

**COMPTEURS AVANCÉS
RAPPORT DE VIGIE**

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	COMPTEURS AVANCÉS	5
3	TARIFICATION DYNAMIQUE	9
3.1	PRINCIPAUX TYPES DE TARIFICATION DYNAMIQUE	9
3.1.1	<i>Tarification différenciée dans le temps (TDT).....</i>	<i>9</i>
3.1.2	<i>Tarification en temps réel (TTR).....</i>	<i>10</i>
3.1.3	<i>Tarification pour période critique (TPC).....</i>	<i>11</i>
3.2	ÉCONOMIES PRÉSUMÉES ET OBSERVÉES	12
3.2.1	<i>Économie sur la facture</i>	<i>14</i>
3.2.2	<i>Économies d'énergie</i>	<i>16</i>
3.2.3	<i>Effacement en pointe</i>	<i>19</i>
3.2.4	<i>Économies réalisées : élasticité prix.....</i>	<i>20</i>
4	EXPÉRIENCES ÉTRANGÈRES RELIÉES À LA TARIFICATION DYNAMIQUE	22
4.1	ONTARIO.....	22
4.2	CALIFORNIE.....	26
4.2.1	<i>Effacement en été.....</i>	<i>27</i>
4.2.2	<i>Effacement en hiver.....</i>	<i>28</i>
4.2.3	<i>Étapes à venir.....</i>	<i>29</i>
4.3	ANALYSE.....	29
4.3.1	<i>Effacement en pointe.....</i>	<i>29</i>
4.3.2	<i>Prix pointe / hors pointe</i>	<i>30</i>
5	CONSTATS	34
	ANNEXE A : COMPTEUR AVANCÉ ET SYSTÈME D'INFORMATION.....	35
	ANNEXE B : BÉNÉFICES ASSOCIÉS AUX COMPTEURS AVANCÉS.....	39

1 CONTEXTE

1 Dans sa décision D-2005-34 concernant la Demande relative à l'établissement
2 des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2005-2006¹, la Régie se prononçait
3 sur la question des compteurs avancés² :

4 *"...., la Régie demande au Distributeur de suivre de près*
5 *l'évolution de la réforme de la tarification amorcée en Ontario*
6 *avec l'installation de compteurs intelligents. À long terme, les*
7 *compteurs intelligents, en permettant aux clients d'avoir*
8 *l'information requise pour mieux comprendre et gérer leur*
9 *demande d'électricité, constituent un des moyens permettant*
10 *d'effectuer des choix éclairés et d'adopter des comportements*
11 *rationnels favorisant l'efficacité énergétique. La Régie*
12 *souhaite voir le Distributeur s'inspirer des expériences*
13 *externes, notamment de l'expérience ontarienne, dans sa*
14 *recherche d'une tarification optimale conduisant à une*
15 *utilisation efficace de l'électricité. La Régie demande au*
16 *Distributeur de lui faire rapport de cette veille dans le cadre du*
17 *prochain dossier tarifaire."*

18 En réponse aux préoccupations de la Régie, ce document constitue une vigie
19 des principales expériences étrangères spécifiques aux compteurs avancés. Le
20 Distributeur étend toutefois plus loin son analyse de la situation et présente un
21 document de réflexion sur la tarification dynamique et son impact sur la
22 consommation d'électricité.

2 COMPTEURS AVANCÉS

23 Il existe plusieurs définitions de ce qu'est un compteur avancé. En fait, cette
24 définition change à mesure que la technologie évolue. De façon générale, on

¹ R-3541-2004

² Dans la littérature anglaise, l'expression SmartMeter (compteurs intelligents) concerne indifféremment les compteurs qui permettent la télé-relève (AMR pour désigner *Automatic Meter Reading*) que les compteurs avancés (*Advanced Metering*) qui sont généralement associés à la tarification dynamique. Or, bien qu'il abordera à l'occasion la télé-relève, le présent document

1 pourrait dire qu'un compteur avancé est une composante d'un système
2 d'information qui pourrait permettre, entre autres, l'envoi d'un signal de prix précis
3 via une tarification dynamique et des économies dans les coûts de services à la
4 clientèle. En fait, la complexité du système d'information n'a pour limite que les
5 capacités de la technologie disponible³.

6 Des compteurs avancés ont été installés par de nombreux distributeurs de
7 services publics (électricité, gaz, eau) à travers le monde. Les justifications à
8 l'origine de ces installations sont de deux natures différentes.

9 D'une part, les implantations massives de compteurs avancés initiées par les
10 distributeurs ont principalement comme objectif de réduire les coûts de service à
11 la clientèle ou d'assurer la qualité du service.

12 En effet, dans le contexte actuel de marché, particulièrement aux États-Unis, les
13 fournisseurs d'électricité ne sont plus des entreprises intégrées responsables de
14 l'approvisionnement, du transport et de la distribution d'électricité. La diminution
15 des coûts, particulièrement en ce qui concerne les coûts d'approvisionnement et
16 de transport, n'est plus la préoccupation première des distributeurs d'électricité⁴
17 qui ne sont pas directement responsables des approvisionnements, ni des autres
18 acteurs de l'industrie.

19 *"...that part of the problem with demand response is no one*
20 *is clear whose job it is to enact such plans. Utilities say it's*

s'intéresse plus particulièrement à la tarification dynamique. C'est pourquoi l'expression "compteur avancé" sera utilisée tout au long du document.

³ L'annexe A présente un exemple d'un système d'information complexe associé aux compteurs avancés.

⁴ Voir à ce propos : Essential Services Commission (Australia), Mandatory Rollout of Interval Meters for Electric Customers, Final Decision, July 2004, http://www.esc.vic.gov.au/apps/page/user/pdf/IMRO_FinalDecisionFinal9July04.pdf page 16. "The benefits of introducing interval meters would, in the first instance, be shared or dispersed among a number of entities. In particular, the introduction of interval metering would increase the scope for cost-reflective pricing that could be expected to provide benefits to customers, retailers, distributors and transmission businesses. However, if the interval metering decisions are left to the market participants it is not clear that any one of these entities could capture all the associated benefits and therefore would have an appropriate incentive to install interval meters."

1 *generally not in their best interest, generators say it's not their*
2 *responsibility, and while RTOs may take it up, the rules can*
3 *be confounding to anyone interested in reading them.*⁵

4 Conséquemment, les distributeurs d'électricité, dont les tarifs de distribution
5 continuent toutefois d'être réglementés, installent des compteurs avancés si
6 l'activité est rentable, c'est-à-dire si elle réduit les coûts de distribution et services
7 à la clientèle ou si elle permet d'augmenter de manière rentable les revenus.
8 C'est le cas entre autres du distributeur Enel qui a remplacé les 27 millions de
9 compteurs de ses clients par des compteurs avancés⁶.

10 C'est la raison principale des déploiements de compteurs avancés aux États-
11 Unis lesquels sont motivés par la réduction potentielle des coûts d'opération en
12 distribution et non par la nécessité d'envoyer aux clients un signal de prix qui leur
13 permettra de gérer leur demande⁷. L'annexe B indique, à titre illustratif, les
14 principaux postes d'économies réalisables grâce aux compteurs avancés : coût
15 de la relève, détection des vols d'énergie, précision des factures, détection des
16 pannes. Il est à préciser toutefois que la rentabilité du déploiement de compteurs
17 avancés est directement tributaire des coûts de remplacement des compteurs
18 (valeur résiduelle des compteurs en place, capacité à l'interne de procéder au
19 remplacement, possibilité de sous-traitance, localisation des compteurs, etc.),

⁵ Platts Electricity Business Week, June 27th 2005, page 10.

⁶ Voir par exemple : CEA Task Group on Metering & Regulations, *Industry Initiative: Electricity Measurement Accuracy Program (E-MAP) Proposal*, July 2001 <http://www.canelect.ca/english/Pdfs/CEA%20EMAP%20Report.pdf> "In Europe, the world's largest publicly traded utility, Italy's Enel, has installed the world's largest direct control networking system, connecting 27 million homes and buildings via smart meters. Enel is transforming the Italian power grid into an intelligent service delivery platform providing energy-related and value-added services such as: appliance level load control; intelligent load shifting within the home to limit maximum demand while minimizing inconvenience; three new pricing options; remote security monitoring; emergency medical signalling; and, vending machine statistics/faults/out-of-stock. Revenue from the new services will pay for the system in four years."

