

RÉFORME DES TARIFS DOMESTIQUES

Table des matières

1. INTRODUCTION	5
2. STRUCTURE ACTUELLE DES TARIFS DOMESTIQUES	9
2.1. REDEVANCE D'ABONNEMENT	9
2.1.1. <i>Balisage quant à la redevance des tarifs domestiques.....</i>	10
2.1.2. <i>Stratégie actuelle relative à la redevance</i>	12
2.2. TRANCHES EN ÉNERGIE.....	14
2.2.1. <i>Nombre de tranches des tarifs domestiques.....</i>	14
2.2.2. <i>Seuil de la 1^{re} tranche d'énergie.....</i>	17
2.2.3. <i>Prix des tranches en énergie.....</i>	21
2.2.4. <i>Balisage quant aux tranches des tarifs domestiques.....</i>	22
2.2.5. <i>Stratégie actuelle relative aux tranches d'énergie</i>	24
2.3. PRIME DE PUISSANCE.....	27
2.3.1. <i>Balisage quant à la facturation de la puissance aux tarifs domestiques</i>	27
2.3.2. <i>Stratégie actuelle relative à la prime de puissance.....</i>	28
3. SCÉNARIOS RELATIFS À LA REDEVANCE.....	29
3.1. BAISSÉ DE 10 % DE LA REDEVANCE	29
3.2. BAISSÉ DE 50 % DE LA REDEVANCE	31
3.3. ANALYSE ET RECOMMANDATION QUANT À UNE BAISSÉ DE REDEVANCE	33
4. SCÉNARIOS RELATIFS AU SEUIL DE LA 1^{RE} TRANCHE D'ÉNERGIE	34
4.1. SEUIL D'HIVER DE LA 1 ^{RE} TRANCHE D'ÉNERGIE À 35 kWh/JOUR	34
4.2. SEUIL D'ÉTÉ DE LA 1 ^{RE} TRANCHE D'ÉNERGIE À 25 kWh/JOUR.....	37
4.3. ANALYSE ET RECOMMANDATION QUANT AU SEUIL DE LA 1 ^{RE} TRANCHE EN ÉNERGIE	40
5. AJUSTEMENTS DES PRIX D'ÉNERGIE	41
5.1. HAUSSE EN TOTALITÉ SUR LE PRIX DE LA 2 ^E TRANCHE	41
5.2. ANALYSE ET RECOMMANDATION QUANT AUX AJUSTEMENTS DES PRIX EN ÉNERGIE.....	43
6. INTRODUCTION D'UNE 3^E TRANCHE D'ÉNERGIE.....	44
6.1. SEUIL DE LA 3 ^E TRANCHE D'ÉNERGIE À 60 kWh/JOUR	45
6.2. SEUIL DE LA 3 ^E TRANCHE D'ÉNERGIE À 100 kWh/JOUR	48
6.3. SEUIL DE LA 3 ^E TRANCHE D'ÉNERGIE À 150 kWh/JOUR	49
6.4. ANALYSE ET RECOMMANDATION QUANT À UNE 3 ^E TRANCHE EN ÉNERGIE	51
7. RÉFORME PROPOSÉE DE LA FACTURATION DE LA PUISSANCE AU TARIF D.....	55
8. RÉFORME PROPOSÉE AU TARIF DM	59
8.1. FERMETURE DU TARIF DM.....	61
8.2. FACTURATION DE LA PUISSANCE AU TARIF DM	62

1. INTRODUCTION

1 La Régie de l'Énergie demande au Distributeur de procéder à une réforme des
2 tarifs dans le contexte où le coût marginal d'approvisionnement est trois fois
3 supérieur au coût moyen. La situation n'est pas exceptionnelle en soi. L'industrie
4 de l'électricité est depuis longtemps et inéluctablement au Québec dans un
5 contexte de coûts croissants. En effet, sur une base historique, dans le contexte
6 d'entreprise intégrée, contexte où ont été définies les structures actuelles des
7 tarifs, le coût marginal associé à certains usages a déjà été largement supérieur
8 au coût marginal actuel. Une réforme majeure a déjà eu lieu au niveau du tarif
9 domestique par le passage en 1978 d'une structure à deux tranches dégressives
10 vers une structure à deux tranches progressives. Hydro-Québec a dès lors été
11 parmi les premiers distributeurs d'électricité à intégrer dans sa structure de tarif
12 le signal de coûts marginaux croissants. Bien que le contexte réglementaire ait
13 changé, la réalité des coûts croissants n'est donc pas nouvelle et trouve écho
14 dans la structure actuelle du tarif D.

15 La Régie demande aujourd'hui de poursuivre les analyses où le signal des coûts
16 marginaux devient le sujet d'intérêt supérieur. Le Distributeur rappelle toutefois
17 que l'exercice du tarifificateur n'est pas unidimensionnel et ne peut reposer
18 exclusivement sur le signal des coûts marginaux.¹ D'autres principes doivent
19 animer cet exercice ; un bon tarif — un tarif qui joue pleinement son rôle
20 d'informer le client des coûts qui sont engagés pour lui rendre le service qu'il
21 reçoit — constitue un tout qui doit répondre le mieux possible à l'ensemble de
22 ces principes.

23 Il est primordial à cet égard de revenir aux textes de base. Le Distributeur fait

¹ À cet égard, compte tenu des coûts marginaux actuels en fourniture qui sont uniformes pour tous les usages, un tarif D basé exclusivement sur les coûts marginaux ne devrait avoir qu'une et une seule tranche d'énergie.

1 appel ici à James Bonbright dont les écrits constituent une référence
2 incontestable et fondamentale en matière de tarification. Pour Bonbright², les
3 principes à suivre lors de la conception tarifaire sont les suivants :

4 *“Revenue-related Attributes:*

- 5 1. *Effectiveness in yielding total revenue requirements under the fair return*
6 *standard without any socially undesirable expansion of the rate base or*
7 *socially undesirable level of product quality and safety.*
- 8 2. *Revenue stability and predictability, with a minimum of unexpected*
9 *changes seriously adverse to utility companies.*
- 10 3. *Stability and predictability of the rates themselves, with minimum of*
11 *unexpected changes seriously adverse to ratepayers and with a sense of*
12 *historical continuity. (Compare “The best tax is an old tax.”)*

13 *Cost-related Attributes:*

- 14 4. *Static efficiency of the rate classes and rate blocks in discouraging*
15 *wasteful use of service while promoting all justified types and amount of*
16 *use:*
 - 17 ○ *in the control of the total amounts of service supplied by the*
18 *company;*
 - 19 ○ *in the control of the relative uses of alternative types of service by*
20 *ratepayers (on-peak versus off-peak service or higher quality versus*
21 *lower quality service).*
- 22 5. *Reflection of all of the present and future private and social costs and*
23 *benefits occasioned by a service’s provision (i.e., all internalities and*
24 *externalities).*
- 25 6. *Fairness of the specific rates in the apportionment of total costs of*
26 *service among the different ratepayers so as to avoid arbitrariness and*
27 *capriciousness and to attain equity in three dimensions: (1) horizontal*
28 *(i.e., equals treated equally); (2) vertical (i.e., unequals treated*
29 *unequally); and (3) anonymous (i.e., no ratepayer’s demands can be*
30 *diverted away uneconomically from an incumbent by a potential entrant).*
- 31 7. *Avoidance of “undue discrimination” in rate relationships so as to be, if*
32 *possible, compensatory (i.e., subsidy free with no intercustomer*
33 *burdens).*
- 34 8. *Dynamic efficiency in promoting innovation and responding economically*
35 *to changing demand and supply patterns.*

2 Bonbright, James C., Albert L. Danielsen et David R. Kamerschen. *“Principles of Public Utility Rates”, Public Utilities Reports, 2^e éd., 1988.*

1 *Practical-related Attributes:*

2 9. *The related, practical attributes of simplicity, certainty, convenience of*
3 *payment, economy of collection, understandability, public acceptability,*
4 *and feasibility of application.*

5 10. *Freedom from controversies as to proper interpretations.”*

6 Ces principes reposent sur la réalité des coûts actuels et futurs ; ils évitent
7 l'arbitraire et le jugement ; ils prônent l'efficacité et l'efficience. Le Distributeur est
8 d'avis que fragmenter la réflexion du tarifificateur, modifier les composantes d'un
9 tarif sans vision d'ensemble, réaliser des analyses partielles qui favorisent
10 indûment un principe tout en excluant les autres et tomber dans un arbitraire non
11 documenté peut créer des distorsions indésirables dans le signal de prix donné
12 aux clients. Ces distorsions, même si elles sont relativement minimales et
13 ponctuelles à court terme, pourraient avoir des conséquences indésirables à long
14 terme. Le principe de précaution réclame une vision globale de la tarification.

15 Selon Bonbright, ces 10 principes ne sont pas d'égale importance. Les principes
16 1, 4 et 5, 6 et 7 sont les plus déterminants. Le 1^{er} principe est respecté dès lors
17 que les revenus requis sont reconnus par la Régie.

18 Les 4^e et 5^e principes « *Static efficiency of the rate classes and rate blocks in*
19 *discouraging wasteful use of service while promoting all justified types and*
20 *amount of use* » et « *Reflection of all of the present and future private and social*
21 *costs and benefits occasioned by a service's provision (i.e., all internalities and*
22 *externalities)* » prennent toute leur importance dans le contexte de la réforme des
23 tarifs. Bonbright aborde l'efficience des différents tarifs et tranches de
24 consommation à décourager le gaspillage tout en favorisant des volumes de
25 consommation (d'électricité) lorsque justifié. Le Distributeur insiste sur deux
26 éléments de cet énoncé.

27 D'une part, l'efficience des tranches de consommation à décourager le gaspillage
28 suppose que les tranches définies sont significatives pour le client. Le

1 Distributeur a déjà expliqué à la Régie qu’il ne suppose pas que tous les clients
2 connaissent la structure du tarif D. En contrepartie, les clients connaissent leur
3 facture globale et c’est cette facture qui affectera leur choix énergétique. Les
4 changements qui seraient apportés via un changement de structure doivent être
5 analysés à la lumière des variations significatives qu’ils auront sur la facture
6 globale des clients et sur la capacité qu’ils auront d’induire des comportements
7 efficaces. Cela implique que le changement de structure doit permettre
8 d’appliquer un prix suffisamment élevé pour un volume significatif de kWh et pour
9 un nombre significatif de clients. Cela implique également que le client voit tout
10 effort d’efficacité énergétique récompensé significativement. Le Distributeur
11 utilisera ce principe pour justifier l’existence des 2 tranches en énergie aux tarifs
12 D et DM.

13 D’autre part, Bonbright indique que certains volumes de consommation
14 d’électricité peuvent être favorisés lorsque justifiés. Encore une fois, Bonbright
15 exclut l’arbitraire : comme il le sera démontré, le Distributeur retrouve ici les
16 tenants et aboutissants du seuil de la 1^{re} tranche en énergie et insiste sur
17 l’importance de la justification et de la démonstration.

18 Les 6^e et 7^e principes « *Fairness of the specific rates in the apportionment of total*
19 *costs of service among the different consumers* » et « *Avoidance of “undue*
20 *discrimination” in rate relationships so as to be, if possible, compensatory (i.e.,*
21 *subsidy free with no intercustomer burdens)* » abordent particulièrement le
22 concept d’utilisateur payeur. Les clients doivent payer pour les coûts qu’ils
23 génèrent. S’aventurer dans une voie différente et faire supporter par certains
24 clients les coûts engendrés par d’autres clients, bien que cette solution puisse
25 reposer sur un principe d’équité sociale, n’est pas une solution gagnante à long
26 terme. Tôt ou tard la raison économique s’affirme.³ Le Distributeur fera

³ En présence de certaines conditions particulières, il est souvent plus efficace de résoudre une problématique par le biais d’un programme commercial plutôt que de modifier la structure tarifaire pour l’ensemble des consommateurs.

1 particulièrement appel à ce principe lorsqu'il s'agira de la redevance
2 d'abonnement.

2. STRUCTURE ACTUELLE DES TARIFS DOMESTIQUES

3 Les tarifs domestiques du Distributeur (D, DM, DT et DH) sont composés d'une
4 redevance d'abonnement, de deux tranches d'énergie et d'une prime de
5 puissance.

2.1. Redevance d'abonnement

6 La redevance d'abonnement, exprimée en ¢/jour, est la composante fixe des
7 tarifs domestiques. Elle couvre partiellement les coûts que le Distributeur encourt
8 pour établir une relation commerciale particulière à chaque abonnement soit les
9 frais du service à la clientèle (relève des compteurs, facturation, encaissement,
10 recouvrement, subtilisation, réponse téléphonique, plaintes et réclamations,
11 relations avec le milieu) et les frais de mesurage (acquisition, installation et
12 entretien des appareils de mesurage). Ces coûts sont liés avant tout au nombre
13 de clients desservis et sont indépendants de la consommation d'énergie. À son
14 niveau actuel de 40,64 ¢/jour, la redevance demeure pour l'année 2008
15 légèrement plus élevée que les coûts qui s'élèvent à 39,09 ¢/abonnement/jour.
16 Toutefois, si on ajoute les frais de branchement, le coût total passe à
17 42,72 ¢/abonnement/jour.

TABLEAU 1
REVENUS REQUIS – SERVICES À LA CLIENTÈLE (SALC) ET MESURAGE
ANNÉE 2008

Revenus requis	(M\$)	(¢/abonnement/jour)
Services à la clientèle	422,3	33,18
Mesurage	75,2	5,91
<i>Total</i>	<i>497,5</i>	<i>39,09</i>
Branchement	46,2	3,63
<i>Total incluant le branchement</i>	<i>543,7</i>	<i>42,72</i>

- 1 Le Distributeur souhaite, en accord avec le 6^e principe de Bonbright et via sa
2 redevance, informer chaque client des coûts fixes qui lui sont associés peu
3 importe sa consommation d'énergie.

2.1.1. Balisage quant à la redevance des tarifs domestiques

- 4 La redevance appliquée par le Distributeur se compare à celle d'autres
5 compagnies d'électricité en Amérique du Nord. À titre comparatif, le tableau 2
6 montre le niveau de la redevance appliquée en avril 2006 dans certaines villes
7 nord-américaines pour les clients résidentiels.

TABLEAU 2
REDEVANCE POUR 30 JOURS AU 1^{ER} AVRIL 2006
CLIENTS RÉSIDENTIELS (1 000 KWH PAR MOIS)

Villes	\$CA/mois	Pourcentage de la facture mensuelle totale (%)
<u>Villes canadiennes</u>		
Montréal, QC	12,19	18
Charlottetown, PE	21,55	18
Edmonton, AB	6,18	6
Halifax, NS	10,83	10
Moncton, NB	17,74	17
Ottawa, ON	5,98	6
Regina, SK	14,41	14
St. John's, NL	15,69	16
Toronto, ON	13,64	12
Vancouver, BC	3,63	6
Winnipeg, MB	6,25	10
<i>Moyenne canadienne</i>	11,64	12
<u>Villes américaines</u>		
Boston, MA	7,54	3
Chicago, IL	8,36	9
Detroit, MI	7,39	6*
Houston, TX	6,55	3
Miami, FL	6,06	5
Nashville, TN	9,83	10
New York, NY	12,94	7
Portland, OR	8,20	10
San Francisco, CA	5,20	2*
Seattle, WA	3,42	4
<i>Moyenne américaine</i>	6,86	5
<i>Moyenne</i>	9,69	9

* Application d'une facture minimale

- 1 Le tableau 2 permet de constater que le poids de la redevance dans la facture du
- 2 Distributeur est élevé par rapport aux autres distributeurs étudiés. Ceci s'explique

1 en partie par une redevance légèrement plus élevé et par les faibles prix
2 d'énergie appliqués par Hydro-Québec.

