

Comparatif international des projets de compteurs évolués sur les marchés électriques de sept États

Annexes – Fiches Pays

4 février 2007



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Préambule

- **Ce panorama international sur les expériences de mise en place de comptage évolué de l'électricité a été réalisé à la demande de la Commission de Régulation de l'Énergie.**
- **Il couvre deux États d'Amérique du Nord: la Californie et l'Ontario (Canada) ainsi que cinq pays d'Europe: le Royaume Uni, l'Allemagne, l'Italie, les Pays Bas et la Suède.**
- **Il repose principalement sur l'exploitation de sources d'informations publiques. Des contacts dans les pays concernés ont permis de préciser certains aspects du comparatif.**
- **Ce comparatif vient en documentation des scénarios qui sont étudiés dans la suite de l'étude technico-économique pour la migration du parc actuel de compteurs d'électricité basse tension en France vers un système généralisé de télérelevé ou de télégestion.**

Avertissements

- **Évaluation des projets: les indicateurs obtenus pour la valorisation des projets d'investissement étudiés (retour sur investissement, ratio *pay back*) doivent être utilisés avec vigilance, dans la mesure où nous n'avons pas pu obtenir les hypothèses et calculs détaillés de ces projets**
- **Disponibilité des informations: il paraît important de rappeler en amont le contexte local pour deux des pays du comparatif où une carence d'informations a pu être observée**
 - Cas de l'Allemagne
 - Le régulateur nouvellement créé se concentre pour l'instant sur les sujets nationaux les plus prioritaires
 - L'atomisation du marché de la gestion de réseaux de distribution nous paraît être un frein supplémentaire à l'étude des projets de comptage évolué
 - Cas de la Suède
 - L'installation des compteurs évolués n'était effectuée qu'à hauteur de 20% fin 2006
 - Les fonctionnalités de comptage évolué n'ayant pas été spécifiées dans la réglementation, l'information réside en interne chez chacun des opérateurs suédois

Sommaire

1. Allemagne	Pages 5 – 14
2. Californie	Pages 15 – 35
3. Italie	Pages 36 – 62
4. Ontario	Pages 63 – 81
5. Pays-Bas	Pages 82 – 98
6. Royaume-Uni	Pages 99 – 117
7. Suède	Pages 118 – 136

Allemagne





En Allemagne, le comptage évolué pour les particuliers est à un niveau balbutiant, la mise en place de systèmes de télérelève semblant peu d'actualité

Contexte réglementaire et marché

- Réglementation -

- **13 juillet 2005:** Loi allemande sur l'Énergie EnWG, alinéa 21b
 - Ouvrant à la concurrence le marché de comptage pour l'approvisionnement et l'entretien physique des compteurs
 - Première étape avant une possible ouverture du marché du relevé des données de comptage

- Marché -

- Marché de l'électricité en cours de libéralisation avec l'instauration récente du régulateur
- Marché de l'électricité assez désintégré avec 4 énergéticiens qui détiennent 55% du marché, 850 GRD régionaux et municipaux
- Présence de nombreux fournisseurs de compteurs sur le marché allemand, avec 5 fournisseurs principaux: Actaris, L &G / Ampy, Iskraemeco, Elster RI, DZG-Stepper

Description des initiatives de Smart Metering

	Initiation projet	Début déploiement massif	Nb compteurs installés	Installations prévues	Parte-naires	Technologies
Groupe de travail mené par la VDN	2000	-	-	-	fabricants de compteurs, fournisseurs d'équipements de connectique	-
Projet Pilote eHZ	2006	-	-	25,000	L&G, Enermet, Iskraemeco, EMH, Circutor, 20 GRD	Absence d'AMR / AMM

Bilan / Effets attendus et constatés

- Effets attendus -

- Projet eHZ
- Réduction des coûts liés aux changements des compteurs
 - Sécurité accrue durant la phase de montage
 - Standardisation concertée à l'échelle nationale

- Effets constatés -

NA

Éléments de B'Case

- Bénéfices attendus et constatés -

- Réduction des coûts liés aux changements des compteurs - pas de besoin d'outils spécifiques sur place
- Sécurité accrue durant la phase de montage

- Coûts attendus et constatés -

NA

- ROI attendus et constatés -

NA

L'ouverture du marché du comptage à la concurrence est naissante et les autorités allemandes semblent vouloir laisser agir librement les acteurs du marché



Contexte réglementaire

• Législation et réglementation des activités de distribution, de comptage et de relevé

- **Avant juillet 2005:** le marché allemand est peu régulé
 - Libre choix des rythmes et types de lectures des données de comptage (la Loi fixe comme seule obligation de relever une fois par an pour facturer)
 - Les GRD allemands sont libres de fixer le seuil à partir duquel ils recourent à l'AMR pour leurs clients industriels (fourchette de 30-120 MWh / an)
 - Une rationalisation des types de compteurs est effectuée
 - Pour les gros consommateurs: compteurs à courbe de charge (avec période d'intégration toutes les 15 min), avec relève mensuelle / hebdomadaire / quotidienne
 - Pour les autres clients: maintien de compteurs standard sans tarification horo-saisonnière
- **13 juillet 2005:** Loi allemande sur l'Énergie EnWG, alinéa 21b
 - Ouverture à la concurrence du marché de comptage pour l'approvisionnement, la mise en marche et la maintenance des compteurs
 - Le fournisseur des services de comptage reste le GRD, sauf demande contraire du client qui peut s'adresser à un tiers
 - La Loi laisse le soin au gouvernement de décider par ordonnance de
 - L'ouverture du marché de la relève des données de comptage
 - Règles concernant le format / l'archivage des données de comptage, les procédures en cas de faillite des opérateurs de ces données etc.

• Rôles et missions des gestionnaires de réseaux de distribution, des fournisseurs et des régulateurs

- **Les GRD**
 - En retrait progressif des activités liées au comptage des particuliers
 - La lecture du compteur est assumée de plus en plus par les particuliers
 - L'installation est de plus en plus effectuée par des spécialistes du comptage, un grand nombre des GRD considérant l'ensemble des activités liées au comptage hors de leur cœur de métier
 - Mais responsables de la justesse du relevé et du cycle de relevé des données de comptage, de la définition des prérequis techniques
 - **Les gestionnaires de données de comptage**
 - Assurent la collecte et le traitement des données de comptage auprès des professionnels et des particuliers, par le biais de contrats à court terme
 - **PTB** (instance nationale de certification métrologique): fin du monopole sur la certification des compteurs programmé en 2006
 - **Bundesnetzagentur:** régulateur allemand
- ### • Régime de propriété des compteurs
- Les propriétaires des résidences détiennent ou louent les compteurs
- ### • Critères de décision dans la mise en place du nouveau système: NA

Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research. Examining AMR for industrial and residential customers in Germany, J.Reuschel Vattenfall Hambourg, Conférence INOVENTA 2005 à Stockholm. Smart metering in the newly deregulated German metering market, J.Reuschel Vattenfall Hambourg, Conférence INOVENTA 2006 à Stockholm; Metering zwischen EnWG und Eichrecht, Materialienband des VDN-Praxisworkshops, Metering Code 2006, mars 2006

La régulateur allemand attend des acteurs du marché une contribution active pour établir les standards du marché du comptage de l'électricité



Rôle du régulateur (Bundesnetzagentur)

• Champs d'intervention

- Réseaux de gaz et électricité
- Réseau postal
- Réseaux des télécommunications
- Réseau de chemin de fer

• Rôle dans la régulation des réseaux d'électricité

- Veille à l'application des lois / ordonnances
- N'a pas vocation à effectuer le travail de fond
- Attend des acteurs du marché une contribution active pour
 - L'établissement des contrats-type à mettre en place
 - Décrire les nouveaux processus applicables au marché
- Pose des conditions sur ces travaux
 - Que les standards définis soient applicables à tous et soient non discriminatoires
 - Que les standards entrent en vigueur suffisamment tôt
 - Que les standards soient appliqués dans toutes les entreprises

Travaux des acteurs du marché

• Participants

- VDN (association des GRD allemands)
- Fabricants de compteurs
- Fournisseurs d'équipements de connectique chez les particuliers

• Contenu du Metering Code 2006 (VDN)

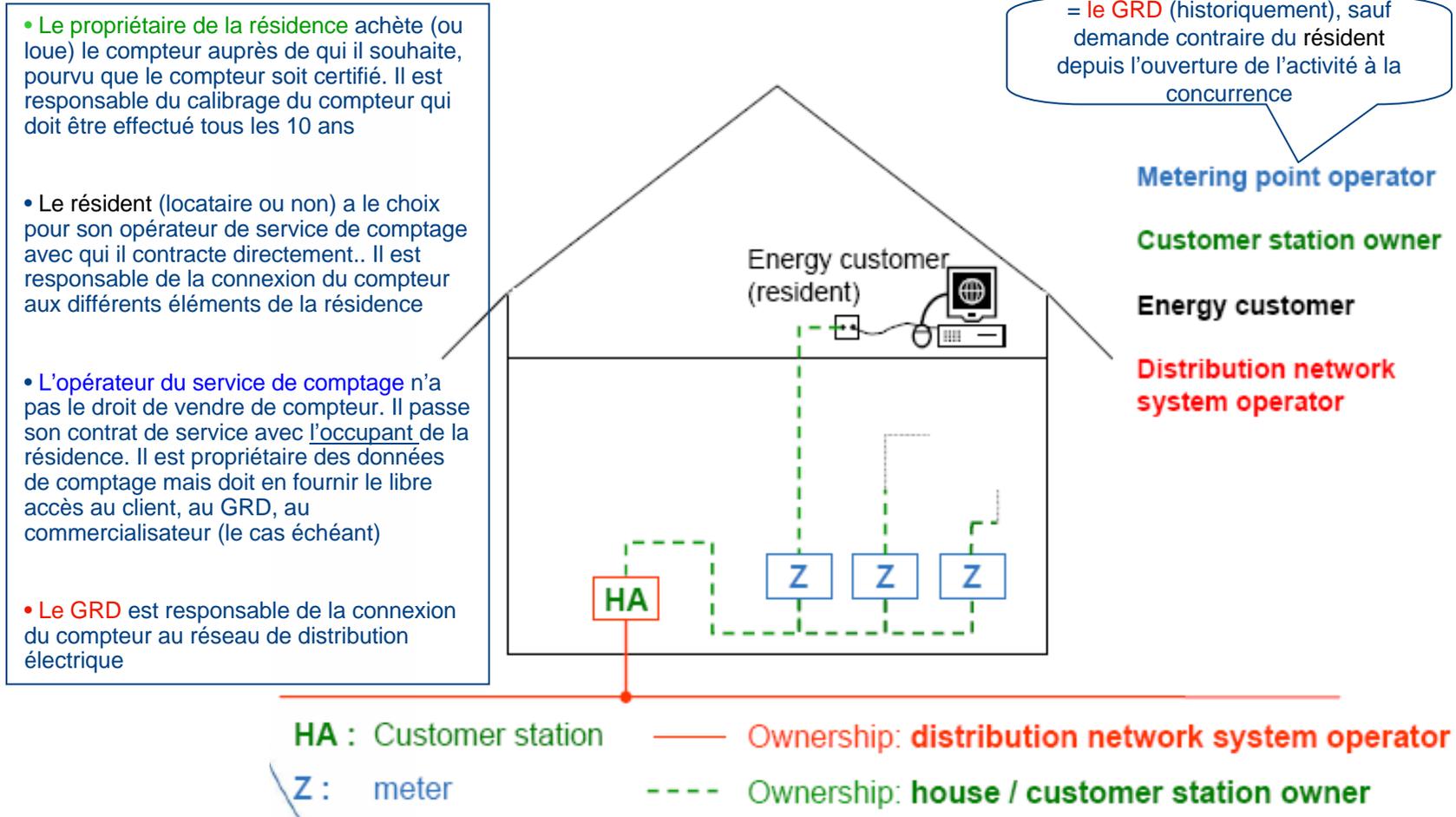
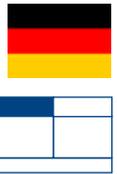
- Définitions précises et officielles des termes clés du marché: comptage, calibrage, certification, données de comptage, codages pour l'échange des données de comptage
- Recommandations préalables à la mise à disposition des données de comptage tel qu'elle a été décrite par la Loi
- Élaborations des règles standardisées pour tous les participants au marché
- Constitution de la garantie d'un comptage et d'une transmission corrects des quantités d'énergie injectées et soutirées

• Autres travaux

- Spécifications de nouveaux compteurs électroniques pour les particuliers
- Réflexion sur les modalités de mise en œuvre d'un système de comptage évolué

Sources: Metering zwischen EnWG und Eichrecht, Materialienband des VDN-Praxisworkshops, mars 2006

Le modèle de régulation du marché du comptage adopté en Allemagne depuis juillet 2005 est complexe et encore en cours d'élaboration



Sources : Smart metering in the newly deregulated German metering market, J.Reuschel Vattenfall Hambourg, Conférence INOVENTA 2006 à Stockholm; Entretien avec Doug Houseman, Capgemini USA

Le marché allemand de l'électricité est en cours de libéralisation et le régulateur nouvellement créé a de nombreuses problématiques à traiter



Contexte marché

CONTEXTE MARCHÉ ELECTRICITE

- **Libéralisation du marché : 2 enjeux principaux**
 - Unbundling des réseaux et des structures commerciales
 - Baisse des charges dues au tarif d'utilisation du réseau, qui sont les plus élevées d'Union Européenne
- **Réseau de distribution très fragmenté: ~950 GRD (selon les sources)**
- **Nombre de clients finaux: 43 millions**
- **Marché oligopolistique où dominant 4 opérateurs principaux (parts de marché)**
 - E.On: 18%
 - RWE Energie: 17%
 - EnBW: 12%
 - Vattenfall: 8%
- **Consommation moyenne par foyer : ND**
- **Autres spécificités marché :**
 - Prix de l'électricité au détail parmi les plus élevés d'Europe, notamment dû au tarif d'utilisation du réseau supérieur à 6€/100 kWh (plus du double du UK par exemple)

CONTEXTE MARCHÉ COMPTEURS

- **Nombre de compteurs : 44 millions (98% de compteurs résidentiels)**
- **Taux de pénétration des compteurs électroniques: 7%**
- **Nombre de compteurs électroniques résidentiels : 15 000 (à l'essai)**
- **Principaux fabricants de compteurs et parts de marché:**
 - Actaris: ~30%, L&G / Ampy: ~30 %, Iskraemeco: 30%, DZG / Stepper: ~7%, Elster / Ruhrgas Industries: <5% (compteurs pro seulement)
 - Leader allemand de la télé relève industrielle: Gorlitz AG
- **Situation actuelle du parc de compteurs**
 - Pas de compteur à prépaiement
 - Période de validité de certification des compteurs
 - Électromécaniques: 16 ans
 - Électroniques: 8 ans
 - Télé relève essentiellement utilisée pour les compteurs professionnels (concerne ~500,000 compteurs, dont des compteurs gaz et eau)
 - Offres tarifaires disponibles pour les clients résidentiels
 - Offre basée sur un compteur mono-index
 - Offre basée sur un compteur multi-index (disponible pour les clients résidentiels dont le chauffage est électrique seulement): tarif élevé (de 6 à 22h les jours de semaine, horaires variables en fonction du fournisseur) et bas tarif le reste du temps

Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research. Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006. Smart metering: status update on adoption, implementation and regulation in European countries for electricity industry, Capgemini, June 2006. Observatoire Européen des Marchés de l'Energie, 8^e édition, Capgemini; Metering zwischen EnWG und Eichrecht, Materialienband des VDN-Praxisworkshops, Der Wettbewerb im europäischen Strommarkt, mars 2006

2006 voit le lancement du pilote eHZ, nouvelle norme de compteur électronique basse tension qui ne prévoit pas de dispositif de télérelève

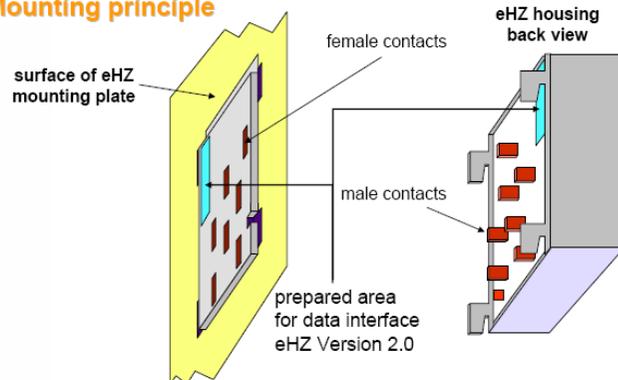


Projet eHZ : description technique

• Caractéristiques du projet elektronischer Haushalts-Zähler

- Le compteur expérimental Allemand (eHZ – Electronischer Haushalts Zähler) est une initiative visant à définir le compteur en deux parties :
 - Un socle permettant de réaliser un certain nombre de fonctions de bases ou minimale et
 - Des ajouts qui se connectent facilement en mode « plug and play » selon une interface normalisée. Ces dispositifs additionnels peuvent être variés selon les besoins additionnels en service ou en communication.

Mounting principle



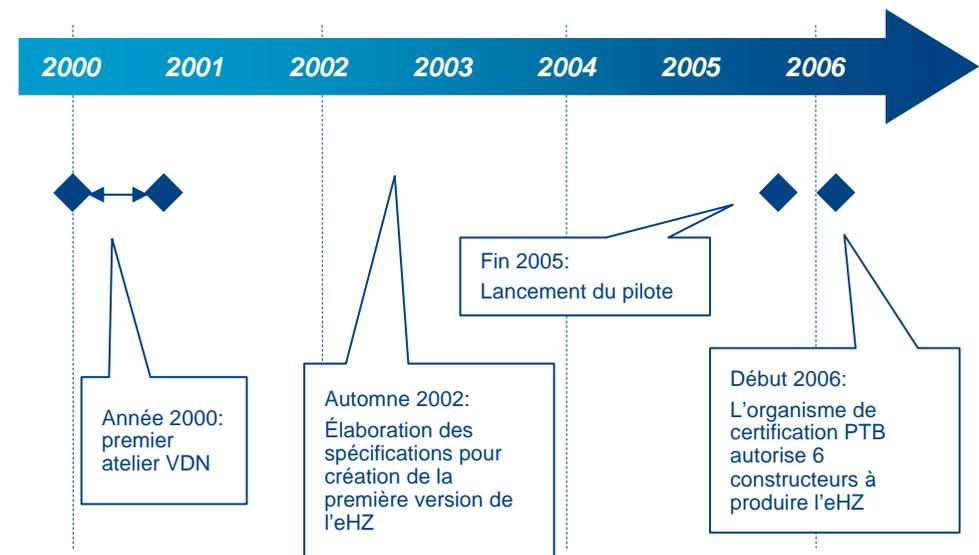
- Première étape vers la définition de normes pour le comptage intelligent
 - Standardisation concertée à l'échelle nationale
 - Caractère innovant du projet

• Lancement du pilote fin 2005

- Pilote de 18,000 compteurs
- Pilote lancé par trois équipementiers et un échantillon de GRD allemands
- Résultats satisfaisants au niveau de l'installation et du fonctionnement

Projet : phasage et gouvernance

• Rythme et stratégie de déploiement



• Gouvernance

- Projet lancé suite aux travaux du groupe de travail mené par VDN
- Projet freiné par les différents points de vue des participants
- Absence du projet de certains fabricants de compteurs
- Absence du projet de certains GRD qui préfèrent continuer à acheter les compteurs disponibles sur le marché

Sources : Smart metering in the newly deregulated German metering market, J.Reuschel Vattenfall Hambourg, Conférence INOVENTA 2006 à Stockholm

Aujourd'hui, les conditions d'une libre adoption par le marché allemand de systèmes de télé relève pour les particuliers ne sont pas réunies



Les incitations économiques sont moindres tant au niveau global qu'au niveau des acteurs du marché

- **Moindre présence au niveau national de certains leviers propices à l'adoption d'un système de télé relève**
 - Création récente du régulateur, confronté à plusieurs chantiers majeurs, considérés plus prioritaires
 - Moindres incitations économiques au niveau national, par rapport à d'autres pays européens
 - Probable moindre étendue de la fraude que dans d'autres pays européens
 - Vétusté limitée du parc de compteurs électromécaniques allemands, n'offrant pas d'opportunité particulière pour un remplacement massif
- **L'ouverture du marché de comptage BT, telle qu'elle a été conçue en Allemagne, entraîne une baisse des investissements dans le domaine**
 - Les GRD ne sont plus incités à maintenir leurs investissements à un niveau élevé
 - La justification purement économique est discutable pour chacun des autres acteurs du marché (GRD, clients finaux, opérateurs des données de comptage)
- **Alors que les caractéristiques techniques souhaitables des nouveaux compteurs évolués pour favoriser leur adoption par le marché sont exigeantes**
 - L'installation des compteurs aux domiciles des particuliers devrait être simple, sans qu'il y ait besoin de recourir à des spécialistes
 - Nécessité d'une durée de vie du compteur et de son système supérieure à 15 ans
 - Nécessité d'un protocole de communication ne supposant pas l'intervention du particulier et à moindre coût que les communications téléphoniques standard
 - L'ensemble du dispositif devant être conçu à très bas coût

Sources : Smart metering in the newly deregulated German metering market, J.Reuschel Vattenfall Hambourg, Conférence INOVENTA 2006 à Stockholm

Éléments de B'Case



ROI / Payback

- Attendus -

NA

- Constatés -

NA

Coûts

- Attendus -

- eHZ est une nouvelle configuration permettant le changement du compteur sans interruption du courant sur la ligne
 - Réduction des coûts liés aux changements des compteurs - pas de besoin d'outils spécifiques sur place
 - Sécurité accrue durant la phase de montage

- Constatés -

- Premières versions compteurs eHZ ne coûtant qu'environ 25 €

Bénéfices

- Attendus -

NA

- Constatés -

NA



Etudes et rapports annuels

- World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research
- Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006

Sites Web

- www.vdn-berlin.de/_homepage.asp
- www.vwew.de/
- www.bundesnetzagentur.de/export/1211.html

Presse / Communiqués / Brochures

- Capgemini
 - Smart metering: status update on adoption, implementation and regulation in European countries for electricity industry, June 2006
 - Observatoire Européen des Marchés de l'Énergie, 8^e édition, 2006

Autres

- Conférence Metering Europe 2006, Copenhague:
- Conférence INOVENTA à Stockholm
 - Examining AMR for industrial and residential customers in Germany, J.Reuschel Vattenfall Hambourg, 2005
 - Smart metering in the newly deregulated German metering market, J.Reuschel Vattenfall Hambourg, 2006
- Entretien avec Doug Houseman, Capgemini USA, le 20 11 2006
- Metering zwischen EnWG und Eichrecht, Materialienband des VDN-Praxisworkshops, mars 2006

Californie





Les 3 grands opérateurs privés californiens sont en train de lancer des projets AMR de grande ampleur afin de mieux gérer les pics de charge

Contexte réglementaire et marché

- Réglementation -

- Loi fédérale de 2005 (Federal Energy Policy Act): impose aux opérateurs d'être en mesure de proposer à leurs clients qui le souhaitent des compteurs évolués dès 2007
- Transposition dans l'Etat de Californie: « Energy Action Plan II »
 - Impose aux 3 principaux opérateurs privés de soumettre une étude de faisabilité et un business case pour le déploiement de compteurs évolués

- Marché -

- Avec près de 15 millions de compteurs, la Californie s'impose comme le plus gros marché américain potentiel de compteurs évolués
- 4 grands opérateurs (3 privés + 1 public) se partageant environ 75% du marché de l'électricité en Californie

Description des initiatives de Smart Metering

	Initiation projet	Début déploiement massif	Nb compteurs installés	Installations prévues	Partenaires	Technologies
Pacific Gas & Electric	Septembre 2005	Juillet 2006	Nombre limité (pilote)	5,1 millions	DCSI, IBM WACS	CPL, RF
Southern California Edison	Décembre 2005	1er trimestre 2009	NA	4,7 millions	IBM, EnerNex KEMA	CPL, RF
San Diego Gas & Electric	Fin 2005	1er trimestre 2008	NA	1,4 millions	NA	CPL, RF

- Le déploiement des compteurs évolués est encore embryonnaire en Californie (taux de pénétration actuel = 0,3%)
- Pas d'information concernant l'opérateur public: LA Department of Water & Power (N°3 en Californie)
- La SCE est l'opérateur qui présente le choix technologique le plus ambitieux

Bilan / Effets attendus et constatés

- Effets attendus -

- Meilleur ciblage des réductions de prix en fonction des pics de charge
- Réduction de la demande en électricité en période de pointe, pour éviter les crises comme celle de 2000-2001 et les pannes à répétition
 - Objectif CPUC: réduction de 5 % de la demande d'électricité en période de pointe
- Meilleure maîtrise du réseau de distribution
- Amélioration de la qualité du service client

- Effets constatés -

- NA

Éléments de B'Case

- Bénéfices attendus et constatés -

- Economies opérationnelles en suppression des relevés manuels
- Autres gains attendus: gains suite à une nouvelle tarification (meilleure affectation des réductions)

- Coûts attendus et constatés -

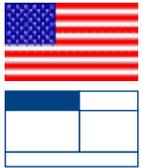
- Coût cumulé des projets des 3 gros opérateurs: environ 4 Mds \$
- PG&E: 1,74 Mds \$ sur 5 ans; SCE: 1,3 Mds \$; SDG&E: 650 M\$

- ROI attendus et constatés -

- Objectif d'équilibre entre bénéfices et coûts pour les opérateurs
- Payback à très long terme: 15 à 25 ans selon les opérateurs

Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research; Sites web des opérateurs et des partenaires ; <http://www.cpuc.ca.gov/>

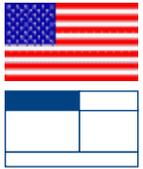
L'Energy Action Plan II impose aux trois opérateurs privés de soumettre à la CPUC (régulateur californien) un business case AMR d'ici fin 2006



