

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023  
RÉSEAU INTÉGRÉ**



## Table des matières

<b>1. CONTEXTE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT</b> .....	<b>5</b>
1.1. ÉVOLUTION DU CONTEXTE DEPUIS LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 .....	5
1.2. RAPPEL DE LA STRATÉGIE PRÉSENTÉE DANS LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 .....	7
1.3. SUIVI DE LA STRATÉGIE .....	8
<b>2. PRÉVISION DE LA DEMANDE</b> .....	<b>9</b>
2.1. CONTEXTE.....	9
2.2. PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION .....	10
2.2.1. <i>Secteur Résidentiel et agricole</i> .....	10
2.2.2. <i>Secteur Commercial et institutionnel</i> .....	11
2.2.3. <i>Secteur Industriel petites et moyennes entreprises</i> .....	11
2.2.4. <i>Secteur Industriel grandes entreprises</i> .....	11
2.2.5. <i>Secteur Autres</i> .....	11
2.3. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE.....	12
2.3.1. <i>Prévision des besoins en énergie</i> .....	12
2.3.2. <i>Prévision des besoins en puissance</i> .....	12
2.4. COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2012 DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020	13
2.5. ALÉAS DE LA DEMANDE.....	13
<b>3. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE</b> .....	<b>16</b>
3.1. INTERVENTIONS EN ÉCONOMIE D'ÉNERGIE .....	16
3.2. INTERVENTIONS EN GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE.....	18
<b>4. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES</b> .....	<b>21</b>
4.1. CARACTÉRISTIQUES DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS .....	21
4.1.1. <i>Entente globale cadre</i> .....	23
4.1.2. <i>Entente d'intégration éolienne</i> .....	23
4.1.3. <i>Entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE</i> .....	23
4.1.4. <i>Conventions pour différer l'énergie des contrats en base et cyclable avec le</i> <i>Producteur</i> .....	24
4.1.5. <i>Moyens pour satisfaire les besoins de pointe</i> .....	26
4.2. APPROVISIONNEMENTS PROJETÉS .....	26
4.3. ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EN ÉNERGIE ET STRATÉGIE .....	26
4.4. ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EN PUISSANCE ET STRATÉGIE .....	27
4.5. DÉVELOPPEMENT DE NOUVEAUX MARCHÉS .....	30
<b>5. GESTION DES RISQUES</b> .....	<b>31</b>
5.1. RISQUES RELIÉS AUX FLUCTUATIONS DE LA DEMANDE .....	31
5.1.1. <i>Gestion des scénarios de demande plus faible</i> .....	31
5.1.2. <i>Gestion des scénarios de demande plus forte</i> .....	31
5.2. RISQUES LIÉS AUX FLUCTUATIONS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ .....	32
5.3. RISQUES RELIÉS AU NON-RESPECT DES QUANTITÉS CONTRACTUELLES PAR LES FOURNISSEURS LIÉS PAR CONTRAT DE LONG TERME .....	32
5.4. RISQUES RELIÉS AU NON-RESPECT DES QUANTITÉS CONTRACTUELLES PAR LES FOURNISSEURS LIÉS PAR ENTENTES DE COURT TERME.....	33
5.5. GESTION DU RISQUE DE DÉFAUT D'UNE CONTREPARTIE.....	33

---

<b>6. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS.....</b>	<b>34</b>
6.1. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE DU DISTRIBUTEUR .....	34
6.2. FIABILITÉ EN PUISSANCE DES APPROVISIONNEMENTS DU PRODUCTEUR .....	35
6.3. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR .....	35
6.4. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU PRODUCTEUR .....	36
6.5. CRITÈRE DE CONCEPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT .....	37
6.6. SERVICES COMPLÉMENTAIRES.....	37
6.6.1. <i>Analyse de l'ensemble des services complémentaires</i> .....	37
6.6.2. <i>Évaluation des dépassements aux services complémentaires</i> .....	38
<b>7. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX.....</b>	<b>39</b>

**Note : Les totaux des tableaux des pièces HQD-1, document 1 et HQD-2, document 2 sont calculés à partir de données non arrondies.**

1 La présentation du Plan d’approvisionnement 2014-2023 pour le réseau intégré (le Plan)  
2 se compose d’un document principal et de plusieurs annexes, ces dernières étant  
3 regroupées dans trois documents distincts. Les annexes liées au contexte du plan  
4 d’approvisionnement sont regroupées à la pièce HQD-1, document 2.1. On y retrouve  
5 notamment l’annexe 1A qui constitue un lexique de termes techniques et une liste des  
6 abréviations utilisées dans le Plan, ainsi que l’annexe 1B qui permet de localiser  
7 l’information demandée au *Guide de dépôt d’Hydro-Québec dans ses activités de*  
8 *distribution*. Les annexes portant sur la prévision de la demande constituent la pièce  
9 HQD-1, document 2.2 et les annexes liées aux approvisionnements sont à la pièce  
10 HQD-1, document 2.3.

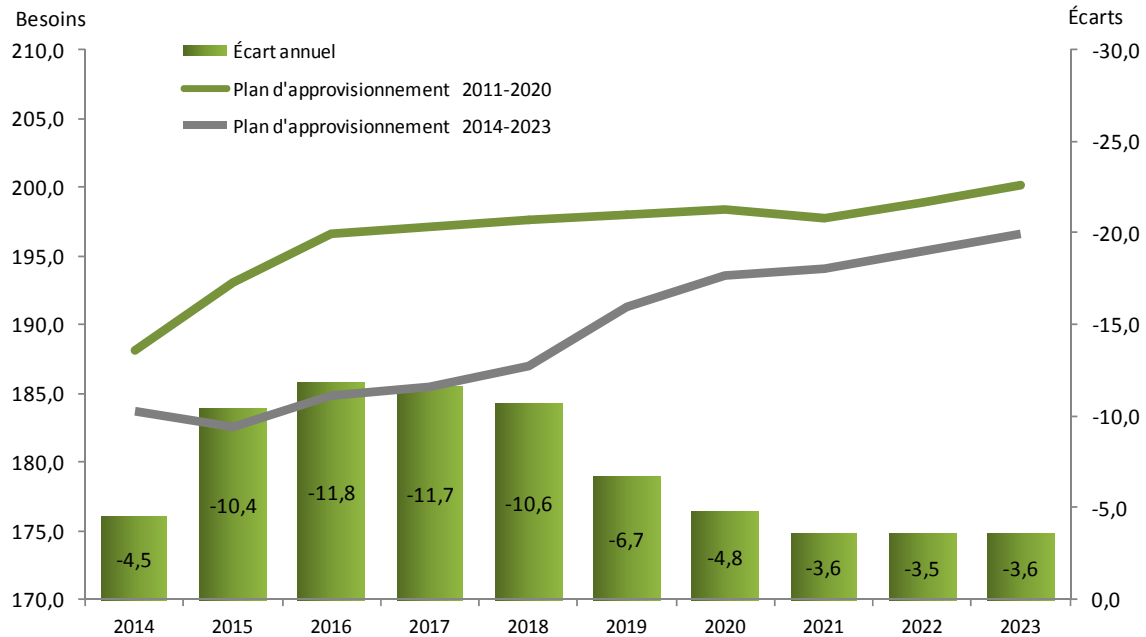
## **1. CONTEXTE DU PLAN D’APPROVISIONNEMENT**

### **1.1. Évolution du contexte depuis le Plan d’approvisionnement 2011-2020**

11 Depuis le dépôt du Plan d’approvisionnement 2011-2020 le 1<sup>er</sup> novembre 2010, les  
12 besoins en énergie ont connu une forte diminution, tel qu’illustré à la figure 1-1.

13 Sur la période 2014-2023, la diminution cumulative des besoins en énergie se chiffre à  
14 71,3 TWh. Les récentes baisses sont principalement attribuables à une diminution de  
15 l’activité industrielle, notamment dans le secteur des alumineries. La diminution des  
16 besoins est particulièrement marquée de 2015 à 2018.

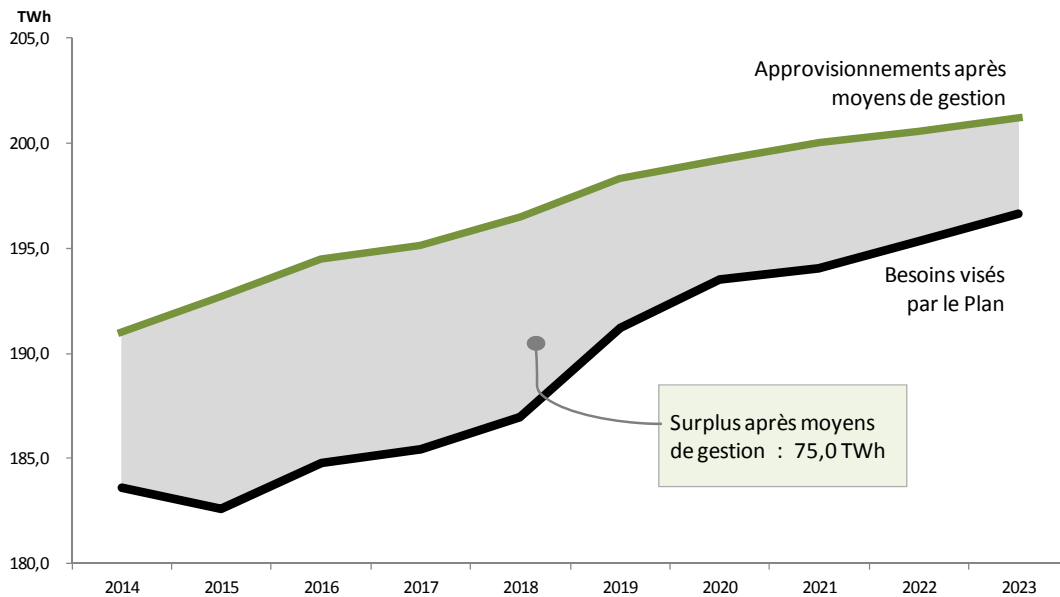
**FIGURE 1-1**  
**BESOINS EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR**  
**ÉCARTS AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 (TWh)**



1 Par ailleurs, et toujours par rapport au Plan d’approvisionnement 2011-2020, le  
 2 Distributeur a vu son portefeuille d’approvisionnements s’accroître suite à l’intégration des  
 3 contrats issus du programme d’achat d’électricité provenant de centrales de cogénération  
 4 à base de biomasse forestière résiduelle (300 MW) et suite à l’annonce du gouvernement  
 5 du Québec, le 10 mai 2013, de l’attribution de 800 MW de nouveaux projets éoliens. Sur la  
 6 période 2014-2023, ces nouveaux projets augmentent l’offre du Distributeur d’environ  
 7 32 TWh.

