

Rencontres techniques sur les tarifs et structures tarifaires du Distributeur

Thème 1 : Tarifs et structures tarifaires du Distributeur
***Rencontre 2 : Options tarifaires en gestion de la
consommation***

2 décembre 2002

Tarifification

Direction Affaires réglementaires et tarifaires

Plan de la présentation

- I. Stratégie d’approvisionnement d’Hydro-Québec Distribution -
Présentation de la Direction Approvisionnement en électricité
- II. Introduction à la gestion de la consommation
- III. Options tarifaires en gestion de la consommation
- IV. Principales avenues examinées dans le cadre du nouveau contexte

I. Stratégie d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution

Présentation de la Direction Approvisionnement en électricité

Contexte de planification

Récents changements au cadre réglementaire

- Ouverture du marché de gros ;
- Ouverture du réseau de transport d'Hydro-Québec ;
- Concept d'électricité patrimoniale ;
- Déréglementation de la production et introduction de la concurrence.

Conséquences du nouveau contexte

- ❑ Plan des ressources remplacé par Plan d'approvisionnement.
- ❑ Électricité patrimoniale :
 - ❖ Approvisionnement garanti de 165 TWh au prix de 2,79 ¢/kWh (fixe quelque soit la saison ou l'heure de la journée). L'énergie est livrée selon un profil prédéterminé.
- ❑ Nouveau paradigme de planification :
 - ❖ Le Distributeur doit rencontrer ses obligations avec un portefeuille de contrats au lieu d'utiliser un parc de production.
- ❑ Approvisionnements additionnels par appel d'offres :
 - ❖ Traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, sauf dans le cas d'un bloc d'énergie déterminé par le Gouvernement ;
 - ❖ Traitement équitable de tous les fournisseurs.

Contexte de planification

Différences avec d'autres juridictions

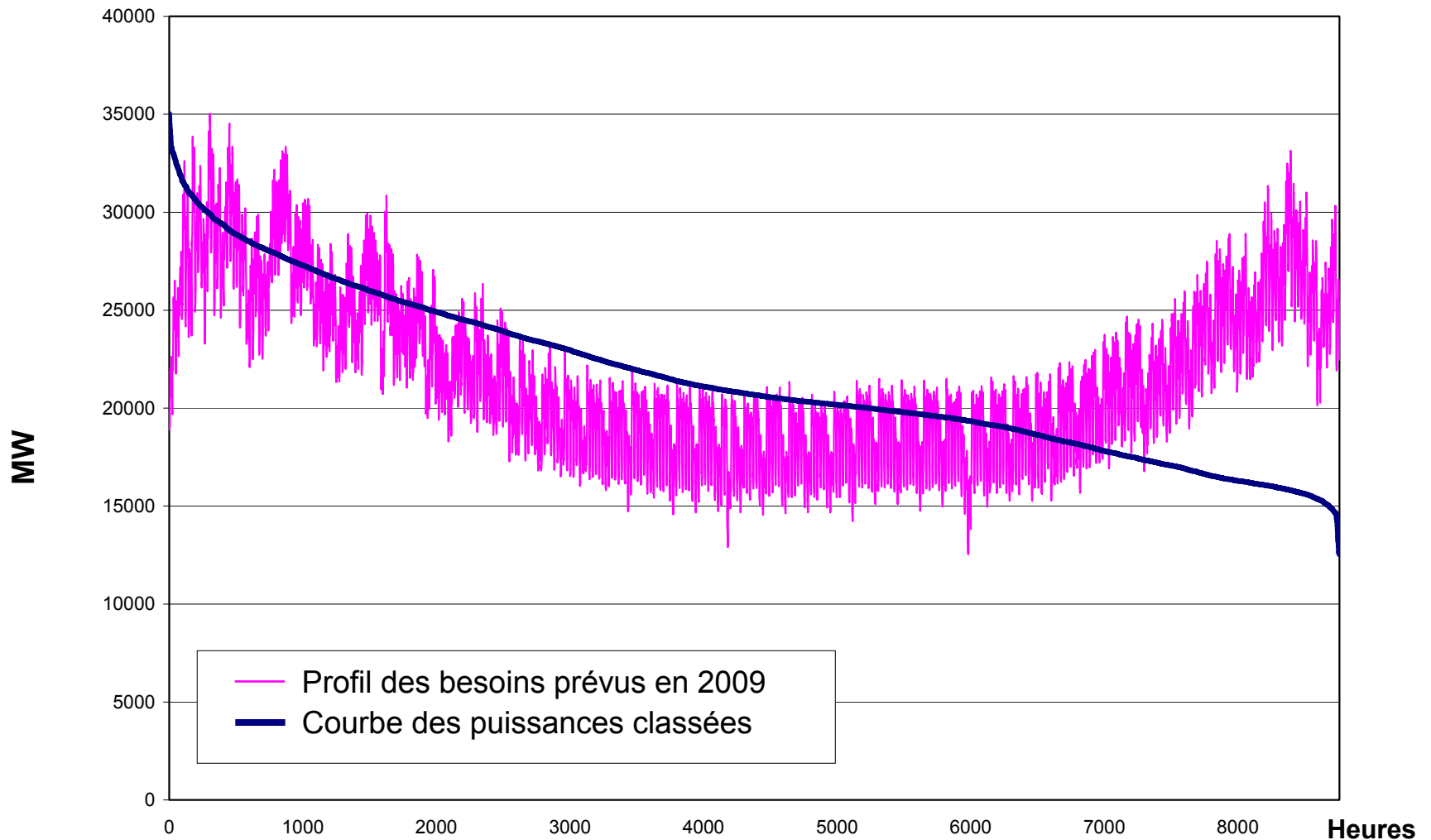
- ❑ Pas d'ouverture du marché de détail et de bourse de l'énergie ;
- ❑ Peu d'électricité disponible au Québec qui ne soit pas liée par contrat de long terme ;
- ❑ Concept d'électricité patrimoniale unique
 - ❖ sources d'approvisionnement traditionnelles limitées seulement en puissance alors que l'électricité patrimoniale est limitée à la fois en puissance et en énergie ;
- ❑ Concept de blocs d'énergie définis par le Gouvernement par voie de réglementation.
 - ❖ exemple : éolienne et biomasse forestière.

