

ANNEXE 2

RENCONTRE TECHNIQUE DU 14 JANVIER 2005

Rencontre technique du 14 janvier 2005

**R-3550-2004 : Demande d'approbation du Plan
d'approvisionnement 2005-2014**

14 janvier 2005



Caractéristiques des moyens d'approvisionnement

- ◆ **Portefeuille d'approvisionnement pour 2005**
 - Électricité patrimoniale
 - Produits de base acquis par appel d'offres
 - Produits de base flexibles acquis par appel d'offres
 - Produits de TCT acquis par transactions bilatérales sans appel d'offres
 - Électricité interruptible

- ◆ **Les dépassements du profil de l'électricité patrimoniale sont connus de façon définitive à la fin de l'année. Le coût des dépassements est assumé par le Distributeur.**

- ◆ **Le service d'équilibrage n'est pas une source d'approvisionnement. C'est un service complémentaire à une source d'approvisionnement intermittente.**



Caractéristiques des moyens d'approvisionnement (suite)

- ◆ **Autres moyens d'approvisionnement de long terme détenus par le Distributeur:**
 - **Livraisons en base:**
 - Contrat avec TransCanada Energy – 507 MW (sept. 2006)
 - Contrat avec HQP – 350 MW (mars 2007)
 - Contrat avec Bowater – 20,4 MW (juillet 2006)
 - Contrat avec Kruger – 19 MW (mars 2007)
 - Contrats en préparation avec Cartier Wind Energy 739,5 MW (déc. 2006 à déc. 2012)
 - Contrats en préparation avec Northland Power 250,5 MW (déc. 2007 et déc. 2010)
 - **Livraisons cyclables:**
 - Contrat avec HQP – 250 MW (mars 2007)



Caractéristiques des moyens d'approvisionnement (suite)

- ◆ **Appels d'offres en cours:**
 - A/O sur la cogénération – 350 MW
(déc. 2008 / déc. 2009)
- ◆ **Appels d'offres à venir:**
 - Deuxième A/O sur l'énergie éolienne
(suite à l'adoption éventuelle d'un décret par le gouvernement)

Électricité patrimoniale

- ◆ **Caractéristiques d'approvisionnements arrêtées par Décret.**
- ◆ **Le profil de l'électricité patrimoniale précisé par l'annexe du décret.**
- ◆ **8760 quantités horaires d'énergie (« bâtonnets »).**
- ◆ **1 seul bâtonnet / heure. Chaque bâtonnet ne peut être utilisé qu'une seule fois, en totalité ou en partie.**
- ◆ **Les bâtonnets définissent les quantités qu'HQP doit être en mesure de fournir.**
- ◆ **$165 \text{ TWh} \times 1,084 + \text{Consommation des centrales} = \sum \text{Bâtonnets} = 179,52 \text{ TWh}$**
- ◆ **Allocation finale des bâtonnets se fait à la fin d'une année civile. La portion non utilisée n'est plus disponible au Distributeur.**



Base ferme acquise par A/O de CT

- ◆ **"Énergie garantie" ferme sous la forme de produits de base standard des marchés:**
 - 7x24, 5x16 (pointe), bloc hors pointe
- ◆ **Le fournisseur s'engage à rendre disponible l'approvisionnement à toute heure de la période. Le Distributeur s'engage à programmer et à recevoir cet approvisionnement à toute heure de la période.**
- ◆ **Typiquement des blocs de 50 MW pour les périodes de:**
 - Janv/Fév, Mars/Avril, Mai, Juin, Juil/Août, Sept, Q4

Base flexible acquise par A/O de CT

- ◆ **Énergie ferme sous la forme d'un produit de base, avec option de réduction des quantités (7x24):**
 - La flexibilité à la hausse est fournie par les marchés de court terme, mais est limitée par la capacité des interconnexions.
- ◆ **Le fournisseur s'engage à rendre disponible l'approvisionnement à toute heure de la période lorsque programmé par le Distributeur. Le Distributeur peut ne pas programmer un bloc d'énergie ferme.**
- ◆ **Blocs de 50 MW. Pour les périodes de:**
 - Janv/Fév, Mars/Avril, Mai, Juin, Juil/Août, Sept, Q4



Base flexible acquise par A/O de CT ***(suite)***

- ◆ **Le Distributeur avise les fournisseurs de sa décision de programmer un des blocs au moins 36 heures à l'avance.**
- ◆ **Lorsque programmé:**
 - Le Distributeur paye le prix de l'énergie programmée.
- ◆ **Lorsque non programmé:**
 - Prix de revente (au contrat) > Prix du marché de référence \Rightarrow Le Distributeur paie (Prix de revente – Prix du marché de référence);
 - Prix de revente (au contrat) \leq Prix du marché de référence \Rightarrow Le Distributeur reçoit 90% de (Prix du marché de référence – Prix de revente).