8 La conjugaison de la diminution des besoins et de l’augmentation de l’offre se traduit par  
 9 des surplus énergétiques plus importants que ceux prévus il y a trois ans. Ils s’élèvent  
 10 dorénavant à 75,0 TWh pour la période 2014-2023, même après le déploiement des  
 11 moyens de gestion, comme il appert de la figure1-2.

**FIGURE 1-2  
SURPLUS ÉNERGÉTIQUES  
2014-2023**



## 1.2. Rappel de la stratégie présentée dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020

1 Au moment du dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur entrevoyait  
2 une période de surplus en énergie, assortie de besoins en puissance en hiver nécessitant  
3 une contribution variable en énergie. La stratégie alors élaborée misait d'abord sur la  
4 gestion des moyens déjà à sa disposition. Ainsi, le Distributeur prévoyait utiliser de façon  
5 prudente les conventions d'énergie différée convenues avec le Producteur de façon à  
6 s'assurer que le solde du compte d'énergie différée puisse être écoulé à l'échéance des  
7 contrats en base et cyclable. Pour ce faire, l'énergie du contrat cyclable n'était plus  
8 différée sur tout l'horizon du plan, et l'énergie du contrat en base n'était pas différée pour  
9 les premières années du plan. Les quantités non différées devaient alors faire l'objet de  
10 transactions de vente avec le Producteur. Des rappels d'énergie étaient prévus sur toute la  
11 période du plan, lesquels permettaient de combler des besoins d'hiver, en énergie et en  
12 puissance.

13 Au-delà de l'utilisation des moyens déjà à sa disposition, le Distributeur misait sur le  
14 déploiement de moyens additionnels : la modulation des livraisons de la centrale de  
15 TransCanada Energy (TCE), la mise en place d'une entente globale de modulation et une

1 stratégie de gestion des risques à l'égard de la disponibilité des 400 MW additionnels  
2 relatifs aux rappels en vertu des conventions d'énergie différée. Ces nouveaux moyens  
3 permettaient, avec l'utilisation des marchés de court terme, de ramener le bilan en énergie  
4 à l'équilibre et de satisfaire les nouveaux besoins en puissance jusqu'à l'hiver 2014-2015,  
5 inclusivement. Pour la croissance des besoins au-delà de cet horizon, le Distributeur  
6 prévoyait lancer si requis un appel d'offres pour de nouveaux moyens en puissance.

### **1.3. Suivi de la stratégie**

7 Depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020, la prévision de la demande a été  
8 révisée à la baisse de façon importante, accroissant ainsi les surplus énergétiques et  
9 reportant le besoin pour l'acquisition de nouveaux moyens en puissance.

10 Ainsi, la prudence mise de l'avant dans la gestion des conventions d'énergie différée s'est  
11 avérée pleinement justifiée, puisque cette augmentation des surplus accroît la pression  
12 sur le solde du compte d'énergie différée, à un point tel que le Distributeur n'est plus en  
13 mesure de différer de l'énergie.

14 De plus, outre le rejet par la Régie de l'entente globale de modulation, les livraisons de la  
15 centrale de TCE ne sont plus requises sur l'horizon du Plan, un appel d'offres de long  
16 terme pour l'achat de puissance n'est plus requis avant le dépôt du prochain plan  
17 d'approvisionnement et la disponibilité des 400 MW additionnels relatifs aux rappels en  
18 vertu des conventions d'énergie différée ne nécessite plus la mise en place d'une stratégie  
19 particulière.

20 Par ailleurs, dans le cadre de l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement  
21 2011-2020 (« l'état d'avancement 2012 »), le Distributeur a déposé une évaluation du  
22 potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance et présente, dans  
23 le présent plan, les actions qui seront entreprises et qui permettront au Distributeur  
24 d'ajouter des ressources à son bilan de puissance relativement à ce type d'interventions.



## **2. PRÉVISION DE LA DEMANDE**

1 La prévision de la demande repose sur l'information la plus récente dont dispose le  
2 Distributeur. Les faits saillants de cette prévision sont exposés dans la présente section.  
3 Les annexes 2A à 2C en présentent les détails, notamment les prévisions ventilées par  
4 usages, les fourchettes d'encadrement, ainsi que les comparaisons au Plan  
5 d'approvisionnement 2011-2020 et à l'état d'avancement 2012. Par ailleurs, les données  
6 historiques de la demande se retrouvent à l'annexe 2D et les changements survenus  
7 depuis le dernier plan d'approvisionnement, au niveau de la méthodologie ou des  
8 paramètres utilisés pour établir la prévision de la demande, sont présentés à l'annexe 2E.

### **2.1. Contexte**

9 Le contexte économique mondial se caractérise par une croissance faible dans les  
10 principales économies. Bien que la crise financière dans la zone Euro ait été évitée au  
11 début de 2013, le taux de chômage atteint des niveaux records dans certains pays  
12 d'Europe.

13 Au Québec, bien que l'activité économique soit très faible, la création d'emplois est en  
14 croissance depuis un an. Cependant, près de la moitié des emplois créés étaient à temps  
15 partiel, de sorte que le revenu personnel n'a pas significativement augmenté. En tenant  
16 compte de la hausse des transferts (impôts et déductions), le revenu réel disponible par  
17 ménage a même diminué en 2011 et 2012.

18 La hausse de l'endettement et la diminution de l'épargne laisse entrevoir que la faiblesse  
19 de la consommation pourrait perdurer. Comme il s'agit de la principale composante du  
20 PIB, le Distributeur prévoit une faible croissance de l'activité économique à court terme,  
21 d'autant plus que le marché de l'habitation, impacté par le resserrement des règles  
22 hypothécaires, est dans une phase descendante.

23 Par ailleurs, la reprise de l'économie américaine pourrait être bénéfique au secteur  
24 manufacturier québécois en 2014-2015, notamment dans le secteur du bois grâce à la  
25 reprise de la construction résidentielle américaine. Ainsi, il est prévu que le PIB du Québec  
26 progresse de 1,0 % en 2013 et de 1,6 % en 2014 et en 2015.

1 De plus, la population de 15 ans et plus au Québec est prévue croître de 445 700  
2 individus de 2013 à 2023, pour un taux de croissance annuel moyen de 0,6 %. Cette  
3 situation génère un accroissement de 337 200 nouveaux abonnements résidentiels à  
4 l'horizon de 2023. La diminution de la population de 25 à 54 ans, principal vecteur du  
5 marché du travail, de la consommation et de la construction résidentielle, aura des  
6 répercussions sur l'économie du Québec. À moyen et long termes, elle réduira  
7 significativement les perspectives d'évolution du PIB potentiel. À cet effet, la prévision  
8 retenue fait état d'une croissance du PIB au Québec de 1,4 % entre 2016 et 2023.

9 Enfin, la prévision de la demande tient compte de l'impact des interventions en efficacité  
10 énergétique. Ces interventions sont décrites à la section 3.

## **2.2. Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation**

11 Tel que présenté au tableau 2-1, les ventes d'électricité devraient s'élever à 182,2 TWh en  
12 2023. Cela représente une augmentation de 10,1 TWh sur la période 2013-2023, soit un  
13 taux de croissance annuel moyen de 0,6 % ou environ 1,0 TWh par an, ce qui est  
14 supérieur à la croissance observée sur la période 2003-2013. En effet, au cours de ces dix  
15 années, la croissance totale des ventes normalisées au Québec s'est établie à 6,9 TWh,  
16 ce qui correspond à un taux annuel moyen de 0,4 %. Plusieurs phénomènes expliquent  
17 cet accroissement, notamment une reprise graduelle de la croissance dans les secteurs  
18 Industriel grandes entreprises et Industriel petites et moyennes entreprises (PME).

### **2.2.1. Secteur Résidentiel et agricole**

19 Au secteur Résidentiel et agricole (38 % des ventes au Québec en 2013), la croissance  
20 prévue sur la période 2013-2023 est de 5,0 TWh, ce qui correspond à un taux de  
21 croissance annuel moyen de 0,7 %. La croissance dans ce secteur provient  
22 essentiellement de l'augmentation du nombre d'abonnements résidentiels et, dans une  
23 moindre mesure, de la hausse du revenu personnel disponible.

**2.2.2. Secteur Commercial et institutionnel**

1 Au secteur Commercial et institutionnel (21 % des ventes au Québec en 2013), la  
2 croissance prévue sur la période 2013-2023 atteint 1,5 TWh, ce qui équivaut à un taux de  
3 croissance annuel moyen de 0,4 %. La croissance des ventes dans ce secteur s'explique  
4 essentiellement par l'accroissement de la population, du PIB et de l'emploi tertiaire.

**2.2.3. Secteur Industriel petites et moyennes entreprises**

5 En ce qui a trait aux PME du secteur Industriel (5 % des ventes au Québec en 2013), les  
6 ventes d'électricité sur la période 2013-2023 croissent de 0,4 TWh (ou 0,4 % par an en  
7 moyenne). La croissance des ventes dans ce secteur s'explique essentiellement par  
8 l'accroissement du PIB et de l'emploi manufacturier. Les entreprises du secteur sont  
9 toutefois fortement affectées par la valeur du dollar canadien par rapport au dollar  
10 américain et par la concurrence des pays émergents.