Contexte réglementaire	
• Législation et réglementation des activités de distribution, de comptage et de relevé	
Etat fédéral	Etat de Californie
<ul style="list-style-type: none"> • 1998: « Electric Industry Deregulation Law » • 2001: « California Community Choice Law » permet aux communautés de Californie de choisir librement leur fournisseur d'énergie • 2005: "Federal Energy Policy Act" <ul style="list-style-type: none"> – Amendement au « Public Utility Regulatory Act of 1978 » – Les opérateurs doivent d'ici fin 2007 être en mesure de proposer à leurs clients des compteurs évolués – Les Etats doivent conduire une étude de faisabilité et rendre une décision sur l'applicabilité de cette décision dans leur Etat – La « Federal Energy Regulatory Commission » établit un rapport annuel sur l'état d'avancement du déploiement des compteurs évolués dans le pays et fait des recommandations sur les manières de développer et financer les programmes de déploiement 	<ul style="list-style-type: none"> • 2000/2001: Crise de l'électricité <ul style="list-style-type: none"> – « Flambée » des prix – Des pannes à répétition • 2003: « Energy Action Plan I » <ul style="list-style-type: none"> – Selon la CPUC, les compteurs évolués permettent de n'appliquer des réductions que dans les périodes où c'est nécessaire – Demande aux opérateurs de réfléchir à des plans de déploiement de compteurs évolués • Juillet 2004: Décision de la CPUC fixant des exigences fonctionnelles aux 3 gros opérateurs privés pour leurs plans de déploiement • 2005: « Energy Action Plan II » <ul style="list-style-type: none"> – Impose aux opérateurs de soumettre une étude de faisabilité et un business case pour le déploiement de compteurs évolués « dans des délais raisonnables » – Aide financièrement les opérateurs dans leur déploiement à chaque étape du projet
<ul style="list-style-type: none"> • Rôles et missions des gestionnaires de réseaux de distribution, des fournisseurs et des régulateurs <ul style="list-style-type: none"> – California Public Utilities Commission (CPUC) : régulateur de l'Etat de Californie, approuve les tarifs d'électricité pratiqués par les différents opérateurs et supervise les projets d'intérêt général – California Energy Commission (CEC) : fixe la réglementation de la production énergétique: prévision des besoins en énergie, historique, accréditation et licences (si > 50 MW), promotion de l'efficacité, développement des nouvelles technologies et énergies renouvelables et réponse aux situations énergétiques d'urgence – California Power Authority ou Consumer Power and Conservation Financing Authority (CPA) : s'assure du niveau des réserves d'électricité disponible, fiable et à un prix raisonnable (<i>peu d'influence en pratique</i>) – Californian Independant Systems Operator (CAISO): gère les réseaux de transport et supervise leur maintenance (mais les réseaux appartiennent aux opérateurs) <div style="text-align: center; margin: 10px 0;"> </div> <p style="text-align: center;">La CPUC est en charge des décisions de financement, du choix des moyens et du calendrier des projets AMR</p>	

Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research ; Energy Action Plan, State of California, 8 Mai 2003 ; Energy Action Plan 2, State of California, Septembre 2005 ; <http://www.energy.ca.gov/> ; How California attained a leading role in establishing AMI requirements, Utilipoint International, 2005 ; www.edision.com ; www.dramcoalition.org/ ;

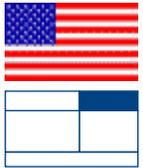
Le business case demandé par la CPUC doit décrire très précisément l'équilibre économique du projet et ses modalités de déploiement



Contexte réglementaire

- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none">• Critères de décision dans la mise en place du nouveau système: les grandes lignes du cahier des charges du Business Case<ul style="list-style-type: none">– Analyse coûts-bénéfices– Analyse sur l'implémentation totale mais aussi cible– Possibilité de financements externes des équipements voire de solutions d'outsourcing (généralement les opérateurs sont propriétaires des équipements)– Identification des impacts avec et sans les coûts de maintenance– Les relevés des compteurs sont intégrés à une solution globale d'applications– Prise en compte des bénéfices clients permis par le nouveau système de comptage– Prise en compte des risques et incertitudes sur le prix et la distribution– Prise en compte des nouvelles possibilités de service client et de bénéfices | <ul style="list-style-type: none">• Régime de propriété des compteurs: distributeurs• Situation d'unbundling des activités: les opérateurs californiens sont et resteront intégrés (activités de distribution et de fourniture distinctes au sein du même groupe) |
|---|--|

Avec ses 14 millions de compteurs électromécaniques, la Californie est un marché à fort potentiel pour les compteurs évolués



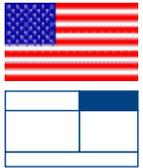
Contexte marché

CONTEXTE MARCHÉ ELECTRICITE

- **Nombre de compteurs en 2005** : 14,2 millions
 - En 2001: 13,5 M (Résidentiels : 11,8 M et Entreprises/Industrie : 1,7M)
- **Principaux opérateurs de l'électricité et parts de marché (2005):**
 - Principales entreprises de gaz et d'électricité privées: de 65 à 70 % du marché
 - Pacific Gas and Electric: 15 M de clients – 5,1 M de compteurs électriques
 - Southern California Edison: 13 M de clients – 4,7 M de compteurs électriques
 - San Diego Gas & Electric: 3,3 M de clients – 1,4 M de compteurs électriques (+ 800 000 compteurs à gaz)
 - Principales entreprises de gaz et d'électricité publiques: ~15 % du marché
 - L.A. Department of Water and Power: 1,4 M de compteurs électriques (+ 640 000 compteurs d'eau)
 - Sacramento Municipal Utility District: 1,4 M de clients - 580 000 compteurs électriques
 - Autres (41 entités): de 10 à 15 % du marché
 - Production individuelle: environ 5 % du marché
- **Consommation moyenne par foyer** : 17 300 kWh
- **Autres spécificités marché** :
 - Une production individuelle importante
 - Une consommation par foyer très élevée
 - 2000/2001: crise de l'électricité en Californie (explosion de prix + pannes à répétition)

CONTEXTE MARCHÉ COMPTEURS

- **Nombre de compteurs** : NA
- **Part de marché des fabricants de compteurs évolués (2004,US):**
 - Itron: 38%
 - DCSI: 26%
 - Hunt Technologies: 12%
 - Autres: 24%
- **Parts de marché des fabricants de compteurs (tous types de compteurs)**
ND
- **Situation du parc de compteurs avant déploiement**
 - 14,2 millions (en 2005) (Source FERC)
 - Electromécaniques : 14,2 millions
 - Électroniques : 42 000 (principalement des grosses entreprises)
 - Taux de pénétration = 0,3%

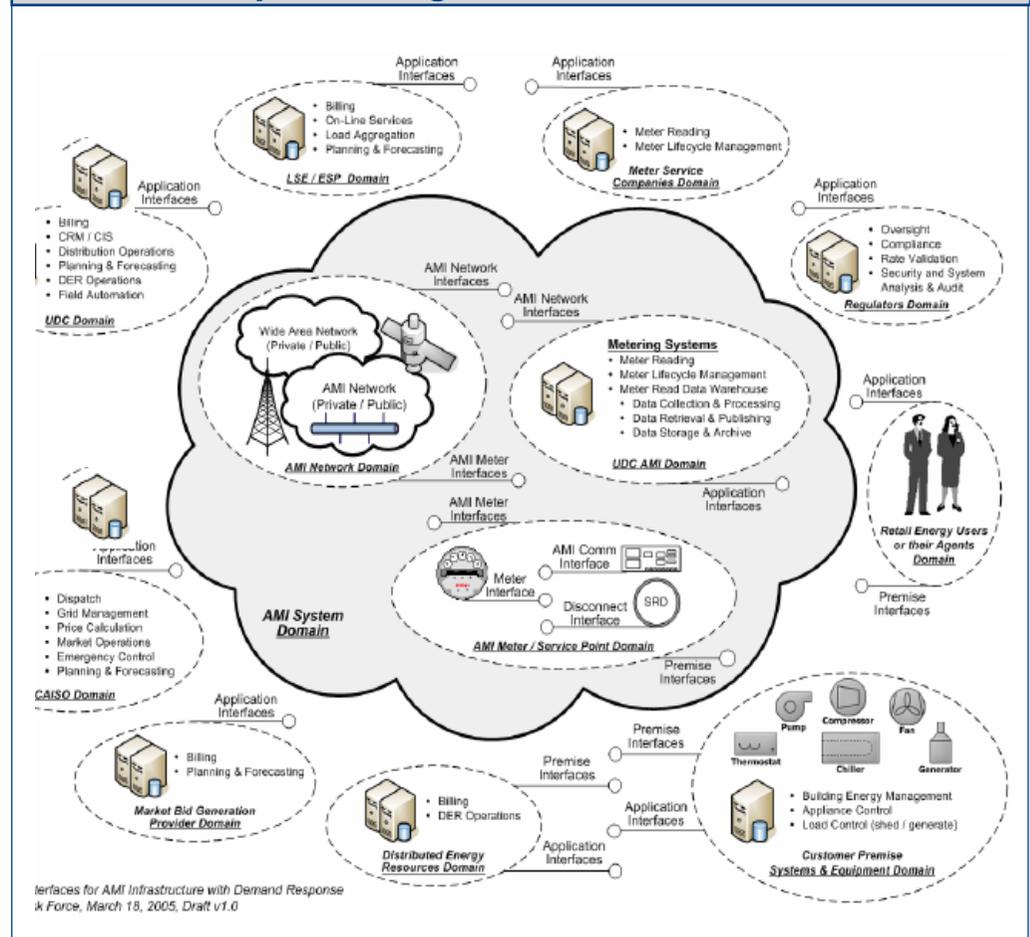


Les business cases des opérateurs vont s'établir sur un référentiel commun, construit par les différents acteurs du marché

Objectifs du groupe de travail OpenAMI

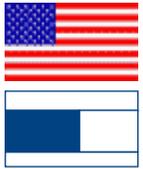
- **Mission du groupe de travail OpenAMI:** établir une référence pour la conception du système de comptage évolué
- **Objectifs du groupe de travail**
 - Faciliter l'adoption étendue du comptage évolué et de la gestion de la demande
 - Fixer le bon niveau de granularité pour la définition des standards de l'industrie
 - Réduire les risques techniques et fonctionnels pour l'ensemble des acteurs du marché
 - Doter les clients finaux d'outils leur permettant de mieux comprendre et gérer leur consommation d'énergie
 - Inciter le marché à adopter des solutions innovantes, efficaces et à coût réduit
- **4 parti pris pour l'établissement du référentiel commun**
 - La gestion de la demande (*Demand Response*) sera l'un des principaux leviers utilisés pour résoudre les problèmes énergétiques de la Californie
 - Une infrastructure de comptage évolué va être déployée à travers tout l'État
 - Des signaux de prix et d'état d'urgence seront utilisés pour contrôler la demande appelée lors des déséquilibres sur le marché et des contraintes sur le réseau
 - Les clients finaux se serviront de dispositifs technologiques pour adapter leurs comportements de consommation au nouveau modèle

Domaines et Interfaces pour une AMI dotée d'une capacité de gestion de la demande



Source: Advanced metering and demand responsive infrastructure: a summary of the PIER/CEC reference design, related research and key findings, Draft prepared by EnerNex Corporation for the California Energy Commission; juin 2005

En démarrant actuellement le déploiement massif de son projet AMR, la Pacific Gas & Electric (PG&E) est l'opérateur le plus avancé

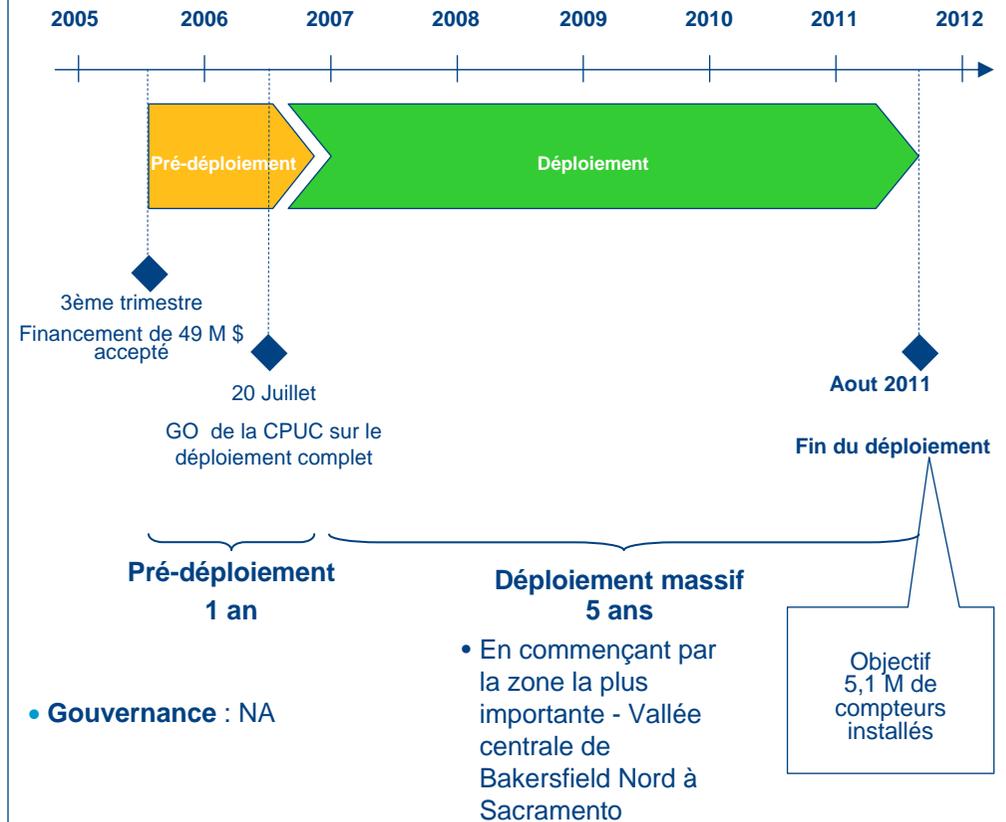


Projet : description technique

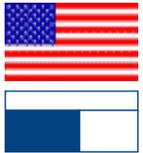
- **Fonctionnalités des nouveaux compteurs**
 - Enregistrement d'une courbe de charge à pas de temps de 15 minutes
 - La qualité de la fourniture (coupures & remises en service)
 - Statut de fonctionnement du compteur électrique
- **Degré d'interopérabilité des technologies retenues avec les systèmes d'information des acteurs : architecture propriétaire**
- **Répartition entre acteurs des différentes composantes de l'activité de comptage**
 - Liste des fournisseurs partenaires de PG&E:
 - **Compteurs:** 5 contrats pour un montant de 900 M \$
 - Compteur électrique: DCSI (contrat de 300 M \$, technologie CPL)
 - Compteur gaz: Hexagram
 - **Gestion de projet et intégration système:** Wellington Power Corp, IBM
 - **Infrastructure SI:** WACS
- **Extension de la télégestion ou du télérelevé aux compteurs de gaz et d'eau :** les compteurs ont la capacité de pouvoir relever les données de comptage de l'eau & gaz

Projet : phasage et gouvernance

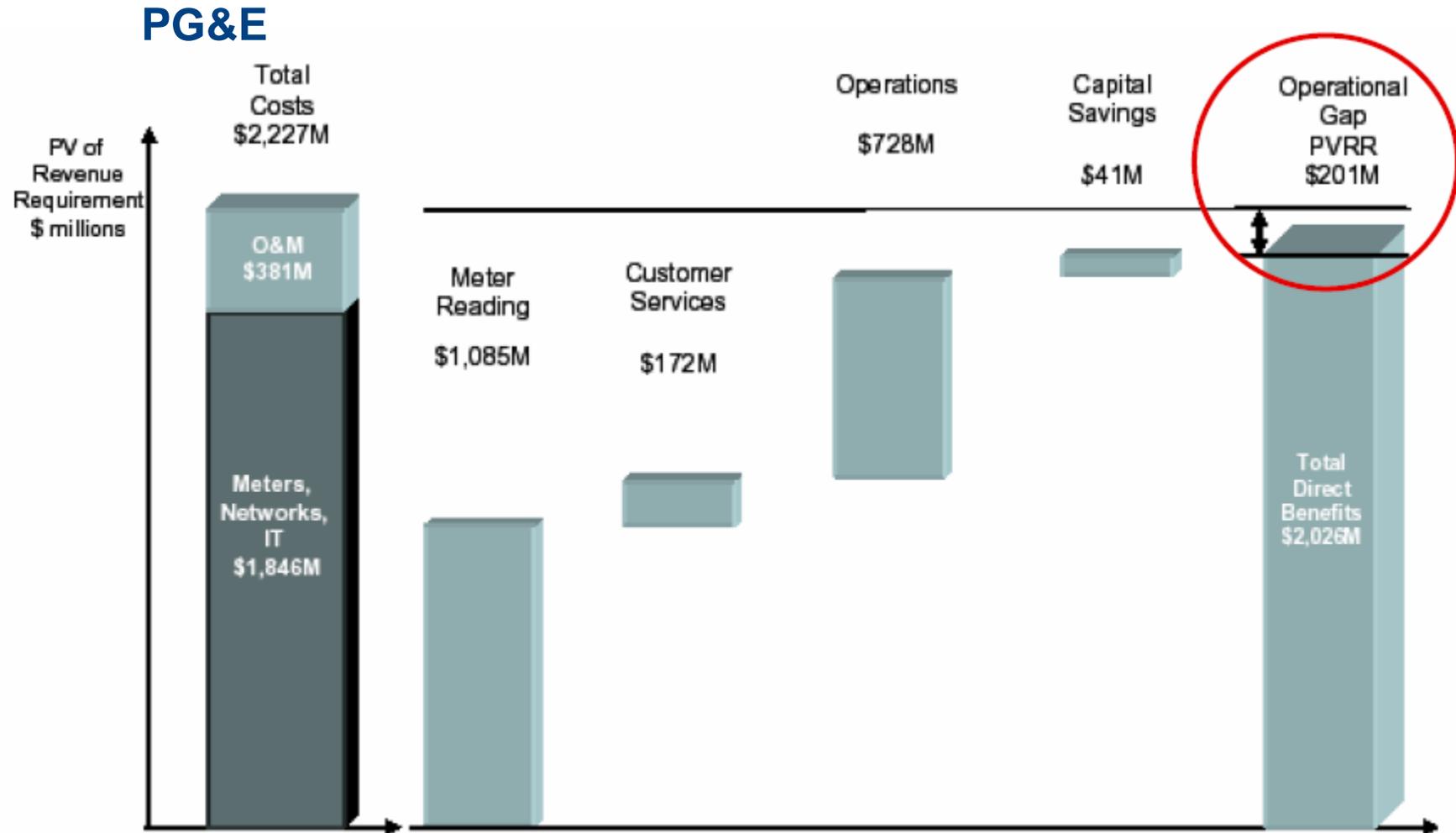
- Rythme et stratégie de déploiement :



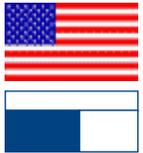
Enseignements B-Case / PG&E (1/2)



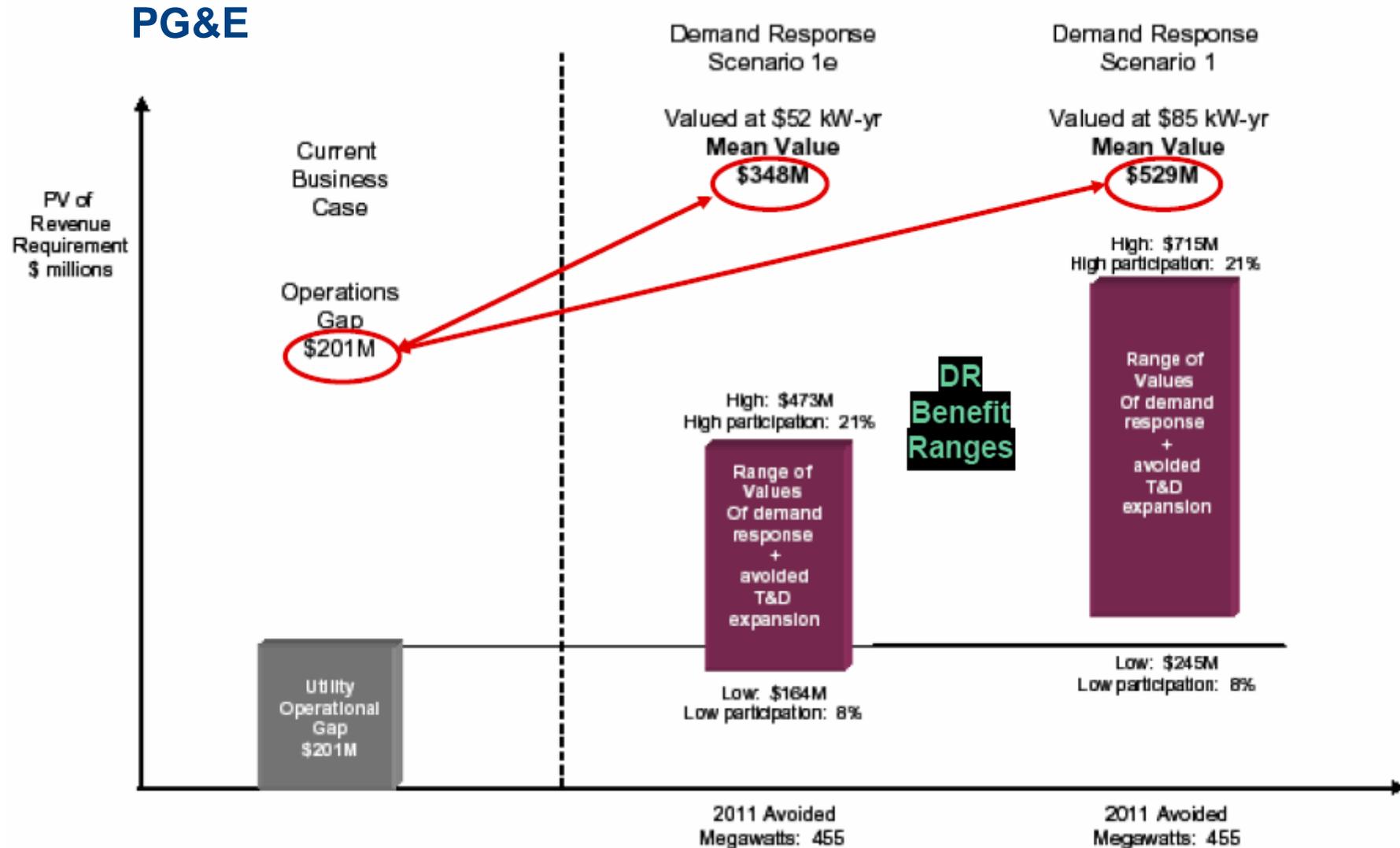
Total costs less utility operating savings



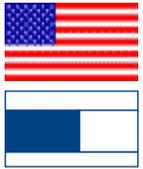
Enseignements B-Case / PG&E (1/2)



Business case including demand response benefits



La Southern California Edison privilégie l'AMM à l'AMR pour réaliser un projet rentable et fixe la nouvelle référence technologique de l'industrie



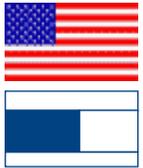
Évolution du projet et gouvernance

- **Chiffres clés de la Southern California Edison (SCE)**
 - 4,7 millions de compteurs (5 000 grandes entreprises, 280 000 PME), 13 millions de personnes desservies
 - Surface de 80 000 km² desservie
 - Ventes annuelles de 82 milliards de KWh
 - Pro activité dans les programmes d'incitation à la réduction de la demande en fonction de l'offre disponible (*Demand Response Programs*)
 - >1 200 MW de capacité de réduction de la demande, dont 300 MW dus au programme de gestion de la climatisation
 - Représente 11,4% de la puissance installée disponible à la pointe (10536 MW)
 - Représente 10,4% des volumes annuels distribués (100992M KWh)
- **Janvier 2005:**
 - Projet de télérelève basé sur les technologies existantes de l'industrie
 - Soumission d'un BCASE faisant état d'une perte de valeur pour SCE et ses clients: valeur actuelle nette négative de ~500M\$
- **Août 2005:**
 - Projet d'infrastructure bidirectionnelle intégrant des fonctionnalités évoluées (AMI), nécessitant
 - Des compteurs électroniques dotés de technologie n'existant pas encore sur le marché
 - D'une infrastructure réseau et de communication ad hoc
 - Des nouveaux modules au sein du domicile client et intégrés au réseau
 - Soumission d'un BCASE présentant une VAN positive pour un investissement de \$1,3 milliards, à affiner au fil des tests et des derniers développements réalisés
- **Gouvernance du projet en interne**
 - Mise en place d'un *Technology Advisory Board* pour anticiper les besoins futurs des utilisateurs et les objectifs de politique énergétique à l'horizon 2012 en termes de
 - Spécifications technologiques
 - Architectures de référence

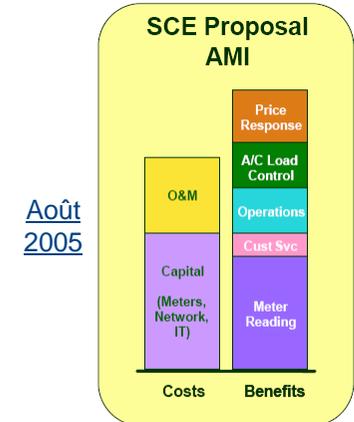
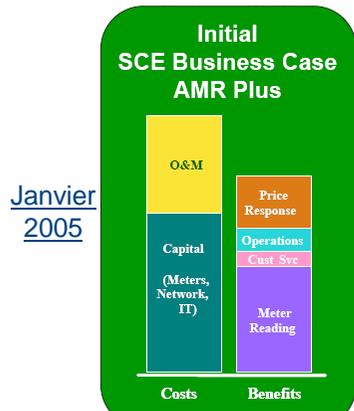
Projet AMI : partenariats

- **Partenariats:** dispositifs mis en place par SCE
 - **EnerNex, Kema, IBM**
 - Prestations de conseil pour la conception du système: définitions des pré requis et identification des technologies à utiliser
 - Appui pour la réalisations des groupes de travail avec la communauté et les fournisseurs
 - **Electric Power Research Institute (EPRI):** SCE suit les principes développés par le programme *IntelliGrid* pour la conception d'une architecture réseau sur des standards ouverts, afin de garantir
 - Une interopérabilité maximale
 - La simplification de la maintenance sur le long terme
 - Une cadre flexible pour l'adoption future de nouvelles fonctionnalités
 - Travail avec la **communauté et les fournisseurs:** élaborations de « Use Cases »
 - Définition des objectifs fonctionnels à atteindre
 - Élaborations de scénarios associant des partenaires et des technologies et permettant d'atteindre les objectifs fonctionnels: 99 scénarios élaborés, implication de plus de 140 experts
 - Identification des pré requis au sein de chaque scénario: plus de 400 pré requis définis
 - Implication des **autres entreprises de gaz et d'électricité:** *UtilityAMI*
 - Appropriation de certains travaux et résultats par les concurrents de SCE grâce à une communication sur les avancées technologiques
 - Augmentation du débouché potentiel des nouveaux développements réalisés par les fabricants, les permettant d'innover et de réduire leurs coûts