Identification des besoins

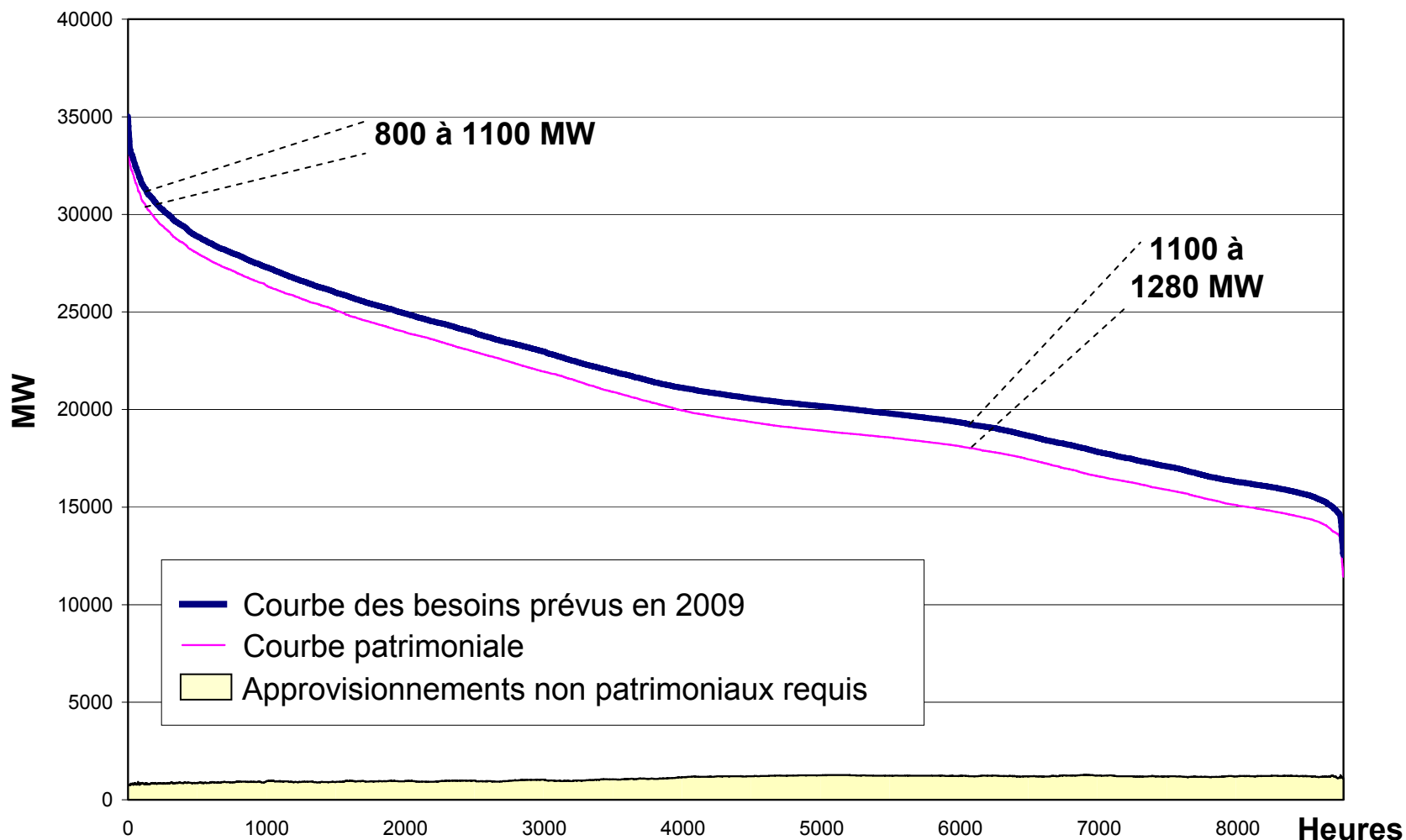
Scénario moyen (énergie en TWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2009	2011
Besoins après économies d'énergie	174,0	177,5	180,3	185,1	187,1	190,2	193,7
<i>Incl. Ventes bi-énergie</i>	2,2	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
<i>Incl. Efficacité Énergétique</i>	-0,0	-0,1	-0,4	-0,6	-0,9	-1,4	-1,5
- Électricité patrimoniale	171,8	175,1	177,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approv. non patrimoniaux requis	2,2	2,3	2,4	6,3	8,2	11,4	14,8
- Contribution Appel d'offres 2002	0,0	0,0	0,0	3,2	6,3	8,9	9,0
= Approv. additionnels requis	2,2	2,3	2,4	3,0	1,9	2,5	5,8