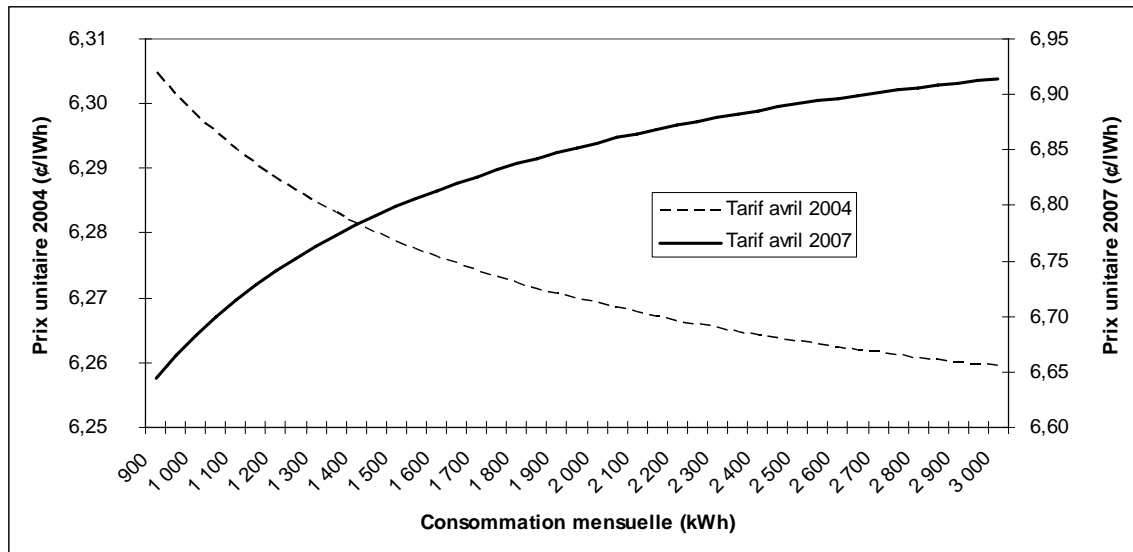
2.1.2. Stratégie actuelle relative à la redevance

3 Au cours des dernières années, dans un contexte de déréglementation et afin de
4 minimiser leur risque, certaines compagnies américaines ont choisi de hausser le
5 prix de la redevance de leur tarif afin de récupérer une partie de leurs coûts
6 d'approvisionnement. Cette pratique a été vivement dénoncée⁴ puisqu'elle met
7 un terme à l'adéquation entre le signal de prix et le comportement des clients. En
8 effet, à partir du moment où une partie importante de la facture d'électricité est
9 indûment fixe, les clients ne trouvent aucun intérêt à diminuer leur consommation
10 ou à faire de bons choix énergétiques. C'est pourquoi, contrairement à cette
11 pratique, le Distributeur a opté pour un gel de la redevance depuis le 1^{er} avril
12 2005.

13 Avant cette date, l'importance de la redevance dans la facture des clients du
14 Distributeur contribuait à rendre dégressif le prix moyen des tarifs D et DM. Ainsi,
15 plus la consommation d'un client augmentait, plus le prix moyen de l'énergie
16 consommée diminuait même si la 2^e tranche de consommation était facturée à
17 un prix supérieur à la 1^{re} tranche. La figure 1 illustre cette relation.

⁴ À ce sujet, voir Weston, Frederick, "Charging for Distribution Utility Services: Issues in Rate Design", *The Regulatory Assistance Project*, décembre 2000.

FIGURE 1
DÉGRESSIVITÉ DU PRIX MOYEN DU TARIF D AUX 1^{ER} AVRIL 2004 ET 2007



1 Afin de diminuer la dégressivité du prix moyen aux tarifs D et DM et ainsi offrir un
2 meilleur signal de prix au niveau de la 2^e tranche d'énergie, le Distributeur a
3 proposé de geler la redevance au 1^{er} avril 2005. Dans sa décision D-2005-34, la
4 Régie approuvait cette proposition puisque le poids de la redevance par rapport
5 au coût total de la facture en était diminué et ce faisant, la Régie augmentait la
6 progressivité des tarifs domestiques et en améliorait le signal de prix.

7 Dans sa décision D-2006-34, la Régie a de nouveau opté pour un gel de la
8 redevance pour les tarifs domestiques, considérant que cette composante est
9 une partie inélastique de la structure des tarifs et que les coûts de service à la
10 clientèle, qui en sont la base, sont historiquement très stables et s'établissent à
11 un niveau similaire pour 2006.

1 Tel qu'illustré à la figure 1, le gel de la redevance approuvé à trois reprises⁵ par
2 la Régie depuis a contribué à rendre le tarif D progressif. Il est à souligner que ce
3 gel de la redevance correspond en dollars constants à une baisse de cette
4 dernière.

2.2. Tranches en énergie

5 L'établissement de tranches en énergie implique d'établir le nombre de tranches
6 requises, de définir les volumes d'énergie associés à chaque tranche et, de
7 façon concomitante, de fixer les prix de chacune des tranches définies.

2.2.1. Nombre de tranches des tarifs domestiques

8 Si le Distributeur ne voulait respecter à la lettre que le 4^e principe de Bonbright et
9 donner aux clients le signal des coûts marginaux de long terme, il n'existerait
10 aucun besoin de définir plus d'une tranche de consommation puisque, comme le
11 démontre le tableau suivant, tous les kWh consommés par les clients, pour tous
12 les usages, présentent un coût marginal de fourniture et de transport similaire.

⁵ D-2005-34, D-2006-34 et D-2007-12.

TABLEAU 3
COÛTS MARGINAUX PAR USAGE POUR LA CLIENTÈLE DU TARIF D⁶

(En ¢ / kWh)											
	<i>Annuité Constante¹ (10 ans)</i>	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Chauffage de l'eau	10,68	9,86	10,06	10,26	10,46	10,67	10,88	11,09	11,31	11,53	11,76
<i>Fourniture et Transport</i>	9,81	9,06	9,24	9,42	9,60	9,79	9,99	10,18	10,38	10,59	10,80
<i>Transport - Charge locale</i>	0,63	0,58	0,59	0,61	0,62	0,63	0,64	0,66	0,67	0,68	0,70
<i>Distribution</i>	0,24	0,22	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27
Chauffage des locaux	11,55	10,65	10,87	11,09	11,31	11,54	11,77	12,00	12,25	12,49	12,74
<i>Fourniture et Transport</i>	9,74	8,98	9,16	9,34	9,53	9,72	9,92	10,12	10,32	10,53	10,74
<i>Transport - Charge locale</i>	1,31	1,21	1,23	1,26	1,28	1,31	1,34	1,36	1,39	1,42	1,45
<i>Distribution</i>	0,50	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55
Tous les usages	11,07	10,22	10,42	10,63	10,84	11,05	11,27	11,50	11,72	11,96	12,19
<i>Fourniture et Transport</i>	9,79	9,04	9,22	9,40	9,59	9,78	9,97	10,17	10,37	10,58	10,79
<i>Transport - Charge locale</i>	0,92	0,85	0,87	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00	1,02
<i>Distribution</i>	0,35	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,37	0,38	0,39

¹ Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 6,46%

1 Or, le Distributeur ne peut fixer une tranche de consommation à un prix de l'ordre
2 de 9,79 ¢/kWh puisque les revenus qui seraient ainsi générés seraient
3 supérieurs aux revenus requis. Il s'agit alors d'apporter une correction à ce qui
4 serait un tarif au coût marginal afin de rencontrer les revenus requis. Dans ce
5 contexte, le Distributeur propose la solution suivante inspirée des règles de
6 Ramsey-Boiteux⁷ : fixer un prix plus élevé pour une tranche de consommation
7 dont la demande est élastique afin de favoriser l'efficacité énergétique et ajuster
8 le prix de la tranche de consommation dont la demande est inélastique.

9 *"Whenever incremental costs exceed embedded costs for a utility,*
10 *overcollection of revenues will occur: whenever embedded costs*
11 *exceed incremental costs, undercollection of revenues will occur.*

⁶ Voir HQD-14, Document 3.

⁷ Électricité de France, *Tarifification de l'électricité en France : principes et construction des barèmes*, DEPS Tarification, Cahier 30, Juin 1995 :

« Ces règles, dites de Ramsey-Boiteux, indiquent que la recherche d'un optimum collectif doit se traduire par des écarts entre le prix et le coût marginal inversement proportionnels à l'élasticité de la demande aux prix. »

1 Several methods of making rate adjustments exist. Assume an
2 overcollection situation. One adjustment method, widely supported, is
3 the inverse elasticity rule; departure from marginal cost pricing should
4 be inversely proportional to the elasticity of demand. Those customers
5 with elastic demands would be charged marginal cost-based rates;
6 those customers with inelastic demands would be charged rates below
7 marginal costs. In this way, prices below marginal costs "would distort
8 consumption decision as little as possible". Another method is to lower
9 or eliminate the customer charge. A third method is the adopt and
10 inverted rate structure, in which the tailblock rate reflects marginal
11 costs and "the initial block or blocks are set at a low enough level to
12 meet the revenue requirement"⁸ (notre souligné)

13 Ce principe est également repris par NERA dans son rapport pour Manitoba
14 Hydro. NERA rejoint également le Distributeur en mentionnant l'importance
15 d'appliquer un prix suffisamment élevé pour un volume significatif de kWh et pour
16 un nombre significatif de clients.

17 *"Inverted block rates can provide efficient price signals because the*
18 *run-off rate can be set at or close to marginal cost, and the first block*
19 *set to recover the remaining revenue requirement. The size of the first*
20 *block determines how many customers are exposed to the efficient*
21 *run-off rate: if the first block is too large, few customers will face the*
22 *efficient price.* The size of the first block also determines the differential
23 between the first and second block prices. Choosing the block size is
24 thus a critical task in the design of inverted block rate."⁹(notre souligné)

25 Toutefois, pour atteindre l'objectif de favoriser l'efficacité énergétique, chacune
26 des tranches doit être significative pour le client, c'est-à-dire qu'il doit pouvoir
27 associer un prix à une consommation particulière et savoir qu'à un moment
28 donné, dans une période de facturation, il passe d'une tranche à l'autre ; voilà
29 l'objectif d'un signal de prix.

30 Le Distributeur a donc identifié une 1^{re} tranche annuelle de consommation dont la
31 demande est plus inélastique ; ce faisant, les kWh consommés à la marge,

⁸ Phillips, Charles F., "The Regulation of Public Utilities – Theory and practice", Public Utilities Reports, 2^e éd., 1988.

⁹ NERA Economic Consulting, "Review of time-of-use and inverted electric rate structures for application in Manitoba", July 28, 2005.

1 associés à une 2^e tranche, sont considérés comme ayant une demande plus
2 élastique.

3 Le Distributeur ajoute finalement qu'une structure tarifaire à 2 tranches permet de
4 faire assumer une facture totale relativement plus importante aux plus gros
5 consommateurs et une facture plus petite aux petits consommateurs. Le
6 caractère redistributif de cette structure repose davantage sur le niveau de
7 consommation que sur l'usage qui est fait des kWh qui se retrouvent en
8 1^{re} tranche.

2.2.2. Seuil de la 1^{re} tranche d'énergie

9 Le seuil de 30 kWh par jour de la 1^{re} tranche du tarif D a été établi à la fin des
10 années 70 à partir du profil mensuel des clients qui ne chauffaient pas à
11 l'électricité. Cette définition était reliée à la structure des coûts marginaux de
12 l'époque et reflétait le fait que l'arrivée du chauffage électrique domestique
13 exerçait une pression à la hausse sur les coûts.

14 Dans le contexte actuel d'amélioration du signal de prix, il ne s'agit plus de définir
15 un profil sans charge de chauffage mais une tranche de consommation qui soit
16 significative pour le client et dont la demande est plus inélastique. Le Distributeur
17 tient donc à réaffirmer qu'il n'inclut ni n'exclut d'usages des 30 premiers
18 kWh/jour.

19 Bien que le paradigme sous-jacent à la définition d'une 1^{re} tranche ait changé, le
20 Distributeur justifie le seuil de 30 kWh par jour sur la base des consommations
21 sous-jacentes. Ce faisant, le Distributeur, fidèle aux principes de Bonbright,
22 assure que le seuil de 30 kWh/jour n'est pas un seuil arbitraire mais repose sur
23 des données concrètes. Le Distributeur dispose de plusieurs moyens pour y
24 arriver.

25 Les données provenant de l'échantillon de clients mesurés par le Distributeur
26 (tableau 4) confirment, avec une moyenne de 28 kWh par jour (27 kWh/jour sans

1 la climatisation), que le seuil de 30 kWh/jour est toujours adéquat. La
 2 consommation associée aux usages de base est relativement constante tout au
 3 long de l'année, ce qui lui confère un caractère identifiable et significatif pour le
 4 client. Les données de facturation indiquent également que pour le client
 5 résidentiel moyen au tarif D, la consommation moyenne quotidienne pour
 6 l'ensemble des usages s'établit autour de 30 kWh durant les mois de juin à août
 7 inclusivement.

TABLEAU 4
RÉPARTITION MENSUELLE DES BESOINS DE BASE

Mois	kWh moyen par jour (incluant la climatisation)	kWh moyen par jour (excluant la climatisation)
Janvier	31	31
Février	30	30
Mars	30	30
Avril	28	28
Mai	27	26
Juin	25	25
Juillet	25	24
Août	25	24
Septembre	24	24
Octobre	24	24
Novembre	27	27
Décembre	33	33
Année	28	27
Été (avril à novembre)	26	25
Hiver (décembre à mars)	31	31

8 D'une part, le Distributeur peut, à l'aide de consommation moyenne par usage,

1 établir la consommation quotidienne associée à ce qu'elle a historiquement
 2 appelée des usages de base, notamment les électroménagers, l'éclairage et
 3 l'eau chaude. Le tableau 5 illustre la consommation par usage pour l'ensemble
 4 des ménages dont la consommation moyenne (incluant le chauffage) s'élevait à
 5 17 733 kWh par année. L'ensemble des usages excluant le chauffage
 6 correspond à une consommation moyenne de 29 kWh/jour, ce qui permet de
 7 confirmer de nouveau la pertinence du seuil de 30 kWh/jour.

TABLEAU 5
CONSOMMATION MOYENNE PAR USAGE POUR L'ENSEMBLE DES MÉNAGES

Usages	Consommation annuelle ¹ (kWh/an)	Consommation quotidienne (kWh/jour)
Électroménagers ²	4 714	13
Éclairage	966	3
Climatisation	155	0
Autres usages	1 340	4
Total (sans eau chaude)	7 175	20
Eau chaude	3 447	9
Total (avec eau chaude)	10 622	29
Chauffage des locaux	7 112	19
Ensemble des usages	17 733	49

¹ En tenant compte du taux de diffusion des usages dans les ménages

² Cuisinière, réfrigérateur, congélateur, lave-vaisselle, laveuse et sècheuse.

8 D'autre part, le Distributeur est en mesure de répartir en usages les besoins de
 9 base de certains cas types utilisés tout au long du présent document. Tel
 10 qu'illustrée au tableau 6, la consommation associée aux électroménagers et à
 11 l'éclairage se situe entre 15 et 24 kWh/jour alors qu'elle se situe entre 27 et
 12 42 kWh/jour en ajoutant la consommation relative au chauffage de l'eau. Bien

- 1 que ces cas types ne représentent pas des cas moyens¹⁰, cette analyse permet
 2 de constater que les usages de base des cas types de résidence unifamiliale
 3 sont principalement facturés à la 1^{re} tranche d'énergie.

TABLEAU 6
CONSOMMATION MOYENNE PAR USAGE POUR LES
CAS TYPES DE RÉSIDENCE UNIFAMILIALE

Usages	Petite maison 111 m ² (1 200 pi ²) 20 494 kWh/an	Maison moyenne 158 m ² (1 700 pi ²) 26 484 kWh/an	Grande maison 207 m ² (2 230 pi ²) 32 054 kWh/an
Électroménagers *	11	16	19
Éclairage	4	4	5
Total (sans eau chaude)	15	21	24
Eau chaude	12	14	18
Total (avec eau chaude)	27	34	42

* Cuisinière, réfrigérateur, laveuse, sècheuse et congélateur (pour la moyenne et grande maison)

¹⁰ Ces cas types sont basés sur des cas réels et tiennent compte des variables socio-démographiques du ménage.

