



ACEF de Québec
570 rue du Roi
Québec, G1K 2X2
Tél. : (418) 522-1568
Fax : (418) 522-7023
acefque@mediom.qc.ca

PREUVE

de l'ACEF de Québec

portant sur la demande par HQD

d'approbation du

Plan d'approvisionnement 2011-2020

(R-3748-2010)

19/04/2011

Introduction :

Nous traitons de manière critique dans notre preuve d'abord prévision des besoins, qui sont à la base des choix d'approvisionnements d'HQD (Hydro-Québec Distribution).

Nous discutons plus à fond des programmes d'efficacité énergétique et de planification intégrée des ressources.

Puis nous analysons et discutons de la stratégie d'approvisionnement proposée par Hydro-Québec pour le réseau intégré , en proposant des améliorations aux propositions d'HQD (suspension de la centrale TCE, entente de modulation globale ...).

Puis nous analysons le plan d'approvisionnement proposé par HQD pour les réseaux autonomes, en traitant d'abord de la prévision des besoins puis de la stratégie d'approvisionnement d'HQD afin de satisfaire aux besoins identifiés.

A) Plan d'approvisionnement du réseau intégré

1) Évolution de la demande et des besoins dans le réseau intégré d'H.Q.

R-3748-10 nov. 2010	HQD-4 do. 4 p. 19				Crois. moy.
Prévisions vente	2010	2011	2017	2020	2020/2010
Domestique/agri	62,88	64	67,35	68,88	0,92%
Commercial/institu.	34,78	35,1	35,55	35,97	0,34%
PME indus.	8,8	8,8	8,15	8,03	-0,91%
Grandes indus.	60,1	58,4	66,79	66,09	0,95%
Autres	5,26	5,3	5,42	5,47	0,39%
Ventes Totales	171,81	171,65	183,25	184,44	0,71%
Besoins totaux	185	184,8	197,1	198,3	0,70%
Scénario faible	170,4	166,3	165,5	167,6	-0,17%
Scénario moyen	171,8	171,7	183,3	184,4	0,71%
Scénario fort	174	177,3	201,6	207	1,75%

R-3648-01 nov. 07						Crois. moy.
Prévisions vente	2007	2008	2010	2011	2017	2017/2007
Domestique/agri	59,2	60,3	60,5	61	63,6	0,72%
Commercial/institu.	34,2	34,9	35,7	36	38,1	1,09%
PME indus.	9,2	9,2	9,2	9,3	9,9	0,74%
Grandes indus.	64,1	61,4	63,8	66,5	69,8	0,86%
Autres	5,1	5,2	5,3	5,3	5,5	0,76%
Totales Intégré	171,8	170,9	176,8	178	186,9	0,85%
Scénario faible	170,1	168,1	168,6	168,3	172,1	0,12%
Scénario moyen	171,8	170,9	176,8	178	186,9	0,85%
Scénario fort	172,9	175	181,9	184,7	200,2	1,48%

Écarts entre scénarios de vente totale R-3748-10 vs R-3648-07				
en TWh		2010	2011	2017
Scénario faible		1,8	-2	-6,6
Scénario moyen		-5	-6,3	-3,6
Scénario fort		-7,9	-7,4	1,4
en %				
Scénario faible		1,1%	-1,2%	-3,8%
Scénario moyen		-2,8%	-3,5%	-1,9%
Scénario fort		-4,3%	-4,0%	0,7%
Écart en % / catégorie				
Domestique/agri		3,9%	4,9%	5,9%
Commercial/institu.		-2,6%	-2,5%	-6,7%
PME indus.		-4,3%	-5,4%	-17,7%
Grandes indus.		-5,8%	-12,2%	-4,3%

De 2010 à 2020 les besoins d'approvisionnement évoluent en mode prévisionnel (0,7%/an) à un rythme comparable à l'évolution des ventes totales (0,71%/an).

Nous observons une réduction de la croissance des ventes entre les plans d'approvisionnement de 2007 (0,85%/an) et de 2010 (0,71%) amenée par la réduction de la demande des PME industrielles (de 17,7% à l'horizon 2017) et aussi par la réduction du

taux de croissance du secteur commercial/institutionnel (de 6,7% à l'horizon 2017) et des grandes entreprises industrielles : selon HQD-4 doc. 4, page 19, la décroissance du secteur des pâtes et papiers, -3,11%/an, s'opposant à la croissance du secteur des alumineries (1,7%/an) et du secteur industriel autres (2,39%/an).

Les prévisions de ventes du secteur domestique/agricole sont toutefois rehaussées entre les deux plans sur l'horizon 2010 à 2017 (de 4 à 6%).

Rappelons que les ventes en 2009, soit au creux de la récession 2008-2009, ont été de 165,9 TWh, alors que l'on prévoyait dans le plan 2008-2017 173,7 TWh au scénario moyen (HQD-1 doc. 2, page 117) et 168,4 TWh au scénario faible, et dans le plan 2005-2014 178,8 TWh au scénario moyen (R-3550-04, HQD-2 doc. 1 p. 18 et 41) et 169,5 TWh au scénario faible.

Donc le réel 2009 est en deça de ce que prescrivait le scénario faible des deux précédents plans d'approvisionnement, ce qui nous questionne sur la pertinence de la méthodologie d'établissement des scénarios d'encadrement d'HQD.

- Commentaires sur les méthodes de prévision de la demande et sur la fiabilité des prévisions d'HQD :

a) Les prévisions de la demande sont à la base des prévisions des besoins d'approvisionnement et des décisions de contracter des approvisionnements de court ou long terme.

La prévision étant d'abord un art, avant d'être une science exacte, il est normal, considérant la complexité des réalités socio-démographique, économique et énergétique, d'observer des écarts prévisionnels. Toutefois il est important d'améliorer en continu les modèles prévisionnels, de corriger rapidement les prévisions et de disposer de mécanismes flexibles pour s'ajuster aux erreurs prévisionnelles et aux déséquilibres offre-demande en cherchant à minimiser les coûts probabilistes d'approvisionnements de long terme.

b) HQD reconnaît (HQD-2 doc. 1, pages 73 à 82), que ses prévisions de demande du secteur industriel comporte un biais systématique de surestimation, et qu'elle cherchera à corriger en améliorant ses méthodes.

