

**COMPTEURS AVANCÉS
RAPPORT DE VIGIE V**

Table des matières

1	CONTEXTE	4
2	SUIVI DES EXPÉRIENCES ÉTRANGÈRES	4
2.1	ONTARIO	4
2.1.1	<i>Compteurs installés à la fin de septembre 2008</i>	<i>4</i>
2.1.2	<i>Mise à jour du plan intégré pour le réseau électrique</i>	<i>4</i>
2.1.3	<i>Consultation de la Commission de l'énergie de l'Ontario</i>	<i>5</i>
2.1.4	<i>Migration vers la TDT</i>	<i>7</i>
2.1.5	<i>Projet pilote de Milton Hydro.....</i>	<i>8</i>
2.2	COLOMBIE-BRITANNIQUE	8
2.2.1	<i>BC Hydro</i>	<i>8</i>
2.2.2	<i>Fortis</i>	<i>9</i>
2.3	ALBERTA	10
2.4	ÉTATS-UNIS	12
2.4.1	<i>Rapport de la FERC sur la gestion de la demande et les compteurs avancés.....</i>	<i>12</i>
2.4.2	<i>American Recovery and Reinvestment Act of 2009.....</i>	<i>13</i>
2.4.2.1	<i>Projets d'investissements dans les réseaux intelligents.....</i>	<i>13</i>
2.4.2.2	<i>Projets de démonstration dans les réseaux intelligents</i>	<i>14</i>
2.4.3	<i>Edison Foundation Institute for Electric Efficiency.....</i>	<i>14</i>
2.4.3.1	<i>Floride.....</i>	<i>15</i>
2.4.3.2	<i>Pennsylvanie</i>	<i>15</i>
2.4.3.3	<i>Massachusetts.....</i>	<i>16</i>
2.4.4	<i>Californie.....</i>	<i>17</i>
2.4.4.1	<i>Pacific Gas & Electricity</i>	<i>17</i>
2.4.4.2	<i>Southern California Edison</i>	<i>18</i>
2.5	ROYAUME-UNI.....	18
	ANNEXE A TARIFICATION DYNAMIQUE : RÉSULTATS DU SONDAGE 2008 DE LA FERC.	21
	ANNEXE B : DÉPLOIEMENTS DE COMPTEURS AVANCÉS AUX ÉTATS-UNIS (EEI).....	29

1 CONTEXTE

1 Ce document présente la cinquième vigie du Distributeur sur les compteurs avancés.

2 SUIVI DES EXPÉRIENCES ÉTRANGÈRES

2.1 Ontario

2.1.1 Compteurs installés à la fin de septembre 2008

2 En juillet 2004, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a donné mandat à la Commission de
3 l'énergie de l'Ontario (CEO) de développer un plan d'implantation de compteurs avancés
4 qui offrirait aux clients l'information dont ils ont besoin pour gérer leur demande
5 d'électricité ; d'ici le 31 décembre 2010, les 5,2 millions de clients de l'Ontario doivent
6 être équipés d'un compteur avancé.

7 Selon le rapport annuel 2008 du Directeur des économies d'énergie, 1,7 million de
8 compteurs avancés avaient été installés en Ontario en fin de septembre 2008 soit
9 environ un million de compteurs de plus qu'à la même date l'a dernier. En juin 2009, le
10 nombre de compteurs installés était estimé à 2,4 millions.

2.1.2 Mise à jour du plan intégré pour le réseau électrique

11 L'Ontario Power Authority (OPA) a la responsabilité de développer le plan intégré pour le
12 réseau d'électricité. Elle a déposé en ce propos une requête auprès de la CEO en août
13 2007 pour faire approuver son plan de long terme. Toutefois, en septembre 2008, le
14 gouvernement a demandé à l'OPA de revoir ce plan entre autres en analysant la
15 possibilité de devancer les cibles d'efficacité énergétique et ce, incluant le déploiement
16 des compteurs avancés en Ontario ainsi que l'utilisation qui peut en être faite.

17 En octobre 2008, la CEO a suspendu les audiences sur la requête de l'OPA et fixé au
18 16 mars 2009 la date de dépôt d'une mise à jour du plan intégré.

19 Toutefois, en février 2009, le gouvernement ontarien a déposé le projet de loi 150
20 édictant la Loi de 2009 sur l'énergie verte et visant à développer une économie verte.

1 Entre autres, cette loi autorise le gouvernement à exiger, par règlement, que les
2 organismes publics et les consommateurs prescrits préparent des plans de conservation
3 de l'énergie et de gestion de la demande.

4 Dans une lettre adressée à la CEO le 12 mars 2009 dernier, l'OPA indique que cette
5 nouvelle donne l'amène à retarder jusqu'à l'été 2009, le dépôt de la mise à jour du plan
6 intégré.

7 « *Bill 150 will, if passed by the Legislature, bring about far reaching*
8 *changes in the energy sector and set a bold new direction for*
9 *energy policy in the province. In order for the OPA's planning work*
10 *to be relevant and useful, it must incorporate into its thinking the*
11 *new policy direction that is embodied in Bill 150.*»

2.1.3 Consultation de la Commission de l'énergie de l'Ontario

12 Le 18 avril 2008, la CEO a rendu public un document de réflexion concernant la
13 structure et le niveau des prix de la TDT qui sera ultimement obligatoire pour tous les
14 ménages ontariens alimentés en électricité sous le *Regulated Price Plan* (RPP) de la
15 CEO¹. Elle demande aux intervenants de réagir à ses propositions ou de formuler des
16 recommandations.

17 Comme le présente le tableau suivant, la TDT actuelle, déterminée par la CEO,
18 comporte trois périodes horaires auxquelles sont associés des prix différents. Ces prix
19 varient également selon la saison.

¹ Les ménages ontariens ont le choix de se retirer du RPP et de choisir un fournisseur d'électricité ayant sa propre structure tarifaire. Selon un porte-parole de la CEO, 700 00 ménages sur une possibilité de 4,3 millions auraient un contrat d'approvisionnement à prix fixe.

**TABLEAU 1
TARIFICATION DIFFÉRENCIÉE DANS LE TEMPS DE LA CEO
EN VIGUEUR EN ONTARIO JUSQU’AU 30 AVRIL 2010**

Fins de semaine et jours fériés		Hors pointe	4,2 ¢/kWh
Été (1^{er} mai – 31 oct.)			
Jours de semaine	7 h – 11 h	Pointe moyenne	7,6 ¢/kWh
	11 h – 17 h	Pointe	9,1 ¢/kWh
	17 h – 22 h	Pointe moyenne	7,6 ¢/kWh
	22 h – 7 h	Hors pointe	4,2 ¢/kWh
Hiver (1^{er} nov. – 30 avril)			
Jours de semaine	7 h – 11 h	Pointe	9,1 ¢/kWh
	11 h – 17 h	Pointe moyenne	7,6 ¢/kWh
	17 h – 20 h	Pointe	9,1 ¢/kWh
	20 h – 22 h	Pointe moyenne	7,6 ¢/kWh
	22 h – 7 h	Hors pointe	4,2 ¢/kWh

1

2 Le document de réflexion de la CEO comporte entre autres quatre sujets qui ont trait à
3 la structure du tarif, au niveau des prix mais également à la facturation de l’électricité.

4 Bien qu’elle souhaite entendre les intervenants sur ces sujets, la CEO conclut :

- 5 • qu’une structure avec trois périodes de prix, parce qu’elle est facile à comprendre
6 et qu’elle reflète la structure des coûts d’approvisionnement, doit être conservée ;
- 7 • qu’une structure qui varie en fonction des saisons est souhaitable ;
- 8 • qu’une tarification pour pointe critique peut être envisagée, mais seulement après
9 que les clients aient acquis suffisamment d’expérience avec une TDT.

10 Sur la base des commentaires reçus, la CEO a annoncé en mai 2009 une révision de la
11 structure de la TDT. D’abord, afin de simplifier cette structure, la période de pointe
12 moyenne en soirée l’hiver disparaît et la période hors pointe commence à 21 h pour finir
13 à 7 h. Ensuite, aux fins d’harmonisation, la période hors pointe en été débutera
14 également à 21 h. pour une nouvelle structure telle que présentée au tableau suivant.