Sources: *Desitning the future, a smart grid newsletter Case Study, novembre 2006; Common Requirements for Advanced Metering Infrastructure, K.Wood, SCE, octobre 2006; SCE Annual Report, 2005*



Le second B-Case élaboré par la SCE démontre une rentabilité supérieure des projets de comptage évolué allant au-delà de la fonction de télérelève



- B-Case élaboré sur une durée de 25 ans, avec des durées de vie de 15 ans pour les compteurs et de 25 ans pour le reste
- Un nouveau BCase plus précis sera élaboré au cours de l'été 2007

Valeur Actuelle Net en M\$

Janvier 2005: -553

Août 2005: +291

	AMR Plus	SCE AMI
BENEFITS	\$1,016	\$1,209
Price Response	\$545	\$222
Load Control	\$0	\$127
Operational Benefits	\$471	\$860
Distribution capital avoidance	\$0	\$118
Meter Reading Labor	\$456	\$690
Other	\$15	\$52
Cust Services	\$0	\$30
COSTS		
O&M	\$821	\$415
Billing	\$63	\$45
Cust Communications	\$306	\$18
IT O&M	\$135	\$39
Call Center	\$29	\$20
Meter Services	\$38	\$30
Other	\$250	\$263
Capital	\$748	\$503
Meters	\$505	\$362
IT Hardware	\$116	\$67
IT Telecom	\$37	\$10
Other	\$90	\$64

Values in \$MM Pre-tax 2008PV

Sources des améliorations de VAN

Source: SCE

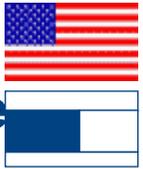
- + 45M\$ **Extension de la couverture du parc client en solutions de communication évoluées de 90 à 100%**
 - Élimination des derniers coûts de relève manuelle, élargissement du nombre de clients utilisant les tarifs horo-saisonnalisés et d'alerte à la pointe
- + 298M\$ **Fonctionnalité de connexion / déconnexion du service à distance**
 - Élimination de coûts salariaux
 - Prise en compte de l'augmentation des coûts des centres d'appels
- + 33M\$ **Réduction de 50% du taux de panne des compteurs**
 - Grâce à une meilleure technologie
 - Baisse de coûts: remplacements physiques, tests
- + 315M\$ **Amélioration de l'adaptation de la demande d'électricité à l'offre disponible**
 - Grâce à une meilleure technologie
 - Réglage à distance du chauffage/climatisation en fonction de la pointe, meilleure information sur la consommation rendue disponible aux clients
- + 70M\$ **Nouveaux bénéfices**
 - Prévention de surcharge des transformateurs
 - Uniformisation de processus de facturation
 - Réductions de visites techniques sur le terrain

Source: Capgemini USA

- + 200M\$ • Suppression du nouveau SI Client
- + 500M\$ • Externalisation du réseau de communication et location d'espace sur un réseau commercial existant

Sources: Advanced Metering Infrastructure Program Introduction, Technology Advisory Board, novembre 2005; Desinting the future, a smart grid newsletter Case Study, novembre 2006

Le travail en collaboration avec les experts et les fabricants a permis de déboucher sur des fonctionnalités innovantes et une infrastructure flexible



Projet AMI: fonctionnalités portées par les compteurs et le système adoptés par SCE

• Fonctionnalités des futurs compteurs évolués

- Compatibilité avec la tarification horo-saisonnière
- Enregistrement des données avec période d'intégration horaire
- Connexion/déconnexion à distance
- Détection et enregistrement des coupures
- Comptage des flux positifs générés par panneau solaire
- Contrôle de la charge appelée par les systèmes de chauffage/climatisation, dans les limites autorisées par la Federal Energy Regulatory Commission
- Réglage à distance du chauffage/climatisation des clients pour mieux répartir la charge appelée afin de réduire la pointe
- Interface de communication permettant de régler l'intensité de l'éclairage des clients, éteindre les éclairages inutiles
- Envois de signaux de prix aux appareils domestiques évolués
- Services de coupure/remise en marche automatiques des appareils domestiques en cas d'absence des clients (eau chaude etc.)
- Service de prépaiement
- Téléchargement à distance de nouvelles applications, programmation de nouveaux cycles d'intégration et de relève des données
- Protection contre les intrusions physiques et à distance

• Degré d'interopérabilité des technologies retenues avec les systèmes d'information des acteurs :

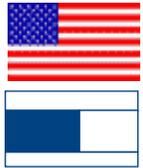
- **Electric Power Research Institute (EPRI):** SCE suit les principes développés par le programme *IntelliGrid* pour la conception d'une architecture réseau sur des standards ouverts, afin de garantir
 - Une interopérabilité maximale
 - La simplification de la maintenance sur le long terme
 - Une cadre flexible pour l'adoption future de nouvelles fonctionnalités

• Extension éventuelle au réseau de gaz, chauffage et eau :

- Mise en place d'une infrastructure de communication utilisable par les fournisseurs de gaz et d'eau (SCE ne fournit que de l'électricité)

Sources: SCE's AMI Systems Design, Technology Advisory Board, août 2006; Common requirements for Advanced Metering Infrastructure, K.Wood, SCE, octobre 2006

Pour la spécification de son infrastructure de communication, SCE adopte une stratégie technologique ambitieuse



Solutions de communication du réseau de comptage évolué de Southern California Edison

Stratégie pour la spécification des solutions de communication au sein de l'infrastructure

- Concilier ouverture des protocoles, performance et durée de vie dans les choix technologiques
- Chercher à élargir la bande passante pour la communication bidirectionnelle
- Réduire l'exposition aux technologies à cycle rapide touchant de nombreux éléments
- Privilégier la fiabilité et la sécurité dans les choix
- Réduire le risque fournisseur
- Concevoir l'architecture réseau de façon à ce qu'elle puisse toujours accueillir le standard de communication du moment (Wi-Fi, GSM, Wi-Max etc.)

Wide Area Network (WAN)

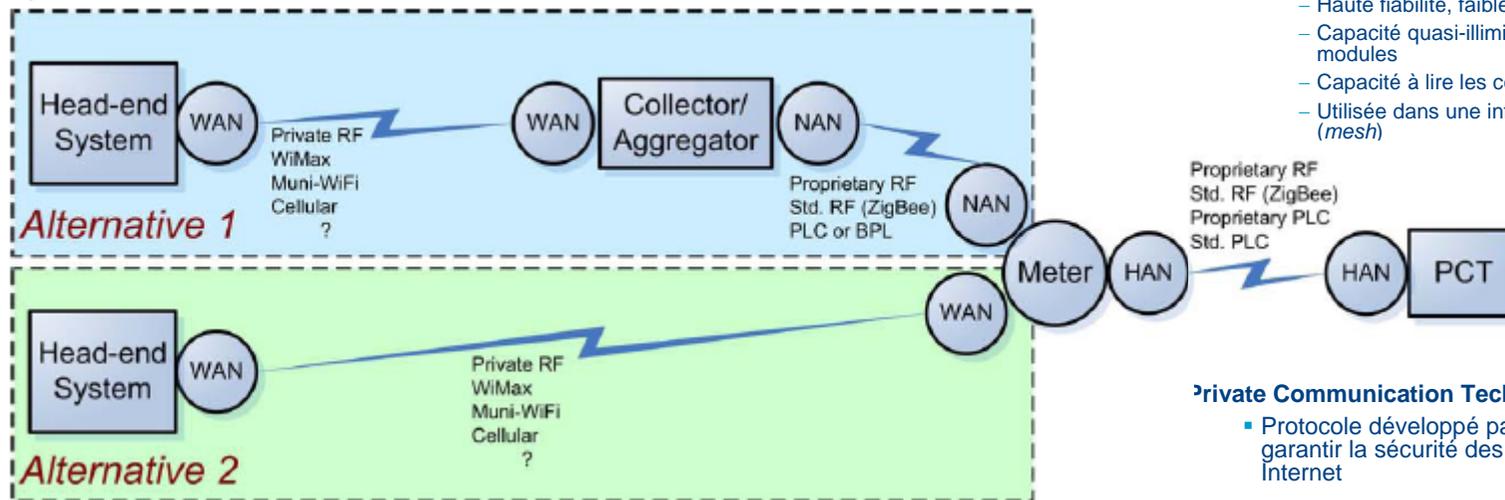
- Réseau bidirectionnel public ou privé utilisé pour relier les concentrateurs de données aux systèmes de gestion des données de SCE

Local Area Network, Neighborhood Area Network

- Réseau bidirectionnel sans fil de type maillé utilisé pour le regroupement des données des compteurs au sein d'un concentrateur

Home Area Network (HAN)

- Réseau bidirectionnel sans fil accueillant des dispositifs de contrôle permettant la programmation d'appareils domestiques à distance (climatisation/éclairage dans un premier temps)
- Utilisation de la technologie ZigBee (norme sans fil IEEE 802.15.4)
 - Technologie largement soutenue par l'industrie (plus de 30 fournisseurs)
 - Standards non propriétaires ou licences très abordables
 - Mise à jour à distance des pilotes des logiciels
 - Pas de besoin de tirer de nouveaux fils
 - Faible consommation d'énergie (autonomie sur batteries de plusieurs années)
 - Haute fiabilité, faible besoin de maintenance
 - Capacité quasi-illimitée à intégrer des nouveaux modules
 - Capacité à lire les compteurs de gaz
 - Utilisée dans une infrastructure de type maillé (*mesh*)

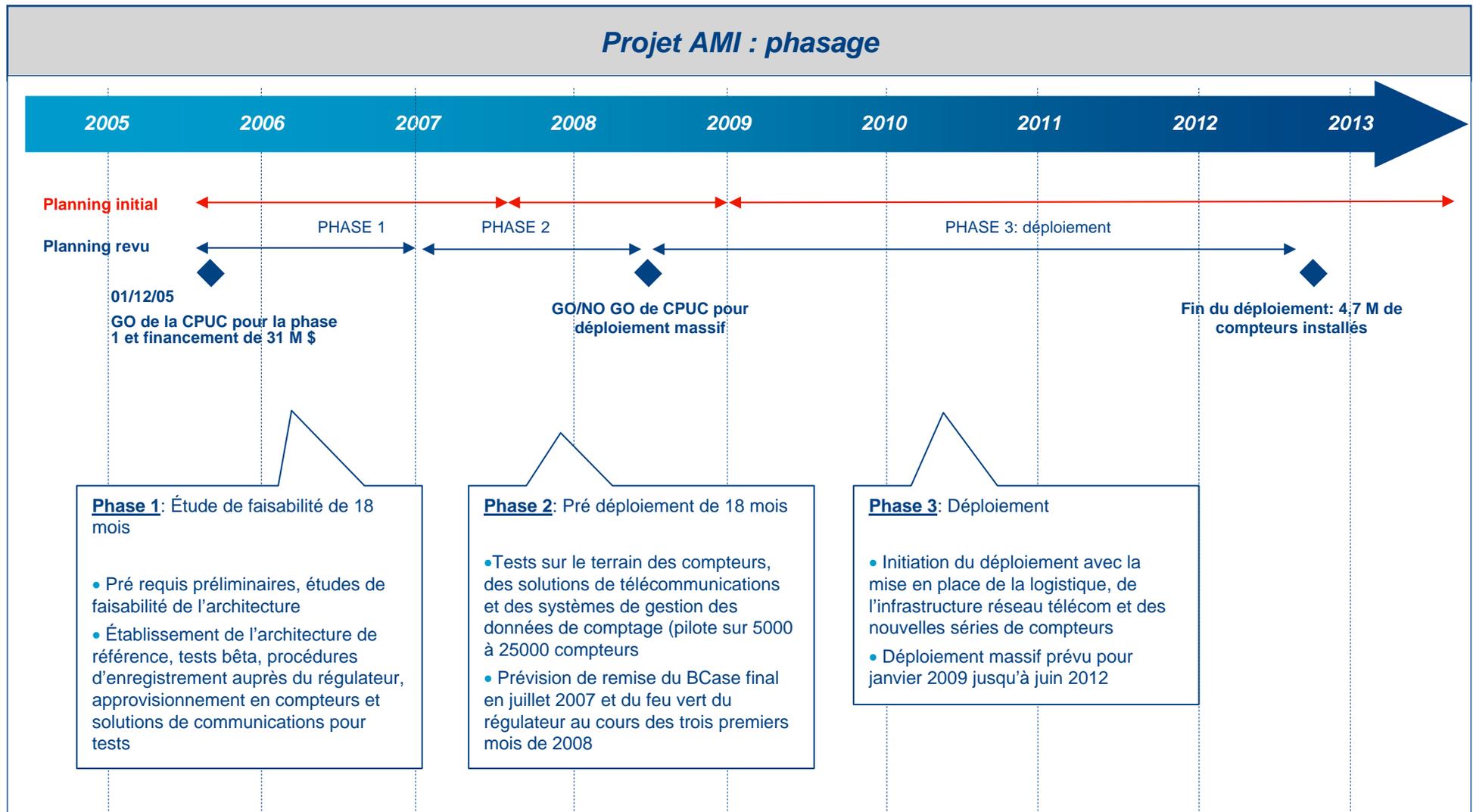
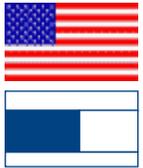


Private Communication Technology (PCT)

- Protocole développé par Microsoft et Visa pour garantir la sécurité des communications sur Internet

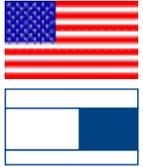
Sources: Communication Architectures for Advanced Metering Infrastructure, Home Area Network, SCE, août 2006; AMI Program overview, EEI Transmission, Distribution & Metering conference, SCE, octobre 2006

La SCE revoit ses prévisions de planning au cours de l'été 2006, estimant pouvoir terminer le déploiement massif 1 an plus tôt, soit à mi 2012



Sources: www.sce.com/PowerandEnvironment/ami/vision

Les effets attendus pour la SCE et ses clients sont très prometteurs en termes de gestion rationnelle des ressources d'électricité disponibles



Effets attendus pour la SCE et ses clients

- **Réseau de distribution**

- Amélioration de la gestion de l'énergie distribuée
 - Dispatching effectué selon des critères plus économiques: envoi de signaux de prix, contrôle direct de la charge
 - Possibilité de modifier le dispatching pour permettre le réglage d'anomalies sur certaines portions du réseau de distribution, permettant de prévenir certaines pannes plus lourdes
 - Possibilité d'inclure la production décentralisée d'électricité des clients

- **Accroissement de l'efficacité opérationnelle**

- Contact du distributeur avec le terrain grâce à la communication
- Amélioration du cycle de facturation
- Disposition de données en temps quasi-réel
- Plus grande intégration du marché de détail au marché de gros d'électricité

- **Satisfaction des clients finaux**

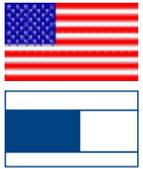
- Mise en service et coupures à distance pour les déménagements
- Affichage d'informations en provenance du fournisseur
- Informations sur les coupures et la qualité du service
- Choix entre des options tarifaires innovantes

- **Évolution des offres (horodifférenciées, prépaiement, services annexes ...): Oui**

- Adoption d'offres horo-saisonnalisées
- Mise en place d'incitations tarifaires à adapter la demande d'électricité à l'offre disponible: Critical Peak Pricing
- Option pour le prépaiement intégrée

Sources: Advanced Metering, SCE, Metering Americas, avril 2006

La San Diego Gas & Electric (SDG&E), 3ème opérateur californien, vise un déploiement rapide dans les 5 ans à venir

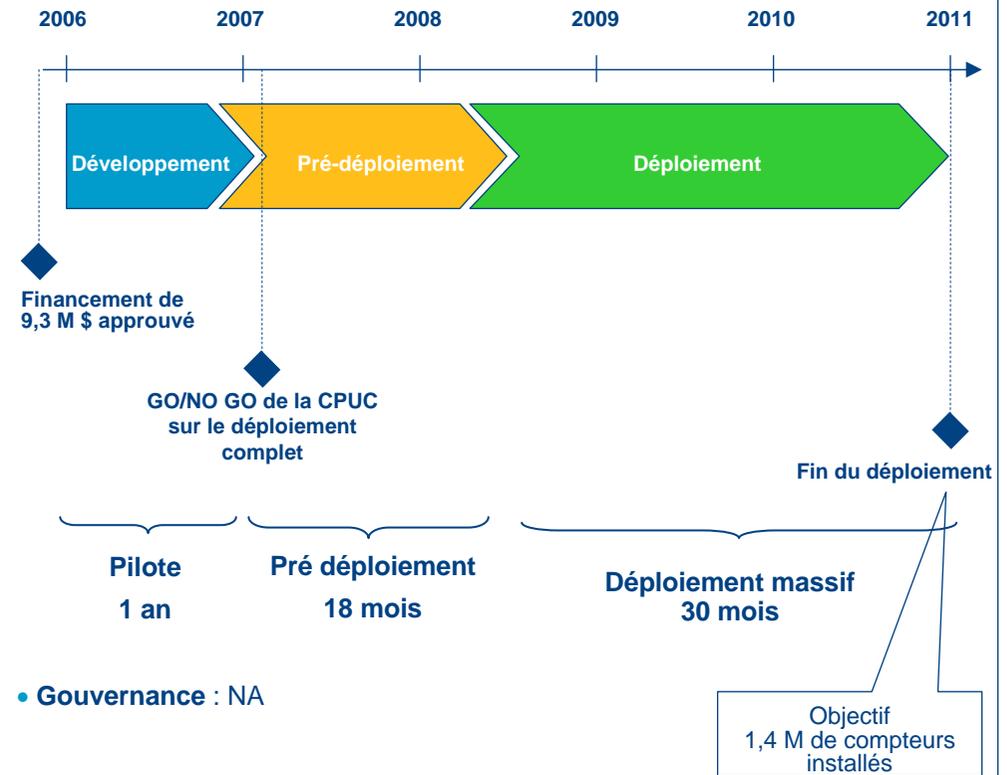


Projet : description technique

- **Fonctionnalités des nouveaux compteurs**
 - Transmission sans fil des données de comptage
 - Communications avec d'autres appareils (thermostats, ...)
- **Solutions de communications retenues**
 - Courant porteur en ligne pour les compteurs électriques
 - RF pour les compteurs gaz
- **Fournisseur de l'infrastructure SI: ND**
- **Degré d'interopérabilité des technologies retenues avec les systèmes d'information des acteurs : ND**
- **Répartition entre acteurs des différentes composantes de l'activité de comptage : NA**
- **Extension de la télégestion ou du télérelevé aux compteurs de gaz et d'eau : Oui (900 000 compteurs à gaz doivent être déployés d'ici 2011)**

Projet : phasage et gouvernance

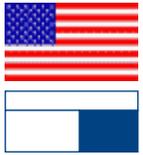
- **Rythme et stratégie de déploiement : l'objectif est d'automatiser 100% des compteurs en 5 ans**



- **Gouvernance : NA**

Sources : Advanced Metering Infrastructure (AMI) Update, June 2006 ; SDG&E Updates Plan for Advanced Meters, Transmission & Distribution World, 7 Avril 2006 ; AMI Proposal, SDG&E, 4 Mai 2005

Pour les autorités, l'AMR devrait contribuer à l'optimisation de la gestion du réseau et à la réduction de la consommation aux périodes de pointe



Effets attendus pour les autorités

• Objectifs initiaux de Federal Energy Regulatory Commission

- 5% de consommation dans les périodes de pointe
- Relève automatique des compteurs
- Amélioration des services aux clients
- Meilleure gestion des actifs
- Proposer des nouveaux services à valeur ajoutée
- Economies de coûts

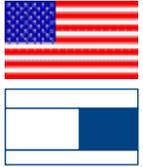
• Objectifs de la CPUC

- Transformer le réseau de distribution d'électricité pour en faire un réseau intégré et évolué appuyé par des technologies modernes d'information et de contrôle du système, baissant ainsi ses coûts opérationnels et coûts de maintenance
- Relève automatique des compteurs
- Détection des interruptions de service
- Détection de la fraude
- Etudes statistiques
- Editer des profils clients

Les deux seules façons de réduire la demande sur commande sont les suivantes:

- imposer aux consommateurs un système de pointe mobile
- limiter la puissance en cas de pic grâce au contrôle à distance de dispositifs consommant de l'électricité

Pour les opérateurs, l'AMR devrait faciliter le ciblage des réductions tarifaires, tout en améliorant la fiabilité et la productivité



Effets attendus pour les opérateurs

• Objectifs de la PG&E

- Meilleur ciblage des réductions de prix en fonction des pics de charge
- Réduire les coûts opérationnels
- Améliorer les opérations cœur de métier
- Amélioration de la gestion des interruptions et de la restauration du service
- Amélioration de la gestion de la relation client
- Amélioration de la gestion des données
- Améliorer la stabilité et la fiabilité de l'infrastructure énergétique de l'Etat

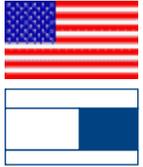
• Objectifs de la SCE

- Meilleur ciblage des réductions de prix en fonction des pics de charge
- Réduire les coûts des opérations quotidiennes
- Supprimer les besoins de travail manuel sur le terrain
- Fournir de l'information en temps réel sur l'usage et le pricing
- Communication avec d'autres appareils évolués comme les thermostats et les systèmes de gestion de l'énergie
- Enregistrer et contrôler en permanence la qualité du service et la distribution du système
- Obtenir des données horaires sur la consommation des clients
- Développer une technologie nouvelle servant de référence pour l'ensemble du marché

• Objectifs de la SDG&E

- Amélioration de la relation client
- Possibilités de communication avancées
- Amélioration de l'automatisation
- Amélioration de la fiabilité

La promesse principale pour le consommateur final consiste en un meilleur contrôle de sa consommation



Effets attendus pour le consommateur final

- **Satisfaction des clients finaux**

- Objectifs initiaux de la CPUC

- Fournir une information fiable sur la consommation d'énergie, les périodes d'utilisation et les coûts
- Fournir aux résidentiels et aux petites et moyennes entreprises les mêmes tarifs selon le temps d'usage qui sont disponibles depuis des années pour les grosses entreprises
- Le client peut choisir son tarif
- Des dates de facturation personnalisées
- De l'information sur l'énergie
- Des tarifs dynamiques
- Amélioration globale de la facturation

- Promesse de la SCE

- Un lien entre les compteurs et d'autres appareils comme les PC envoyant des informations en temps réel permettant au client de contrôler son usage et ses coûts
- Un lien également avec les appareils ad hoc pour bénéficier des programmes d'incitation tarifaire
- Les 1 million de clients qui déménagent chaque année pourront demander à ce que le service soit mis en marche ou arrêter lorsqu'il le faut
- Les nouveaux compteurs feront le lien avec les appareils évolués comme les thermostats permettant un contrôle automatique des coûts

- Promesse de la PG&E

- Réduction des coûts pour les clients

- Promesse de la SDG&E

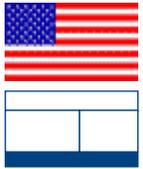
- Réduction des coûts pour les clients
- Customiser leur usage énergétique
- Amélioration de la relation avec l'opérateur
- Information en temps réel sur l'utilisation
- Restauration plus rapide des coupures de courant

- **Processus de changement de fournisseur: ND**

- **Évolution des offres (horodifférenciées, prépaiement, services annexes ...): ND**

- **Répartition des rôles dans la facturation de l'utilisation du réseau et dans celle de la fourniture d'énergie : ND**

Sources : sites fournisseurs; www.edison.com; SDG&E Updates Plan for Advanced Meters, Transmission & Distribution World, 7 Avril 2006



Les coûts sont très élevés et la rentabilité des déploiements ne sera garantie qu'avec l'adhésion des clients aux nouvelles tarifications

ROI / Payback			
- Attendus -		- Constatés -	
<ul style="list-style-type: none"> • Objectif d'équilibre entre bénéfices et coûts pour les opérateurs • Payback de l'ordre de 15 à 25 ans selon les estimations des opérateurs (25 ans: projet tout juste rentable étant donné la durée de vie des investissements) 		<ul style="list-style-type: none"> • NA 	
Coûts		Bénéfices	
- Attendus -	- Constatés -	- Attendus -	- Constatés -
<ul style="list-style-type: none"> • Coût cumulé des projets des 3 gros opérateurs: environ 4 Mds \$ • Coûts attendus par les opérateurs : <ul style="list-style-type: none"> – PG&E: 1,74 Mds \$ sur 5 ans (chiffres approuvés par la CPUC en juillet 2006) <ul style="list-style-type: none"> – Estimation en baisse (précédente 2,265 Mds\$) – la moitié en coût d'installation des compteurs – SCE: 1,3 Mds \$ (chiffre revu à la hausse entre 2005 et 2006, fortement dépendant des coûts de développement technologique) – SDG&E: 0,63 Mds \$ 	<ul style="list-style-type: none"> • NA 	<ul style="list-style-type: none"> • Economies opérationnelles: suppression des relevés manuels et autres opérations terrain • Autres gains attendus: gains sur les futurs investissements dans le réseau de transport et de distribution, grâce à une nouvelle tarification horosaisonnalisée • Bénéfices attendus par les opérateurs : <ul style="list-style-type: none"> – PG&E <ul style="list-style-type: none"> - 2,024 Mds dont la moitié en économies opérationnelles - Bénéfices supérieurs aux coûts d'environ 10% grâce au programme de « Demand Response » – SCE: environ 50 % des économies en suppression des opérations sur le terrain et 25% avec la nouvelle tarification – SDG&E <ul style="list-style-type: none"> - 762 M \$ dont opérationnel (471 M\$) et nouvelle tarification (235 M \$) 	<ul style="list-style-type: none"> • NA

Source: CPUC authorizes \$1,74B, 5 years PG&R Smart Meter Transfer, NGI's daily gas price index, 21 Juillet 2006 ; Demand response and advanced metering, Regulation, 1 Avril 2006 ; www.dramcoalition.org/

Bibliographie

Etudes et rapports annuels

- World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research
- How California attained a leading role in establishing AMI requirements, Utilipoint International, 2005
- SDG&E Advanced Metering Infrastructure (AMI) Update, SDG&E, Juin 2006
- SDG&E Updates Plan for Advanced Meters, Transmission & Distribution World, 7 Avril 2006
- AMI Proposal, SDG&E, 4 Mai 2005
- AMI Project Supplemental Testimony, PG&E, Octobre 2005
- AMI Revised Preliminary Business Case Analysis, SCE, janvier 2005
- Energy Action Plan, State of California, 8 Mai 2003
- Energy Action Plan 2, State of California, 21 Septembre 2005
- Advanced metering and demand responsive infrastructure: a summary of the PIER/CEC reference design, related research and key findings, Draft prepared by EnerNex Corporation for the California Energy Commission; juin 2005