⁷ Voir à ce sujet State of California Joint Agency Workshop Advanced Metering Infrastructure: Results and Issues *Advanced metering and dynamic rates – The issues*. September 2004. http://www.energy.ca.gov/demandresponse/documents/2004-09-30_workshop/2004-09-30_THE_ISSUES.PDF : "U.S. utilities have installed advanced metering systems for over 15

1 des technologies déjà en place et de la possibilité de réaliser des économies
 2 réelles (mobilité de la main-d'œuvre, mécanisme de contrôle déjà en place,
 3 l'organisation du travail, etc.).

4 À titre illustratif également, le tableau 1 donne quelques exemples de
 5 déploiement de compteurs avancés réalisés aux États-Unis. Non seulement,
 6 dans certains cas, aucune tarification dynamique n'est offerte mais aucun
 7 distributeur ne rend l'adhésion à la tarification dynamique obligatoire pour tous.

TABLEAU 1
EXEMPLES DE DÉPLOIEMENT DE COMPTEURS AVANCÉS AUX ÉTATS-UNIS

		Compteurs installés	Installation complétée en	Tarification dynamique
Duquesnes Light	Électricité	580 000	1998	Non
Puget Sound Energy	Électricité/gaz	1 500 000	2000	Non
PECO (Exelon)	Électricité/gaz	2 100 000	2002	Optionnelle
WE Energy	Électricité/gaz	1 000 000	2005	Obligatoire pour les clients > 60 MWh
JEA	Électricité/eau	600 000	2005	Optionnelle
PPL Electric	Électricité	1 300 000	2004	Optionnelle

Note : Extrait de King, C, "Advanced metering infrastructure, Overview of system features and capabilities" Oregon PUC advanced metering workshop, January 2005. <http://www.puc.state.or.us/electnat/010605/king.pdf> . Les information quant aux options tarifaire sont tirées des textes des tarifs qui apparaissent sur le site Internet des compagnies.

8 D'autre part, avec l'objectif de gérer ultimement la demande d'électricité via une
 9 tarification dynamique, certains gouvernements ou commissions publiques ont
 10 décrété (ou s'apprêtent à décréter) l'installation obligatoire et universelle de
 11 compteurs avancés chez tous les clients. À cet égard, la section 1252 de la
 12 nouvelle politique énergétique américaine propose que les états exigent que les
 13 distributeurs d'électricité sous leur juridiction offrent une option de tarification
 14 dynamique et des compteurs avancés aux consommateurs qui en font la

millions customers. All system-wide deployments were justified on the basis of reduced utility operating costs and improved service".

1 demande. Il s'agit toutefois d'une proposition et chaque état reste libre d'y
2 adhérer ou non.⁸

3 Les exemples les plus médiatisés d'installations de compteurs avancés dictées
4 par les gouvernements ou commissions publiques seront décrits plus loin
5 (Ontario et Californie).

3 TARIFICATION DYNAMIQUE

3.1 Principaux types de tarification dynamique

6 La tarification dynamique implique une variation des prix de l'énergie en fonction
7 de différentes périodes de temps (saison, mois, jour, heure). Les prix reflètent
8 alors la variabilité des coûts d'approvisionnement, et dans certains cas de
9 réseaux, en fonction des périodes pointe et hors pointe.

10 Deux éléments distinguent les principales options de tarification dynamique l'une
11 de l'autre : la variabilité des prix et la variabilité des périodes où les prix
12 s'appliqueront.

3.1.1 Tarification différenciée dans le temps (TDT)

13 La tarification différenciée dans le temps (*Time of Use*) implique différents
14 niveaux de tarifs prédéterminés selon des périodes prédéterminées de
15 consommation. Simplement, il pourrait s'agir :

- 16 • d'un niveau de prix pour la semaine et un autre pour le week-end ;
- 17 • d'un niveau de prix pour le jour et d'un autre pour la nuit ;
- 18 • d'un niveau de tarif pour les jours d'été et un autre pour les jours d'hiver.

⁸ Voir http://www.nera.com/publication.asp?p_ID=2562

1 L'utilisation judicieuse d'une TDT dépendra des conditions d'approvisionnement
2 ainsi que du profil de la demande. Par exemple, si la demande résidentielle est
3 tous les jours soudainement très élevée de 17h à 21h et que cette pointe
4 quotidienne implique des coûts importants, il pourrait être rentable d'offrir une
5 TDT. À l'opposé, une TDT serait inappropriée pour régler une pointe très
6 occasionnelle qui ne dure que quelques heures par année. Néanmoins, la TDT
7 n'offre pas une grande flexibilité en ce qui concerne l'ajustement des prix en
8 fonction de la variation des coûts d'approvisionnement.

9 *"The rates for each time block (usually called peak, shoulder,*
10 *and off-peak) are adjusted infrequently, typically only two or*
11 *three times per year. As a result, the price is the same at a*
12 *given time of day (on a weekday) throughout the month or*
13 *season for which the prices are set. Thus, for instance, the*
14 *retail price signal is the same on a very hot summer*
15 *afternoon, when demand may be at its annual peak, as it is on*
16 *a mild summer afternoon when demand is much lower.*⁹

17 Une TDT convient particulièrement au marché résidentiel puisque la structure de
18 prix est stable et prévisible, ce qui facilite la gestion de la consommation.

19 Finalement, l'application d'une TDT n'implique pas nécessairement l'installation
20 de compteurs avancés. Un compteur avec double registre, l'un pour le prix élevé
21 et l'autre pour le bas prix, est suffisant pour mesurer la consommation. À titre
22 indicatif, les tarifs DH (horo-hebdo-saisonnier) et DT (bi-énergie résidentielle) du
23 Distributeur ont une structure qui varie dans le temps et la consommation est
24 simplement mesurée avec un compteur à double registre.

3.1.2 Tarification en temps réel (TTR)

25 Avec une tarification en temps réel (*Real Time Pricing*) le niveau des tarifs est
26 établi selon les conditions d'approvisionnement. Les options tarifaires de ce type

⁹ Hewlett Foundation, Energy Series, *Dynamic Pricing, Advanced Metering, and Demand Response in Electricity Markets*, October 2002, <http://www.ef.org/documents/DynamicPricing.pdf>

1 sont généralement offertes aux industries pour stimuler les ventes et rarement
2 proposées à la clientèle résidentielle.¹⁰ La TTR rend nécessaire la transmission
3 d'information aux clients que ce soit via Internet, le téléphone, le télécopieur ou
4 un compteur avancé. En revanche, la consommation doit être enregistrée grâce
5 à un compteur à intervalle.

3.1.3 Tarification pour période critique (TPC)

6 La tarification pour période critique (*Critical Peak Pricing*) est à mi-chemin entre
7 la TTR et la TDT.

8 *"CPP programs usually start with a TOU rate structure, but*
9 *then they add one more rate that applies to "critical" peak*
10 *hours, which the utility can call on short notice."*¹¹

11 En effet, bien qu'il existe diverses variantes de la TPC, il s'agit essentiellement
12 d'une TDT appliquée la plupart des jours de l'année doublée d'une tarification
13 élevée pour les journées critiques selon les besoins du distributeur. Le nombre
14 de jours critiques est fixé d'avance mais le distributeur peut les utiliser comme
15 bon lui semble ; il n'a à ce moment qu'à informer les clients que la tarification
16 passe en mode critique et que les prix de l'approvisionnement augmentent.

17 *"CPP programs typically limit the utility to call no more than 50*
18 *or 100 critical peak hours per year. CPP is a clear*
19 *improvement on TOU with demand charges, because the*
20 *additional charges are based on consumption when the*
21 *system is actually constrained, rather than when the particular*
22 *customer's demand peaks."*¹²

23 Ce type de tarification dynamique exige une transmission d'information du
24 Distributeur au client ainsi qu'un mesurage spécifique de la consommation en

¹⁰ Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, *A survey of utility experience with real time pricing*, December 2004, <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/reports/54238.pdf>

¹¹ Ibid.

¹² Ibid.

1 période critique. Ce type de tarification dynamique implique donc l'utilisation d'un
2 compteur avancé.