TABLEAU 2
STRUCTURE DE TDT DE LA CEO À PARTIR DU 1^{ER} NOVEMBRE 2009

Fins de semaine et jours fériés		Hors pointe	4,2 ¢/kWh
Été (1^{er} mai – 31 oct.)			
Jours de semaine	7 h – 11 h	Pointe moyenne	7,6 ¢/kWh
	11 h – 17 h	Pointe	9,1 ¢/kWh
	17 h – 21 h	Pointe moyenne	7,6 ¢/kWh
	21 h – 7 h	Hors pointe	4,2 ¢/kWh
Hiver (1^{er} nov. – 30 avril)			
Jours de semaine	7 h – 11 h	Pointe	9,1 ¢/kWh
	11 h – 17 h	Pointe moyenne	7,6 ¢/kWh
	17 h – 21 h	Pointe	9,1 ¢/kWh
	21 h – 7 h	Hors pointe	4,2 ¢/kWh

1

2 Initialement, le niveau des prix réglementés des trois périodes de consommation devait
 3 refléter grosso modo un ratio 1 : 2 : 3 puisque les coûts de production en pointe
 4 moyenne sont le double des coûts de production hors pointe alors qu'ils en sont le triple
 5 en pointe. Toutefois, compte tenu de l'évolution des coûts de la production et de la
 6 modification possible des profils de consommation, les prix s'éloignent de cet objectif et
 7 l'incitatif pour les clients de transférer une partie de leur consommation de la pointe vers
 8 le hors pointe a beaucoup diminué. Afin de préserver cet incitatif, la CEO modifie sa
 9 méthode de répartition des coûts de fourniture afin d'en attribuer une plus grande partie
 10 à l'énergie consommée en pointe.

2.1.4 Migration vers la TDT

11 Les clients chez lesquels un compteur avancé a été installé ne sont pas
 12 automatiquement transférés à la TDT de la CEO. En juin 2009, la CEO précisait que le
 13 passage à la TDT obligatoire pour tous les clients sous le RPP se ferait en juin 2011.
 14 Afin de s'assurer qu'à cette date tous les clients auraient reçu un compteur avancé, la
 15 CEO demande à tous les distributeurs de fournir, sur une base trimestrielle, des
 16 informations relatives au processus de déploiement entre autres quant au nombre de
 17 compteurs installés ou opérationnels ainsi qu'au nombre de clients soumis à la TDT.

1 À la mi-avril 2009, seuls 35 000 ménages ontariens étaient facturés à la TDT, soit
2 certains clients de Newmarket-Tay Power Distribution et Milton Hydro. Tous les autres
3 clients résidentiels de Newmarket-Tay devraient passer à la TDT d'ici le mois de
4 novembre 2009.

5 En mai 2009, Toronto Hydro annonçait que 10 000 clients parmi ses 611 000 clients qui
6 avaient déjà reçu leur compteur avancé passeraient à la TDT en juin 2009 ; les 678 000
7 clients de Toronto Hydro devraient avoir reçu leur compteur et être passés à la TDT d'ici
8 juin 2010.

2.1.5 Projet pilote de Milton Hydro

9 En mai 2009, Milton Hydro publiait les résultats d'une étude réalisée en collaboration
10 avec l'université de Waterloo et portant sur l'impact sur la consommation d'électricité
11 d'un système de gestion de la demande chez des clients soumis à une TDT.

12 *« The pilot was conducted from July, 2007 to September 2008 with*
13 *209 Milton Hydro households. The goal of the pilot was to not only*
14 *test technology, but also gain insights into consumer behaviours*
15 *and motivations for change. Participants were able to monitor*
16 *energy usage, and remotely control their home's lighting and*
17 *appliances with one easy-to-use web interface or a hand held*
18 *device like a Blackberry..»*

19 Selon le communiqué de presse, les économies d'énergie constatées sont
20 impressionnantes.

21 *«Results from a recent energy conservation pilot program in Milton,*
22 *Ontario show dramatic savings for some participants, including up*
23 *to 44 per cent energy savings during peak demand periods.»*

24 Il importe toutefois de souligner que ces résultats ne concernent que 19 clients.

2.2 Colombie-Britannique

2.2.1 BC Hydro

25 Le 14 janvier 2008, en conformité avec la politique énergétique de la Colombie-
26 Britannique, BC Hydro annonce qu'elle émettra en mars 2008 un appel d'offres destiné

1 à trouver des fournisseurs et partenaires dans le déploiement massif de compteurs
2 avancés.

3 Dans la demande de BC Hydro relative à l’approbation des revenus requis pour l’année
4 2009-2010, on indique que ces analyses seront présentées à la BCUC à l’automne
5 2008.

6 *«The SMI project would change 1.7 million meters to smart
7 metering technology with supporting infrastructure and associated
8 IT systems. SMI would support BC Hydro’s efforts on conservation,
9 enhanced customer service, operational efficiencies and revenue
10 protection.»*

11 *BC Hydro intends to seek approval to establish a regulatory
12 account to defer all F2009 operating and capital-related costs
13 related to the SMI project. BC Hydro expects to file this request to
14 establish a regulatory account in the spring of 2008.*

15 *BC Hydro will seek a BCUC determination with respect to the SMI
16 project once the business case has been finalized and approved by
17 BC Hydro’s Board of Directors. BC Hydro expects to file this
18 request for determination in fall of 2008. »*

19 En outre, en adoptant la loi 15 en avril 2008 qui amendait la Utilities Commission Act, le
20 gouvernement de la Colombie-Britannique rend obligatoire l’installation de compteurs
21 avancés d’ici 2012.

22 En date du 8 juillet 2009, BC Hydro n’a pas encore déposé sa requête à la BCUC.

2.2.2 Fortis

23 En décembre 2007, FortisBC Inc (FBCI) a demandé à la BC Utilities Commission
24 (BCUC) l’autorisation d’un investissement de 31,3 millions \$ destiné à l’installation de
25 compteurs avancés chez ses quelque 108 000 clients avec pour objectif principal de
26 réduire ses charges d’exploitation.

27 *« The business benefits of AMI fall into one of three categories:
28 those that will yield operational savings, those that the Company
29 believes to be important but are difficult to quantify (soft benefits),
30 and those benefits that could be achieved through future
31 enhancements to the AMI. The Company expects to realize net
32 annual operational savings of approximately \$2.59 million beginning
33 in the first year after Project completion (2011). FortisBC intends to
34 reduce the Operating and Maintenance (O&M) component of the*

1 *revenue requirements by the full amount of operational savings*
2 *resulting from AMI implementation and will address this aspect as*
3 *part of the relevant revenue requirement process.»*

4 Selon FBCI, les compteurs avancés qui seront installés pourront ultimement favoriser
5 des efforts en gestion de la demande. En mars 2008, la BCUC demande à FBCI
6 d'amender sa requête entre autres afin que la technologie choisie permette l'utilisation
7 d'afficheur de consommation. La requête amendée de FBCI fait passer les
8 investissements requis de 31,3 à 37,3 millions \$.

9 Toutefois, la BCUC rejette en novembre 2008 la requête de FBCI. Selon les conclusions
10 de la BCUC, la proposition de FBCI est incomplète et prématurée puisqu'elle n'apporte
11 aucune information sur les programmes de gestion de la demande qui pourraient être
12 offerts grâce à la technologie déployée. Elle invite FBCI à poursuivre ses efforts et à
13 représenter une requête complète.

2.3 Alberta

14 Ayant testé avec succès la viabilité d'une technologie de compteurs avancés en 2006
15 /2007, FortisAlberta Inc. (FAI) a demandé à l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB)
16 dans le cadre de sa requête tarifaire 2008/2009, d'approuver le déploiement massif de
17 compteurs avancés et ce, dans le but de répondre à des impératifs de mesurage et de
18 relève.

19 *« FortisAlberta currently faces a number of challenges in the*
20 *management of its meter data, including, meeting customer*
21 *expectations regarding the accuracy of their bills, overcoming meter*
22 *reading issues involved with reading over two million customer sites*
23 *annually, many of which are rural, managing the escalating costs of*
24 *manual meter reading and responding to evolving regulatory*
25 *requirements and market conditions.»*

26 FAI indique dans sa requête une progression importante des coûts de relève ainsi qu'un
27 taux de roulement chez les releveurs qui ont un impact direct sur la facturation des
28 clients.