HQD retranche toutefois de la prévision les effets de ses interventions commerciales (ventes au tarif BT, programmes du PGEÉ...). La qualité de la prévision des effets des programmes commerciaux devrait toutefois être évaluée, car cela affecte les prévisions finales de la demande.

HQD conclut qu'elle pourrait améliorer la prévision de la demande grande entreprise industrielle en tenant compte de certaines variables économiques et énergétiques (HQD-1 doc. 2, p. 78-79, tel le PIB industriel etc.) mais que la présence d'un biais de surestimation de la demande industrielle s'explique d'abord par les risques et retards auxquels font face les

projets industriels majeurs et non par sa méthode de prévision (HQD-1 doc. 2, page 80), la difficulté de prévoir la fermeture d'usine ou les grèves etc..

HQD indique que la probabilité de retard dans la réalisation d'un investissement majeur est plus forte que la probabilité de devancement. En présence d'un panier de projets industriels HQD pourrait tenir compte de cette asymétrie pour mieux prévoir la demande industrielle au scénario moyen.

À plus long terme un élément d'incertitude important consiste dans les choix de politique économique, ce qui peut comme au début des années 2000 provoquer une croissance inattendue de la demande industrielle et presser HQ à développer de nouvelles sources d'approvisionnements (projet Le Suroît par exemple).

c) Selon notre compréhension H.Q. ne fait pas de prévisions conjoncturelles et cycliques de la demande d'électricité : elle adapte les prévisions de court terme en fonction de la situation économique et énergétique, dont elle prend acte, et base ses prévisions de moyen et long terme sur des modèles structurels, en recalibrant périodiquement les points de départ de ses prévisions. Cela peut comme pour 2009 amener des écarts prévisionnels importants qui nous font même sortir des scénarios d'encadrement tel qu'on la vu précédemment.

d) HQD devrait aussi prouver que sa prévision de la demande domestique et agricole, ainsi que de la demande commerciale et institutionnelle ne comporte pas de biais systématique.

HQD a tenu compte dans ses prévisions de l'impact des hausses tarifaires (notamment la hausse du tarif patrimonial à partir de 2014, voir HQD-4 doc. 8, tableau R-37.3 p. 59 et HQD4 doc. 5, page 4 pour l'impact de la hausse du tarif patrimonial par catégorie de clients) , toutefois les hausses tarifaires ne sont pas différenciées par clientèles.

Un élément d'incertitude important dans la réponse des clients domestiques à la hausse des tarifs d'électricité est l'évolution des prix des combustibles qui sont sujet à une forte incertitude (voir Rép. 1.1 de HQD-4 doc. 9).

Il demeure possible que la hausse du prix de mazout soit plus élevée que prévue et que cela entraîne une hausse des conversions vers le TAÉ et l'abandon d'un certain nombre de systèmes bi-énergie, ce qui gonflera la demande d'électricité du secteur domestique. Enfin nous ne sommes pas certain que le modèle de prévision de la demande domestique d'HQD intègre correctement la récente hausse du taux de fécondité et de la population ainsi que de la taille moyenne des ménages québécois.

e) Le transport électrique : HQD a fourni le détail de ses prévisions de vente associée au transport électrique individuel et collectif (HQD-4 doc. 7 p. à 13). Nous considérons que ces prévisions sont nettement sous-estimées considérant la récente annonce de la politique sur le transport électrique et hybride rendu publique par le gouvernement du

Québec (Québec roule à la puissance verte! Plan d'action 2011-2020 sur les véhicules électriques, mars 2011). Le gouvernement du Québec vise 300 000 voitures hybrides (rechargeables) ou électriques d'ici 2020 (dont 25% des ventes de nouvelles voitures qui seraient des voitures électriques ou hybrides), et 1,2 millions en 2030 (soit 18% du parc automobile).

À ce rythme les voitures électriques et hybrides rechargeables consommeraient 0,666 TWh d'électricité en 2020, alors qu'HQD prévoit au scénario moyen 0,071 TWh.

De 2011 à 2027 la demande d'électricité pour les voitures électriques et hybrides rechargeables pourraient donc totaliser 12,9 TWh, alors que l'extrapolation des données d'HQD indiquerait une consommation cumulée de l'ordre de 1,4 TWh (voir le chiffrer à la feuille "Auto élec."). L'écart de 11,5 TWh dans la consommation des voitures électriques justifie de revoir la stratégie d'approvisionnement d'HQD préconisée par HQD, stratégie sur laquelle nous revenons plus loin.

De plus le gouvernement souhaite accroître l'utilisation de l'électricité dans le transport en commun (train électrique ou hybride, extension du metro, tramway...) ce qui aura un impact à la hausse sur la demande d'électricité qu'il faut prévoir correctement.

HQD ne peut prétexter ne pas avoir été mis au courant des intentions gouvernementales en matière de transport électrique. En effet le gouvernement du Québec a adhéré à la coalition internationale sur les véhicules électriques EV20 lors du sommet de Copenhague en décembre 2009 ; puis en septembre 2010 les membres du E20 « ont accepté d'unir leurs efforts pour que la part de marché des véhicules électriques atteigne, globalement, 20 % des ventes de véhicules neufs en 2020. Le Plan d'action 2011-2020 sur les véhicules électriques propose une cible plus ambitieuse de 25 % des ventes. » (page 9 de l'énoncé de politique).

L'objectif de 20% de nouvelles voitures qui soient électriques en 2020 est nettement plus élevé que ce que prévoit HQD pour 2020 (il y aurait selon les chiffres fournis par HQD environ 35 000 voitures électriques ou hybrides rechargeables en 2020, dont environ 20% tout électrique, contre 300 000 visées par le gouvernement du Québec). Si HQD considère les objectifs du gouvernement du Québec non réalistes elle devrait justifier clairement sa position, autrement elle devrait œuvrer à l'atteinte de cet objectif que nous considérons socialement et environnementalement souhaitable, étant donné la situation privilégiée du Québec en terme de production hydroélectrique.