3.2 Économies présumées et observées

3 La littérature abonde de références quant aux économies réalisées ou
4 réalisables grâce aux compteurs avancés.

5 Sarah Darby, de l'Université de Oxford et dont les recherches portent surtout sur
6 les aspects sociaux et comportementaux de la consommation d'énergie par les
7 ménages, a procédé en 2000 à une analyse d'études réalisées depuis 1975 sur
8 l'effet de rétroaction de l'information sur la consommation¹³. Elle conclut que le
9 fait d'avoir de l'information sur leur niveau de consommation amène les individus
10 à modifier leurs comportements de consommation et à réaliser des "économies"
11 de 10 % (économies d'énergie, économies de facture, effacement en pointe).
12 Cette analyse ne concerne toutefois pas spécifiquement les compteurs avancés
13 puisque l'information sur la consommation provenait de diverses sources (par
14 exemple : factures détaillées, analyses énergétiques, compteurs avancés ou
15 signal sonore pour indiquer que la température extérieure tombe sous un seuil).
16 En outre, elle couvre de façon très large la problématique de l'information et de la
17 rétroaction et ne se limite pas uniquement à la consommation d'énergie, mais
18 également la consommation d'eau et de chaleur (chauffage urbain). Les résultats
19 obtenus ne peuvent donc être utilisés pour déduire l'ampleur des économies
20 réalisables grâce à des compteurs avancés. Darby porte elle-même un œil
21 critique sur ses conclusions.

22 *"A number of difficulties arise in comparing, and even*
23 *categorising, these studies: all contain a different mix of*
24 *elements such as sample size (from three to 2,000), housing*

¹³ Darby S., "Making it obvious: designing feedback into energy consumption". Proceedings, 2nd International Conference on Energy Efficiency in Household Appliances and Lighting. Italian Association of Energy Economists/ EC-SAVE programme, 2000.

1 *type, additional interventions such as insulation or the*
2 *provision of financial incentives to save, and feedback*
3 *frequency and duration. The timing of the study itself may also*
4 *be significant in relation to the energy politics and research*
5 *paradigms of the period."*

6 Chacune des études est différente de l'autre, si bien qu'on ne peut dégager de
7 tendance significative. Par exemple, toujours selon Darby, l'étude qui démontre
8 la plus grande réduction de consommation impliquait un amalgame de
9 techniques d'information ainsi qu'un compteur à péage¹⁴ :

10 *"The highest savings - in the region of 20 % - were achieved*
11 *by using a table-top interactive cost- and power- display unit ;*
12 *a smart meter for prepayment of electricity (coinciding with a*
13 *change from group to individual metering) and an indicator*
14 *showing the cumulative cost of operating an electric cooker."*

15 En effet, l'importance du signal de prix, la situation énergétique qui prévaut, les
16 investissements en cours et déjà réalisés dans les programmes d'économies
17 d'énergie, les pratiques de facturation (fréquence, précision, estimation/réel), la
18 disponibilité a priori d'information comparative sur la consommation¹⁵, les biais
19 culturels¹⁶, la possibilité de réduire la consommation en pointe sont autant de
20 facteurs qui rendent difficilement transposables les résultats obtenus.

21 En revanche, l'étude de Darby soulève une problématique importante lorsqu'il
22 s'agit d'apprécier l'effet de l'information sur la consommation : l'importance de
23 faire la distinction entre économie de facture, économie d'énergie et effacement
24 en pointe (déplacement de charge).

¹⁴ "Prepayment meter".

¹⁵ Par exemple, les clients du Distributeur qui possèdent une page personnelle sur le site Internet d'Hydro-Québec Distribution ont accès à différentes informations historiques et comparatives sur leur consommation.

¹⁶ Voir à ce sujet, Wilhite H. et H. "Social Loading and Sustainable Consumption", Consumption, Everyday Life and Sustainability, <http://www.lanacs.ac.uk/fss/sociology/esf/index.htm>

3.2.1 Économie sur la facture

1 Le GRAME, dans son mémoire présenté dans le cadre de la demande
2 R-3552-2004, précise que les nouvelles options tarifaires offertes par ENEL, en
3 Italie, permettront des économies d'énergie de 8 %.

4 *"La nouvelle tarification de Enel pour les clients dotés de ces*
5 *compteurs intelligents a officiellement été lancée cette année.*
6 *Ces compteurs permettraient de mettre en place un système*
7 *de tarification différenciée dans le temps avec 6 variantes*
8 *différentes selon les besoins des clients pour atteindre des*
9 *économies d'énergie additionnelles pouvant atteindre 8 %."*¹⁷

10 Or, si on consulte à la source l'article auquel fait référence le GRAME dans son
11 mémoire¹⁸, il est plutôt fait mention d'une économie de facture de 8 %. Les tarifs
12 d'ENEL s'inscrivent vraisemblablement dans une stratégie commerciale reliée à
13 l'ouverture des marchés et sont calibrés pour procurer des économies de
14 factures aux clients qui choisissent l'une des options de TDT offertes, tout en
15 ayant des profils de consommations précis.¹⁹ Il n'y a donc ici aucune économie
16 annoncée de kWh.

17 Une réduction de facture de 8 %²⁰, obtenue grâce au déplacement de la charge
18 mais sans aucune diminution de la consommation d'énergie, revient également
19 dans un autre sondage réalisé.

20 *"EA Technology quote a small survey based on tariffs that*
21 *varied by time of day, month of year, and between weekdays*
22 *and weekends. This led consumers to make significant*
23 *changes in their use of household appliances flattening the*

¹⁷ Demande d'approbation du budget 2005 du Plan global en efficacité énergétique, R-3552-2004, GRAME-2, Document 2.

¹⁸ <http://lanazione.quotidiano.net/2005/01/13/pages/art15367063.html>. "L'Enel lancia ufficialmente le nuove tariffe "su misura" che prevedono risparmi per chi consuma nelle ore 'morte' - notte, week-end, festivi e periodi feriali - e promette risparmi fino a 80 euro l'anno a famiglia. Vale a dire un taglio di circa l'8% su una voce, quella della spesa per le bollette elettriche, che vede l'Italia tra i paesi piu' penalizzati a livello europeo nel caro-elettricità'."

¹⁹ Voir à ce sujet les exemples donnés au site http://www.energysaving.it/Tariffe_Biorarie.htm

²⁰ Pourcentage sans lien avec les affirmations du GRAME.

1 evening load peak and almost eliminating the morning one.
2 Whilst overall energy consumption was not reduced,
3 consumers' average bills were reduced by 8 per cent.²¹ (notre
4 souligné)

5 Les économies d'énergie associées aux compteurs à péage constituent un autre
6 sujet d'intérêt lorsqu'on parle de compteurs avancés²². Le péage est l'une des
7 nombreuses fonctions qu'un compteur peut réaliser ; il n'a d'ailleurs pas besoin
8 pour ce faire d'être "avancé". Ainsi, au début du XXe siècle, déjà les distributeurs
9 d'électricité pouvaient installer des compteurs à péage chez certains de leurs
10 clients :

11 *"The early 'dumb meters' had relatively limited functionality –*
12 *they simply measured resource consumption in standard units*
13 *- therms, gallons, kWh - at one standard tariff. Communication*
14 *with the meter required a physical visit by a meter reader to*
15 *manually record energy consumption and relay the*
16 *information back to the utility for processing in labour*
17 *intensive administrative and accounting systems. Those*
18 *households who operated on credit terms were subsequently*
19 *issued with a bill for payment, while households who the*
20 *utilities preferred not to supply on credit terms were supplied*
21 *with prepayment coin meters to avoid debt.*²³

22 Woodstock Hydro, qui fait figure de précurseur dans le domaine au Canada,
23 précise sur son site Internet que le compteur à péage aurait permis ailleurs des
24 économies de 10 à 20 % sans toutefois préciser quelles sont les économies
25 réalisées par ses clients.

26 *"In fact, many of our prepaid power customers save that*
27 *amount every month through careful monitoring of their*

²¹ U.K. Department of Trade and Industry, Smart metering working group Report, September 2001. http://www.dti.gov.uk/energy/environment/energy_efficiency/smartmeter.pdf

²² Voir, entre autres, les transcriptions des audiences du 18 février 2004 de la cause R-3519-2003, Demande d'approbation du budget 2004 d'Hydro-Québec et suivi du Plan global en efficacité énergétique http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3519-03/NS3519/NS_Audience18fev04.pdf

²³ Guy S. and Marvin S. Pathways to "Smarter" Utility Meters : the Socio-Technical Shaping of New Metering Technologies. Global Urban Research Unit. University of Newcastle. Page 9. <http://www.ncl.ac.uk/guru/Working%20Papers/EWP%2023.pdf>

1 *consumption. Studies conducted by electrical utilities in areas*
2 *around the world where prepaid power is an option, indicate*
3 *savings in energy consumption of 10% - 20%.²⁴*

4 Lorsqu'on parle de péage, on parle d'abord de mauvaises créances et
5 l'expérience la plus probante sur le sujet, parce qu'amplement documentée,
6 concerne l'Angleterre.