29 *« Currently bi-monthly meter reading costs represent approximately*
30 *6% of total FortisAlberta operating expense. Increasing fuel and*
31 *labour costs continue to place upward pressure on FortisAlberta's*
32 *meter reading expense, which rose 37% between 2005 and 2006*

1 *and is the Company's second largest contractor expense after*
2 *brushing costs. For the foreseeable future, there will be continued*
3 *upward pressure on these costs as the provincial economy*
4 *continues in a growth environment.»*

5 *«Alberta's economic prosperity continues to result in difficulty hiring*
6 *and retaining a full complement of meter reading staff by*
7 *FortisAlberta's contract meter reading vendor. The turnover rate*
8 *remains high at 75% in 2005 and 53% in 2006, and directly affects*
9 *FortisAlberta's ability to consistently obtain accurate meter reads in*
10 *a timely manner.*

11 *The meter reader turnover rate increased late in the fall of 2006. As*
12 *a result, the percentage of cumulative meters with at least one*
13 *meter read dropped from 97.3% for the period from October to*
14 *December 2005 to 94.6% for the same period in 2006.² Retaining*
15 *qualified personnel for manual meter reading is expected to remain*
16 *a challenge in the near term, resulting in an increased number of*
17 *estimated meter reads in the billing process.»*

18 Dans sa requête, FAI évalue à 122 M\$ sur l'horizon de 2008-2027 les coûts totaux
19 associés à un scénario de déploiement de quelque 400 000 compteurs avancés,
20 comparativement à 399 M\$ pour un scénario de relève manuelle mensuelle et à 234 M\$
21 pour un scénario de relève manuelle aux deux mois.

22 Suite à une entente négociée avec les intervenants, l'EUB a approuvé ce déploiement
23 en février 2008 non sans s'assurer que les compteurs qui seront installés permettront,
24 au besoin, d'offrir une tarification différenciée dans le temps.

25 *« The Board expects that the AMI technology will be suitable to*
26 *provide hourly pricing to all customers, if the market evolves in that*
27 *direction. If there is a future requirement for hourly pricing, and if*
28 *the selected AMI technology is not capable of supporting that*
29 *requirement there is no assurance that additional expenditures in*
30 *future test periods would be fully included in customer rates.*
31 *Nonetheless, based on the evidence in this proceeding, the Board*
32 *finds the AMI initiative is not unreasonable at this time, in the*
33 *context of this case.»*

2.4 États-Unis

2.4.1 Rapport de la FERC sur la gestion de la demande et les compteurs avancés

1 En décembre 2008, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a publié un
2 rapport dans lequel elle dresse un portrait de la gestion de la demande et l'installation de
3 compteurs avancés aux États-Unis. Ce portrait est basé sur les réponses de 2 094
4 entités² représentant toutes les facettes de l'industrie électrique (compagnies
5 d'électricité privées, réseaux municipaux, coopératives rurales, fournisseurs en
6 électricité et en gestion de la demande, organismes gouvernementaux).

7 Les résultats du sondage indiquent que la pénétration des compteurs avancés aux
8 États-Unis est passée de moins de 1 % en 2006 à 4,7 % en 2008. Bien que cette
9 pénétration ait augmenté chez tous les types d'intervenants, une très forte progression
10 est constatée chez les coopératives agricoles où la pénétration est passée de 3,8 % en
11 2006 à 16,4 % en 2008.

12 Un peu plus de 11 % des répondants offrent une tarification dynamique à leurs clients
13 résidentiels et, généralement, sous forme d'une simple tarification différenciée dans le
14 temps. L'annexe A fournit certains détails tirés des réponses au sondage (nom de la
15 compagnie, nom du tarif, nombre de participants, taux de participation, effacement en
16 pointe) pour plus de 200 parmi elles. Hormis quelques exceptions qui concernent
17 généralement les réseaux municipaux et les coopératives rurales³, on constate de très
18 faibles taux de participation tandis que les impacts globaux et unitaires sont rarement
19 fournis. Certains répondants indiquent toutefois des réductions intéressantes de la
20 puissance en pointe.

21 En général, chez les autres compagnies qui rapportent des effacements en pointe grâce
22 à une tarification dynamique, on constate des participations limitées à quelques
23 centaines de clients et souvent moins.

² Le questionnaire a été expédié à 3 407 entités.

³ Par exemple, la Big Horn Rural Electric Company indique que la puissance moyenne effacée en pointe par les participants à sa TDT est de 10 kW. Toutefois, la TDT qu'elle offre est réservée aux clients qui ont des accumulateurs thermiques d'une capacité d'au moins 10 kW.

2.4.2 American Recovery and Reinvestment Act of 2009

1 Pour contrer les effets de la crise économique sur l'économie américaine, le président
2 Obama signe, en février 2009, l'American Recovery and Reinvestment Act of 2009
3 (Recovery Act). En vertu de cette loi, près de 40 milliards \$ sont dédiés à l'industrie
4 énergétique dont des subventions de 4,5 milliards \$ pour des investissements ou des
5 projets de démonstration sur les réseaux intelligents⁴. Ces sommes sont importantes.
6 Elles doivent toutefois être mises en contexte. Les investissements nécessaires pour
7 rendre les réseaux électriques intelligents sont colossaux. À titre indicatif, le déploiement
8 massif de compteurs avancés des trois grandes compagnies californiennes (voir section
9 2.5.4) représente à lui seul quelque 4 milliards \$. Néanmoins, dans la foulée du
10 Recovery Act, les annonces d'investissements dans les réseaux intelligents se
11 multiplient, chacune parmi elles supposant une contribution possible du gouvernement.

2.4.2.1 Projets d'investissements dans les réseaux intelligents

12 Le volet investissements dans les réseaux intelligents (3,3 milliards \$) couvre quatre
13 domaines précis :

- 14 • la coordination entre les entités responsables de l'équilibre énergétique ;
- 15 • l'intégration des ressources énergétiques décentralisées, incluant la gestion de
16 la demande ;
- 17 • les infrastructures de transport et de distribution de l'électricité, incluant la
18 participation des clients aux programmes de gestion de la demande ;
- 19 • l'interopérabilité, l'intégration des automatismes et la cybersécurité des réseaux
20 d'information.

21 En ce qui concerne la gestion de la demande, le gouvernement semble particulièrement
22 être en quête d'informations valides pour évaluer les bénéfices associés à la tarification
23 dynamique.

⁴ Un réseau intelligent est un concept parapluie qui vise toutes les activités qui se situent entre la production et la consommation de l'électricité.

1 «DOE desires to evaluate the cost-effectiveness and other benefits
2 of deployed smart grid technology...Wherever possible, the key
3 variable should be applied using a randomized control trial design.
4 For example, in the case of smart meters the most important data is
5 hour by hour consumption. To determine differences based on
6 pricing mechanisms, the pricing should be assigned randomly (e.g.
7 by lottery); to compare real time usage will require smart meters for
8 both experimental and control groups.»

9 Une enveloppe de 40 % des 3,3 milliards \$ sera réservée aux demandes de subventions
10 comprises entre 300 000 \$ et 20 millions \$; le reste sera dédié aux demandes de 20 à
11 200 millions \$.

12 Les contributions du gouvernement seront octroyées au mérite; l'offre d'une tarification
13 dynamique figure parmi les critères de sélection.

14 «With respect to the above, for applications that involve the
15 installation of advanced metering devices, the applicant will be
16 evaluated based on the extent to which any and all time-varying
17 and other incentive-rate structures will be made available to
18 customers.»

2.4.2.2 Projets de démonstration dans les réseaux intelligents

19 Par le volet projets de démonstration (615 millions \$), le gouvernement cherche à
20 développer des applications de réseaux intelligents transposables à l'ensemble de son
21 territoire.