f) Économie d'énergie en réseau intégré

Réseau intégré HQD-1 doc. 1 p. 14	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CATVAR R-3746-10 HQD-1 doc. 1 p. 14	0,1	0,2	0,3	0,7	1,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Progr. EÉ clientèles	4,6	5,3	6,2	7,2	8,1	8,9	9,6	10,4	11,4	12,7	14,3
Total cumulé	4,7	5,5	6,5	7,9	9,6	10,9	11,6	12,4	13,4	14,7	16,3
Économie en puissance	660,0	790,0	920,0	1090,0	1280,0	1440,0	1590,0	1730,0	1900,0	2110,0	2370,0
PTÉ (R-3584-05) extrapolé						25,14					
% PTÉ réalisé de 2003 à 2015						35,4%					

Économies cumulées clientèles	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Réseau intégré	176,4	177,0	178,7	180,6	183,0	188,4	182,4	193,7	195,1	196,8	198,7
Ventes totales avant écono. Clients	176,4	177,0	178,7	180,6	183,0	188,4	182,4	193,7	195,1	196,8	198,7
Économies clientèles	4,6	5,3	6,2	7,2	8,1	8,9	9,6	10,4	11,4	12,7	14,3
Économies cumulées en % ventes	2,6%	3,0%	3,5%	4,0%	4,4%	4,7%	5,3%	5,4%	5,8%	6,5%	7,2%
Ventes après PGEÉ	171,8	171,7	172,5	173,4	174,9	179,5	172,8	183,3	183,7	184,1	184,4

HQD fixe les économies d'énergie qui sont apportées par le PGEÉ et les programmes de l'Agence de l'efficacité énergétique ou du gouvernement, puis propose des stratégies d'approvisionnement avec des moyens traditionnels de production d'électricité.

Nous considérons que l'efficacité énergétique devrait être considéré comme un outil modulable et ajustable afin de maximiser les économies d'énergie et la gestion de la demande en pointe, puis en complément on devrait avoir recours à des stratégies d'approvisionnement avec les moyens traditionnels de production pour combler les besoins d'électricité qui restent à satisfaire.

Il faudrait ainsi mettre à jour périodiquement le Potentiel technico-économique en efficacité énergétique en intégrant les nouveaux moyens qui sont développés pour rendre plus efficaces la consommation ou pour mieux gérer la pointe. La dernière mise à jour du PTÉ date de 2005, cela prenait alors en compte les moyens disponibles commercialement en 2006, alors que la technologie a évolué depuis.

Si les objectifs d'économies cumulées du PGEÉ sont atteints en 2015 (8,9 TWh pour les programmes visant directement les clientèles d'HQD, ce qui équivaut à 35,4% du PTÉ évalué en 2005 et à une réduction de la demande de 4,7% (le 8,9 TWh inclut les gains des programmes de l'Agence de l'efficacité énergétique pour environ 1 TWh, mais exclut les économies potentielles de 2 TWh du projet CATVAR).

Il y a moyen de mieux faire selon nous, considérant ce qui se fait ailleurs dans le monde notamment au Vermont, d'autant que les objectifs de 2011 ont été abaissés du fait que la Régie de l'énergie a réduit les budgets du PGEÉ pour 2011 (les dépenses révisées par HQD sont de 245 M\$, au lieu du 333 M\$ initialement prévu, et les économies attendues sont de 642 GWh au lieu du 805 GWh originellement prévu (R-3740-10 HQD-16 doc. 6 6/04/2011)). De plus il y a tout lieu de croire que les objectifs de l'Agence de l'efficacité énergétique ne seront pas atteints d'ici 2015, considérant les retards dans la livraison des programmes, les budgets coupés sur décision de la Régie de l'énergie et la restructuration organisationnelle de l'AEÉ.

ÉVOLUTION DES DÉPENSES DU PGEÉ ET DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

HQD-8 doc8 annexes R-3740-2010 p. et 9													
Progr. efficacité énergétique	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Coût pour H.Q.	1	37	77	130	152	198	224	229	333	365	386	404	303
Dépenses des participants	0	9	44	80	109	117	102	81	106	116	106	124	121
Coût total en M\$	1	46	121	210	261	315	326	310	439	481	492	528	424
Économies en GWh	10	237	427	716	879	1018	852	760	805	902	927	949	798
Économies cumulées	10	247	674	1390	2269	3287	4139	4899	5704	6606	7533	8482	9280
Coût économies ajoutées ¢/kWh	10	19,41	28,34	29,33	29,69	30,94	38,26	40,79	54,53	53,33	53,07	55,64	53,13
Coût actualisé sur 10 ans, ¢/kWh	1,496	2,903	4,239	4,387	4,441	4,628	5,723	6,101	8,157	7,976	7,939	8,322	7,948
TCTR ¢/kWh évité annuité									3,58				
TCTR total						343	692	422	324,8				

Le coût unitaire des programmes du PGEÉ a cru de manière constant entre 2003 et 2011 et tendrait à se stabiliser selon les données fournies par HQD. Tant que les programmes présentent un TCTR positif il y a lieu de prioriser les investissements en efficacité énergétique. Il est ainsi possible de simuler, si on a un panier de programmes disponibles en efficacité énergétique avec les coûts d'implantation de ces programmes, l'impact d'un accroissement des efforts en efficacité énergétique sur les besoins et coûts globaux d'approvisionnement à court et long terme.

Accroître l'objectif d'économie de 2 TWh pourrait coûter entre 170,7 M\$ (cas de CATVAR) et 1,2 G\$, mais procurerait des économies d'énergies pour plusieurs années. Les compteurs intelligents (projet LAD) permettront aussi la réalisation de nouvelles mesures d'économie d'énergie dont ils faudrait étudier la rentabilité dans les plus brefs délais.

- Nous doutons de l'atteinte de l'objectif de 2 TWh d'économie visé par le projet CATVAR, tel que nous l'avons argumté dans la cause R-3746-2010 et le projet présente des risques potentiels, causés par la réduction de la tension, sur la qualité du service (problèmes causes aux appareils électriques des clients suite au maintien de la tension au seuil inférieur autorisé). Il faudra donc suivre de près et évaluer en continu les économies réelles apportées par CATVAR, si ce projet d'investissement est finalement autorisé par la Régie de l'énergie.

- À l'instar d'Hydro-Sherbrooke, HQD devrait faire des efforts accrus pour réduire la croissance des besoins en puissance (bi-énergie résidentielle et commerciale, chauffe-eau à trois éléments, stockage de chaleur, programmes de génératrices, systèmes bi-énergie et chauffe-eau contrôlés par les compteurs intelligents communicants...).

