

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020
RÉSEAU INTÉGRÉ**

Régie de l'énergie
DOSSIER: <i>R-3809-2012</i>
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: <i>8 NOVEMBRE 2012</i>
Pièces n°: <i>C-SE-A&LPA-0013</i>

1
2
3

TABLEAU 4.4-4
BILAN EN PUISSANCE APRÈS DÉPLOIEMENT DES NOUVEAUX MOYENS DE GESTION
(EN MW)

	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020
Besoins à la pointe visés par le Plan	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	39 740	39 880	39 949
+ Réserve requise pour respecter le critère de fiabilité	3 466	3 672	3 920	4 154	4 273	4 353	4 382	4 401	4 417	4 424
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 649	3 462	4 091	4 688	5 397	6 209	6 505	6 699	6 855	6 931
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 431	2 953	3 226	3 574	4 364	4 778	4 778	4 778	4 778	4 778
▪ TCE	-	-	-	-	547	547	547	547	547	547
▪ HQP - Base et cyclable	1 150	1 300	1 200	1 200	1 200	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
<i>Dont : Puissance rappelée</i>	550	700	600	600	600	800	800	800	800	800
▪ Contrats de biomasse (incluant Tembec)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
↳ (▪ Éolien (3 344 MW) ⁽¹⁾)	156	337	549	726	861	1 003	1 003	1 003	1 003	1 003
↳ (▪ Biomasse II (125 MW)	-	-	51	52	52	52	52	52	52	52
↳ (▪ Petite hydraulique (150 MW)	-	23	27	109	150	150	150	150	150	150
↳ (▪ Entente globale de modulation	-	169	275	363	431	502	502	502	502	502
↳ (▪ Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
▪ Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	220	510	870	1 110	1 030	1 430	1 730	1 920	2 080	2 150
- Contribution des marchés de court terme	220	510	870	1 100	1 030	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
= Puissance additionnelle requise	-	-	-	-	-	330	630	820	980	1 050
<i>(besoins arrondis)</i>										

4

Note (1) : Le contrat de Les Méchins (150MW) est exclus. Jusqu'au 31 décembre 2011, la contribution en puissance est de 35%, soit celle de l'entente d'intégration avec HQP. À compter de 2012, la contribution est restreinte à celle des éoliennes, soit 30%.

5 CRITÈRES DE FIABILITÉ

5.1 Critère de fiabilité en énergie

5 Dans sa planification des moyens d'approvisionnement, le Distributeur doit s'assurer du
6 respect de deux critères de fiabilité en énergie, l'un spécifique à ses approvisionnements
7 et l'autre spécifique au volume d'électricité patrimoniale fourni par le Producteur.

5.1.1 Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

8 Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur, tel qu'accepté par la Régie, est formulé
9 comme suit :

10 « Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario
11 moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans
12 encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance
13 supérieure à 5 TWh par année. » (D-2005-178)

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-133

R-3648-2007

20 octobre 2008

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne

Michel Hardy

Jean-François Viau

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision finale — phase 2

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017
du Distributeur*

expectation (LOLE) of disconnecting firm load due to resource deficiencies shall be, on average, no more than 0.1 day per year. This evaluation shall make due allowance for demand uncertainty, scheduled outages and derating, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighbouring Areas and Regions, transmission transfer capabilities, and capacity and/or load relief from available operating procedure. »⁴⁵

Le Distributeur doit maintenir une réserve en puissance suffisante pour respecter ce critère. Depuis le plan d’approvisionnement 2005-2014, il a révisé ses taux de réserve en puissance⁴⁶ afin de tenir compte des changements survenus dans ses besoins en puissance, de la révision des aléas qui affectent ces besoins, des nouvelles ressources déployées, de même que des caractéristiques des ressources patrimoniale et postpatrimoniales qui sont à sa disposition.

Tableau 10
Évolution des taux de réserve requis pour respecter
le critère de fiabilité en puissance

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d’approvisionnement 2005-2014 (Électricité patrimoniale)	8,8 %	9,2 %	9,5 %	10,1 %
État d’avancement 2006 (Distributeur)	8,8 %	8,9 %	9,2 %	9,7 %
Plan d’approvisionnement 2008-2017 (Distributeur)	9,8 %	10,2 %	10,6 %	11,0 %

Source : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 22

Les taux de réserve présentés dans le présent Plan sont plus élevés que ceux présentés dans l’état d’avancement 2006 du plan d’approvisionnement 2005-2014. Le Distributeur explique l’essentiel de cette hausse par les deux changements suivants.

D’une part, un besoin de réserve additionnelle de 240 MW provient essentiellement d’un aléa climatique plus grand sur les besoins en puissance observé lors des six dernières années⁴⁷. La Régie juge que cette augmentation est acceptable.

D’autre part, le Distributeur a apporté un changement dans le traitement de la réserve associée à l’électricité interruptible afin d’harmoniser ses pratiques avec celles utilisées dans

⁴⁵ NPCC, document A-2, *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems*, révisé le 6 mai 2004.

⁴⁶ Le taux de réserve est défini par le quotient de la réserve requise par les besoins en puissance du Distributeur.

⁴⁷ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 18.

les exercices de fiabilité présentés au NPCC. Dorénavant, la réserve applicable à l'option d'électricité interruptible est inscrite à même la réserve requise, alors qu'auparavant celle-ci était prise en compte en réduisant la contribution de cette option au bilan de puissance. Il en résulte une augmentation de la réserve d'environ 240 MW⁴⁸. La Régie constate que ce changement affecte uniquement la présentation du bilan en puissance et qu'il n'a aucun impact sur la fiabilité en puissance.

La Régie considère que le critère de fiabilité en puissance est toujours approprié et le reconduit tel quel.

La Régie demande au Distributeur de lui déposer, en suivi administratif de la présente décision, en novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en puissance sera respecté pour la prochaine pointe d'hiver. Cette démonstration doit au minimum contenir les informations suivantes :

- A) le bilan en puissance pour l'ensemble des engagements et des disponibilités du Producteur en fonction des besoins de la zone de réglage du Québec, tel que présenté à l'annexe C de la décision D-2005-178;
- B) le bilan en puissance en fonction des besoins et des moyens d'approvisionnement du Distributeur, tel que présenté à l'annexe D de la décision D-2005-178;
- C) les extraits pertinents des plus récents rapports soumis au North American Electric Reliability Corporation (NERC) (Winter Assessment - Reliability of the Bulk Electric Supply in North America) et au NPCC (Québec Area Triennial Review of Resource Adequacy, ou ses revues intérimaires selon l'année, Québec Control Area Interim Review of Resource Adequacy), que ces rapports aient été approuvés ou non par ces organismes;
- D) la conciliation des données fournies aux points A, B et C.

Les éléments B et C devront être rendus publics en novembre, tandis que les éléments A et D devront être rendus publics à la fin du mois de janvier suivant.

Ce suivi inclut deux modifications par rapport au suivi administratif établi dans la décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014⁴⁹.

⁴⁸ Réserve de 30 % applicable à la puissance interruptible de 800 MW. Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 23 et 33.

⁴⁹ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, pages 17 et 18.