22 «Smart Grid projects will include regionally unique demonstrations
23 to verify smart grid technology viability, quantify smart grid costs
24 and benefits, and validate new smart grid business models, at a
25 scale that can be readily adapted and replicated around the
26 country»

27 Une emphase est mise sur les technologies de stockage de l'énergie qui permettraient
28 d'assurer en tout temps l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

2.4.3 Edison Foundation Institute for Electric Efficiency

29 La Edison Foundation Institute for Electric Efficiency (IEE) publiait, en février 2009, une
30 carte faisant état des principaux déploiements de compteurs avancés aux États-Unis
31 (voir Annexe B). Chaque contexte de déploiement est particulier comme le démontrent
32 trois cas tirés de cette liste.

2.4.3.1 Floride

1 En mai 2008, Florida Power & Light (FP&L) annonce la deuxième phase d'un projet de
2 démonstration impliquant un réseau de compteurs avancés. Au cours de ces deux
3 phases de ce projet de démonstration, 100 000 compteurs ont été installés dans la
4 région de Broward County.

5 Dans les documents présentés en mars 2009 relativement à sa demande tarifaire 2010,
6 FP&L annonce qu'elle procédera, au cours des années à venir, au déploiement graduel,
7 de compteurs avancés chez tous ses clients

8 *« FPL is proposing to make a major investment in technology to*
9 *create a smarter and more efficient delivery system through an*
10 *advanced metering infrastructure. This investment, totaling more*
11 *than \$600 million over the next several years, will enable customers*
12 *to go online and monitor how much energy they have used by the*
13 *month, week, day or hour, thus helping them to better manage their*
14 *energy costs, and opening the door for new potential energy*
15 *efficiency programs.»*

16 En avril 2009, FP&L annonçait un investissement de 200 millions \$ pour installer un
17 million de compteurs avancés chez ses clients résidentiels de Miami tout en faisant
18 appel à une subvention du gouvernement américain dans le cadre du Recovery Act.

19 *« Energy Smart Miami is a groundbreaking energy initiative that*
20 *proposes to use federal economic stimulus funds to help spur a*
21 *\$200 million investment in “Smart Grid” technology and renewable*
22 *energy in Miami over the next two years.»*

2.4.3.2 Pennsylvanie

23 En octobre 2008, la Pennsylvanie modifiait sa loi sur les services publics en imposant
24 des cibles d'économie d'énergie et de gestion de la demande aux compagnies
25 d'électricité desservant plus de 100 000 clients.

26 Par exemple, il est stipulé que d'ici le 31 mai 2011, la demande annuelle normalisée des
27 clients de chaque distributeur d'électricité doit avoir diminué d'au moins 1 %
28 comparativement à la demande prévue pour la période juin 2009 - mai 2010; d'ici le
29 31 mai 2013, la diminution de la demande, toujours par rapport à la demande prévue
30 pour la période de juin 2009 à mai 2010, doit atteindre 3 %.

1 En ce qui concerne la demande, il est exigé que d'ici le 31 mai 2013, la demande durant
2 les 100 heures de pointe annuelle soit réduite d'au moins 4,5 % comparativement à la
3 pointe observée durant la période juin 2007-mai 2008.

4 L'installation de compteurs avancés qui permettront d'offrir des tarifs différenciés dans le
5 temps fait partie des mesures préconisées. Ainsi, la loi oblige les distributeurs à installer
6 des compteurs avancés chez les clients qui en font la demande et dans les nouvelles
7 constructions. En outre, la loi prévoit un déploiement qui s'étendra sur une période de
8 quinze ans. Les distributeurs ont jusqu'au 14 août 2009 pour déposer auprès de la
9 Pennsylvania Public Utility Commission (PPUC), leur plan d'acquisition et d'installation
10 de compteurs. Suite à l'approbation de ce plan, les distributeurs disposeront d'un délai
11 de 18 mois pour développer et installer leur réseau de compteurs avancés. Durant cette
12 période toutefois, les distributeurs devront installer des compteurs à intervalles chez les
13 clients qui le demandent.

14 La loi précise que c'est au client qui en fait la demande que reviennent les coûts d'un
15 compteur avancé. La PPUC reconnaît que les coûts d'acquisition et d'installation à la
16 pièce des compteurs avancés, à la demande des clients, seront beaucoup plus élevés
17 que dans le cadre d'un déploiement massif. C'est pourquoi elle estime que les clients
18 qui demanderont un compteur avancé ne défrayeront que les coûts à la marge d'une
19 installation individuelle par rapport aux coûts d'un déploiement massif.

2.4.3.3 Massachusetts

20 En juillet 2008, le Maine promulguait une loi (An Act relative to Green Communities) dont
21 l'objectif est de procurer tout de suite à l'État des énergies alternatives et renouvelables
22 et des mesures d'efficacité énergétique. La loi exige entre autres que les distributeurs
23 proposent chacun un projet pilote de tarification dynamique (TDT ou tarification en
24 temps réel) destiné à au moins 0,25 % de leur clientèle. L'objectif du projet pilote doit
25 être de réduire la demande en pointe des clients participants d'au moins 5 %.

26 *«On or before April 1, 2009 , each electric distribution company*
27 *shall file a proposal with the department of public utilities to*
28 *implement a pilot program that requires time of use or hourly pricing*
29 *for commodity service for a minimum of 0.25 per cent of the*
30 *company's customers. A specific objective of the pilot shall be to*
31 *reduce, for those customers who actively participate in the pilot,*

1 *peak and average loads by a minimum of 5 per cent. The*
2 *department shall work with the electric distribution companies to*
3 *identify specific areas of study, and may incorporate and utilize*
4 *information from past relevant studies or pilot programs. The*
5 *department shall review and approve or modify such plans on or*
6 *before August 1, 2010.»*

7 Avant le 1^{er} septembre 2012, le secrétaire des affaires environnementales et
8 énergétiques devra soumettre un rapport qui intégrera les résultats des projets pilotes et
9 énoncera des recommandations concernant de futures implantations.

2.4.4 Californie

10 En juillet 2004, la CPUC a ordonné à Pacific Gas & Electric Company (PG&E), San
11 Diego Gas & Electric Company (SDG&E) et Southern California Edison (SCE), les trois
12 grands distributeurs d'électricité de la Californie, de soumettre une requête relative au
13 déploiement de compteurs avancés. Au cours de l'année 2008, les décisions ont été
14 rendues pour deux d'entre elles.

2.4.4.1 Pacific Gas & Electricity

15 PG&E a reçu en juillet 2006 le feu vert de la CPUC pour procéder à l'installation de
16 compteurs chez ses clients (gaz et électricité), projet nécessitant des investissements de
17 1,7 milliard \$ (US)⁵.

18 En décembre 2007, PG&E a présenté une nouvelle demande à la CPUC visant à
19 bonifier, dans le cadre du déploiement de compteurs avancés, son offre aux clients.
20 Cette bonification inclut les éléments suivants :

- 21 • Intégration d'un interrupteur de branchement / débranchement dans tous les
22 compteurs avancés ;
- 23 • Intégration d'une passerelle pour supporter les applications destinées aux
24 réseaux locaux ;
- 25 • Conversion de tous les compteurs électriques en compteurs avancés.

⁵ Le projet prévoit une mise à niveau technologique (*retrofit*) sur 54 % des compteurs électromécaniques.

1 En mars 2009, la CPUC a accepté la demande de PG&E de bonifier son programme de
2 déploiement de compteurs avancés. Cette bonification représente, en valeur actualisée
3 sur 20 ans, une augmentation des coûts de déploiement des compteurs avancés de
4 749 M\$ et une augmentation des bénéfices de 779 M\$ dont 615 M\$ sont associés à la
5 gestion de la demande.

2.4.4.2 Southern California Edison

6 En septembre 2008, la CPUC a approuvé l'entente intervenue entre SCE et les
7 intervenants relativement à une requête déposée en juillet 2007. Cette entente prévoit
8 l'installation, d'ici 2012, de compteurs avancés chez 5,3 millions de clients qui
9 nécessitera des investissements de 1,63 milliard \$. Sur l'horizon 2007-2032, la valeur
10 actualisée des bénéfices reliés au projet Smartconnect™ s'élève à 9 M\$. Si les bénéfices
11 sociétaux sont inclus dans l'analyse — 39 M\$ reliés aux vols d'énergie et 256 M\$
12 associés à la meilleure précision des compteurs —, cette valeur passe à 304 M\$.