Presse / Communiqués / Brochures

- CPUC authorizes \$1,74B, 5 years PG&R Smart Meter Transfer, NGI's daily gas price index, 21 Juillet 2006
- Demand response and advanced metering, Regulation, 1 Avril 2006
- Designing the future, a smart grid newsletter Case Study, novembre 2006

Sites Web

- www.energy.ca.gov/
- www.cpuc.ca.gov
- www.utilipoint.com/
- www.edison.com
- www.sdge.com
- www.pge.com
- www.dramcoalition.org/
- www.sce.com/PowerandEnvironment/ami

Autres

- Assessment of demand response & advanced metering – Federal Energy Regulatory Commission – Aout 2006
- Communication Architectures for Advanced Metering Infrastructure, Home Area Network, SCE, août 2006
- AMI Program overview, EEI Transmission, Distribution & Metering conference, SCE, octobre 2006
- SCE's AMI Systems Design, Technology Advisory Board, SCE, août 2006
- Common requirements for Advanced Metering Infrastructure, K.Wood, SCE, octobre 2006
- Advanced Metering Infrastructure Program Introduction, Technology Advisory Board, SCE, novembre 2005
- Advanced Metering, SCE, Metering Americas, avril 2006

Italie



En Italie, ENEL a mené le plus grand projet européen de comptage évolué, déployant un système d'AMM visant plus de 30 millions de clients



Contexte réglementaire et marché

- Réglementation -

- Loi de 2004 imposant aux sociétés d'électricité de fournir des relevés horaires aux entreprises et industries
- Pas de réglementation particulière pour les clients résidentiels

- Marché -

- Marché de l'électricité en cours de libéralisation, éligibilité accordée aux particuliers le 01/07/2007
- Malgré la libéralisation initiée, ENEL détient 90% des parts du marché de détail
- Présence de 5 fournisseurs de compteurs sur le marché italien : Landis & Gyr, Actaris, Echelon, Elster, Iskraemeco

Description des initiatives de Smart Metering

	Initiation projet	Début déploiement massif	Nb compteurs installés	Installations prévues	Parte-naires	Technologies
ENEL	1999	Janvier 2003	27 millions	30 millions	Multiples	CPL, GSM, GPRS
ACEA	2004	2006	300 000	1.5 millions	Multiples	CPL, GPRS
ASM Brescia	2003	Finalisé en mars 2006	0	200 000	Enel / IBM	CPL
Autres: - AEM-Torino	ND	ND	ND	ND	ND	ND

Bilan / Effets attendus et constatés

- Effets attendus -

- Pour le consommateur :**
- Facturation établie sur la consommation réelle
 - Offre multi tarifs permettant des économies
 - Coupures de courant moins nombreuses et plus courtes
- Pour les énergéticiens italiens:**
- Proposer un meilleur service au client
 - Optimiser les processus internes
 - Accroître la qualité de fourniture
 - Lutter contre la fraude

- Effets constatés -

- Pour le consommateur**
- Pas d'économies constatées pour l'instant, il semblerait qu'il y ait même eu une augmentation de la facture moyenne (données chiffrées indisponibles)

Éléments de B'Case (Projet ENEL)

- Bénéfices attendus et constatés -

- Économies attendues de 500 M€/an

- Coûts attendus et constatés -

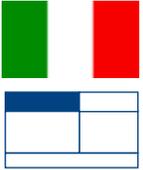
- Investissement de 2,1 Mds€

- ROI attendus et constatés -

- Payback attendu en 5 ans

Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research ; Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006

La loi italienne a instauré l'intensification des relevés auprès des clients professionnels mais n'a rien défini au niveau des clients résidentiels



Contexte réglementaire

• Législation et réglementation des activités de distribution, de comptage et de relevé

- Les activités de comptage ne sont pas ouvertes à la concurrence mais un unbundling est prévu (séparation des comptes)
- Pas d'exigence réglementaire concernant les clients résidentiels
- Les services de comptage figurent de façon distincte sur la facture et les tarifs sont régulés (tarifs annuels, par client):
 - Clients BT
 - particuliers: 16,52 €
 - professionnels: 24,63 €
 - Clients MT: 542€
 - Clients HT: 26 607,23€

• **Régime de propriété des compteurs:** appartiennent aux GRD qui ont toujours été en charge des activités de comptage (exception: les producteurs d'électricité détiennent leurs propres compteurs)

• **Critères de décision dans la mise en place du nouveau système :** objectif affiché de réduction de la fraude

• Rôles et missions des gestionnaires de réseaux de distribution, des fournisseurs et des régulateurs

- **AAEG (Autorità per l'energia elettrica e il gas) :** régulateur

Élaboration en juillet 2006 d'un document de consultation adressé à tous les acteurs du marché: « *Recommendations for the use of electronic meters and AMM systems with low voltage customers* » visant à

- Définir le comptage évolué italien
- Définir des critères de performance pour la mise en place de standards

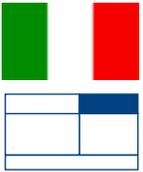
Le retour du régulateur (janvier 2007) a donné lieu à la mise en place de règles ayant force de Loi (délibération 292/06), fixant

- un calendrier progressif (2008 – 2011) de transformation du parc de compteurs basse tension en compteurs évolués
- les fonctionnalités minimales à mettre en œuvre
- les modalités d'accès aux données pour les distributeurs et pour les commercialisateurs
- les principes de financement associés

- **Ufficio Centrale Metrico (UCM) :** responsable des vérifications initiales des compteurs, Direction du Ministère de l'Industrie et du Commerce

- **IMQ Institute :** certification qualité des compteurs

Le marché italien de l'électricité est, comme la France, en cours de libéralisation, mais reste largement dominé par l'acteur historique ENEL



Contexte marché

CONTEXTE MARCHÉ ELECTRICITE

- **Libéralisation du marché : initiée dès 1999, s'achève en 2007**
 - 1999 : transposition de la Directive Européenne 96/92 via le décret Bersani qui définit un cadre progressif de libéralisation: unbundling de la chaîne de valeur et introduction de la concurrence dans la production et la commercialisation d'électricité
 - Depuis le 01/07/2004 : les entreprises sont autorisées à choisir librement leur fournisseur
 - Prévu au 01/07/2007 : libéralisation totale de la vente d'électricité, les consommateurs résidentiels seront autorisés à changer de fournisseur
- **Nombre de clients: 33 millions**
- **Principaux acteurs de l'électricité :**
 - **Production** (% = part de la production totale en 2003)
 - ENEL: 49 %
 - EDISON: 12%
 - Edipower: 8%
 - Endesa: 6%
 - Tirreno: 2%
 - **Distribution** (~170 GRD)
 - ENEL: 30 millions de clients
 - ACEA-Rome : 1.5 millions de clients
 - 3 autres acteurs locaux: AEM-Torino: 600,000 clients, AEM-Milan: 385,000 clients + ASM Brescia: 250,000 clients et autres petits GRD municipaux

- **Consommation moyenne par foyer** : 3 000 kWh

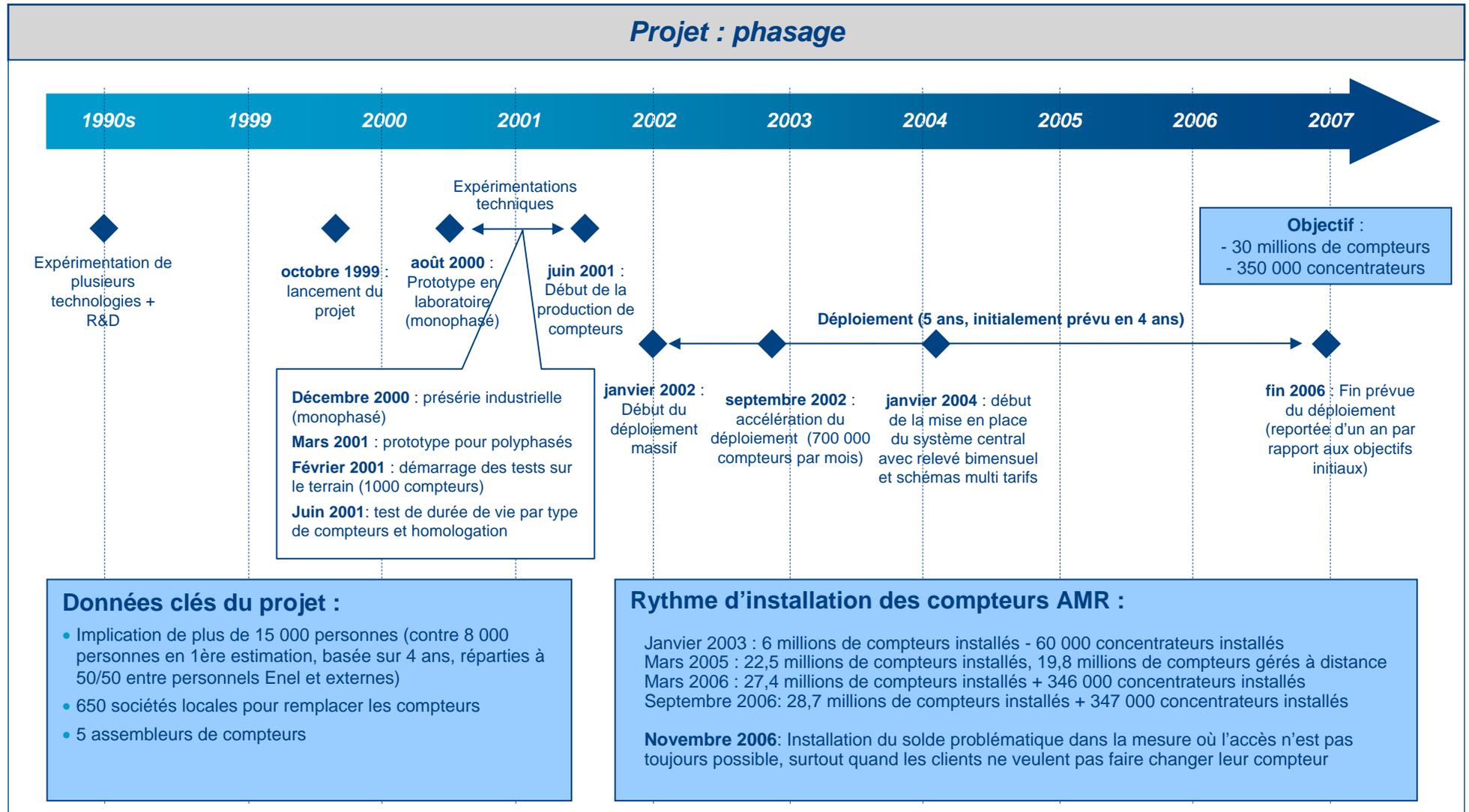
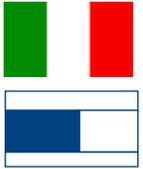
- **Autres spécificités marché** : prix de l'électricité les plus élevés d'Europe

CONTEXTE MARCHÉ COMPTEURS

- **Nombre de compteurs** : > 30 millions
- **Parts de marché des fabricants de compteurs évolués** : ND
- **Part de marché des principaux fabricants de compteurs (tous types de compteurs)**
 - Landis & Gyr : 45-50%
 - Actaris : 40-50%
 - Iskraemeco: 0-10%
- **Situation du parc de compteurs avant déploiement**
 - Compteurs électromécaniques vétustes (lecture, vérification et gestion du contrat par du personnel dédié)
 - Fonction unique: lecture de la consommation d'énergie
 - Offre de tarif rigide: absence d'offre horosaisonnaire
 - Facturation tous les deux mois (rythme inchangé depuis le programme)

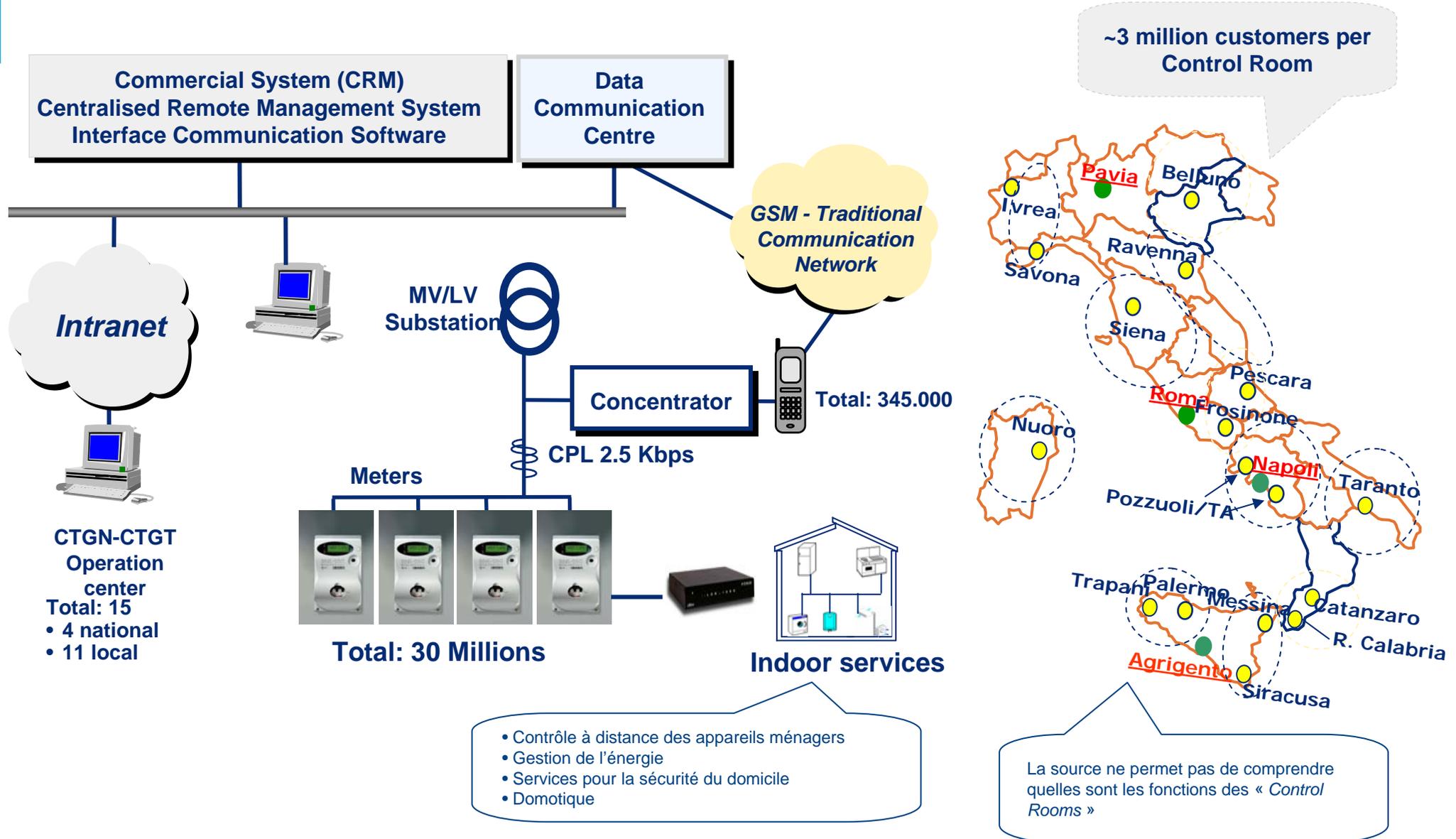
Sources : Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006; European Utilities Intelligent Metering in Stockholm, 2005, V.Cannatelli, Enel; AAEG 2005 Annual Report

ENEL débute le déploiement massif de son projet d'AMM « Telegestore » dès 2002, avec une fin prévue fin 2006



Sources : ENEL Telegestore Project, ENEL, mai 2006 ; World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research ; Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006

Architecture du système Telegestore

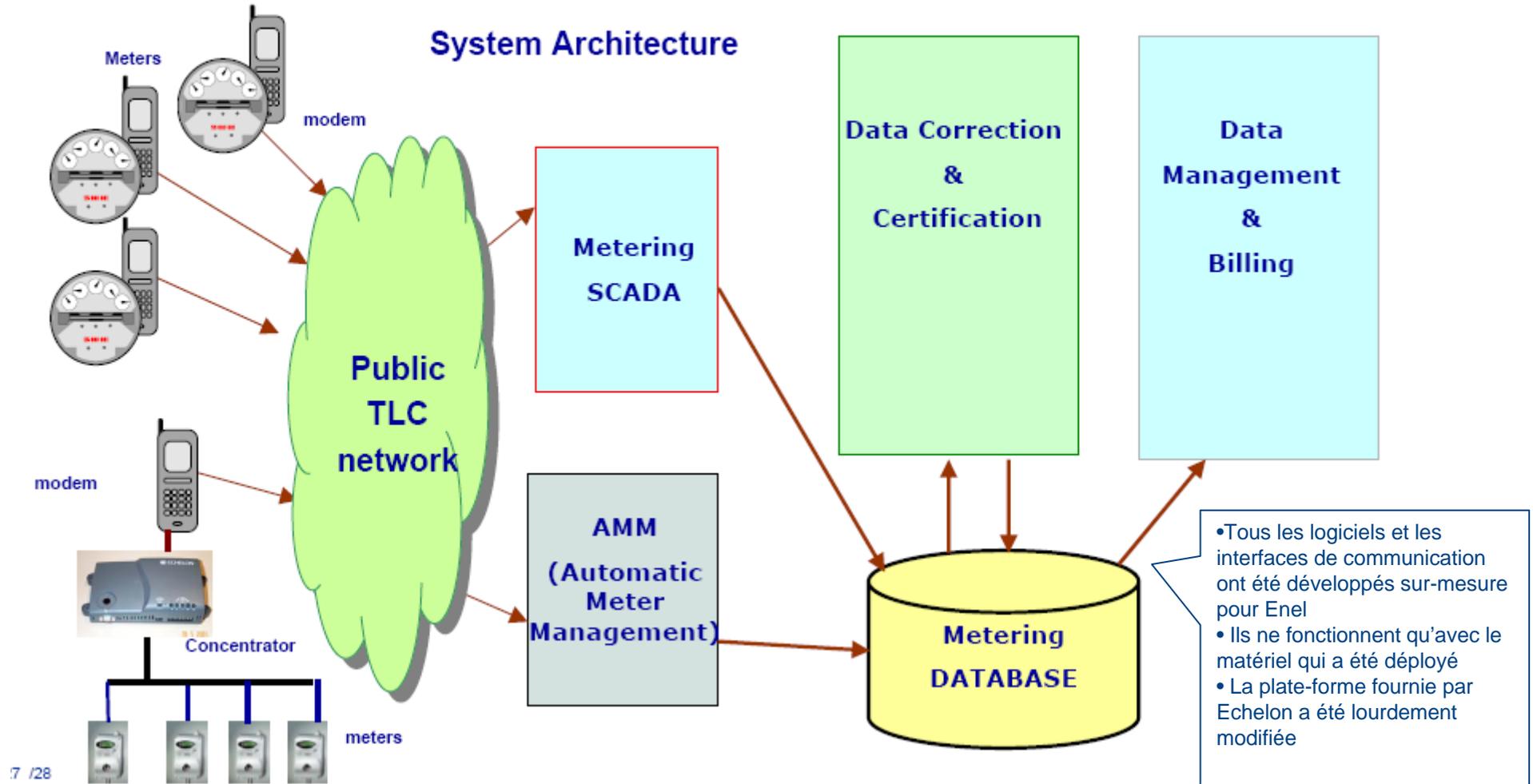


Source : European Utilities Intelligent Metering 2005, Stockholm – “The successful roll-out of Automated Meter Management system in Enel”, Vincenzo Cannatelli, ENEL

Architecture du système Telegestore

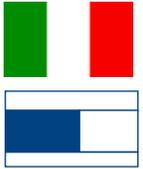
Usage: public

ENEL Distribuzione's Metering System – Integration



Source : ENEL Telegestore Project, ENEL, S.Rogai, Genève, mai 2006

Les fonctionnalités étendues de Telegestore visent à fiabiliser le réseau national et délivrer une meilleure valeur aux clients (1/2)



Projet : description technique

• Fonctionnalités des nouveaux compteurs offertes aux clients

▪ Fonctionnalités visibles des clients

- Connexion / déconnexion à distance, utilisée à la fois pour les mauvais payeurs et pour la mise en service/résiliation des contrats en cas d'emménagement/ déménagement
- Contrôle continu de la limitation de la puissance à celle souscrite par les clients
- Détection / prévention de la fraude sur les compteurs
- Information client par écran disponible: consommation en temps réel et consommation cumulée
- Gestion sociale des mauvais payeurs: contrôle de la limitation de la puissance par étapes en cas d'impayés (programmation de seuils)

▪ Fonctionnalités masquées

- Lectures à distance ponctuelles et cycliques, énergie active et réactive
- Changement à distance des paramètres contractuels
- Contrôle de la qualité de fourniture au client individuel (nombre et durée des interruptions)
- Autodiagnostic journaliers du fonctionnement des principaux composants du compteur
- Téléchargement des nouveaux tarifs à distance
- Téléchargement de mise à jour du logiciel
- Utilisation des courbes de charge des compteurs pour l'équilibrage et la programmation du réseau
- Courbes de charge pour énergie active et réactive avec une période d'intégration de 1 à 60 minutes (capacité de stockage de 38 jours avec une période d'intégration de 15 min par jour)

• Fonctionnalités indisponibles à l'heure actuelle

- **Changement à distance de la puissance souscrite:** le particulier doit d'abord le notifier sur le site Internet d'Enel puis un technicien intervient sous une dizaine de jours pour reprogrammer le compteur à l'aide d'un ordinateur. Cette prestation est prise en charge par le client (~200€)
- **Suivi de la consommation:** les utilisateurs n'ont pas accès aux données sur leur courbe de charge
- **Téléchargement de mise à jour du logiciel**
- **Prépaiement**
- **Utilisation des courbes de charge des compteurs pour l'équilibrage et la programmation du réseau**

NB: la réconciliation se fait toujours sur la base des profils. Enel se dit prêt à appuyer son mécanisme de réconciliation sur les courbes de charge. Une partie des autres GRD souhaite conserver le système de profilage en place pour les clients résidentiels

• Caractéristiques techniques des compteurs

- Durée de vie : 15 ans
- Taux de défaillance : < 0,3 % (annoncé sur le catalogue sans précision sur la durée. Estimé à 1,2% sur la durée de vie par Capgemini)
- Consommation : moins de 2 W par phase
- Limites de fonctionnement sous conditions extrêmes: - 40°C - +70°C

• Nouveaux développements envisagés

- Extension GPRS (en complément du GSM) en cours de déploiement depuis l'été 2006
- Communication large bande expérimentée le long des lignes du réseau moyenne tension
- Gestion de l'éclairage
(selon S.Rogai d'Enel, une étude était en cours en mai 2006 pour apprécier la faisabilité du recours à l'AMM pour gérer le « lighting », que nous comprenons dans le contexte comme étant l'éclairage public)
- Développement potentiel de services à valeur ajoutée pour le marché de l'énergie

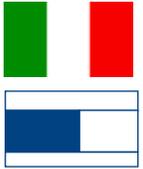
• Répartition entre acteurs des différentes composantes de l'activité de comptage :

les GRD restent responsables de toutes les activités

• Extension éventuelle au réseau de gaz, chauffage et eau : oui (en cours d'évaluation)

Sources : Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006, ABS ; ENEL Telegestore Project, ENEL, S.Rogai, Genève, mai 2006; Entretien téléphonique avec un Consultant de Capgemini Italie, le 18/11/06

Les fonctionnalités étendues de Telegestore visent à fiabiliser le réseau national et délivrer une meilleure valeur aux clients (2/2)



Projet : description technique

• Gestion de la puissance

- Seuils de puissance programmable à 0,1 kW près selon la demande contractuelle et les caractéristiques du réseau basse tension (protection)
- Demande contractuelle jusqu'à 10 kW pour les compteurs monophasés et 400 kW pour les polyphasés
- Gestion de la puissance supérieure au contrat souscrit:
 - Déconnexion immédiate (selon les règles du régulateur)
 - Signal d'alerte et déconnexion à venir
 - Consommation enregistrée dans un registre différent (pour une facturation distincte) sans déconnexion, (tarification verticale)

• Architecture technique du système: compteur, concentrateur, modem et système central

▪ Compteurs électroniques

- intègre le système de mesure, le disjoncteur et les fonctions de communication de Courant Porteur en Lignes (CPL)

▪ Concentrateur

- installés dans tous les transformateurs
- point de communication entre le système central et les compteurs électroniques
- les concentrateurs interrogent les compteurs selon une communication maître esclave, la communication entre le concentrateur et les compteurs se fait par CPL

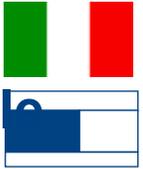
▪ Modems

- installés dans les postes de transformation, transfèrent les données collectées par le concentrateur au système central à travers un réseau de télécommunication (GSM, ISDN, etc.) par le protocole TCP/IP (réseau public). Connexion réalisée par le réseau GSM grâce à la couverture réseau immédiatement disponible

▪ Système central (AMM)

- réunit et envoie les données de / vers les concentrateurs et gère le système
- intégré avec le système d'information existant au sein du GRD : toutes les opérations sont faites automatiquement par interconnexion

Le déploiement précurseur de Telegestore n'a pas abouti sur l'adoption commune de standards par le marché national, faute de coordination initiale



Projet : description technique

• Standards technologiques adoptés

Comptage

- Compteurs Monophasés : (GISM): 230V, 5-60 A
- Compteurs Polyphasés :
 - GIST: 3x230 (400) V, 5-60 A (pour une demande jusqu'à 30 kW)
 - GISS: 3x230 (400) V, pour une connexion via le transformateur courant, In=2 A, I max= 20A (pour une demande jusqu'à 200 kW ou plus)
- Précision de mesure de la puissance et de l'énergie active selon le standard CEI EN 61036 classe 1
- Précision de mesure de la puissance et de l'énergie réactive selon le standard CEI EN 61268 classe 2

Communication Compteur-Concentrateur

- via CPL: CENELEC bande A (CEN EN 50065-1), 82 kHz (fréquence primaire) ou 75 kHz (fréquence secondaire), FSK, 2400 bps (fréquence réservée aux activités sur réseau électrique)

Communication Concentrateur-Système AMM

- via GSM (opérateur Wind) et protocoles de communication TCP/IP, LONTALK ANSI/EIA 709.2-A-2000

• Degré d'interopérabilité des technologies retenues avec les systèmes d'information des acteurs

Communication compteurs-concentrateurs

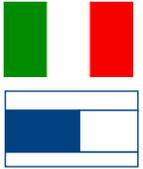
Iskraemeco a développé un protocole standard qui n'est pour l'instant pas utilisé sur le marché (utilisation de protocoles propriétaires)

Communication concentrateurs-système AMM

Existence de standards types (DLMS par exemple) qui ne sont pas utilisés pour l'instant (technologies propriétaires)

Source : European Utilities Intelligent Metering 2006, Stockholm – Sergio Rogai, ENEL Distribuzione Spa, Minutes de l'entretien avec F.Villa, AAEG, 6 novembre 2006

ENEL a elle-même conçu ses compteurs AMR, les a développés avec ses partenaires et les a fait construire en Chine par des industriels

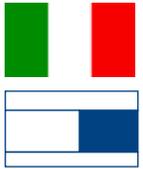


Partenariats / Fournisseurs d'ENEL

- **Construction des compteurs en Chine**
 - Production des compteurs par des fabricants à Shenzhen en Chine (haut volume de production avec des taux de défaut bas)
- **IBM**
 - Intégration des systèmes informatiques pour le comptage, la facturation et la gestion des contrats
- **Contrats AMM signés par Enel :**
 - Landis & Gyr
 - Actaris
 - Elster
 - Iskraemeco
 - Echelon: Plateforme LonWorks, à communication bidirectionnelle via CPL
- **Renesas Technology Europe**
 - 25 millions de microcontrôleurs H8/3062 et H8S/2134
 - Plus grande expédition de microcontrôleurs pour un même projet de compteurs du monde
- **Autres partenaires**
 - Conception des compteurs en collaboration avec ENEL: spécialistes pour assurer l'intégration du système
 - CESI: réalisation de tests sur Courant Porteur en Ligne et l'environnement électronique des compteurs

Sources : ENEL Telegestore Project, ENEL, mai 2006 ; World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research ; Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006

ENEL espère optimiser son réseau de distribution...