- Les économies tendanciennes proposées par HQD (augmentation constante de 6 TWh par an, selon HQD-1 doc. 1, page 14) ne semblent pas intégrer l'impact des changements réglementaires sur l'isolation des habitations (normes Novoclimat ou l'équivalent) et le fonctionnement des appareils. HQD devrait justifier son choix de ne pas considérer ces impacts, le cas échéant.

2) La stratégie d'approvisionnement d'HQD pour le réseau intégré

HQD a présenté en texte (HQD-1 doc. 1, pages 41 à 64) et en tableaux sa stratégie d'approvisionnement pour la période 2011 à 2020 (HQD-4 doc. 1 p. 21 à 22) de même qu'elle a présenté l'impact de sa stratégie sur la gestion du compte d'énergie différée (HQD-4 doc. 1, pages 23 et 24, et HQD4 doc. 8, pages 22 et 25, toutefois il manque les années 2026 et 2027 au tableau de la page 25).

HQD propose ainsi d'intégrer la nouvelle production éolienne (appel d'offre 1, pour 990 MW d'ici 2013, appel d'offre 2 pour 2 000 MW d'ici 2016, et l'appel d'offre 3, pour 125 MW, d'ici 2016), de même les nouvelles centrales à la biomasse (52 MW, d'ici 2013), et les petites centrales hydrauliques (150 MW) d'ici 2015.

Normalement le 3e appel d'offre en éolien visait à ajouter 250 MW, et 1,6 TWh d'énergie annuellement, de production mais HQD prévoit maintenant limiter la production à 125 MW et 0,9 TWh par an (HQD-4 doc. 1 p. 21 à 22). Est-ce qu'ultérieurement les 125 MW restant seront accordés nommément pour les populations autochtones (possiblement sur décision du gouvernement) nous ne savons pas clairement.

En réponse à UC, HQD indiquait une production de 250 MW rattachée au 3e appel d'offre éolien. Nous comprenons que cela référerait à des données de 2010, mais cela affecte tout de même l'évolution et la gestion du compte d'énergie différée, ce qu'aurait dû corriger HQD.

Afin de ramener le compte d'énergie différée à 0, HQD escompte ne pas utiliser le contrat cyclable de 2011 à 2023, revendre de l'énergie à HQP en 2011 (en compensant HQP pour la différence entre le prix prévu au contrat et la moyenne des prix de marchés), ne pas utiliser la production de la centrale de TCE d'ici à 2014, et utiliser partiellement la production de TCE pour la période d'hiver de 2015 à 2027 (HQD-4 doc. 8, page 22), sans que l'on ne connaisse les coûts que cela impliquerait.

De plus afin de mieux gérer les surplus d'été et les manques en hiver, HQD entend négocier une entente de modulation globale avec HQP, entente qui incluerait les services complémentaires et remplacerait l'entente d'intégration éolienne et qui tiendrait compte de la capacité des centrales éoliennes, des petites hydrauliques, des centrales à la biomasse et la centrale de TCE; toutefois on ne connaît les conditions et prix associés à une telle entente et donc on ne peut se prononcer sur le caractère juste et utile d'une telle entente dans en connaître nommément les coûts. HQD escompte faire autoriser par la Régie une telle entente dans une cause ultérieure.

Enfin pour répondre aux besoins de puissance d'hiver HQD escompte signer des contrats pluriannuels d'approvisionnements en puissance à partir de 2015-2016 à partir de centrales situées dans les réseaux voisins (HQD-1 doc. 1, pages 46 à 52).

- Commentaires sur la stratégie d'approvisionnement proposée par HQD

- L'entente de modulation globale avec HQP (HQD-1 doc. 1, pages 57 à 60)

Nous nous questionnons sur la pertinence d'intégrer la production de la centrale de TCE dans l'entente de modulation globale, considérant que la production d'une centrale au gaz est stable et reste sous le plein contrôle de l'opérateur, et du fait qu'HQD envisage n'utiliser la centrale de TCE que pour la période d'hiver, mais à pleine capacité nous comprenons.

Comme il y aurait normalement des coûts associés à la prise en compte de la production de la centrale de TCE dans l'entente de modulation il faudra que l'on nous prouve que cela est vraiment avantageux pour les clientèles de traiter ainsi cette centrale au gaz.

Selon HQD l'entente s'appliquerait sur une base annuelle, de janvier à décembre, alors que si l'on veut vraiment déplacer de la production de l'été vers l'hiver il serait plus pratique de procéder sur la base de l'année tarifaire (d'avril à mars, alors la production pourrait d'abord effectivement être épargnée par HQD en vue de répondre aux besoins d'hiver). Il faudrait que l'on nous explique quels sont les avantages et inconvénients de procéder sur la base d'une année calendrier.

Les surplus cumulés devraient faire l'objet d'un règlement en fin d'année, de plus, contrairement à l'entente d'intégration éolienne, il ne pourrait y avoir de déficit au compte en fin d'année ce qui impose des contraintes à la gestion des approvisionnements postpatrimoniaux. Comme les écarts réfèrent à de la production diversifiée, dont les coûts varient aussi d'une source à l'autre, il sera difficile d'imputer à une source de production les écarts et d'allouer les coûts aux producteurs concernés, s'il y a lieu.

HQD souhaiterait que la contribution en puissance complémentaire soit supérieure à 15% de la puissance éolienne installée, et puisse atteindre 25% de cette puissance éolienne.

Nous observons que la capacité de la centrale de TCE utilisée pour calculer le taux de retrait maximum serait de 90%*507 MW (HQD-4 doc. 1, p. 46), alors que la capacité maximale de TCE est en fait de 547 MW (HQD4 doc. 1, p. 22); de même la capacité pour l'éolien est fixée à 30% de la capacité contractuelle des éoliennes au lieu d'utiliser le FU moyen (d'environ 31,2% selon le prochain tableau) des éoliennes ou le 35% de l'intégration éolienne. La contribution en puissance complémentaire doit permettre de récupérer l'énergie inutilisée l'été de manière souple et de répondre aux besoins en puissance d'hiver, de sorte qu'un taux de 25% nous apparaît souhaitable et éviterait de restreindre l'utilisation de l'entente de modulation en limitant son utilisation en période d'hiver.