2.5 Royaume-Uni

13 En octobre 2008, le gouvernement du Royaume-Uni annonçait la création du
14 Department of Energy and Climate Change (DECC) afin de réunir, sous une même
15 entité, les politiques énergétiques et les politiques de mitigation des changements
16 climatiques autrefois sous la responsabilité du Department for Business, Enterprise and
17 Regulatory Reform (DBERR) et le Department for Environment, Food and Rural Affairs
18 (DEFRA). En mai 2009, le DECC annonçait une vaste consultation relative au
19 déploiement massif de compteurs avancés sur tout le territoire du Royaume-Uni et pour
20 toutes les catégories de consommateurs.

21 Rappelons qu'en avril 2008, suite à des consultations amorcées en août 2007, le
22 DBERR avait déjà rendu public un rapport relatif au déploiement de compteurs avancés.
23 Ce rapport concluait entre autres :

24 *«The Government's impact assessment work suggests a*
25 *reasonably positive case for rolling out smart to small businesses,*
26 *but a more questionable economic case for a domestic roll out. A*
27 *range of costs and benefits have been quantitatively assessed and*
28 *in addition a number of broader intangible benefits identified, which*
29 *it has not been possible to quantify. Given the complexity of the*

1 *issues and the number of variables involved, the Government*
2 *wishes to discuss further with stakeholders on the impact*
3 *assessments for small businesses and for domestic consumers*
4 *before taking final decisions on the way forward.» (notre souligné)*

5 Suite à des consultations ultérieures au dépôt du rapport du DBERR, le gouvernement
6 annonçait, en octobre 2008, son intention d'imposer l'installation de compteurs avancés
7 chez tous les clients d'ici 2020. L'annonce du DECC s'inscrit dans cette perspective.

8 Étant donné que le marché de l'électricité est complètement dérèglementé au Royaume-
9 Uni, la consultation du DECC porte particulièrement sur le modèle de déploiement qui
10 sera utilisé. Cette consultation porte également sur les fonctionnalités des compteurs,
11 sur les informations qui devraient être fournies aux clients pour favoriser l'efficacité
12 énergétique ainsi que sur la possibilité de fournir aux clients un afficheur de
13 consommation.

14 Les organismes intéressés ont jusqu'au 3 août 2009 pour produire leurs commentaires.

ANNEXE A

TARIFICATION DYNAMIQUE :

RÉSULTATS DU SONDAGE 2008 DE LA FERC

EIA	Nom	État	Nb clients rés.	Tarif différencié dans le temps	Nb clients participants	Part./ Total	Effacement en pointe réel (MW)	kW/ part.
108	Adams-Columbia Electric Cooperative	WI	33 670	TOU	731	2,17%		
195	Alabama Power Co	AL	1 199 046	SmartPower	87	0,01%		
195	Alabama Power Co	AL	1 199 046	TOU	186	0,02%		
213	Alaska Electric Light and Power Company	AK	13 644	Time of Day	22	0,16%	0,1	4,55
307	Algoma Utilities	WI	1 644	Residential Service - Optional Time of Day	0	0,00%		
590	City of Anaheim	CA	94 506	dEVELOPMENTAL DOMESTIC TOU	0	0,00%	0	
689	Connexus Energy	MN	113 497	Residential Time of Day	118	0,10%		
733	Appalachian Power Company (APCo)	VA	810 989	Residential Service - Time-of-Day	144	0,02%		
803	Arizona Public service co	AZ	979 138	TOU	328 921	33,59%		
814	Entergy Arkansas, Inc.	AR	2 284 821	Time of Use	58	0,00%		
1179	Bangor Hydro-Electric Company	ME	99 677	Residential TOU	583	0,58%		
1529	Beltrami Electric Cooperative, Inc	MN	18 209	IINCREMENTAL PRICING PLANA	22	0,12%		
1675	Big Horn Rural Electric Company	WY	2 951	Time of Use	29	0,98%	0,29	10,00
1889	Blue Ridge Electric Membership Corporation	NC	60 672	TOU	103	0,17%	0,5	4,85
2285	City of Brookings	SD	7 703	TOU	0	0,00%	0	
2548	City of Burlington Electric Department	VT	16 210	RESIDENTIAL TOU RATE	39	0,24%		
2651	Butler Rural Electric Cooperative, Inc.	OH	10 754	Time of Use	1	0,01%	0	
2652	Butler County Rural Electric Cooperative	IA	4 846	Electric Storage Heat	47	0,97%	0,000672	0,01
2886	NSTAR Electric	MA	40 471	T.O.U.	160	0,40%		
3046	Progress Energy Carolinas, Inc.	NC	1 208 199	Residential Service Time-of-Use Schedule R-TOUD	27 868	2,31%		
3046	Progress Energy Carolinas, Inc.	NC	1 208 199	Residential Service All-Energy Time-of-Use Schedule R-TOUE	968	0,08%		
3208	Cedarburg Light & Water Utility	WI	5 153	Residential Service - Optional Time of Day	58	1,13%		
3249	Central Hudson Gas & Electric Corporation	NY	251 352	TOU	1 999	0,80%		
3250	Central Electric Membership Corporation	NC	17 439	Residential Time of Day		0,00%		
3252	Central Illinois Light Company	IL	185 147	RTP	31	0,02%		
3252	Central Illinois Light Company	IL	185 147	PSP	356	0,19%		
3253	Central Illinois Public Service Company	IL	331 616	RTP	9	0,00%		
3253	Central Illinois Public Service Company	IL	331 616	PSP	81	0,02%		
3266	Central Maine Power Company	ME	536 134	A-TOU	6 196	1,16%		
3266	Central Maine Power Company	ME	536 134	A-TOU-OPTS Super Saver	840	0,16%		
3292	Central Vermont Public Service Corporation	VT	154 468	TOU	5 547	3,59%	0,5	0,09
3293	Central Wisconsin Electric Cooperative	WI	7 355	TOU	59	0,80%	0,12	2,03
3502	CHELCO	FL	5 503	TOU	0	0,00%	0	
3503	Choptank Electric Cooperative, Inc.	MD	46 488	RPR	87	0,19%	0,3	3,45
3989	Colorado Springs Utilities	CO	182 248	Residential Time of Use Rate	30	0,02%	0,02	0,67
4062	Columbus Southern Power Company (CSP)	OH	664 299	Residential Time-of-Day Service	5	0,00%		
4073	Columbus Water & Light	WI	2 252	Residential Service - Optional Time of Day	0	0,00%		
4110	Commonwealth Edison Company	IL	3 410 161	Residential Real-Time Pricing	3 334	0,10%	0	
4176	Connecticut Light and Power Company, The	CT	1 091 799	Rate -7	240	0,02%		
4254	Consumers Energy	MI	1 575 386	Rate A3	1 565	0,10%		
4432	Coweta-Fayette EMC	GA	67 785	Time of Day Rate	43	0,06%	0	