Base flexible acquise par AO (suite)

◆ Exemple numérique:

- Prix de l'énergie programmée = 70 \$/MW/h
- Prix de revente (au contrat) = 65 \$/MWh

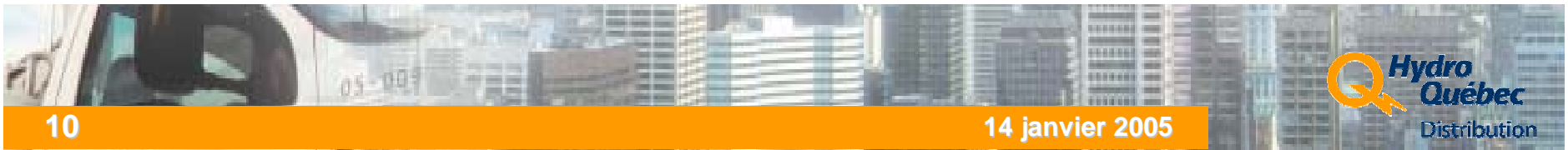
- Avec prix du marché de référence = 60 \$/MWh
 - Si programmé => HQD paie 70 \$/MWh au fournisseur
 - Si non programmé => HQD paie 5 \$/MWh au fournisseur, soit (65 \$/MWh – 60 \$/MWh)

- Avec prix du marché de référence = 68 \$/MWh
 - Si programmé => HQD paie 70 \$/MWh au fournisseur
 - Si non programmé => HQD reçoit 2,70 \$/MWh, soit 90% de (68 \$/MWh - 65 \$/MWh)



Produits de TCT

- ◆ **Achats d'électricité non patrimoniale sur les marchés de court terme sans avoir recours aux appels d'offres**
- ◆ **Transactions bilatérales avec des contreparties ayant signé une convention de transactions avec le Distributeur.**
- ◆ **Le Distributeur prend possession des livraisons sur le réseau de transport de TransÉnergie.**
- ◆ **Produits standards**
 - 7x24, 5x16, bloc hors pointe
 - "Balance of the Day", "Balance of the Week", "Balance of the Month"
- ◆ **Certaines transactions permettront des achats:**
 - Dont le profil de livraison peut varier d'heure en heure;
 - Dont les prix sont le reflet des produits transigés sur les bourses de l'énergie i.e. "DAM", "HAM" ou "RT".



Électricité interruptible

- ◆ Clients adhérent à une option approuvée par la Régie (Décembre 2004 à novembre 2006)
- ◆ Année de référence: Décembre à novembre
- ◆ Dossiers R-3538-2004, Décision D-2004-213
- ◆ Quantités: \approx 750 MW
- ◆ Modalités d'application:
 - Délai de préavis (hres): 3
 - Nb maximal d'interruptions par jour: 2
 - Délai min. entre 2 interruptions quotidiennes: 4
 - Nb max. d'interruptions / année de référence: 20
 - Durée d'une interruption (hres): 3 à 5
 - Durée max. des interruptions / année de référence (hres) 100



Approvisionnement 2005

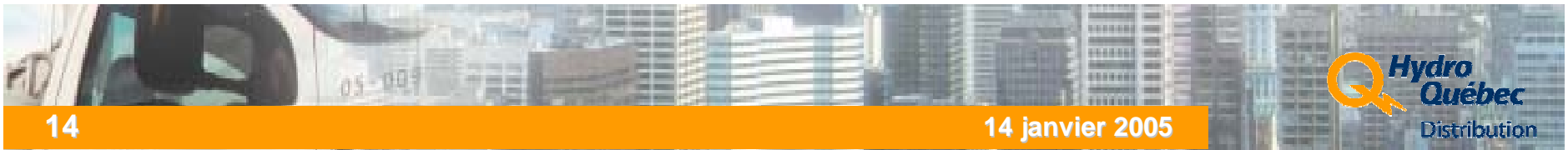
	TWh
Besoins visés par le Plan	182,2
- Électricité patrimoniale	178,9
+ <i>gestion des approv. en temps réel</i>	0,5
= Approvisionnements au-delà du volume d'électricité patrimoniale	3,8
Appels d'offres	
Avec option de réduction des quantités	1,6
Produits de base et de pointe fermes	1,4
T.C.T.	0,8

