

CANADA  
PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

*Demande d'approbation du plan  
d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur;*

No: R-3864-2013

**HYDRO-QUÉBEC**  
Demanderesse

- ET -

**OPTION CONSOMMATEURS**  
Intervenante

---

**MÉMOIRE D'OPTION CONSOMMATEURS**

---

TABLE DES MATIÈRES

Mandat.....	2
<b>Introduction.....</b>	<b>2</b>
<b>I. Prévion de la demande.....</b>	<b>3</b>
<b>II. Efficacité énergétique .....</b>	<b>13</b>
<b>III. Approvisionnements et stratégies.....</b>	<b>15</b>
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>19</b>

## **Mandat**

Suite au dépôt par Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur ») d’une demande d’approbation du plan d’approvisionnement 2014-2023, Option consommateurs (« OC ») a retenu les services de Jules Bélanger, économiste à l’Institut de Recherche en Économie Contemporaine (« IRÉC »), pour l’accompagner dans l’examen du présent dossier. William O. Harper de la firme Econalysis Consulting Services a également obtenu un mandat d’accompagnement en tant qu’expert-conseil pour la durée du mandat.

## **Introduction**

Le 8 novembre 2013, le Distributeur déposait à la Régie de l’énergie (la « Régie ») une demande d’approbation du plan d’approvisionnement 2014-2023. Dans sa demande d’intervention accompagnant le dépôt de son budget de participation, OC identifiait les éléments sur lesquels elle allait concentrer son analyse<sup>1</sup>. Ces éléments étaient :

- a) La prévision de la demande et les besoins en énergie et en puissance;
- b) Les approvisionnements existants et nouveaux ainsi que les stratégies d’équilibre offre-demande;
- c) La gestion des risques et la fiabilité des approvisionnements.

Par sa décision D-2014-017, la Régie fixait le cadre procédural de la présente demande. Le calendrier a été mis à jour par la décision D-2014-067.

Suite à l’étude des documents déposés par le Distributeur ainsi qu’à l’examen des réponses données aux demandes de renseignements (« DDR »), OC dépose dans le présent document son analyse des enjeux du plan d’approvisionnement 2014-2023. Cette analyse est divisée en trois sections :

- I. Prévision de la demande
- II. Interventions en efficacité énergétique
- III. Approvisionnements et stratégie

---

<sup>1</sup> C-OC-0002.

I. Prévision de la demande

a. Méthodologie

Le Distributeur présente dans sa preuve des modifications relatives à la prévision des ventes d’électricité à court terme. Les nouveaux modèles utilisés consistent en des régressions linéaires multiples entre les ventes historiques des différents secteurs et des variables économiques, climatiques et démographiques<sup>2</sup>. Le Distributeur justifie cette approche par la plus grande flexibilité qu’offre la nouvelle méthodologie. Plus particulièrement, ces modèles captent dorénavant les impacts des changements conjoncturels ou climatiques sur la demande d’électricité<sup>3</sup>.

En réponse à des demandes de renseignement<sup>4</sup>, le Distributeur a présenté les détails de certains aspects des résultats des régressions multiples dont notamment les écarts entre les valeurs modélisées et réelles des ventes par secteur, les coefficients de détermination ainsi que la significativité des variables explicatives qui y sont associées. Toutefois, l’analyse détaillée des résultats des régressions linéaires, dans laquelle on retrouve généralement les paramètres obtenus ainsi que les différents tests statistiques, n’a pas été présentée par le Distributeur.

Au niveau des coefficients de détermination, ils sont de manière générale supérieurs à 90,0 % sauf pour les secteurs *Divers manufacturiers, Pétrole et Chimie, Transport public* et *GE – Commercial et institutionnel* où les valeurs se situent entre 82,5 et 89,0 %<sup>5</sup>. La performance des modèles est également démontrée au niveau des écarts entre les valeurs modélisées et réelles. À partir du tableau R-8.1 fourni en réponse à une DDR d’OC, il est possible de constater que les écarts de modélisation se situent entre -4,0 et 2,1 % pour l’ensemble des secteurs<sup>6</sup>. Le tableau 1 présenté ci-dessous illustre que ces écarts se situent en moyenne à près de 0%.

---

<sup>2</sup> B-0007, p. 63.

<sup>3</sup> B-0005, p. 5.

<sup>4</sup> B-0021 et B-0034.

<sup>5</sup> B-0021.

<sup>6</sup> B-0034, p. 17.

