oui	Oui	Oui

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.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 10.1.**

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.

Réponse :

2 **Le Distributeur met tout en œuvre pour déployer rapidement les nouveaux**
3 **moyens de gestion de la demande en puissance planifiés. D'ailleurs, le projet**
4 **de chauffe-eau interruptibles est devancé d'une année et un projet pilote sera**
5 **en place pour l'hiver 2014-2015. Différentes technologies seront testées dans**
6 **le cadre de ce projet pilote.**

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

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 11.1.**

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.

Réponse :

2 **Le scénario de demande du secteur Industriel Grandes entreprises, sous-**
3 **jacent au scénario d'évolution des besoins en puissance présenté à la pièce**
4 **HQD-8, document 1 (B-0095), présente la même croissance que celle**
5 **apparaissant au Plan. Il inclut cependant des ventes additionnelles au secteur**
6 **des alumineries, dès l'horizon de court terme, lesquelles génèrent une**
7 **croissance additionnelle de 1,7 TWh à l'horizon 2023.**

8 **Quant au facteur d'utilisation de ce secteur, il sera comparable à sa valeur**
9 **historique sur l'horizon du Plan.**

10 **L'évolution de la demande pour chacun des secteurs et usages contribue**
11 **toutefois à modifier le facteur d'utilisation des besoins du Distributeur.**
12 **L'usage chauffage du secteur résidentiel est celui qui possède la plus forte**
13 **croissance. Voir à ce sujet la réponse à la question 13.3.**

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.

Réponse :

14 **Les besoins additionnels de 350 MW pour le secteur Industriel Grandes**
15 **entreprises surviennent sur l'horizon de court terme, essentiellement en 2015,**

1 et découlent, d'une part, des ventes additionnelles au secteur des alumineries
2 par rapport à celles prévues au Plan d'approvisionnement, compte tenu des
3 ententes annoncées par le gouvernement dans ce secteur en février 2014, et,
4 d'autre part, de paramètres économique plus favorables que ceux prévus
5 dans le Plan pour la même année.

12.3 Veuillez élaborer sur la possibilité d'offrir l'option d'électricité interruptible pour la
nouvelle clientèle de Grande entreprise.

Réponse :

6 Le potentiel d'électricité interruptible de 850 MW présenté dans le bilan en
7 puissance est établi sur la base des clients existants. La nouvelle clientèle de
8 la Grande entreprise est admissible à l'option de l'électricité interruptible.
9 Toutefois, la charge identifiée à la question 12.2 n'est pas en mesure de
10 contribuer à l'option d'électricité interruptible du Distributeur.

11 Advenant l'ajout de nouveaux adhérents à cette option et à la lumière des
12 nouveaux crédits et modalités applicables pour le mois de décembre 2014, le
13 potentiel pourra être revu par le Distributeur.

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.

Réponse :

14 L'établissement des conditions climatiques normales à la pointe s'appuie sur
15 un modèle de simulation horaire de besoins en fonction des conditions
16 climatiques.