7 Entre 1991 et 1998, le nombre de compteurs à péage est passé de 1,1 million à
8 3,7 millions. Au cours de la même période, le nombre d'interruptions par année
9 pour non-paiement est passé de 48 000 à 4 000. Les compteurs à péage ont
10 donc remplacé les interruptions de service. Selon un document de consultation
11 de l'*Office of Gas and Electricity Market*²⁵, 27 % des clients ayant un compteur à
12 péage avaient vécu au cours des douze mois précédents, une "auto interruption".
13 Parmi eux, 21 % ont manqué d'électricité parce qu'ils n'avaient pas d'argent.
14 Compte tenu de ces résultats, une réduction observée de la consommation
15 d'électricité n'est pas surprenante. Cependant, le Distributeur soumet qu'une
16 réduction de la consommation qui résulte d'une "auto interruption" de cette
17 nature ne peut être considérée comme une économie d'énergie.²⁶

3.2.2 Économies d'énergie

18 Dans une revue récente des expériences sur la tarification dynamique, King et
19 Delurey²⁷ ont analysé les résultats de centaines d'études et projets pilotes

²⁴ <http://www.woodstockhydro.com/index2.htm>

²⁵ Office of Gas and Electricity Market (OFGEM), *Prepayment meter – A consultation document*, October 1999 http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/2250_ppoct.pdf

²⁶ La citation suivante est, à cet égard, très éloquent : "What this effectively means is that in Britain we have no problem of disconnection. We have a negligible problem of disconnection. We have none. Basically, consumers who can't pay their electricity disconnect themselves. They don't use any electricity. This morning I think I heard someone saying that consumers buy as much electricity as they want. The reality is, actually, that they buy as much as they can afford, and if what they can afford is not enough, then you have a social problem." Débat à l'Assemblée législative de l'Ontario, mercredi le 25 août 2004 http://www.ontla.on.ca/hansard/committee_debates/38_parl/session1/SocialPol/SP006.htm

²⁷ Chris King et Dan Delurey "Twins, Siblings, or Cousins – Analyzing the conservation effects of demand response programs", *Public Utilities Fortnightly*, march 2005, pages 54-60.

1 traitant de tarification dynamique et réalisés au cours des 30 dernières années.
2 Parmi ces centaines d'études, 23 seulement abordaient spécifiquement la
3 question des économies d'énergie au résidentiel. Selon les auteurs, la moyenne
4 observée de la consommation économisée serait de l'ordre de 4 %.

5 Bien qu'aucune indication ne soit donnée sur les méthodes de recherches
6 utilisées (nombre de participants, durée de l'expérience, groupe contrôle...), il
7 importe de préciser que, parmi les 23 études,

8 • 6 projets pilotes n'indiquent aucune diminution de la consommation (ce
9 nombre monte à 9 si les résultats exprimés en termes d'intervalles sont
10 également considérés) ;

11 • 4 projets pilotes impliquaient l'installation et l'utilisation de thermostats
12 programmables ou "intelligents", qui ont peut-être suffi à réduire la
13 consommation d'énergie ;

14 • finalement, on associe au *StateWide Pricing Pilot* de Californie²⁸ des
15 économies de 5,7 à 8,7 % alors que le rapport final de ce projet pilote
16 stipule :

17 *"There was essentially no change in total energy use across*
18 *the entire year based on average SPP prices. That is, the*
19 *reduction in energy use during high-price periods was almost*
20 *exactly offset by increases in energy use during of-peak*
21 *periods."²⁹*

22 Les chercheurs convient finalement le lecteur à la plus grande prudence quant à
23 l'évaluation des économies possibles.

24 *"..., the extent to which a particular demand response*
25 *program results in a net conservation effect is dependent on a*

²⁸ Pour une description du SPP voir la section 4.2.

²⁹ Charles River Associates, *Impact Evaluation of the California Statewide Pricing Pilot*, March 2005, page 7. http://www.energy.ca.gov/demandresponse/documents/group3_final_reports/2005-03-24_SPP_FINAL_REP.PDF

1 *number of factors that may not yet be completely understood,*
2 *again due to lack of focus in program design and evaluation."*

3 Dans son rapport final au ministre de l'énergie, la *Commission de l'énergie de*
4 *l'Ontario* laisse également entrevoir des économies d'énergie appréciables
5 reliées à l'implantation de compteurs avancés.

6 *"In a study conducted for EA Technology, the authors*
7 *concluded that for residential applications:*

8 *"Better billing feedback produced savings of up to 10% in*
9 *electrically heated homes in cold climates, mainly using*
10 *simple manual methods. In the absence of electric space*
11 *heating, smaller savings are likely, but some of the automatic*
12 *measures here [in the U.K.] could produce new types of*
13 *saving - for example in refrigeration - which would not be*
14 *possible manually. Load shifting is easier than load reduction*
15 *so cost savings are easier to achieve than energy savings,*
16 *but both would probably lie in the 0 - 5% range for a home*
17 *without electric heating."³⁰*

18 Lorsqu'on regarde d'un peu plus près l'étude qui se retrouve à la source des
19 10 % d'économies dont il est fait mention dans le rapport, on constate qu'elle
20 concerne une étude réalisée en Norvège en 1987 à une époque où les clients ne
21 recevaient, tout au long de l'année, que des factures d'électricité basées sur des
22 estimations de consommation.³¹ Une fois par an, les clients payaient la différence
23 entre l'estimation et la vraie facture.

24 *"On the final bill, customers pay for the difference between*
25 *invoiced sum and the cost corresponding to actual*
26 *consumption for the year. Thus people are only confronted*
27 *with their actual consumption and costs once a year. The bill*

³⁰ Commission de l'énergie de l'Ontario, *Smart Meter Implementation Plan*, Report of the Board To the Minister, Appendices, January 26, 2005 http://www.oeb.gov.on.ca/documents/press_release_sm_appendices_260105.pdf

³¹ Wilhite, H, and all, *Advances in the use of consumption feedback information in energy billing: the experiences of a Norwegian energy utility*, European Council for an Energy Efficient Economy, Summer Study proceedings, Panel 3 Dynamics of Consumption. http://www.eceee.org/library_links/proceedings/1999/pdf99/Panel3/3-02.pdf

1 *comes too infrequently to stimulate interest, and the way*
2 *information is presented makes bills difficult to understand."*

3 L'étude a consisté à envoyer, aux 60 jours, à des clients choisis au hasard,
4 divers types de factures détaillées avec de l'information sur la consommation.

5 *"The bill incorporated a graphical representation of this-*
6 *versus last year's electricity use (weather corrected) every 60*
7 *days. Energy conserving tips were placed on the bill of one of*
8 *the experimental groups. Electricity consumption was*
9 *monitored during the period, and both post-experiment*
10 *questionnaires and telephone interviews were conducted with*
11 *participants in all groups.*

12 *At the end of the first year, the experimental groups saved on*
13 *average 10% electricity relative to the control group and those*
14 *savings held steady over the three year course of the study."*

15 De l'avis du Distributeur, il n'existe pas de parallèle évident entre cette étude et
16 de possibles économies d'énergie associées à la tarification dynamique (qu'elles
17 soient de l'ordre de 5 ou 10 %).

3.2.3 Effacement en pointe

18 L'objectif d'effacement en pointe via la tarification dynamique semble être atteint
19 dans les juridictions où de telles options ont été proposées. En revanche, les
20 résultats de ces premières expériences sont considérés avec prudence,
21 particulièrement en ce qui concerne la persistance des effacements.