Profil des besoins du Distributeur Année 2009

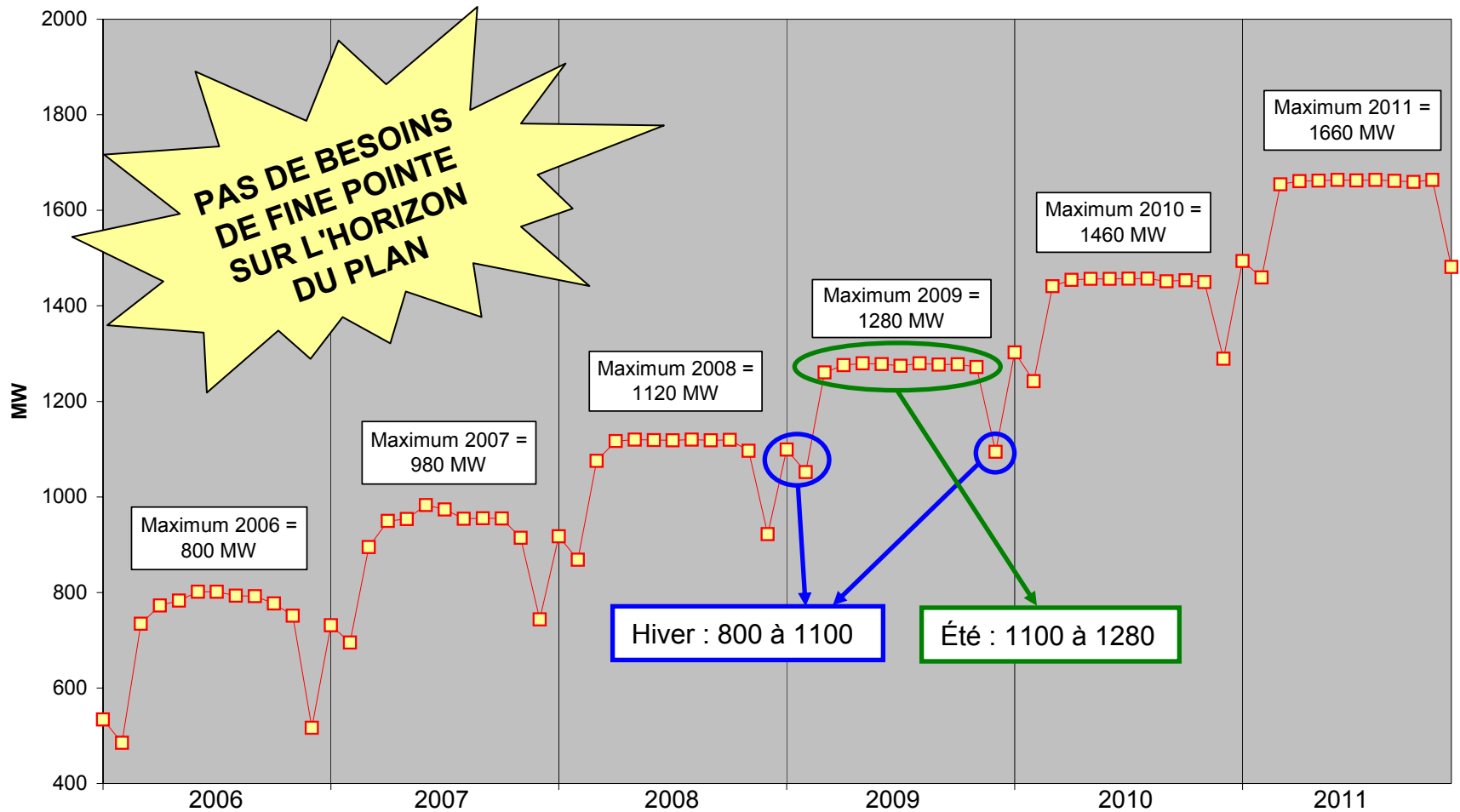


Profil des besoins du Distributeur Année 2009



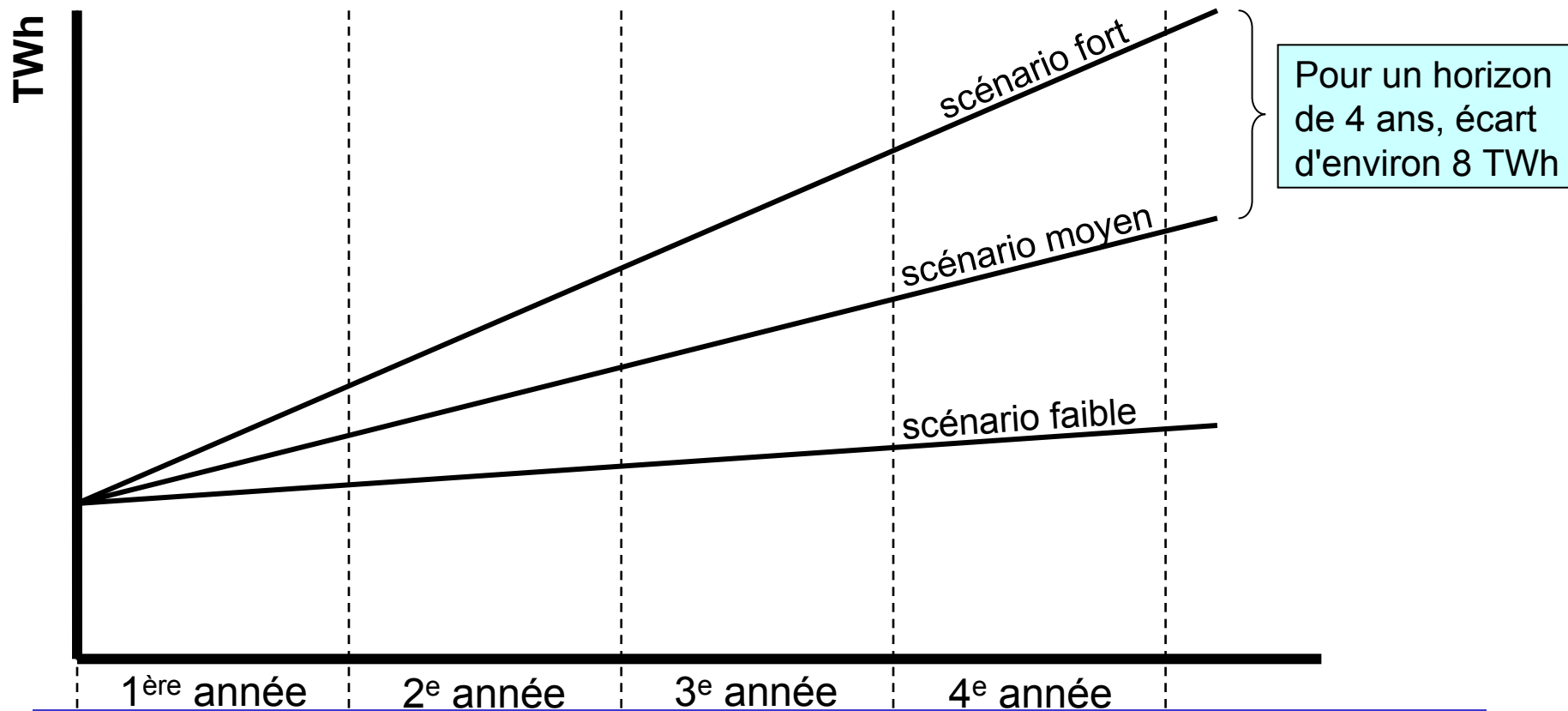
Profil des besoins du Distributeur

Puissance maximale mensuelle 2006 - 2011



Aléas sur les approvisionnements additionnels requis

Impact de l'aléa sur la prévision de la demande



Aléas sur les approvisionnements additionnels requis

Énergie requise à conditions climatiques normales (TWh)

	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2009</u>	<u>2011</u>
Scénario faible	1,5	1,1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Scénario moyen	2,2	2,3	2,4	3,0	1,9	2,5	5,8
Scénario fort	2,2	2,3	7,8	10,4	8,8	14,5	21,6

Stratégies retenues

Flexibilité

❑ Ajustement à des besoins plus grands

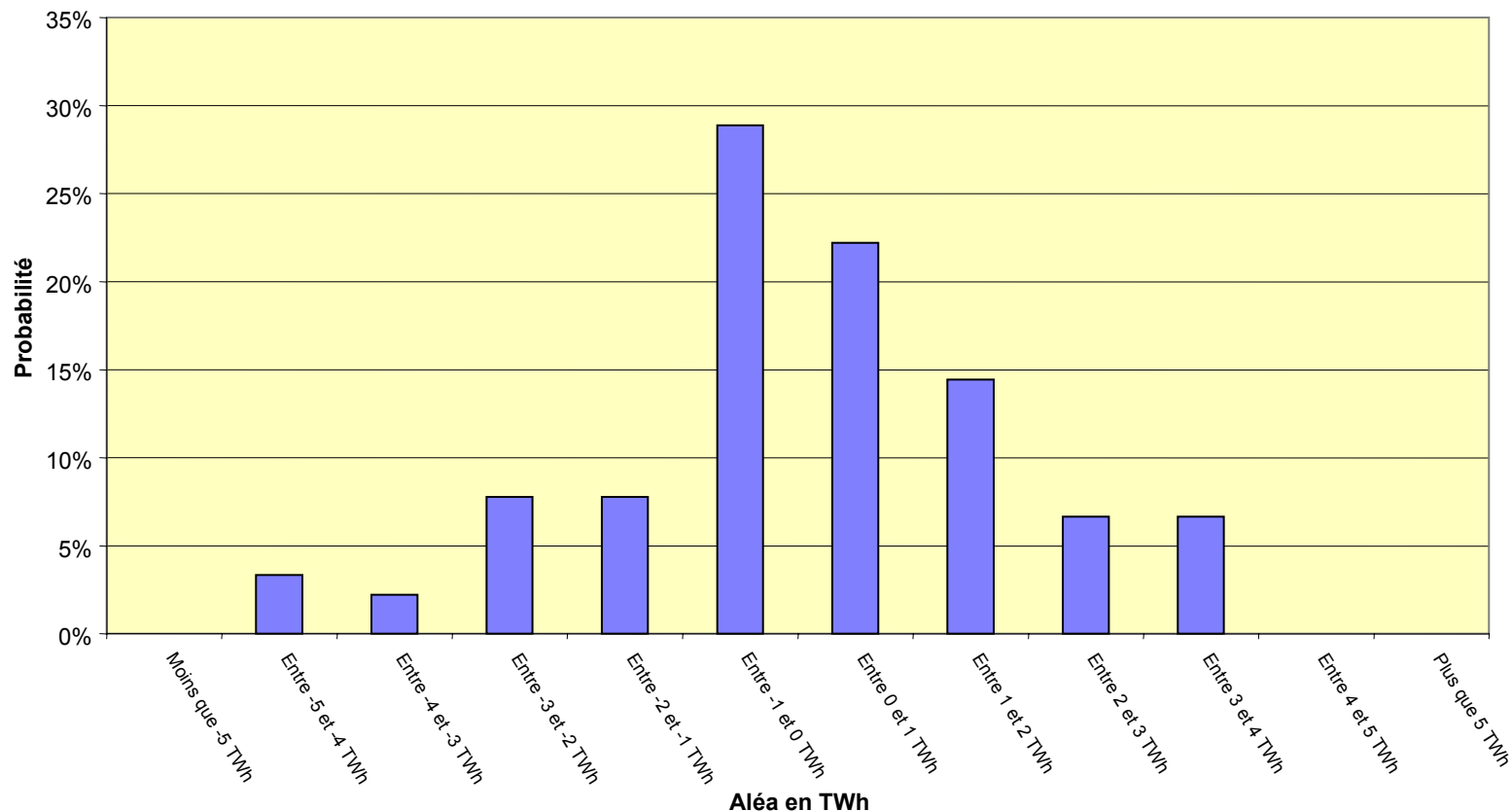
- ❖ Augmentation des quantités d'un appel d'offres en cours ;
- ❖ Utilisation d'une marge de manœuvre (400 MW modulable), pour éviter une trop grande exposition aux marchés de court terme ;
- ❖ Utilisation des marchés de court terme.

❑ Ajustement à des besoins plus faibles

- ❖ Reporter des appels d'offres à venir ;
- ❖ Réduire les quantités d'un appel d'offres en cours ;
- ❖ Utiliser les options de report incluses dans les contrats ;
- ❖ Réduire l'utilisation des moyens flexibles (cyclables ou modulables) ;
- ❖ Revendre les surplus sur les marchés de court terme, par appel de propositions.

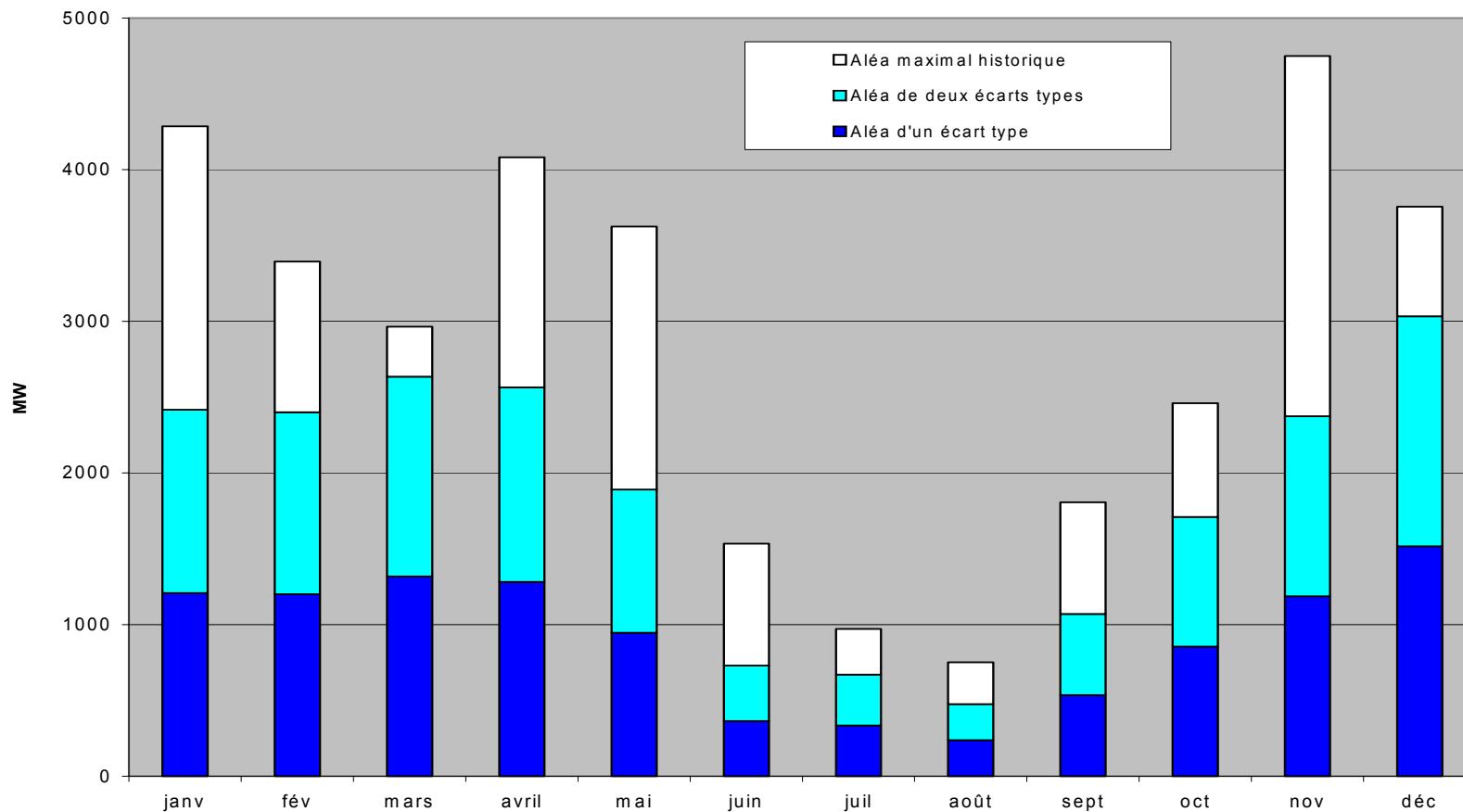
Aléas sur les approvisionnements additionnels requis