**Tableau 1 – Écarts de modélisation (%)**

	Moyenne, 2006-2013	Moyenne des valeurs absolues, 2006-2013
Résidentiel et agricole	0.0%	0.3%
Commercial	0.0%	0.3%
Institutionnel	0.0%	0.9%
Industriel PME	0.2%	0.8%
Pâtes et papiers	0.2%	0.5%
Sidérurgie, fonte et affinage	0.3%	0.6%
Mines	0.0%	0.3%
Pétrole et chimie	0.0%	0.8%
Divers manufacturiers	0.0%	1.4%
GE Commercial et Institutionnel	0.0%	0.2%
Réseaux municipaux	-0.1%	0.3%
Transport public	0.1%	1.4%
Éclairage public	0.0%	0.2%

Par ailleurs, les variables explicatives utilisées dans les modèles de régression linéaires sont généralement significatives à 5,0 ou 10,0 %. Pour quelques secteurs, certaines variables conservées dans les modèles ne sont pas significatives à 10,0 %, notamment pour ce qui est du taux de change des secteurs des *Mines* et *Pétrole et Chimie* ainsi que la rémunération des salariés pour le secteur *Résidentiel et Agricole*. Les éléments fournis en preuve ne permettent pas d’expliquer ce qui pourrait causer la non-significativité des variables. En regard aux variables explicatives qui sont utilisées dans les différents secteurs, il est possible que la non-significativité soit causée par la colinéarité entre certaines variables. Le modèle de régression linéaire du secteur des *Mines* comprend notamment les variables explicatives *Taux de change* et *Emploi manufacturier* qui peuvent potentiellement être fortement corrélées<sup>7</sup>.

Les élasticités prix et revenu à court et long terme obtenues découlant des nouveaux modèles sont également présentées. Les valeurs approchent sensiblement celles présentées au plan d’approvisionnement 2011-2020, à l’exception des élasticités revenu de la demande des secteurs *Commercial et institutionnel* (0,40 à 52,0), *Industriel et PME* (0,66 à 1,56) et *Industriel grandes entreprises* (0,13 à 0,77). Bien qu’il peut être difficile de comparer ces valeurs avec d’autres juridictions où la composition du tissu industriel peut varier sensiblement, la moyenne des élasticités revenues est

---

<sup>7</sup> B-0026, p. 6.

comparable à la valeur de l’élasticité revenu de la demande des secteurs *Commercial et Industriel* de 0,78 du plan d’approvisionnement 2013 de BC Hydro<sup>8</sup>.

En réponse aux demandes de renseignement de la Régie, le Distributeur a par ailleurs précisé avoir intégré une dimension économétrique aux modèles à long terme. La nouvelle méthode combine des valeurs technico-économiques aux variables économiques dans des modèles de régression linéaires<sup>9</sup>. Les informations concernant les résultats des régressions ne sont toutefois pas disponibles.

Sur la base des éléments présentés en preuve, OC n’est pas en mesure d’apprécier adéquatement l’ensemble des modifications apportées aux modèles de prévision des ventes à court et long terme. Toutefois, OC estime que l’application de méthodes économétriques à court terme devrait, comme le Distributeur le suggère, permettre une plus grande flexibilité en incorporant les changements conjoncturels dans ses prévisions. Les coefficients de détermination ainsi que l’écart entre les valeurs modélisées et prédites permettent de constater la bonne performance des modèles quant à la reproduction des valeurs des ventes historiques. Comme il est coutumier avec ce type de modèle, l’intégration de nouvelles informations à mesure que les années passent devrait par ailleurs permettre d’améliorer la méthodologie. OC est satisfaite des résultats du modèle à court terme et recommande à la Régie d’inciter le Distributeur à déposer, lors du prochain dossier d’approvisionnement, un portrait plus complet des méthodes de régressions linéaires utilisées et des résultats obtenus.

#### **b. Prévision des ventes**

Le Distributeur projette les ventes d’électricité des différents secteurs à partir des méthodes décrites dans la section précédente. Ainsi, il planifie une croissance des ventes régulières totales de 170,0 à 182,2 TWh pour la période allant de 2014 à 2023. Ceci correspond à une croissance de 12,2 TWh et un taux de croissance annuel de 0,8 %<sup>10</sup>. Ce taux de croissance annuel est similaire à celui présenté lors du plan d’approvisionnement 2011-2020. Sur cette période, les ventes totales devaient augmenter de 171,7 à 184,4 TWh, une croissance de 12,7 TWh, pour un taux de croissance annuel de 0,8%. Ces deux taux de croissance sont supérieurs au taux observé en ce qui a trait aux ventes historiques des années 2003 à 2012. Durant ces années, les ventes régulières ont totalisé respectivement 165,1 TWh et 170,8 TWh, ce qui correspond à une croissance de 5,7 TWh et un taux de croissance annuel de 0,4 %<sup>11</sup>.

---

<sup>8</sup> <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/integrated-resource-plans/current-plan/2012-electric-load-forecast-report.pdf> , p. 79

<sup>9</sup> B-0026, p. 22.

<sup>10</sup> B-0007, p. 17.

<sup>11</sup> B-0007, p. 44.

Depuis le dernier plan, les ventes prévues et actuelles pour les années 2010 à 2020 ont diminué fortement, et ce, particulièrement entre les années 2015 et 2018. La somme des écarts entre les ventes totales du plan d'approvisionnement 2014-2023 et celles du précédent plan d'approvisionnement totalise 70,7 TWh. Le Distributeur précise que la majorité des écarts observés entre les prévisions actuelles et celles du dernier plan sont attribuables à la décroissance de l'activité industrielle, notamment celle des sous-secteurs de l'*Aluminium* et de la *Sidérurgie, fonte et affinage*<sup>12</sup>.