Dépendamment des coûts requis par HQP cette entente pourrait s'avérer une solution de compromis en lieu et place d'un service de stockage, mais nous considérons que le pouvoir de négociation d'HQP est dominant et limite la capacité d'HQD de retirer des avantages nets de ce type de services en faveur de ses clientèles.

HQD-4 doc. 9 p. 9	Capacités	Énergie en GWh					
FU éoliennes	MW	2007	2008	2009	2010		
Baie des Sables	109,5	329	291	284	270		
Anse-à-Valleau	100,5		271	279	292		
Carleton	109,5			343	334		
St-Ulric	127,5				302		
FU moyen par année							
FU éoliennes		2007	2008	2009	2010	Moyen	Global
Baie des Sables		34,3%	30,3%	29,6%	28,1%	30,6%	31,2%
Anse-à-Valleau			30,7%	31,7%	33,2%	31,9%	
Carleton				35,8%	34,8%	35,3%	
St-Ulric					27,0%	27,0%	

Coût de l'entente d'intégration Suivis R-3573-2005 D-2006-27			
	2008	2009	2010-9 mois
Énergie produite GWh	605,01	945,8	810,6
Énergie livrée/HQP GWh	682,42	1025	1025
Coût équilibrage M\$	0,0959	0,139	0,109
Coût puis. Complé. M\$	3,6961	5,671	5,806
Coût unitaire ¢/kWh produit	0,6268	0,614	0,73

Selon le tableau ci-haut le coût de l'intégration éolienne (7,3¢/kWh pour les 9 ers mois de 2010) s'avère plus élevé que ce que prévoyait HQD dans la cause R-3573-2005 (HQD-2 doc. P. 13); en effet HQD y prévoyait un coût, pour la puissance complémentaire seulement, d'environ 0,5¢/kWh en 2006, indexé de 2% par année par la suite. Cela s'avère donc plus coûteux que l'entente de Bonneville Power (0,45¢ de 2004 indexé selon l'indice des prix du PIB des USA) et l'entente de stockage/équilibrage offert par Bonneville Power (0,6¢/kWh 2004 indexé selon indice des prix du PIB des USA) et qui permet de retourner la semaine suivante l'énergie fournie par des éoliennes à raison de 50% de la capacité installée. L'excédent d'énergie fourni par HQP est payé par HQD à raison de 7,5¢/kWh (en ¢ de 2006, indexé par la suite de 2,5%/an).

- Nous croyons toujours pertinent de concevoir un service de stockage des surplus d'HQD en s'appuyant de l'expérience de l'entente d'intégration éolienne et d'en comparer les avantages et inconvénients avec l'entente de modulation globale.

- Faut-il nécessairement ramener le solde du compte d'énergie différée à zero en 2027 ?

Selon nous ce n'est pas une obligation contractuelle dans la mesure où des clauses dans la convention d'énergie différée prévoit déjà les modalités du règlement du solde du compte à la fin de 2027. Il est fort possible tel que nous le faisons valoir dans la cause R-3740-2010 (Preuve ACEF de Québec R-3740-2010, 26/10/2010, p. 24 à 26) , qu'il soit moins coûteux pour HQD de différer puis rappeler l'énergie, que de revendre année après année l'énergie inutilisée par HQD. De plus HQD assume un risque à ne pas différer l'énergie; si par exemple la croissance de la demande est plus forte que prévue il lui en coûtera possiblement plus

cher de s'approvisionner à partir de d'autres contrats d'approvisionnements qu'à partir du solde du compte d'énergie différée. Cette question devrait selon nous être tranchée clairement.

- L'interruption et l'utilisation partielle de la centrale de TCE

Nous pensons que l'utilisation partielle de la centrale de TCE impliquera des coûts significatifs : si on utilise la centrale sur 4 mois, les coûts à payer à TCE devraient correspondre à environ les deux tiers des coûts que l'on aurait à payer à TCE pour une suspension complète de sa production.

Nous pensons que l'option de la résiliation ou du rachat du contrat aurait dû et devrait sérieusement être considéré considérant les coûts importants associés à la suspension de TCE. HQD avait indiqué en 2009 que l'option du rachat définitif du contrat avec TCE n'apparaissait pas économiquement rentable (HQD-3 doc. 1, R-3704-2009, R. 10.1. page 22), relativement à l'option de suspension. Considérant les changements aux prévisions de la demande et la modification des conventions d'énergie différée avec HQP, HQD devrait prouver que cette conclusion tient toujours.

En effet HQD prévoit suspendre la production de la centrale de Bécancour jusqu'en 2015 et utiliser partiellement par la suite les services de la centrale de TCE.

S'il faut suspendre la production de la centrale de Bécancour pour 5 ans (soit de 2011 à 2014 inclusivement) il nous faut considérer l'option de résilier ou de racheter le contrat avec TCE et de répartir les coûts du règlement de la résiliation ou du rachat du contrat sur un certain nombre d'années (cela deviendrait des coûts échoués qu'il faudrait comparer avec les coûts associés à la suspension de TCE).

Ainsi il faudrait comparer l'entièreté des coûts associés à la suspension de TCE (incluant les coûts fixes associés à la puissance) ainsi que les coûts de s'approvisionner à partir de la centrale de TCE à partir de 2015 versus les coûts d'utiliser le solde d'énergie différée).

La centrale de TCE a coûté environ 500 M\$ (Mémoire de TCE, Commission parlementaire, 11 janvier 2005., « Le secteur énergétique au Québec – Contexte, enjeux et questionnements, page 5).

Sur 20 ans, 500 M\$ financés à 8% coûterait 1,2 milliards \$ en remboursement de capital et intérêt; dans le cas de la centrale de TCE une partie du remboursement est déjà effectuée. Si la centrale devait cesser d'opérer pendant 7 ans en tout (de 2008 à 2014 inclusivement) à raison de 147 M\$¹ versé à TCE par an cela veut dire 1,01 milliards \$ de compensations

¹ Le président d'HQD, M. Boulanger, indiquait aux journalistes lors des audiences publiques sur les tarifs de distribution d'électricité, le 7 décembre 2009, que la suspension de TCE devrait coûter à HQD quelque 150 M\$ en tout en 2010, mais depuis la cause R-3704-2009, les coûts directs de la suspension ont diminué légèrement de 3 M\$, voir Tableau 2, page 7 de HQD-1 doc. 1 de R-3734-10.

versés à TCE pour ne pas opérer la centrale. Par la suite si la centrale TCE coûte plus cher à produire l'électricité, en coût d'énergie et de puissance, que ce que coûterait l'utilisation du solde d'énergie différée alors il sera possible de réduire les coûts d'approvisionnement à long terme en résiliant ou rachetant le contrat avec TCE, puis en utilisant au maximum la possibilité de différer d'ici 2027 puis en allant au besoin chercher de nouvelles sources d'approvisionnement dans les années 2020, lorsque requis, afin de compenser pour la résiliation ou le rachat du contrat avec TCE, contrat qui dure jusqu'en 2027.