Aléa climatique sur les besoins annuels en énergie
Écart type @ 2 TWh



Aléas sur les approvisionnements additionnels requis

Aléa climatique sur les pointes mensuelles



Stratégies retenues

Gestion des aléas climatiques

- ❑ Marché de court terme incluant l'énergie interruptible ;

- ❑ Entente-cadre avec Hydro-Québec Production :
 - ❖ pour la gestion des aléas climatiques au-delà de 1 écart type;
 - ❖ pour la gestion de l'énergie livrée par inadvertance;
 - ❖ doit être soumise à la Régie avant le 31 mars 2004.

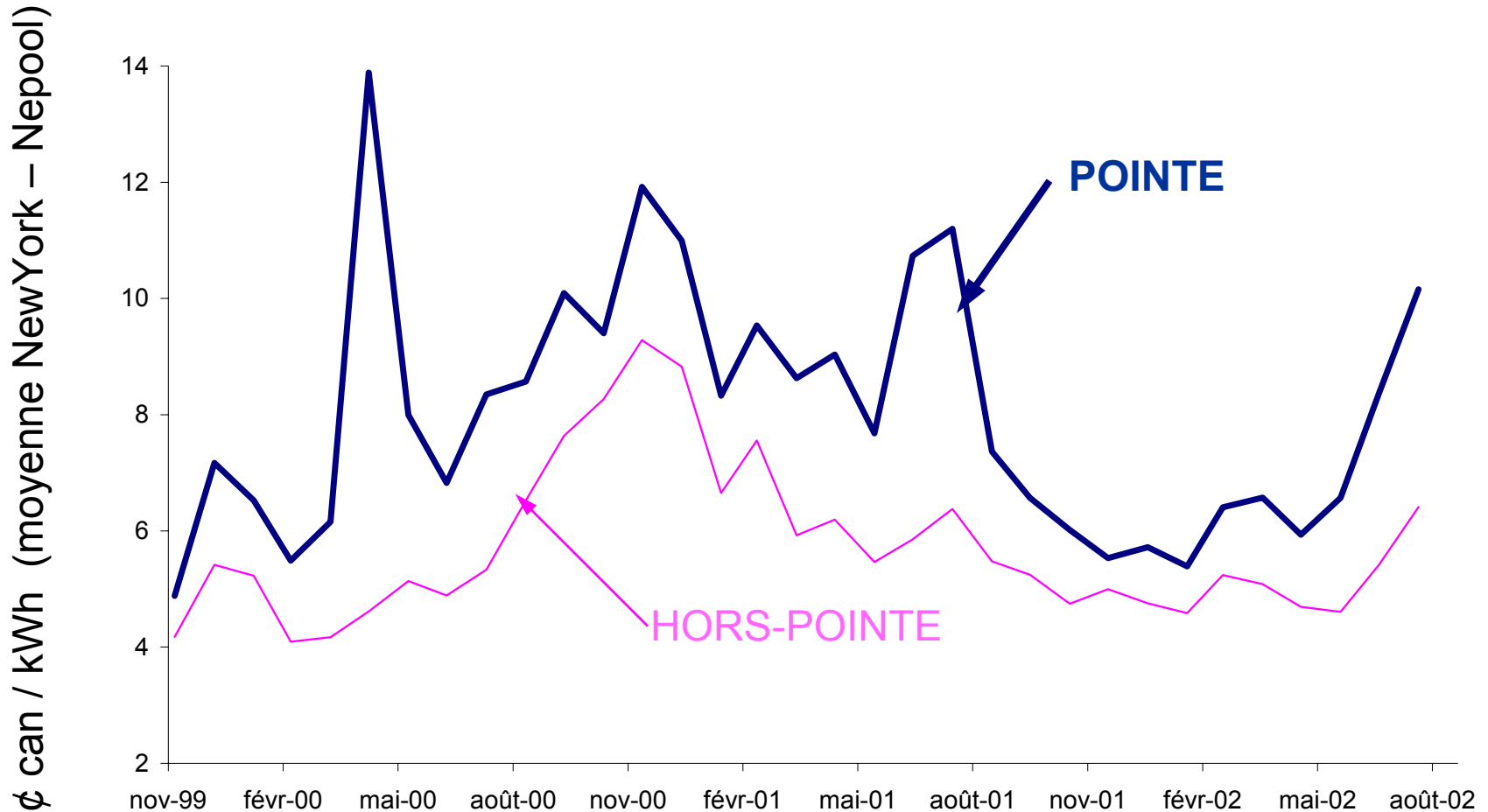
Nouveaux approvisionnements

Coûts et caractéristiques – Contrats de long terme

- ❑ Coût moyen des nouveaux approvisionnements : 6 ¢/kWh (fourniture et transport)
- ❑ Les fournisseurs garantissent :
 - ❖ la date de début des livraisons ;
 - ❖ la régularité du service en puissance et en énergie.
- ❑ Des pénalités s'appliquent en cas de non respect des engagements
- ❑ Des garanties financières sont versées et conservées par Hydro-Québec Distribution tout au long du contrat

Nouveaux approvisionnements

Coûts et caractéristiques – Court terme



Nouveaux approvisionnements

Coûts et caractéristiques – Court terme

- ❑ Les prix sont difficilement prévisibles, très volatils et peuvent fluctuer en fonction des quantités requises par Hydro-Québec Distribution.
- ❑ Des blocs d'énergie pourront être achetés pour des périodes variant de quelques jours à plusieurs mois, en fonction des besoins prévus.
- ❑ Sur le marché horaire ou sur le "Day Ahead Market", il n'existe aucune garantie que la puissance requise sera disponible au moment voulu. Par contre, dans le cas de la couverture des aléas climatiques, HQP garantie l'accès à la puissance installée reliée aux quantités patrimoniales.

II. Introduction à la gestion de la consommation

II. Introduction

- Approvisionnement : contexte historique
 - ❖ Pointe d'hiver
 - ❖ Écart important entre les coûts de fourniture de pointe et hors pointe

- Approvisionnement : contexte actuel
 - ❖ Économie de 2,79 ¢/kWh associée à toute diminution de la consommation
 - Coût de la fourniture patrimoniale identique tout au long de l'année
 - ❖ Besoins additionnels à partir de 2005
 - Possibilité de dépassement des approvisionnements même en été ou la nuit
 - ❖ Coût marginal d'approvisionnement de 6 ¢/kWh
 - Écart pointe/hors pointe de 1 ¢/kWh

II. Introduction

- Les options tarifaires en gestion de la consommation favorisent généralement le déplacement de charges de la période de pointe vers la période hors pointe en permettant aux clients de réaliser des économies sur leur facture d'électricité.