Effets attendus pour les électriciens et les autorités (ENEL), 1/3

• Mieux gérer le réseau de distribution

▪ Diminution du nombre de déplacements ou d'inspections périodiques

- Relevés des compteurs et gestion des contrats à distance (le régulateur insiste sur la capacité du système à pouvoir changer les paramètres contractuels à distance)
- Système d'autodiagnostic dans le compteur électronique qui envoie un signal au système central quand détection d'un dysfonctionnement
- Le concentrateur sonde le compteur systématiquement et en cas d'absence de réponse du compteur, envoi d'une alerte au système central par le concentrateur

▪ Détection des pannes plus rapide grâce au système d'autodiagnostic

- Inclus dans la plate-forme LONWorks
- Dans sa version standard, le système teste les corruptions de mémoire, les déficiences du processeur et autres principaux composants électroniques
- Enel ayant fortement adapté les standards, il est probable que ce système soit équipé de fonctionnalités différentes

▪ Effet sur le volume des pertes techniques et non techniques

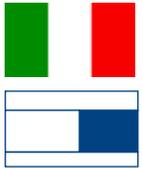
- Amélioration des informations sur les pertes et les calculs de pertes: possibilité de comparer l'énergie à la sortie des transformateurs moyenne/basse tension à l'énergie livrée aux consommateurs
- Réduction des pertes d'énergie dues à la fraude et au dysfonctionnement des compteurs
 - le compteur électronique a un système anti-fraude qui s'active quand le client essaie d'ouvrir le boîtier, de reprogrammer le compteur ou de couper l'alimentation
 - le compteur électronique a un système d'autodiagnostic et alerte le système central en cas de défaillance

▪ Évolution de la connaissance du comportement du réseau en exploitation

- Amélioration de la gestion de la demande en électricité
- Amélioration de la prévision de la charge
- Amélioration de la qualité de service sur le réseau basse tension en
 - contrôlant l'approvisionnement d'énergie et les éventuelles interruptions
 - suivant des indicateurs sur la qualité du réseau

Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research; Recommendations for the use of electronic meters and AMM systems with low voltage customers, July 2006 Consultation Document, AEEG

... et générer une meilleure maîtrise de la consommation aux heures de pointe



Effets attendus pour les électriciens et les autorités (ENEL), 2/3

- **Apparition de fonctions « intelligentes » dans l'exploitation du réseau**
 - Prise en compte de la production décentralisée : ND
 - Sélectivité des délestages partiels : ND
 - Accélération des reprises de charge après incidents: diminution du nombre de déplacements et d'inspections

- **Modalités d'accès des différents acteurs** (gestionnaire de réseau, utilisateur, responsable d'équilibre, fournisseur, prestataire de services) **aux données concernant le point de connexion et son utilisation :**
 - Les régulateurs pourront s'appuyer sur les données au niveau du consommateur individuel pour vérifier les opérations des sociétés d'énergie (exemple: début de la coupure de courant, durée, date)

- **Rémunération des acteurs du marché :** ND

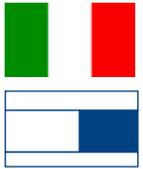
- **Évolution dans le temps des pointes de consommation et de la charge du réseau**
 - Diminution de la pointe et de la consommation d'énergie en général
 - le consommateur conscient du coût de la consommation pendant les heures de pointe reportera sa consommation sur les périodes moins chères
 - le consommateur conscient du coût de l'énergie réduira sa consommation d'énergie de 5 à 10%
 - ces changements de comportement seront d'autant plus accentués que les prix seront différents entre les tranches horaires
 - Chiffrage de la diminution de la pointe: ENEL estime que l'Italie peut éviter de mettre en marche 2 centrales de 1000 MW en décalant 5% de la pointe pendant 3h, 10 jours par an

- **Maîtrise de la demande en électricité:** ND

- **Méthode de reconstitution des flux, extension ou non de l'usage de la courbe de charge à certaines catégories d'utilisateurs, objectifs poursuivis et atteints dans ce domaine**
 - Objectifs poursuivis par ENEL
 - Équilibrage et programmation du réseau améliorés grâce aux profils de consommation issus des données des compteurs (pilote pour 80 transformateurs achevés)
 - Facturation des consommateurs résidentiels et commerciaux selon les courbes de charge issues des données des compteurs

Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research; ENEL Telegstore Project, ENEL, mai 2006; Automatic Meter Management, 2005, IBM

ENEL cherche également à améliorer la satisfaction du consommateur final et à mieux personnaliser ses tarifs



Effets attendus pour les électriciens et les autorités (ENEL), 3/3

• Satisfaire les clients finaux

- Pas de facturation estimée : chaque facture est établie sur une mesure de la consommation en temps réel
- Facturation de certains clients commerciaux / résidentiels à partir des profils de charge des compteurs (meter load profiles)
- Augmentation de la rapidité pour l'activation ou les changements de contrats
- Tarification horo-saisonnière et tarifs personnalisés permettant la réduction de la facture énergétique (objectif affiché par le régulateur)
- Transparence sur la consommation d'énergie, les tarifs, le contrat, et l'utilisation de l'énergie : disponibilité des informations sur l'écran des compteurs
- Élimination des relevés de compteurs erronés
- Traitement plus rapide des réclamations du client (relevé sur demande)
- Amélioration de la qualité de service sur le réseau basse tension en contrôlant l'approvisionnement d'énergie et les éventuelles interruptions
- Réduction des plaintes et contestations en relation avec les processus impactés
- Possibilité d'avoir sa puissance allouée limitée par seuils: restriction pouvant atteindre 80% de la puissance (minimum de puissance à fournir: 20%, pour des raisons sociales définies par la réglementation)

• Élaborer de nouvelles offres (horodifférenciées, prépaiement, services annexes ...)

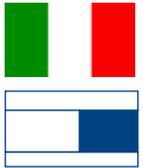
- Possibilité de prépaiement (service non déployé à l'heure actuelle)
- Tarifs suivant temps d'utilisation disponibles et tarifs personnalisés
 - Structures de tarif flexible, avec la possibilité de modulation journalière, hebdomadaire, mensuelle et saisonnière et flexibilité de la période de facturation
- Services à valeur ajoutée envisagés
 - Gestion de l'énergie (chauffage, gaz)
 - Services de sécurité
 - Contrôle à distance des appareils électriques du domicile (à terme?)

• Fluidifier le processus de changement de fournisseur

- Volonté du régulateur d'adopter un standard unique permettant l'accès aux données de comptage par tous les opérateurs, rendant le changement de fournisseur plus simple et rapide

Sources : ENEL Telegestore Project, ENEL, mai 2006, Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006; Automatic meter management, 2005, IBM; Recommendations for the use of electronic meters and AMM systems with low voltage customers, July 2006 Consultation Document, AEEG

Offres tarifaires horosaisonnnières proposées par ENEL aux particuliers grâce au niveau système de comptage évolué



Le soir

- Pour la famille, qui est au foyer surtout le soir
- Contrats pour résidence principale de 3 kW avec consommation minimale de 2640 kWh/an



Per la tua famiglia che vive la casa soprattutto la sera
Per contratti di 3 kW residente e consumi di almeno 2640 kWh annui



Per la tua famiglia che vive la casa soprattutto nel fine settimana
Per contratti di 3 kW residente e consumi di almeno 2640 kWh annui



Per te che vuoi tenere sotto controllo le spese
Per contratti fino a 3 kW residenti e consumi tra 1000 e 5000 kWh annui



Per la tua famiglia che vive la casa soprattutto la sera e nel fine settimana
Per contratti di 3 kW residente e consumi oltre 2640 kWh annui



Per la tua seconda casa o per la tua prima casa con almeno 4,5 kW
Per contratti da 4,5 a 15 kW residente e non residente o da 3 a 15 kW non residente



Per la tua casa al mare, in montagna, al lago, in campagna
Per contratti da 3 a 15 kW non residente



Per pensionati, single o studenti fuori sede
Per contratti di 3 kW residente e non residente e consumi fino a 1000 kWh annui



WE + fêtes

- Pour la famille, qui est au foyer surtout les WE
- Contrats pour résidence principale de 3 kW avec consommation minimale de 2640 kWh/an

Tous comptes faits

- Pour ceux qui veulent contrôler leurs dépenses
- Contrats pour résidence principale jusqu'à 3 kW avec consommation comprise entre 1000 et 5000 kWh/an

20h-7h + WE

- Pour ceux qui sont à la maison surtout le soir + WE
- Contrats pour résidence principale de 3 kW avec une consommation > 2640 kWh/an

2

- Pour la résidence principale et la résidence secondaire, avec au moins 4,5 kW et jusqu'à 15 kW de puissance
- Tarif possible à partir de 3 kW pour la résidence secondaire

Mer & Montagne

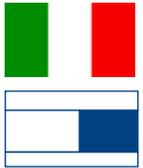
- Pour la résidence secondaire, contrats de 3 à 15 kW

1+

- Pour les petits consommateurs: retraités, célibataires et étudiants ne vivant plus à la maison: offre forfaitaire
- Contrats de 3 kW pour tous types de résidences
- Consommation < 1000 kWh/an

Source: ENEL, site Internet

Offres tarifaires proposées par ENEL



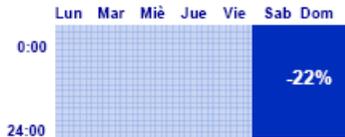
Residential rates

sera
19.00 - 01.00



Contract 3 kW residential

week end+
FESTIVI



Contract 3 kW residential

Otto sette
& WEEKEND

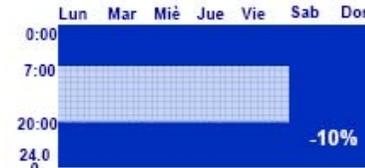


Contract 3 kW residential

Budget Billing

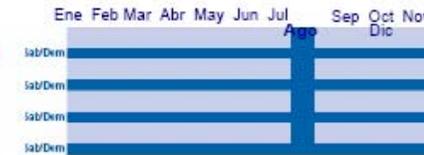
For Holiday home

due
TARIFFA BIORARIA



Contract 3 kW holiday home.
Contract from 4,5 kW to 15 kW residential and holiday home

marie monti
WEEKEND+AGOSTO



Contract from 3 kW to 15 kW holiday home

una+
BOLLETTA A FORFAIT



Contract 3 kW residential
€ 60,32/year

Contract 3 kW holiday home
€157,87/year

conti fatti



Contract up to 3 kW residential

Source: Conférence Metering Europe 2006, Enel Telegestore: handling large data volumes, M.Cotti, Business Development Enel Network Division

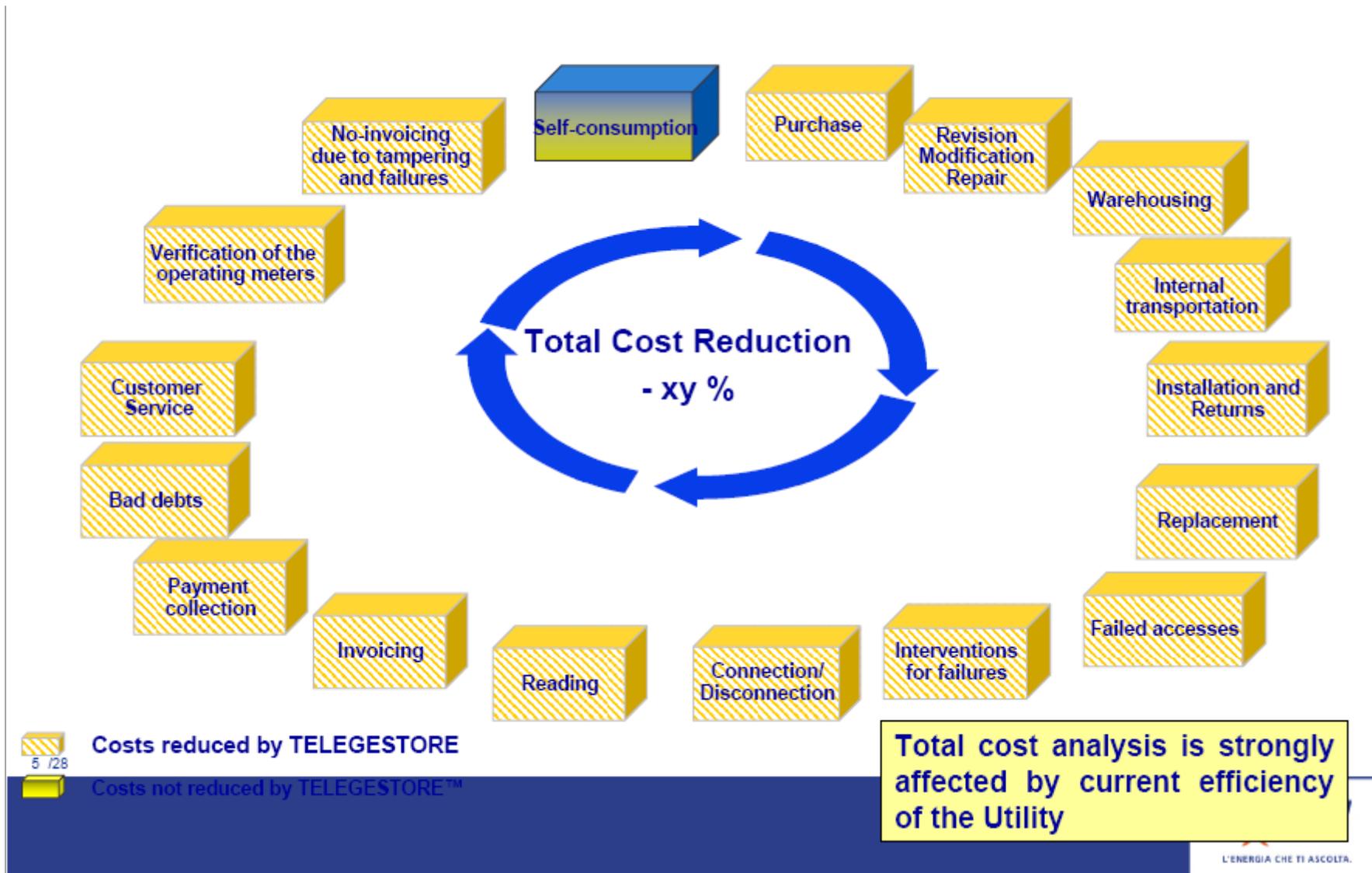
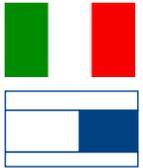
Éléments de B'Case sur le projet ENEL : un payback attendu sur 5 ans, avec des économies de €500m par an pour un investissement de €2,1 Mds



ROI / Payback (projet ENEL)			
<p align="center">- Attendus -</p> <ul style="list-style-type: none"> • Payback attendu : 5 ans (estimation basée sur la réglementation actuelle des prix de l'électricité) 		<p align="center">- Constatés -</p> <p align="center">ND</p>	
Coûts (projet ENEL)		Bénéfices (projet ENEL)	
<p align="center">- Attendus -</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coût total attendu du projet : 2,1 Mds € sur 5 ans (x3 par rapport aux estimations initiales) ▪ 4 types de coûts identifiés <ul style="list-style-type: none"> – Coûts de R&D – Coût de l'installation et la production des compteurs – Coût de l'installation et la production des concentrateurs – Développement du système IT ▪ Estimation des coûts au départ largement sous-estimée, puis réévaluée (620 M€ estimés au départ, contre 2 Mds € en 2ème estimation, en 2002) 	<p align="center">- Constatés -</p> <ul style="list-style-type: none"> • Des économies d'échelles réalisées sur l'achat des compteurs ▪ Enel paie le même prix pour des compteurs électroniques que pour des compteurs électromécaniques, inférieur au prix des compteurs électroniques sur le marché • Augmentation des appels au service client (non quantifiée): augmentation des réclamations, apparemment dues à <ul style="list-style-type: none"> ▪ l'augmentation des factures (débat sur la facturation de l'énergie réactive) ▪ la fréquence des coupures pour dépassement de puissance appelée (compteurs très précis) 	<p align="center">- Attendus -</p> <ul style="list-style-type: none"> • Économies annuelles attendues une fois le déploiement réalisé : 500M€/ an ▪ 4 types de gains identifiés : <ul style="list-style-type: none"> – Achats et logistique – Opérations sur le terrain – Service clients – Protection de chiffre d'affaires (diminution de la fraude) • Économies sur les coûts des opérations sur le terrain détaillées en Back Up 	<p align="center">- Constatés -</p> <ul style="list-style-type: none"> • Meilleure efficacité opérationnelle: économies des coûts de fonctionnement grâce au management à distance des contrats des clients et à la télérelève • Changements des comportements de consommation? Pas de retour d'expérience à l'heure actuelle mais semble peu probable compte tenu que les clients n'ont pas accès aux données sur leur consommation pour l'instant • Acquisition d'un savoir-faire • Exemples de déploiements: Aem Milan, Aem Turin, Hera Bologna, Asm Brescia, Amet Trani, Set Trento, Oxxio (NL), Viesgo (Espagne), Shanghai Power etc.

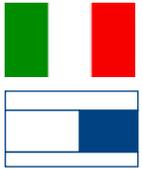
Sources : Economic Commission for Europe Committee on Sustainable Energy, 2006, Enel; Research Report 2002, Enel, CDC Ixis; Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006

Domaines de réduction de coûts du projet Telegestore



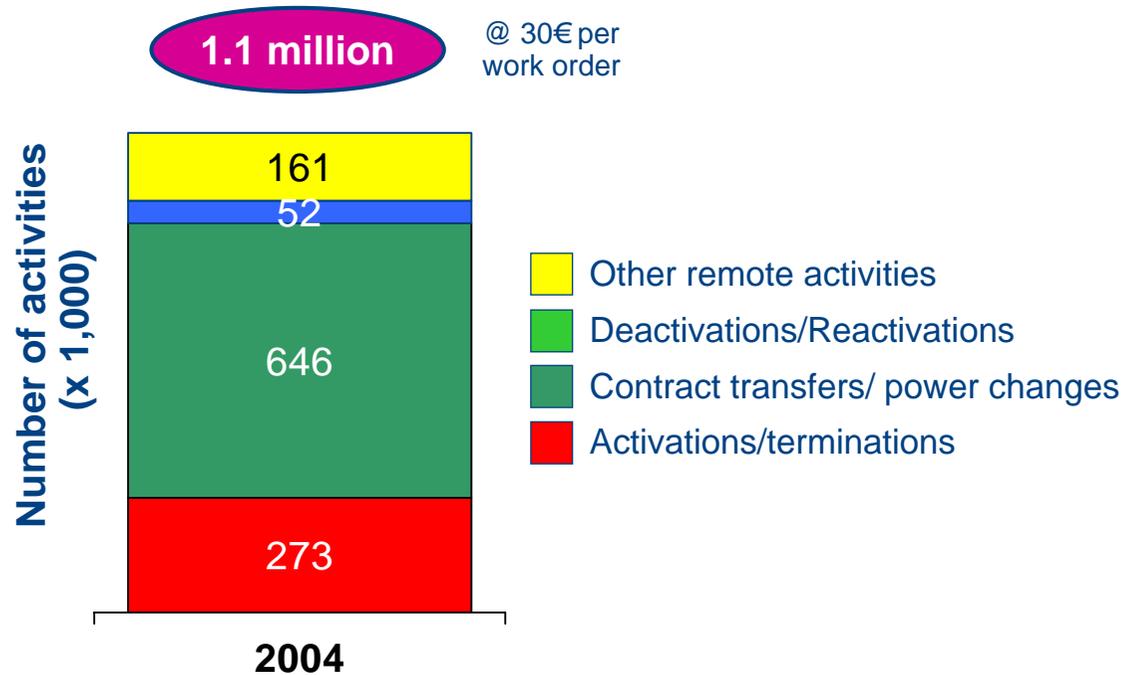
Source : European Utilities Intelligent Metering 2006, Stockholm – Sergio Rogai, ENEL Distribuzione Spa

Éléments pour le chiffrage des gains réalisés sur les opérations sur le terrain (ENEL)



Contract Management

Remote work orders

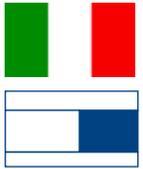


Real savings for more than 33 million € in 2004 in field operations

More than 2,700 people in excess from 2006 for over 108 million € on a yearly basis

Source : European Utilities Intelligent Metering 2005, Stockholm – “The successful roll-out of Automated Meter Management system in Enel”, Vincenzo Cannatelli, ENEL

Données sur le nombre d'opérations réalisées à distance par ENEL en 2005



Effets constatés du projet ENEL Telegestore

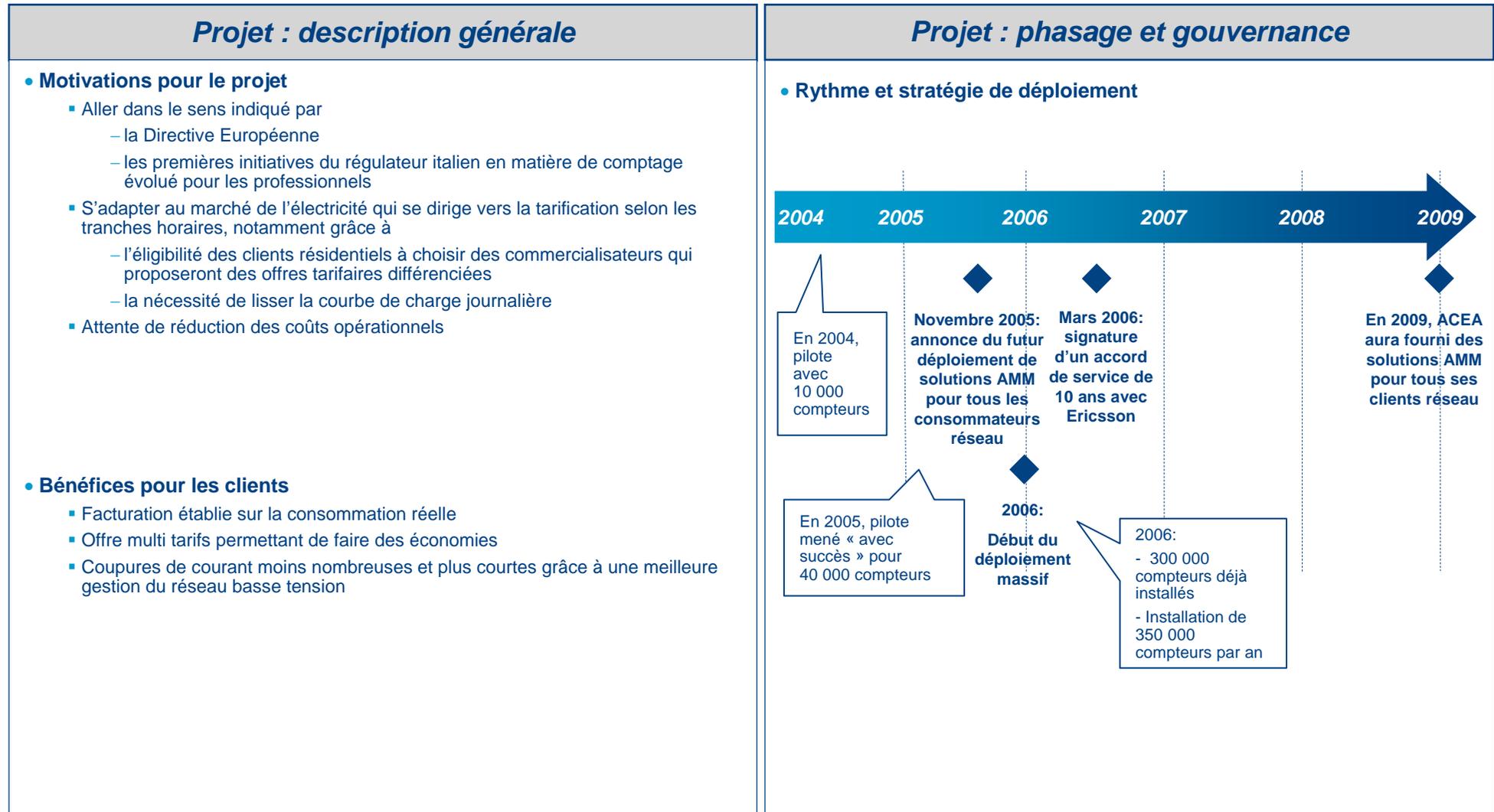
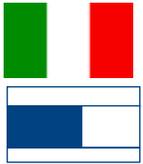
- **Lutter efficacement contre les mauvais payeurs**