Entente cadre entre le Distributeur et Hydro-Québec Production

- ◆ **Modifications de la portée de l'entente cadre entre le Plan d'approvisionnement 2002-2011 et le Plan d'approvisionnement 2005-2014.**
- ◆ **Description du contenu anticipé.**
- ◆ **Mécanismes possibles permettant au Distributeur de vendre des excédents à Hydro-Québec Production et tout autre mécanisme permettant d'éviter la perte d'électricité patrimoniale.**
- ◆ **Échéancier prévu de conclusion de l'entente.**

Gestion des approvisionnements en temps réel

- ◆ La gestion des approvisionnements se réalise dans un contexte où la demande peut varier significativement par rapport à celle prévue.
- ◆ Impact des aléas sur les besoins à un horizon d'un an:
 - L'aléa sur la demande prévue est de 4,6 TWh.
 - L'aléa climatique sur les besoins annuels est de 1,8 TWh.
 - L'aléa global sur les besoins est de 5 TWh.
- ◆ Impact des aléas sur les besoins à très court terme:
 - Aléa climatique:
 - La marge d'erreur de la prévision météorologique peut atteindre jusqu'à 5 degrés C° à un horizon de 24 heures.
 - Chaque degré C° représente environ 400 MW.
 - Aléas prévisionnels de très court terme:
 - L'erreur de prévision est d'environ 1 000 MW à un horizon de 24 heures.



Gestion des approvisionnements en temps réel (suite)

- ◆ **Les aléas sur la demande conjugués aux modalités de certains contrats d'approvisionnement du Distributeur occasionneront probablement une inadéquation a posteriori du profil de l'électricité patrimoniale et du profil de charge.**
- ◆ **Cela rend impossible l'utilisation complète des 8 760 valeurs horaires du profil de l'électricité patrimoniale.**
- ◆ **L'énergie additionnelle requise est acquise sur les marchés de court terme ou est comblée par les autres moyens existants.**



Gestion des approvisionnements en temps réel (suite)

- ◆ L'estimation d'une quantité d'énergie additionnelle requise pour la gestion des approvisionnements en temps réel est basée sur l'analyse de 210 scénarios de la demande d'électricité.
 - Ces scénarios illustrent les différents cas de demande possibles pour une année donnée en tenant compte des 30 climatologies observées entre 1971 et 2000.
 - On estime à environ 500 GWh l'espérance des besoins additionnels associés à l'électricité patrimoniale non utilisée.
 - À plus long terme, l'électricité patrimoniale non utilisée est estimée à 300 GWh.



Priorisation des moyens

1. **Électricité patrimoniale**
2. **Produits de base acquis par appel d'offres**
3. **Produits de base flexibles acquis par appel d'offres**
4. **Produits de TCT acquis par transactions bilatérales sans appel d'offres**
5. **Énergie involontaire (dépassements)**
6. **Électricité interruptible**