- La gestion de la consommation réduit les pointes quotidiennes et saisonnières.
 - ❖ Optimisation de l'utilisation du réseau
 - ❖ Économie sur les coûts engagés pour répondre à la pointe

- Hydro-Québec a introduit les options tarifaires en gestion de la consommation dans les années 80 pour écouler ses surplus sans toutefois affecter la pointe du réseau.

II. Introduction

- La Loi sur la Régie de l'énergie exclut du volume de consommation patrimonial certains tarifs de gestion de la consommation.
 - ❖ Approvisionnement par appels d'offres pour obtenir un coût de fourniture sur la base des prix du marché

- Les tarifs de gestion de la consommation visés par la Loi doivent satisfaire l'une des 2 conditions suivantes :
 - ❖ le coût de fourniture est établi en fonction du prix du marché;
 - ❖ le service peut être interrompu par le distributeur.

III. Options tarifaires en gestion de la consommation

III. Options tarifaires en gestion de la consommation

- Options tarifaires en gestion de la consommation incluses dans le volume de consommation patrimoniale
 - ❖ Tarif DT
 - ❖ Tarif DH

- Options tarifaires en gestion de la consommation exclues du volume de consommation patrimoniale
 - ❖ Tarif BT
 - ❖ Tarification en temps réel (Tarifs LR et MR)
 - ❖ Tarif LC
 - ❖ Programmes de puissance interruptible I et II
 - ❖ Option d'achat de puissance en situation d'urgence

Options tarifaires en gestion de la
consommation incluses dans le
volume de consommation patrimoniale

1. Tarif DT : Historique

- Dans les années 80, Hydro-Québec encourage le chauffage bi-énergie au secteur résidentiel.
 - ❖ Pour réduire les problèmes de pointe et atténuer la tendance naturelle du marché à acquérir des systèmes de chauffage TAE

- Le tarif DT est introduit au règlement tarifaire dans sa forme actuelle en 1987.
 - ❖ Tarif selon la température extérieure
 - ❖ Admissibilité conditionnelle à l'installation d'un compteur à double registre et d'un système bi-énergie
 - ❖ Installation d'un voyant lumineux qui indique au client si le prix pointe ou le prix hors pointe s'applique

1. Tarif DT

- Domaine d'application
 - ❖ Tarif optionnel pour les clients domestiques qui utilisent, principalement à des fins d'habitation, un système bi-énergie
 - Avec commutateur relié à une sonde thermique permettant le changement de registre du compteur et le transfert automatique d'une source d'énergie à l'autre
 - ❖ L'électricité est la source principale de chauffage.
 - Le combustible est utilisé lorsque la température diminue en bas d'un certain seuil ($< -12^{\circ}\text{C}$ ou -15°C selon la région)
 - ❖ Depuis le 30 avril 2001, sont exclues du tarif DT les exploitations agricoles (avec puissance installée > 10 kW)

- En 2001, environ 115 000 abonnés totalisant 115 M\$ et 2,5 TWh dont l'appoint est principalement au mazout

1. Tarif DT - Structure

- Le tarif DT s'applique sur tous les usages de consommation. Il comporte une redevance et deux prix pour l'énergie qui varient selon la température extérieure
 - ❖ Prix hors pointe de 3,47 ¢/kWh lorsque la température $\geq -12^{\circ}\text{C}$ (ou -15°C selon les zones climatiques)
 - ❖ Prix de 15,54 ¢/kWh lorsque la température $< -12^{\circ}\text{C}$ (ou -15°C selon le cas)

TARIF DT AU 1 ^{ER} MAI 1998	
Redevance	39,00 ¢/jour
Prix de l'énergie hors-pointe	3,47 ¢/kWh
Prix de l'énergie en pointe	15,54 ¢/kWh

- Estimation de l'effacement annuel de 688 GWh correspondant à 880 MW en 2003-2004, soit 7,3 kW par client (à la pointe, incluant les pertes)

1. Tarif DT - Calibrage

- ❑ Le tarif DT est calibré pour obtenir une facture équivalente au tarif D pour une résidence unifamiliale lorsque le client utilise uniquement l'électricité pour satisfaire tous ses besoins de chauffage.
- ❑ La redevance est équivalente à celle du tarif D pour récompenser tout effort de gestion de la part du client, malgré le coût des compteurs à double registre plus coûteux.
- ❑ Le prix hors pointe est établi de façon à maintenir un avantage concurrentiel par rapport au mazout (équivalence : 26,21 ¢/litre).
- ❑ Le prix en pointe de 15,54 ¢/kWh assure la neutralité du tarif tout en étant suffisamment dissuasif pour inciter le client à utiliser une source alternative d'énergie pour le chauffage ainsi qu'à déplacer certaines charges de base.
 - ❖ Prix de l'énergie en pointe équivalent à 1,17 \$/litre

1. Tarif DT : Position concurrentielle

Position concurrentielle - Septembre 2002 * (Chauffage des locaux et de l'eau)

	Frais d'énergie	Frais d'énergie, d'acquisition et d'entretien
Électricité (plinthes)	100	100
Mazout	94	134
Gaz naturel	132	161
Bi-énergie (mazout)	71	129

* Prix du mazout et du gaz naturel de 41,5 ¢/litre et de 19,659 ¢/m³.

1. Tarif DT : Économies

- En 1987, le tarif a été conçu pour que les clients bi-énergie ayant une maison unifamiliale moyenne réalisent une économie annuelle sur la facture d'électricité de 200 \$.

- En 2001-2002, pour l'ensemble de la clientèle bi-énergie résidentielle, l'économie moyenne sur la facture d'électricité s'élève à 370 \$, soit 27 % par rapport au tarif D.
 - ❖ Le tarif DT est calibré sur la base d'une année normale.
 - Une année plus chaude augmente la consommation facturée en période hors pointe et augmente l'économie.
 - Une année plus froide augmente la consommation facturée en pointe et diminue l'économie.
 - ❖ Le fait de maintenir un prix concurrentiel hors pointe favorise les économies.

1. Tarif DT : Économies (suite)

- Pour un client moyen, l'économie nette sur la facture énergétique totalise 169 \$ en 2001-2002, soit 9 % par rapport au tarif D.
 - ❖ Facture énergétique incluant :
 - la facture de mazout et
 - le différentiel de coûts des frais d'entretien d'un système bi-énergie par rapport à des plinthes.

2. Tarif DH

- Au début des années 90, certains intervenants ont exprimé le souhait qu'Hydro-Québec offre une tarification différenciée dans le temps au marché résidentiel.
 - ❖ Cette tarification permettrait à Hydro-Québec d'éviter des coûts en période de pointe et de transférer la plus grande partie de cette économie à la clientèle.

- Hydro-Québec entreprend en 1993 une expérience pilote de tarification différenciée dans le temps dans la région de St-Jérôme.
 - ❖ Ce projet pilote a permis d'évaluer la réaction de la clientèle à une tarification pointe/hors pointe.
 - ❖ 3,5 % de l'échantillon initial de 20 000 clients était prêt à s'engager
 - borne supérieure des résultats obtenus par les autres compagnies en Amérique du Nord
 - 450 clients ont été retenus

2. Tarif DH : Structure

- Tarif horo-hebdo-saisonnier qui s'applique sur tous les usages de consommation. Il comporte une redevance et deux prix pour l'énergie.
 - ❖ Le tarif DH est calibré pour produire des revenus équivalents au tarif D, c'est-à-dire que sans effort additionnel de la part du client, sa facture demeure inchangée.
 - ❖ Les prix et les périodes horaires ont été conçus de façon à être pratique pour le client tout en couvrant la majorité des heures de pointe du réseau.
 - Prix en pointe de 12,96 ¢/kWh pour l'énergie consommée en période d'hiver, entre 6 h et 11 h et entre 15 h et 22 h, du lundi au vendredi inclusivement
 - Prix hors pointe de 3,51 ¢/kWh le reste du temps

TARIF DH AU 1 ^{ER} MAI 1998	
Redevance	39,00 ¢/jour
Prix de l'énergie	
Hors pointe	3,51 ¢/kWh
Pointe	12,96 ¢/kWh

2. Tarif DH : Résultats

- Hiver 1993-1994
 - ❖ La moitié des participants se sont prévalus de l'offre de remboursement pouvant aller jusqu'à 200 \$ pour des équipements de gestion de la consommation (thermostats programmables, minuteries pour chauffe-eau).
 - ❖ Économie réelle moyenne d'environ 90 \$ par client
 - Selon le profil de consommation et la possibilité de modifier les habitudes de consommation.
 - ❖ Effacement moyen de 0,83 kW par client
 - Impact sur le réseau de 0,66 kW par client

- Hiver 1994-1995
 - ❖ Installation d'accumulateurs thermiques locaux chez 38 clients
 - Effacement additionnel de 0,73 kW par client mais l'effet de reprise limite l'impact sur le réseau

2. Tarif DH : Constats

- ❑ Décision en 1996 de ne pas élargir le domaine d'application du tarif DH en raison de l'absence de besoin de puissance
- ❑ Le tarif DH varie en fonction d'heures fixes alors que les besoins du Distributeur peuvent maintenant survenir en tout temps.
- ❑ Le compteur horaire utilisé dans le cadre du projet pilote ne pourrait pas servir à une implantation majeure de la TDT.
- ❑ Effritement de cette clientèle
 - ❖ En date de 2001, il ne restait plus que 194 clients au tarif DH totalisant environ 230 000 \$ et 4 GWh.