**2.2.4. Secteur Industriel grandes entreprises**

11 Pour ce qui est des grandes entreprises du secteur Industriel (33 % des ventes au Québec  
12 en 2013), la croissance prévue des ventes s'élève à 2,8 TWh sur la période 2013-2023, ce  
13 qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 0,5 %. La croissance des ventes  
14 se retrouve en majeure partie dans le secteur des mines, qui continuera de bénéficier de  
15 l'évolution de la demande mondiale des matières premières. En revanche, le contexte  
16 économique du secteur des pâtes et papiers entraînera des rationalisations additionnelles  
17 et une restructuration du secteur. Quant aux alumineries, le Distributeur ne prévoit aucune  
18 croissance significative des ventes à l'horizon de 2023.

**2.2.5. Secteur Autres**

19 Le secteur Autres (3 % des ventes au Québec en 2013) regroupe les réseaux de  
20 distribution municipaux, l'éclairage des voies publiques et le transport public. Les réseaux  
21 municipaux comptent pour 4,5 TWh ou 80 % du secteur Autres en 2013. La croissance  
22 prévue des ventes du secteur s'élève à 0,4 TWh entre 2013 et 2023 ou 0,7 % par an en  
23 moyenne.

**TABLEAU 2-1  
PRÉVISION DES VENTES ET DES BESOINS EN ÉNERGIE (EN TWH)**

En TWh	2013 <sup>1</sup>	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-23	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et Agricole	65,5	65,7	66,0	66,7	67,1	67,8	68,3	69,3	69,5	70,0	70,5	5,0	0,7%
Commercial et Institutionnel	35,2	35,4	35,6	35,9	36,0	36,1	36,3	36,5	36,6	36,7	36,7	1,5	0,4%
Industriel PME	8,9	9,0	9,1	9,2	9,2	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	0,4	0,4%
Industriel Grandes entreprises	57,0	54,3	52,8	53,6	53,7	54,2	57,4	58,4	58,6	59,1	59,8	2,8	0,5%
Autres	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,9	0,4	0,7%
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>172,1</b>	<b>170,0</b>	<b>169,0</b>	<b>171,1</b>	<b>171,7</b>	<b>173,2</b>	<b>177,1</b>	<b>179,3</b>	<b>179,8</b>	<b>181,0</b>	<b>182,2</b>	<b>10,1</b>	<b>0,6%</b>
Pertes de distribution et de transport et autres éléments	13,8	13,7	13,5	13,7	13,7	13,8	14,1	14,3	14,2	14,3	14,4	0,6	0,4%
<b>BESOINS VISÉS PAR LE PLAN</b>	<b>185,9</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>	<b>10,7</b>	<b>0,6%</b>
Incluant l'impact des conditions climatiques au 31 juillet 2013	185,2												

<sup>1</sup> Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2013, normalisées pour les conditions climatiques.

### 2.3. Prévision des besoins en énergie et en puissance

#### 2.3.1. Prévision des besoins en énergie

1 Les besoins en énergie visés par le Plan sont essentiellement composés des ventes  
 2 d'électricité et des pertes de distribution et de transport. Le taux de pertes considéré pour  
 3 la période 2014 à 2023 est de 7,9 %. Le tableau 2-1 présente la prévision des besoins en  
 4 énergie. À l'année 2023, ces besoins atteindront 196,6 TWh, une augmentation de  
 5 10,7 TWh par rapport à l'année 2013.

#### 2.3.2. Prévision des besoins en puissance

6 La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est établie à partir de la  
 7 prévision des besoins en énergie et inclut l'effacement de charge découlant des mesures  
 8 de gestion de la demande en puissance qui n'est pas sous le contrôle du Distributeur (par  
 9 exemple, la biénergie résidentielle). Le tableau 2-2 montre que les besoins en puissance à  
 10 la pointe atteindront 40 340 MW à l'hiver 2022-2023. Par rapport à l'hiver 2012-2013, ceci  
 11 représente une croissance de 2 943 MW. Cette croissance provient essentiellement du  
 12 secteur Résidentiel et agricole.

**TABLEAU 2-2**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (EN MW)**

En MW	2012/13 <sup>1</sup>	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2012-22	
												MW	tx annuel moyen
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b>	37 397	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340	2 943	0,8%
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>													

<sup>1</sup> Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

#### 2.4. Comparaison avec l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020

1 La prévision des ventes d'électricité du présent plan est inférieure à la prévision de l'état  
 2 d'avancement 2012. En 2020, la diminution est de -5,4 TWh et la diminution cumulée se  
 3 chiffre à -42 TWh sur la période 2013-2020. Ces écarts négatifs tout au long de la période  
 4 sont essentiellement attribuables au secteur Industriel grandes entreprises. Les  
 5 perspectives économiques mondiales et la demande en général pour le minerai et les  
 6 métaux transformés occasionnent des ventes d'électricité moindres aux secteurs des  
 7 alumineries, des mines et de la sidérurgie, de la fonte et de l'affinage.

8 Sur la période 2013 à 2020, la prévision des besoins en énergie est inférieure à celle de  
 9 l'état d'avancement 2012. En 2020, la diminution est de -5,7 TWh. À compter de l'hiver  
 10 2013-2014, les besoins en puissance sont aussi inférieurs à ceux de l'état d'avancement  
 11 2012. L'écart est maximal à l'hiver 2017-2018, avec -859 MW, et atteint -531 MW à l'hiver  
 12 2019-2020.

#### 2.5. Aléas de la demande

13 L'analyse de la prévision de la demande présentée dans les sections précédentes porte  
 14 sur les besoins énergétiques découlant d'une prévision des ventes à conditions  
 15 climatiques normales. Or, ces besoins sont soumis à des aléas importants divisés en deux  
 16 types :

- 17 • l'aléa climatique ;
- 18 • l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales).

- 1 L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins en  
2 électricité par rapport au scénario à conditions climatiques normales. Pour l'année 2018,  
3 l'aléa climatique en énergie comporte un écart type de 2,3 TWh. En puissance, l'impact  
4 des conditions climatiques sur les besoins à la pointe de l'hiver 2016-2017 donne un écart  
5 type de 1 510 MW. Les résultats sont sensiblement les mêmes pour chacune des années  
6 du Plan.
- 7 L'aléa sur la demande prévue provient quant à lui de l'impossibilité de prévoir parfaitement  
8 l'évolution des variables économiques, démographiques, énergétiques, ainsi que des  
9 erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la  
10 demande d'électricité. Pour l'année 2018, l'aléa de la demande prévue en énergie  
11 comporte un écart type de 4,6 TWh. En puissance, l'écart type sur les besoins à la pointe  
12 de l'hiver 2016-2017 est de 1 050 MW.
- 13 L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa  
14 sur la demande prévue.
- 15 Les aléas sur les besoins en énergie sont illustrés, jusqu'à l'année 2018, au tableau 2-3 et  
16 les aléas sur les besoins en puissance sont présentés, jusqu'à l'hiver 2016-2017, au  
17 tableau 2-4. Les résultats détaillés de l'évaluation des aléas sont présentés à la section 1  
18 de l'annexe 2B.

**TABLEAU 2-3**  
**ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE**  
**ÉCART TYPE (EN TWH)**

En TWh	2014	2015	2016	2017	2018
Aléa climatique	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3
Aléa sur la demande prévue	2,7	2,9	3,5	3,9	4,6
Aléa global	3,5	3,6	4,2	4,5	5,2

**TABLEAU 2-4**  
**ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**  
**ÉCART TYPE (EN MW)**

En MW	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017
<b>Aléa climatique</b>	1 460	1 460	1 490	1 510
<b>Aléa sur la demande prévue</b>	660	790	920	1 050
<b>Aléa global</b>	1 610	1 660	1 750	1 840

- 1 Par rapport à l'état d'avancement 2012, l'écart type de l'aléa global sur les besoins en  
 2 énergie augmente d'abord de 0,2 TWh et atteint 0,4 TWh à l'horizon 3 ans. Cette  
 3 augmentation s'explique par une révision à la hausse de l'aléa associé aux forts  
 4 consommateurs d'énergie, notamment compte tenu de l'incertitude dans le marché de  
 5 l'aluminium. Ensuite, le report de projets dans le secteur de l'aluminium au-delà de  
 6 l'horizon 5 ans entraîne la diminution de 0,9 TWh de l'aléa global.
- 7 Par ailleurs, l'aléa global sur les besoins en puissance du Plan est supérieur à celui de  
 8 l'état d'avancement 2012. L'augmentation de l'écart type de l'aléa global varie entre  
 9 20 MW et 50 MW et découle notamment de la révision à la hausse de l'aléa sur la  
 10 demande prévue.
- 11 Les écarts types sur l'aléa climatique demeurent sensiblement les mêmes par rapport à  
 12 l'état d'avancement 2012.

### **3. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

1 Depuis de nombreuses années, le Distributeur œuvre à promouvoir une culture de  
2 l'efficacité énergétique au Québec. La longévité et l'ampleur du déploiement des  
3 programmes et activités dans ce domaine ont influencé de façon durable des  
4 changements de comportement dans plusieurs marchés.

5 Les interventions du Distributeur en efficacité énergétique visent essentiellement  
6 l'économie d'énergie et la gestion de la demande en puissance (GDP). Elles peuvent être  
7 déployées selon différentes approches :

- 8 • **Programmes commerciaux** qui incitent directement les clients à réduire ou  
9 déplacer dans le temps leur consommation énergétique ;
- 10 • **Tarifs ou options tarifaires** qui incitent les clients, par un signal de prix, à réduire  
11 ou déplacer leur consommation ;
- 12 • **Financement de tiers** ou recours à des **appels d'offres auprès d'intermédiaires**  
13 pour réaliser des programmes ou activités<sup>1</sup> ;
- 14 • **Autres activités** structurantes en amont : activités de recherche et  
15 développement (R&D), innovation technologique, appui à la normalisation et à la  
16 réglementation.