2.2.3. Prix des tranches en énergie

1 Alors que le Distributeur pouvait satisfaire la croissance de la demande à partir
2 du contrat patrimonial à 2,79 ¢/kWh, l'écart visé entre les deux tranches
3 d'énergie a été établi sur la base du différentiel de coûts moyens¹¹ entre les
4 usages de base et les autres usages. Dans la preuve au dossier tarifaire 2005-
5 2006¹², il était démontré sur cette base que l'écart de prix entre la 1^{re} et la
6 2^e tranche des tarifs D et DM pourrait se situer à un minimum de 34 % et un
7 maximum de 50 %. Toutefois, dans un contexte post-patrimonial où la structure
8 tarifaire doit s'inspirer beaucoup plus des coûts marginaux, cet écart n'est plus un
9 objectif en soi mais une conséquence du reflet du signal de prix donné par les
10 coûts marginaux.

11 Le tableau 3 reprend les coûts marginaux associés au tarif D. Pour favoriser
12 l'efficacité énergétique et aligner la structure du tarif domestique sur un horizon
13 de long terme, le prix de la 2^e tranche devrait tendre à refléter minimalement le
14 coût marginal d'approvisionnement (fourniture et transport) du chauffage. Ce
15 coût est estimé à 9,74 ¢/kWh (annuité constante sur 10 ans). À l'horizon 2017, le
16 coût marginal du chauffage passe à 10,74 ¢/kWh. Ces coûts demeurent
17 beaucoup plus élevés que le prix actuel de la 2^e tranche d'énergie.

18 En outre, afin de favoriser l'utilisation optimale des ressources, le prix peut être
19 évalué en fonction du prix d'un produit substitut. À titre indicatif, le coût en kWh-
20 équivalent du chauffage au gaz naturel, pour la facture énergétique seulement, a
21 été de 7,74 ¢/kWh au cours de l'hiver 2006-2007.¹³ Lorsque sont ajoutés les
22 coûts d'entretien et d'acquisition supplémentaires du système au gaz naturel par
23 rapport à des plinthes électriques, le prix par kWh-équivalent est de 11,43 ¢/kWh.
24 Ce prix fait donc partie des balises supérieures pour fixer le prix de la 2^e tranche

¹¹ Ou revenus requis.

¹² R-3541-2004, HQD-1, Document 2 pages 14 à 17.

¹³ En considérant 70 % d'efficacité des systèmes de chauffage au gaz naturel (voir HQD-12, document 1, section 5.1.1).

1 en énergie. En effet, en se rapprochant de cette valeur, le Distributeur limite la
2 substitution des combustibles vers l'électricité, substitution qui ne pourrait se faire
3 sans un impact à la hausse sur les coûts d'approvisionnement de l'ensemble de
4 la clientèle.

5 Les coûts marginaux et les prix du produit substitut indiquent que le prix de la
6 2^e tranche pourrait être nettement supérieur au prix actuel de 7,03 ¢/kWh ; en
7 contrepartie, le prix de la 1^{re} tranche ne doit pas non plus trop se détacher du
8 signal de prix des coûts marginaux puisque tous les usages affichent un coût
9 marginal similaire.

10 Toutefois, en ce qui concerne l'impact du signal de prix, pour une majorité de
11 clients, tout comportement efficace d'un point de vue énergétique se traduira
12 ultimement par une économie en 2^e tranche, que ce soit une réduction des kWh
13 utilisés pour l'éclairage, pour les électroménagers, pour le chauffe-eau ou encore
14 pour le chauffage des locaux. Ainsi, un client qui consomme en moyenne
15 40 kWh/jour en hiver, verra sa facture diminuer de 7,03 ¢/kWh pour chaque kWh
16 qu'il économisera, peu importe l'usage pour lequel il est consommé et ce, tant
17 qu'il sera facturé en 2^e tranche. Voilà le signal de prix que le Distributeur veut
18 donner aux clients résidentiels via les tranches de prix en énergie.

2.2.4. Balisage quant aux tranches des tarifs domestiques

19 Le balisage réalisé par le Distributeur auprès de certains distributeurs d'électricité
20 canadiens et américains indique des tendances très claires quant au nombre de
21 tranches¹⁴.

Une tranche

23 Au Canada, les structures tarifaires au domestique comportent généralement
24 une seule tranche et une transition s'exerce vers une structure à deux tranches

¹⁴ Voir HQD-12, document 6.

1 progressives¹⁵. Seule l'Ontario a adoptée une tarification saisonnière mais celle-
2 ci pourrait éventuellement être remplacée par une tarification différenciée dans le
3 temps lorsque les compteurs avancés seront installés.

4 Deux tranches

5 Aux États-Unis, les tarifs domestiques comportent généralement deux tranches
6 progressives en énergie, ce qui reflète la tendance amorcée au début des
7 années 80 d'abandonner les structures de prix dégressives et de favoriser la
8 gestion de la consommation dans un contexte de croissance de la demande et
9 de préoccupations environnementales. Bon nombre de distributeurs offrent des
10 tarifs saisonniers à deux tranches mais parmi ceux-ci, les prix qui y sont associés
11 peuvent être dégressifs et/ou progressifs selon la saison. Il semble en effet que
12 certaines compagnies continuent à appliquer des tarifs pour favoriser l'utilisation
13 de l'électricité en hiver (par exemple, Commonwealth Edison et Consolidated
14 Edison).

15 Trois tranches

16 Parmi les compagnies étudiées, quatre d'entre elles offrent un tarif de base
17 comportant trois tranches en énergie. Pour *Pacific Power & Light* et *Georgia*
18 *Power*, la somme des consommations associées aux deux premières tranches
19 équivaut à la consommation associée à la première tranche du tarif D. Pour
20 *Avista Utilities*, la somme des consommations associées aux deux premières
21 tranches s'élève à 1 300 kWh/mois, soit 44 % de plus que la consommation
22 associée à la première tranche du tarif D. La structure à 3 tranches de *Duke*
23 *Energy* correspond en fait à une structure à 2 tranches puisque les prix des 2
24 dernières tranches sont identiques. *Seattle City Light* offrait un tarif à 3 tranches

¹⁵ Manitoba Hydro entend éliminer les tarifs dégressifs pour toutes les catégories de clients dans sa prochaine cause tarifaire. Énergie NB avait déjà annoncé qu'elle envisageait mettre en place un tarif résidentiel progressif pour 2010. Dans sa preuve déposée le 3 juillet 2007, elle propose donc dans une 1^{re} étape d'aplanir la structure en tranches du tarif résidentiel

1 mais a récemment éliminé la troisième tranche applicable au-dessus de
2 3 000 kWh/mois qui avait été introduite dans le contexte de pénurie énergétique
3 rencontré au début des années 2000 mais qui touchait seulement 2 % de la
4 clientèle.

5 PG&E est le seul distributeur figurant au balisage qui offre une tarification
6 comportant 5 tranches d'énergie progressives. Ces tranches se réfèrent toutefois
7 à une consommation de référence qui varie en fonction de la localisation du
8 client, de la saison et de la présence du chauffage électrique.

2.2.5. Stratégie actuelle relative aux tranches d'énergie

9 Le Distributeur propose de maintenir la structure actuelle des tranches d'énergie.
10 En ce qui concerne l'évolution des prix d'énergie, la réforme proposée consiste à
11 hausser deux fois plus le prix de la 2^e tranche que celui de la 1^{re} tranche, le prix
12 de la 2^e tranche d'énergie des tarifs domestiques étant le levier le plus important
13 dont dispose le Distributeur pour favoriser les comportements efficaces chez sa
14 clientèle domestique.

15 Cette stratégie permet de refléter plus rapidement les coûts marginaux de long
16 terme en 2^e tranche tout en améliorant le signal de prix de la 1^{re} tranche compte
17 tenu de la hausse des coûts d'approvisionnement qui affectent toute la
18 consommation. Le Distributeur considère prudent de hausser graduellement le
19 prix de la 2^e tranche d'énergie tant dans un contexte où les coûts marginaux
20 continuent à évoluer que pour éviter de trop importants impacts tarifaires aux
21 clients.

22 Le tableau 7 présente l'évolution à moyen terme de la structure du tarif D en
23 supposant des augmentations annuelles de 2,0 % en 2008, 2009 et 2010¹⁶. Ce
24 scénario compte les mêmes orientations que l'actuelle réforme tarifaire acceptée

¹⁶ Le Distributeur utilise des hypothèses de hausses tarifaires purement illustratives et ce, dans le but de présenter les impacts des différents scénarios analysés dans le présent document.

- 1 par la Régie depuis le 1^{er} avril 2005 : gel de la redevance, hausse deux fois plus
 2 importante du prix de la 2^e tranche que du prix de la première et hausse annuelle
 3 des primes des tarifs D et DM de 75 ¢/kW et 18 ¢/kW respectivement.

TABLEAU 7
ILLUSTRATION DE LA STRUCTURE DES TARIFS D ET DM
SOUS HYPOTHÈSE DE HAUSSES TARIFAIRES ANNUELLES DE 2 %
– HAUSSE 2 FOIS PLUS IMPORTANTE EN 2^E TRANCHE QU’EN 1^{RE} –

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche ¢/kWh	2 ^e tranche ¢/kWh	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Prime D \$/kW	Prime DM \$/kW
1^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	1,33	5,46	1,35
Réforme actuelle						
1^{er} avril 2008	40,64 0,0%	5,37 1,4%	7,23 2,9%	1,35	6,21 13,7%	1,53 13,3%
1^{er} avril 2009	40,64 0,0%	5,44 1,4%	7,44 2,9%	1,37	6,96 12,1%	1,71 11,8%
1^{er} avril 2010	40,64 0,0%	5,52 1,4%	7,66 2,9%	1,39	7,71 10,8%	1,89 10,5%

- 4 Afin d’avoir une idée plus précise des impacts de l’évolution des tarifs
 5 domestiques, une simulation a été faite sur les cas types. Comme le tableau
 6 suivant l’indique, malgré l’hétérogénéité des cas, les impacts demeurent
 7 acceptables compte tenu de la hausse moyenne. En raison de la plus forte
 8 hausse du prix de la 2^e tranche et du gel de la redevance, ce sont les gros
 9 consommateurs qui subissent une hausse plus importante de leur facture alors
 10 que les plus petits sont davantage épargnés.

TABLEAU 8
IMPACT TARIFAIRE PAR CAS TYPES
SOUS HYPOTHÈSE DE HAUSSES TARIFAIRES ANNUELLES DE 2 %
– HAUSSE 2 FOIS PLUS IMPORTANTE EN 2^E TRANCHE QU’EN 1^{RE} –

Tarifs D et DM	Client moyen domestique 17 407 kWh	Logement 11 590 kWh	Petite maison 20 494 kWh	Moyenne maison - Chauffé à l'électricité - 26 484 kWh	Grande maison 32 054 kWh	Très grande maison 42 818 kWh	Maison imposante 62 840 kWh	Grand client 100 kW 411 700 kWh	Client 1 ^{re} tranche 10 950 kWh	Multi-logement 124 160 kWh
1^{er} avril 2007	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
Réforme actuelle										
1^{er} avril 2008	24 \$ 2,0%	12 \$ 1,5%	28 \$ 2,0%	40 \$ 2,2%	51 \$ 2,3%	73 \$ 2,5%	114 \$ 2,6%	976 \$ 3,3%	8 \$ 1,2%	172 \$ 2,0%
1^{er} avril 2009	25 \$ 2,0%	12 \$ 1,5%	29 \$ 2,0%	41 \$ 2,2%	53 \$ 2,3%	75 \$ 2,5%	117 \$ 2,6%	996 \$ 3,2%	8 \$ 1,2%	175 \$ 2,0%
1^{er} avril 2010	25 \$ 2,0%	12 \$ 1,5%	30 \$ 2,0%	42 \$ 2,2%	54 \$ 2,3%	77 \$ 2,5%	119 \$ 2,6%	1 016 \$ 3,2%	9 \$ 1,1%	179 \$ 2,0%

1 Compte tenu de ce scénario, le tableau 8 indique, pour une année et à partir des
2 données de facturation de l'année 2006-2007, de quelle façon se répartissent les
3 hausses de facture sur une base annuelle. Les impacts tarifaires sont très
4 concentrés : près de 86 % des clients subissent une hausse de 1 à 3 %, alors
5 que plus de 14 % des clients n'ont qu'une hausse inférieure à 1 %. Seul 0,1 %
6 des clients subissent une hausse entre 3 et 4 %.

TABLEAU 9
IMPACT TARIFAIRE AU TARIF D
SOUS HYPOTHÈSE D’UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 2 % EN 2008
– HAUSSE 2 FOIS PLUS IMPORTANTE EN 2^E TRANCHE QU’EN 1^{RE} –

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 1	14,1
De 1 à 2	50,2
De 2 à 3	35,6
De 3 à 4	0,1
De 4 à 5	0,0
5 et plus	0,0
Total	100,0

2.3. Prime de puissance

1 L'application de la prime de puissance au tarif D pour les appels excédant 50 kW
2 en hiver¹⁷ permet d'ajouter un signal de prix en puissance pour les clients qui ont
3 la capacité de gérer leur pointe en hiver. Ces appels de puissance en hiver sont
4 généralement associés aux charges de chauffage et, comme le tableau 3
5 l'indique, les coûts marginaux de transport et de distribution associés au
6 chauffage des locaux (1,81 ¢/kWh) se distinguent des coûts marginaux de
7 transport et de distribution de tous les usages (1,27 ¢/kWh).

8 La prime de puissance joue un rôle équivalent à celui d'une 3^e tranche de
9 consommation, c'est-à-dire qu'elle permet d'appliquer un prix plus élevé pour la
10 consommation à la marge de la 2^e tranche¹⁸. Ce faisant, pour ces clients, il existe
11 un appariement clair entre leurs choix énergétiques — soit la gestion de leur
12 appel de puissance en hiver — et leur facture alors qu'une 3^e tranche en énergie
13 ne pourrait être associée à aucune consommation particulière.

2.3.1. Balisage quant à la facturation de la puissance aux tarifs domestiques

14 Parmi les entreprises étudiées, seul le Distributeur facture la puissance aux tarifs
15 domestiques. Cependant, les conditions d'admissibilité aux tarifs domestiques
16 imposées par les autres distributeurs sont plus strictes que celles du Distributeur
17 puisqu'ils limitent généralement le tarif domestique aux clients strictement
18 résidentiels, aux petites exploitations agricoles ou aux usages mixtes d'une
19 puissance limitée à quelques kW et interdisent même les espaces communs des
20 immeubles collectifs d'habitation. Les gros consommateurs qui sont facturés au

¹⁷ Cette prime est associée à une entrée supérieure à 200 ampères et à une consommation annuelle de plus de 130 000 kWh.

¹⁸ Une alternative serait de créer une 3^e tranche en énergie (voir la section 5).

1 tarif D par le Distributeur se retrouveraient donc chez les autres distributeurs
2 dans un tarif comportant généralement une facturation de la puissance. La
3 facturation de la puissance au tarif D prend donc en considération les conditions
4 d'admissibilité qui y sont plus souples.

2.3.2. Stratégie actuelle relative à la prime de puissance

5 La prime de puissance étant une composante sur laquelle le client peut agir, le
6 Distributeur a choisi d'accentuer depuis 2005 l'utilisation de la prime de
7 puissance comme une 3^e tranche afin de donner un signal de prix qui reflète le
8 coût évité de puissance pour les usages de chauffage. Par conséquent, les
9 clients consommant plus de 130 000 kWh devraient payer en sus du prix de la
10 2^e tranche, l'équivalent à terme du coût marginal de transport et de distribution
11 pour leur consommation additionnelle.