Le tableau 2 présente la comparaison des ventes prévues aux plans d'approvisionnement 2011-2020 et 2014-2023 selon les secteurs et pour deux années de comparaison, soit 2014 et 2020<sup>13</sup>. Les données du tableau confirment que l'essentiel des différences observées dans les prévisions des ventes totales provient des consommateurs *Industriel grandes entreprises*. Hormis ce secteur ainsi que le secteur *Commercial et institutionnel*, les ventes prévues dans le présent plan dépassent les prévisions du dernier plan pour les années 2014 et 2020. En terme de pourcentage, la croissance se situe particulièrement au niveau du secteur *Industriel PME*.

---

<sup>12</sup> B-0007, p. 54.

<sup>13</sup> B-0007, p. 44.

**Tableau 2 – Ventes par secteur (TWh) – Comparaison entre les plans d’approvisionnement**

<b>Secteurs</b>		Plan 2011- 2020	Plan 2014- 2023	Variation	
<b>Résidentiel et agricole</b>					
	2014	65.4	65.7	0.3	0.5%
	2020	68.9	69.3	0.4	0.6%
<b>Commercial and institutionnel</b>					
	2014	35.5	35.4	0.1	0.3%
	2020	36	36.5	-0.5	-1.4%
<b>Industriel PME</b>					
	2014	8.3	9	0.7	8.4%
	2020	8	9.3	1.3	16.3%
<b>Industriel grandes entreprises</b>					
	2014	60.3	54.3	-6	-10.0%
	2020	66.1	58.4	-7.7	-11.6%
<b>Autres</b>					
	2014	5.4	5.5	0.1	1.9%
	2020	5.5	5.8	0.3	5.5%
<b>Regular sales</b>					
	2014	174.9	170,0	-5	-2.9%
	2020	184.4	179.3	-5.1	-2.8%

Le rôle des sous-secteurs de l’*Aluminium* et de la *Sidérurgie, fonte et affinage* du secteur *Industriel grandes entreprises* dans la diminution des ventes prévues entre les deux plans est illustré au tableau 3<sup>14</sup>. Pour l’année 2020, les différences entre les deux plans se chiffrent à 7,6 TWh (-24,8 %) pour le sous-secteur de l’*Aluminium* et à 1,7 TWh (-15,5 %) pour le sous-secteur de la *Sidérurgie, fonte et affinage*. À noter également la croissance des ventes actuellement projetée de 20,4 % en 2020 par le Distributeur par rapport au précédent plan pour le sous-secteur *Mines*.

<sup>14</sup> B-0034, p. 9.

**Tableau 3 – Ventes des sous-secteurs Industriel grandes entreprises (TWh) – Comparaison entre les plans d’approvisionnement**

Secteurs		Plan 2011-2020	Plan 2014-2023	Variation	
<b>Aluminium</b>					
	2014	24,0	20,7	-3,3	-13,8%
	2020	30,6	23,0	-7,6	-24,8%
<b>Pâtes et papiers</b>					
	2014	12,6	12,7	0,1	0,8%
	2020	10,7	10,9	0,2	1,9%
<b>Pétrole et Chimie</b>					
	2014	5,4	5,8	0,4	7,4%
	2020	5,0	5,6	0,6	12,0%
<b>Mines</b>					
	2014	4,1	3,8	-0,3	-7,3%
	2020	4,9	5,9	1,0	20,4%
<b>Sidérurgie, fonte et affinage</b>					
	2014	10,3	8,2	-2,1	-20,4%
	2020	11,0	9,4	-1,7	-15,5%
<b>Autres</b>					
	2014	4,0	3,2	-0,8	-20,0%
	2020	3,8	3,6	-0,2	-5,3%

Enfin, le tableau 4 présente la comparaison des ventes totales actuelles et prévues pour la période 2010-2020 entre le plan d’approvisionnement 2014-2023 et le précédent plan, ainsi que les états d’avancement 2011 et 2012. Comme il est possible de le constater dans le tableau, les ventes totales ont généralement baissé depuis le plan 2011-2020 et ce de manière continue entre les différents états d’avancement (« EA »). En conséquence, la croissance annuelle des ventes a été révisée à la baisse à travers le temps notamment entre les années 2015-2018. À partir de 2019, les ventes totales augmentent toutefois plus rapidement qu’initialement prévu.

**Tableau 4 – Comparaison des ventes totales (TWh) – 2011-2020**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Historique et Plan 2014-2023</b>	170.5	170.8	170.9	172.1	169.9	169.1	171	171.7	173.1	177	179.3
<b>EA 2012</b>	170.6	170.7	170.7	172.5	173.8	174.8	178.1	178.9	180.5	182.3	184.8
<i>Variation</i>	-0.1	0.1	0.2	-0.4	-3.9	-5.7	-7.1	-7.2	-7.4	-5.3	-5.5
<i>Croissance annuelle</i>		0.1%	0.0%	1.1%	0.8%	0.6%	1.9%	0.4%	0.9%	1.0%	1.4%
<b>EA 2011</b>	170.6	170.6	171.4	172.5	173.5	175.6	179.8	180.6	181.7	182.3	183.5
<i>Variation</i>	-0.1	0.2	-0.5	-0.4	-3.6	-6.5	-8.8	-8.9	-8.6	-5.3	-4.2
<i>Croissance annuelle</i>		0.0%	0.5%	0.6%	0.6%	1.2%	2.4%	0.4%	0.6%	0.3%	0.7%
<b>Plan 2011-2020</b>	171.8	171.7	172.5	173.4	174.9	179.5	182.8	183.3	187.7	184.1	184.4
<i>Variation</i>	-1.3	-0.9	-1.6	-1.3	-5	-10.4	-11.8	-11.6	-14.6	-7.1	-5.1
<i>Croissance annuelle</i>		-0.1%	0.5%	0.5%	0.9%	2.6%	1.8%	0.3%	2.4%	-1.9%	0.2%