17 La flexibilité de ces interventions, par rapport à d'autres moyens pour assurer l'équilibre  
18 offre-demande, constitue un atout sur lequel le Distributeur continuera de miser dans sa  
19 planification.

#### **3.1. Interventions en économie d'énergie**

20 Lancé en 2003, le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) a permis de réaliser des  
21 économies d'énergie cumulées atteignant près de 7 TWh à la fin de 2012. Avec les  
22 investissements prévus pour les années 2013 à 2015, le Distributeur s'assure d'atteindre  
23 la cible de 8 TWh. Jumelé au projet CATVAR et aux activités du Bureau de l'efficacité et

---

<sup>1</sup> Le financement d'une partie des activités et programmes d'économie d'énergie du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétique (BEIÉ) constitue un exemple de cette approche.



1 de l'innovation énergétique (BEIÉ), ce sont environ 10 TWh en économies d'énergie  
2 électrique qui seront implantés à l'horizon 2015.

3 À compter de l'année 2016, et ce, afin de tenir compte de l'état évolutif du contexte de  
4 l'équilibre offre-demande, le Distributeur propose de combler le tiers de la croissance des  
5 ventes par des interventions en économie d'énergie. Sur la base de la prévision des  
6 ventes actuelle, cela représente des économies annuelles implantées variant de 0,6 TWh  
7 à 1,0 TWh sur l'horizon du Plan. Une telle modulation des interventions en économie  
8 d'énergie offre de la souplesse au Distributeur, mais exige aussi une planification  
9 soutenue de façon à s'ajuster rapidement au marché en temps opportun afin de capter le  
10 maximum d'opportunités au moindre coût.

11 Pour réaliser ces économies d'énergie, le Distributeur s'appuiera en premier lieu sur les  
12 acquis en visant l'amélioration du portefeuille existant. À court terme, il mettra l'emphase  
13 sur de nouvelles orientations favorisant les approches en sensibilisation tout en aidant les  
14 clients à mieux comprendre et gérer leur consommation d'électricité par des outils et des  
15 conseils appropriés. Au marché affaires, il bonifiera l'offre de services-conseils et  
16 d'accompagnement et élaborera un portefeuille d'interventions davantage ciblées par  
17 secteur. La priorité sera mise sur les interventions ayant pour effet d'accroître la  
18 compétitivité des entreprises québécoises. La démarche du Distributeur s'inscrit ainsi dans  
19 une volonté de moderniser son offre en efficacité énergétique et ce, tout en poursuivant  
20 ses activités de R&D.

21 À plus long terme, le Distributeur s'appuiera sur des stratégies visant des changements de  
22 comportement durables et la transformation de marché. Pour y parvenir, le Distributeur  
23 élargira sa gamme d'interventions et travaillera en complémentarité avec ses partenaires.  
24 Par exemple, l'expertise et l'influence du Distributeur dans l'évolution des normes, codes  
25 et règlements touchant l'efficacité énergétique devraient permettre d'assurer la pérennité  
26 des gains dans certains marchés ayant atteint leur maturité.

27 Par ailleurs, compte tenu de l'évolution des bilans en énergie et en puissance, le  
28 Distributeur priorisera les interventions en économie d'énergie ayant un impact important  
29 sur la réduction des besoins en puissance.

### **3.2. Interventions en gestion de la demande en puissance**

1 Diverses interventions sont déployées pour réduire les besoins à la pointe du réseau. Les  
2 interventions dont la réduction de puissance n'est pas sous le contrôle du Distributeur sont  
3 intégrées à même la prévision des besoins (par exemple, la biénergie résidentielle et les  
4 chauffe-eau à trois éléments), alors que celles dont la réduction de puissance est sous le  
5 contrôle du Distributeur sont considérées comme des moyens permettant d'équilibrer le  
6 bilan en puissance (par exemple, l'électricité interruptible).

7 Le Distributeur maintient sa volonté d'augmenter la contribution des moyens de gestion de  
8 la demande pour répondre aux nouveaux besoins de puissance. Au cours des prochaines  
9 années, le Distributeur tiendra compte de son contexte d'affaires et du développement  
10 rapide de nouveaux outils technologiques dans l'élaboration de tels moyens.

11 La stratégie de déploiement des moyens de GDP s'articule en deux phases selon l'horizon  
12 de planification des travaux. À court et moyen termes, le Distributeur tablera sur les  
13 activités suivantes :

- **Maximiser l'utilisation des moyens existants**

14 Pour la biénergie résidentielle, le Distributeur poursuivra ses activités de sensibilisation  
15 pour fidéliser la clientèle au tarif DT. Cette option tarifaire permet une diminution des  
16 besoins en puissance de 640 MW à la pointe. De plus, suite à la décision D-2013-177,  
17 les exploitations agricoles sont admissibles au tarif DT depuis le 31 octobre 2013.

18 Le Distributeur continuera également à susciter l'intérêt des grands clients industriels  
19 pour l'électricité interruptible. Le Distributeur maintient l'hypothèse d'une contribution  
20 de 850 MW provenant de ce programme dans le bilan en puissance. À cette quantité  
21 s'ajoute un bloc interruptible lié au contrat particulier avec Aluminerie Alouette. La  
22 charge interruptible d'Aluminerie Alouette s'établit à 150 MW pour l'hiver 2013-2014 et  
23 elle devrait augmenter à 300 MW à l'hiver 2016-2017, et enfin atteindre 450 MW à  
24 l'hiver 2019-2020.

- ***Améliorer les approches de sensibilisation à la notion de pointe et poursuivre les appels au public***

1 Le Distributeur poursuivra activement la sensibilisation des clients afin de les inciter à  
2 consommer judicieusement l'électricité en période de pointe.

3 De plus, il continuera à recourir aux appels au public lorsque nécessaire. Le  
4 Distributeur vise à augmenter la notoriété de ce moyen et à analyser l'évolution de  
5 l'impact des appels au public sur plusieurs hivers successifs.

- ***Poursuivre les travaux d'innovation de l'IREQ***

6 Le Distributeur poursuivra ses travaux de R&D avec l'IREQ en gestion de la demande  
7 en puissance, particulièrement ceux reliés à l'interruption de charges à distance sur de  
8 courtes périodes. À plus long terme, les travaux de l'IREQ cibleront également des  
9 moyens de réduction de puissance de plus longue durée.

- ***Développement de nouvelles interventions et poursuite de la vigie***

10 Le Distributeur poursuivra l'analyse du potentiel commercialement réalisable des  
11 mesures identifiées dans le PTÉ de gestion de la demande en puissance. Cette  
12 analyse permettra de définir l'ensemble des paramètres requis pour la conception de  
13 nouvelles interventions.

14 Le Distributeur poursuit également sa vigie des tendances du marché des nouvelles  
15 technologies permettant aux entreprises de services publics de déployer de nouveaux  
16 moyens de GDP.

17 À plus long terme, le Distributeur compte sur l'ajout de 300 MW de nouveaux moyens de  
18 gestion de la demande en puissance sur l'horizon du Plan, à hauteur de 50 MW par année  
19 dès l'hiver 2016-2017. Ce déploiement sera révisé en fonction des résultats des travaux  
20 de l'IREQ, de l'évolution des outils technologiques et des conditions de marché.

21 Tel que présenté au tableau 3.1, l'ensemble des interventions en efficacité énergétique du  
22 Distributeur contribuera à réduire les besoins en puissance de près de 3 000 MW à l'hiver  
23 2013-2014, soit environ 8 % des besoins, et de plus de 4 500 MW à l'hiver 2022-2023.

**TABLEAU 3-1**  
**CONTRIBUTION DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE SUR LA RÉDUCTION DES**  
**BESOINS DE PUISSANCE (MW)**

	2013- 2014	2022- 2023
Électricité interruptible	1 000	1 300
Biénergie résidentielle et chauffe-eau à trois éléments	640	650
Nouvelles interventions en GDP	-	300
Impact en puissance des interventions en économie d'énergie	1 300	2 290
<b>TOTAL</b>	<b>2 940</b>	<b>4 540</b>

#### 4. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES

##### 4.1. Caractéristiques des approvisionnements existants

1 La contribution maximale de l'électricité patrimoniale au bilan en énergie s'élève à  
 2 178,9 TWh. La livraison de l'électricité patrimoniale est caractérisée par un profil annuel  
 3 préétabli de valeurs horaires de puissances classées, dont la valeur maximale est fixée à  
 4 34 342 MW. Puisque l'électricité patrimoniale inclut tous les services nécessaires et  
 5 généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité<sup>2</sup>, le Producteur est amené  
 6 à maintenir une réserve de planification de 3 100 MW, au-delà de la valeur maximale au  
 7 profil des livraisons, ce qui porte la puissance inscrite au bilan à 37 442 MW.

8 Le Distributeur dispose également de 58 contrats d'approvisionnement de long terme en  
 9 vigueur représentant plus de 4 600 MW de puissance contractuelle. Depuis le dépôt de  
 10 l'état d'avancement 2012, cinq parcs éoliens ont été mis en service, pour une puissance  
 11 de 730,0 MW, ainsi que six centrales de cogénération à la biomasse, pour une puissance  
 12 de 75,4 MW, et une petite centrale hydroélectrique de 25,0 MW. Par ailleurs, le  
 13 gouvernement du Québec a annoncé l'annulation de six projets de petites centrales  
 14 hydroélectriques, représentant 82 MW à terme. Le tableau 4-1 présente un sommaire des  
 15 contrats signés et une liste détaillée est présentée à l'annexe 3C.