HQD reconnaît d'ailleurs que les compensations versées à TCE recouvrent principalement des « coûts » (incluant la perte de profits) de nature fixe (voir R. 4.1, HQD-2 doc. 1, R-3734-2010) qui devraient être payés, que la centrale opère ou non, d'où l'importance de rechercher des solutions qui permettent de réduire les charges fixes associées à la suspension de TCE.

Les clauses du contrat d'approvisionnement entre HQD et TCE, indiquent que des dommages en cas de résiliation devraient être versés : soit (selon l'A. 35.4, page 62) 35 000\$/MW si la résiliation survient avant la dixième année du début des livraisons, ou 60 000\$/MW si la résiliation survient après.

Cela implique que des dommages directs d'au moins 17,745 M\$ (soit la puissance contractuelle de 507 MW * 35 000\$/MW) devraient être versés si la résiliation survenait avant la dixième année du contrat.

Les Articles 37.4 et 37.8, préservent les droits des parties de contester la résiliation du contrat ou d'exiger d'autres compensations en fonction des montants prévus au contrat, dont on ne connaît pas la teneur exacte (en regard notamment du paiement de l'énergie et de la puissance, à l'Article 16).

Aussi l'A. 39.5 indique que toute modification au contrat ne peut être faite que sur consentement écrit des deux parties.

Nous pensons qu'HQD devrait tenter rapidement de négocier des conditions de résiliation ou de rachat acceptable de part et d'autre à moins de prouver que l'option de résiliation ou rachat du contrat ne s'avère une option plus coûteuse que le maintien du contrat et le versement de compensations à TCE pour les 5 prochaines années puis les compensations ultérieures pour une utilisation partielle de la centrale. Cela fait selon nous partie d'une démarche de minimisation des coûts d'approvisionnement à long terme.

- Les contrats pour répondre aux besoins d'hiver

HQD pourrait d'abord chercher à prendre des ententes de partage de capacité directement à long terme avec d'autres utilités publiques sises en Ontario, au Nouveau-Brunswick et aux USA, au lieu de faire affaire sur une base de moyen terme avec des fournisseurs privés afin d'exploiter la complémentarité des demandes et des moyens de production.

À tout le moins HQD devrait coopérer avec d'autres utilités pour partager à deux ou plusieurs, et de manière équitable, les coûts d'acquisition de puissance et d'énergie en période d'hiver, afin de ne payer que pour les mois où le service de puissance n'est requis.

De même HQD pourrait s'associer à d'autres clients du réseau de transport pour partager les coûts associés à l'accroissement de la capacité des interconnexions et des lignes de transport, en vue d'accroître au meilleur coût possible la capacité d'échange avec les réseaux voisins.

- Concernant l'évaluation des impacts de l'intégration de la production éolienne sur le service de régulation de fréquence, par le simulateur SIRE (HQD-4 doc. 1, annexe B), nous croyons qu'HQD a le fardeau de prouver que cette méthode est représentative de la gestion en temps réel de la part d'HQP, qui dispose de moyens de stockage et d'une diversité de marchés pour écouler son énergie; aussi HQD doit démontrer que la méthode statistique d'allocation de BPA est nécessairement supérieure à la méthode des écarts types. Il faudrait selon nous prouver à partir des données réelles de contrôle de fréquence, que possède HQT, quelle est la meilleure méthode pour estimer les besoins en contrôle de fréquence et que le rehaussement des besoins de réglage est vraiment justifié et n'avantage pas indûment le producteur au détriment des clientèles d'HQD (HQD-4 doc. 1, annexe B, page 17).

- En ce qui a trait aux contrats d'approvisionnements décidés par le gouvernement force est de constater que les livraisons de ces contrats débutent alors qu'HQD disposent de surplus significatifs et que cela vient amplifier le problème. Le coût des contrats éoliens est croissant depuis le premier appel d'offre et cela vient exercer des pressions à la hausse sur les coûts d'approvisionnement et sur les tarifs, en plus de forcer à payer pour éviter ou disposer des surplus (suspension de la production de TCE). HQD devrait disposer de plus de marge de manoeuvre pour intégrer la production des contrats décidés par le gouvernement et pouvoir planifier l'entrée de cette production en tenant compte de la situation de l'équilibre offre-demande.

- PIR et minimisation des coûts d'approvisionnement :

HQD devrait suivre une approche de planification intégrée des ressources comme cela se fait régulièrement ailleurs en Amérique du Nord et prouver qu'elle minimise les coûts d'approvisionnement globaux (coûts de long terme intégrant les coûts sociaux, économiques et environnementaux) en considérant la gestion de la demande comme un outil à part entière afin de minimiser les coûts et de répondre de manière soutenable aux besoins de la clientèle d'HQD.

Une fois que sera tranchée la question des DDR à répondre par HQD, et que nous disposerons de données plus récentes sur les coûts des différentes sources d'approvisionnement, notamment les DDR de UC, nous soumettrons des évaluations de coûts d'approvisionnement sous-tendant un choix de stratégie qui véritablement permette de minimiser les coûts d'approvisionnement.

B) Plan d'approvisionnement des réseaux autonomes

1) Évolution de la demande et des besoins dans les réseaux autonomes

Les modifications apportées à la composition des réseaux autonomes compliquent l'analyse de l'évolution de la demande et l'évaluation de la qualité des prévisions passées (prise en charge du réseau de Sherfferville et sortie de réseaux une fois reliés au réseau intégré).