*Ventes réalisées – 2010-2013*

Entre les années 2010 et 2013, les ventes totales sont passées de 170,5 à 171,1 TWh, la majorité de cette croissance ayant eu lieu en 2013. Pour ces mêmes années, le plan d’approvisionnement 2011-2020 prévoyait plutôt une croissance des ventes de 171,8 à 172,5 TWh. Comme il est illustré au tableau 5, des variations considérables dans les prévisions économiques du Distributeur expliquent en partie ces écarts<sup>15</sup>. Les variations sont particulièrement significatives pour le secteur manufacturier. Le plan d’approvisionnement 2011-2020 prévoyait pour ce secteur une croissance de 2,6 % du PIB alors qu’en réalité la croissance s’est plutôt chiffrée à 1,3 %. Les croissances des PIB du secteur tertiaire et du PIB total ont également été révisées à la baisse dans le présent plan d’approvisionnement.

<sup>15</sup> B-0007, p. 16 et 53.

**Tableau 5 – Prévion des produits intérieurs bruts**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Croissance PIB (%)</b>											
Historique et Plan 2014-2023	2.7	1.9	0.9	1	1.6	1.6	1.4	1.5	1.5	1.5	1.2
Plan 2011-2020	3	2.3	2.4	2.3	2.2	2.1	2	1.9	1.9	1.9	1.8
<i>Variation</i>	<i>-0.3</i>	<i>-0.4</i>	<i>-1.5</i>	<i>-1.3</i>	<i>-0.6</i>	<i>-0.5</i>	<i>-0.6</i>	<i>-0.4</i>	<i>-0.4</i>	<i>-0.4</i>	<i>-0.6</i>
<b>Croissance PIB manufacturier</b>											
Historique et Plan 2014-2023	2.2	-0.4	-1.8	-0.5	0.7	2	2.3	1.9	1.8	1.4	0.9
Plan 2011-2020	4	2	2.4	2.3	2.2	2.1	1.9	1.8	1.8	1.8	1.8
<i>Variation</i>	<i>-1.8</i>	<i>-2.4</i>	<i>-4.2</i>	<i>-2.8</i>	<i>-1.5</i>	<i>-0.1</i>	<i>0.4</i>	<i>0.1</i>	<i>0</i>	<i>-0.4</i>	<i>-0.9</i>
<b>Croissance PIB tertiaire</b>											
Historique et Plan 2014-2023	2.4	1.9	1.3	1.6	1.9	1.6	1.6	1.6	1.9	1.8	1.6
Plan 2011-2020	2.7	2.4	2.6	2.4	2.2	2.2	2.1	2	2	2	2
<i>Variation</i>	<i>-0.3</i>	<i>-0.5</i>	<i>-1.3</i>	<i>-0.8</i>	<i>-0.3</i>	<i>-0.6</i>	<i>-0.5</i>	<i>-0.4</i>	<i>-0.1</i>	<i>-0.2</i>	<i>-0.4</i>

*Ventes prévues – 2014-2020*

Tel que présenté au tableau 5, le Distributeur projette également dans le présent plan une croissance économique inférieure à celle prévue lors du précédent plan, ce qui se répercute sur les ventes projetées dans les différents secteurs entre les années 2014-2023. La prévision du PIB du secteur tertiaire est inférieure à l’ancienne prévision sur l’ensemble de la période alors que celle du PIB manufacturier est ramenée légèrement à la hausse entre 2016 et 2018.

Par ailleurs, ces prévisions, et celles présentées en preuve relativement à l’emploi et la rémunération, sont plus conservatrices que les prévisions des autres institutions mentionnées. Le Distributeur explique que les prévisions de croissance économique des institutions internationales comme le FMI ont été revues à la baisse récemment étant donné le taux de chômage élevé en Europe, les dépenses du gouvernement qui contractent aux États-Unis et la faiblesse du commerce international qui affecte négativement les économies émergentes. Pour le Québec, le Distributeur prévoit une croissance faible à court terme et qui diminue davantage à long terme étant donné l’endettement des ménages, les faibles taux d’intérêt et les perspectives de croissance démographique faibles. Pour le secteur industriel, le Distributeur prévoit que de nouveaux projets miniers seront lancés et qu’il y aura une faible croissance du secteur de l’aluminium. Une plus grande croissance économique aux États-Unis amènerait par ailleurs une croissance des ventes

dans ces secteurs au Québec<sup>16</sup>. En résumé, comme l’a indiqué le Distributeur en réponse à la DDR d’OC, le Distributeur projette une faible croissance domestique et une forte croissance des exportations<sup>17</sup>.