- Données brutes sur l'année 2005 :
 - Déconnexions pour mauvais paiement: ~0,9m
 - Reconnexions suite à mauvais paiement: ~0,5m

- **Un système pleinement opérationnel, permettant la réalisation de nombreuses opérations à distance et de manière automatisée**

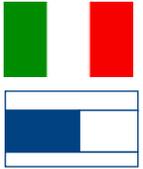
- Données brutes sur l'année 2005 :
 - Lectures ponctuelles à distance : 2,9 millions
 - Lectures automatiques bimensuelles : 91 millions
 - Nb de compteurs lus bimensuellement : 24 millions
 - Nb d'opérations client à distance : ~2 millions
 - Installations de nouveaux tarifs : ~0,5 million
 - Gestion des mauvais payeurs: ~1,5 millions

ACEA Distribuzione, le second GRD italien basé à Rome, lance en 2005 un projet d'AMM aux fonctionnalités étendues



Sources : AMM implementation at Acea, C.Mirra, Acea, Conférence Metering 2006 à Copenhague

ACEA Distribuzione coordonne son projet AMM avec 3 partenaires principaux (1/2)



Fournisseurs et Partenariats

- **Landis + Gyr**
 - fournit les compteurs monophasés et polyphasés (1,5 millions). Ces compteurs sont multi tarifs
 - fournit l'infrastructure de communication CPL (modems)

- **BTicino** développe et fournit
 - les terminaux client avec écran numérique pour l'affichage d'informations (comme les changements de tarifs)
 - les disjoncteurs des compteurs
 - Les panneaux de support des compteurs

- **Ericsson**
 - Développeur IT, fournit les services de maintenance et d'hébergement (gestion du système AMM)
 - Contrat sur 10 ans

Caractéristiques techniques

- **Comptage**
 - Comptage bi directionnel (prise en compte de la micro cogénération à domicile par exemple?)
 - Comptage de l'énergie active (Classe 1) et réactive (Classe 2)
 - « Power and power factors (four quadrants)
 - « Maxima of power demand »
 - Enregistrement des courbes de charge sur des intervalles programmables (de 15 mn à 1 heure)

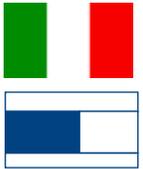
- **Concentrateur** (sondage continu des périphériques associés)
 - Acquisition journalière des données de facturation
 - Acquisition journalière des courbes de charge
 - Acquisition d'information sur les statuts de fonctionnement
 - Acquisition journalière de la continuité du service et la qualité du voltage
 - Surveillance de la qualité des liens de communication

- **Communication**
 - Entre les concentrateurs logés dans les transformateurs et le système AMM: n'importe quelle forme de communication filaire ou radio sur le réseau IP
 - Entre les concentrateurs et les compteurs: par courant porteur en ligne (Power Line Carrier-PLC), avec modulation FSK à 2400 bit/s

- **Terminal d'informations pour le client**
 - Communication bi directionnelle avec le compteur et le concentrateur
 - Affichage des données de consommation et de facturation, des messages et alertes
 - Gestion possible du prépaiement

Sources : AMM implementation at Acea, C.Mirra, Acea, Conférence Metering 2006 à Copenhague

ACEA Distribuzione coordonne son projet AMM avec 3 partenaires principaux (2/2)



Fonctionnement du système AMM

• Hébergement et entretien du système

- Gérés par Ericsson
 - Maintien en état de marche et maintenance
 - Mise à jour des logiciels principaux
 - Développement de nouvelles fonctions
 - Intégration des systèmes de gestion
 - Hébergement de services pour tiers

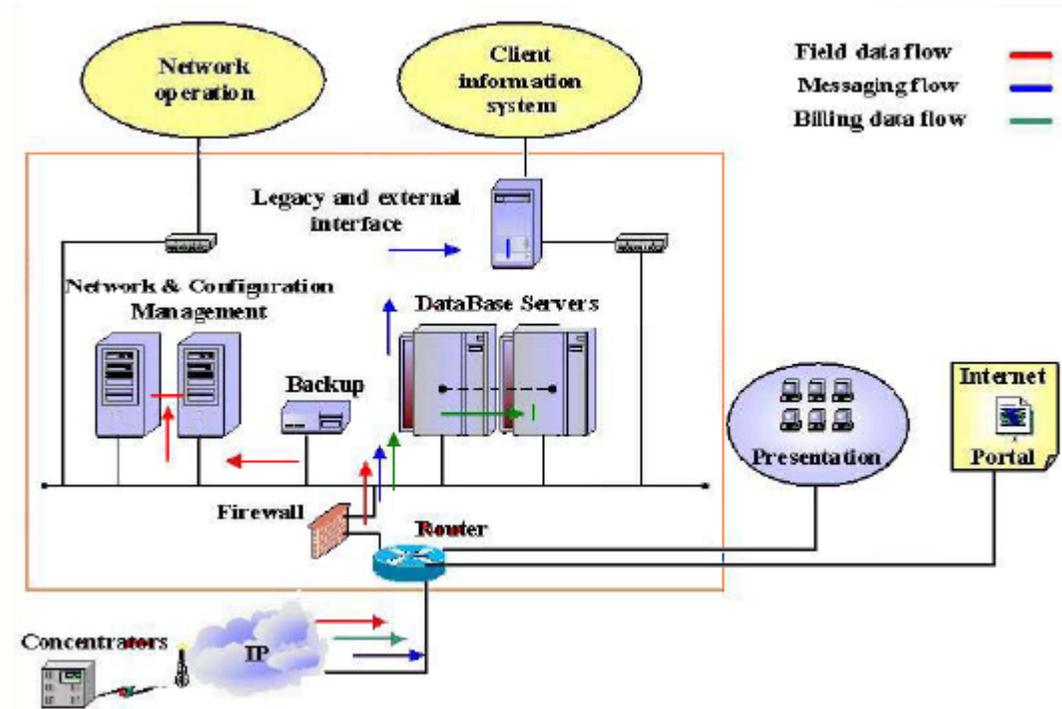
• Pilotage du système

- Géré par le personnel ACEA

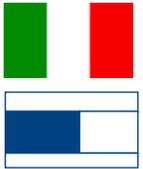
• Maintenance et mise à jour logicielle des éléments terrain

- Gérées par les équipementiers industriels associés

Les données collectées par les concentrateurs du réseau CPL seront liées via des modules GPRS au centre de service géré par Ericsson où l'intégration des données sera faite au SI d'ACEA pour la facturation, la gestion de réseau et le service client



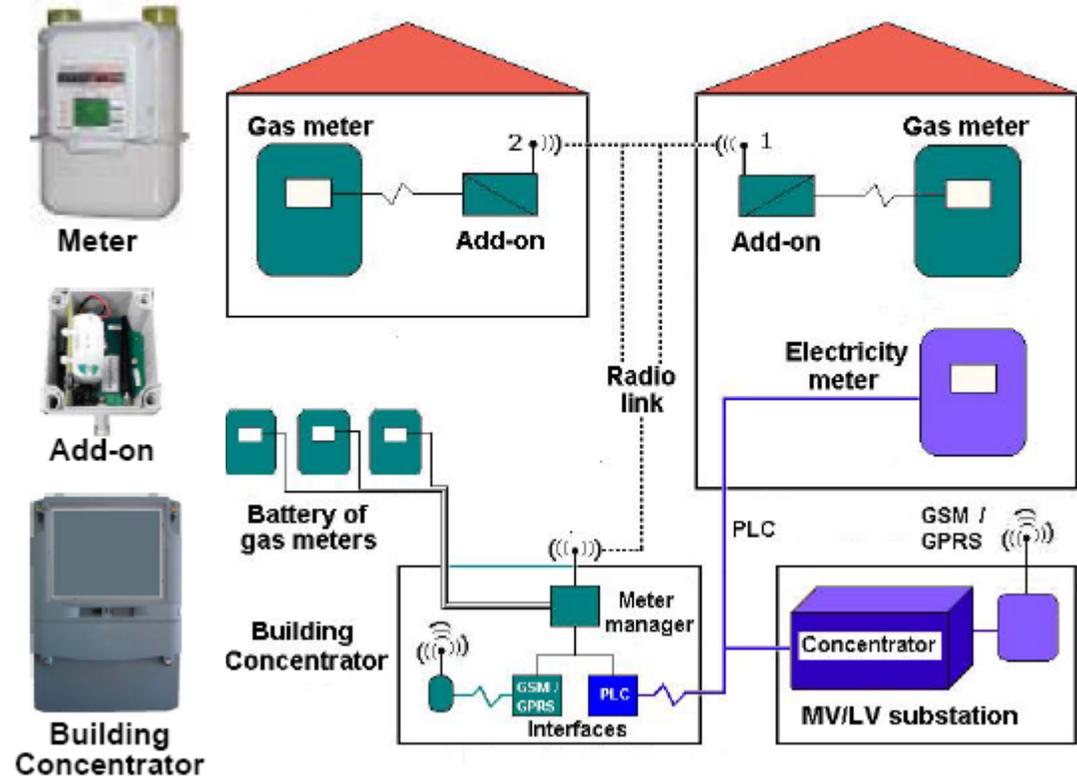
Caractéristiques du pilote d'intégration du comptage évolué de gaz au projet d'ACEA



New developments: Gas metering

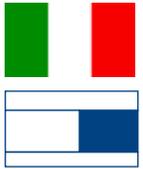
- ❑ Having been designed as an “open” system the URM can also be used for other types of meters
- ❑ A pilot project for gas meters is currently under way for gas meters equipped with pulse initiators
- ❑ The pulse count can be performed either by a wired connection of grouped meters to a building concentrator, or by a radio link between concentrator and add-on radio units installed on individual meters
- ❑ The building concentrator can reach the centre via PLC or radio

New developments: Gas metering



Sources : AMM implementation at Acea, C.Mirra, Acea, Conférence Metering 2006 à Copenhague

ACEA table sur 3 types de bénéfices pour son projet AMM



Effets attendus pour ACEA Distribuzione

• Réduire les coûts opérationnels

- Baisse des coûts de facturation
- Baisse des coûts de gestion des clients
- Baisse des fraudes sur les compteurs
- Baisse des appels au service client
- Baisse des coûts de vérification des compteurs
- Baisse des coûts de recherche de panne sur le réseau
- Baisse des coûts de (ré)installation des compteurs (fonctionnalité plug & play)
- Baisse des investissements pour les opérations à distance dans les transformateurs

• Augmenter la qualité de la fourniture en électricité

- Amélioration de la gestion des interruptions de service
 - Enregistrement des périodes d'interruption de service pour tous les clients
 - Analyse des interruptions sur le réseau pour détecter les zones critiques
 - Surveillance automatique du réseau BT permettant la détection des pannes avant notification par les clients
- Mieux contrôler le réseau de distribution
 - Détection des courants de défaut sur les lignes moyenne tension
 - Surveillance des disjoncteurs des compteurs / disjoncteurs des postes de transformation, surveillance à distance des postes de transformation
 - Surveillance de la charge des transformateurs MT/BT
 - Surveillance de l'équilibrage et détermination des pertes

• Améliorer la gestion de la relation client

- Mise en service et interruption de la fourniture à distance
- Fixation à distance de seuils de demande de puissance
- Changement du tarif à distance
- Établissement de la courbe de charge des clients
- Détection de la fraude
- Mise en place d'un système de prépaiement

Sources : AMM implementation at Acea, C.Mirra, Acea, Conférence Metering 2006 à Copenhague

Bibliographie

Etudes et rapports annuels

- World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research
- Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006
- Research Report, Enel, 2002, CDC IXIS
- Automated Meter Management, ISPRA 2005 European Metering Workshop, CM Drago IBM Consulting Services
- ASM Brescia case study, H.Nordstrand, IBM Consulting Services, 2006
- AAEG 2005 Annual Report

Sites Web

- http://www.enel.it/sportello_online/elettricità/tariffeelettriche/
- http://www.legal500.com/devs/italy/pe/itpe_005.htm
- http://web.aceaspa.it/acea/acea_eng/index.html

Presse / Communiqués / Brochures

- Research Report, Enel, 2002, CDC IXIS
- Recommendations for the use of electronic meters and AMM systems with low voltage customers, July 2006 Consultation Document, AEEG

Autres

- European Utilities Intelligent Metering in Stockholm, 2005, V.Cannatelli, Enel
- European Utilities Intelligent Metering in Stockholm, 2006, S.Rogai, Enel Distribuzione SpA
- AMM implementation at Acea, C.Mirra, Acea, Conférence Metering 2006 à Copenhague
- ENEL Telegestore: handling large data volumes, M.Cotti, ENEL Network division, Conférence Metering 2006 à Copenhague
- Minutes de l'entretien avec F.Villa, AAEG, 6 novembre 2006
- Entretien téléphonique avec un Consultant de Capgemini Italie, le 18/11/06

Ontario



Le déploiement actuel d'un système de télérelève BT généralisé en Ontario est né de la volonté de réaliser des économies d'énergie



Contexte réglementaire et marché

- Réglementation -

- Directive de juillet 2004 du ministère de l'Énergie de la province de l'Ontario imposant la mise en place d'un système de compteurs évolués en Ontario, pour les clients résidentiels et les petites entreprises:
 - 800 000 compteurs évolués installés d'ici le 31/12/2007
 - Fin du déploiement prévu le 31/12/2010 (4,3 millions de compteurs)

- Marché -

- 4,3 millions de clients
- Un grand opérateur couvrant l'ensemble de la province (Hydro One) + 93 GRD municipaux comme Toronto Hydro et Hydro Ottawa

Description des initiatives de Smart Metering

	Initiation projet	Début déploiement massif	Nb compteurs installés	Installations prévues	Parte-naires	Technologies
Déploiement de l'Ontario	2005	2008	Entre 15 000 et 100 000	4,3 millions	Multiples	CPL, RF, réseau téléphonique, fibres optiques
Hydro One	Avril 2005	2006-2007	40 000	1,1 millions	Multiples	ND
Toronto Hydro	2005	2006	50 000 – 100 000	700 000	Multiples	ND

Bilan / Effets attendus et constatés

- Effets attendus -

- Baisse de la consommation d'énergie et décalage de la période de consommation (passage de la pointe facilité)

- Effets constatés -

- Clients majoritairement réceptifs au concept avec 2 motivations
 - Impacts environnementaux positifs
 - Réduction de la facture individuelle

Éléments de B'Case

- Bénéfices attendus-

- Moins de pression pour la construction de nouvelles infrastructures électriques (diminution de la pointe)
- Économies opérationnelles (réduction des visites, des plaintes)

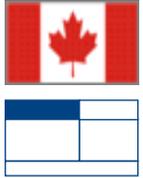
- Coûts attendus et constatés -

- Coût total estimé à plus de 3 milliards de dollars canadiens pour un déploiement en 5 ans

- ROI attendus et constatés -

- Objectif d'équilibre, sans données chiffrées précises
- Coût du déploiement recouvré à travers l'ajustement des tarifs de distribution

Le processus réglementaire initié par la Directive de juillet 2004 sur la mise en place d'un système de télérelève pour les clients résidentiels est achevé en 2006 avec la publication de l'ensemble des textes d'application



Législation et réglementation des activités de comptage

- **16 juillet 2004** : Directive du Ministère de l'Énergie prévoyant la mise en place de compteurs évolués dans chaque résidence et petite entreprise
 - Au 31/12/2007 : objectif de mise en place de 800 000 compteurs (remplacement coïncidant avec la fin de vie des anciens compteurs)
 - Au 31/12/2010 : objectif de mise en place généralisée (4,3 millions de compteurs)
- **26 janvier 2005**: Plan de déploiement massif des compteurs évolués rendu au Ministère de l'Énergie par l'OEB
- **27 février 2006**: Vote par le Parlement de l'Energy Conservation Responsibility Act (Bill 21)
 - Donne le pouvoir au gouvernement pour décider du financement des compteurs évolués et des actifs non amortis qui seront remplacés
 - Annonce la création d'une structure, la Smart Meter Entity (SME) qui sera moteur dans l'intégration du système de comptage intelligent et qui aura le droit de collecter les données de comptage auprès de n'importe quelle partie prenante (consommateurs, GRD etc.)
 - Ouvre la voie à de nouvelles mesures qui traiteront concrètement du déploiement des nouveaux compteurs
- **Lois et textes d'application formulés suite à l'entrée en vigueur de la Loi du 27 février 2006**
 - *Ontario Regulation 425/06*, 29 août 2006: spécification des pré requis pour les compteurs, les équipements associés, les systèmes, la technologie
 - *Ontario Regulation 427/06*, 29 août 2006: encadrement du déploiement des compteurs et des procédures d'appels d'offres
 - *Ontario Regulation 426/06*, 29 août 2006: encadrement du champ d'intervention des GRD dans les activités de comptage, prérogatives de la *Smart Metering Entity*
 - *Bill 21- Ministry of Energy proposed Draft Consultation Regulation*, 22 septembre 2006: délégation de pouvoir à l'IESO pour choisir le modèle de fonctionnement, le type de systèmes et de services nécessaires pour la collecte, la gestion, le traitement et l'accès aux données de comptage
 - *Bill 21- Ministry of Energy proposed Draft Consultation Regulation*: les modalités de comptage intelligent dans des habitations spécifiques (*submetering for condominiums*)

Sources : www.oeb.gov.on.ca/html/en/industryrelations/ongoingprojects_smartmeters.htm; *Smart meter implementation in Ontario*, M.Angemeer, EDA, *Metering International Issue 2*, 2006

Le déploiement généralisé d'un système de télérelève BT en Ontario est actuellement mené par le gouvernement, le régulateur et les GRD



Cadre institutionnel et rôle et missions des acteurs du marché de l'énergie

• Gouvernance des provinces au Canada

- Le développement et la gestion des infrastructures de production de l'énergie électrique sont sous la juridiction des gouvernements de provinces
- Le Gouvernement de la Province fixe les prix pour la production, le transport et la distribution de l'électricité sur la base des propositions du régulateur

• Rôles et missions des gestionnaires de réseaux de distribution, des fournisseurs et des régulateurs

- Ontario Energy Board (OEB): le régulateur de la province de l'Ontario
 - Conçoit le plan de déploiement massif (janvier 2005), après consultation des acteurs
 - Fixe le tarif de distribution de l'électricité perçu par les GRD
 - Régule l'Ontario Power Authority (OPA), l'Independent Electricity System Operator (IESO)
- Ontario Power Authority (OPA)
 - Veille sur la maîtrise de la demande en électricité
 - Est en charge des économies d'énergie
 - Gère l'intégration du système électrique, la programmation des centrales
- Independent Electricity System Operator (IESO): opérateur système du réseau électrique et opérateur du marché de gros
 - Gère la mise en place du système de traitement des données de comptage pour l'établissement de la facturation (système MDM/R)
 - Coordonne les projets pour la mise en œuvre des interfaces entre le système centralisé MDM/R et les AMI&CIS des différents GRD (cf planche 65)
- 93 GRD (LDC= Local Distribution Companies)
 - Achètent, installent, mettent en marche et entretiennent les compteurs
 - Le coût des compteurs évolués est pris en compte dans le tarif de distribution approuvé par l'OEB et remis à jour tous les 6 mois
 - Les GRD doivent faire preuve d'une expertise et d'une bonne relation avec les clients pour assurer le succès du déploiement
 - Leur rôle concernant les compteurs évolués n'est pas juridiquement défini dans la Loi du 27 février 2006 mais l'est dans les recommandations de l'OEB
- Les commercialisateurs: chargés de mettre en place des offres concurrentielles

• Régime de propriété des compteurs: les compteurs sont la propriété des GRD (non spécifié dans la Loi 21 mais recommandé par l'OEB)

Sources : Smart meters implementation and differentiated pricing in Ontario, S.Pospisil, OEA, Conférence Metering 2006 à Copenhague; www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=electricity.smartmeters

Le gouvernement a spécifié des pré requis minima pour les compteurs BT, les équipements associés, les systèmes, la technologie (29 août 2006)



Spécifications ordonnées par la Loi

- **Taille du déploiement:** Les spécifications fonctionnelles s'appliquent à tous les GRD, quelle que soit l'envergure du déploiement de leur Automated Metering Infrastructure (AMI)
- **Spécifications fonctionnelles**
 - Fonctionnalités minima: courbe de charge au pas horaire
 - Performances minimales: taux de réussite des transferts, fiabilité des données, précision des mesures
 - Pré requis techniques: précision horaire, suivi des coupures et des rétablissements, tolérance à l'environnement extrême
 - Pré requis pour le système de communication du compteur
 - Règles pour la transmission des relèves: transmission des données avant 5h le matin suivant la relève, utilisation d'un protocole certifié
 - Règles de fonctionnement des concentrateurs: maintien de la collecte en cas de panne d'un concentrateur
 - Règles de fonctionnement des ordinateurs de contrôle (AMCC)
 - Information relative aux comptes clients: les GRD devront transmettre au Meter Data Management and Repository (MDM/R) des informations relatives aux clients qui seront spécifiées ultérieurement. Le MDM/R sera le système central de validation et stockage des données de comptage pour la facturation, qui communiquera par WAN avec l'AMI et les Systèmes d'Information Client (CIS) des GRD
 - Capacité de suivi et de remontée des informations: les ordinateurs de contrôle devront être en mesure de générer certains types de rapports
 - Sécurité et authentification
 - Compatibilité de l'AMI avec la relève de l'eau et du gaz naturel

Sources: *Functional Specification for an Advanced Metering Infrastructure*, 14 juillet 2006,

La tarification horosaisonnaire du prix de détail pour les détenteurs de compteurs évolués est remise à jour par l'OEB tous les 6 mois



OEB's "Smart Price Plan"

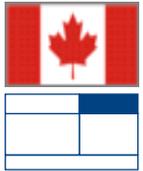
The time-of-use price structure, effective May 1, 2006, is outlined below. These prices are subject to change every six months.

Tarifs
intégrés en
centimes de
dollars
canadiens

<u>Day of the Week</u>	<u>Time</u>	<u>Time-of-Use Period</u>	<u>Price</u>
Weekends/Holidays	All Day	Off-Peak	3.5¢/kWh
Summer Weekdays (May 1 st - October 31 st)	7:00 a.m. – 11:00 a.m.	Mid-Peak	7.5¢/kWh
	11:00 a.m. – 5:00 p.m.	On-Peak	10.5¢/kWh
	5:00 p.m. – 10:00 p.m.	Mid-Peak	7.5¢/kWh
	10:00 p.m. – 7:00 a.m.	Off-Peak	3.5¢/kWh
Winter Weekdays (November 1 st - April 30 th)	7:00 a.m. – 11:00 a.m.	On-Peak	10.5¢/kWh
	11:00 a.m. – 5:00 p.m.	Mid-Peak	7.5¢/kWh
	5:00 p.m. – 8:00 p.m.	On-Peak	10.5¢/kWh
	8:00 p.m. – 10:00 p.m.	Mid-Peak	7.5¢/kWh
	10:00 p.m. – 7:00 a.m.	Off-Peak	3.5¢/kWh

Sources: Smart meters implementation and differentiated pricing in Ontario, S.Pospisil, OEA, Conférence Metering 2006 à Copenhague

Les 93 GRD de l'Ontario doivent simultanément s'adapter à l'ouverture du marché BT à la concurrence et à la réforme de l'activité de comptage



Contexte marché

CONTEXTE MARCHÉ ELECTRICITE

• Libéralisation du marché:

- 1998: *Energy Competition Act*: unbundling et séparation effective des activités de l'opérateur historique Ontario Hydro, début de la libéralisation du marché de l'électricité. Changement de statut possible pour les GRD souhaitant devenir des entités à but lucratif
- Mai 2002: ouverture du marché de la production à la concurrence, lancement du marché de gros d'électricité
- Fin 2006: éligibilité des clients résidentiels au changement de fournisseur ou au plan de prix réglementés intégrés (acheminement + fourniture); possibilité de retour aux tarifs réglementés

• Nombre de clients BT (résidentiels & petites entreprises) : 4,3 millions*

• Principaux acteurs de l'électricité et parts de marché:

- **HydroOne**: opérateur public en cours de privatisation. Assure 97% du transport et 30% de la distribution, dessert 1,2 m de clients et des petits GRD locaux
- **Ontario Power Generation**: producteur public assurant 70% de la production de l'État
- **GRD**: 93 acteurs municipaux (« Local Distribution Companies ») qui sont aussi souvent des commercialisateurs. Exemples: Toronto Hydro (676 000 abonnés), Hydro Ottawa (278 000 abonnés)
- **Commercialisateurs**: existence de ~60 acteurs au total

• Consommation moyenne par foyer (source: HydroOne): 11 283 kWh / an

• Autres spécificités marché :

- Mix énergétique: Nucléaire (51%), Renouvelables (23%), Charbon (19%)
- Les petits consommateurs paient des prix régulés revus par l'OEB tous les 6 mois et dépendant des prix de gros et des contrats OTC avec les producteurs

CONTEXTE MARCHÉ COMPTEURS

• Nombre de compteurs : 4,3 millions de compteurs installés fin 2010 (prévision)

• Parts de marché des fabricants de compteurs évolués

- Données de marché ND, présence d'ITRON sur 5 projets de déploiement
- Autres fabricants de compteurs (tous types) présents au Canada: Elster, GE, Power Measurement Ltd, L+G, Olameter

• Situation du parc de compteurs avant déploiement

- Relève mensuelle des clients résidentiels avec distinction de 3 tranches horaires journalières
- Offres à prix de marché limitées aux gros clients entreprises et industries (90 clients) connectés au réseau de transport et facturés sur une base horaire grâce à des compteurs à courbe de charge
- Socles des compteurs historiques compatibles avec les compteurs évolués

Sources: *Smart meters implementation and differentiated pricing in Ontario*, S.Pospisil, OEA, *Conférence Metering 2006 à Copenhague*; *EPACT 1252 Webinar*, D.Delurey, DRAM, juillet 2006, *Smart meter implementation in Ontario*, M.Angemeer, EDA, *Metering International Issue 2*, 2006; www.hydroone.com; www.hydroonenetworks.com; *World Electricity Meter Report Ed.4 2005*, ABS Energy Research; www.oeb.gov.on.ca; * Source: S.Pospisil, OEA, *Conférence Metering 2006 à Copenhague*



Les déploiements qui sont en cours ont mis en place des pilotes dans un premier temps pour bénéficier d'effets d'expérience