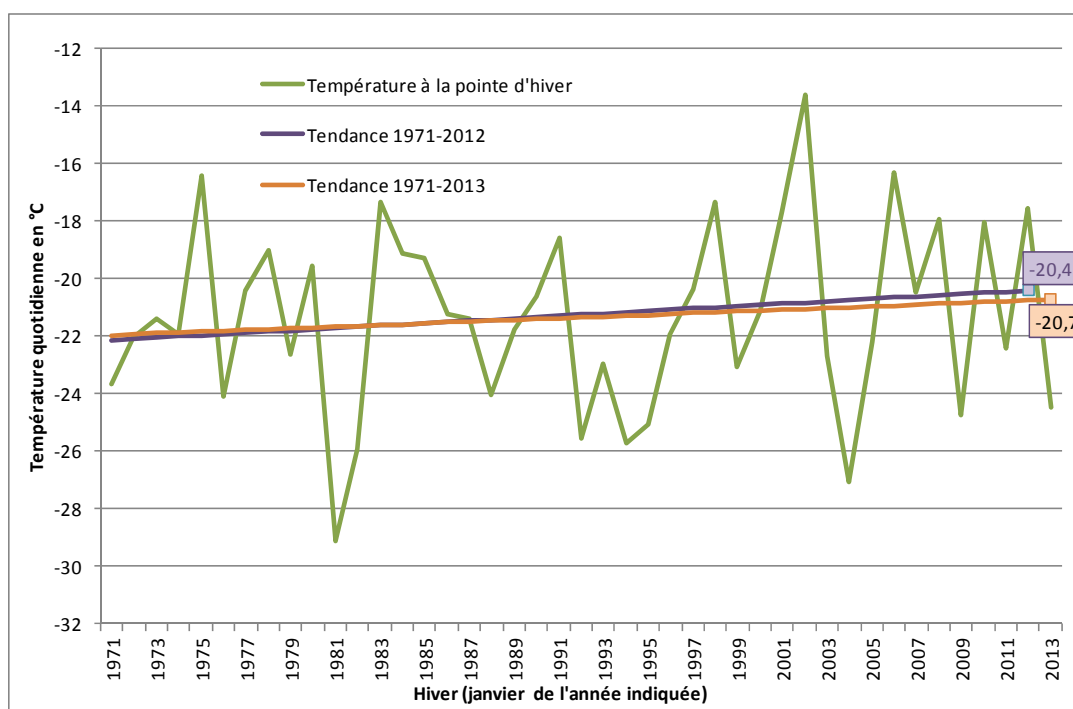
17 Pour le Plan, les simulations horaires des besoins ont été effectuées selon
18 42 années climatiques (1971-2012) et 7 chronologies différentes, permettant
19 de générer 294 pointes d'hiver et ainsi 294 conditions climatiques de pointe.
20 L'analyse tendancielle 1971-2012 de ces 294 conditions climatiques de pointe
21 a permis de définir les conditions climatiques normales à la pointe pour les

1 fins de la prévision, notamment une température quotidienne de -20,4 °C pour
2 la pointe d'hiver.

3 Dans la prévision de mai 2014, les conditions climatiques normales de pointe
4 retenues découlent d'une mise à jour de l'analyse tendancielle des conditions
5 de pointes en ajoutant l'année 2013 aux 42 années climatiques utilisées pour
6 le Plan. Cette mise à jour a redéfini la température quotidienne à la pointe
7 d'hiver normale à -20,7 °C, soit 0,3 °C plus froide que celle du Plan.
8 L'utilisation de conditions climatiques normales à la pointe plus froides
9 entraîne une hausse de 130 MW des besoins en puissance à la pointe.

10 La figure R-13.1 présente, sur la période 1971 à 2013, les températures
11 quotidiennes de la journée de pointe d'hiver.

Figure R-13.1
Températures quotidiennes à la pointe d'hiver
Simulation sur les années climatiques 1971 à 2013



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.

Réponse :

1 Il est important de préciser que la pointe des besoins en puissance ne
2 coïncide pas nécessairement avec la journée la plus froide de l'hiver
3 (température quotidienne minimale de l'hiver). En effet, d'autres éléments
4 doivent être considérés, notamment la persistance de la vague de froid sur les
5 journées antérieures, le jour de la semaine, les journées fériées et d'autres
6 conditions climatiques (vent, couverture nuageuse). Pour toutes ces raisons,
7 le Distributeur analyse les conditions climatiques à la pointe à l'aide d'un
8 modèle de simulation horaire de besoins en fonction de plusieurs conditions
9 climatiques. Cette analyse est décrite en réponse à la question 13.1.

10 En conséquence, la réponse s'appuiera sur les probabilités d'occurrence de la
11 température quotidienne à la pointe d'hiver.