**TABLEAU 4-1**  
**SOMMAIRE DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE LONG TERME SOUS CONTRAT**

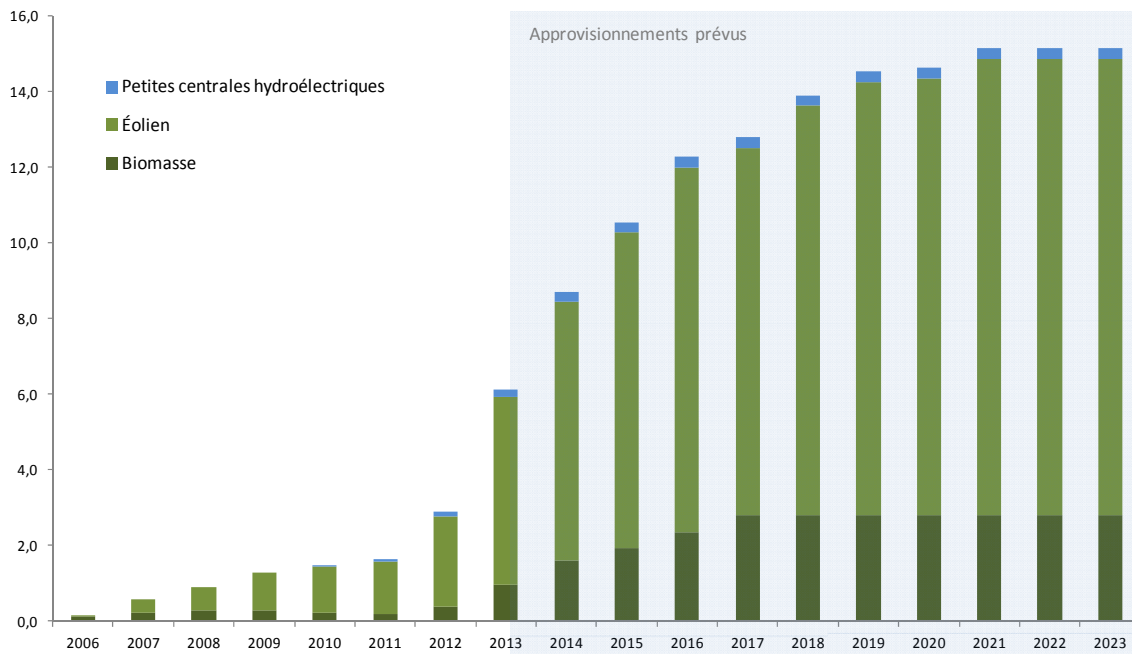
	Nombre de contrats signés	Puissance contractuelle totale (MW)	Puissance à la pointe <sup>(1)</sup> (MW)	Énergie annuelle (TWh)						
				2014	2015	2016	2017	2018	...	2023
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie	3	1 107 + 40 en pointe	1 147	5,3	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
A/O 2003-01 - Biomasse I	1	16 à 19 MW, selon le mois	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2003-02 - Éolien I	7	840	294	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
A/O 2004-02 - Cogénération	1	8	8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2005-03 - Éolien II	15	2 009	703	4,2	5,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
A/O 2009-01 - Biomasse II	6	53	53	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
PAE 2009-01 - Petite hydraulique	5	64	64	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
A/O 2009-02 - Éolien III	12	288	101	0,1	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
PAE 2011-01 - Biomasse III	8	205	205	1,0	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
<b>TOTAL</b>	<b>58</b>	<b>+ de 4 600</b>	<b>2 591</b>	<b>14,0</b>	<b>20,1</b>	<b>21,5</b>	<b>21,5</b>	<b>21,5</b>	<b>...</b>	<b>21,5</b>

(1) Puissance inscrite au bilan en puissance. Dans le cas de l'énergie éolienne, il s'agit de la contribution associée à l'entente d'intégration, soit l'équivalent de 35 % de la puissance contractuelle.

<sup>2</sup> En 2005, les services concernés ont fait l'objet d'une entente entre le Distributeur et le Producteur, laquelle est présentée à l'annexe 3B.

1 Le portefeuille d'approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur a beaucoup évolué  
2 depuis 2006. En effet, l'énergie associée aux blocs déterminés par le gouvernement du  
3 Québec a connu une forte croissance qui se poursuivra sur l'horizon du Plan, tel qu'il  
4 appert de la figure 4-1. L'énergie associée à ces approvisionnements est passée d'environ  
5 0,2 TWh en 2006 à près de 3,0 TWh en 2012, et devrait atteindre 15,1 TWh en 2023. De  
6 ces quantités, environ 80 % est issue de la production éolienne.

**FIGURE 4-1**  
**ÉVOLUTION DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**  
**DÉCOULANT DES RÈGLEMENTS ADOPTÉS PAR LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**  
**2006-2023 (TWh)**



7 Au-delà des contrats de long terme, le Distributeur dispose de quatre ententes négociées  
8 afin d'accroître la flexibilité, la sécurité et la fiabilité de son portefeuille  
9 d'approvisionnements, soit :

- 10 • l'entente globale cadre ;
- 11 • l'entente d'intégration éolienne ;
- 12 • l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE ;
- 13 • les conventions d'énergie différée.

#### **4.1.1. Entente globale cadre**

1 Approuvée par la Régie en août 2009, l'entente globale cadre en vigueur actuellement,  
2 d'une durée de cinq ans, prendra fin le 31 décembre 2013.

3 Le renouvellement de l'entente globale cadre, débutant le 1<sup>er</sup> janvier 2014 pour une  
4 période de trois ans, a été conclue avec le Producteur. La demande d'approbation de cette  
5 entente a été déposée à la Régie en septembre 2013<sup>3</sup> et le dossier est présentement à  
6 l'étude. Les termes et les conditions de cette entente sont essentiellement les mêmes que  
7 ceux de l'entente globale cadre en vigueur.

#### **4.1.2. Entente d'intégration éolienne**

8 L'entente d'intégration éolienne conclue en 2005 a été renouvelée jusqu'à l'obtention d'un  
9 nouveau service par le Distributeur.

10 En juin 2013, le Distributeur a déposé à la Régie une demande d'approbation des  
11 caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de  
12 l'acquisition de ce service<sup>4</sup>. Le service défini par le Distributeur comporte essentiellement  
13 les mêmes caractéristiques que le service actuellement en vigueur, soit un service  
14 d'équilibrage éolien assorti d'une puissance complémentaire en hiver. Le service, tel que  
15 défini, répond aux besoins du Distributeur et est conforme aux décrets à l'égard des blocs  
16 d'énergie éolienne déterminés par le gouvernement du Québec.

17 Le dossier est présentement à l'étude par la Régie.

#### **4.1.3. Entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE**

18 Selon les termes de l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE en  
19 vigueur, approuvés par la Régie en août 2009, la période de suspension des livraisons  
20 peut être prolongée année après année, selon les besoins du Distributeur. La production  
21 de la centrale de TCE est suspendue depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008.

22 Selon la planification actuelle, les livraisons de TCE ne sont plus requises en base et  
23 auraient contribué à peine deux mois par hiver et ce, à compter de 2022 seulement. Par

---

<sup>3</sup> Dossier R-3861-2013, *Demande d'approbation de l'entente globale cadre.*

<sup>4</sup> Dossier R-3848-2013, *Demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne.*

1 conséquent, le Distributeur a entrepris des discussions avec TCE visant la recherche  
2 d'une solution à plus long terme. Le Distributeur poursuivra ses démarches en ce sens et  
3 avisera la Régie des développements à ce sujet, au moment opportun. D'ici là, le  
4 Distributeur exercera son option de suspension annuelle, le cas échéant, et déposera à  
5 cet effet des demandes d'approbation à la Régie.

#### **4.1.4. Conventions pour différer l'énergie des contrats en base et cyclable avec le Producteur**

6 Le Distributeur dispose de conventions pour différer les livraisons des contrats de 350 MW  
7 (contrat en base) et 250 MW (contrat cyclable) avec le Producteur. Les termes de ces  
8 conventions permettraient au Distributeur de différer une partie de ses surplus d'énergie et  
9 de combler des besoins, en énergie et en puissance.

10 Or, depuis le dépôt à la Régie de la demande d'approbation des amendements aux  
11 conventions d'énergie différée<sup>5</sup>, les besoins en énergie du Distributeur ont diminué de  
12 175 TWh sur la période 2013-2027. De plus, le Distributeur a vu son portefeuille de  
13 moyens d'approvisionnement s'accroître à la suite de l'adoption de nouveaux blocs  
14 d'énergie renouvelable par le gouvernement du Québec, pour un total de 51 TWh. La  
15 conjugaison de la diminution des besoins et de l'augmentation de l'offre, soit 226 TWh, a  
16 pour effet de réduire la capacité du Distributeur à rappeler l'énergie accumulée dans le  
17 compte d'énergie différée.

18 Compte tenu de cette situation, le Distributeur doit d'abord et avant tout prendre les  
19 moyens requis pour s'assurer que les quantités cumulées dans le compte d'énergie  
20 différée puissent être utilisées pour alimenter les besoins attendus du marché québécois.  
21 À cet égard, le Distributeur doit gérer différents risques liés à l'évolution des besoins et  
22 des moyens, notamment la possibilité d'un scénario de demande plus faible et l'ajout de  
23 nouveaux approvisionnements.