Depuis le dépôt du présent plan d’approvisionnement, le gouvernement s’est entendu avec l’entreprise Alcoa pour le maintien de ses usines d’aluminium au Québec<sup>18</sup>. OC prend note des commentaires du Distributeur à l’effet que ce risque potentiel avait été intégré à l’analyse de variabilité de la demande<sup>19</sup>. Les impacts relatifs à cette entente ont été déposés sous pli confidentiel à la Régie<sup>20</sup>.

### **c. Besoins en énergie et en puissance**

#### *Besoins en énergie*

Les besoins en énergie du plan d’approvisionnement sont obtenus en ajoutant au total des ventes régulières sur l’horizon 2014-2023 (i) l’usage interne et (ii) les pertes des réseaux de transport et de distribution. Par la suite, il faut exclure de cette somme la consommation hors réseau intégré.

Pour le présent plan, les valeurs projetées de l’usage interne et de la consommation hors réseau intégré sont stables sur l’ensemble de la période. L’usage interne se chiffre entre 0,5 et 0,6 TWh alors que la consommation hors réseau intégré se situe entre 0,4 et 0,5 TWh<sup>21</sup>. Pour ces deux types de consommation, les valeurs demeurent similaires à celles présentées lors du dernier plan d’approvisionnements.

En ce qui concerne les pertes de transport et de distribution, le Distributeur explique qu’un plus grand recours à l’énergie éolienne fait légèrement augmenter le taux global de pertes par rapport au taux global projeté du plan d’approvisionnement 2011-2020. Le taux global projeté de pertes dans le présent plan est stable à 7,9 % pour l’ensemble de la période allant de 2014 à 2023<sup>22</sup>.

---

<sup>16</sup> B-0007.

<sup>17</sup> B-0034, p. 3.

<sup>18</sup> *Ibid.*, p. 13.

<sup>19</sup> *Ibid.*

<sup>20</sup> B-0026, p. 23.

<sup>21</sup> B-0007, p. 17.

<sup>22</sup> *Ibid.*

### *Besoins en puissance*

Le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe en hiver devrait augmenter de 37 374 à 40 340 MW entre 2013-2014 et 2022-2023. Ceci correspond à une croissance de 2 967 MW et un taux de croissance annuel moyen de 0,8 %<sup>23</sup>. Comparativement au dernier plan d’approvisionnement, la prévision de la demande en puissance est plus faible, en particulier entre 2014-2015 et 2017-2018. Le plan d’approvisionnement 2011-2020 projetait que la demande en puissance allait augmenter de 37 232 à 39 949 MW sur la période de 2011-2012 à 2019-2020. En comparaison, le plan 2014-2023 prévoit, pour la même période, que la demande maximale en puissance va augmenter de 37 040 à 39 397 MW<sup>24</sup>. Les différences dans ces prévisions proviennent essentiellement du secteur des grandes entreprises. Finalement, la majorité de la croissance dans la demande en puissance sur l’horizon du présent plan est attribuable aux catégories *Chauffage résidentielle et agriculture* ainsi que les *Autres usages*. Mis ensemble, ils sont responsables de 87 % de la croissance de la demande<sup>25</sup>.

### *Encadrement*

Le Distributeur présente en annexe à sa demande une fourchette d’encadrement de ses prévisions des besoins en énergie et en puissance qui se basent « *sur des distributions de probabilités des valeurs possibles des variables démographiques et économiques* »<sup>26</sup>. La probabilité d’occurrence des scénarios faibles et forts sont d’environ 80,0 %. Le tableau 6 ci-dessous présente les besoins en énergie et puissance du plan d’approvisionnement 2014-2023.

---

<sup>23</sup> B-0007, p. 20.

<sup>24</sup> *Ibid.*, p. 49.

<sup>25</sup> *Ibid.*

<sup>26</sup> *Ibid.*, p. 35.

**Tableau 6 – Scénarios des besoins en énergie et en puissance visés par le plan**

<b>Besoins en énergie visés par le plan (TWh)</b>	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Scénario de demande faible	108,1	178,9	180,2	180,3	180,9	182,6	184,0	184,2	185,0	186,1
Scénario de référence	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6
Scénario de demande forte	187,1	186,3	189,3	190,5	193,0	199,8	203,1	204,0	205,6	207,1

  

<b>Besoins en puissance visés par le plan (MW)</b>	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21	21/22	22/23
Scénario de demande faible	36 513	36 241	36 405	36 584	36 745	37 149	37 218	37 427	37 660	37 904
Scénario de référence	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340
Scénario de demande forte	38 236	38 295	38 810	39 325	39 930	40 914	41 577	42 026	42 413	42 777

#### d. Position d’OC sur la prévision de la demande

OC estime que les prévisions des besoins en énergie et en puissance du Distributeur semblent raisonnables et conformes aux prévisions économiques et démographiques présentées en preuve. Les déviations observées entre les prévisions des ventes du plan d’approvisionnement actuel et du précédent relèvent en grande partie de la faible croissance du secteur industriel. À cet égard, OC note l’incertitude économique associée à ce secteur et juge que la reprise économique prévue pour ce même secteur à la fin de l’horizon du plan doit être traitée avec prudence. Finalement, OC réitère ses commentaires de la première sous-section concernant les changements méthodologiques apportés aux modèles de prévision.