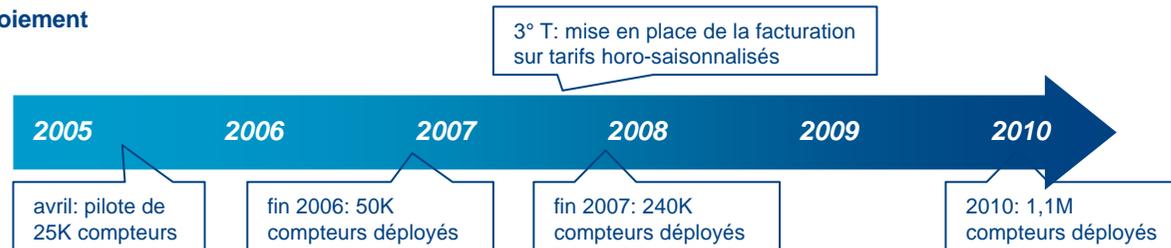
Déploiements en cours à l'heure actuelle

- **Hydro One** (déploiement total de 1,1m de compteurs BT)

- **Gestion du déploiement**

- Partenaires pour tester la technologie: Enbridge, Itron/Cannon, OZZ/Nertec, Redline Communications, Capgemini
 - Compteurs compatibles avec l'ancien système (fonctionnement identique en attendant la mise en place de la tarification horo-saisonnalisée)

- **Calendrier du déploiement**



- **Toronto Hydro** (déploiement total de 0,7m de compteurs BT)

- Déploiement moyen de 15000 compteurs par mois pendant les 4 prochaines années (c'est-à-dire un déploiement de ~700 000 compteurs en tout)

- **Hydro Ottawa** (déploiement total de 0,3m de compteurs BT)

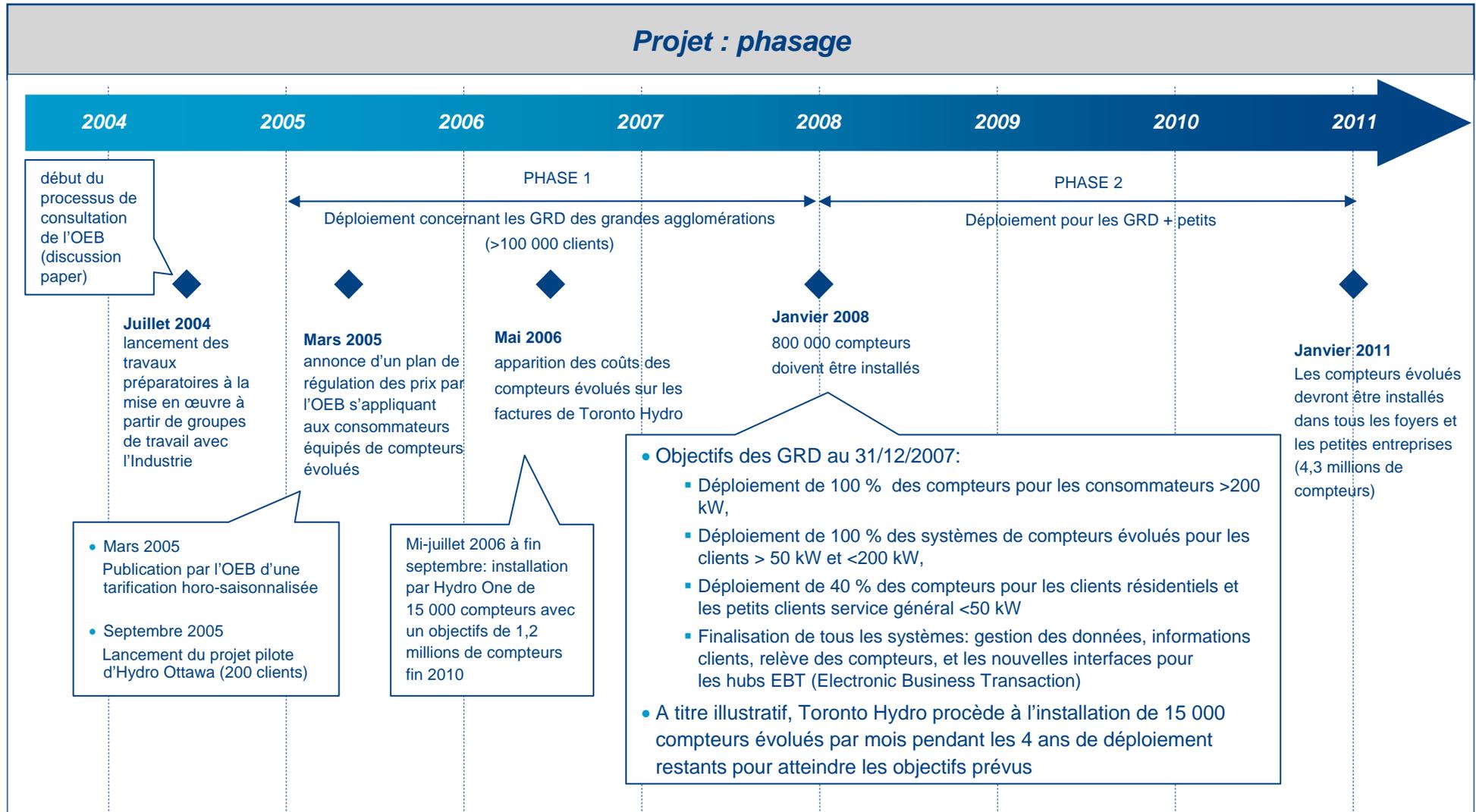
- 80 000 compteurs d'ici à fin 2006
 - Accès des consommateurs aux données de comptage d'ici à fin 2007
 - Tarification horaire mise en place courant 2007
 - Communication des données de comptage:
 - vers l'ordinateur central: par radiofréquence
 - à l'utilisateur: par site Internet et par téléphone

- **Kingston** (déploiement total de 26k compteurs BT)

- Déploiement d'une solution de télérelève (SI, concentrateurs) simultanée pour l'électricité, le gaz et l'eau, et de 27000 compteurs électriques évolués ITRON
 - Système à architecture ouverte permettant le rapatriement des données des concentrateurs par réseau de fibres optiques
 - Bénéfices revendiqués : économies sur les relèves manuelles et détection des fraudes ou anomalies des compteurs

Sources : www.hydroottawa.com; Pushing the needle to smart metering, Citigroup, 13 février 2006; www.itron.com/pages/news_press.asp; www.hydroone.com/en/media_centre/news_releases/; Smart Meter Implementation Plan, Report of the Board to the Minister, OEB, janvier 2005

L'OEB propose dans son plan remis au gouvernement un déploiement en 2 phases

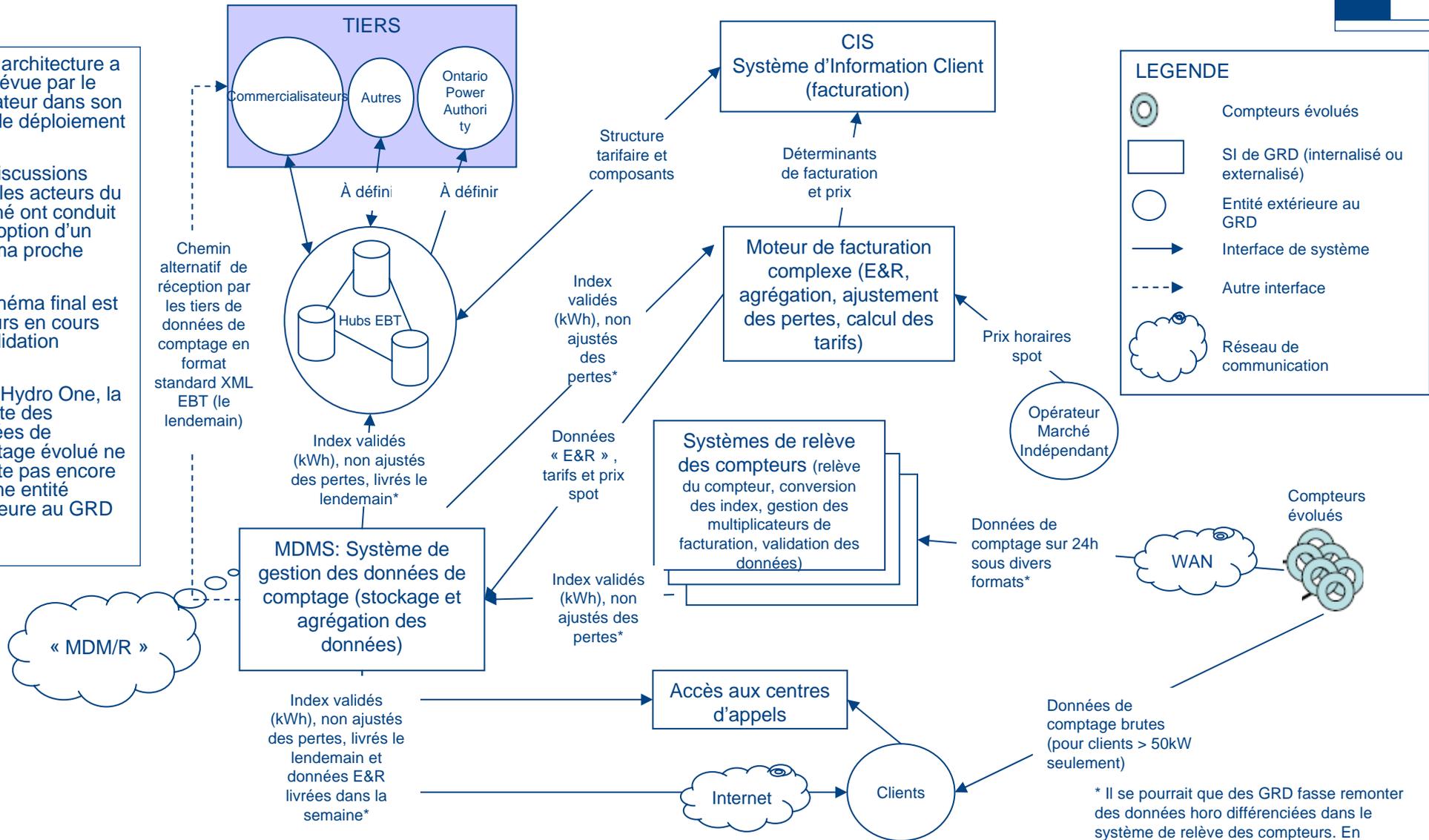


Sources: Smart Meter Implementation Plan, Report of the Board to the Minister, OEB, janvier 2005;

Architecture pour les règlements et la gestion des données de comptage



- Cette architecture a été prévue par le régulateur dans son plan de déploiement
- Les discussions entre les acteurs du marché ont conduit à l'adoption d'un schéma proche
- Le schéma final est toujours en cours de validation
- Chez Hydro One, la collecte des données de comptage évolué ne transite pas encore par une entité extérieure au GRD



* Il se pourrait que des GRD fasse remonter des données horo différenciées dans le système de relève des compteurs. En conséquence, toutes les données de comptage aval seraient horo différenciées

Source: Entretien Capgemini Canada, dec 2006

Source: Smart Meter Implementation Plan, Report of the Board to the Minister, OEB, janvier 2005, p.135

L'OEB est particulièrement directif dans son approche du déploiement mais insiste sur l'ouverture des systèmes et l'interopérabilité (1/2)



Projet de l'OEB

• Fonctionnalités du système de comptage évolué

- Enregistrement de la consommation horaire pour les clients résidentiels
- Enregistrement toutes les 15 minutes pour les gros clients
- Combinaison de l'enregistrement horaire pour les résidentiels d'une tarification évoluée, les incitant fortement à revoir leurs habitudes
- Enregistrement des interruptions et reprises de service
- Communication bi directionnelle
- Informations relatives à la consommation diffusées aux consommateurs de façon journalière (données accessibles dès le lendemain et consultation de l'historique des 13 derniers mois, sur Internet ou par téléphone)

• Recommandations pour le déploiement

- Recours à des pilotes pour apprendre sur l'installation et le fonctionnement des compteurs et de leur système avant de prendre la décision finale sur la configuration à déployer
- Regroupement des GRD en pools d'acheteurs pour la réalisation d'économies d'échelles, l'équilibrage du rapport de force avec les fournisseurs et les effets d'expérience mutuels

• Gouvernance du projet

- Mise en place dès août 2004 de 4 groupes de travail pour étudier les différentes options et identifier les problématiques de mise en œuvre
 - Technologies du comptage
 - Technologies de communication et d'interface des données
 - Planning et stratégie
 - Pilotage des coûts

• Degré d'interopérabilité des technologies retenues avec les systèmes d'information des acteurs

- Données standard et interfaces de communication non propriétaires

• Répartition entre acteurs des différentes composantes de l'activité de comptage

- Les GRD sont responsables du choix, de l'achat, de l'installation, du fonctionnement et de la maintenance des compteurs évolués pour les consommateurs résidentiels et commerciaux
- Les GRD sont responsables de s'assurer que toutes les fonctions AMI spécifiées sont fournies au MDM/R centralisé qui doit fournir les données sur la consommation de chaque compteur au GRD
- Les GRD envoient les données de comptage des clients aux commercialisateurs, dès le jour suivant la relève. Ces données sont transférées à travers les systèmes de hub EBT (Electronic Business Transaction) en format standard XML. Les systèmes de hub EBT vont devoir être modifiés pour supporter les volumes de données accrus

• Extension éventuelle au réseau de gaz, chauffage et eau

- Envisagée pour mieux amortir le coût des compteurs
- Appel à une coopération entre les opérateurs pour l'eau et le gaz
- Facilitée grâce à une interface réseau « ouverte » (libre)

• Méthode de reconstitution des flux, extension ou non de l'usage de la courbe de charge à certaines catégories d'utilisateurs – détails techniques

- Dans son rapport au ministre de janvier 2005, l'OEB impose dans ses spécifications fonctionnelles que le système soit en mesure de produire des données de consommation horaire pour les clients résidentiels. En revanche, le régulateur autorise plusieurs options technologiques pour atteindre cet objectif
- Les données sur la consommation horaire peuvent être obtenues d'un compteur à courbe de charge traditionnel (mémoire intégrée, port optique et modem); ou d'un compteur évolué, doté d'un cadran simple ou plus sophistiqué (c'est-à-dire permettant l'appréhension d'une consommation horo différenciée) pour l'affichage des données de comptage

Sources: *Implementing smart meters in Ontario*, L.Reid, OEB, mai 2005; *Smart Meter Implementation Plan, Report of the Board to the Minister*, OEB, janvier 2005

L'OEB est particulièrement directif dans son approche du déploiement mais insiste sur l'ouverture des systèmes et l'interopérabilité (2/2)



Projet de l'OEB: description technique des composants du système, principes

Compteur

- Mesure la consommation d'électricité
- Pouvant être combiné avec un écran pour afficher les données
- Capacité de mémorisation des données de consommation collectées, segmentées par plages de collecte

Appareil de communication (SMCM)

- Récupère l'information du compteur et la transfère directement à l'ordinateur de collecte ou au concentrateur
- Communication bidirectionnelle (réception d'information du SMDCC)
- Redondance dans l'information transmise pour éviter les pertes d'information

Local Area Network (LAN)

- Lien de communication entre le module de communication et le concentrateur régional. Champ de transfert généralement limité à 1,5 km

Smart Meter Regional Collectors (SMRC)

- Emmagasine des données venant du module de communication et les transmet à l'ordinateur de collecte, point de stockage entre le LAN et le WAN

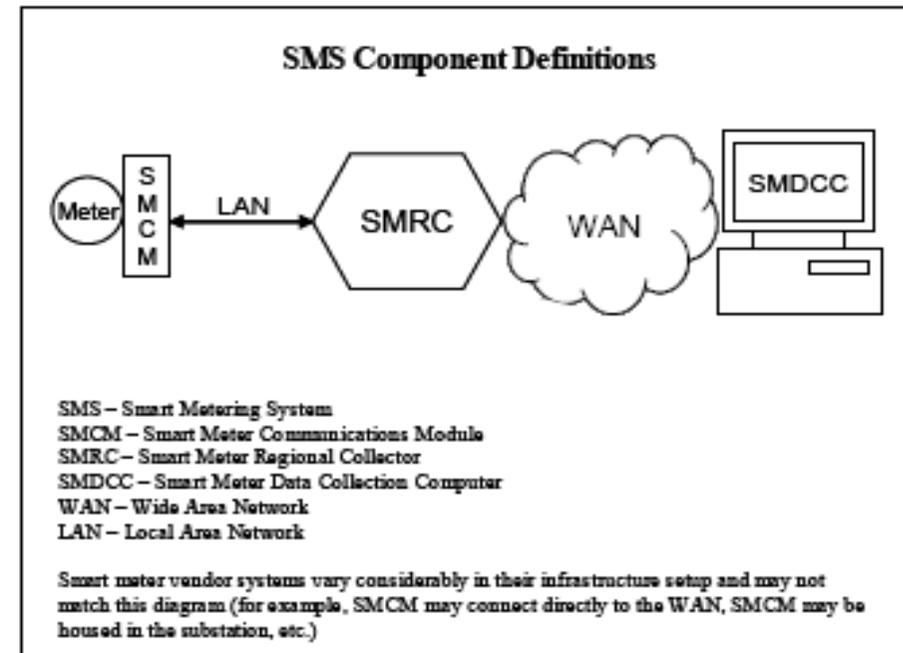
Wide Area Network (WAN)

- Réseau de communication qui transmet les relevés de compteur du concentrateur régional à l'ordinateur de collecte
- Transmet des données sur de longues distances (>1.5 km) via des fibres optiques, le réseau téléphonique, la fréquence radio grâce aux réseaux déployés par les entreprises de gaz et d'électricité ou des tiers extérieurs

Smart Meter Data Collection Computer (SMDCC)

- Données de consommation stockées dans l'ordinateur de collecte
- Génération de rapports de statut ou d'opérations toutes les 24h (indicateurs d'état, rapports sur la santé générale du réseau et les opérations de collecte)
- Point de contrôle pour l'enregistrement de nouveaux modules et accepter les données qui en proviennent
- Transfert les données de comptage à la base de données client du distributeur
- Effectue la programmation bidirectionnelle comme les modifications des cycles de relève dans les compteurs

Figure 1. Typical Smart Meter System Configuration



Architecture technique

- Utilisation d'infrastructures de communication WAN (fréquence radio, courant porteur en ligne, GSM etc.) pour transmission au SMDCC
- Format standard de données XML pour transfert au hub EBT

Sources: Smart Meter Implementation Plan, Report of the Board to the Minister, OEB, janvier 2005;

Les actions de communications mises en place pour assurer le déploiement chez Hydro One

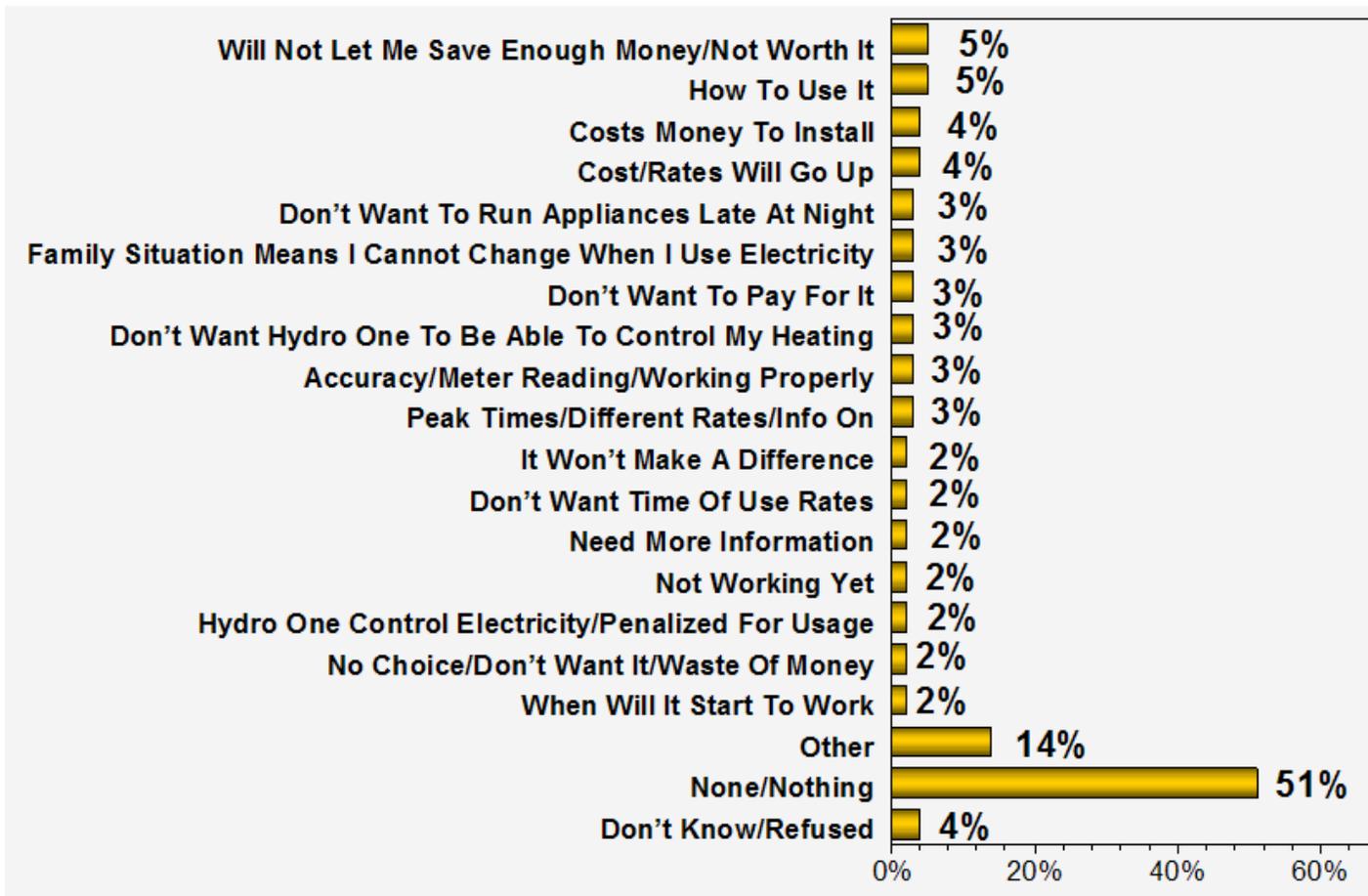


Sample Groups	
<ul style="list-style-type: none">▪ The communication plan for the East <u>Gwillimbury</u>/Georgina Community Rollout is comprised of the following key elements:<ul style="list-style-type: none">– Smart Meter Hotline and Web Site– Pre-Installation Customer Letter– Smart Meter Fact Sheet– Installer Drop Card– Installer Smart Meter Wallet Card– Print Advertising– Community Promotion▪ The communication plan for Measurement Canada meter replacement program is limited to:<ul style="list-style-type: none">– Smart Meter Hotline and Web Site– Installer drop card– Post-installation customer letter– Smart Meter fact sheet (as opposed to the pre-notification letter)– No print advertising or community promotion	<p>Notice de fonctionnement et carte de visite laissées par l'installateur</p>

Sources: Hydro One



Retour d'expérience du déploiement des compteurs effectué par Hydro One: 51% des clients résidentiels n'ont rien à signaler et les autres ne partagent pas de préoccupation majeure



Q23. What concerns, if any, do you have about Smart Meters? (PROBE: Anything else?) (DO NOT READ LIST - ACCEPT UP TO 5 MENTIONS)

Sources: Hydro One

Le principal enjeu ciblé par les autorités est la maîtrise accrue des pointes de consommation et de la charge du réseau

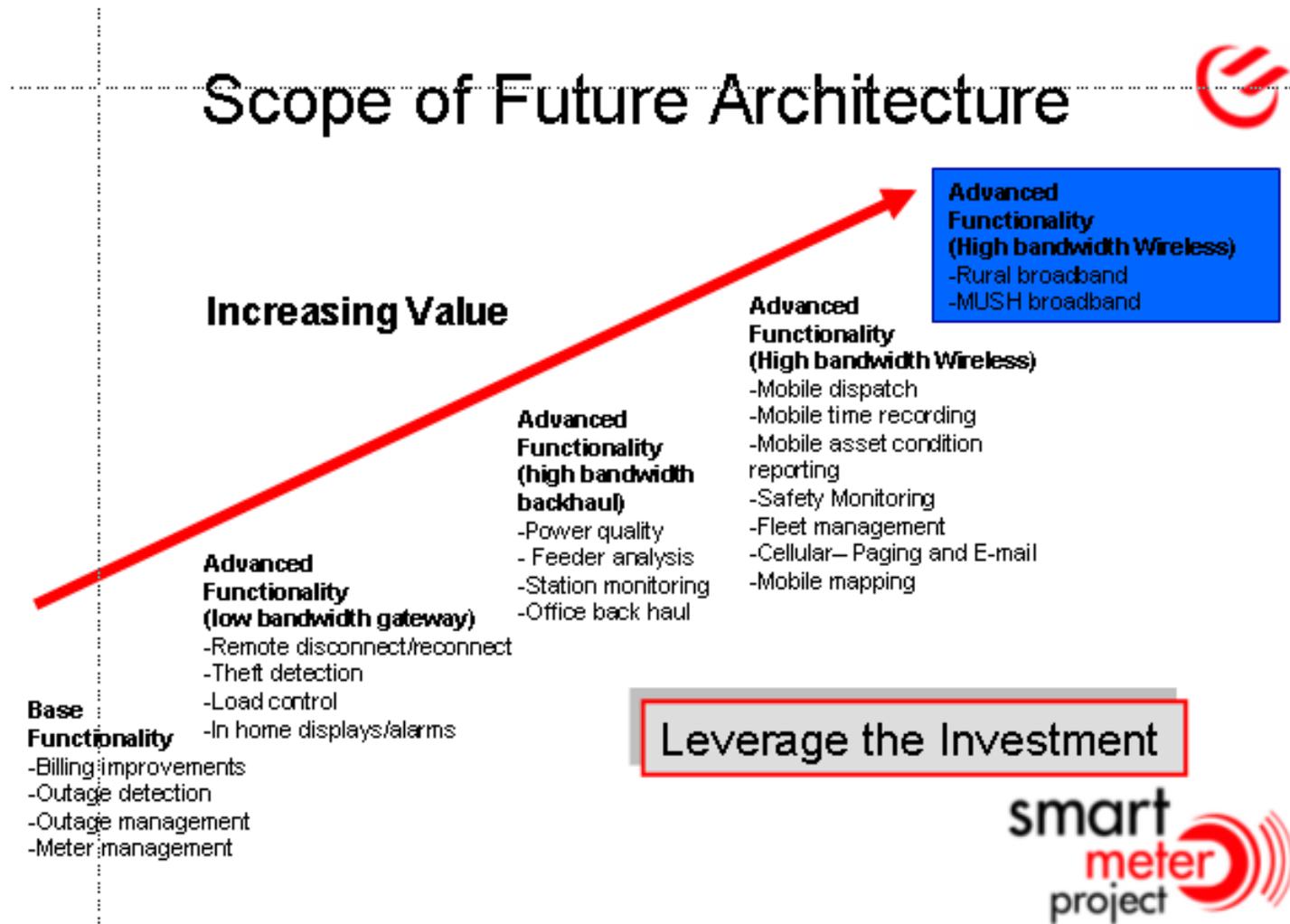


Effets attendus pour les électriciens et les autorités

- **Modalités d'accès des différents acteurs** (gestionnaire de réseau, utilisateur, responsable d'équilibre, fournisseur, prestataire de services) **aux données concernant le point de connexion et son utilisation** : le plan de mise en œuvre du système de comptage évolué de l'Ontario Energy Board a quantifié l'investissement nécessaire à la mise en place d'un système de comptage évolué qui s'intègre avec les SI existants des GRD de l'Ontario (voir schéma p.70)
- **Rémunération des acteurs du marché**: GRD rémunérés par l'augmentation du tarif de distribution de l'électricité
- **Évolution dans le temps des pointes de consommation et de la charge du réseau**
Oui. Éléments chiffrés non disponibles. Le comptage évolué est un levier pour faire des économies d'énergie afin d'affronter le futur déséquilibre entre l'offre et la demande (l'OPA estime qu'il manquera 24 000 Mw de capacité en 2025, soit 80% de la capacité actuelle de l'Ontario)
- **Méthode de reconstitution des flux, extension ou non de l'usage de la courbe de charge à certaines catégories d'utilisateurs, objectifs poursuivis et atteints dans ce domaine**:
 - Spécifications imposées par l'OEB pour le système mis en place
 - Le système de comptage évolué doit être en mesure de produire des données sur la consommation horaire
 - Pour les clients résidentiels et autres clients consommant une puissance <200kW: le système doit pouvoir produire une courbe de charge horaire
 - Pour les clients consommant une puissance entre 200 et 1000 kW: un compteur à courbe de charge enregistrant toutes les 15' est obligatoire
- **Réseau de distribution**
 - Diminution du nombre de déplacements ou d'inspections périodiques: OUI
 - Meilleure détection des pannes: OUI (Hydro One revendique une détection des coupures plus rapide)
 - Effet sur le volume des pertes techniques et non techniques: ND
 - Évolution de la connaissance du comportement du réseau en exploitation: Oui. Potentiel reconnu mais non chiffré à l'heure actuelle
- **Apparition de fonctions « intelligentes » dans l'exploitation du réseau**
 - Accélération des reprises de charge après incidents : ND