24 Par exemple, dans le scénario de demande de référence, si aucune quantité additionnelle  
25 n'était différée et aucun bloc d'énergie additionnel à ceux planifiés par le Distributeur  
26 n'était ajouté, le solde serait entièrement écoulé en 2024. Par contre, dans un scénario de  
27 demande faible, les besoins du Distributeur justifieraient le rappel de seulement 2,7 TWh

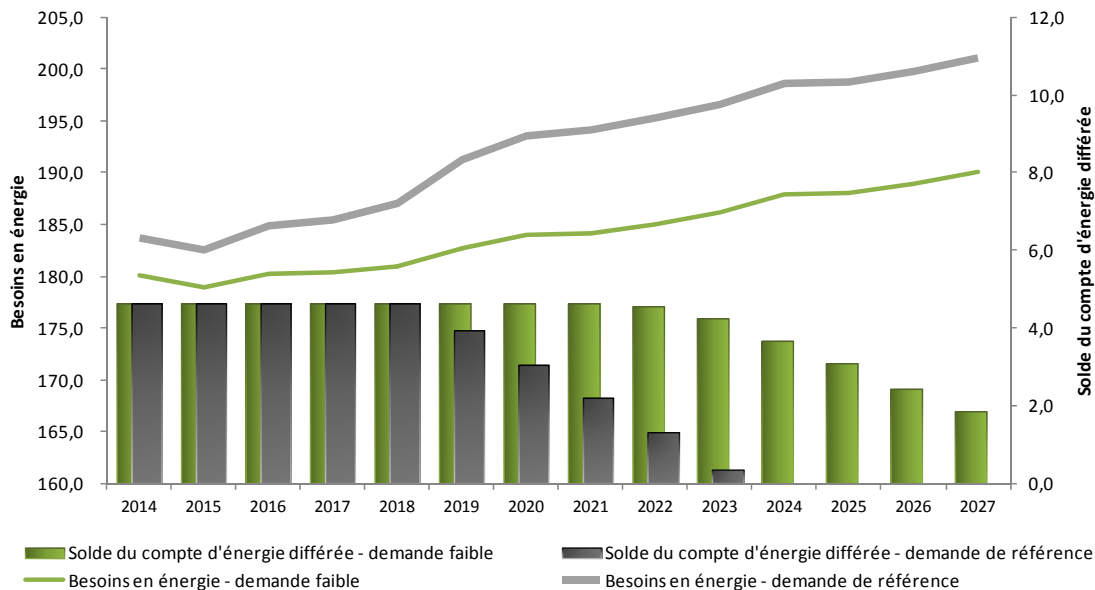
---

<sup>5</sup> Dossier R-3726-2010, *Demande d'approbation des amendements aux conventions d'énergie différée.*



1 d'ici la fin des conventions et un solde de 1,9 TWh ne pourrait alors être écoulé. La  
 2 figure 4-2 présente l'évolution du solde du compte d'énergie différée, si aucune quantité  
 3 n'était différée d'ici l'échéance des conventions, selon les scénarios de demande de  
 4 référence et faible<sup>6</sup>.

**FIGURE 4-2**  
**GESTION DU COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE**  
**ÉVOLUTION DU SOLDE SELON DEUX SCÉNARIOS DE DEMANDE**  
**(EN TWh)**



5 Par conséquent, et dans le contexte actuel de l'équilibre offre-demande, le Distributeur ne  
 6 planifie plus avoir recours à l'option de différer de l'énergie du contrat de base d'ici la fin  
 7 des conventions. En effet, celles-ci ne peuvent plus être utilisées conformément à leur  
 8 finalité, soit de reporter des livraisons qui permettent de combler des besoins futurs tout en  
 9 s'assurant de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro avant l'échéance des  
 10 conventions.

<sup>6</sup> Le détail des quantités différées et rappelées selon les scénarios de demande de référence et de demande faible est présenté à l'annexe 4C.

#### **4.1.5. Moyens pour satisfaire les besoins de pointe**

1 Au-delà de la contribution en puissance des approvisionnements de long terme, le  
2 Distributeur compte sur les moyens suivants afin de satisfaire les besoins de pointe :

- 3 • l'électricité interruptible, tel que présenté à la section 3.2 ;
- 4 • une quantité de 250 MW relative à l'abaissement de tension (l'établissement de  
5 cette quantité est validé chaque automne suite aux essais d'abaissement de  
6 tension réalisés par le Transporteur, lequel en évalue notamment la persistance et  
7 son impact en puissance).

#### **4.2. Approvisionnement projetés**

8 Le gouvernement du Québec a annoncé le 10 mai 2013 sa volonté de poursuivre le  
9 développement de la filière éolienne avec l'attribution de 800 MW de nouveaux projets de  
10 centrales éoliennes au Québec. Ce bloc de 800 MW vise notamment le développement de  
11 projets initiés par des communautés locales ou des coopératives, en partenariat avec des  
12 développeurs privés.

13 L'adoption de la Loi 16<sup>7</sup>, en juin 2013, dispense le Distributeur de recourir à un appel  
14 d'offres pour la conclusion de contrats relatifs à un bloc d'énergie éolienne avec les  
15 communautés autochtones.

16 Le 28 août 2013, le gouvernement du Québec a émis un projet de règlement visant le  
17 lancement d'un appel d'offres en vue de l'acquisition d'un bloc de 450 MW, composé de  
18 300 MW issus de projets provenant des régions du Bas-Saint-Laurent ou de la Gaspésie-  
19 Îles-de-la-Madeleine et de 150 MW issus de projets dans l'ensemble du Québec.

#### **4.3. Équilibre offre-demande en énergie et stratégie**

20 Sur l'ensemble de la période couverte par le Plan, les approvisionnements sous contrat  
21 seront supérieurs aux besoins prévus et les surplus énergétiques totalisent 75,0 TWh. Le  
22 bilan en énergie est présenté au tableau 4-2.

---

<sup>7</sup> Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012, chapitre 1, article n° 5 :  
<http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=5&file=2013C16F.PDF>

**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>

1 À l'exception des livraisons du contrat cyclable, les engagements d'achat de long terme du  
2 Distributeur sont fermes (contrats de type « *take-or-pay* ») et les livraisons ne peuvent être  
3 réduites. Afin de minimiser les coûts pour sa clientèle, le Distributeur compte  
4 principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale comme moyen  
5 pour disposer des surplus énergétiques. Aucun autre contrat d'approvisionnement de long  
6 terme n'offre cette flexibilité. De plus, la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale  
7 est sans coût pour le Distributeur et permet même d'éviter des coûts appelés à croître au  
8 cours des prochaines années en raison de l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale.

#### 4.4. Équilibre offre-demande en puissance et stratégie

9 Le bilan en puissance du Distributeur est présenté au tableau 4-3. Il tient compte de la  
10 réserve requise pour satisfaire le critère de fiabilité, laquelle est présentée à la section 6.

**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>2700</b>
▪ Contribution des marchés de court terme	650	360	750	1 050	1 290	1 500	1 500	1 500	1 500	1500
<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)

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) :

1 Les moyens dont dispose le Distributeur, jumelés à la contribution des marchés de court  
 2 terme, suffisent à couvrir les besoins en puissance pour les premières années du Plan. À  
 3 plus long terme, la stratégie en puissance du Distributeur s'appuie d'abord sur la gestion  
 4 de la demande en puissance, puis sur la contribution des marchés de court terme.

**Gestion de la demande en puissance**

5 L'essentiel de la stratégie d'approvisionnement en puissance du Distributeur repose sur la  
 6 réduction et le déplacement de la consommation d'électricité de ses clients en période de  
 7 pointe. À cette fin, la démarche exposée à la section 3.2 vise notamment à maximiser  
 8 l'utilisation des moyens existants et à développer de nouvelles interventions en gestion de  
 9 la demande en puissance.

**Contribution des marchés de court terme**

10 La stratégie du Distributeur inclut l'acquisition de produits de puissance sur les marchés  
 11 de court terme, lesquels sont requis afin de respecter le critère de fiabilité. Ces achats  
 12 assurent la disponibilité des ressources pour combler les besoins en pointe. Sans

1 engagement contractuel de la part du Distributeur, ces quantités pourraient autrement être  
2 engagées auprès d'autres marchés ou encore être rendues indisponibles, par exemple,  
3 faute d'un approvisionnement adéquat en combustible.

4 L'évaluation de la contribution des marchés de court terme prend en considération la  
5 marge de manœuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec, ainsi que les  
6 approvisionnements potentiels provenant des marchés voisins<sup>8</sup>. Le Distributeur considère  
7 que, mises en commun, les ressources des fournisseurs situés dans la zone d'équilibrage  
8 du Transporteur sont susceptibles d'assurer une portion de ses besoins  
9 d'approvisionnements de court terme en puissance. De plus, outre le potentiel de  
10 1 100 MW identifié sur le marché de New York, le Distributeur considère que la mise en  
11 commun des autres marchés constitue désormais un bassin d'approvisionnements  
12 potentiels comportant les caractéristiques d'un marché compétitif qui lui est accessible.  
13 Par conséquent, le Distributeur ajoute une contribution des marchés de court terme de  
14 400 MW au bilan de puissance, portant le potentiel à 1 500 MW.

15 Les approvisionnements en puissance sur les marchés de court terme ont l'avantage  
16 d'être flexibles et de pouvoir être engagés dans un court délai avant le début de l'hiver,  
17 réduisant ainsi le risque d'acheter des quantités trop élevées. Le Distributeur s'assurera  
18 néanmoins de réaliser ses achats sur les marchés de court terme avec un délai  
19 suffisamment long (pouvant aller d'un an à trois ans) afin de permettre au marché de  
20 garantir la disponibilité des ressources requises, particulièrement lorsque les besoins de  
21 puissance additionnelle atteindront des niveaux importants. De ce fait, le Distributeur  
22 évaluera la possibilité de procéder à un appel d'offres dès 2014 afin de couvrir une portion  
23 des besoins de puissance de l'hiver 2016-2017.

24 Par ailleurs, et afin de s'assurer que le potentiel d'achat de puissance sur les marchés de  
25 court terme demeure accessible, le Distributeur intensifiera ses démarches en vue  
26 d'accroître le nombre de fournisseurs susceptibles de disposer de ressources suffisantes  
27 et desquels il sera en mesure d'acquérir de la puissance.

---

<sup>8</sup> La disponibilité des ressources, de même que les capacités des interconnexions, ont été revues afin d'établir la contribution en puissance des marchés de court terme pouvant être inscrite au bilan de puissance du Distributeur. Le détail de cette analyse est présenté à l'annexe 4D.