Les ventes et les besoins croissent plus rapidement dans les réseaux autonomes que dans le réseau intégré du fait d'un taux de natalité et d'une croissance de la population plus rapide dans les réseaux autonomes. Ainsi le nombre d'abonnements résidentiels augmente de 1,2%/an entre 2010 et 2020 dans les réseaux autonomes. (HQD-2 doc. 1 p. 16) soit un taux légèrement moindre que le taux de croissance des ventes et des besoins.

HQD-2 doc. 1, page 16												Croissance moy./an 2020/10
Réseaux autonomes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Ventes totales avant économies	374,2	381	388	381	387,4	394,3	401	408	415	422	429	1,4%
PGEÉ (av. interventions commerciales)	7,7	10	10,9	11,6	12,2	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	5,0%
Économies cumulées en % ventes	2,1%	2,6%	2,8%	3,0%	3,1%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	3,5%
Ventes après PGEÉ	366,5	371	377	369	375,2	381,8	389	396	403	410	417	1,3%
Production d'énergie	414,1	419	426	418	425,2	432,6	440	448	456	464	472	1,3%
PTÉ électrique (R-3584-05) (excluant Scherfferville)												64,2
Pourcentage PTÉ réalisé de 2003 à 2015												19,5%
PTÉ mazout (chauffage/eau chaude) GWh équivalent												101
Consommation mazout en GWh équiv.												418,77
Consommation mazout en Millions litres												38,91
Potentiel d'économie en % de consom.												24,1%

La production d'énergie évolue au rythme de la croissance de la demande (1,3%/an) mais les pertes de production nous apparaissent toujours très élevées dans les réseaux autonomes (allant de 1,8% à la Romaine à 23% à l'île D'entrée, pour un taux de perte moyen de 8%, selon HQD-2 doc. 2, page 36), pourtant la longueur des lignes de transport et de distribution est normalement plus faible que dans le réseau intégré (où le taux de perte moyen est de 7,5% en transport et distribution).

HQD devrait raffiner sa méthode de calcul du taux de perte et chercher aussi à minimiser les pertes des réseaux autonomes par un desing optimal des réseaux autonomes et par un choix de composantes de réseaux adéquats.

1) Économies d'énergie en réseau autonomes

On observe au tableau ci-haut une augmentation importante des économies d'énergie entre 2010 et 2011, puis une croissance moins rapide jusqu'en 2015, après quoi HQD n'a pas intégré de nouvelles sources d'économie d'énergie.

Le pourcentage de réalisation du PTÉ est plus faible dans les réseaux autonomes (19,5%) que dans le réseau intégré (35,4%) alors les économies cumulées équivalent à 3,2% des ventes avant économies du PGEÉ en 2015 (contre 4,7% dans le réseau intégré). HQD justifie cette situation par des contraintes plus importantes pour réaliser les programmes d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.

(HQD-2 doc. 1 p. 14) « Performance du PGEÉ en réseaux autonomes

La performance du PGEÉ en réseaux autonomes peut être évaluée par le potentiel exploitable sur une base commerciale atteint par les programmes.

Selon l'évaluation de 2005¹¹, le potentiel technico-économique (PTÉ) d'économies d'électricité sur un horizon de cinq ans est estimé à 58,3 GWh sur 139,5 GWh équivalents¹². Compte tenu des différentes barrières de marché, le Distributeur estime que le potentiel d'économies d'électricité exploitable sur une base commerciale serait de 23,0 GWh. Les mesures relatives à l'enveloppe thermique des bâtiments représentent 2,5 GWh de ce potentiel. Puisque ces mesures sont sous la responsabilité de l'Agence de l'efficacité énergétique, la performance du Distributeur doit s'établir en fonction d'un potentiel de 20,5 GWh. Les résultats anticipés du PGEÉ en réseaux autonomes montrent que 30 % du potentiel exploitable sur une base commerciale en économies d'électricité sera atteint en 2010 et, qu'en 2015, près de 70 % sera atteint¹³."

Nous croyons que le fait que les réseaux autonomes aient des coûts évités significativement plus élevés que le réseau intégré et le fait que les réseaux autonomes génèrent des déficits d'opération importants justifient d'investir des efforts en efficacité énergétique de manière plus soutenue dans les réseaux autonomes, contrairement aux prétentions d'HQD (à l'effet que les contraintes de marchés soient plus importantes dans les réseaux autonomes). On peut voir que les programmes appliqués dans le réseau intégré ont peu de succès dans les réseaux autonomes et que, sans les programmes spécifiques aux réseaux autonomes, les économies réalisées seraient très faibles.

Ainsi HQD ne devrait pas réduire les investissements en efficacité énergétique pour les réseaux autonomes relativement à 2010, comme elle le proposait dans la cause tarifaire en 2010 (voir HQD-8 doc. 8, annexes, page 9, dossier R-3740-2010, pour les économies du secteur résidentiel et d'affaires des réseaux autonomes qui passent de 4 GWh en 2010 à 3 GWh en 2011).

* HQD devrait d'abord chercher à réduire les contraintes qui empêchent l'atteinte du potentiel technico-économique et qui abaissent le potentiel exploitable (HQD-2 doc. 1, pages 12 à 15).

* HQD devrait mettre à jour régulièrement le PTÉ pour les réseaux autonomes et maintenir une banque de programmes avec les coûts associés, lui permettant de maintenir et accroître rapidement ses efforts en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.

* Considérant le PTÉ important pour le mazout dans les réseaux autonomes (équivalent

à 24,1% de la consommation de mazout en 2015) et du fait qu'H.Q. compense les ménages pour les coûts plus élevés du chauffage à l'huile, nous pensons qu'HQD doit être proactive et inciter l'AEÉ ou le gouvernement à déployer en collaboration des programmes d'isolation et de remplacement des fournaies et chauffe-eau de manière à réduire les subventions pour le mazout d'HQD et la pollution causée par la combustion du mazout.

* Un mécanisme incitatif devrait être créé afin d'amener HQD à accroître ses investissements et cibles en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes. Il s'agirait de déterminer des cibles ambitieuses d'économie d'énergie et de récompenser (pénaliser) HQD si les cibles (ne sont pas) sont atteintes ou dépassées.