12 Les ajustements amorcés en 2005 au niveau de la facturation de la puissance
13 ont permis d'accroître graduellement la prime de puissance à un niveau qui
14 reflète davantage l'écart entre le prix de la 2^e tranche en énergie et le signal de
15 prix du chauffage.

1 Comme indiqué au tableau 7 représentant la réforme actuelle¹⁹, la prime de
2 puissance s'établit en 2010 à 7,71 \$/kW, soit l'équivalent de 0,76 ¢/kWh de plus
3 pour un client dont la demande dépasse 50 kW en hiver.²⁰ Cette même année, le
4 prix de la 2^e tranche est de 7,66 ¢/kWh. Pour un client qui paie de la puissance,
5 le prix des kWh à la marge de la 2^e tranche est donc de 8,42 ¢/kWh²¹ alors que
6 le coût évité pour le chauffage des locaux est estimé à 11,09 ¢/kWh en 2010
7 (voir le tableau 3). Les ajustements proposés vont dans le sens du bon signal de
8 prix.

3. SCÉNARIOS RELATIFS À LA REDEVANCE

9 Dans sa stratégie énergétique, le gouvernement demande à Hydro-Québec de
10 soumettre à la Régie de l'énergie une nouvelle structure tarifaire, comportant un
11 écart de prix plus important qu'à l'heure actuelle sans toutefois modifier le revenu
12 global. Une des façons d'y parvenir consiste à réduire la redevance pour
13 augmenter davantage le prix de la deuxième tranche de consommation et ainsi,
14 accentuer le signal de prix. Le Distributeur présente deux scénarios de baisse de
15 la redevance, soit une baisse de 10 % et de 50 %.

3.1. Baisse de 10 % de la redevance

16 La baisse de la redevance de 10 % a un impact sur la facture de tous les clients
17 domestiques. Afin d'illustrer concrètement l'impact de cette modification, le
18 Distributeur présente au tableau 10 la structure des tarifs D et DM, à revenus
19 constants, où la redevance est réduite de 10 %.

¹⁹ La réforme actuelle correspond à un gel de la redevance, une hausse deux fois plus importante du prix de la 2^e tranche que du prix de la première et une hausse annuelle de la prime du tarif D de 75 ¢/kW.

²⁰ Sur la base d'un facteur d'utilisation de 47 % applicable à la consommation au-delà de 50 kW.

²¹ Soit 7,66 ¢/kWh + 0,76 ¢/kWh.

TABLEAU 10
ILLUSTRATION DE LA STRUCTURE DES TARIFS D ET DM
SOUS HYPOTHÈSE DE REVENUS CONSTANTS
– BAISSÉ DE LA REDEVANCE DE 10 % –

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche ¢/kWh	2 ^e tranche ¢/kWh	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Prime D \$/kW	Prime DM \$/kW
1^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	1,33	5,46	1,35
Baisse de 10 % de la redevance et hausse équivalente de la 2^e tr.	36,58 -10,0%	5,29 0,0%	7,20 2,4%	1,36	5,46 0,0%	1,35 0,0%

1 Réduite de 10 %, la redevance s'élève à 36,58 ¢/jour, ce qui ne permet plus de
 2 couvrir les coûts de mesurage et de services à la clientèle. Le tableau 11
 3 présente les impacts de la réduction de la redevance de 10 % et de la hausse
 4 équivalente du prix de la 2^e tranche sur les cas types, en supposant des revenus
 5 constants. Il en ressort que seuls les petits consommateurs voient leur facture
 6 diminuer alors que les autres consommateurs la voient augmenter puisque la
 7 baisse de la redevance n'est pas suffisante pour compenser la hausse du prix de
 8 la 2^e tranche d'énergie.

TABLEAU 11
IMPACT TARIFAIRE PAR CAS TYPES
SOUS HYPOTHÈSE DE REVENUS CONSTANTS
– BAISSÉ DE LA REDEVANCE DE 10 % DES TARIFS D ET DM –

Tarifs D et DM	Client moyen domestique 17 407 kWh	Logement 11 590 kWh	Petite maison 20 494 kWh	Moyenne maison - Chauffé à l'électricité - 26 484 kWh	Grande maison 32 054 kWh	Très grande maison 42 818 kWh	Maison imposante 62 840 kWh	Grand client 100 kW 411 700 kWh	Client 1 ^{re} tranche 10 950 kWh	Multi- logement 124 160 kWh
1^{er} avril 2007	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
poinds de la redevance	12%	19%	11%	8%	7%	5%	3%	0%	20%	10%
Baisse de 10 % de la redevance et hausse équivalente de la 2^e tr.	0 \$	-11 \$	2 \$	12 \$	22 \$	40 \$	75 \$	675 \$	-15 \$	15 \$
poinds de la redevance	0,0%	-1,4%	0,2%	0,7%	1,0%	1,3%	1,7%	2,3%	-2,0%	0,2%
	11%	17%	9%	7%	6%	4%	3%	0%	19%	9%

9 Le tableau 12 indique, pour une année et à partir des données de facturation de

1 l'année 2006-2007, que près de 62 % des clients au tarif D voient leur facture
2 diminuer mais très légèrement. Cette baisse de facture s'explique du fait que ces
3 clients bénéficient de la baisse de la redevance sans toutefois être affectés par la
4 hausse du prix de la 2^e tranche.

TABLEAU 12
IMPACT TARIFAIRE AU TARIF D
SOUS HYPOTHÈSE DE REVENUS CONSTANTS
– BAISSÉ DE LA REDEVANCE DE 10 % –

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de -2	26,6
De -2 à -1	15,0
De -1 à 0	19,9
De 0 à 1	30,5
De 1 à 2	7,7
2 et plus	0,2
Total	100,0

3.2. Baisse de 50 % de la redevance

5 La baisse de 50 % de la redevance permet de diminuer le poids de celle-ci au
6 niveau de la moyenne des distributeurs analysés. Le Distributeur présente au
7 tableau 13 la structure des tarifs D et DM, à revenus constants, où la redevance
8 est réduite de 50 %.

TABLEAU 13
ILLUSTRATION DE LA STRUCTURE DES TARIFS D ET DM
SOUS HYPOTHÈSE DE REVENUS CONSTANTS
– BAISSÉ DE LA REDEVANCE DE 50 % –

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche ¢/kWh	2 ^e tranche ¢/kWh	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Prime D \$/kW	Prime DM
1 ^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	1,33	5,46	1,35
Baisse de 50 % de la redevance et hausse équivalente de la 2 ^e tr.	20,32 -50,0%	5,29 0,0%	7,89 12,3%	1,49	5,46 0,0%	1,35 0,0%

- 1 La baisse de la redevance de 50 % permet d'accroître significativement le prix de
 2 la 2^e tranche d'énergie. Toutefois, une redevance ainsi réduite à 20,32 ¢/jour ne
 3 couvre plus qu'environ la moitié des coûts de mesurage et services à la clientèle.
- 4 Le tableau 14 présente les impacts de ce scénario sur les cas types. Il en ressort
 5 que si la baisse de 50 % de la redevance augmente la progressivité des tarifs
 6 domestiques, elle génère également une dispersion importante des impacts
 7 tarifaires.

TABLEAU 14
IMPACT TARIFAIRE PAR CAS TYPES
SOUS HYPOTHÈSE DE REVENUS CONSTANTS
– BAISSÉ DE LA REDEVANCE DE 50 % DES TARIFS D ET DM –

Tarifs D et DM	Client moyen domestique 17 407 kWh	Logement 11 590 kWh	Petite maison 20 494 kWh	Moyenne maison - Chauffé à l'électricité - 26 484 kWh	Grande maison 32 054 kWh	Très grande maison 42 818 kWh	Maison imposante 62 840 kWh	Grand client 100 kW 411 700 kWh	Client 1 ^{re} tranche 10 950 kWh	Multi- logement 124 160 kWh
1 ^{er} avril 2007 poids de la redevance	1 220 \$ 12%	800 \$ 19%	1 406 \$ 11%	1 820 \$ 8%	2 211 \$ 7%	2 968 \$ 5%	4 375 \$ 3%	30 001 \$ 0%	728 \$ 20%	8 507 \$ 10%
Baisse de 50 % de la redevance et hausse équivalente de la 2 ^e tr. poids de la redevance	0 \$ 0,0% 6%	-55 \$ -6,9% 10%	12 \$ 0,9% 5%	60 \$ 3,3% 4%	108 \$ 4,9% 3%	200 \$ 6,8% 2%	373 \$ 8,5% 2%	3 380 \$ 11,3% 0%	-74 \$ -10,2% 11%	75 \$ 0,9% 5%

- 8 Le tableau 15 permet également de constater que, pour une année et à partir
 9 des données de facturation de l'année 2006-2007, les baisses et les hausses de

- 1 factures se répartissent sur un large intervalle, soit moins de - 4 % à 4 % et plus.

TABLEAU 15
IMPACT TARIFAIRE AU TARIF D
SOUS HYPOTHÈSE DE REVENUS CONSTANTS
– BAISSÉ DE LA REDEVANCE DE 50 % –

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de -4	45,2
De -4 à -2	7,6
De -2 à 0	8,8
De 0 à 2	11,4
De 2 à 4	13,4
4 et plus	13,5
Total	100,0

3.3. Analyse et recommandation quant à une baisse de redevance

2 Le 6^e principe de Bonbright suggère qu'un client doit payer ce qu'il en coûte au
3 Distributeur pour assurer le service alors que le signal de prix incite le
4 consommateur, par le biais des prix, d'optimiser ses choix sur le plan
5 énergétique. En fixant les prix d'un tarif d'électricité, le tarifificateur doit viser
6 l'atteinte de ces deux principes dans le but d'obtenir un impact optimal pour la
7 société.

8 Le Distributeur est d'avis que les scénarios étudiés dans la présente section ne
9 permettent pas d'obtenir cet impact optimal. D'une part, la baisse de la
10 redevance de 10 % ne permet pas d'accroître significativement le signal de prix
11 en 2^e tranche et d'autre part, la baisse de 50 % va à l'encontre de la causalité
12 des coûts.

13 Ce désarrimage avec les coûts signifie que l'ajout de nouveaux clients
14 résidentiels occasionne des dépenses supérieures aux revenus générés par la
15 redevance qui se traduisent par la nécessité de hausser les tarifs pour

1 l'ensemble de la clientèle. Chaque nouveau client occasionnerait des hausses
2 tarifaires nonobstant son niveau de consommation. Toutefois, si l'objectif
3 consiste à augmenter la progressivité du tarif D, alors la baisse de la redevance
4 constitue une meilleure alternative que celle de diminuer le prix de l'énergie
5 puisqu'elle correspond à une baisse de la composante la plus inélastique et
6 puisqu'elle ne détériore pas le signal de prix pour aucun client domestique.

7 Il importe de rappeler que le niveau actuel de la redevance reflète les coûts fixes
8 de mesurage et de service à la clientèle. Or, une baisse de la redevance ne
9 permettrait plus de refléter ces coûts fixes et favoriserait indûment les clients qui
10 ne consomment pas régulièrement toute l'année ; c'est le cas des clients qui ont
11 un chalet ou encore de ceux qui passent une partie de l'hiver ailleurs qu'au
12 Québec. Elle favoriserait également les clients qui disposent d'une autre source
13 de chauffage puisque ces derniers ne consomment que très rarement en
14 2^e tranche.

15 Pour ces raisons, le Distributeur propose à la Régie de reconduire le gel de la
16 redevance pour les prochaines années en autant que ce gel permette de
17 continuer à couvrir les coûts de mesurage et de services à la clientèle.

4. SCÉNARIOS RELATIFS AU SEUIL DE LA 1^{RE} TRANCHE D'ÉNERGIE

18 Le Distributeur présente dans les sections suivantes deux scénarios de
19 tarification saisonnière tirés du tarif saisonnier adopté en Ontario.

4.1. Seuil d'hiver de la 1^{re} tranche d'énergie à 35 kWh/jour

20 Dans le contexte québécois, tel qu'expliqué plus loin, un seuil plus élevé en hiver
21 diluerait le signal de prix, ce qui est contraire à l'un des objectifs fixés par la
22 Régie dans la décision D-2006-34 et par le gouvernement dans sa stratégie
23 énergétique. En effet, la hausse du seuil de la 1^{re} tranche en hiver à 35 kWh/jour
24 (soit environ 1 000 kWh/mois) aurait pour conséquence de facturer 5 kWh/jour de

1 plus au prix de la 1^{re} tranche (5,29 ¢/kWh). Or, cette consommation devrait être
 2 facturée au prix de la 2^e tranche (7,03 ¢/kWh) puisqu'elle est généralement
 3 associée aux usages d'hiver qui contribuent à la pointe du réseau et crée une
 4 pression à la hausse sur les coûts d'approvisionnement du Distributeur. De plus,
 5 moins de clients seraient facturés au prix de la 2^e tranche, ces clients seraient
 6 conséquemment privés de ce signal de prix.

7 Bien qu'inacceptable du point de vue signal de prix, le Distributeur présente aux
 8 tableaux 16 à 18 la structure tarifaire et les impacts d'un tel scénario.

TABLEAU 16
ILLUSTRATION DE LA STRUCTURE DES TARIFS D ET DM
SOUS HYPOTHÈSE DE REVENUS CONSTANTS
– SEUIL D'ÉNERGIE EN HIVER DE 35 KWH/JOUR –

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche ¢/kWh	2 ^e tranche ¢/kWh	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Prime D \$/kW	Prime DM \$/kW
1 ^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	1,33	5,46	1,35
Seuil d'hiver de la 1 ^{re} tranche à 35 kWh et hausse équivalente du prix de la 1 ^{re} tr.	40,64 0,0%	5,37 1,6%	7,03 0,0%	1,31	5,46 0,0%	1,35 0,0%
Seuil d'hiver de la 1 ^{re} tranche à 35 kWh et hausse équivalente du prix de la 2 ^e tr.	40,64 0,0%	5,29 0,0%	7,12 1,3%	1,35	5,46 0,0%	1,35 0,0%

9 La hausse du seuil d'énergie en hiver à 35 kWh/jour a pour effet de facturer 5 %
 10 plus de kWh en 1^{re} tranche qu'à un seuil annuel de 30 kWh/jour. Par le fait
 11 même, le nombre de clients qui ne sont facturés qu'en 1^{re} tranche augmente de
 12 10 %. Ainsi, moins de clients ont accès au signal de prix de la 2^e tranche. En
 13 revanche, les gros consommateurs subissent une hausse de facture plus
 14 importante uniquement parce que la hausse de la consommation admissible en
 15 1^{re} tranche n'est pas suffisamment importante pour compenser la hausse du prix
 16 de la 2^e tranche.

TABLEAU 17
IMPACT TARIFAIRE PAR CAS TYPES
SOUS HYPOTHÈSE DE REVENUS CONSTANTS
– SEUIL D'ÉNERGIE EN HIVER DE 35 KWH/JOUR AUX TARIFS D ET DM –

Tarifs D et DM	Client moyen domestique 17 407 kWh	Logement 11 590 kWh	Petite maison 20 494 kWh	Moyenne maison - Chauffé à l'électricité - 26 484 kWh	Grande maison 32 054 kWh	Très grande maison 42 818 kWh	Maison imposante 62 840 kWh	Grand client 100 kW 411 700 kWh	Client 1 ^{re} tranche 10 950 kWh	Multi-logement 124 160 kWh
1 ^{er} avril 2007	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
Seuil d'hiver de la 1 ^{re} tranche à 35 kWh et hausse équivalente du prix de la 1 ^{re} tr.	0 \$ 0,0%	-2 \$ -0,3%	-1 \$ -0,1%	-1 \$ -0,1%	-1 \$ 0,0%	-1 \$ 0,0%	-1 \$ 0,0%	-1 \$ 0,0%	9 \$ 1,2%	-7 \$ -0,1%
Seuil d'hiver de la 1 ^{re} tranche à 35 kWh et hausse équivalente du prix de la 2 ^e tr.	0 \$ 0,0%	-9 \$ -1,1%	-2 \$ -0,1%	4 \$ 0,2%	9 \$ 0,4%	19 \$ 0,6%	38 \$ 0,9%	366 \$ 1,2%	0 \$ 0,0%	-10 \$ -0,1%

- 1 Le tableau 18 permet de constater la détérioration du signal de prix occasionné
- 2 par un seuil d'énergie à 35 kWh/jour en hiver. En effet et ce pour une grande
- 3 majorité des clients, la hausse de l'un ou l'autre des prix de l'énergie ne permet
- 4 pas de compenser l'effet de facturer plus de kWh en 1^{re} tranche.