EIA	Nom	État	Nb clients rés.	Tarif différencié dans le temps	Nb clients participants	Part./ Total	Effacement en pointe réel (MW)	kW/ part.
4577	Crow Wing Cooperative Power & Light Company	MN	38 656	Time of Day Rate	1	0,00%	0,005	5,00
4622	Cumberland Valley Electric	KY	22 149	ETS Off Peak Tariff	154	0,70%		
4715	Dahlberg Light and Power Company	WI	10 025	Rg-2	0	0,00%	0	
5078	Denton County Electric Cooperative	TX	123 543	Residential Time-of-Use	1	0,00%		
5416	Duke Energy Carolinas	NC	2 027 025	Residential Service, Time-of-Use (RT)	2 142	0,11%		
5605	Eastern Iowa light & Power Coop	IA	21 413	Time of Use	118	0,55%		
5701	El Paso Electric Company/Texas	NM	315 114	TOU	39	0,01%		
5777	City of Elkhorn Light and Power	WI	3 918	TOU	4	0,10%	0	
5862	Empire Electric Association, Inc.	CO	50	Residential Time of Use	50	100,00%		
5877	Energetix, Inc	NY	49 933	TOU	50	0,10%		
6043	Evansville Water & Light	WI	3 058	Residential Service - Optional Time of Day	0	0,00%		
6169	Fall River Rural Electric Coop, Inc.	ID	12 179	Time of Day	18	0,15%	0,02	1,11
6424	Florence Utilities	WI	1 341	Residential Service - Optional Time of Day	7	0,52%		
6452	Florida Power & Light Company	FL	3 987 845	RS-1 TOU	206	0,01%		
6455	Florida Power Corporation	FL	1 449 195	RST-1 Residential Service Optional Time of Use Rate	38	0,00%		
6909	Gainesville Regional Utilities	FL	74 180	Residential Time of Use Rate	2	0,00%	0	
7140	Georgia Power Company	GA	2 024 520	Time of Use (TOU) Tariff	91	0,00%		
7558	Grayson RECC	KY	14 321	ETS	95	0,66%		
7563	Grand Valley Power	CO	13 393	TOU-Residential	4	0,03%		
7787	Gunnison County Electric Association, Inc.	CO	8 643	Residential Time of Use	27	0,31%		
8179	Harrison County REMC Inc.	IN	20 611	Time of Use	299	1,45%		
8212	Hartford Electric	WI	5 670	Residential Service - Optional Time of Day	0	0,00%		
8566	High Plains Power, Inc.	WY	11 433	Residential Time of Use	538	4,71%	0,005	0,01
8570	Highline Electric Association	CO	5 601	TOU	7	0,12%	0	
9191	Idaho Power Company	ID	397 286	Time-of_Day	84	0,02%	0	
9191	Idaho Power Company	ID	397 286	Energy Watch	55	0,01%	0,0693	1,26
9208	Illinois Power Company d/b/a AmerenIP	IL	541 223	RTP	19	0,00%		
9208	Illinois Power Company d/b/a AmerenIP	IL	541 223	PSP	218	0,04%		
9275	Indianola Municipal Utilities	IA	5 196	TOU	59	1,14%		
9324	Indiana-Michigan Power Company (I&M)	IN	507 200	Residential Time-of-Day Service	5 329	1,05%		
9601	Jackson Electric Membership Corp.	GA	185 198	Time Of Use	324	0,17%	0,6	1,85
9617	JEA	FL	353 043	RES13TOD	0	0,00%		
9690	Jefferson Utilities	WI	3 448	Residential Service - Optional Time of Day	0	0,00%		
9699	Jemez Mountains Electric Cooperative, Inc.	NM	27 127	Rate No. 1	352	1,30%		
9726	Jersey Central Power & Light Co	NJ	961 643	Residential Time of Day Service	23 618	2,46%		
9778	Johnson County REMC	IN	20 311	Time of Day rate	2	0,01%		
10000	Kansas City Power & Light Company	KS	446 103	Residential Time of Day Service	108	0,02%		
10056	Kaukauna Utilities	WI	12 531	Residential Service - Optional Time of Day	0	0,00%		
10331	Kingsport Power Company (KgPCo)	TN	41 634	Residential Load Management Time-of-Day Electric Service	0	0,00%		
10331	Kingsport Power Company (KgPCo)	TN	41 634	Residential Time-of-Day Electric Service	0	0,00%		
11053	Linn County Rural Electric Cooperative Association	IA	17 285	11-TOD	24	0,14%	0,05	2,08

1

EIA	Nom	État	Nb clients rés.	Tarif différencié dans le temps	Nb clients participants	Part./ Total	Effacement en pointe réel (MW)	kW/part.
11053	Linn County Rural Electric Cooperative Association	IA	17 285	12-TOD	5	0,03%	0,01	2,00
11125	Lodi Utilities	WI	1 382	Residential Service - Optional Time of Day	0	0,00%		
11208	LADWP	CA	1 246 393	TOU	1 351	0,11%		
11479	Madison Gas and Electric Company	WI	116 067	RG-2	286	0,25%		
11479	Madison Gas and Electric Company	WI	116 067	RG-2	158	0,14%		
11571	Manitowoc Public Utilities	WI	15 621	Rg-2	0	0,00%	0	
11740	City of Marshfield	WV	11 216	Rg-2	0	0,00%	0	
11788	Consumers Energy	IA	4 805	Schedule 11	1	0,02%		
11788	Consumers Energy	IA	4 805	Schedule 17	5	0,10%		
11804	Mass Electric Co	MA	1 112 110	R-4 Residential TOU	209	0,02%		
12199	Montana-Dakota Utilities Co	MT	98 647	ND Rate 16	13	0,01%		
12265	City of Medford	WV	2 474	GS-2	0	0,00%	0	
12377	Midwest Energy Cooperative	IN	7 000	TOU-R	0	0,00%	0	
12390	Metropolitan Edison Co	PA	479 414	Residential Time of Day Service	50 171	10,47%		
12860	Morgan County Rural Electric Association	CO	4 750	Time-of-Use	20	0,42%		
12929	South Central Indiana REMC	IN	33 256	ETS-6	212	0,64%	1	4,72
12929	South Central Indiana REMC	IN	33 256	RS-TOU	0	0,00%	0	
12989	Village of Morrisville Water and Light Department	VT	6	TOD	6	100,00%		
13058	Mountain View Electric Association (MVEA)	CO	39 363	Time of Day	20	0,05%	0,013	0,65
13318	Navopache Electric Cooperative, Inc.	AZ	35 717	Time of Use	5 615	15,72%	2	0,36
13407	Nevada Power	NV	748 870	Residential Time-of-Use	2 555	0,34%		
13448	New Holstein Utilities	WI	2 234	Residential Service - Optional Time of Day	35	1,57%		
13481	New Richmond Utilities	WI	3 525	Residential Service - Optional Time of Day	34	0,96%		
13511	New York State Electric & Gas Corporation	NY	757 752	SC No. 8 Residential Day Night Service	138 052	18,22%		
13511	New York State Electric & Gas Corporation	NY	757 752	SC No. 12 Residential Service with Time-of-Use Metering	4 501	0,59%		
13573	Niagara Mohawk	NY	1 426 682	SC1C Residential TOU	7 168	0,50%		
13683	North Carolina Electric Cooperative	NC	578 846	Time-of-use Tariff	669	0,12%		
13697	North Central Power Co., Inc.	WI	4 172	Rg-2	98	2,35%	0,1	1,02
13777	Northern Rio Arriba Electric	NM	3 581	TOU	525	14,66%	0,7	1,33
13805	Northwest Rural Public Power District	NE	1 427	Time of Use (TOU)	42	2,94%	0	
13815	Northwestern Wisconsin Electric Company	WI	9 109	Rg-2	513	5,63%	0	
13955	City of Ocala Electric Utility	FL	42 146	Residential TOU	0	0,00%		
13963	Oconomowoc Utilities	WI	7 482	Residential Service - Optional Time of Day	6	0,08%		
14006	Ohio Power Company (OP)	OH	609 974	Residential Time-of-Day Service	39	0,01%		
14062	Oklahoma Electric Cooperative	OK	43 013	Time-Of-Use	0	0,00%	0	
14154	Orange & Rockland Utilities	NJ	254 036	TOU-NY	4 045	1,59%		
14154	Orange & Rockland Utilities	NJ	254 036	TOU-NJ	18	0,01%		
14170	Orcas Power & Light Cooperative	WA	4	Energy Savings Rate	4	100,00%	0	
14224	Otero County Electric Cooperative, Inc.	NM	14 689	Residential Optional Rate	168	1,14%		
14328	Pacific Gas and Electric Company	CA	4 550 574	E-7 Residential Time of Use Service	81 065	1,78%		
14328	Pacific Gas and Electric Company	CA	4 550 574	E-A7 Experimental Residential Alternate Time of Use Rate	49	0,00%		