Options tarifaires en gestion de la
consommation exclues du volume
de consommation patrimoniale

1. Tarif BT

- ❑ Tarif BT introduit en mai 1992
- ❑ Tarif optionnel pour les clients CII utilisant un système bi-énergie
 - ❖ Applicable uniquement à la charge de chauffage
- ❑ Structure tarifaire

Tarif BT au 1 ^{er} mai 1998	
Redevance mensuelle	
Fixe	33,15 \$
Variable (applicable à la puissance contractuelle)	6,18 ¢/kW
Prix de l'énergie	
En période hors pointe	3,32 ¢/kWh
En période de pointe ou de reprise	
pendant 25 ou 40 heures d'utilisation de la puiss. contrac.	7,41 ¢/kWh
pour le reste de l'énergie	46,00 ¢/kWh
Prime de dépassement de la puissance contractuelle	12,78 \$/kW

- ❑ En 2001, 4 671 abonnements totalisant 1 600 GWh et des revenus de 56 M\$

1. Tarif BT : Historique

- Un premier programme bi-énergie CII (tarif B) a été introduit en 1983 afin d'écouler les surplus occasionnés par la mise en service de la phase 1 du complexe La Grande dans un contexte de récession économique.
 - ❖ Coût marginal de la fourniture pratiquement nul
 - ❖ Programme de subvention pour l'installation de chaudière électrique chez les clients qui utilisent du combustible
 - ❖ Introduction d'un mécanisme de permutation de sources d'énergie relié à une sonde de température pour éviter d'occasionner des coûts de transport et de distribution
 - ❖ Prix de l'électricité inférieur à celui des combustibles (contrat de 4 ans assorti d'une consommation minimale)
 - ❖ Résultats en 1989 : 9 400 abonnements et 4,3 TWh

1. Tarif BT : Historique

- ❑ En raison d'une faible hydraulité, Hydro-Québec rachète en 1990 une année de consommation aux contrats bi-énergie.
 - ❖ Introduction d'un nouveau tarif bi-énergie (tarif BG) dont le prix est fixé au règlement tarifaire plutôt qu'indexé aux prix des combustibles

- ❑ En 1992, Hydro-Québec introduit au règlement tarifaire une clause de rappel de la bi-énergie pour se préparer à une éventuelle situation de faible hydraulité.

- ❑ En 1993, Hydro-Québec introduit la télécommande.
 - ❖ Effacement plus efficace en période de pointe et ventes additionnelles (100 heures d'interruption plutôt que 500 heures avec la sonde)
 - ❖ Introduction d'une tarification différenciée pointe/hors pointe

1. Tarif BT : Historique

- À partir d'octobre 1993, Hydro-Québec introduit un rabais sur le prix de l'énergie pour refléter le coût d'opportunité à la baisse et maintenir les ventes face à la concurrence.
 - ❖ Rabais de 10 % à partir du 1^{er} octobre 1993
 - ❖ Rabais de 25 % du 1^{er} septembre 1994 au 30 septembre 1997

- En 1996, un moratoire est décrété pour l'adhésion de nouveaux clients bi-énergie.
 - ❖ Augmentation du coût d'opportunité
 - ❖ Effritement de la clientèle bi-énergie
 - ❖ Difficultés techniques importantes rencontrées lors de l'implantation de la télécommande
 - Début en 1998 du retrait complet de tous les équipements de contrôle dans l'intention éventuelle d'abolir le tarif BT

1. Tarif BT : Nouveau contexte

- En juin 2000, le gouvernement modifie la Loi sur la Régie de l'énergie.
 - ❖ À titre de tarif de gestion de la consommation conformément à l'article 52.1, les ventes au tarif BT sont exclues du volume de consommation patrimoniale.
 - ❖ Le coût de la fourniture devrait être établi sur la base du prix du marché suite à un appel d'offres.

- En octobre 2001, Hydro-Québec demande l'abrogation du tarif BT (R-3471-2001).
 - ❖ Un tarif qui couvre la totalité des coûts ne serait pas concurrentiel avec les autres opportunités du client et éliminerait à peu près toute vente à la bi-énergie

1. Tarif BT: Nouveau contexte

- En mai 2002, la Régie rend sa décision (D-2002-115).
 - ❖ Reconnaît que le tarif BT est un tarif de gestion de la consommation au sens de la Loi puisqu'il permet au Distributeur de réduire le niveau des livraisons pendant une pénurie
 - ❖ Incite Hydro-Québec à proposer un tarif dont la fonction gestion de la consommation serait applicable pour les clients actuels du tarif BT
 - Tenir compte d'un prix de marché sur la base des soumissions obtenues des fournisseurs et des résultats de l'étude d'allocation des coûts du Distributeur

- La Régie s'attend à ce que le Distributeur propose une stratégie d'approvisionnement adaptée à la nature du tarif BT (D-2002-169).

2. Tarification en temps réel (TTR)

- Hydro-Québec a instauré un projet pilote de tarification en temps réel.
 - ❖ en novembre 1994 pour la grande puissance (Tarif LR)
 - ❖ en mai 1996 pour la moyenne puissance (Tarif MR).

- La TTR consiste à facturer une partie de la consommation du client à un prix horaire qui reflète la situation d'équilibre sur le réseau.
 - ❖ Le prix horaire est établi en fonction des prix d'achat ou de vente d'électricité sur les marchés internes et externes.

2. Facturation à la TTR

- ❑ Formule tarifaire composée de 2 éléments
 - ❖ Facture de référence
 - ❖ Facture marginale

- ❑ Facture de référence : le client s'engage à assumer une facture au tarif régulier (tarifs M ou L) pour sa consommation de référence
 - ❖ historique des 12 périodes de consommation consécutives antérieures à sa première adhésion à la TTR
 - Au tarif LR, la référence est établie pour chacune des 8 760 heures de l'année
 - Au tarif MR, une moyenne horaire est établie pour l'énergie et la puissance de l'été ainsi que pour l'hiver.
 - ❖ ajustements pour refléter le niveau et le profil de la consommation normale du client au tarif régulier
 - ❖ révision au moment du renouvellement annuel