TABLEAU 18
IMPACT TARIFAIRE AU TARIF D
SOUS HYPOTHÈSE DE REVENUS CONSTANTS
– SEUIL D'ÉNERGIE EN HIVER À 35 KWH/JOUR –

Répartition des clients (%)		
Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Hausse du prix de la 1 ^{re} tranche	Hausse du prix de la 2 ^e tranche
Moins de -2	0,0	0,0
De -2 à -1	0,0	9,8
De -1 à 0	71,1	46,4
De 0 à 1	20,4	43,5
De 1 à 2	8,5	0,3
2 et plus	0,0	0,0
Total	100,0	100,0

- 5 Le Distributeur considère qu'il n'existe aucune justification économique à facturer

1 plus de kWh en 1^{re} tranche uniquement pour hausser les prix d'énergie,
2 particulièrement celui de la 2^e tranche. Un bon signal de prix en est un qui vise le
3 plus grand volume de consommation de façon à ce qu'un plus grand nombre de
4 clients aient accès un crédit plus élevé qui favorise l'économie d'énergie.

5 Il serait davantage justifié de diminuer le seuil de la 1^{re} tranche en hiver de façon
6 à étendre davantage le signal de prix. Cette mesure, parce qu'elle affecte les
7 besoins de base, peut en revanche avoir des impacts importants sur l'ensemble
8 de la clientèle d'autant plus que près de 70 % de la population chauffe à
9 l'électricité.

4.2. Seuil d'été de la 1^{re} tranche d'énergie à 25 kWh/jour

10 En s'appuyant sur la répartition mensuelle des besoins de base présentée au
11 tableau 4, il peut être justifié de diminuer le seuil de la 1^{re} tranche en été, c'est-à-
12 dire du 1^{er} avril au 30 novembre tel que défini au texte des *Tarifs et conditions du*
13 *Distributeur*.

14 Le Distributeur présente au tableau 19 la structure des tarifs D et DM, à revenus
15 constants, dans lequel le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie est réduit à
16 25 kWh/jour en été.

17 Il est possible de constater au tableau 4 que les usages de base des mois d'avril,
18 mai et novembre sont supérieurs à 25 kWh/jour. Par conséquent, un seuil
19 d'énergie fixé à 25 kWh/jour en été présente le risque de facturer en 2^e tranche
20 des usages de base inélastiques.

TABLEAU 19
ILLUSTRATION DE LA STRUCTURE DES TARIFS D ET DM
SOUS HYPOTHÈSE DE REVENUS CONSTANTS
– SEUIL D'ÉNERGIE EN ÉTÉ DE 25 KWH/JOUR –

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche ¢/kWh	2 ^e tranche ¢/kWh	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Prime D \$/kW	Prime DM \$/kW
1 ^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	1,33	5,46	1,35
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente du prix de la 1 ^{re} tr.	40,64 0,0%	5,15 -2,6%	7,03 0,0%	1,36	5,46 0,0%	1,35 0,0%
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente du prix de la 2 ^e tr.	40,64 0,0%	5,29 0,0%	6,91 -1,7%	1,31	5,46 0,0%	1,35 0,0%
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente de la redevance	37,57 -7,6%	5,29 0,0%	7,03 0,0%	1,33	5,46 0,0%	1,35 0,0%

- 1 La baisse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie en été doit être compensée par la
- 2 baisse de l'un des prix d'énergie ou par celle de la redevance. Le tableau 20
- 3 présente les impacts tarifaires de ces structures sur les cas types.

TABLEAU 20
IMPACT TARIFAIRE PAR CAS TYPES
SOUS HYPOTHÈSE DE REVENUS CONSTANTS
– SEUIL D'ÉNERGIE EN ÉTÉ DE 25 KWH/JOUR AUX TARIFS D ET DM –

Tarifs D et DM	Client moyen domestique 17 407 kWh	Logement 11 590 kWh	Petite maison 20 494 kWh	Moyenne maison 26 484 kWh - Chauffé à l'électricité -	Grande maison 32 054 kWh	Très grande maison 42 818 kWh	Maison imposante 62 840 kWh	Grand client 100 kW 411 700 kWh	Client 1 ^{re} tranche 10 950 kWh	Multi- logement 124 160 kWh
1 ^{er} avril 2007	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente du prix de la 1 ^{re} tr.	0 \$ 0,0%	-4 \$ -0,5%	2 \$ 0,1%	7 \$ 0,4%	8 \$ 0,4%	8 \$ 0,3%	8 \$ 0,2%	8 \$ 0,0%	8 \$ 1,1%	17 \$ 0,2%
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente du prix de la 2 ^e tr.	0 \$ 0,0%	5 \$ 0,6%	2 \$ 0,1%	0 \$ 0,0%	-6 \$ -0,3%	-19 \$ -0,6%	-43 \$ -1,0%	-466 \$ -1,6%	20 \$ 2,7%	17 \$ 0,2%
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente de la redevance	0 \$ 0,0%	-3 \$ -0,4%	4 \$ 0,3%	9 \$ 0,5%	10 \$ 0,5%	10 \$ 0,3%	10 \$ 0,2%	10 \$ 0,0%	10 \$ 1,4%	29 \$ 0,3%

1 La baisse du prix de la 1^{re} tranche détériore le signal de prix pour les 15 % de
 2 clients qui ne consomment qu'en 1^{re} tranche ou pour 47 % des kWh consommés
 3 au tarif D. La baisse du prix de la 2^e tranche annule quant à elle l'effet de facturer
 4 plus de kWh en 2^e tranche et avantage indûment les gros consommateurs. La
 5 baisse de la redevance constitue l'alternative la moins préjudiciable en matière
 6 de signal de prix puisqu'elle n'affecte pas directement les prix d'énergie.
 7 Toutefois, tel qu'expliqué précédemment, une baisse de la redevance ne permet
 8 plus d'assurer la causalité des coûts moyens et favorise les clients qui ne
 9 consomment pas à l'année.

10 Le tableau 21 permet de constater que la baisse du prix de la 1^{re} tranche ou de la
 11 redevance diminue la facture annuelle pour plus de 50 % des clients. Malgré le
 12 fait qu'un nombre moins important de clients subissent une baisse de facture, il
 13 n'en demeure pas moins que les 85 % des clients qui consomment en 2^e tranche
 14 voient leur signal de prix se détériorer par la baisse du prix de la 2^e tranche, ce
 15 qui va à l'encontre de l'objectif principal de la réforme tarifaire.

TABLEAU 21
IMPACT TARIFAIRE AU TARIF D
SOUS HYPOTHÈSE DE REVENUS CONSTANTS
– SEUIL D'ÉNERGIE EN ÉTÉ DE 25 KWH/JOUR –

Répartition des clients (%)			
Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Baisse du prix de la 1 ^{re} tranche	Baisse du prix de la 2 ^e tranche	Baisse de la redevance
Moins de -2	0,0	0,0	17,8
De -2 à -1	23,8	0,7	10,2
De -1 à 0	31,2	35,9	24,7
De 0 à 1	44,9	54,9	45,6
De 1 à 2	0,1	7,8	1,6
2 et plus	0,0	0,7	0,0
Total	100,0	100,0	100,0

4.3. Analyse et recommandation quant au seuil de la 1^{re} tranche en énergie

1 La capacité des clients résidentiels à modifier leur consommation pour les
2 usages excluant le chauffage est très faible puisque la demande qui leur est
3 associée est relativement inélastique. NERA note d'ailleurs dans son rapport
4 pour Manitoba Hydro :

5 *"Customers with electric space heat capability are typically more elastic*
6 *than those without, which implies that it is more important for them to*
7 *face a marginal-cost based price signal in the heating season. This*
8 *suggests that the first block size in an inverted block rate structure*
9 *should be set low enough to put most customers with electric heat into*
10 *the more efficient, marginal cost-based second block.*²²

11 Dans l'optique d'accroître le signal de prix, le Distributeur considère qu'il est
12 préférable de modifier le prix de la 2^e tranche d'énergie que de modifier le seuil
13 de la 1^{re} tranche. D'une part, la modification du seuil de la 1^{re} tranche ne permet
14 pas de donner un meilleur signal de prix aux coûts marginaux et d'autre part, il
15 est difficile de clairement cibler les clients touchés par une modification
16 importante de la structure même du tarif.

17 Compte tenu du risque de facturer en 1^{re} tranche du chauffage en haussant le
18 seuil d'énergie en hiver ou de facturer en 2^e tranche des besoins de base en
19 baissant le seuil d'énergie en été, le Distributeur préfère maintenir le seuil de la
20 1^{re} tranche à 30 kWh par jour, hiver comme été.

21 L'atteinte d'un meilleur signal de prix ne nécessite pas d'introduire des seuils
22 saisonniers et de complexifier par le fait même le tarif. Le Distributeur réitère qu'il
23 est préférable d'accentuer le signal de prix reçu par les clients en haussant les
24 prix d'énergie sans modifier la structure même du tarif. Cette amélioration du
25 signal de prix via la hausse des prix d'énergie incite directement les clients à
26 adopter des mesures d'efficacité énergétique pour freiner l'augmentation de leur

²² NERA Economic Consulting, "Review of time-of-use and inverted electric rate structures for application in Manitoba", July 28, 2005.

1 facture. Ce faisant, le Distributeur respecte le 9^e principe de Bonbright visant
 2 notamment la simplicité tarifaire, l'acceptabilité et la compréhension des
 3 consommateurs.

5. AJUSTEMENTS DES PRIX D'ÉNERGIE

5.1. Hausse en totalité sur le prix de la 2^e tranche

4 La hausse tarifaire portée en totalité sur le prix de la 2^e tranche constitue une
 5 alternative à l'actuelle stratégie de hausser 2 fois plus le prix de la 2^e tranche que
 6 de la 1^{re} tranche. Le tableau 22 présente l'évolution à moyen terme de la
 7 structure du tarif D compte tenu de ce scénario appliquée sur des hausses
 8 tarifaires annuelles de 2 %²³.

TABLEAU 22
ILLUSTRATION DE LA STRUCTURE DES TARIFS D ET DM
SOUS HYPOTHÈSE DE HAUSSES TARIFAIRES ANNUELLES DE 2 %
– HAUSSE EN TOTALITÉ SUR LE PRIX DE LA 2^E TRANCHE –

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche ¢/kWh	2 ^e tranche ¢/kWh	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Prime D \$/kW	Prime DM \$/kW
1^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	1,33	5,46	1,35
- Scénarios -						
1^{er} avril 2008	40,64 0,0%	5,29 0,0%	7,31 4,0%	1,38	6,21 13,7%	1,53 13,3%
1^{er} avril 2009	40,64 0,0%	5,29 0,0%	7,60 3,9%	1,44	6,96 12,1%	1,71 11,8%
1^{er} avril 2010	40,64 0,0%	5,29 0,0%	7,89 3,9%	1,49	7,71 10,8%	1,89 10,5%

²³ Ce scénario implique également le gel de la redevance et une hausse annuelle des primes de puissance des tarifs D et DM de 75 ¢/kW et 18 ¢/kW respectivement.

1 Bien que la hausse en totalité sur le prix de la 2^e tranche permette d'améliorer
 2 plus rapidement le signal de prix, ce scénario implique le gel du prix de la
 3 1^{re} tranche. Par conséquent, il n'y a aucune amélioration du signal de prix pour
 4 51 % de la consommation au tarif D. Par ailleurs, les 463 368 clients (18 % des
 5 clients) qui ne consomment qu'en 1^{re} tranche ne voient donc aucune hausse de
 6 leur facture d'électricité en raison du gel de la redevance et du prix de la
 7 1^{re} tranche. Il est également à souligner que 71 % des clients sont au moins une
 8 fois dans l'année facturée uniquement au prix de la 1^{re} tranche. Dans un contexte
 9 où tous les kWh consommés coûtent environ 10 ¢/kWh, il s'avère inefficace de
 10 geler le signal de prix pour un si grand nombre de clients.

11 Le tableau 23 présente les impacts de la hausse tarifaire portée entièrement sur
 12 le prix de la 2^e tranche. Le gel du prix de la 1^{re} tranche d'énergie dilue presque
 13 complètement le signal de prix pour les petits consommateurs ; jumelé à la forte
 14 hausse du prix de la 2^e tranche, ce scénario génère une plus grande dispersion
 15 des impacts tarifaires.

TABLEAU 23
IMPACT TARIFAIRE PAR CAS TYPES
SOUS HYPOTHÈSE DE HAUSSES TARIFAIRES ANNUELLES DE 2 %
– HAUSSE EN TOTALITÉ SUR LE PRIX DE LA 2^E TRANCHE –

Tarifs D et DM	Client moyen domestique	Logement	Petite maison	Moyenne maison	Grande maison	Très grande maison	Maison imposante	Grand client	Client 1 ^{re} tranche	Multi-logement
	17 407 kWh	11 590 kWh	20 494 kWh	26 484 kWh	32 054 kWh	42 818 kWh	62 840 kWh	100 kW 411 700 kWh	10 950 kWh	124 160 kWh
1 ^{er} avril 2007	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
- Scénarios -										
1 ^{er} avril 2008	24 \$ 2,0%	6 \$ 0,8%	28 \$ 2,0%	44 \$ 2,4%	60 \$ 2,7%	90 \$ 3,0%	146 \$ 3,3%	1 282 \$ 4,3%	0 \$ 0,0%	170 \$ 2,0%
1 ^{er} avril 2009	25 \$ 2,0%	6 \$ 0,8%	29 \$ 2,0%	45 \$ 2,4%	61 \$ 2,7%	92 \$ 3,0%	149 \$ 3,3%	1 304 \$ 4,2%	0 \$ 0,0%	174 \$ 2,0%
1 ^{er} avril 2010	25 \$ 2,0%	7 \$ 0,8%	29 \$ 2,0%	46 \$ 2,4%	62 \$ 2,7%	94 \$ 3,0%	152 \$ 3,3%	1 328 \$ 4,1%	0 \$ 0,0%	177 \$ 2,0%

16 Le tableau 24 indique, pour les données de facturation de l'année 2006-2007, la

- 1 répartition des hausses de facture sur une base annuelle : 39 % des clients
2 voient leur facture hausser par moins de 1 % dont 18 % ont un gel de facture,
3 confirmant ainsi l'importante dilution du signal de prix.