22 *"Price response" programs have been the focus of many*
23 *recent programs and initiatives, especially dynamic pricing*
24 *such as critical peak pricing and real time pricing. There is a*
25 *widespread conceptual support for exposing electricity*
26 *customers to price that reflect actual market conditions and*
27 *associated prices*

28

1 *In a recently published comprehensive review of RTP³²*
2 *programs offered to commercial and industrial customers, a*
3 *surprisingly high fraction of RTP customers appear to not be*
4 *very price sensitive*

5

6 *Experience with dynamic pricing has been limited mostly to*
7 *large commercial and industrial customers. There are,*
8 *however, pioneering effort with residential dynamic pricing in a*
9 *few states, including California, Illinois, Florida, Washington*
10 *and New York. Some of the initial results are promising, but is*
11 *still mostly too early to assess the full impacts of these*
12 *programs. These programs should reveal a great deal about*
13 *new residential customers respond to time-differentiated rates*
14 *that reflect wholesale market prices and conditions"³³*

3.2.4 Économies réalisées : élasticité prix

15 Les résultats des études et projets pilotes réalisés jusqu'à présent à travers le
16 monde appellent à la plus grande prudence quant à la formulation d'hypothèses
17 ou d'objectifs, que ce soit au niveau des économies d'énergie ou encore de
18 l'effacement en pointe. Comme il sera démontré à la section suivante, les
19 déploiements massifs de compteurs avancés ayant comme objectif la gestion de
20 la demande — qu'ils soient en cours d'implantation ou en voie d'être annoncés —
21 reposent principalement sur le principe de base que les clients réagiront au prix.

22 L'ampleur de la réaction des clients s'exprime en élasticité prix, soit le
23 pourcentage de variation de la demande d'un bien par rapport au pourcentage de
24 variation du prix de ce bien.

25 L'élasticité prix de la demande d'électricité peut être de façon plus particulière
26 qualifiée dans un contexte de tarification dynamique :

³² TTR

³³ York D. and Kushler M, Exploring the relationship between demand response and energy efficiency : A review of experience and discussion of key issues. American Council for an Energy-Efficient Economy, March 2005. <http://www.aceee.org/pubs/u052full.pdf>

1 *"The demand for electricity by time-of-use is inelastic in the*
2 *short run, with most values for the own price elasticity of*
3 *peak-period energy usage falling between -0.1 and -0.3 ;*

4 • *Price elasticities vary with climate and with appliance*
5 *holdings. Specifically, the elasticity value is greater in hotter*
6 *climates than in cooler ones and higher the greater the*
7 *saturation of electric appliances. It is significantly higher for*
8 *households with central air conditioning in hot climates than*
9 *for typical households in cool climates³⁴;*

10 • *Dynamic pricing tariffs show much larger changes in usage*
11 *than do traditional TOU rates, especially when combined with*
12 *enabling technology such as two-way communication and*
13 *programmable/controllable thermostats;*

14 • *Price elasticities for residential customers are significantly*
15 *larger than for small to medium commercial and industrial*
16 *customers.³⁵*

17 En outre, parmi les facteurs qui influent sur l'élasticité prix des ménages dans un
18 contexte de tarification différenciée dans le temps se retrouvent ;

- 19 • le ratio prix pointe/prix hors pointe ;
- 20 • les caractéristiques des appareils électroménagers ;
- 21 • l'effet de la température ;
- 22 • les caractéristiques démographiques ;
- 23 • la participation volontaire vs participation obligatoire ;
- 24 • la communication du signal de prix³⁶.

³⁴ Notre commentaire : cela explique, tel que la section suivante le démontrera, que dans les juridictions où l'état impose les compteurs avancés, ce sont les charges de climatisation que l'on souhaite faire disparaître en pointe. Cela explique également les résultats différents d'effacement en été et en hiver constatés en Californie.

³⁵ Essential services commission, Installing Interval meters for electricity customers – Costs and benefits. Position Paper, November 2002 http://www.esc.vic.gov.au/apps/page/user/pdf/PositionPaperESC_IMRO_3_Nov02.pdf

4 EXPÉRIENCES ÉTRANGÈRES RELIÉES À LA TARIFICATION DYNAMIQUE

4.1 Ontario

1 En juillet 2004, le Ministre de l'énergie de l'Ontario a donné mandat à la
2 *Commission de l'énergie* de développer un plan d'implantation de compteurs
3 avancés qui offriraient aux clients l'information dont ils ont besoin pour gérer leur
4 demande d'électricité.

5 L'objectif du gouvernement est que 800 000 compteurs soient d'abord installés
6 d'ici le 31 décembre 2007 ; d'ici le 31 décembre 2010, les 5,2 millions de clients
7 de l'Ontario doivent être équipés d'un compteur avancé.

8 Dans son rapport final émis en janvier 2005³⁷, la Commission recommande
9 l'installation chez les clients de compteurs bidirectionnels, via ondes radio, qui
10 enregistreront sur une base horaire la consommation d'électricité de chaque
11 client et permettront de lui transmettre quotidiennement l'information sur sa
12 consommation. Le coût total du déploiement des compteurs, incluant installation
13 et système de communication est estimé à 1,25 milliard \$, soit environ
14 250 \$/compteur installé. Le coût net mensuel pour chaque client résidentiel est
15 estimé à 3,50 \$ (2,47 \$ pour le coût total net en capital et 1,03 \$ en coût net
16 d'opération additionnels). Dans le contexte québécois, ce coût à lui seul
17 représenterait, pour un client moyen, une hausse tarifaire de 3 % à 4 %.

³⁶ Maree Langmore and Gavin Dufty, *Domestic electricity demand elasticities, Issues for the Victorian Energy Market*, June 2004, <http://www.vinnies.org.au/files/VIC.2004%20June%20-%20Domestic%20Electricity%20Demand%20Elasticities.pdf>

³⁷ Ontario Energy Board, *Smart Meter Implementation Plan*, Report of the Board To the Minister, January 26, 2005 http://www.oeb.gov.on.ca/documents/press_release_sm_implementationplan_260105.pdf

1 Initialement, la Commission de l'énergie de l'Ontario associait aux compteurs
2 avancés la possibilité d'éviter la construction de 1 250 MW d'équipement de
3 production.

4 *"The objective of the policy is to help consumers control their*
5 *electricity bills through conservation and demand response.*
6 *Smart metering systems are also a key tool to enable another*
7 *Ministry objective of 5% savings in energy use in Ontario by*
8 *2007."³⁸*

9 Dans le rapport final toutefois, aucun objectif de réduction de la demande
10 spécifique aux compteurs avancés n'est précisé.

11 Par ailleurs, les conclusions récentes du groupe de travail sur l'efficacité
12 énergétique, mis sur pied par le gouvernement de l'Ontario, mettent un bémol sur
13 le déploiement rapide des compteurs avancés.

14 *"The Team was briefed about the implementation plan for*
15 *smart meters, and agreed on the need for further study of*
16 *smart meters, as well as the issue of individual or sub-*
17 *metering in multi-unit residential buildings."³⁹*

18 Toutefois, si le gouvernement va de l'avant avec le déploiement des compteurs⁴⁰,
19 ceux-ci devraient permettre ultimement l'application de tarifs différenciés dans le
20 temps de type TPC et procurer un effacement de la demande en pointe.

21 *"Customers will be able to control their consumption through*
22 *moving use to off-peak periods (running the dishwasher at*
23 *night) or lowering energy use during peak periods (setting the*
24 *air conditioning a few degrees warmer during the afternoon).*
25 *Customers will be able do this themselves, by using automatic*
26 *control devices that they purchase and install themselves, or*

³⁸ Ontario Energy Board, Smart Meter Implementation Plan, Report of the Board To the Minister, Appendices, January 26, 2005, page 5. http://www.oeb.gov.on.ca/documents/press_release_sm_appendices_260105.pdf

³⁹ Report of the conservation Action Team, Building a Conservation Culture, May 2005 http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=conservation.actionteam_report2005

⁴⁰ Certains distributeurs ontariens n'ont pas attendu la décision du gouvernement pour entreprendre des projets pilotes sur les compteurs avancés.