Directives à TransÉnergie

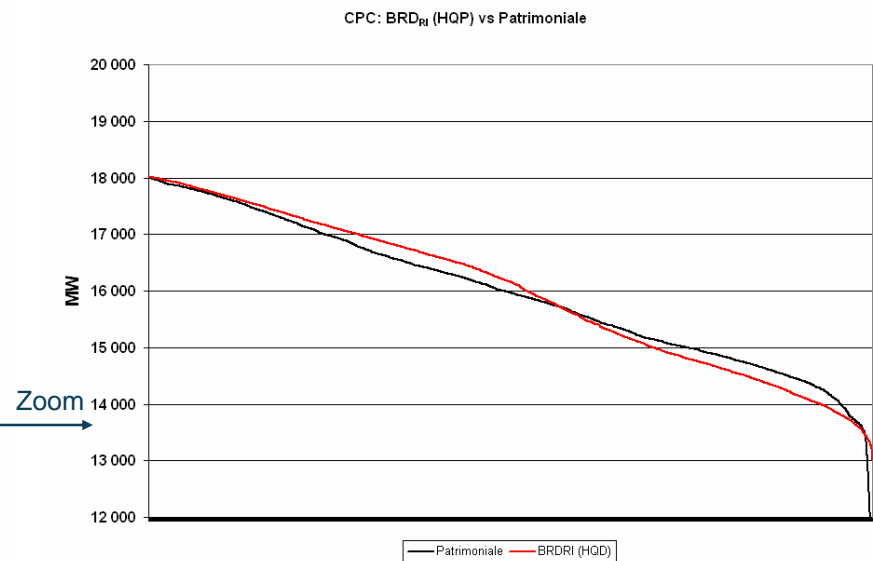
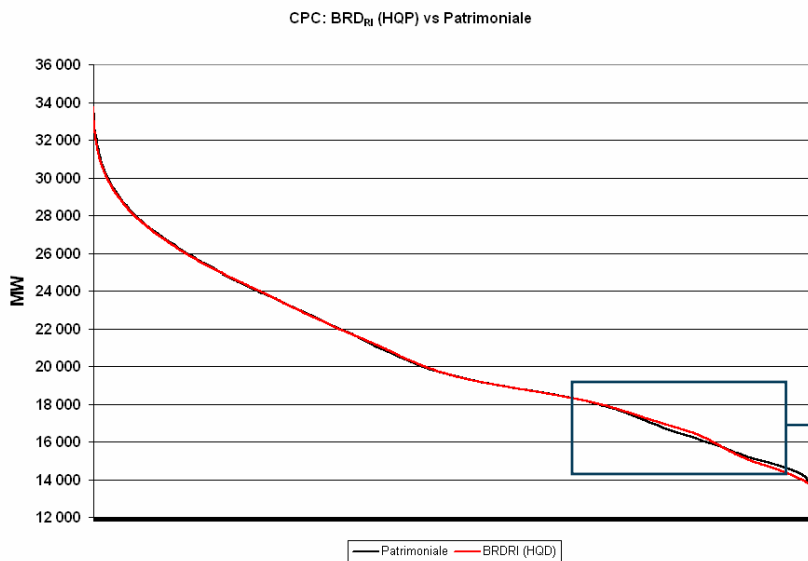
BRD_{RI}	↗	
= Achat de base	---	Fixé
+ Achat de base flexible	---	Fixé
– Réductions de quantités	---	Fixé
+ Achats de CT (sans appel d'offre)		
Mensuels	---	Fixé
Hebdomadaires	---	Fixé
Journaliers ("DAM")	---	Fixé
"Balance of the Day", "Balance of the Week", etc	↗	par HQD
Horaires ("HAM" ou "RT")	↗	par HQD
+ Patrimoniaire + Dépassements (i.e. Contribution de HQP)	↗	par TÉ
+ Électricité interruptible	↗	par TÉ

Contribution d'HQP aux besoins réguliers du Distributeur (BRD)