TABLEAU 24
IMPACT TARIFAIRE AU TARIF D
SOUS HYPOTHÈSE D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 2 % EN 2008
– HAUSSE EN TOTALITÉ SUR LE PRIX DE LA 2^E TRANCHE –

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 1	39,2
De 1 à 2	26,2
De 2 à 3	31,9
De 3 à 4	2,7
De 4 à 5	0,1
5 et plus	0,0
Total	100,0

5.2. Analyse et recommandation quant aux ajustements des prix en énergie

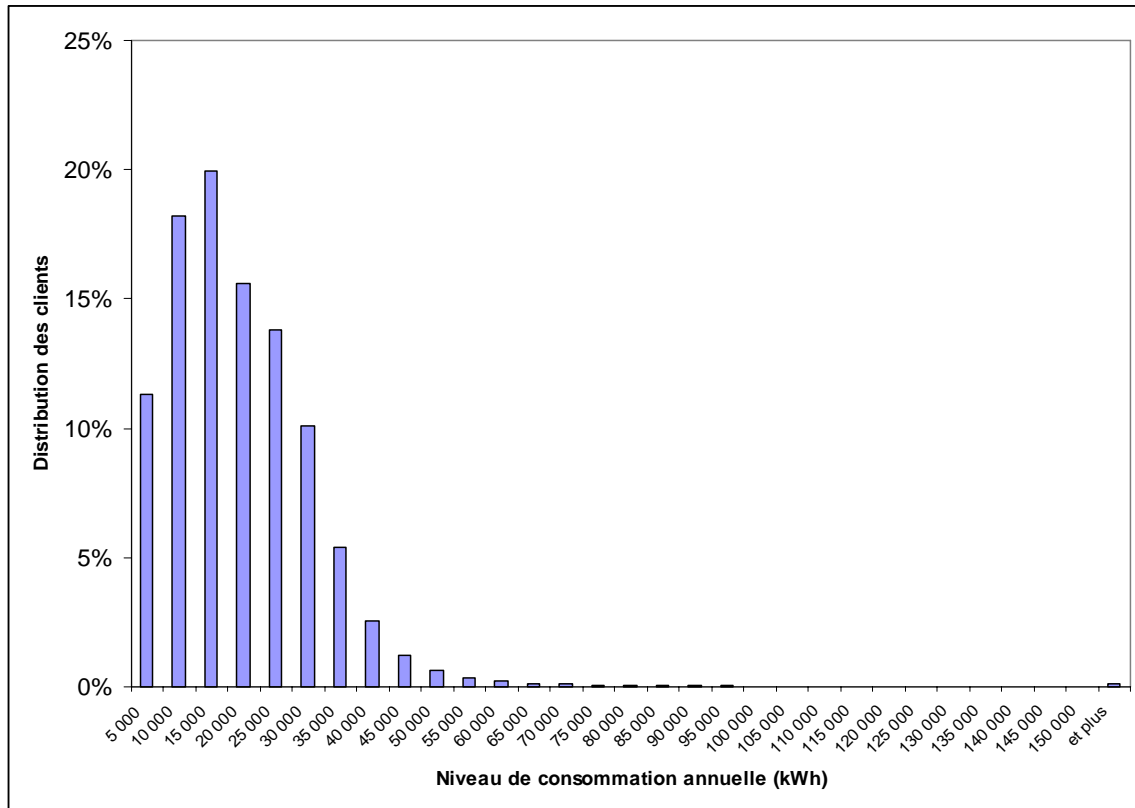
4 Compte tenu de la demande du gouvernement, des prix des combustibles, mais
5 surtout du signal donné par les coûts marginaux, le Distributeur soutient qu'il est
6 préférable de continuer à augmenter le prix de la 2^e tranche deux fois plus que le
7 prix de la première afin d'améliorer le signal de prix tout en limitant les impacts
8 tarifaires sur la clientèle. La proposition du Distributeur comporte aussi l'avantage
9 non négligeable d'améliorer le signal de prix de la 1^{re} tranche compte tenu de la
10 hausse des coûts d'approvisionnement qui affecte tous les clients.

11 Le Distributeur est d'avis qu'il est possible d'accentuer le signal de prix des
12 derniers kWh consommés en ajoutant, à la réforme actuelle des prix de l'énergie,
13 une réforme complémentaire de la facturation de la puissance (voir la section 7).

6. INTRODUCTION D'UNE 3^E TRANCHE D'ÉNERGIE

1 L'introduction d'une 3^e tranche d'énergie constitue l'une des possibilités
2 envisagées par le gouvernement dans sa stratégie énergétique pour accroître
3 l'écart de prix entre les 2 tranches du tarif D et ainsi faire supporter aux plus gros
4 consommateurs d'électricité une part plus importante des revenus requis du
5 Distributeur et, par conséquent, alléger la facture des plus petits consommateurs.
6 Tel que mentionné, les deux tranches de consommation actuelles du tarif D ont
7 été historiquement associés à des usages distincts. La première tranche couvrait
8 les usages de base tandis que la seconde couvrait principalement le chauffage.
9 Aucun autre usage, ni niveau de consommation ne permet de définir
10 naturellement une troisième tranche. À cet égard, la figure 2 illustre le caractère
11 lisse et sans rupture significative de la distribution des consommations annuelles
12 des clients résidentiels ; cette distribution ne permet pas d'isoler un groupe
13 distinct et facilement identifiable de gros consommateurs auxquels s'adresserait
14 une 3^e tranche de consommation.

FIGURE 2
DISTRIBUTION DES CLIENTS AU TARIF D
PAR TRANCHE DE CONSOMMATION ANNUELLE



1 La seule façon de circonscrire une tranche de consommation additionnelle est de
2 subdiviser arbitrairement la deuxième tranche de consommation. Trois seuils de
3 la 3^e tranche d'énergie sont analysés dans les sections subséquentes : 60, 100
4 ou 150 kWh/jour.

6.1. Seuil de la 3^e tranche d'énergie à 60 kWh/jour

5 La définition d'une 3^e tranche de consommation à partir de 60 kWh/jour permet
6 de diviser en deux la consommation totale facturée en 2^e tranche. Alors qu'avec
7 la structure actuelle du tarif D la consommation totale se répartit à peu près de

1 façon égale dans chacune des deux tranches, cela signifie qu'avec une
2 3^e tranche à 60 kWh/jour, 51 % de la consommation au tarif D serait facturée à la
3 1^{re} tranche, 25 % à la 2^e tranche et, enfin, 24 % à la 3^e tranche.

4 Une 3^e tranche fixée à 60 kWh/jour affecte en théorie sur une base annuelle
5 774 000 clients (30 % des clients de l'échantillon) dont la consommation annuelle
6 est supérieure à 21 900 kWh. Or, en raison de la saisonnalité des profils de
7 consommation individuels, près de 1 487 000 clients, soit 57 % des clients au
8 tarif D sont facturés à cette 3^e tranche. Parmi ceux-ci, 570 000 clients
9 consomment moins de 20 000 kWh par année. Par conséquent, bien que
10 l'introduction d'une 3^e tranche vise à accroître le signal de prix pour les plus gros
11 consommateurs, certains petits clients sont également touchés.

12 Le Distributeur présente au tableau 25 l'effet sur les composantes tarifaires qu'a
13 l'introduction en 2009 d'une 3^e tranche de consommation fixée à 60 kWh/jour,
14 jumelée à des hausses tarifaires annuelles de 2 % sur l'horizon étudié. Pour
15 éviter de geler le signal de prix de la 1^{re} tranche d'énergie, il est prévu
16 d'augmenter le prix de la 1^{re} tranche au rythme de la réforme actuelle. Le prix de
17 la 3^e tranche évolue quant à lui 2 fois plus rapidement que celui de la
18 2^e tranche.²⁴

²⁴ Conformément à la réforme actuelle, le Distributeur poursuit le gel de la redevance et la hausse annuelle des primes de puissance des tarifs D et DM de 75 ¢/kW et 18 ¢/kW respectivement.

TABLEAU 25
ILLUSTRATION DE LA STRUCTURE DES TARIFS D ET DM
SOUS HYPOTHÈSE DE HAUSSES TARIFAIRES ANNUELLES DE 2 %
– INTRODUCTION EN 2009 D’UNE 3^E TRANCHE À 60 KWH/JOUR –

Tarifs D et DM	Structure tarifaire							
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche	2 ^e tranche ¢/kWh	3 ^e tranche	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Ratio 3 ^e / 2 ^e	Prime D \$/kW	Prime DM
1^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	7,03	1,33	1,00	5,46	1,35
- Scénarios -								
1^{er} avril 2008	40,64 0,0%	5,37 1,4%	7,23 2,9%	7,23 2,9%	1,35	1,00	6,21 13,7%	1,53 13,3%
1^{er} avril 2009	40,64 0,0%	5,44 1,4%	7,37 1,9%	7,51 3,9%	1,35	1,02	6,96 12,1%	1,71 11,8%
1^{er} avril 2010	40,64 0,0%	5,52 1,4%	7,52 1,9%	7,80 3,8%	1,36	1,04	7,71 10,8%	1,89 10,5%

1 Le tableau 26 présente les impacts de ce scénario sur les cas types. La presque
 2 totalité des cas étudiés voient leur signal de prix diminuer en raison de la plus
 3 faible hausse du prix de la 2^e tranche. Seuls les clients qui consomment autant
 4 de kWh en 3^e qu’en 2^e tranche sont réellement affectés par l’introduction d’une 3^e
 5 tranche d’énergie.

TABLEAU 26
IMPACT TARIFAIRE PAR CAS TYPES
SOUS HYPOTHÈSE DE HAUSSES TARIFAIRES ANNUELLES DE 2 %
– INTRODUCTION EN 2009 D’UNE 3^E TRANCHE À 60 KWH/JOUR –

Tarifs D et DM	Client moyen domestique	Logement	Petite maison	Moyenne maison	Grande maison	Très grande maison	Maison imposante	Grand client	Client 1 ^{re} tranche	Multi-logement
	17 407 kWh	11 590 kWh	20 494 kWh	- Chauffé à l’électricité - 26 484 kWh 32 054 kWh		42 818 kWh	62 840 kWh	100 kW 411 700 kWh	10 950 kWh	124 160 kWh
1^{er} avril 2007	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
- Scénarios -										
1^{er} avril 2008	24 \$ 2,0%	12 \$ 1,5%	28 \$ 2,0%	40 \$ 2,2%	51 \$ 2,3%	73 \$ 2,5%	114 \$ 2,6%	976 \$ 3,3%	8 \$ 1,2%	172 \$ 2,0%
1^{er} avril 2009	25 \$ 2,0%	10 \$ 1,3%	22 \$ 1,5%	30 \$ 1,6%	38 \$ 1,7%	59 \$ 1,9%	105 \$ 2,3%	1 221 \$ 3,9%	9 \$ 1,2%	134 \$ 1,5%
1^{er} avril 2010	25 \$ 2,0%	11 \$ 1,3%	22 \$ 1,5%	31 \$ 1,6%	38 \$ 1,7%	60 \$ 1,9%	107 \$ 2,3%	1 250 \$ 3,9%	9 \$ 1,2%	136 \$ 1,5%

6.2. Seuil de la 3^e tranche d'énergie à 100 kWh/jour

1 Une 3^e tranche de consommation à partir de 100 kWh/jour permet de viser 10 %
 2 des kWh consommés au tarif D. Elle affecte théoriquement les clients
 3 consommant plus de 36 500 kWh (environ 124 000 ou 5 % des clients de
 4 l'échantillon). Or, en raison de la saisonnalité des profils de consommation
 5 individuels, plus de 818 000 clients, soit 31 % des clients sont facturés à la
 6 3^e tranche dont environ 54 500 consomment moins de 20 000 kWh par année.

7 Le Distributeur présente au tableau 27 l'effet sur les composantes tarifaires qu'a
 8 l'introduction en 2009 d'une 3^e tranche de consommation fixée à 100 kWh/jour,
 9 jumelée à des hausses tarifaires annuelles de 2 % sur l'horizon étudié²⁵.

TABLEAU 27
ILLUSTRATION DE LA STRUCTURE DES TARIFS D ET DM
SOUS HYPOTHÈSE DE HAUSSES TARIFAIRES ANNUELLES DE 2 %
– INTRODUCTION EN 2009 D'UNE 3^E TRANCHE À 100 KWH/JOUR –

Tarifs D et DM	Structure tarifaire							
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche	2 ^e tranche ¢/kWh	3 ^e tranche	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Ratio 3 ^e / 2 ^e	Prime D \$/kW	Prime DM
1 ^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	7,03	1,33	1,00	5,46	1,35
- Scénarios -								
1 ^{er} avril 2008	40,64 0,0%	5,37 1,4%	7,23 2,9%	7,23 2,9%	1,35	1,00	6,21 13,7%	1,53 13,3%
1 ^{er} avril 2009	40,64 0,0%	5,44 1,4%	7,41 2,4%	7,58 4,8%	1,36	1,02	6,96 12,1%	1,71 11,8%
1 ^{er} avril 2010	40,64 0,0%	5,52 1,4%	7,58 2,4%	7,94 4,8%	1,37	1,05	7,71 10,8%	1,89 10,5%

10 Le tableau 28 indique qu'une 3^e tranche d'énergie à 100 kWh/jour détériore le
 11 signal de prix pour la majorité des cas. Seuls les clients consommant en

²⁵ Tout comme pour le seuil de la 3^e tranche analysé précédemment, le Distributeur hausse 2 fois plus le prix de la 3^e tranche que de la 2^e sans toutefois diminuer la hausse de la 1^{re} tranche prévue à la réforme actuelle. Le Distributeur poursuit le gel de la redevance et la hausse annuelle des primes de puissance des tarifs D et DM de 75 ¢/kW et 18 ¢/kW respectivement.

- 1 3^e tranche la moitié des kWh facturés en 2^e tranche subissent un impact tarifaire
- 2 plus important qu'à la réforme actuelle.

TABLEAU 28
IMPACT TARIFAIRE PAR CAS TYPES
SOUS HYPOTHÈSE DE HAUSSES TARIFAIRES ANNUELLES DE 2 %
– INTRODUCTION EN 2009 D'UNE 3^E TRANCHE À 100 KWH/JOUR –

Tarifs D et DM	Client moyen domestique 17 407 kWh	Logement 11 590 kWh	Petite maison 20 494 kWh	Moyenne maison - Chauffé à l'électricité - 26 484 kWh	Grande maison 32 054 kWh	Très grande maison 42 818 kWh	Maison imposante 62 840 kWh	Grand client 100 kW 411 700 kWh	Client 1 ^{re} tranche 10 950 kWh	Multi-logement 124 160 kWh
1 ^{er} avril 2007	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
- Scénarios -										
1 ^{er} avril 2008	24 \$ 2,0%	12 \$ 1,5%	28 \$ 2,0%	40 \$ 2,2%	51 \$ 2,3%	73 \$ 2,5%	114 \$ 2,6%	976 \$ 3,3%	8 \$ 1,2%	172 \$ 2,0%
1 ^{er} avril 2009	25 \$ 2,0%	11 \$ 1,4%	26 \$ 1,8%	36 \$ 1,9%	45 \$ 2,0%	71 \$ 2,4%	129 \$ 2,9%	1 479 \$ 4,8%	9 \$ 1,2%	155 \$ 1,8%
1 ^{er} avril 2010	25 \$ 2,0%	11 \$ 1,4%	26 \$ 1,8%	36 \$ 1,9%	46 \$ 2,0%	73 \$ 2,3%	132 \$ 2,9%	1 528 \$ 4,7%	9 \$ 1,2%	157 \$ 1,8%

6.3. Seuil de la 3^e tranche d'énergie à 150 kWh/jour

3 Une 3^e tranche de consommation à partir de 150 kWh/jour permet de viser 4 %
 4 des kWh consommés au tarif D. Les clients affectés par cette tranche
 5 consomment théoriquement plus de 54 750 kWh/an, soit environ 26 000 clients
 6 ou 1 % des clients de l'échantillon. Toujours en raison du caractère saisonnier
 7 des profils de consommation individuels, 234 000 clients, soit près de 9 % des
 8 clients sont dans les faits facturés à la 3^e tranche. Toutefois, le seuil de la
 9 3^e tranche est suffisamment élevé pour épargner la très grande majorité des
 10 petits clients mais touche néanmoins près de 1 600 clients consommant moins
 11 de 20 000 kWh par année.

