

1 du scénario moyen de plus de trois écarts types. Toutefois, l'analyse des cas extrêmes  
2 de la distribution de la demande en puissance montre que la probabilité de s'éloigner  
3 au-delà de deux écarts types est faible. De fait, la distribution des cas se situant à  
4 l'intérieur d'une fourchette de  $\pm 2$  écarts types couvre 97% des cas. De plus, pour un  
5 horizon prévisionnel de trois ans, l'analyse historique des pointes d'hiver du réseau  
6 montre que les écarts sont demeurés en deçà de  $\pm 2$  écarts types.

7 Par conséquent, le Distributeur retient une distribution normale avec une légère  
8 asymétrie à droite et limitée à deux écarts types. Par rapport aux précédentes  
9 évaluations de fiabilité, cette nouvelle approche attribue une plus grande probabilité de  
10 réalisation à des scénarios qui s'écartent davantage du scénario moyen. Le Distributeur  
11 améliore ainsi la robustesse de son évaluation de fiabilité.

12 Ainsi, par comparaison au Plan d'approvisionnement 2011-2020, où une provision de  
13 250 MW avait été prise en compte à moyen terme pour parer à d'éventuels  
14 changements méthodologiques, les changements apportés et décrits ci-dessus n'ont  
15 aucun impact sur les évaluations de l'année courante et 150 MW d'impact à moyen  
16 terme. Ces résultats s'expliquent notamment par la mise à jour des capacités internes  
17 de transport effectuée dans le cadre de la revue triennale 2011 sur l'adéquation des  
18 ressources devant être déposées au NPCC à l'automne 2011.

#### 4.2.4. Bilan en puissance

19 Le bilan en puissance présenté au tableau 4.2.4 tient compte des engagements de long  
20 terme du Distributeur et des moyens qu'il prévoit déployer soit, la suspension des  
21 livraisons de TCE jusqu'à la fin de l'année 2015, la puissance complémentaire associée  
22 aux Conventions et le service de puissance complémentaire associé à l'EGM.

23 En outre, pour les besoins de la pointe 2011-2012, le Distributeur a acquis, par appel  
24 d'offres, 350 MW de puissance UCAP sur les marchés de court terme.

25 Le Distributeur complètera son bilan de puissance de la pointe 2011-2012 en fonction  
26 des derniers ajustements des besoins de court terme et des résultats des demandes  
27 d'adhésion à l'option d'électricité interruptible. Les besoins et les moyens déployés par  
28 le Distributeur pour assurer l'adéquation des ressources de la pointe 2011-2012 seront  
29 intégrés au bilan de puissance que le Distributeur présentera à la Régie de l'énergie, en  
30 novembre, dans le cadre du suivi de la décision D-2008-133 du Plan  
31 d'approvisionnement 2008-2017.

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3776-2011
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 12 DÉC. 2011
Pièces n°: C-UMQ

0019

1  
2

**TABLEAU 4.2.4**  
**BILAN EN PUISSANCE APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION (EN MW)**

	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020
<b>Besoins à la pointe visés par le plan</b>	<b>36 835</b>	<b>37 673</b>	<b>38 084</b>	<b>38 573</b>	<b>38 972</b>	<b>39 552</b>	<b>39 865</b>	<b>40 110</b>	<b>40 344</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 367	3 580	3 882	4 153	4 250	4 313	4 347	4 373	4 398
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale</b>	<b>2 760</b>	<b>3 810</b>	<b>4 524</b>	<b>5 284</b>	<b>5 781</b>	<b>6 423</b>	<b>6 769</b>	<b>7 041</b>	<b>7 300</b>
<b>- Approvisionnements non patrimoniaux</b>	<b>2 763</b>	<b>3 233</b>	<b>3 606</b>	<b>4 006</b>	<b>4 731</b>	<b>4 831</b>	<b>4 831</b>	<b>4 831</b>	<b>4 831</b>
▪ TransCanada Energy	-	-	-	-	547	547	547	547	547
▪ HQ Production	1 127	1 544	1 591	1 761	1 770	1 870	1 870	1 870	1 870
<i>Dont : Puissance complémentaire</i>	<i>400</i>	<i>700</i>	<i>650</i>	<i>750</i>	<i>700</i>	<i>800</i>	<i>800</i>	<i>800</i>	<i>800</i>
<i>Entente globale de modulation</i>	<i>127</i>	<i>244</i>	<i>341</i>	<i>411</i>	<i>470</i>	<i>470</i>	<i>470</i>	<i>470</i>	<i>470</i>
▪ Contrats de biomasse	24	75	76	76	76	76	76	76	76
▪ Éolien (3500 MW)	254	487	682	822	941	941	941	941	941
▪ Petite hydraulique (150 MW)	23	27	107	147	147	147	147	147	147
▪ Biomasse III (150 MW)	-	-	50	100	150	150	150	150	150
▪ Électricité interruptible	735	850	850	850	850	850	850	850	850
▪ Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
▪ Transactions de court terme - UCAP	350	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>-</b>	<b>580</b>	<b>920</b>	<b>1 280</b>	<b>1 050</b>	<b>1 590</b>	<b>1 940</b>	<b>2 210</b>	<b>2 470</b>
- Contribution des marchés de CT	-	580	920	1 100	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>180</b>	<b>-</b>	<b>490</b>	<b>840</b>	<b>1 110</b>	<b>1 370</b>

3