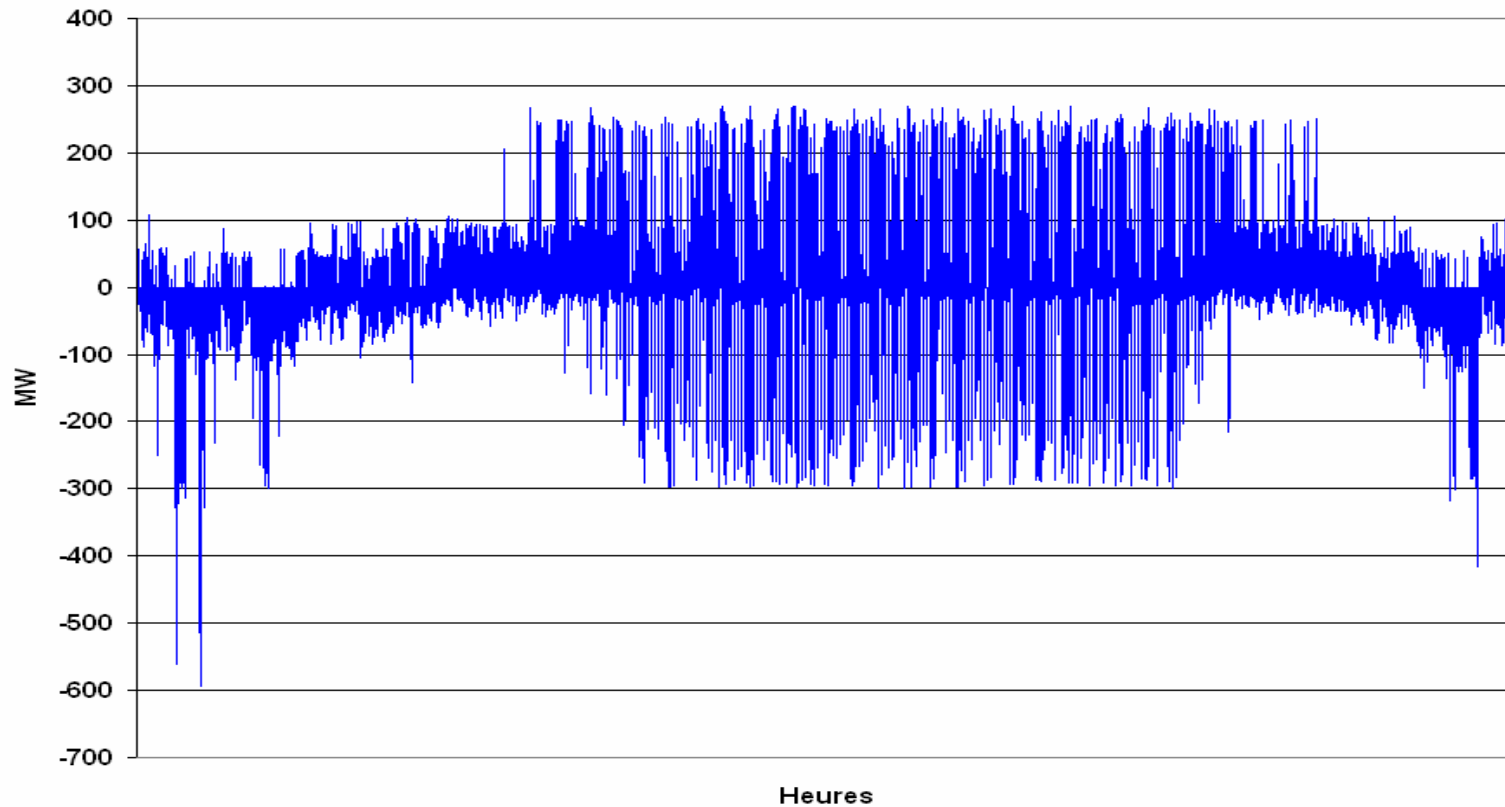
- ◆ Pour chacune des heures de l'année on calcule:
 - La contribution d'HQP aux BRD = $BRD - \text{Achats}_{HQP} - \text{Électricité interruptible}$
- ◆ On détermine ainsi la CPC de la contribution de HQP à la satisfaction des BRD.
- ◆ On compare ensuite cette CPC à la CPC de l'électricité patrimoniale:
 - Si $\Delta > 0 \Rightarrow$ Dépassements
 - Si $\Delta < 0 \Rightarrow$ Électricité patrimoniale inutilisée