## II. Efficacité énergétique

Le Distributeur présente à l’intérieur du plan d’approvisionnement 2014-2023 ses interventions en économies d’énergie ainsi qu’en gestion de la demande en puissance (« GDP »). Étant donné la présence de surplus énergétiques importants, l’emphase est placée sur les actions qui permettent de réduire les besoins en puissance.

Au niveau des économies d’énergie, la stratégie du Distributeur consiste à « *comblar le tiers de la croissance des ventes par des interventions en économie d’énergie* »<sup>27</sup>. Afin d’atteindre cette cible, le Distributeur compte d’abord mettre de l’avant son portefeuille existant de programmes en efficacité énergétique, notamment en « *favorisant les approches de sensibilisation* » dans le marché résidentiel et

<sup>27</sup> B-0005, p. 17.

en priorisant « *les interventions ayant pour effet d’accroître la compétitivité des entreprises québécoises* ». Par la suite, le Distributeur poursuivra ses interventions en « *visant des changements de comportement durables et la transformation de marché* »<sup>28</sup>.

Le Distributeur propose par ailleurs de conserver les programmes de GDP existants et de les bonifier à partir de l’année 2016-2017. Les programmes existants consistent essentiellement en ceux concernant l’électricité interruptible et le parc biénergie. Le Distributeur ajoute à ces deux outils 300 MW de nouvelles interventions en GDP, un montant qui sera révisé « *en fonction des résultats des travaux de l’IREQ, de l’évolution des outils technologiques et des conditions de marché* »<sup>29</sup>. Les impacts sur la diminution des besoins en puissance sur l’horizon du plan ont été préparés par le Distributeur en réponse à une DDR d’OC<sup>30</sup>. Les valeurs sont reproduites dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 7 – Contribution des interventions en efficacité énergétique sur la réduction des besoins en puissance (MW)**

	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21	21/22	22/23
Électricité interruptible	1000	1000	1000	1150	1150	1150	1300	1300	1300	1300
Biénergie résidentielle et chauffe-eau à trois éléments	640	640	640	640	640	650	650	650	650	650
Nouvelles interventions GDP	0	0	0	50	100	150	200	250	300	300
Interventions en économie d’énergie	1300	1430	1550	1650	1740	1820	1920	2040	2160	2290
<b>Total</b>	<b>3940</b>	<b>3070</b>	<b>3190</b>	<b>3490</b>	<b>3630</b>	<b>3770</b>	<b>4070</b>	<b>4240</b>	<b>4410</b>	<b>4540</b>

La réduction de l’impact en puissance du parc biénergie résidentielle est diminuée de manière substantielle, par plus de 200 MW, par rapport au plan précédent. Le Distributeur explique à cet égard avoir modifié la méthode permettant d’évaluer l’effacement en pointe de ses clients en améliorant notamment la comparabilité des clients au tarif DT et ceux au tarif D. De plus, afin d’éviter l’effritement du parc biénergie, le Distributeur indique que ses efforts « *seront concentrés sur la fidélisation des clients actuels* »<sup>31</sup>.

De manière générale, le Distributeur fournit peu de détails concernant les nouvelles interventions en GDP ainsi qu’en économie d’énergie. De plus, les coûts associés à ces interventions n’ont pas été déposés. Concernant les interventions en GDP, le Distributeur estime qu’il est « *prématuré d’établir les coûts d’un*

<sup>28</sup> *Ibid.*

<sup>29</sup> *Ibid.*

<sup>30</sup> *Ibid.*, p. 19.

<sup>31</sup> B-0021, p. 37.

*déploiement commercial de ces nouveaux moyens d’autant plus que les outils technologiques requis pour ce déploiement évoluent rapidement* »<sup>32</sup>. À court terme et étant donné que les impacts en réduction de la puissance s’inscrivent à partir de 2016-2017, OC juge les explications du Distributeur satisfaisantes. À moyen terme, il serait toutefois pertinent d’obtenir davantage d’informations concernant notamment les nouvelles interventions en GDP et leurs coûts relatifs. Ces informations permettraient, notamment, la comparaison des différents moyens de réduction des besoins de puissance à la pointe, dont le recours aux appels d’offre.

Finalement, le Distributeur n’a pas inclus dans le présent plan les impacts potentiels en énergie et en puissance des fonctionnalités qui seront offertes par le nouveau parc de compteurs intelligents. Étant donné que le parc de compteurs ne sera remplacé complètement qu’à partir de 2018, OC est satisfaite du traitement à cet égard. De plus, les résultats du projet pilote Heure Juste suggèrent que les impacts sur la puissance seraient, du moins à court terme, marginaux<sup>33</sup>. Les nouveaux compteurs demeurent toutefois une opportunité intéressante pour développer de nouvelles interventions en réduction des besoins de pointe et OC encourage le Distributeur à poursuivre l’étude de ces fonctionnalités afin de pouvoir déposer des cibles et des moyens détaillés lors du prochain plan d’approvisionnement.