#### 4.5. Développement de nouveaux marchés

1 Le 7 octobre 2013, le gouvernement du Québec a annoncé le lancement de la Politique  
 2 économique *Priorité Emploi*. Parmi les mesures mises de l'avant par cette politique figure  
 3 l'utilisation des surplus énergétiques du Distributeur au cours des dix prochaines années  
 4 afin de stimuler la création d'emplois et les investissements au Québec dans certains  
 5 créneaux identifiés. Cette mesure représente une opportunité intéressante qui permettra  
 6 d'écouler une portion importante des surplus au cours de cette période et par le fait même,  
 7 de maximiser l'utilisation du volume d'électricité patrimoniale. Afin d'illustrer l'impact de  
 8 cette initiative sur les surplus énergétiques, le Distributeur présente au tableau 4-4  
 9 différents scénarios pour la période couverte par le Plan.

**TABLEAU 4-4**  
**IMPACTS DE LA POLITIQUE ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC SUR LES SURPLUS ÉNERGÉTIQUES**  
**DU DISTRIBUTEUR (TWh)**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Surplus énergétiques du Distributeur</b> (réf. Tableau 4-2)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)
Scénario accéléré	(7,4)	(10,1)	(8,7)	(7,2)	(5,0)	(0,1)	4,3	4,1	4,7	5,4
Scénario intermédiaire	(7,4)	(10,1)	(8,7)	(7,7)	(6,5)	(3,1)	(0,7)	(0,9)	(0,3)	0,4
Scénario modéré	(7,4)	(10,1)	(9,2)	(8,7)	(8,0)	(5,1)	(3,2)	(3,4)	(2,8)	(2,1)

10 Ainsi, à l'exception du scénario accéléré, le Distributeur disposerait de suffisamment de  
 11 surplus énergétiques afin de répondre aux nouveaux besoins sur l'horizon du Plan. En  
 12 fonction de l'atteinte des objectifs de la Politique économique, le Distributeur intégrera  
 13 progressivement à sa planification les projets qui auront reçus les approbations requises.

## **5. GESTION DES RISQUES**

- 1 Les principaux risques spécifiques aux activités d’approvisionnement sont les suivants :
- 2 • les risques liés aux fluctuations de la demande ;
  - 3 • les risques liés aux fluctuations des prix de l’électricité ;
  - 4 • les risques liés au non-respect des quantités contractuelles par les fournisseurs ;
  - 5 • le risque lié au défaut des contreparties.

### **5.1. Risques liés aux fluctuations de la demande**

6 Le portefeuille d’approvisionnement du Distributeur doit offrir la flexibilité requise afin de lui  
7 permettre de s’adapter aux changements de la demande, qu’ils soient liés à des facteurs  
8 économiques ou aux conditions climatiques.

#### **5.1.1. Gestion des scénarios de demande plus faible**

9 Dans le contexte actuel d’équilibre offre-demande, une diminution des besoins se traduit  
10 par une augmentation des surplus. L’éventualité de scénarios de demande plus faible  
11 amène d’ailleurs le Distributeur à gérer prudemment le compte d’énergie différée,  
12 conformément aux explications fournies à la section 4.1.4. Compte tenu qu’une part  
13 importante des approvisionnements ne peut être réduite, le Distributeur compte  
14 principalement sur la flexibilité des livraisons d’électricité patrimoniale afin de gérer des  
15 scénarios de demande plus faible.

16 Les situations de demande plus faible peuvent également découler de conditions  
17 climatiques hivernales plus chaudes que la normale. Dans un tel cas, le Distributeur  
18 s’ajuste à la situation en réduisant d’abord les achats de court terme et l’utilisation du  
19 contrat cyclable de 250 MW avec le Producteur.

#### **5.1.2. Gestion des scénarios de demande plus forte**

20 Un scénario de demande plus élevé conduirait à l’écoulement plus rapide des surplus  
21 d’énergie. Afin de satisfaire la croissance accélérée des besoins en puissance, le  
22 Distributeur continuerait à privilégier le recours à la gestion de la demande en puissance  
23 et aux achats de puissance sur les marchés de court terme. Si le potentiel de ces deux

1 sources d'approvisionnement devenait pleinement utilisé, le Distributeur pourrait lancer un  
2 appel d'offres de long terme pour l'achat de puissance garantie.

3 Si, lors d'un prochain hiver, des besoins plus élevés liés à des conditions climatiques  
4 froides survenaient, le Distributeur aurait recours à une utilisation accrue du contrat  
5 cyclable, à une augmentation des achats d'énergie sur les marchés de court terme, ainsi  
6 qu'à des appels plus fréquents de l'énergie associée aux contrats de puissance.

### **5.2. Risques liés aux fluctuations des prix de l'électricité**

7 Les prix de l'électricité dans les marchés du nord-est américain se caractérisent par une  
8 forte volatilité. Toutefois, en comparaison avec les autres distributeurs d'électricité dans  
9 ces marchés, le Distributeur possède une faible proportion de son portefeuille assujettie à  
10 une telle volatilité. D'une part, la majeure partie de ses approvisionnements provient de  
11 l'électricité patrimoniale et, d'autre part, son portefeuille d'approvisionnements  
12 postpatrimoniaux de long terme est pour l'essentiel indépendant des indices liés au prix du  
13 gaz ou de l'électricité. Lors des prochaines années, seuls les approvisionnements de court  
14 terme du Distributeur seront assujettis au risque de fluctuation des prix de marché de  
15 l'électricité.

### **5.3. Risques reliés au non-respect des quantités contractuelles par les fournisseurs liés par contrat de long terme**

16 Le Distributeur doit s'assurer que ses fournisseurs livreront les quantités prévues à leur  
17 contrat. Même en situation de surplus énergétique, le Distributeur doit s'assurer qu'il met  
18 en tout temps une quantité suffisante de ressources à la disposition du Transporteur, afin  
19 que ce dernier puisse gérer le réseau en temps réel de façon fiable et sécuritaire.

20 Ainsi, les contrats de long terme prévoient des dates garanties de début de livraison, des  
21 quantités minimales d'énergie à livrer et le paiement de pénalités ou de dommages en cas  
22 de non-respect des engagements contractuels ou de résiliation du contrat. Le Distributeur  
23 s'assure qu'il pourra toujours encaisser ces montants en exigeant de ses fournisseurs liés  
24 par contrat de long terme le dépôt de garanties de début des livraisons et d'exploitation.  
25 Lorsqu'un fournisseur est coté par l'une des agences de notation reconnues, les montants  
26 des garanties à déposer sont diminués en fonction de la notation de crédit lui étant  
27 accordée.



**5.4. Risques reliés au non-respect des quantités contractuelles par les fournisseurs liés par ententes de court terme**

1 Les fournisseurs avec lesquels le Distributeur transige sur les marchés de court terme  
2 conviennent préalablement d'une convention de transactions dont les termes  
3 correspondent aux pratiques en vigueur dans l'industrie. Ces conventions prévoient  
4 généralement, qu'en cas de non livraison, les pénalités assumées par le fournisseur  
5 correspondent au coût de remplacement de l'énergie sur les marchés. Le Distributeur  
6 s'assure qu'il pourra toujours encaisser ces pénalités par une gestion appropriée des  
7 risques de contrepartie.

**5.5. Gestion du risque de défaut d'une contrepartie**

8 Le Distributeur évalue constamment le risque relatif au défaut des contreparties avec  
9 lesquelles il transige. Ainsi, en cas de non-respect de ses engagements, la mise à risque  
10 correspond à l'écart entre le prix contractuel de l'électricité et sa valeur marchande de  
11 remplacement.

12 Dans le but d'assurer la réalisation des transactions de court terme et d'accorder les délais  
13 de paiement conformes aux pratiques de l'industrie, chacune des contreparties avec  
14 lesquelles le Distributeur effectue des transactions courantes est sujette à des limites  
15 maximales de crédit. Le niveau de la limite de crédit effectivement accordé est déterminé  
16 périodiquement pour chaque contrepartie en tenant compte notamment des volumes de  
17 transactions anticipés avec celle-ci et des notations de crédit, telles qu'émissions par les  
18 agences de notation reconnues.

## 6. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

### 6.1. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur

- 1 Pour assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une  
2 réserve suffisante est requise pour faire face aux aléas de la demande et au risque  
3 d'indisponibilité des ressources. Cette réserve est inscrite au bilan en puissance présenté  
4 au tableau 4-3 de la section 4.4. Elle est établie de manière à respecter le critère de  
5 fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage dans une zone  
6 d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année<sup>9</sup>.
- 7 Le niveau de réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en  
8 fonction du niveau des besoins à satisfaire, des aléas de la demande, ainsi que des  
9 caractéristiques des ressources déployées par le Distributeur.
- 10 Le taux de réserve requise correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le  
11 critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe. Le tableau 6-1 présente  
12 l'évolution des taux de réserve depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020.

**TABLEAU 6-1**  
**ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR**  
**RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**

	Année			
	courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2011-2020	9,5%	9,9%	10,4%	10,9%
État d'avancement 2011	9,1%	9,5%	10,2%	10,8%
État d'avancement 2012	9,5%	9,6%	9,9%	10,3%
Plan d'approvisionnement 2014-2023	9,5%	9,8%	10,4%	10,9%

- 13 La méthode d'établissement de la réserve requise est la même que celle retenue lors du  
14 précédent plan d'approvisionnement. Toutefois, la hausse de l'aléa global sur les besoins  
15 en puissance, présenté à la section 2.5, a entraîné une hausse du taux de réserve à  
16 l'horizon de trois ans. Certaines modifications apportées au portefeuille

<sup>9</sup> Source : NPCC « *Directories#1 Design and Operation of the BPS* »  
<http://www.npcc.org/documents/regStandards/Directories.aspx>

1 d’approvisionnement du Distributeur depuis l’état d’avancement 2012 contribuent  
2 également à la hausse du taux de réserve, notamment la mise à la disposition d'un bloc  
3 d'électricité interruptible additionnel de 150 MW par Aluminerie Alouette à partir de l'hiver  
4 2016-2017.