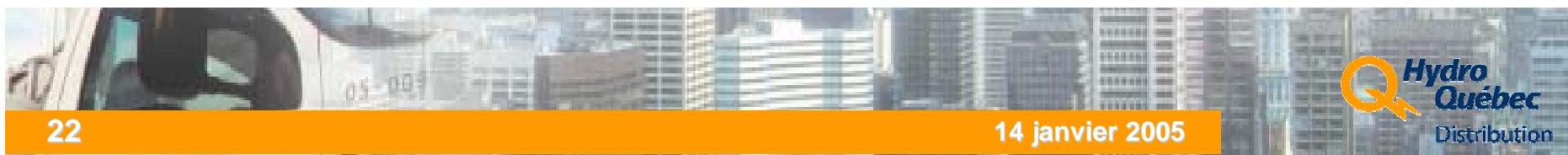
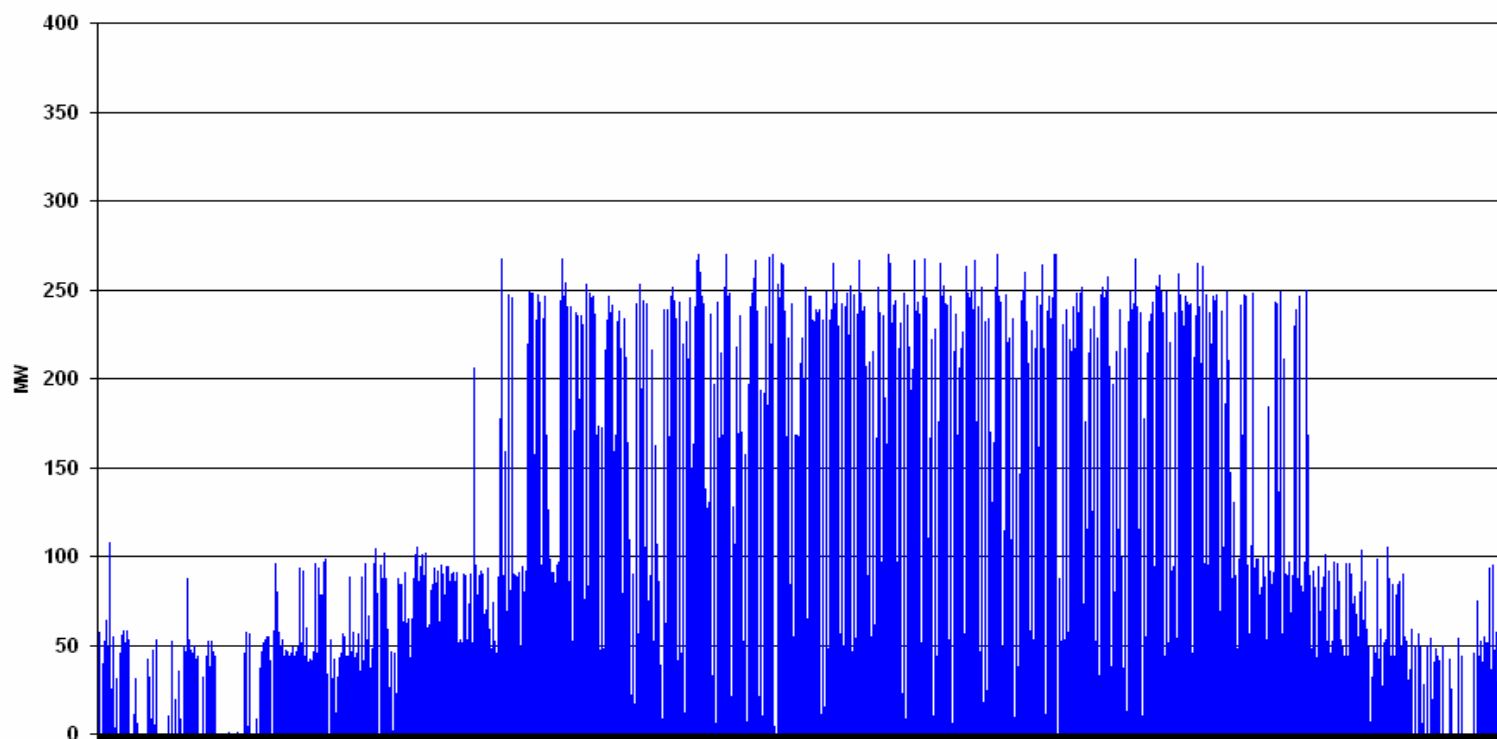
Superposition des courbes de puissances classées en fin d'année



Écart des CPC (chronologique)



Profil chronologique des dépassements



Mesures de performance des stratégies d'approvisionnement de court terme

◆ Indicateurs de performance

- Éléments sur lesquels le Distributeur n'a aucun contrôle:
 - Quantités;
 - Blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement;
 - Prix des marchés;
 - Résultats des appels d'offres.
- Gestion des risques et son impact sur les coûts d'approvisionnement.
- Données de référence:
 - Coûts unitaires (\$/MWh)
 - Approvisionnements globaux
 - Approvisionnements post patrimoniaux
 - Taux d'utilisation de l'électricité patrimoniale
 - Prix de référence des marchés