### **III. Approvisionnements et stratégies**

#### **a. Approvisionnements existants**

Le portefeuille des contrats d’approvisionnement postpatrimoniaux du Distributeur a continué à croître depuis le dernier plan d’approvisionnement. Avec ses 58 contrats d’énergie éolienne, de biomasse et de petites centrales hydrauliques, le Distributeur possède des approvisionnements en énergie qui varient sur l’horizon 2014-2023 entre 14,0 TWh et 21,5 TWh, et une capacité en puissance à la pointe de 2 591 MW. Ces approvisionnements s’ajoutent aux contributions en énergie et en puissance de 178,9 TWh et 37 442 MW, incluant la réserve de 3 100 MW, offertes par les approvisionnements patrimoniaux<sup>34</sup>.

Le Distributeur possède par ailleurs quatre ententes avec des partenaires afin d’assurer « *la flexibilité, la sécurité et la fiabilité de son portefeuille d’approvisionnements* »<sup>35</sup>. La majorité de ces ententes, soit l’Entente globale cadre, l’Entente d’intégration éolienne et l’Entente de suspension des livraisons de la centrale TCE, font présentement l’objet de débats devant la Régie concernant leur renouvellement. Ils ne font donc pas partie des enjeux à l’étude lors du présent plan.

---

<sup>32</sup> B-0026, p. 33.

<sup>33</sup> Décision D-2011-028.

<sup>34</sup> B-0005, p. 21.

<sup>35</sup> *Ibid.*, p. 22.

En ce qui concerne la quatrième entente, les Conventions pour différer l’énergie des contrats en base et cyclable avec Hydro-Québec Production (le « Producteur »), le Distributeur propose de continuer à opérer de manière prudente et de ne plus différer d’énergie dans le compte d’ici la fin de l’entente. Selon cette proposition, le compte serait remis à zéro d’ici 2024 sous le scénario de référence alors qu’il y aurait un solde positif de 1,9 TWh à la fin des Conventions, soit en 2027, selon le scénario de demande faible<sup>36</sup>.

Le Distributeur doit également satisfaire différents critères de fiabilité en énergie et en puissance. L’ensemble des critères déposés dans le présent plan ont conservé leur définition par rapport au précédent plan d’approvisionnement et ont été reconduits par la Régie dans la décision finale D-2011-162. Au niveau des critères de fiabilité en énergie, le Distributeur démontre que la situation de surplus est maintenue en additionnant la déviation standard à l’énergie requise par le plan sur un horizon de 5 ans, soit bien en deçà du critère de 5 TWh<sup>37</sup>. Le Distributeur a par ailleurs déposé en annexe une mise à jour du critère de fiabilité en énergie du Producteur qui reconduit les valeurs de 64 et 98 TWh utilisées<sup>38</sup>. Finalement, les critères de fiabilité en puissance du Distributeur et du Producteur ainsi que le critère de fiabilité de la conception du réseau de transport sont maintenus par rapport au précédent dossier d’approvisionnement.

#### **b. Approvisionnements projetés**

Le Distributeur inclut aux approvisionnements projetés un bloc de 800 MW annoncé il y a environ un an par le gouvernement du Québec. De plus, le Distributeur fait état d’un bloc de 450 MW d’énergie éolienne additionnelle<sup>39</sup>. Ce projet fait toutefois présentement l’objet d’une requête en irrecevabilité<sup>40</sup>.

#### **c. Bilans et stratégie**

Étant donné la croissance du portefeuille d’approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur, l’ensemble du bilan en énergie du plan d’approvisionnement 2014-2023 est balancé. Sur l’ensemble de la période, les surplus en énergie diminuent de 7,4 TWh à 4,6 TWh. Ces surplus sont particulièrement élevés pour la période allant de 2015 à 2018<sup>41</sup>. En ce qui concerne le bilan en puissance, la situation diffère pour le court et long terme. À court terme, aucun besoin additionnel n’est requis pour balancer

---

<sup>36</sup> *Ibid.*, p. 25.

<sup>37</sup> *Ibid.*, p. 36.

<sup>38</sup> B-0008, p. 61.

<sup>39</sup> B-0005, p. 26.

<sup>40</sup> Dossier R-3866-2013.

<sup>41</sup> B-0005, p. 27.

les besoins en puissance. En effet, la contribution des marchés à court terme permet de compenser les besoins et ce jusqu'en 2017-2018. À plus long terme, des approvisionnements additionnels variant de 30 à 1 200 MW sont requis<sup>42</sup>.

Pour le plan d'approvisionnement 2013-2024, la stratégie du Distributeur consiste à maintenir la suspension des livraisons provenant de la centrale TCE et de réduire, lorsque nécessaire, les approvisionnements patrimoniaux. Le Distributeur suggère que cette stratégie est optimale et permet de « *minimiser les coûts pour sa clientèle* »<sup>43</sup>. La puissance additionnelle requise à long terme au niveau du bilan en puissance demande des interventions supplémentaires de la part du Distributeur. Celui-ci planifie l'utilisation de deux moyens afin de balancer le bilan en puissance, soit les interventions en GDP et le recours aux marchés de court-terme. Sur ce dernier point, le Distributeur estime que le potentiel total en puissance sur les marchés à court terme se situe à 1 500 MW, dont 1 110 MW provenant du marché de New York et 400 MW identifié comme « *la mise en commun des autres marchés* ». Le Distributeur indique qu'il « *intensifiera ses démarches en vue d'accroître le nombre de fournisseurs susceptibles de disposer de ressources suffisantes* »<sup>44</sup>.