1 *via a contract with an energy services company to control*
2 *devices automatically based on price or demand level.*⁴¹

3 Dans ce qui peut être vue comme une période de transition, le prix réglementé
4 en vigueur en Ontario depuis le 1^{er} avril 2005, prix décrété par le gouvernement,
5 est de type TDT tel que le décrit le tableau 2. Ces prix sont basés sur un
6 ensemble de paramètres : la prévision des prix horaires sur le marché de
7 l'électricité, le profil de consommation des clients, le prix de l'électricité fournie
8 par l'OPG (prix fixé par le gouvernement), le prix des contrats conclus entre
9 l'ancienne Ontario Hydro et les producteurs indépendants ainsi que tous les
10 contrats d'approvisionnements signés par l'Ontario Power Authority. Des tarifs de
11 distribution différenciés dans le temps ne devraient pas être disponibles avant
12 2006 ou 2007.

13 Les prix du tableau 2 ne semblent pas avoir été calibrés pour mitiger les impacts
14 sur la facture des clients (contrairement à ce qui s'est fait en Californie, tel qu'il
15 le sera démontré plus loin) si on considère le commentaire suivant, tiré du
16 rapport final de la Commission de l'énergie de l'Ontario sur l'implantation de
17 compteurs avancés :

18 *"Higher peak winter prices can have significant cost impacts*
19 *on those customers who rely on electric heat and have limited*
20 *ability to shift demand. Conservation programs may focus on*
21 *support for mitigating technologies like thermal storage, heat*
22 *pumps or conversion to natural gas heating.*⁴²

23 Autrement dit, comme la Commission ne peut assurer la neutralité tarifaire aux
24 clients qui chauffent à l'électricité, elle recommande à ces clients de mitiger

⁴¹ Ontario Energy Board, Smart Meter Implementation Plan, Report of the Board to the Minister, January 26, 2005 http://www.oeb.gov.on.ca/documents/press_release_sm_implementationplan_260105.pdf

⁴² Ontario Energy Board, Smart Meter Implementation Plan, Report of the Board to the Minister, January 26, 2005 http://www.oeb.gov.on.ca/documents/press_release_sm_implementationplan_260105.pdf

- 1 l'impact d'une augmentation des tarifs en période de pointe par une diminution de
2 la consommation.

TABLEAU 2
TARIF DIFFÉRENCIÉ DANS LE TEMPS – ONTARIO 1^{ER} AVRIL 2005
(PRIX DE LA FOURNITURE SEULEMENT)

JOURS DE LA SEMAINE		PÉRIODE	PRIX
Fins de semaine et jours de fêtes		Hors-pointe	2,9 ¢/kWh
Jours de semaine – Été (1 ^{er} mai – 31 oct.)	7 am – 11 am	Pointe moyenne	6,4 ¢/kWh
	11 am – 5 pm	Pointe	9,3 ¢/kWh
	5 pm – 10 pm	Pointe moyenne	6,4 ¢/kWh
	10 pm – 7 am	Hors-pointe	2,9 ¢/kWh
Jours de semaine – Hiver (1 ^{er} nov. – 30 avril)	7 am – 11 am	Pointe	9,3 ¢/kWh
	11 am – 5 pm	Pointe moyenne	6,4 ¢/kWh
	5 pm – 8 pm	Pointe	9,3 ¢/kWh
	8 pm – 10 pm	Pointe moyenne	6,4 ¢/kWh
	10 pm – 7 am	Hors-pointe	2,9 ¢/kWh

- 3 La structure de la TDT du tableau 2 suit le profil de charge de la demande
4 ontarienne qui pointe à peu près au même niveau en hiver et en été ; la pointe
5 d'été étant causée par la climatisation tandis que la pointe d'hiver par le
6 chauffage électrique (en Ontario, 15 % des ménages chauffent à l'électricité et
7 65 % climatisent l'été⁴³). Néanmoins, exprimée en nombre d'heures, la pointe
8 d'été est nettement plus critique.

9 *"Based on the average for 1999-2002, the table indicates how*
10 *many hours in an average year that demand could be*
11 *expected to exceed certain levels. The breakdown by time of*
12 *year, clearly indicates that the highest demand situations*
13 *occur in the summer and are of relatively short duration. For*
14 *instance, demand would only be expected to exceed 24,000*
15 *MW, in an average year, for approximately 28 hours, all of*
16 *which would be expected to occur in the summer. Similarly,*
17 *demand would be expected to exceed 23,000 MW for*

⁴³ À l'inverse, au Québec 26 % des ménages climatisent leur maison en été et 68 % chauffent principalement à l'électricité. Sources : Statistiques Canada. Enquête sur les dépenses des ménages 2002. Catalogue 62F0041.

1 *approximately 71 hours, of which only 4 hours would be*
2 *expected to occur in the winter.*"⁴⁴

4.2 Californie

3 Réalisé sur une période de deux ans suite aux problèmes énergétiques qu'a
4 connus la Californie en 2001, le *StateWide Pricing Pilot* (SPP) en Californie est
5 vraisemblablement l'étude la plus documentée et la plus pertinente à la
6 problématique des compteurs avancés et des impacts de la tarification
7 dynamique sur la consommation.⁴⁵ De 2003 à 2004, trois types de tarifs
8 dynamiques ont été testés sur différents échantillons de consommateurs. La
9 structure des tarifs et le niveau des prix testés devaient répondre aux trois
10 critères suivants :

- 11 • Être neutre pour le client moyen sur une période d'un an en supposant
12 aucun changement de comportement des clients (avec la nouvelle
13 structure tarifaire, un client moyen qui ne modifie pas son profil de charge
14 reçoit tout de même une facture équivalente à celle qu'il recevrait s'il était
15 soumis au tarif normal) ;
- 16 • Ne pas avoir d'impact supérieur à +/- 5 % sur les petits et les gros
17 consommateurs en supposant aucun changement de comportement ;
- 18 • Permettre aux clients de réduire leur facture annuelle de 10 % s'ils
19 réduisent leur demande en pointe de 30 %.

20 Basés sur le tarif payé par un client moyen, trois types de prix ont été testés :
21 une TTR et deux types de TPC (voir tableau 3), l'un avec un nombre fixe

⁴⁴ Hydro One, [Electricity demand in Ontario](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/directive_dsm_HydroOne211103.pdf), Submitted to the Ontario Energy Board regarding RP-2003-0144, November 2003 http://www.oeb.gov.on.ca/documents/directive_dsm_HydroOne211103.pdf

⁴⁵ Charles River Associates, [Impact Evaluation of the California Statewide Pricing Pilot](http://www.energy.ca.gov/demandresponse/documents/group3_final_reports/2005-03-24_SPP_FINAL_REP.PDF), March 2005 http://www.energy.ca.gov/demandresponse/documents/group3_final_reports/2005-03-24_SPP_FINAL_REP.PDF

1 d'heures par jour où le prix de pointe s'applique (5 heures par jour) et l'autre avec
2 un nombre variable d'heures de pointe (1 à 5 heures). Dans le premier cas,
3 l'avertissement d'une journée critique arrive la veille tandis que dans le second,
4 l'avertissement arrive le jour même. Les journées critiques associées aux TPC
5 étaient au nombre de 15, soit 12 jours en été et 3 jours en hiver. Bien que la
6 Californie soit un réseau qui pointe en été⁴⁶, les jours critiques pouvaient
7 également être utilisés pour réduire la demande en cas de problèmes techniques
8 de réseau.

TABLEAU 3
DESCRIPTION DES TPC DU SPP

	Jours critiques par année	Plage des heures de pointe	Heures de pointe par jour	Avertissement d'un jour critique
TPC (fixe)	15	14 h à 19 h	5 heures	La veille
TPC (variable)	15	14 h à 19 h	de 1 à 5 heures	Le jour même

4.2.1 Effacement en été

9 Le tableau suivant résume les principaux résultats obtenus. Un effacement
10 significatif en pointe est constaté dans tous les cas, les meilleurs résultats étant
11 associés à une TPC variable offerte à un échantillon de clients qui s'étaient déjà
12 équipés de thermostats programmables pour contrôler leur climatisation⁴⁷.

13 On constate toutefois qu'il existe des écarts importants entre les prix de pointe et
14 les prix hors pointe, écarts allant jusqu'à 600 %. En outre, comme il a été
15 mentionné à la section 3.2, bien qu'un effacement significatif en pointe ait été
16 constaté pour les trois tarifs testés, il appert toutefois qu'aucune économie

⁴⁶ California ISO, Five year Assessment (2004-2008) <http://www.caiso.com/docs/09003a6080/28/5b/09003a6080285b79.pdf>

⁴⁷ La climatisation est l'usage responsable de la pointe californienne : "Residential Air Conditioning is responsible for approximately 7,500 MW of peak electrical load". Voir <http://www.californiaenergyefficiency.com/whitepapers.html>

- 1 d'énergie significative n'a été enregistrée. Les participants n'ont fait que déplacer
2 leur consommation d'une période de pointe à une période hors pointe.