Critères de décision pour le lancement d'appels d'offres de long terme

- ◆ **Couvrir les besoins du scénario moyen pour un horizon de prévision de 48 mois et plus.**
 - Besoins réguliers sur une base annuelle
 - Besoins avec facteurs d'utilisation élevés

- ◆ **Conserver une dépendance maximale de 5 TWh face aux marchés de court terme à un horizon de quatre ans.**
 - La capacité des interconnexions et le potentiel d'achats sur les marchés de court terme ne sont pas illimités.
 - La décision de recourir aux marchés de court terme à cet horizon pourrait accroître indûment la dépendance face à ces marchés pendant une période de deux à trois ans.
 - Restreindre les appels d'offres de long terme aux producteurs d'électricité situés au Québec afin de conserver un potentiel d'achat de 5 TWh sur les marchés de court terme.

Critères de décision concernant l'acquisition d'un service modulable

- ◆ **Le produit modulable réduit les engagements financiers du Distributeur par rapport au service ferme**
 - Un service ferme occasionnerait des livraisons en base sur une période de 15 ou 20 ans.
 - Un portefeuille composé uniquement d'achats fermes accroît le risque d'engendrer des surplus récurrents.
 - Les surplus seraient écoulés au prix du marché et tous les risques seraient assumés par la clientèle du Distributeur (pendant 15 ou 20 ans).
 - Le produit modulable permet de répartir les risques efficacement entre l'acheteur et le fournisseur.
 - Le produit modulable offre la flexibilité de s'ajuster aux besoins tout en minimisant les coûts fixes.

- ◆ **Le service ferme avec option de réduction des quantités équivaut à un service modulable.**



Critère de fiabilité en puissance

- ◆ Critère mis de l'avant par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC)
 - Probabilité de défaillance n'excédant pas une journée par 10 ans ou encore 2,4 heures par année.
- ◆ L'évaluation de la puissance installée requise doit tenir compte de l'ensemble de la charge québécoise et de la puissance disponible au Distributeur, tout en considérant les pannes, l'entretien, les aléas de la demande, etc.
 - La perte de charge due à un manque de ressources ne doit pas excéder 2,4 heures par année.

Exemple du calcul du critère de fiabilité en puissance

◆ L'Offre

- ◆ Supposons un équipement de production de 10MW dont le taux d'indisponibilité est de 10%, la table suivante montre les probabilités de disponibilité des MW associées à cette machine.

MW	Probabilité de disponibilité
10	90%
0	10%

- ◆ Lorsqu'on dispose d'un second équipement, de 5MW cette fois-ci, dont le taux d'indisponibilité est de 5%, on peut construire une table similaire pour ce second équipement mais aussi une table qui montre la disponibilité totale dans ce parc de production.

MW	Probabilité de disponibilité	Note
15	85,50%	1
10	4,50%	2
5	9,50%	3
0	0,50%	4

Notes

- 1 Les deux équipements doivent être disponibles: $85,5\% = 95\% \times 90\%$
- 2 L'équipement de 10 MW est disponible, celui de 5 MW ne l'est pas: $4,5\% = 90\% \times 5\%$
- 3 L'équipement de 10 MW n'est pas disponible, celui de 50 MW l'est: $9,5\% = 10\% \times 95\%$
- 4 Aucun des deux équipements n'est disponible: $0,5\% = 10\% \times 5\%$



Exemple du calcul du critère de fiabilité en puissance (suite)

- ◆ Pour un parc de production plus important, on peut construire de manière progressive une table de probabilité qui montre tous les états possibles. Ainsi, pour un parc comportant 5 machines de 10 MW avec un taux d'indisponibilité de 10% et 5 autres de 5 MW avec un taux d'indisponibilité de 5%, la table suivante montre les probabilités de disponibilité.