12 Le tableau R-13.2 présente les probabilités d'occurrence de certains écarts
13 (négatifs) de température lors de la pointe par rapport à la température
14 quotidienne normale pour la pointe d'hiver (-20,7 °C). Les probabilités
15 d'atteindre les seuils sur un seul hiver sont valables pour chacun des 20
16 prochains hivers prévus. Le tableau donne également la probabilité
17 d'atteindre au moins une fois sur 20 hivers les écarts de températures.

Tableau R-13.2

Probabilité d'occurrence de certains écarts de température lors de la pointe
par rapport à la température quotidienne normale pour la pointe d'hiver

Température quotidienne à la journée de pointe (en °C)		
Pointe normale	-20,7 °C	
Probabilité d'avoir une température quotidienne à la pointe d'hiver inférieure à la température quotidienne de pointe normale		
	Une fois sur un hiver	Une fois sur 20 hivers
Écart de 0°C ou plus froid	50%	100%
Écart de -1,5°C ou plus froid	33%	100%
Écart de -3,0°C ou plus froid	19%	99%
Écart de -4,5°C ou plus froid	10%	87%
Écart de -6,0°C ou plus froid	4%	58%
Écart de -7,5°C ou plus froid	2%	27%
Écart de -9,0°C ou plus froid	0%	9%
Écart de -10,5°C ou plus froid	0%	2%

18
19 À l'hiver 2013-2014, la température quotidienne à la pointe fut de -22,2 °C
20 (22 janvier 2014), soit un écart de -1,5 °C par rapport à la température normale.

1 **La probabilité d'avoir un écart de température à la pointe de -1,5 °C ou plus**
2 **froid est estimé à 33 %.**

3 **À titre indicatif, la température quotidienne la plus froide de l'hiver 2013-2014**
4 **fut de -25,7 °C (2 janvier 2014). La pointe d'hiver n'est pas survenue lors de**
5 **cette journée notamment en raison d'une journée fériée.**

13.2.1 **Veillez élaborer sur la probabilité d'occurrence qu'un hiver aussi rigoureux**
 que l'hiver 2013-2014 puisse se reproduire d'ici 20 ans.

Réponse :

6 **Pour les probabilités d'occurrence sur la température quotidienne à la pointe**
7 **de l'hiver 2013-2014, voir la réponse à la question 13.2.**

8 **Toutefois, l'hiver 2013-2014 se démarque quant à la persistance des**
9 **températures froides tout au long de la saison. En effet, la température**
10 **moyenne observée sur les mois de décembre 2013 à mars 2014 est de -9,3 °C,**
11 **soit une température nettement inférieure à la température normale de -5,9 °C**
12 **pour cette période. La probabilité d'occurrence d'un écart de température de**
13 **-3,4 °C ou plus froid sur cette période est de 0,3 %. De plus, la probabilité**
14 **qu'un hiver aussi rigoureux que celui de 2013-2014 se reproduise d'ici 20 ans**
15 **est de 6 %.**

13.3 **Veillez 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.

Réponse :

16 **Pour les 20 prochaines années, la prévision intègre une hausse de plus de**
17 **3 points de pourcentage du taux de diffusion du chauffage électrique au**
18 **secteur Résidentiel et agricole. Cette hausse reflète notamment un taux de**
19 **pénétration du chauffage électrique élevé pour les nouvelles constructions et**
20 **les intentions du gouvernement de financer la conversion des systèmes de**
21 **chauffage à combustible fossile vers des systèmes à énergie renouvelable.**

22 **D'ailleurs, la hausse prévue du taux de diffusion du chauffage électrique**
23 **contribue au fait que l'usage de chauffage des locaux est l'usage avec la plus**
24 **forte croissance dans la prévision des besoins en puissance à la pointe**
25 **d'hiver jusqu'en 2022-2023, comme présenté au tableau 2A-6 de la pièce**
26 **HQD-1, document 2.2 (B-0007), annexe 2A.**