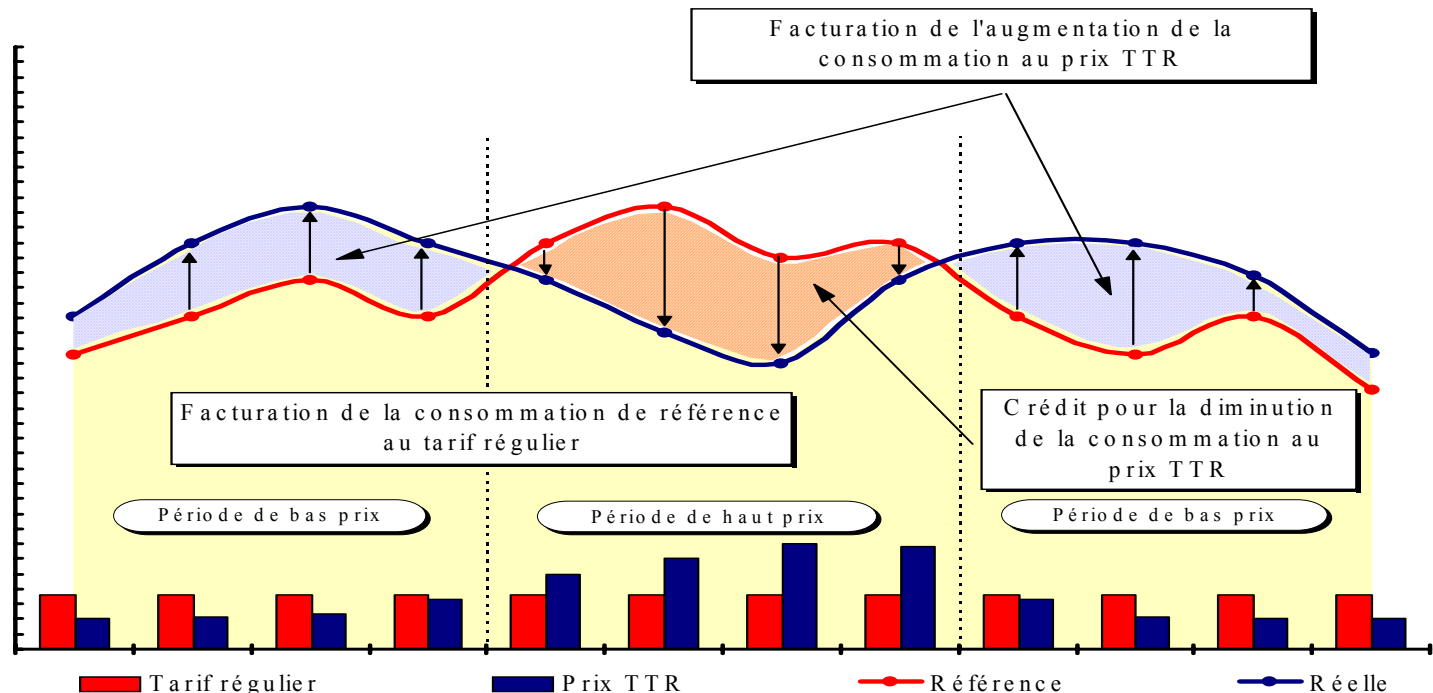
2. Facturation à la TTR (suite)

- ❑ Facture marginale : le client sera facturé ou crédité à un prix d'énergie susceptible de varier à chaque heure pour
 - ❖ toute variation à la hausse ou à la baisse de la consommation réelle par rapport à la consommation de référence

- ❑ Cette formule assure la neutralité tarifaire, c'est-à-dire une facture égale à celle calculée selon le tarif régulier lorsque la consommation réelle est équivalente à leur consommation de référence.

2. Facturation à la TTR (suite)

- ❑ Les clients peuvent profiter de la TTR :
 - ❖ En réduisant ou en déplaçant leur consommation lorsque les prix sont élevés.
 - ❖ En augmentant leur consommation lorsque les prix sont bas.



2. TTR: Avantages au plan tarifaire

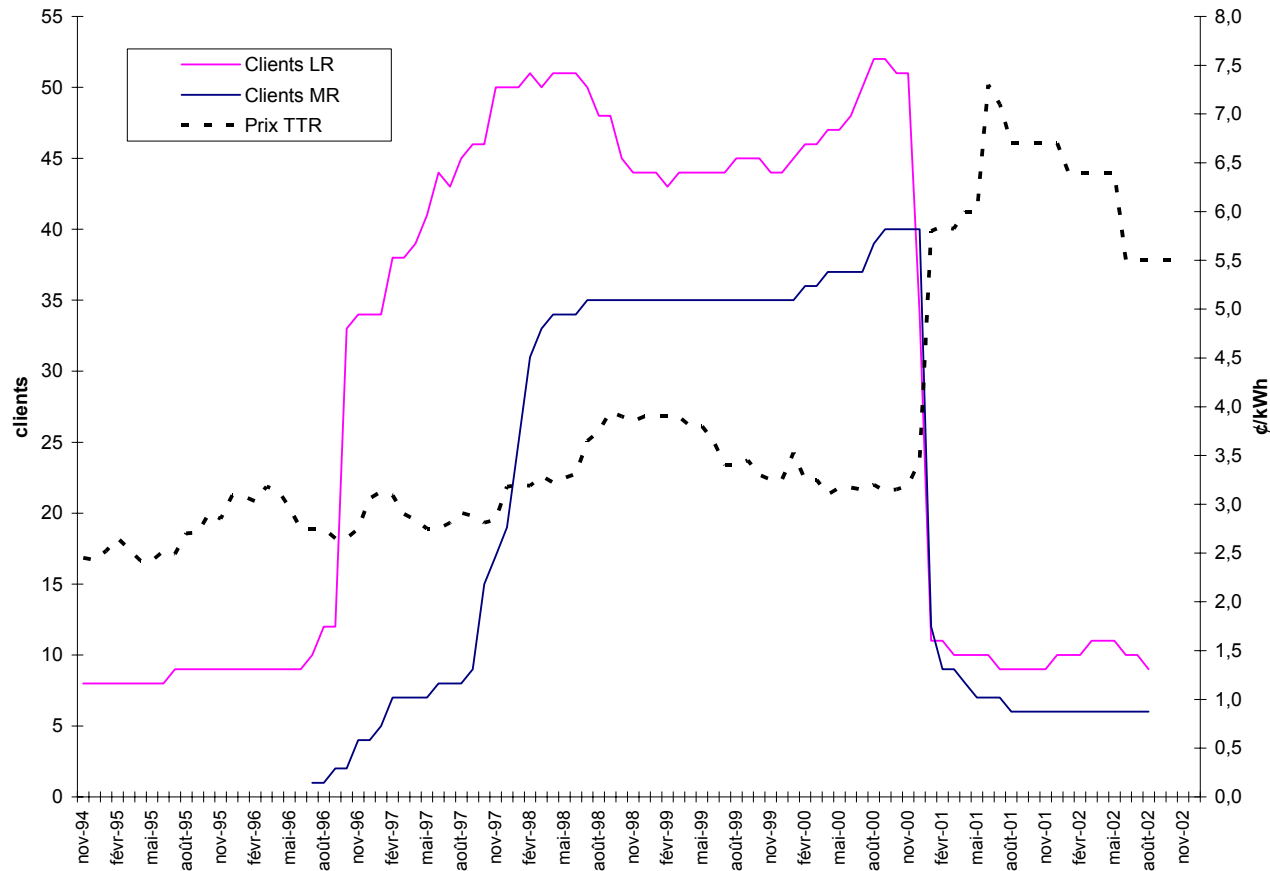
- En introduisant un mécanisme de prix plus précis qui reflète presque instantanément la situation sur le réseau , Hydro-Québec avait comme objectifs :
 - ❖ d'obtenir un meilleur équilibre offre-demande;
 - ❖ d'offrir une option tarifaire plus flexible qui accroît la compétitivité d'HQ;
 - ❖ d'offrir, pour un segment restreint de la consommation, un premier marché «spot» au Québec.

2. TTR : Clientèle visée

- Clients qui effectuent un suivi régulier de leur consommation et gèrent efficacement leur consommation énergétique, plus particulièrement en période hivernale
 - ❖ Part importante de l'électricité dans les coûts d'exploitation
- Clients qui acceptent que leur facture ne soit pas déterminée à l'avance et qui peuvent tolérer des fluctuations de prix.

2. Évolution des prix horaires et des clients

- Baisse importante du nombre d'abonnements aux tarifs LR et MR depuis la hausse des prix horaires



3. Tarif LC

- Programme d'électrification des chaudières industrielles en 1983 en vue d'écouler les surplus d'énergie
 - ❖ Assistance financière pour l'achat et l'installation des chaudières
 - ❖ Prix de l'énergie établi en fonction du prix du mazout remplacé
 - ❖ Ententes intervenues avec 400 clients totalisant 3 200 MW
 - ❖ Ventes d'électricité excédentaires de 12,5 TWh en 1987

- Rachat des contrats d'électricité excédentaire en 1988 en raison de la forte augmentation de la demande et de la faible hydraulité

3. Tarif LC

- Tarif LC offert à partir de 1989 aux clients de grande puissance au titre duquel l'électricité excédentaire intermittente est livrée pour servir d'appoint à une chaudière alimentée au combustible
 - ❖ Maintien d'un parc de chaudières électriques afin d'écouler certains surplus temporaires d'électricité
 - ❖ Introduction simultanée d'un tarif de dépannage LP pour ces mêmes chaudières

- Prix de l'énergie déterminé par processus de soumission

Tarif LC au 1 ^{er} mai 1998	
Redevance annuelle	1 000 \$
Prix de l'énergie	Déterminé par soumission
Pénalité pour consommation sans autorisation	1,00 \$/kWh