TABLEAU 4
PRINCIPAUX RÉSULTATS DU PROJET PILOTE CALIFORNIE (EFFACEMENT EN ÉTÉ)

	Période	Prix ¢/kWh	Effacement en pointe Impact moyen en été
TPC fixe	Jours critiques	Pointe	59
		Hors Pointe	9
			-13,1%
	Jours normaux	Pointe	22
		Hors Pointe	9
			-4,7%
TTR	Tous les jours	Pointe	22
		Hors Pointe	10
			-5,9 % en 2003 -0,6 % en 2004
TPC variable (échantillon sans thermostats mais avec offre d'installation gratuite et optionnelle d'un outil de gestion-installation au cours de 2003)	Jours critiques	Pointe	65
		Hors Pointe	10
			-15,8 % en 2004
	Jours normaux	Pointe	24
		Hors Pointe	10
			-6,7% en 2004
TPC variable (échantillon avec thermostats programmables a priori)	Jours critiques	Pointe	65
		Hors Pointe	10
			-27,2%
	Jours normaux	Pointe	24
		Hors Pointe	10
			-4,5%

- 3 Rappelons, à titre indicatif, que le tarif DT (bi-énergie résidentielle) permet un
4 effacement de la charge des clients de plus de 50 % tout en évitant un
5 phénomène de reprise.

4.2.2 Effacement en hiver

- 6 Bien que la Californie connaisse une pointe de la demande en été, le SPP a
7 également évalué l'effacement de la demande en hiver. L'effacement a été moins
8 important qu'en été.

- 9 *"The winter average peak-period price was \$0.61/kWh and*
10 *the off-peak price was \$0.11/kWh. As seen, the average*

1 *critical day, peak-period impact hovers around 4 percent,*
2 *notably less than the average summer impact of around 14*
3 *percent. The peak period impact on normal weekdays was*
4 *less than 2 percent for the state as a whole."*

5 En outre, l'analyse des résultats obtenus, basée sur une régression linéaire,
6 indique qu'en hiver la variable reliée au chauffage des locaux est non significative
7 alors qu'en été la variable reliée à la climatisation est grandement significative.

4.2.3 Étapes à venir

8 Au cours de l'été 2005, dans la foulée du SPP, les grands distributeurs
9 d'électricité de la Californie (Southern California Edison, San Diego Gas and
10 Electric et Pacific Gas and Electric) comptent étudier l'impact d'une meilleure
11 information sur la facturation comme outil additionnel pour augmenter l'impact en
12 pointe de la tarification dynamique.

13 L'installation de compteurs avancés destinés d'abord à la télé-relève (avec les
14 économies qu'elle implique) fait toutefois partie des plans des trois distributeurs
15 et si la *California Public Utilities Commission* donne son accord, ce sont 15
16 millions de compteurs mécaniques (électricité et gaz) qui seront remplacés en
17 Californie entre 2006 et 2011.⁴⁸

4.3 Analyse

4.3.1 Effacement en pointe

18 Les deux cas de tarification dynamique présentés ont ceci en commun que les
19 pointes de la demande sont causées par les usages de climatisation et la
20 demande pour cet usage peut être plus facilement réduite en pointe voire
21 déplacée. Les résultats californiens semblent d'ailleurs indiquer que les clients
22 sont moins enclins à renoncer au chauffage qu'à la climatisation. Sans

1 transposer ces résultats dans un contexte de pointe d'hiver, il faut se questionner
2 sur les possibilités de réduire significativement une charge de chauffage, surtout
3 lorsque les périodes de pointe peuvent s'étendre sur plusieurs heures — voire
4 journées — et compte tenu également du phénomène de la reprise. En fait,
5 l'effacement de cet usage ne peut être garanti que s'il existe un système de
6 chauffage de relève⁴⁹.

4.3.2 Prix pointe / hors pointe

7 Dans le cas le plus probant du SPP, l'écart entre les prix de pointe et hors pointe
8 est important, soit près de six fois plus élevé, ce qui contribue à expliquer
9 l'importance de l'effacement en pointe.

10 Un tel écart est difficile à établir compte tenu de l'importance de préserver la
11 neutralité tarifaire. En effet, un tarif de gestion de la demande doit être neutre par
12 rapport à son tarif de référence, c'est-à-dire que si le consommateur moyen ne
13 change pas son profil de consommation, sa facture d'électricité doit être la même
14 que s'il avait été facturé au tarif de référence.

15 Cet objectif de neutralité vise d'une part à ne pas bonifier la facture d'un client qui
16 n'efface pas une partie de sa charge et d'autre part à ne pas pénaliser un client
17 qui, pour une raison ou une autre, ne pourrait pas s'effacer en pointe. Dans les
18 deux situations, il s'agit de respecter les principes de base de la tarification :
19 équité entre les clients et reflet de coûts.

20 La neutralité tarifaire dans le calibrage permet entre autres d'éviter que ceux qui
21 participeront à une option de tarification dynamique soient majoritairement des

⁴⁸ EEnergy Informer, "California Utilities Seek Regulatory Approval for AMI Rollout", August 2005, page 5.

⁴⁹ À titre indicatif, chez Connecticut Light & Power, la TDT n'est pas recommandée pour les clients qui chauffent à l'électricité. Voir <http://www.clp.com/esupplier/factors.asp> et <http://www.clp.com/clpcommon/PDFs/online/business/bill/rates/rate7.PDF>. Voir également chez EDF où l'option de TDT Tempo est recommandée pour les clients qui ont une source alternative de chauffage <http://particuliers.edf.fr/rubrique112.html>.

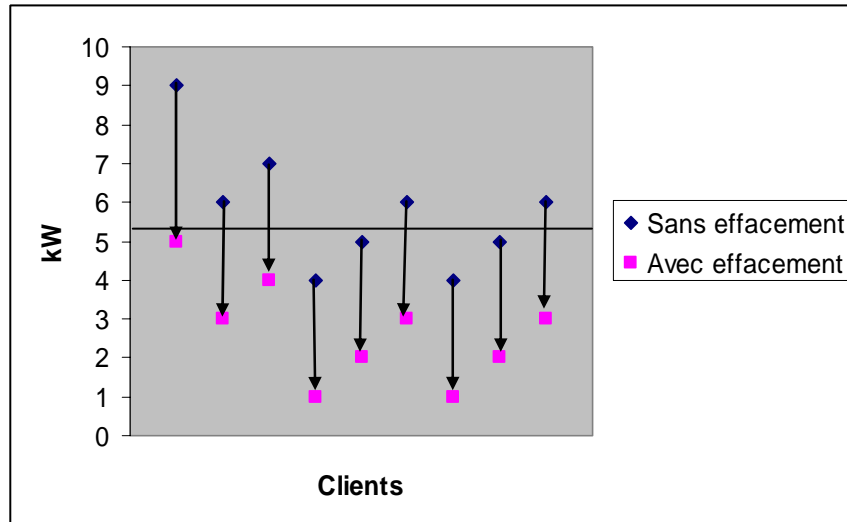
1 clients qui réaliseront un gain sans aucunement modifier leur profil de charge⁵⁰.
2 Le tableau 5 illustre comment s'impose la logique du calibrage. Initialement, 9
3 clients ont un appel de puissance avant toute tarification dynamique qui se situe
4 en moyenne à 5,5 kW. Un appel de puissance moyen après effacement doit être
5 défini pour calibrer le nouveau tarif. Cet appel de puissance moyen doit être fixé
6 de telle sorte qu'après effacement, la plupart des clients se retrouveront sous ce
7 seuil⁵¹.

8 Dans l'illustration, 4 clients ont a priori un appel de puissance qui se situe sous
9 l'appel moyen. Ils profiteront du nouveau tarif sans changer de comportement.
10 Cinq clients ont une puissance appelée supérieure à l'appel moyen. En
11 réagissant au signal de prix et en effaçant une partie de leur demande, ils
12 passent sous l'appel moyen et peuvent réaliser un gain sur leur facture. En
13 revanche, s'il ne modifie pas son comportement, c'est-à-dire s'il ne s'efface pas
14 en pointe, le client moyen doit recevoir la même facture que s'il avait été au tarif
15 régulier.