## **6.2. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur**

5 Le Producteur rend compte de la fiabilité en puissance de ses approvisionnements au  
6 début de chaque hiver. Une attestation à cet effet est déposée à la Régie dans le cadre  
7 des suivis du plan d’approvisionnement.

8 Par ailleurs, dans sa décision D-2011-162 relative au Plan d'approvisionnement 2011-  
9 2020, la Régie demande au Distributeur de déposer une mise à jour de l'évaluation  
10 établissant la réserve de planification associée à l'électricité patrimoniale. Cette  
11 réévaluation a été réalisée en considérant les nouvelles mises en service ainsi que les  
12 centrales récemment retirées du parc de production du Producteur. Les taux de panne des  
13 centrales de la période 2006-2010 utilisés sont les même que ceux de la revue triennale  
14 2011 d'adéquation des ressources du NPCC<sup>10</sup>. Les résultats obtenus confirment le niveau  
15 de la réserve de planification associée à l'électricité patrimoniale à 3 100 MW, fixé en vertu  
16 des paramètres de l'entente intervenue entre le Distributeur et le Producteur sur les  
17 services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de  
18 l'approvisionnement patrimonial<sup>11</sup>.

## **6.3. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur**

19 Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur, tel qu'accepté par la Régie<sup>12</sup>, est formulé  
20 comme suit :

21 « Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du  
22 scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa  
23 climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec,  
24 une dépendance supérieure à 5 TWh par années. »

---

<sup>10</sup> Ces analyses tiennent compte de restrictions hydrauliques et d'appareillage de près de 1 400 MW.

<sup>11</sup> Cette entente est présentée à l'annexe 3B.

<sup>12</sup> Décision D-2011-162, paragraphe 49.

- 1 L'aléa global atteint 5,2 TWh sur l'horizon de cinq ans, tel que présenté à la section 2.5. Le  
 2 tableau 6-2 présente l'impact sur les approvisionnements additionnels requis de l'ajout  
 3 d'un écart type au scénario de demande de référence.

**TABLEAU 6-2**  
**CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR (EN TWH)**

	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Approvisionnements additionnels requis (AAR)</b> (réf. Tableau 4-2)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)
+ Aléa d'un écart type (réf. Tableau 2-3)	3,5	3,6	4,2	4,5	5,2
<b>AAR + 1 écart type</b>	<b>(3,9)</b>	<b>(6,5)</b>	<b>(5,6)</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(4,4)</b>

- 4 L'ampleur des surplus sur la période analysée fait en sorte que l'ajout d'un aléa d'un  
 5 écart type sur la demande se traduit uniquement par une réduction des surplus, sans  
 6 nouveau besoin à approvisionner. Le Distributeur dispose donc de suffisamment de  
 7 moyens pour s'assurer du respect du critère de fiabilité en énergie.

#### **6.4. Critère de fiabilité en énergie du Producteur**

- 8 La plus grande part des approvisionnements du Distributeur provient de l'électricité  
 9 patrimoniale fournie par le Producteur, dont le parc de production est essentiellement  
 10 hydraulique. Le Distributeur doit donc s'assurer que son principal fournisseur soit en  
 11 mesure de répondre à ses obligations tout en respectant les standards de fiabilité  
 12 acceptés par la Régie.

- 13 Dans sa décision D-2011-162 relative au Plan d'approvisionnement 2011-2020, la Régie  
 14 reconduit le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par le  
 15 Producteur, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un  
 16 déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur  
 17 quatre années consécutives.

1 Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès de son  
2 fournisseur. Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique, en mai, août et  
3 novembre de chaque année<sup>13</sup>.

4 Conformément à la décision D-2011-162, le Distributeur produit à l'annexe 5B les données  
5 relatives au stock des réservoirs en janvier 2013, la variation des stocks depuis janvier  
6 2010, une mise à jour de l'estimation des déficits cumulés correspondant à une probabilité  
7 de dépassement de 2 % et l'historique des écarts des apports énergétiques du parc  
8 hydraulique sur la période 1943-2012.

#### **6.5. Critère de conception du réseau de transport**

9 Le réseau de transport est conçu pour être en mesure d'acheminer des besoins prévus  
10 par le scénario de demande de référence plus 4 000 MW. L'évolution de la situation  
11 depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard  
12 de ce critère.

#### **6.6. Services complémentaires**

##### **6.6.1. Analyse de l'ensemble des services complémentaires**

13 Les services complémentaires actuellement fournis au Transporteur par le Distributeur le  
14 sont en vertu de deux ententes avec le Producteur, soit l'*Entente concernant les services*  
15 *nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de*  
16 *l'approvisionnement patrimonial*<sup>14</sup> (« Entente sur les services complémentaires » ou  
17 « ESC ») et l'Entente d'intégration éolienne.

18 Les services complémentaires reliés à l'approvisionnement patrimonial sont encadrés par  
19 l'ESC, conformément au décret patrimonial, et l'ensemble des impacts de la production  
20 éolienne sur les services complémentaires sont couverts par l'Entente d'intégration  
21 éolienne actuelle et continueront de l'être avec le nouveau service d'intégration éolienne  
22 qui sera mis en place éventuellement.

---

<sup>13</sup> Les documents publics transmis à la Régie sont disponibles à l'adresse Internet suivante :  
[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2011-162\\_CriteresFiabilite.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2011-162_CriteresFiabilite.html)

<sup>14</sup> Cette entente est présentée à l'annexe 3B.

1 Par ailleurs, les ressources postpatrimoniales autres que la production éolienne  
2 n'entraînent pas d'impact significatif sur les besoins en services complémentaires. Par  
3 conséquent, le Distributeur considère que l'évaluation des besoins en services  
4 complémentaires à la marge de l'ESC est suffisante pour circonscrire les besoins  
5 additionnels de services complémentaires requis relativement à l'accroissement ou à la  
6 modification du profil de la charge locale. Le Distributeur estime donc qu'il ne serait pas  
7 opportun de mettre en place les systèmes nécessaires afin de réaliser une analyse  
8 exhaustive de tous les services complémentaires, telle que décrite dans le cadre du  
9 dossier R-3799-2012<sup>15</sup>.

#### **6.6.2. Évaluation des dépassements aux services complémentaires**

10 Parmi l'ensemble des services regroupés dans l'ESC, certains sont soumis à des limites  
11 dont le dépassement peut être relié à l'évolution de la charge du Distributeur. Toutefois, il  
12 convient de mentionner qu'aucun mécanisme de compensation n'a été mis en place dans  
13 l'ESC en cas de dépassement de ces limites.

14 Tel que précisé dans les dossiers R-3799-2012<sup>16</sup> et R-3748-2010<sup>17</sup>, le Distributeur a  
15 relevé, dans les données historiques, des dépassements à certains services  
16 complémentaires fournis en vertu de l'ESC, soit les services de suivi de la charge et de  
17 provision pour aléas.

18 Considérant que le Producteur est le fournisseur des services en vertu de l'ESC, le  
19 Distributeur devra élaborer, conjointement avec celui-ci, une méthodologie qui soit à la  
20 convenance des deux parties en vue d'évaluer l'ampleur et la fréquence des  
21 dépassements aux services identifiés de même que les coûts qui y sont associés. Par  
22 conséquent, le Distributeur ne peut, pour le moment, déposer des résultats préliminaires.

---

<sup>15</sup> Réponse à la question 4.3 du complément de réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, pièce HQD-2, Document 1.1 du dossier R-3799-2012.

<sup>16</sup> Réponse à la question 4.3 du complément de réponses à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, pièce HQD-2, document 1.1 (B-0023) du dossier R-3799-2012.

<sup>17</sup> Réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, pièce HQD-4, document 1 (B-0023), du dossier R-3748-2010.

## **7. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX**

1 Au moment du dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur mentionnait  
2 que la vente d'attributs environnementaux sur les marchés réglementaires américains ne  
3 constituait pas une option réaliste et intéressante. Le Distributeur maintient cette position  
4 et ne participera pas à ces marchés. D'une part, tel que précisé dans le Plan  
5 d'approvisionnement 2011-2020, ceux-ci visent avant tout le développement local de  
6 nouveaux projets d'énergie renouvelable. D'autre part, pour vendre des certificats  
7 d'énergie renouvelable, des livraisons d'énergie doivent être effectués sur les marchés  
8 visés, notamment ceux de la Nouvelle-Angleterre. Or, le Distributeur ne prévoit pas  
9 revendre d'énergie sur les marchés voisins dans les prochaines années.

10 Néanmoins, le Distributeur considère que les marchés volontaires de transactions de  
11 certificats d'énergie renouvelable (CER) constituent une avenue qui pourrait lui permettre  
12 de commercialiser les attributs environnementaux de ses parcs éoliens. Ces marchés  
13 permettent à des entreprises, des gouvernements et des consommateurs de soutenir, sur  
14 une base volontaire, la production d'énergie renouvelable en achetant des CER pour  
15 l'équivalent de la totalité ou d'une portion de leur consommation d'électricité. Au Canada  
16 par exemple, le programme Écologo procède à la certification de divers produits, dont des  
17 centrales de production d'électricité. L'énergie produite par ces centrales et livrée sur un  
18 réseau de transport permet la vente de certificats d'énergie renouvelable sur ce même  
19 réseau.

20 Le Distributeur entreprendra des démarches afin de participer aux marchés volontaires,  
21 notamment en visant la certification de ses parcs éoliens par le programme Écologo. Les  
22 marchés volontaires au Québec, accessibles au Distributeur, pourraient permettre de  
23 valoriser les attributs environnementaux des parcs éoliens, sans toutefois impliquer de  
24 nouvelles transactions sur les marchés.