3. Tarif LC

- ❑ Le distributeur peut, en fonction des besoins de gestion ou de la disponibilité de son réseau, refuser la livraison de l'électricité.
 - ❖ Tarif exclus du volume de consommation patrimoniale

- ❑ À ce jour, aucun abonnement au tarif LC
 - ❖ Parc de chaudières d'environ 300 MW en opération grâce au tarif LP

4. Programmes de puissance interruptible I et II

- Programmes de puissance interruptible limitée aux clients de grande puissance
 - ❖ Potentiel interruptible important
 - ❖ Nécessaire d'avoir un facteur d'utilisation élevé pour maximiser la puissance interruptible effective
 - ❖ Intérêt si l'électricité représente une part importante des coûts d'exploitation

4. Programmes de puissance interruptible I et II

- Programme de puissance interruptible I introduit en octobre 1989
 - ❖ Rabais fixes et variables déterminés en fonction du coût d'une turbine à gaz
 - ❖ Hiver 1999-2000: 31 clients totalisant 1 140 MW et des rabais fixes de 45,7 M\$
 - ❖ Aucune interruption entre 1994 et 2000

- Fin du programme de puissance interruptible I en septembre 2000 pour un premier bloc de 720 MW et en septembre 2002 pour un second bloc de 420 MW
 - ❖ N'est plus compétitif en raison de l'ampleur des rabais et des modalités d'application contraignantes pour le producteur

- Programme de puissance interruptible II approuvé en avril 2001 dont les modalités d'application sont renouvelables annuellement
 - ❖ Mieux adapté en termes de modalités d'application aux nouvelles réalités du marché de l'électricité

4. Modalités des programmes I et II

Modalités principales	Programme I			Programme II	
	Option I	Option II	Option III	Option A	Option B
Rabais fixe en \$ / kW (puissance)	27,65 \$	35,41 \$	39,23 \$	15,00 \$	8,00 \$
Rabais variable en ¢ / kWh (énergie)	6,94	6,94	6,94	8,50	5,50
Délai du préavis (heures) :	18	18	18	15 min.	3
Nombre maximal d'interruptions par jour :	2	2	1	-	2
Intervalle minimal entre 2 interruptions (heures) :	4	4	7	4	4
Nombre maximal d'interruptions par année de référence :	30	20	9	15	30
Durée maximale d'une interruption (heures) :	3	5	16	4	Min. 4 Max. 16
Durée maximale des interruptions par année (heures) :	90	100	144	60	300

4. Programmes de puissance interruptible I et II

- Bilan du programme II 2000-2001
 - ❖ 16 clients totalisant 514 MW et des rabais totaux de 9,3 M\$
 - ❖ Selon les clients, de 34 à 55 heures d'interruption (26,8 GWh)

- Aucun nouveau programme de puissance interruptible depuis le 1^{er} décembre 2001
 - ❖ Aucun besoin en puissance exprimé par le Producteur
 - ❖ Absence à court terme de besoins en puissance pour le Distributeur

5. Option d'achat de puissance en situation d'urgence

- ❑ Programme introduit le 31 août 1994 pour privilégier, lorsque la situation le permet, les entreprises québécoises plutôt que de recourir à des achats auprès des réseaux voisins
 - ❖ Option plus flexible que la puissance interruptible I
 - Préavis d'une heure
 - Rabais variable seulement de 5,5 ¢/kWh pour une durée maximale de 5 heures par interruption
 - Aucune limite quotidienne, mensuelle ou annuelle quant au nombre d'interruptions

- ❑ Domaine d'application
 - ❖ Clients participant au programme de puissance interruptible I

- ❑ Aucun abonnement

IV. Principales avenues examinées dans le cadre du nouveau contexte

Principales avenues

- ❑ Nouveau contexte
 - ❖ Profil annuel constant des besoins du Distributeur au cours des prochaines années
 - Besoin de gestion pouvant survenir à tout moment durant l'année

- ❑ Problématique dans le cadre du nouveau contexte d'approvisionnement
 - ❖ Gestion des aléas climatiques
 - Avenues examinées : tarif DT et énergie interruptible
 - ❖ Approvisionnement pour besoins spécifiques
 - Avenue examinée : énergie additionnelle

- ❑ Consultations au sujet de l'énergie interruptible et additionnelle entamées auprès de la clientèle Grande puissance et consultations prévues auprès de la clientèle Moyenne puissance

1. Tarif DT

- ❑ Option permanente qui assure le maintien du parc bi-énergie résidentiel actuel
 - ❖ Volumes du tarif DT inclus dans le volume patrimonial
- ❑ Contribution significative du tarif DT
 - ❖ Effacement annuel important (estimé à 880 MW en 2003-2004)
- ❑ Option déjà intégrée au plan d'approvisionnement du Distributeur
- ❑ Promotion des systèmes bi-énergie auprès des clients dont le système de chauffage au mazout est à la fin de sa vie utile
 - ❖ Pour éviter la conversion du chauffage à l'électricité (TAE)

2. Énergie interruptible

- ❑ Option tarifaire permettant au Distributeur d'acheter, en fonction de ses contraintes d'approvisionnement, de l'énergie des clients participants selon les conditions de marché.

- ❑ Modalités tarifaires à l'étude
 - ❖ Option fondée sur le prix du marché
 - Rabais variable seulement
 - ❖ Option tarifaire offerte aux clients répondant à certains critères
 - ❖ Possibilité pour le client de refuser de s'interrompre sur la base du prix offert

2. Énergie interruptible

- Potentiel interruptible des clients de grande puissance correspondant aux quantités associées au programme de puissance interruptible I : environ 30 clients totalisant plus de 1 000 MW

- Estimation préliminaire du potentiel technique des clients réguliers de moyenne puissance
 - ❖ Procédés PMI : environ 40 MW
 - Intérêt limité en raison de la faible part de l'électricité dans leurs coûts d'exploitation (en moyenne 2 %)
 - ❖ Génératrices : environ 170 MW
 - Coût de fonctionnement élevé (entre 10 et 15 ¢/kWh)

2. Énergie interruptible

- Potentiel interruptible des clients bi-énergie de moyenne puissance estimé à environ 100 MW
 - ❖ Certains clients bi-énergie peuvent utiliser le combustible comme énergie principale de chauffage et l'électricité en appoint
 - ❖ Adoption d'une stratégie de comblement de creux de leur profil de consommation en ne payant la nuit que 2,42 ¢/kWh, soit le prix de 2^e tranche du tarif M
 - ❖ Opportunité de transférer cet usage au combustible en contrepartie d'une prime d'interruption
 - ❖ Possibilité de gain limité pour la clientèle

3. Énergie additionnelle

- ❑ Option tarifaire offrant l'opportunité à un client de consommer à un prix combiné de la puissance et de l'énergie une quantité d'électricité qu'il n'aurait pas consommé autrement.
 - ❖ Le Distributeur doit s'approvisionner sur les marchés pour une telle option tarifaire.

- ❑ En raison de la nature aléatoire de la consommation marginale, il devient problématique de faire un appel d'offres auprès de fournisseurs d'énergie car 2 éléments sont indéterminés :
 - ❖ Quantité;
 - ❖ Moment où la consommation est réalisée.

- ❑ L'enjeu est de trouver une fourniture dont les conditions associées entraînent un prix compétitif : hors pointe, week-end,...

3. Énergie additionnelle

- Modalités tarifaires à l'étude:
 - ❖ Bloc d'énergie disponible sur le principe du « take-or-pay »
 - ❖ Facturation de la consommation normale du client au tarif régulier afin de s'assurer que le distributeur récupère ses coûts
 - ❖ Le bloc d'achat doit représenter une consommation additionnelle mais ne peut excéder la puissance disponible du client.
 - ❖ Contribution aux frais fixes du distributeur formulée en \$/kW (% de la prime de puissance du tarif régulier) ou ¢/kWh.

- Potentiel des clients de grande puissance correspondant à la consommation marginale maximale enregistrée au tarif LR : 1 à 2 TWh

3. Énergie additionnelle

- Potentiel des clients de moyenne puissance
 - ❖ Procédés PMI
 - Potentiel limité en raison de la faible part de l'énergie dans les coûts d'exploitation
 - ❖ Clients bi-énergie CII utilisant le combustible comme principale source d'énergie
 - Utilisation du système bi-énergie en mode électricité pendant les heures où les prix sont avantageux
 - Potentiel limité en raison du coût du combustible

3. Énergie additionnelle

Électricité spot et mazout au détail - prix mensuels moyens en ¢/kWhé (99-02)