12 Le Distributeur présente au tableau 29 l'effet sur les composantes tarifaires qu'à
 13 l'introduction en 2009 d'une 3^e tranche de consommation fixée à 150 kWh/jour,
 14 jumelée à des hausses tarifaires annuelles de 2 % sur l'horizon étudié. Tout
 15 comme pour les seuils de la 3^e tranche analysés précédemment, le Distributeur

- 1 hausse 2 fois plus le prix de la 3^e tranche que de la 2^e sans toutefois diminuer la
- 2 hausse de la 1^{re} tranche prévue à la réforme actuelle.²⁶

TABLEAU 29
ILLUSTRATION DE LA STRUCTURE DES TARIFS D ET DM
SOUS HYPOTHÈSE DE HAUSSES TARIFAIRES ANNUELLES DE 2 %
– INTRODUCTION EN 2009 D’UNE 3^E TRANCHE À 150 KWH/JOUR –

Tarifs D et DM	Structure tarifaire							
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche	2 ^e tranche ¢/kWh	3 ^e tranche	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Ratio 3 ^e / 2 ^e	Prime D	Prime DM \$/kW
1^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	7,03	1,33	1,00	5,46	1,35
- Scénarios -								
1^{er} avril 2008	40,64 0,0%	5,37 1,4%	7,23 2,9%	7,23 2,9%	1,35	1,00	6,21 13,7%	1,53 13,3%
1^{er} avril 2009	40,64 0,0%	5,44 1,4%	7,43 2,7%	7,62 5,3%	1,36	1,03	6,96 12,1%	1,71 11,8%
1^{er} avril 2010	40,64 0,0%	5,52 1,4%	7,62 2,6%	8,02 5,3%	1,38	1,05	7,71 10,8%	1,89 10,5%

- 3 Contrairement aux seuils de 60 et 100 kWh/jour, un seuil de la 3^e tranche
- 4 d'énergie fixé à 150 kWh/jour permet d'accroître le signal de prix pour les gros
- 5 consommateurs sans pour autant diminuer de façon trop importante celui des
- 6 plus petits car le prix de la 2^e tranche n'est que légèrement inférieur à celui de la
- 7 réforme actuelle.

²⁶ Le Distributeur poursuit le gel de la redevance et la hausse annuelle des primes de puissance des tarifs D et DM de 75 ¢/kW et 18 ¢/kW respectivement.

TABLEAU 30
IMPACT TARIFAIRE PAR CAS TYPES
SOUS HYPOTHÈSE DE HAUSSES TARIFAIRES ANNUELLES DE 2 %
– INTRODUCTION EN 2009 D’UNE 3^E TRANCHE À 150 KWH/JOUR –

Tarifs D et DM	Client moyen domestique	Logement	Petite maison	Moyenne maison - Chauffé à l'électricité -	Grande maison - 32 054 kWh	Très grande maison	Maison imposante	Grand client 100 kW 411 700 kWh	Client 1 ^{re} tranche 10 950 kWh	Multi-logement 124 160 kWh
	17 407 kWh	11 590 kWh	20 494 kWh	26 484 kWh	32 054 kWh	42 818 kWh	62 840 kWh	411 700 kWh	10 950 kWh	124 160 kWh
1^{er} avril 2007	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
- Scénarios -										
1^{er} avril 2008	24 \$ 2,0%	12 \$ 1,5%	28 \$ 2,0%	40 \$ 2,2%	51 \$ 2,3%	73 \$ 2,5%	114 \$ 2,6%	976 \$ 3,3%	8 \$ 1,2%	172 \$ 2,0%
1^{er} avril 2009	25 \$ 2,0%	12 \$ 1,4%	27 \$ 1,9%	38 \$ 2,1%	49 \$ 2,2%	78 \$ 2,6%	142 \$ 3,2%	1 620 \$ 5,2%	9 \$ 1,2%	166 \$ 1,9%
1^{er} avril 2010	25 \$ 2,0%	12 \$ 1,4%	28 \$ 1,9%	39 \$ 2,1%	50 \$ 2,2%	80 \$ 2,6%	146 \$ 3,2%	1 683 \$ 5,2%	9 \$ 1,2%	169 \$ 1,9%

6.4. Analyse et recommandation quant à une 3^e tranche en énergie

- 1 L'ajout d'une troisième tranche en énergie à la structure tarifaire actuelle entraîne
- 2 une dilution du signal de prix ainsi qu'une dispersion plus importante des impacts
- 3 tarifaires que le scénario de base.

TABLEAU 31
SOMMAIRE DES HAUSSES DES PRIX D'ÉNERGIE
– INTRODUCTION EN 2009 D’UNE 3^E TRANCHE D'ÉNERGIE–

Tarifs D et DM	Prix d'énergie			Hausse des prix d'énergie		
	1 ^{re} tranche	2 ^e tranche	3 ^e tranche	1 ^{re} tranche	2 ^e tranche	3 ^e tranche
- Scénarios au 1^{er} avril 2009 -						
2^e tranche à 30 kWh/jour	5,44	7,44		1,4%	2,9%	
3^e tranche à 60 kWh/jour	5,44	7,37	7,51	1,4%	1,9%	3,9%
3^e tranche à 100 kWh/jour	5,44	7,41	7,58	1,4%	2,4%	4,8%
3^e tranche à 150 kWh/jour	5,44	7,43	7,62	1,4%	2,7%	5,3%

- 4 En effet, l'atteinte d'une structure tarifaire comportant une 3^e tranche suppose

1 une augmentation du prix de la 2^e tranche inférieure à la hausse appliquée à la
 2 structure actuelle à 2 tranches. Cette lente progression du prix de la 2^e tranche a
 3 pour conséquence une détérioration du signal de prix pour les clients ne
 4 consommant qu'en 1^{re} et 2^e tranches : 43 %, 69 % ou 91 % des clients si le seuil
 5 est fixé respectivement à 60, 100 ou 150 kWh/jour.

6 Par ailleurs, une 3^e tranche à prix plus élevé ne garantit pas l'amélioration du
 7 signal de prix pour les gros consommateurs puisque le signal de prix n'est pas
 8 significatif pour eux. En effet, bon nombre d'entre eux ne consomment pas
 9 suffisamment de kWh en 3^e tranche pour compenser la détérioration du signal de
 10 prix occasionné par le plus faible prix de la 2^e tranche.

TABLEAU 32
SOMMAIRE DES IMPACTS TARIFAIRES PAR CAS TYPES
– INTRODUCTION EN 2009 D'UNE 3^E TRANCHE D'ÉNERGIE–

Tarifs D et DM	Client moyen domestique	Logement	Petite maison	Moyenne maison	Grande maison	Très grande maison	Maison imposante	Grand client	Client 1 ^{re} tranche	Multi-logement
	17 407 kWh	11 590 kWh	20 494 kWh	- Chauffé à l'électricité - 26 484 kWh 32 054 kWh		42 818 kWh	62 840 kWh	100 kW 411 700 kWh	10 950 kWh	124 160 kWh
- Scénarios au 1^{er} avril 2009 -										
2 ^e tranche à 30 kWh/jour	2,0%	1,5%	2,0%	2,2%	2,3%	2,5%	2,6%	3,2%	1,2%	2,0%
3 ^e tranche à 60 kWh/jour	2,0%	1,3%	1,5%	1,6%	1,7%	1,9%	2,3%	3,9%	1,2%	1,5%
3 ^e tranche à 100 kWh/jour	2,0%	1,4%	1,8%	1,9%	2,0%	2,4%	2,9%	4,8%	1,2%	1,8%
3 ^e tranche à 150 kWh/jour	2,0%	1,4%	1,9%	2,1%	2,2%	2,6%	3,2%	5,2%	1,2%	1,9%

11 Le tableau 33 présente la répartition des impacts tarifaires sur l'échantillon 2006-
 12 2007. Une plus grande proportion des clients subissent une hausse de facture
 13 inférieure à la hausse tarifaire moyenne, prouvant la détérioration du signal de
 14 prix pour de nombreux consommateurs. En revanche, aucune des structures à 3
 15 tranches étudiées ne permet d'accroître significativement le signal de prix par
 16 rapport à la structure actuelle à 2 tranches où le prix de la 2^e tranche augmente
 17 deux fois plus rapidement que celui de la 1^{re}.

TABLEAU 33
SOMMAIRE DES IMPACTS TARIFAIRES
 – INTRODUCTION EN 2009 D’UNE 3^E TRANCHE D’ÉNERGIE –

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)			
	2 ^e tranche à 30 kWh/jour	3 ^e tranche à 60 kWh/jour	3 ^e tranche à 100 kWh/jour	3 ^e tranche à 150 kWh/jour
Moins de 1	14,1	14,2	14,0	13,9
De 1 à 2	50,2	57,2	64,2	60,3
De 2 à 3	35,6	27,7	20,5	24,9
De 3 à 4	0,1	0,9	1,2	0,7
De 4 à 5	0,0	0,0	0,2	0,1
5 et plus	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

- 1 Le tableau 34 permet de constater qu’une très forte proportion des clients voient
 2 leur facture diminuer par l’introduction d’une 3^e tranche (entre 62,5 % et 75,9 %
 3 des clients selon le seuil analysé) alors que moins du tiers des clients voient leur
 4 facture augmenter. Mais tel que démontré aux sections précédentes, la
 5 3^e tranche ne permet pas d’épargner les petits clients.

TABLEAU 34
SOMMAIRE DES IMPACTS TARIFAIRES À REVENUS CONSTANTS
 – INTRODUCTION EN 2009 D’UNE 3^E TRANCHE D’ÉNERGIE –

Impact par rapport à la structure à 2 tranches	3 ^e tranche à 60 kWh/jour		3 ^e tranche à 100 kWh/jour		3 ^e tranche à 150 kWh/jour	
	Répartition des clients (%)	Moyenne des impacts (%)	Répartition des clients (%)	Moyenne des impacts (%)	Répartition des clients (%)	Moyenne des impacts (%)
Baisse de la facture	62,5	-0,15	70,6	-0,14	75,9	-0,08
Gel de la facture	4,6	0,00	4,8	0,00	5,1	0,00
Hausse de la facture	32,9	0,09	24,6	0,11	19,0	0,07
Total	100,0	-0,07	100,0	-0,07	100,0	-0,05

1 En outre, la plus lente progression du prix de la 2^e tranche peut inciter la
2 consommation liée à certains usages. C'est le cas entre autres de la climatisation
3 dont la consommation se retrouve bien souvent entre les 30 et 100 kWh/jour en
4 été.

5 Le Distributeur tient à réitérer ici qu'un changement de structure doit permettre
6 d'appliquer un prix suffisamment élevé pour un volume significatif de kWh et pour
7 un nombre significatif de clients. Or, le tableau 35 permet de constater que
8 l'introduction d'une 3^e tranche ne permet pas d'atteindre ni un volume significatif
9 de kWh, ni un nombre significatif de clients.

TABLEAU 35
SOMMAIRE DE LA RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION
ET DE LA CLIENTÈLE VISÉE PAR LE 3^E TRANCHE
– INTRODUCTION EN 2009 D'UNE 3^E TRANCHE D'ÉNERGIE–

Tarifs D et DM	Répartition de la consommation (%)			Clientèle touchée par la 3 ^e tranche (%)
	1 ^{re} tranche	2 ^e tranche	3 ^e tranche	
- Scénarios au 1 ^{er} avril 2009 -				
2 ^e tranche à 30 kWh/jour	51	49	-	-
3 ^e tranche à 60 kWh/jour	51	25	24	57
3 ^e tranche à 100 kWh/jour	51	40	10	31
3 ^e tranche à 150 kWh/jour	51	45	4	9

10 Le Distributeur est d'avis qu'une 3^e tranche d'énergie comporte plus
11 d'inconvénients que d'avantages. Compte tenu de l'objectif principal d'accroître
12 le signal de prix, seule une 3^e tranche dont le seuil est suffisamment élevé pour
13 ne viser qu'un faible pourcentage des kWh consommés au tarif D y parvient sans
14 affecter le signal de prix pour les petits clients. Toutefois, plus le seuil est élevé,
15 moins nombreux seront les clients visés. Or, une 3^e tranche complexifie la
16 structure du tarif pour l'ensemble des clients. De plus, le balisage effectué
17 permet de constater que peu de distributeurs offrent une tarification à plus de

1 2 tranches et que les structures tarifaires à 3 tranches sont généralement
2 équivalentes en termes de consommation à la structure à 2 tranches du tarif D.
3 Le Distributeur tient à rappeler ici que la prime de puissance applicable au tarif D
4 joue déjà le rôle d'une 3^e tranche de façon plus efficace.

5 La réforme faisant porter une hausse 2 fois plus importante du prix de la
6 2^e tranche que de la 1^{re} a permis depuis 3 ans d'améliorer significativement le
7 signal de prix pour les gros consommateurs.

7. RÉFORME PROPOSÉE DE LA FACTURATION DE LA PUISSANCE AU TARIF D

8 La facturation de la puissance en hiver au tarif D traduit le fait que le réseau
9 principal du Distributeur est conçu pour rencontrer la pointe d'hiver. Toutefois,
10 elle comporte deux principales lacunes.

11 D'abord, la facturation actuelle de la puissance au tarif D n'offre aucun incitatif
12 aux clients de gérer leurs appels de puissance en période d'été. Cette absence
13 d'incitatif s'avère particulièrement problématique dans un contexte où il n'existe
14 qu'un très faible écart entre les coûts marginaux de long terme en été et en hiver.

15 De plus, la structure actuelle du tarif D présente une facturation de la puissance
16 réelle exprimée en kW alors que les tarifs G et M facturent le maximum entre la
17 puissance réelle exprimée en kW et 90 % de la puissance apparente exprimée
18 en kVA²⁷. Les clients domestiques ayant un facteur de puissance inférieur à
19 90 % ont un avantage indu par rapport aux clients des tarifs G et M puisqu'ils
20 n'ont aucun incitatif à installer des condensateurs pour améliorer leur facteur de
21 puissance.

22 Puisqu'un mauvais facteur de puissance augmente les pertes sur le réseau et

²⁷ Pour le tarif L, la facturation des kVA s'applique pour les clients dont le facteur de puissance est inférieur à 95 %.

1 occasionne des fluctuations de tension sur les lignes électriques, le Distributeur
2 doit alors installer des équipements supplémentaires afin de maintenir les
3 caractéristiques définissant la qualité de tension à l'intérieur des cibles visées.
4 C'est donc l'ensemble des clients du Distributeur qui en assument le coût.
5 L'absence de facturation de la puissance apparente au tarif D crée donc une
6 iniquité devant être corrigée.

7 Pour remédier à ces lacunes, le Distributeur recommande une nouvelle réforme
8 de la facturation de la puissance. Celle-ci touche plusieurs facettes de la
9 facturation de la puissance.

10 Dans le but d'étendre la portée du signal de prix en puissance pour assurer une
11 meilleure gestion des appels de puissance, le Distributeur propose de facturer
12 annuellement la puissance au-delà de 50 kW. Cette modification permettra à la
13 prime de puissance de jouer son rôle équivalent à une 3^e tranche d'énergie
14 durant toute l'année.

15 Pour limiter les impacts tarifaires, il est prévu d'introduire à partir du 1^{er} avril 2009
16 une prime de puissance applicable en été. Le Distributeur augmentera celle-ci de
17 63 ¢/kW²⁸ par année jusqu'à ce qu'elle atteigne la prime de puissance d'hiver
18 mais n'exclut pas la possibilité d'accélérer la réforme en fonction des efforts
19 entrepris par la clientèle en matière de gestion de la demande.

20 Pour que la prime d'été puisse atteindre celle d'hiver, le Distributeur choisit de
21 geler la prime d'hiver à son prix au 1^{er} avril 2008. Ce gel ne signifie toutefois pas
22 que le Distributeur renonce à accroître le signal de prix en puissance l'hiver. Le
23 Distributeur privilégie plutôt l'atteinte de cet objectif par l'introduction d'un
24 mécanisme de fixation automatique de la puissance à facturer égal à 65 % de la
25 puissance maximale appelée en totalité en hiver.