1

EIA	Nom	État	Nb clients rés.	Tarif différencié dans le temps	Nb clients participants	Part./ Total	Effacement en pointe réel (MW)	kW/ part.
14328	Pacific Gas and Electric Company	CA	4 550 574	Emission Vehicle Customers	127	0,00%		
14328	Pacific Gas and Electric Company	CA	4 550 574	E-3 Experimental Residential Critical Peak Pricing	72	0,00%		
14354	PacifiCorp	CA	1 440 688	Time of Use	17 960	1,25%		
14711	Pennsylvania Electric Co	PA	501 712	Residential Time of Day Service	21 744	4,33%		
14715	PPL Electric Utilities	PA	1 212 729	RTD	266	0,02%		
15023	Piedmont Electric Membership Corporation	NC	27 165	Residential TOD	398	1,47%	1	2,51
15159	Plymouth Utilities	WI	947	Residential Service - Optional Time of Day	1	0,11%		
15248	Portland General Electric Company	OR	701 952	Time of Use	1 814	0,26%	0,1	0,06
15270	Potomac Electric Power Company	DC	1 622 012	Time Metered Residential Service	514	0,03%		
15270	Potomac Electric Power Company	DC	1 622 012	Time Metered Residential Service	55 388	3,41%		
15270	Potomac Electric Power Company	DC	1 622 012	Residential Time of Use	3	0,00%		
15270	Potomac Electric Power Company	DC	1 622 012	Residential Time of Use Non-Demand	195	0,01%		
15270	Potomac Electric Power Company	DC	1 622 012	Residential Time of Use Super Off-Peak	0	0,00%		
15470	Duke Energy Indiana	IN	1 411 427	Rate TD	18	0,00%		
15472	Public Service Company of New Hampshire	NH	416 106	Residential Time-of-Day Rate	48	0,01%		
15474	Public Service Oklahoma (PSO)	OK	449 158	Residential Service Time-of-Day Pilot	0	0,00%		
15978	City Utilities of Richland Center	WI	2 438	Residential Service - Optional Time of Day	0	0,00%		
16082	River Falls Municipal Utilities	WI	5 162	Residential Service - Optional Time of Day	16	0,31%		
16088	Riverside Public Utilities	CA	94 226	Domestic Time of Use Service	232	0,25%		
16183	Rochester Gas and Electric Corporation	NY	320 606	SC No. 4 Residential Time-of-Use	4 444	1,39%		
16534	Sacramento Municipal Utility District	CA	521 243	Peak Corps	101 970	19,56%		
16534	Sacramento Municipal Utility District	CA	521 243	TOU	559	0,11%		
16572	Salt River Project (SRP)	AZ	836 960	Time of Use (TOU)	193 000	23,06%	115,8	0,60
16572	Salt River Project (SRP)	AZ	836 960	Super Peak Time of Use (EZ-3)		0,00%		
16865	Sawnee EMC	GA	129 414	Time of Use Rate	179	0,14%		
16865	Sawnee EMC	GA	129 414	Critical Peak Pricing Rate	0	0,00%		
17011	Shawano Municipal Utilities	WI	4 151	Time of Day	6	0,14%		
17166	Sierra Pacific Power	CA	317 320	Residential Time-of-Use	6	0,00%	0	
17324	Slinger Utilities	WI	1 718	Residential Service - Optional Time of Day	3	0,17%		
17451	Town of Smithfield	NC	3 404	RS-7	149	4,38%		
17539	SCE&G	SC	541 629	Rate 5	93	0,02%		
17543	South Carolina Public Service Authority	SC	130 481	Residential Time-of-Use	3	0,00%		
17585	SouthEastern Illinois Electric Cooperative, Inc.	IL	21 355	Time of Use	0	0,00%		
17698	Southwestern Electric Power Company (SWEPCO)	AR	397 800	Heating	396 518	99,68%		
17811	Spooner City of	WI	1 254	R1-2	0	0,00%	0	
17826	Springer Electric Cooperative, Inc.	NM	2 452	Time of Use Rate	46	1,88%	0,037	0,80
17881	Aquila Inc. (dba Aquila Networks-L&P)	CO	350 801	MO600	0	0,00%		
18181	Stoughton Utilities	WI	7 363	Residential Service - Optional Time of Day	3	0,04%		
18280	Sulphur Springs Valley Electric Cooperative Inc	AZ	39 889	TOU	17	0,04%	0,002	0,12
18312	Sun Prairie Water & Light	WI	11 253	Residential Service - Optional Time of Day	0	0,00%		
18454	Tampa Electric Company	FL	586 776	Time of Use	43	0,01%		

1

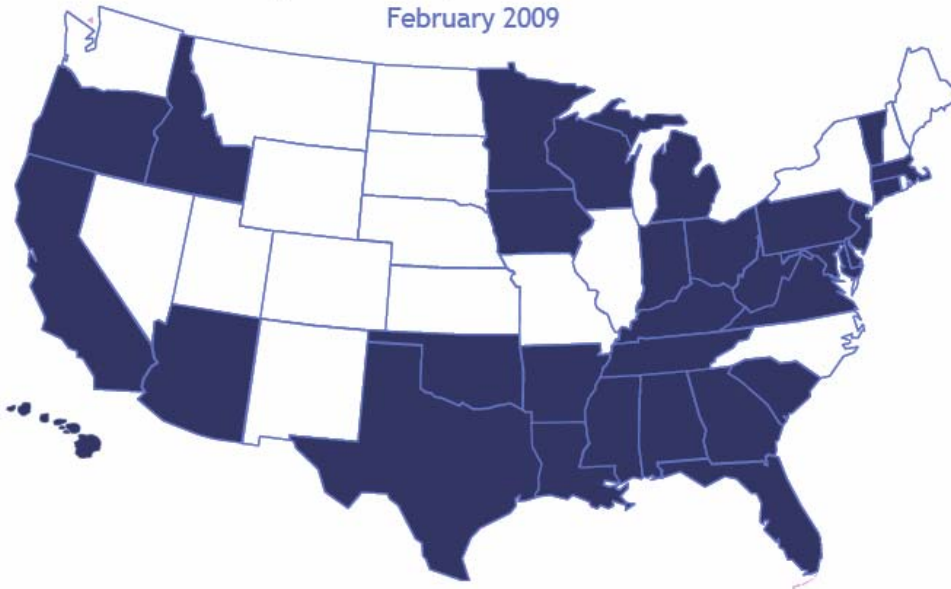
EIA	Nom	État	Nb clients rés.	Tarif différencié dans le temps	Nb clients participants	Part./ Total	Effacement en pointe réel (MW)	kW/part.
19156	Powder River Energy Corporation	WY	18 995	Residential Time of Day	134	0,71%	0	
19189	Trico Electric Cooperative, Inc.	AZ	36 480	RS-1T00	3 136	8,60%		
19390	UGI Utilities, Inc.	PA	6	Tariff Rate RTU	6	100,00%	0	
19396	HomeWorks Tri-County Electric Cooperative	MI	22 320	SCHEDULE A-2	0	0,00%	0	
19436	Union Electric Company	MO	1 027 668	Res TOU Option	37	0,00%		
19490	United Cooperative Services, Inc.	TX	60 843	Res TOU	0	0,00%	0	
19497	United Illuminating	CT	297 000	Rate RT	38 000	12,79%	31,2	0,82
19876	Virginia Electric & Power Co	NC	99 867	1P	299	0,30%		
19876	Virginia Electric & Power Co	NC	99 867	1T	70	0,07%		
19876	Virginia Electric & Power Co	NC	99 867	1W	0	0,00%		
19876	Virginia Electric & Power Co	VA	2 002 884	1P	1 324	0,07%		
19876	Virginia Electric & Power Co	VA	2 002 884	1S	7 239	0,36%		
19876	Virginia Electric & Power Co	VA	2 002 884	1T	896	0,04%		
19876	Virginia Electric & Power Co	VA	2 002 884	1W	177	0,01%		
19876	Virginia Electric & Power Co	VA	2 002 884	1SU	2	0,00%		
19876	Virginia Electric & Power Co	VA	2 002 884	1PU	5	0,00%		
20065	Walton EMC	GA	107 457	Time of Use	1 864	1,73%		
20434	Westby Utilities	WI	971	Residential Service - Optional Time of Day	0	0,00%		
20521	Wheeling Power Company (WPCo)	WV	35 561	Residential Service Time-of-Day	3	0,01%		
20583	Whitehall Electric Utility	WI	746	Residential Service - Optional Time of Day	0	0,00%		
20847	Wisconsin Electric Power Company	MI	992 744	Residential Time of Use	26 250	2,64%	0	
20856	Wisconsin Power & Light Co.	IA	840 511	Time of Use (TOU) rate	20 120	2,39%		
20860	Wisconsin Public Service Corporation	MI	378 754	Optional Time-of-Use	14 015	3,70%	2	0,14
20860	Wisconsin Public Service Corporation	MI	378 754	Time-of-Use Rewards	111	0,03%	0,001	0,01
20860	Wisconsin Public Service Corporation	MI	378 754	Response Rewards	52	0,01%	0,001	0,02
20951	Woodbury County Rural ECA	IA	3 031	Time of Use	0	0,00%	0	
22053	Kentucky Power Company (KPCo)	KY	144 207	Residential Service Time-of-Day	1	0,00%		
22822	Clark County REMC	IN	20 440	Residential - Time of Use	389	1,90%		
24211	TEP	AZ	359 858	R21	2 834	0,79%	0	
24211	TEP	AZ	359 858	R70	4 373	1,22%	0	
24211	TEP	AZ	359 858	R201B	2 500	0,69%	0	
24211	TEP	AZ	359 858	R201C	200	0,06%	0	
24889	Brunswick Electric Membership Corporation	NC	76 739	1 Phase Time of Day	0	0,00%		
25177	Dakota Electric Association	MN	92 787	Rate 53	20	0,02%		
26510	Granite State Electric	NH	33 230	D10 Residential TOU	452	1,36%		
26650	NYSEG Solutions, Inc	NY	88 917	TOU	100	0,11%		
27058	High West Energy, Inc	CO	6 407	Time Of Use	75	1,17%		
30518	Electrical District No. 3	AZ	14 518	Time-of-Use	66	0,45%		