MW	Probabilité de disponibilité
75	45,70%
70	12,00%
65	26,60%
60	6,70%
55	6,30%
50	1,50%
45	0,80%
40	0,20%
35	0,10%
30	0,00%
25	0,00%
20	0,00%
15	0,00%
10	0,00%
5	0,00%
0	0,00%

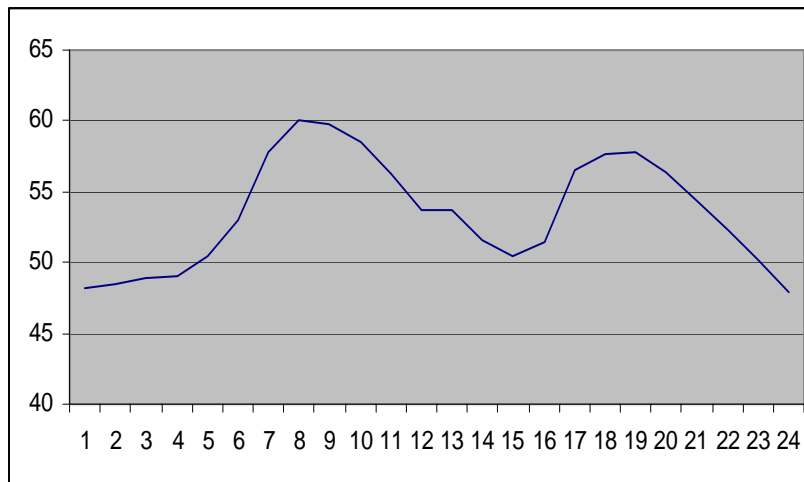
Exemple du calcul du critère de fiabilité en puissance (suite)

- ◆ De cette table, on peut en construire un autre, plus utile qui montre la probabilité qu'un nombre de MW donné soit disponible. Ainsi, dans la table suivante, la probabilité que au moins 70 MW soient disponibles est de 57,7%, totalisant la probabilité de disponibilité de 75 MW et de 70 MW.

MW	Probabilité de disponibilité
75	45,70%
70	57,70%
65	84,40%
60	91,10%
55	97,50%
50	99,00%
45	99,80%
40	99,90%
35	100,00%
30	100,00%
25	100,00%
20	100,00%
15	100,00%
10	100,00%
5	100,00%
0	100,00%

Exemple du calcul du critère de fiabilité en puissance (suite)

- ◆ La demande
- ◆ Le graphique suivant montre l'évolution de la demande lors d'une journée type. Dans ce cas-ci, la demande maximale est de 60 MW.



Heure	Demande
1	48
2	49
3	49
4	49
5	50
6	53
7	58
8	60
9	60
10	59
11	56
12	54
13	54
14	52
15	50
16	51
17	56
18	58
19	58
20	56
21	54
22	52
23	50
24	48

Exemple du calcul du critère de fiabilité en puissance (suite)

- ◆ **Convolution de l'offre et de la demande**
- ◆ Disposant de ces deux informations, il est possible de déterminer la probabilité de perte de charge pour cette journée type en faisant la moyenne pondérée de la probabilité de perte de charge de chaque heure de la journée.
- ◆ Par exemple, la demande est de 48 MW à l'heure 1. Pour satisfaire cette demande, il faut que l'offre lui soit supérieure ou égale. Avec le parc de production dont on dispose, il faut donc que l'offre soit de 50 MW, ce qui correspond à une probabilité de 99%. Ainsi, pour l'heure 1, la probabilité de perte de charge est de 1%.

Exemple du calcul du critère de fiabilité en puissance (suite)

- ◆ Le tableau suivant montre les valeurs pour chaque heure.
- ◆ La probabilité de perte de charge moyenne pour cette journée-type est de 4,4%.
- ◆ Critère du NPCC:
2,4 heures / année
(0,03%)

Heure	Demande	Production nécessaire	Probabilité de disponibilité	Probabilité de perte de charge (LOLP)
1	48	50	99%	1,00%
2	49	50	99%	1,00%
3	49	50	99%	1,00%
4	49	50	99%	1,00%
5	50	50	99%	1,00%
6	53	55	97,50%	2,50%
7	58	60	91,10%	8,90%
8	60	60	91,10%	8,90%
9	60	60	91,10%	8,90%
10	59	60	91,10%	8,90%
11	56	60	91,10%	8,90%
12	54	55	97,50%	2,50%
13	54	55	97,50%	2,50%
14	52	55	97,50%	2,50%
15	50	50	99%	1,00%
16	51	55	97,50%	2,50%
17	56	60	91,10%	8,90%
18	58	60	91,10%	8,90%
19	58	60	91,10%	8,90%
20	56	60	91,10%	8,90%
21	54	55	97,50%	2,50%
22	52	55	97,50%	2,50%
23	50	50	99%	1,00%
24	48	50	99%	1,00%