²⁸ 10 % de la prime de puissance d'hiver applicable au 31 mars 2009 sous contrainte que le résultat soit divisible par 30.

TABLEAU 36
ILLUSTRATION DE LA STRUCTURE DU TARIF D
SOUS HYPOTHÈSE DE HAUSSES TARIFAIRES ANNUELLES DE 2 %
– RÉFORME DE LA FACTURATION DE LA PUISSANCE EN 2009 –

Tarif D	Structure tarifaire					
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche ¢/kWh	2 ^e tranche ¢/kWh	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Prime D hiver \$/kW	Prime D été \$/kW
1 ^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	1,33	5,46	-
- Scénarios -						
1 ^{er} avril 2008	40,64 0,0%	5,37 1,4%	7,23 2,9%	1,35	6,21 13,7%	-
1 ^{er} avril 2009	40,64 0,0%	5,44 1,4%	7,44 2,9%	1,37	6,21 0,0%	0,63
1 ^{er} avril 2010	40,64 0,0%	5,52 1,4%	7,65 2,9%	1,39	6,21 0,0%	1,26

1 Lorsque la prime de puissance d'été aura atteint celle d'hiver, elle s'élèvera à
2 6,21 \$/kW applicable à l'année, soit l'équivalent de 1,84 ¢/kWh²⁹ de plus à payer
3 pour la consommation à la marge de la 2^e tranche d'énergie. La facturation
4 annuelle de la puissance permet d'améliorer plus rapidement le signal de prix
5 des clients dont la demande dépasse 50 kW. À titre illustratif, une prime de
6 puissance applicable en hiver seulement doit s'élever à 18,73 \$/kW pour obtenir
7 un signal de prix équivalent mais même à ce niveau, cette prime n'offre aucun
8 incitatif pour les clients de gérer leur puissance en été.

9 Dans le but d'enrayer l'iniquité créée par le fait que seule la puissance réelle
10 exprimée en kW soit facturée au tarif D, le Distributeur recommande d'introduire
11 au 1^{er} avril 2009 la facturation de la puissance apparente exprimée en kVA pour
12 les clients dont le facteur de puissance est inférieur à 90 %.³⁰

²⁹ Sur la base d'un facteur d'utilisation de 47 % applicable à la consommation au-delà de 50 kW.

³⁰ La puissance maximale appelée correspond alors au maximum entre la puissance réelle exprimée en kW et 90 % de la puissance apparente exprimée en kVA.

- 1 Le tableau 37 présente le cas réel d'un client visé par la réforme de la facturation
 2 de la puissance. Toutes choses égales par ailleurs, ce client est touché tant par
 3 l'introduction du mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer
 4 minimale que par l'application annuelle de la facturation de la puissance.

TABLEAU 37
EXEMPLE D'IMPACT TARIFAIRE AU TARIF D
SOUS HYPOTHÈSE D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 2 % EN 2009
– RÉFORME DE LA FACTURATION DE LA PUISSANCE –

Périodes - Facturation 2006-2007	24-05 au 08-08	09-08 au 23-08	24-08 au 21-09	22-09 au 23-10	24-10 au 21-11	22-11 au 19-12	20-12 au 18-01	19-01 au 21-02	22-02 au 22-03	23-03 au 23-04	24-04 au 23-05	Total
Jours	77	15	29	32	29	28	30	34	29	32	30	365
Jours d'hiver	0	0	0	0	0	19	30	34	29	9	0	121
Consommation (kWh)	14 520	4 320	3 960	15 300	63 540	21 060	10 800	9 720	8 280	5 940	5 940	163 380
1re tranche	2 310	450	870	960	870	840	900	1 020	870	960	900	10 950
2e tranche	12 210	3 870	3 090	14 340	62 670	20 220	9 900	8 700	7 410	4 980	5 040	152 430
Puissance maximale appelée (kW)	51	42	24	174	210	194	82	56	71	34	31	
Puissance à facturer minimale (KW) - 65 %	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	
Puissance à facturer (kW)												
avant réforme	0	0	0	0	0	144	32	6	21	0	0	203
après réforme	3	3	3	124	160	144	32	6	21	3	3	504
Facteur d'utilisation	15%	29%	24%	11%	43%	16%	18%	21%	17%	23%	27%	9%
Facture												
au 1 ^{er} avril 2008	1 038	310	282	1 101	4 590	2 085	975	740	720	425	425	12 690
au 1 ^{er} avril 2009	1 071	320	291	1 215	4 819	2 155	996	759	736	443	438	13 244
Impact tarifaire	3,1%	3,1%	3,2%	10,4%	5,0%	3,4%	2,2%	2,6%	2,2%	4,4%	3,1%	4,4%

- 5 Le tableau 38 indique, pour une année et à partir des données de facturation de
 6 l'année 2006-2007, la répartition des hausses de facture sur une base annuelle.
 7 Les impacts tarifaires restent très concentrés : moins de 0,1 % des clients voient
 8 leur facture augmenter de plus de 3 %. Le nombre de clients facturés en
 9 puissance passe de 2 538 à 2 777.

TABLEAU 38
IMPACT TARIFAIRE AU TARIF D
SOUS HYPOTHÈSE D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 2 % EN 2009
– RÉFORME DE LA FACTURATION DE LA PUISSANCE –

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)	
	Réforme actuelle	Réforme de la facturation de la puissance
Moins de 1	14,1	14,6
De 1 à 2	50,2	51,1
De 2 à 3	35,6	34,3
De 3 à 4	0,1	0,0
De 4 à 5	0,0	0,0
5 et plus	0,0	0,0
Total	100,0	100,0

1 Le Distributeur estime que l'impact de ces changements apportés à la facturation
 2 de la puissance peut être en pratique minimisé. La clientèle visée doit alors
 3 adopter des comportements appropriés par l'optimisation de ses appels de
 4 puissance ou au besoin, par l'installation de condensateurs. Ces clients pourront
 5 d'ailleurs bénéficier de l'aide technique du Distributeur.

8. RÉFORME PROPOSÉE AU TARIF DM

6 Le tarif DM est un tarif semblable au tarif D mais adapté au mesurage collectif. Il
 7 s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité livrée est destinée à un
 8 immeuble collectif d'habitation ou à une résidence communautaire comprenant
 9 des logements dont le mesurage est collectif. La particularité du tarif DM est la
 10 prise en compte dans le calcul de la redevance et du seuil de la première tranche
 11 de consommation du nombre de logements via l'application d'un multiplicateur.
 12 Le tarif DM a été introduit pour assurer aux clients mesurés collectivement une
 13 tarification similaire à celle offerte aux clients mesurés séparément et facturés au
 14 tarif D.

1 Le tarif DM suit, depuis son introduction en 1975, l'évolution du tarif D. La
2 redevance et les prix d'énergie sont d'ailleurs identiques. Seule la prime de
3 puissance diffère.

4 La prime de puissance au tarif DM est inférieure à celle du tarif D. Compte tenu
5 du mesurage collectif, la prime de puissance au tarif DM s'applique à l'ensemble
6 des charges de l'immeuble. Par contre, dans le cas des immeubles à mesurage
7 individuel au tarif D, ce sont les puissances appelées applicables uniquement
8 aux espaces communs et aux services collectifs qui entraînent une facturation de
9 la puissance, les puissances appelées des logements n'étant pas suffisamment
10 importantes pour être facturées. L'application d'une prime de puissance plus
11 faible au tarif DM vise donc en moyenne de facturer l'appel de puissance des
12 espaces communs et des services collectifs des immeubles à mesurage collectif
13 au tarif DM au même titre qu'est facturé l'appel de puissance d'un immeuble au
14 tarif D.

15 Balisage quant à la tarification applicable aux immeubles collectifs d'habitation

16 La tarification applicable aux immeubles collectifs d'habitation dépend avant tout
17 du type de mesurage installé: individuel ou collectif.

18 Pour les immeubles collectifs d'habitation mesurés séparément, les logements
19 sont admissibles au tarif domestique au même titre que les résidences
20 unifamiliales. Chez de nombreux distributeurs nord-américains, seul le mesurage
21 individuel est permis, le mesurage collectif étant fermé aux nouveaux immeubles
22 collectifs d'habitation. En effet, certains distributeurs américains ont interdit le
23 mesurage collectif aux nouveaux clients dès 1976 mais c'est davantage suite à
24 l'adoption de la *Public Utilities Regulation Policy Act* de 1978 que plusieurs
25 autres états ont fait de même puisque le mesurage collectif aux nouveaux
26 immeubles collectifs d'habitation était un obstacle à l'utilisation efficace de
27 l'électricité. Au Canada, EPCOR, FortisAlberta et Newfoundland Power
28 interdisent le mesurage collectif aux nouveaux clients.

1 Les immeubles collectifs d'habitation dont le mesurage est collectif peuvent être
2 admissibles au tarif domestique mais leur admissibilité est généralement
3 tributaire d'un nombre maximal de logements³¹.

4 Quant aux usages collectifs (ou espaces communs), ils sont habituellement
5 facturés au tarif général et ce, peu importe le mesurage. Lorsqu'ils sont
6 admissibles au tarif domestique, ceux-ci sont souvent limités à des petits
7 immeubles collectifs ou au niveau de la puissance.

8.1. Fermeture du tarif DM

8 Contrairement aux clients mesurés séparément qui modifient leur comportement
9 énergétique face à une augmentation de leur facture, les occupants d'un
10 immeuble mesuré collectivement n'ont aucun incitatif monétaire direct à réduire
11 leur consommation d'électricité³² et il existe peu de moyens de compenser
12 l'absence d'un signal de prix adéquat.

13 Dans un contexte où l'amélioration du signal de prix revêt une importance toute
14 particulière, il est donc nécessaire d'éviter que les nouveaux immeubles
15 choisissent le mesurage collectif. C'est pour cette raison que le Distributeur
16 propose de fermer le tarif DM aux nouveaux abonnements. Le Distributeur
17 réserve ainsi l'accès au tarif DM aux 200 000 clients résidentiels qui y ont
18 actuellement droit. Si un entrepreneur optait pour le mesurage collectif après le
19 1^{er} avril 2008, les nouveaux immeubles à logements seraient dorénavant
20 admissibles au tarif D. Cette mesure touchera en réalité peu de clients puisqu'au
21 Québec, les clients optent davantage pour le mesurage individuel que collectif.³³

³¹ Nombre maximal de logements admissibles entre 4 et 9 logements.

³² Ontario Hydro a estimé que le mesurage collectif des immeubles collectifs d'habitation accroît la consommation d'électricité de 40 % et plus (Energy Probe, 25 mai 1998).

³³ Au Québec, environ 94 % des logements sont mesurés individuellement alors que ce taux n'est que de 15 % en Ontario.

8.2. Facturation de la puissance au tarif DM

1 Tel que mentionné précédemment, le tarif DM a été introduit pour assurer aux
2 clients mesurés collectivement une tarification similaire à celle offerte aux clients
3 mesurés séparément et facturés au tarif D. Par exemple, l'immeuble du client
4 moyen au tarif DM comporte 9 logements et consomme annuellement environ
5 110 000 kWh. Le prix unitaire payé au tarif DM s'élève alors à 6,68 ¢/kWh et est
6 équivalent au prix unitaire de 6,65 ¢/kWh qu'il aurait payé si l'immeuble était
7 mesuré séparément et comptait 10 abonnements au tarif D (un abonnement pour
8 chacun des 9 logements et un autre pour les espaces communs).

9 Il est important que les prix d'énergie applicables au tarif DM soient équivalents à
10 ceux du tarif D puisque d'une part, la structure actuelle des prix de l'énergie
11 assure un traitement équivalent des clients mesurés collectivement ou
12 séparément et d'autre part, l'application d'une structure tarifaire identique aux
13 tarifs D et DM facilite la compréhension des tarifs par les clients. Par
14 conséquent, le Distributeur n'entend pas dissocier l'évolution des prix de
15 l'énergie du tarif DM de celle des prix d'énergie du tarif D.

16 La facturation de la puissance au tarif DM devrait également être équivalente à
17 celle du tarif D. Le Distributeur propose donc de hausser au 1^{er} avril 2009 la
18 prime de puissance du tarif DM au niveau de celle du tarif D et d'appliquer les
19 éléments de la réforme de la puissance proposée au tarif D³⁴. En plus
20 d'harmoniser la facturation de la puissance des tarifs D et DM, la réforme
21 proposée permet même d'accroître le signal de prix en puissance pour inciter les
22 immeubles collectifs à une meilleure gestion de la puissance.

23 Pour limiter les impacts tarifaires de la hausse de la prime de puissance et
24 assurer la neutralité tarifaire de l'exercice, le Distributeur introduit un nouveau
25 seuil de facturation de la puissance par logement. La facturation de la puissance

³⁴ Facturation annuelle de la puissance, introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale et facturation de la puissance apparente.

1 au tarif DM s'applique alors sur l'excédent du maximum entre 50 kW et le produit
 2 du seuil par logement et du multiplicateur.

3 Le Distributeur fixe ce seuil à 4 kW par logement de manière à assurer la
 4 neutralité des revenus en puissance. En effet, l'actuelle prime de puissance au
 5 tarif DM appliquée sur l'excédent de 50 kW génère les mêmes revenus en
 6 puissance qu'une prime de puissance équivalente à celle du tarif D appliquée sur
 7 l'excédent du maximum entre 50 kW et le produit de 4 kW et du nombre de
 8 logements. Cette réforme de la facturation de la puissance du tarif DM touche
 9 principalement les immeubles de 12 logements et moins ayant de très importants
 10 appels de puissance³⁵. Le tableau 39 présente la structure du tarif DM modifiée
 11 par cette réforme de la facturation de la puissance ainsi que les impacts sur les
 12 cas types.

TABLEAU 39
ÉVOLUTION DE LA STRUCTURE DU TARIF DM ET DES IMPACTS TARIFAIRES
SOUS HYPOTHÈSE D'UNE HAUSSE TARIFAIRES DE 2 % EN 2009
– RÉFORME DE LA FACTURATION DE LA PUISSANCE EN 2009 –

Tarif DM	Structure tarifaire						Client DM moyen 12 004 kWh 112 513 kWh	Multi- logement 124 160 kWh
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche ¢/kWh	2 ^e tranche ¢/kWh	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Prime DM hiver \$/kW	Prime DM été \$/kW		
1 ^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	1,33	1,35	-	7 959 \$	8 507 \$
- Scénarios -								
1 ^{er} avril 2008	40,64 0,0%	5,37 1,4%	7,23 2,9%	1,35	1,53	-	137 \$ 1,7%	172 \$ 2,0%
1 ^{er} avril 2009	40,64 0,0%	5,44 1,4%	7,44 2,9%	1,37	6,21	0,63	87 \$ 1,1%	174 \$ 2,0%
1 ^{er} avril 2010	40,64 0,0%	5,52 1,4%	7,65 2,9%	1,39	6,21	1,26	132 \$ 1,6%	178 \$ 2,0%

13 Le tableau 40 indique, pour une année et à partir des données de facturation de

³⁵ Le seuil de facturation de la puissance d'un immeuble de 12 logements demeure à 50 kW alors que la prime de puissance est plus élevée.

- 1 l'année 2006-2007, la répartition des hausses de facture sur une base annuelle.
- 2 Les impacts tarifaires restent très concentrés : 2,5 % des clients voient leur
- 3 facture augmenter de plus de 3 %. Mais tel qu'indiqué précédemment, ces
- 4 impacts peuvent être atténués par une gestion optimisée de la puissance.

TABLEAU 40
IMPACT TARIFAIRE AU TARIF DM
SOUS HYPOTHÈSE D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 2 % EN 2009
– RÉFORME DE LA FACTURATION DE LA PUISSANCE –

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 1	23,4
De 1 à 2	64,1
De 2 à 3	10,0
De 3 à 4	1,1
De 4 à 5	0,6
5 et plus	0,8
Total	100,0