2) Stratégie d'approvisionnement proposée par HQD pour les réseaux autonomes

Nous sommes insatisfaits de la stratégie d'approvisionnement proposée par HQD pour les réseaux autonomes. Nous considérons qu'HQD agit de manière conservatrice et avec un excès de prudence, et qu'elle ne planifie pas assez longtemps d'avance ses investissements dans les nouvelles sources d'approvisionnement. Par exemple HQD aurait du obtenir pour 2010 une étude de faisabilité et d'évaluation de coûts de la part d'HQT pour relier les Iles de la Madeleine au réseau intégré, afin de planifier l'application de cette option si elle s'avère rentable et fiable.

HQD devrait démontrer quel est l'impact de sa stratégie d'approvisionnement sur les coûts de service des réseaux autonomes, coûts qui sont en croissance depuis quelques années malgré par exemple le raccordement de certains réseaux autonomes au réseau intégré et la réduction future de la consommation de combustibles apporté par les projets JED (le revenu requis des réseaux autonomes est passé de 175,4 M\$ en 2007 selon HQD-6 doc. 2 de R-3677-08, à 206,7 M\$ en 2009 et enfin 232 M\$ prévu en 2011 selon R-3740-2010, HQD-9 doc.1, page 4).

Ainsi en 2011, la production d'électricité accapare 73,4% de la base tarifaire des réseaux autonomes (393 M\$ sur 535 M) et 86,3% des dépenses de prestation de service (162,9 M\$ sur 188,7 M\$). Les coûts de production d'électricité représentent 84,1% (192 M\$ sur 229 M\$) des coûts totaux des réseaux autonomes et expliquent la plus grosse part du déficit des réseaux autonomes, d'où l'importance de porter une attention toute particulière sur les choix et les coûts de production d'électricité des réseaux autonomes.

* Nous pensons qu'un mécanisme incitatif devrait aussi être instauré afin d'amener HQD à réduire les coûts de services et les déficits d'opération des réseaux autonomes.

* HQD devrait aussi nous présenter et comparer les caractéristiques, dont les coûts, des solutions de remplacement de la production thermique et justifier rigoureusement sa stratégie d'approvisionnement qui limite l'application de telles options ou en retarde l'application dans le temps (HQD-2 doc. 1, pages 22 à 28).

* Lorsqu'un réseau autonome est raccordé au réseau intégré, HQD devrait justifier le maintien ou non des centrales thermiques et le traitement comptable des coûts des centrales thermiques (amortissement maintenu, coût échu...).

À priori nous ne voyons pas pourquoi HQD devrait conserver les centrales thermiques lorsque un réseau autonome est relié au réseau intégré, car cela génère des coûts supplémentaires, sans apporter de sécurité additionnelle selon notre compréhension. HQD devrait donc prouver la nécessité, le cas échéant, de conserver les centrales thermiques, dans les réseaux reliés au réseau intégré québécois.

* Considérant le potentiel de réduction des émissions de CO₂ (HQD-2 do. 1, pages 28-30) et aussi de réduction de coûts de production. à moins de preuve contraire de la part d'HQD, HQD devrait accroître ses efforts en vue de raccorder les réseaux autonomes au réseau intégré ou encore d'instaurer le jumelage éolien/hydrolienne avec les centrales thermiques ou d'autres solutions de remplacement du thermique.

Pour les réseaux autonomes HQD propose timidement d'expérimenter d'ici 2013 dans deux réseaux autonomes des projets de jumelage éolien/centrales thermiques et de potentiellement poursuivre l'implantation du JED dans d'autres réseaux autonomes après 2013, (HQD-2 doc. 1, page 27-28) et de valoriser la chaleur excédentaire de la centrale de Cap aux Meules aux Iles de la Madeleine (HQD-2 doc. 1, p. 32). Il appert selon les réponses d'HQD aux DDR que le projet de valorisation de la chaleur excédentaire aux Iles de la Madeleine, a été abandonné.

Nous pensons qu'HQD doit élargir le choix des options comparées particulièrement au niveau des coûts, de la fiabilité et de la sécurité et notamment, en comparant l'option de stockage de l'énergie éolienne tel que nous l'avons proposé lors du dernier plan d'approvisionnement (par ex. les batteries redox au vanadium, développées par l'entreprise canadienne VRB Power Systems (C.-B.), R- 3648-08, Preuve ACEF Québec, 18/03/2008, pages 30-31).

Des expériences à travers le monde ont démontré que le stockage de l'énergie permet de réduire la consommation de mazout tout en réduisant les coûts de production d'électricité dans les réseaux autonomes. De nouveaux modes de stockage sont aussi apparus ces dernières années et nous pensons qu'HQD devrait impérativement tester le stockage d'énergie, en évaluant les avantages que cela procure en terme de réserve requise, d'économies de carburant et de coûts aux réseaux autonomes.

Les expériences réalisées dans les Territoires du Nord-Ouest et ailleurs dans le Nord devrait inspirer HQD pour qu'elle modifie ses façons de faire et cherche à réduire les impacts environnementaux de la production d'électricité et les coûts de produire l'électricité dans les réseaux autonomes. Nous croyons qu'une planification de très long terme est requise afin d'éviter que l'on soit placé devant des faits accomplis ou face à des urgences qui nous empêchent de choisir les solutions vraiment optimales à long terme.

Conclusions recherchées et recommandations de l'ACEF de Québec :

a) Nous tenons à ce que le Plan d'approvisionnement d'HQD s'inscrive dans une démarche de planification intégrée des ressources qui vise à minimiser les coûts globaux, incluant les coûts économiques, sociaux et environnementaux associés au développement et à l'utilisation des moyens de production d'électricité tout en intégrant de manière adéquate les outils de gestion de la demande en énergie et puissance des approvisionnements d'électricité dans une perspective de développement durable.

b) Le Plan d'approvisionnement doit assurer la sécurité des approvisionnements à long terme en tenant correctement compte des aléas de l'offre et de la demande en énergie et puissance et en cherchant à minimiser les coûts de s'ajuster aux écarts prévisionnels.

c) Nous tenons à ce que les divers moyens pour produire l'électricité et pour gérer la demande soient comparés de manière équitable en tenant compte de divers critères de choix, notamment la satisfaction des besoins, la sécurité d'approvisionnement, la souplesse d'ajustement et la minimisation des coûts de long terme en considérant l'impact des choix d'approvisionnement sur les revenus requis et les tarifs futurs.

Les conclusions recherchées et recommandations seront complétées plus en détail lors de notre plaidoirie.

Richard Dagenais pour l'ACEF de Québec.