⁵⁰ Voir à ce propos : Hydro One Networks & Hydro One Brampton, Electricity Demand in Ontario, Submitted to the Ontario Energy Board regarding RP-2003-0144, November 2003, page 8 http://www.oeb.gov.on.ca/documents/directive_dsm_HydroOne211103.pdf "These customers, who could benefit significantly from an hourly rate structure, are likely to be disproportionately represented in any interval meter pilot for which customers were enrolled on a voluntary basis. However, since these customers usage pattern already matches the target demand curve, they would be considered free riders."

⁵¹ Dans le cadre du SPP, il fallait que les gros et les petits clients aient un impact tarifaire se situant à l'intérieur de +/- 5 %.

TABLEAU 5
ILLUSTRATION DU CALIBRAGE



1 L'expérience avec la tarification dynamique de Puget Sound Energy (PSE) dans
2 l'état de Washington traduit également l'importance du calibrage et de la
3 neutralité tarifaire.

4 À la fin de l'année 2000, PSE annonçait l'installation de compteurs avancés chez
5 ses 1,3 millions de clients de l'époque. Ces compteurs devaient permettre
6 d'abord une plus grande efficacité dans ses activités de distribution et de
7 services à la clientèle et ultimement permettre l'implantation d'une TTR.

8 *"Making its distribution system faster, more efficient and less*
9 *costly to operate, Puget Sound Energy is developing and*
10 *integrating new technologies that are a natural extension of its*
11 *utility business. The company has linked technologies, using*
12 *an extensive wireless automated meter reading network and a*
13 *suite of customer information systems, to provide faster*
14 *service and new conveniences including real-time two-way*
15 *data communication between customers and the utility.*"⁵²

⁵²Voir communiqué de PSE : <http://www.pse.com/news/2000/pr20000927a.html>

1 Au printemps 2001, PSE met en place un projet pilote de TTR approuvé par la
2 Washington Utilities and Transportation Commission (WUTC). Dix-huit mois plus
3 tard, les premiers résultats du projet pilote sont disponibles.

4 *"In October 2002, PSE mailed to TOU participants the first*
5 *quarterly bill comparison report required by its June 2002 rate*
6 *case settlement. The report compared each customer's bill*
7 *under TOU with what the bill would have been if the customer*
8 *had been on the standard rate for July-September 2002. The*
9 *reports revealed that ninety-four percent (94%) of participants*
10 *paid more on TOU than they would have otherwise, on*
11 *average about 80 cents per month; most saved a few cents*
12 *on TOU energy charges, but those savings were*
13 *overwhelmed by the \$1.00 incremental cost of TOU meter*
14 *reading.*"⁵³

15 Le tollé soulevé par ces résultats a raison de la TTR chez PSE. En novembre
16 2002, la WUTC accepte la proposition de PSE de devancer d'un an la fin du
17 projet pilote.⁵⁴

18 Il est probable que cet échec vient d'une erreur de calibrage de la TTR ou encore
19 que les clients n'ont pas réduit leur consommation suffisamment pour tirer profit
20 du nouveau tarif.

21 Il est évident que des balises très strictes quant à l'assurance d'une neutralité
22 tarifaire doivent être établies. L'exercice de calibrage consiste d'une part à
23 identifier quelle partie des usages de base un client moyen peut effacer en pointe
24 et d'autre part à quel prix rémunérer cet effacement. Cet exercice sera
25 compliqué, en présence de chauffage électrique, par le phénomène des effets
26 croisés c'est-à-dire que l'effacement de la plupart de charges en période de
27 pointe pourrait augmenter les besoins de chauffage. C'est le cas, entre autres,
28 des charges associées à l'éclairage intérieur, au chauffe-eau, au réfrigérateur.

⁵³ Voir à ce propos <http://www.atg.wa.gov/utility/tou.html>

⁵⁴ Voir <http://www.wutc.wa.gov/rms2.nsf/0/b98a1045e207628988256c730004a0bd?OpenDocument>

5 CONSTATS

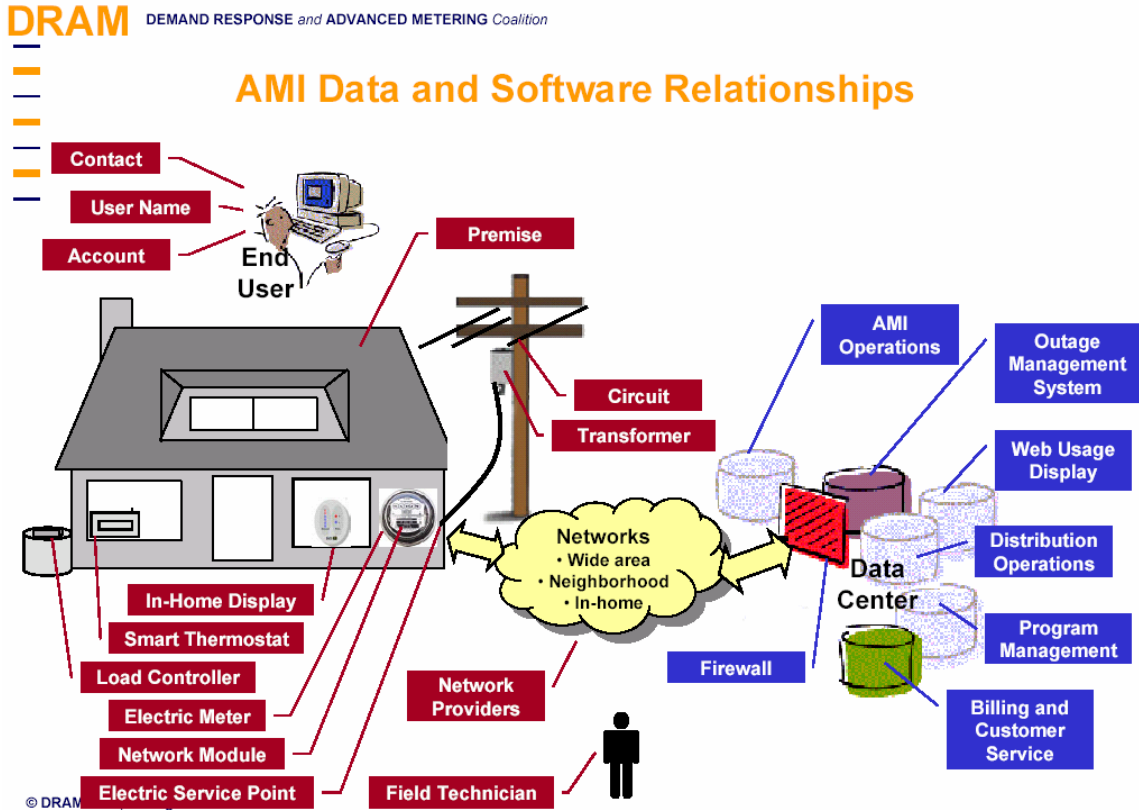
1 Le Distributeur continuera à suivre les expériences ailleurs relatives aux
2 compteurs avancés. Étant donné l'état d'avancement de ces expériences, il est
3 prématuré de tirer des conclusions à ce stade-ci mais quelques constats
4 généraux s'imposent :

- 5 • le déplacement de la pointe est mieux documenté que les économies
6 d'énergie ;
- 7 • les économies de coûts sont associés à d'importants ratios de prix
8 pointe/hors pointe ;
- 9 • l'effacement en hiver semble être moins important qu'en été ;
- 10 • malgré les bénéfices prometteurs de gestion de la demande, il ne semble
11 pas exister d'initiative spontanée de la part des distributeurs d'électricité
12 pour procéder au déploiement massif de compteurs avancés dédiés
13 principalement à la gestion de la pointe.

ANNEXE A :

COMPTEUR AVANCÉ ET SYSTÈME D'INFORMATION

1
2



3
4
5
6
7
8

Tiré de King, C, "Advanced metering infrastructure, Overview of system features and capabilities" [Oregon PUC advanced metering workshop](http://www.puc.state.or.us/electat/010605/king.pdf), January 2005.
<http://www.puc.state.or.us/electat/010605/king.pdf>

ANNEXE B :
BÉNÉFICES ASSOCIÉS AUX COMPTEURS AVANCÉS