1

**ANNEXE B : DÉPLOIEMENTS DE COMPTEURS AVANCÉS AUX ÉTATS-
UNIS (EEI)**



Utility-Scale Deployment of Smart Meters
February 2009



Utility	State	Meters	Notes	Resources
AEP	AR, IN, KY, LA, MI, OH, OK, TN, TX, VA, WV	5,000,000	Full deployment by 2015, one-fifth by 2010; partnered with GE to deploy equipment and technology	AEP Corporate Responsibility Report 2008 ¹
AZ Public Service	AZ	800,000	Expected completion in 2012. APS customers can enroll in the Time Advantage Plan, a time-of-use (TOU) rate structure.	APS News Release ²
Salt River Project	AZ	300,000	Completed in 2008; coupled with a TOU rate	SRP Smart Meter Page ³ ; metering.com ⁴
SoCal Edison	CA	5,300,000	Full deployment by 2012; Peak-time rebate (PTR) rate structure	SCE Presentation, IEE Issue Briefs page ⁵
PG&E	CA	5,100,000	Full deployment by 2012; Critical peak pricing (CPP) rate structure	PG&E Presentation, IEE Issue Briefs page ⁵
SDG&E	CA	1,400,000	Expected deployment by 2011; PTR rate structure	http://www.sdge.com/smartmeter/
Connecticut Light & Power	CT	1,200,000	CL&P delaying deployment of 1.2 million smart meters until after a pilot is performed in 2009. The pilot includes TOU, CPP and PTR rates.	http://www.cga.ct.gov/
PEPCO Holdings	DC, DE, MD, NJ, VA	1,900,000	Proposed for entire service area with a target date for full deployment of 2013; 258,000 deployed (as of 1/09) with a pricing pilot testing hourly pricing, CPP, and PTR rate structures	PEPCO press release ⁶

Utility	State	Meters	Notes	Resources
FPL	FL	4,400,000	FPL has performed two pilots of 50,000 meters each and plans to deploy smart meters throughout their service territory. The completion date has not been released.	http://www.fpl.com/
Southern Company	GA, AL, FL, MS	4,300,000	Southern Company is deploying smart meters throughout its service area. GA Power began w/ 500K in 2008. Projected to reach full deployment by 2012-13	GA Power smart meter page ⁷ ; AL Power smart meter page and rollout map ⁸ ; Reuters press release ⁹
HECO	HI	430,000	HECO plans to complete smart meter deployment between 2009 and 2015	Energy Efficiency News ¹⁰ ; http://www.heco.com
Idaho Power	ID	475,000	Original 2007 pilot extended. Expect full deployment by 2011.	Idaho Power press release ¹¹ & AMI FAQ page ¹²
Duke Energy	IN, SC	1,600,000	IN: Filed in 2008 with a proposed five-year rollout of 800,000 meters, approval pending; SC: Filed in 2008 with an unidentified time frame for 800,000 meters, approval pending	Business Courier of Cincinnati ¹³ , Charlotte Business Journal ¹⁴
State Program	MA	Pilot of 5,000; potentially 2,600,000	The MA Green Communities Act mandates that a smart meter pilot be conducted, potentially followed by a state-wide rollout.	http://www.mass.gov/
DTE	MI	2,700,000	30,000 tested in Grosse Ile Township; Full deployment expected to begin in 2009	DTE press release ¹⁵
Portland General	OR	850,000	Approved in 2008, full deployment expected to be completed in 2010	PGE Earnings Report ¹⁶
State Program	PA	6,000,000	Act 129 (signed 10/15/2008) mandates that all customers must have smart meters within ten years	PA Energy Independence Site ¹⁷
Oncor	TX	3,000,000	Originally a deployment of 600,000, program expanded for all customers in north Texas; full deployment by 2012	Dallas Morning News ¹⁸
CenterPoint	TX	2,000,000	Originally a pilot to deploy 125,000 residential meters, the program has been expanded across the service territory (Dec 2008); Full deployment expected in 2014	CenterPoint press release ¹⁹
Austin Energy	TX	234,000	Approved in 2008, full deployment underway	metering.com ²⁰ ; Austin Energy smart grid page ²¹
Dominion	VA	200,000	Deployment to begin in 2009 for a pilot project in Falls Church, VA	Dominion website ²² ; metering.com ²³
Central VT Public Service	VT	152,000	Deployment expected between 2011-2013	CVPS press release ²⁴
Alliant Energy	WI, IA, MN	1,000,000	Deployment begun in 2008, expected to reach completion by 2011	alliantenergy.com/ami

References:

- www.aep.com/citizenship/crreport/docs/CS_Report_2008_web.pdf
- www.aps.com/general_info/NewsRelease_ARCHIVED/NewsReleases/NewsRelease_386.html - AZ Public Service announcement
- www.srpnet.com/electric/home/smartmeter.aspx
- www.metering.com/node/7500

5. www.edisonfoundation.net/iee/issueBriefs/index.htm
6. www.reuters.com/article/pressRelease/idUS194534+28-Feb-2008+BW20080228
7. www.georgiapower.com/residential/smartmeter.asp - GA Power smart meter page
8. www.alabamapower.com/residential/smartmeter.asp; northbymwa.com/wp-content/uploads/2008/03/apco_smart_meter_schedule.jpg
9. www.reuters.com/article/pressRelease/idUS106956+14-Jan-2008+PRN20080114
10. www.energyefficiencynews.com/i/1751/
11. www.idahopower.com/newsroom/pressreleases/20080804.htm
12. www.idahopower.com/customerservice/AMI/AMI_FAQs.cfm
13. www.bizjournals.com/cincinnati/stories/2008/05/26/daily19.html
14. www.bizjournals.com/charlotte/stories/2008/10/06/story15.html
15. dteenergy.mediaroom.com/index.php?s=43&item=333
16. investors.portlandgeneral.com/releasedetail.cfm?ReleaseID=344032
17. www.depweb.state.pa.us/energ independent/site/default.asp
18. www.dallasnews.com/sharedcontent/dws/bus/stories/052308dnbusoncornmeters.1addf0d8.html
19. www.smartmeters.com/the-news/370-pennsylvania-moving-ahead-with-smart-meter-rollout.html - Smart Meter rollout in PA
20. www.centerpointenergy.com/newsroom/newsreleases/365613943e24e110VgnVCM1000005a1a0d0aRCRD/
21. www.metering.com/node/11796
22. www.austinenergy.com/Customercare/Billing/AM/index.htm
23. www.metering.com/node/13010
24. www.cvps.com/AboutUs/news/viewStory.aspx?story_id=190

Note: Information was compiled using the latest public data available as of February 18, 2009. Readers are encouraged to verify the most recent developments by contacting the appropriate utility.

For inquiries, please contact Matthew McCaffree at mmccaffree@edisonfoundation.net. For further information, please visit <http://www.edisonfoundation.net/IEE/>.