La stratégie du Distributeur est similaire en plusieurs points à celle développée lors du dernier plan d'approvisionnement. Avant de conclure sur cette stratégie, OC estime nécessaire de commenter certains points relatifs aux approvisionnements.

#### *Facteur d'utilisation*

Le Distributeur utilise un facteur d'utilisation de 35 % lors de l'établissement des bilans de la contribution des contrats d'énergie éolienne<sup>45</sup>. Ce facteur d'utilisation théorique est toutefois au-dessus des valeurs observées historiquement. En effet, la moyenne historique du facteur d'utilisation se situe plutôt à 31,3 %<sup>46</sup>. Le Distributeur justifie l'utilisation du facteur de 35 % puisqu'il correspond à la valeur fixée lors de l'Entente d'intégration éolienne. Il ajoute également que ce facteur est conservé pour le renouvellement de l'entente présentement en discussion devant la Régie<sup>47</sup>. OC estime que les valeurs historiques du facteur d'utilisation devraient être prises en compte dans l'établissement de la contribution de l'énergie éolienne aux bilans. OC recommande à la Régie d'utiliser une valeur médiane de 33,0 %.

---

<sup>42</sup> *Ibid.*, p. 28.

<sup>44</sup> *Ibid.*, p. 29.

<sup>45</sup> *Ibid.*, p. 28.

<sup>46</sup> Moyenne calculée à partir des suivis de janvier-décembre des différentes années du suivi D-2006-27.

<sup>47</sup> B-0029, p. 12.

### *Développement des nouveaux marchés*

Le Distributeur présente en preuve les impacts potentiels de la politique économique *Priorité Emploi* qui vise à valoriser les surplus énergétiques du Distributeur<sup>48</sup>. Ce dernier indique n’avoir pas inclus ces impacts dans ses prévisions de la demande. De plus, le Distributeur indique que « *l’aléa sur la demande prévue du Plan d’approvisionnement 2014-2023 ne prend pas en compte de façon explicite la Politique économique du Québec* »<sup>49</sup>. Il veillera plutôt à intégrer « *progressivement à sa planification les projets qui auront reçu les approbations requises* »<sup>50</sup>. Étant donné le récent changement de gouvernement au Québec et puisque la politique n’est qu’un document d’intentions, OC est satisfait du traitement des impacts de la politique par le Distributeur. De plus, le bilan en énergie du Distributeur devrait permettre d’absorber les impacts de la politique à court terme selon les différents scénarios présentés en preuve.

### *Décret 1149-2013*

Tel que mentionné plus haut, le décret 1149-2013 qui prévoit l’octroi d’un bloc de 450 MW d’énergie éolienne d’ici 2017 est présentement contesté devant la Régie<sup>51</sup>. Une requête en irrecevabilité a en effet été déposée. Le Distributeur inclut au bilan ce 450 MW et indique n’avoir pas prévu de contingence. À cet égard, OC recommande à la Régie de demander au Distributeur de prévoir une contingence dans le cas où le bloc de 450 MW ne serait pas disponible à temps. Des délais associés au débat juridique sont à prévoir et la décision finale pourrait très bien annuler le bloc de 450 MW. La contingence pourrait également couvrir l’éventualité d’un retard dans la mise en service des productions éoliennes associées au bloc de 450 MW.

#### **d. Conclusion sur les stratégies**

Les bilans en énergie et puissance présentés dans le présent plan d’approvisionnement confirment que la situation de surplus avec laquelle le Distributeur doit composer se poursuivra encore quelques années. Depuis le dernier plan, la faible croissance des variables économiques et démographiques, combinée à la croissance des approvisionnements post-patrimoniaux du Distributeur, ont aggravé les bilans énergétiques. À cet égard, OC trouve justifié que la stratégie du Distributeur qui consiste à cesser de différer de l’énergie dans le compte d’énergie différée et à ne pas consommer l’entièreté du bloc patrimonial. OC est en accord avec la prudence affichée ici par le Distributeur, notamment parce que

---

<sup>48</sup> B-0005, p. 30.

<sup>49</sup> B-0038, p. 33.

<sup>50</sup> *Ibid.*

<sup>51</sup> Dossier R-3866-2013.

l’écoulement du solde du compte d’énergie différée en 2024 est tributaire d’une croissance incertaine des secteurs miniers et de l’aluminium vers la fin du plan d’approvisionnement 2014-2023. Peu d’options semblent par ailleurs s’offrir au Distributeur. Parmi les solutions possibles, les opérations sur les marchés à court terme semblent être une avenue intéressante que le Distributeur devrait considérer davantage.

**Conclusion générale**

En conséquence et sous réserve des recommandations présentées dans les différentes sections, OC recommande à la Régie d’adopter le plan d’approvisionnement 2014-2023.