Sources: Smart meters implementation and differentiated pricing in Ontario, S.Pospisil, OEA, Conférence Metering 2006 à Copenhague, Smart Meter Implementation Plan, Report of the Board to the Minister, OEB, janvier 2005, p.135, p.120;

L'enjeu pour les fournisseurs d'énergie est de maximiser le retour sur leur investissement en optimisant la capacité fonctionnelle du système



Sources: Smart Meter Project Overview, Smart Meter Installers, HydroOne, juillet 2006

La mise en œuvre d'une tarification horosaisonnaire et de *Critical Peak Pricing* pour l'ensemble des clients résidentiels vise à faire évoluer les comportements



Effets attendus pour le consommateur final

- **Satisfaction des clients finaux**

- Réduction de la facture énergétique à condition de changer son comportement face au signal de prix
- Mise à disposition d'informations précises sur la consommation
- Facturation basée sur la consommation réelle

- **Processus de changement de fournisseur: ND**

- **Évolution des offres (horodifférenciées, prépaiement, services annexes ...)**

- Avec les anciens compteurs, pour les petits consommateurs (<250 000 kWh/an), les prix de détail sont régulés par l'OEB et les clients sont abonnés à un forfait mensuel
- Avec les compteurs évolués, les utilisateurs auront le choix entre
 - Payer une tarification horosaisonnaire prend en compte la pointe, le type de journée (travaillée/chômée) et la saison
 - Payer les prix du marché de gros, option auparavant réservée aux gros consommateurs (>250 000 kWh/an)
- Avec le nouveau système en place, possibilité de mettre en place une pointe mobile (CPP ou Critical Peak Pricing (information largement diffusée par les médias à l'avance) si les conditions les plus extrêmes sont réunies (étés chauds et secs: fort recours à la climatisation, niveaux bas pour l'hydro, prix de gros élevés)
- Prépaiement envisagé en fonctionnalité complémentaire par le plan de déploiement de l'OEB
- Net metering: déduction des flux issus d'une production décentralisée (panneaux solaires)

- **Gestion de la puissance:** les compteurs évolués installés n'ont pas une fonctionnalité de gestion de la charge pendant les heures de pointe intégrée. Les dispositifs d'optimisation en période de pointe existants continuent à fonctionner de façon indépendante

- **Répartition des rôles dans la facturation de l'utilisation du réseau et dans celle de la fourniture d'énergie: ND**

- **Naissance d'une culture de l'économie d'énergie (*conservation*):** les clients résidentiels vont mieux appréhender le coût réel de disponibilité de l'électricité, notamment en s'éloignant progressivement d'un modèle tarifaire où l'usage en heure creuse subventionne l'usage en période de pointe

Sources: Smart meters implementation and differentiated pricing in Ontario, S.Pospisil, OEA, Conférence Metering 2006 à Copenhague; www.ieso.ca/imoweb/infoCentre/ic_index.asp; 2004-2005 Market Year review, IESO; www.torontohydro.com; Preventing electrical shocks, A.Faruqui, S.George, C.D Howe Institute, avril 2005;

Éléments de B'Case sur le déploiement en Ontario: un coût estimé à plus de 3 milliards de dollars canadiens, porté par l'ajustement du tarif de distribution



ROI / Payback			
<p>ROI positif à condition que - Attendus -</p> <ul style="list-style-type: none"> soit introduite une tarification suffisamment discriminante au niveau de la pointe (<i>Critical Peak Pricing</i>), de façon à générer des économies significatives sur les capacités nécessaires pour la Province le coût du déploiement opérationnel des compteurs soit maîtrisé 		<p>- Constatés -</p> <p>ND</p>	
Coûts		Bénéfices	
<p>- Attendus -</p> <ul style="list-style-type: none"> Estimation du besoin en financement nécessaire au déploiement jusqu'en 2010: CA\$ 1 milliard Au-delà de 2010, le projet représentera une charge de ~3,5 CA\$ / client / mois (pendant 10 ans puisque l'amortissement de l'investissement s'effectue sur 15 ans) <ul style="list-style-type: none"> - 2,5\$/mois: amortissement des investissements pour le nouveau système - 1,4\$/mois: coûts de fonctionnement - 0,4\$/mois: gains opérationnels Ce qui donne une estimation (sans calcul d'actualisation) de coût total du projet de 1+1,8 (3,5*12*10*4,3) milliards, soit plus de CA\$ 2,8 milliards Les coûts du déploiement sont répercutés progressivement dans les tarifs de distribution de l'électricité payés par tous les consommateurs 	<p>- Constatés -</p> <p>ND</p>	<p>- Attendus -</p> <ul style="list-style-type: none"> Réduction de la consommation d'énergie, notamment à la pointe: baisse du besoin en capacités de production Économies opérationnelles: <ul style="list-style-type: none"> Bénéfices quantifiables procurés au GRD par la relève à distance: 0.4 CA\$/compteur/mois Autres bénéfices non quantifiés: détection des vols, amélioration du cash flow, détection de la surcharge, meilleure gestion des coupures, amélioration des offres des commercialisateurs grâce à la tarification horo-saisonnalisée Potentiel pour le développement futur de modules <ul style="list-style-type: none"> Qui permettront le prépaiement Qui permettront de connecter le compteur aux appareils ménagers (gestion automatisée de la demande) 	<p>- Constatés -</p> <p>ND</p>

Sources: www.torontohydro.com; Preventing electrical shocks, A.Faruqi, S.George, C.D Howe Institute, avril 2005; Smart Meter Implementation Plan, Report of the Board to the Minister, OEB, janvier 2005, p.103



Etudes et rapports annuels

- World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research
- Functional Specification for an Advanced Metering Infrastructure, Ministère de l'Énergie de l'Ontario, 14 juillet 2006
- 2004-2005 Market Year review, IESO
- Smart Meter Implementation Plan, Report of the Board to the Minister, OEB, janvier 2005
- Pushing the needle to smart metering, Note de broker Citigroup, 13 février 2006
- Preventing electrical shocks, A.Faruqui, S.George, C.D Howe Institute, avril 2005

Presse / Communiqués / Brochures

- Implementing smart meters in Ontario, L.Reid, OEB, mai 2005
- Smart meter implementation in Ontario, M.Angemeer, EDA, Metering International Issue 2, 2006

Sites Web

- www.oeb.gov.on.ca/html/en/industryrelations/ongoingprojects_smartmeters.htm
- www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=electricity.smartmeters
- www.ieso.ca/imoweb/infoCentre/ic_index.asp
- www.smi-ieso.ca/index.asp
- www.hydroottawa.com
- www.torontohydro.com
- www.itron.com/pages/news_press.asp
- www.hydroone.com/en/media_centre/news_releases/
- www.hydroonenetworks.com

Autres

- Smart meters implementation and differentiated pricing in Ontario, S.Pospisil, OEA, Conférence Metering 2006 à Copenhague
- EPACT 1252 Webinar, D.Delurey, DRAM, juillet 2006
- Smart Meter Project Overview, Smart Meter Installers, HydroOne, juillet 2006
- Entretien Capgemini Canada, décembre 2006

Pays-Bas



Aux Pays-Bas, Continuum est le premier des fournisseurs locaux à anticiper l'installation de compteurs évolués en vue de la prochaine réglementation

Contexte réglementaire et marché

- Réglementation -

- Février 2006: définition d'un cadre juridique créant une obligation pour les opérateurs de doter tous leurs clients de compteurs évolués, proposition d'un calendrier et de fonctionnalités
- Automne 2006: projet de Loi attendu dans la continuité du cadre juridique de février 2006

- Marché -

- Marché de l'électricité libéralisé depuis juillet 2004, éligibilité pour tous les clients
- 3 GRD locaux de taille comparable se partageant ~95% du marché : Nuon, Essent et Eneco
- Présence de 6 fabricants de compteurs sur le marché hollandais: Actaris, Landis & Gyr / Ampy, Iskraemeco, Elster RI, Echelon, DZG-Stepper

Description des initiatives de Smart Metering

	Initiation projet	Début déploiement massif	Nb compteurs installés	Installations prévues	Parte-naires	Technologies
Projet gouvernemental (à l'échelle du pays)	Fév 2006	2009	Limité aux électro-intensifs	~7 millions	-	-
Continuum (Groupe Nuon): projet InfoStroom	Mai 2005	2007 (selon les résultats du pilote)	Limité aux électro-intensifs	Pilote: 50 K	Echelon, Elster, Iskraemeco, Microtask, Vodafone	Interface M-bus pour la relève. Communication: CPL (GPRS non exclu)
Oxxio (nouvel acteur acquis par Centrica)	Nov 2005	Projet interrompu à la sortie de la réglementation	Limité aux électro-intensifs	500 000	IBM	GSM/GPRS

Bilan / Effets attendus et constatés

- Effets attendus -

- Offrir aux clients de nouveaux services commerciaux en rendant l'accès aux données de comptage disponible
- Augmenter la concurrence grâce à la possibilité de changer de fournisseur et faire baisser les prix
- Mieux maîtriser la distribution d'électricité en amont pour assurer la sécurité d'approvisionnement

- Effets constatés -

NA

Éléments de B'Case

- Bénéfices attendus -

- Réductions de coûts de fonctionnement des énergéticiens
- Baisse de la facture énergétique pour les consommateurs à terme

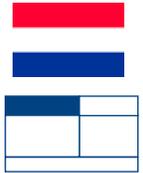
- Coûts attendus -

- Coûts de déploiement et coûts d'entretien du nouveau système
- Projet Continuum: coût du pilote des 25 000 compteurs Echelon estimé à € 1,6 m

- ROI attendus et constatés -

- Estimation gouvernementale d'une valeur actuelle nette de € 1,3 milliards (calculée sur 30 ans)

La future loi hollandaise obligera les opérateurs à mettre en place des compteurs évolués pour tous les usagers dans un schéma bien précis



Contexte réglementaire

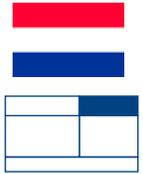
• Législation et réglementation des activités de distribution, de comptage et de relevé

- **Juillet 2004:** libéralisation du marché de l'électricité
 - Possibilité pour les clients de choisir leur fournisseur de solution de comptage
 - Obligation pour l'opérateur de distinguer la location de compteurs sur la facture
 - Observation depuis cette libéralisation d'une augmentation des prix de location des compteurs « d'une façon disproportionnée par rapport aux services offerts », selon le DTE
- **Février 2006:** proposition par le Ministère de l'Économie d'un cadre juridique pour le marché du comptage à l'attention des petits usagers
 - Tous les usagers auront à leur disposition un compteur évolué (i.e., doté de capacités de communication et d'exécution de logiciels optionnels), d'ici à 6 ans environ
 - Pour toute nouvelle connexion, nouvelle habitation ou tout remplacement de compteur, il sera obligatoire de mettre en place un compteur évolué
 - Le coût du compteur physique sera régulé
 - Les fournisseurs d'énergie doivent externaliser auprès de sociétés spécialisées les activités de gestion des données de comptage dont ils ont la responsabilité, en tant que point de contact unique pour les clients
- **Automne 2006:** attente du projet de Loi sur la base du cadre juridique de février 06

• Rôles et missions des gestionnaires de réseaux de distribution, des fournisseurs et des régulateurs

- **Les GRD**
 - Seront responsables du déploiement et de la maintenance des compteurs évolués, superviseront les appels d'offres des futurs grands projets résidentiels
 - **Les fournisseurs**
 - Seront responsables de la collecte et du traitement des données de comptage et devront choisir un prestataire reconnu (*metering responsables*) pour la mise en place des processus de collecte et de traitement des données, selon un protocole de communication ouvert
 - Pourront définir les clients qui seront touchés en premier par le déploiement
 - **La NEN** est la commission chargée par le Ministère de l'Économie de la définition d'un standard de compteur évolué pour le pays
- ### • Régime de propriété des compteurs
- Les GRD conserveront la propriété des compteurs évolués
 - Le tarif de location des compteurs sera régulé pour que les compteurs ne puissent constituer un obstacle au changement de fournisseur
- ### • Critères de décision dans la mise en place du nouveau système
- Réduire les coûts et simplifier les processus de comptage
 - Instaurer une concurrence équitable entre les acteurs
 - Réduire la consommation d'énergie des particuliers

Le marché hollandais de l'électricité est libéralisé, mais l'unbundling total des 4 opérateurs historiques n'est pas envisagé à l'heure actuelle



Contexte marché

CONTEXTE MARCHÉ ELECTRICITE

- **Libéralisation du marché** : totale depuis juillet 2004 / Tous les types de clients sont autorisés à changer de fournisseur d'électricité et de d'opérateur de compteurs
- **Refonte du modèle de marché**: discussions en cours
 - Les tarifs de distribution devraient être exclusivement refacturés aux fournisseurs par les GRD qui ne factureront plus directement les clients finaux
 - Le régulateur compte sur ce changement pour contribuer à minimiser le prix de vente de l'énergie aux clients finaux
- **Domination du marché par 4 opérateurs historiques verticalement intégrés**
 - Ces opérateurs sont détenus par les municipalités des régions au sein desquelles ils opèrent
 - Le 14 novembre 2006, la Chambre Haute du Parlement hollandais **vote contre** un projet de Loi d'unbundling total qui était débattu depuis 2 ans
- **Nombre de clients finaux**: 7,7 millions
- **Principaux GRD (9 au total)**:
 - CONTINUON (Groupe NUON) : 2,7m clients
 - ESSENT : 2,4m clients
 - ENECO : 2,1m clients
 - OXXIO (CENTRICA): 0,6m clients
 - DELTA (province du Zeeland): 0,2m clients
- **Consommation moyenne par foyer** : 3 800 kWh

Principaux fournisseurs

- Nuon: 3m clients
- Essent : 2,5m clients
- Eneco: 1,7m clients
- Oxxio: 600k clients
- E.On: 265k clients
- Delta: 197k clients
- Electrabel: 152k clients

- **Autres spécificités marché** : prix de l'électricité parmi les plus élevés d'Europe, du fait d'une taxation élevée (les taxes représentant 42% du prix de détail)

La taxation de l'énergie s'établit sur deux niveaux

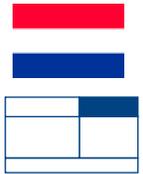
- Taxe hollandaise sur l'énergie (Dutch Energy Tax)
- La TVA hollandaise s'applique ensuite (au taux habituel)

CONTEXTE MARCHÉ COMPTEURS

- **Nombre de compteurs** : 7,4 millions
- **Taux de pénétration des compteurs électroniques** : 14 à 19% (selon les sources)
- **Part de marché des principaux fabricants de compteurs** (tous compteurs):
 - Actaris: 30%
 - Landis & Gyr / Ampy: 25%
 - Iskraemeco: 25%
- **Situation du parc de compteurs avant déploiement**
 - Compteurs résidentiels: 7 millions
 - Fréquences de relève existantes
 - Petits consommateurs (<3*80A) : relève physique devant être effectuée par le distributeur tous les 3 ans, une estimation ou une relève communiquée par le client résidentiel étant réalisée les autres années
 - Gros consommateurs (>3*80A): relève mensuelle dans 50% des cas, télé relève toutes les 15 minutes dans 50% des autres cas
 - Offres horo différenciées existantes
 - Avec les compteurs à double index
 - Tarifs jour/nuit, semaine/week-end, journée/soirée

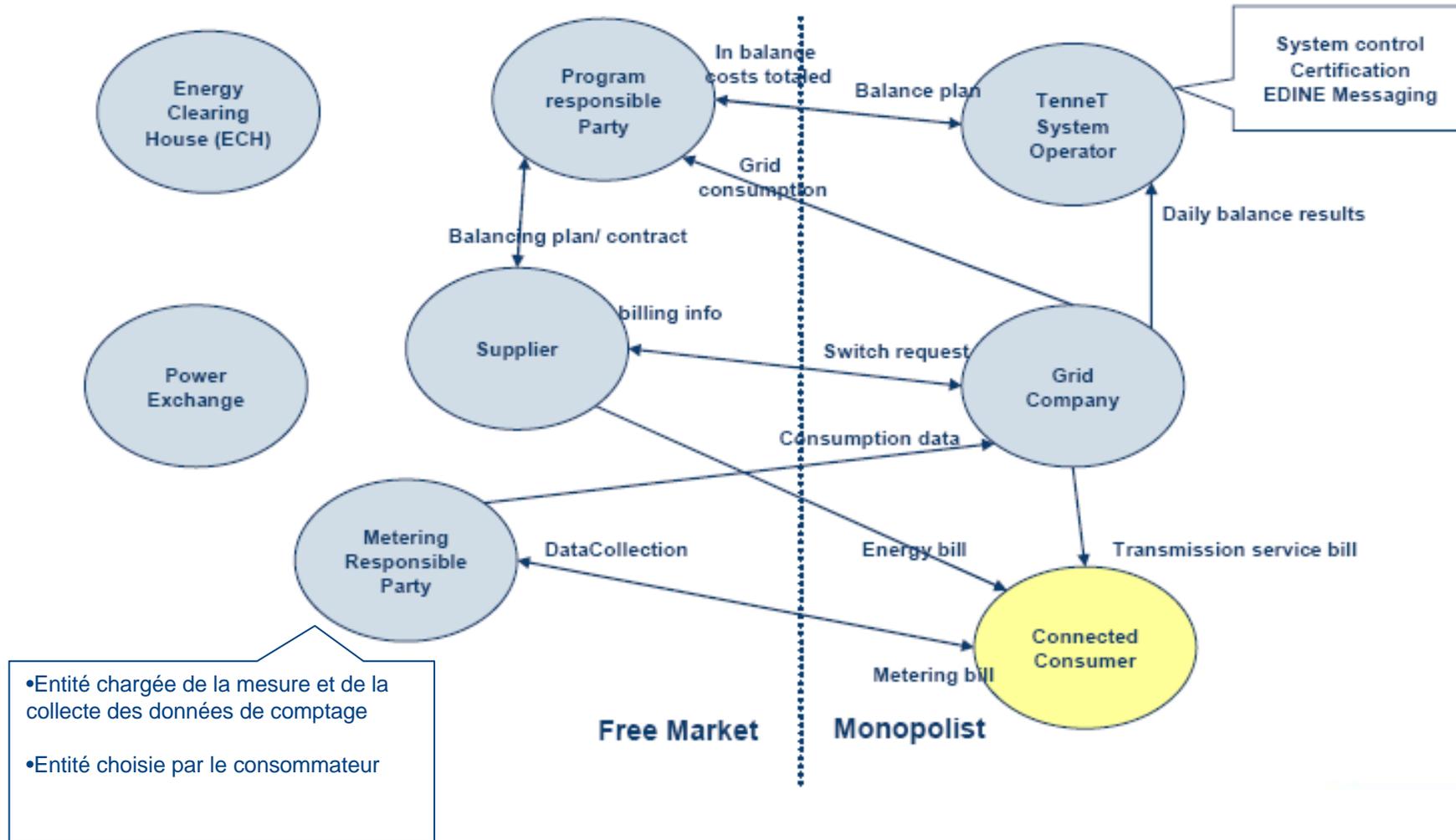
Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research ; Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006; <http://www.essent-finance.nl/content/index.jsp>; Entretien avec l'équipe Energy & Utilities de Capgemini Hollande

Le marché de l'énergie hollandais, flux financiers et de données



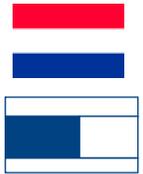
Activités ouvertes à la concurrence

Activités régulées



Source : Smart metering for smart people, KEMA Consulting, avril 2006

Le futur cadre juridique dresse un premier tableau des fonctionnalités et du calendrier attendus pour les compteurs évolués hollandais

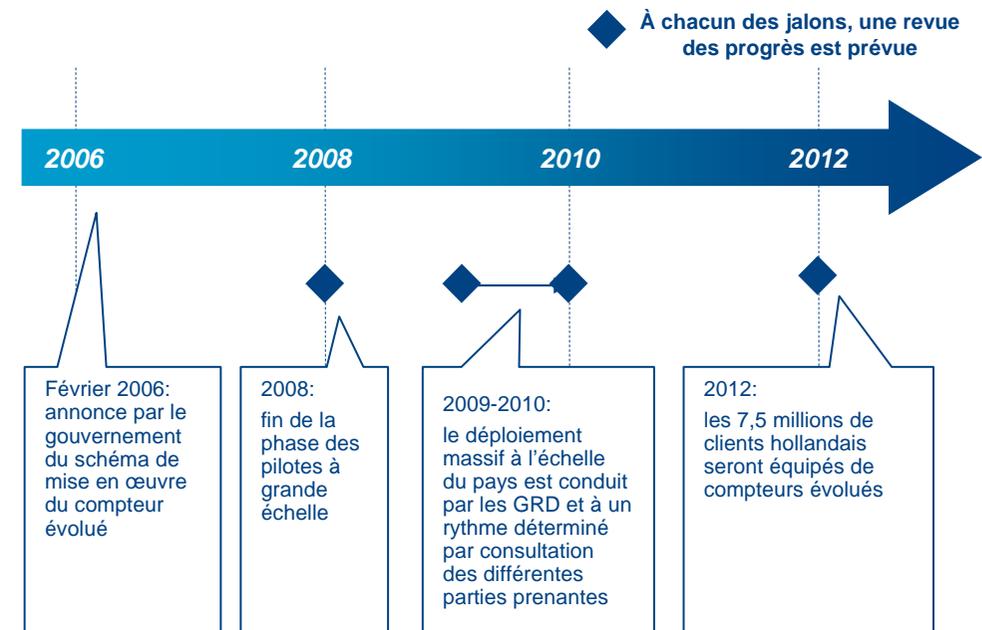


Projet : description technique

- **Fonctionnalités standard des nouveaux compteurs**
 - Lecture à distance de la consommation d'énergie
 - Mise en marche et coupure à distance de l'approvisionnement en énergie
 - Suivi de la consommation et de la qualité de la fourniture à distance
 - Disponibilité en temps réel des informations pour la gestion des réseaux de distribution
- **Cahier des charges technique pour permettre ces fonctionnalités**
 - Le compteur doit fournir au moins un indicateur de mesure (kWh)
 - La courbe de charge est établie à partir de points horaires (granularité à préciser par l'industrie)
 - Les erreurs et coupures doivent être enregistrées
 - Il doit y avoir une horloge interne
 - Les compteurs doivent permettre une communication bidirectionnelle
 - Le système de communication doit permettre la lecture des mesures à distance selon un protocole de données standard ainsi que les mises en services et coupures à distance
 - Comptage des rachats d'électricité pour la production décentralisée
 - Protocole standard permettant une connexion avec d'autres équipements, tels que des modules de communication ou autres applications intelligentes
- **Degré d'interopérabilité des technologies retenues avec les systèmes d'information des acteurs**
 - L'accès aux données de comptage doit être libre et gratuit pour tous les acteurs du marché
- **Répartition entre acteurs des différentes composantes de l'activité de comptage**
 - Le GRD délègue le déploiement physique des compteurs évolués à un prestataire
 - Le fournisseur doit choisir une société de comptage responsable de la collecte et du traitement des données de comptage
- **Extension éventuelle au réseau de gaz, chauffage et eau**
 - Pilote en cours de façon conjointe au réseau gazier

Projet : phasage

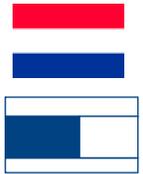
• Rythme et stratégie de déploiement



A court terme (à partir de 2008), les données de comptage évolué utilisées concerneront principalement les processus de facturation et de relève finale pour changement de fournisseur. Un hub central fournira l'ensemble des données aux fournisseurs. L'utilisation des données de comptage évolué pour le pilotage intelligent du réseau de distribution ne sera effective qu'à plus long terme.

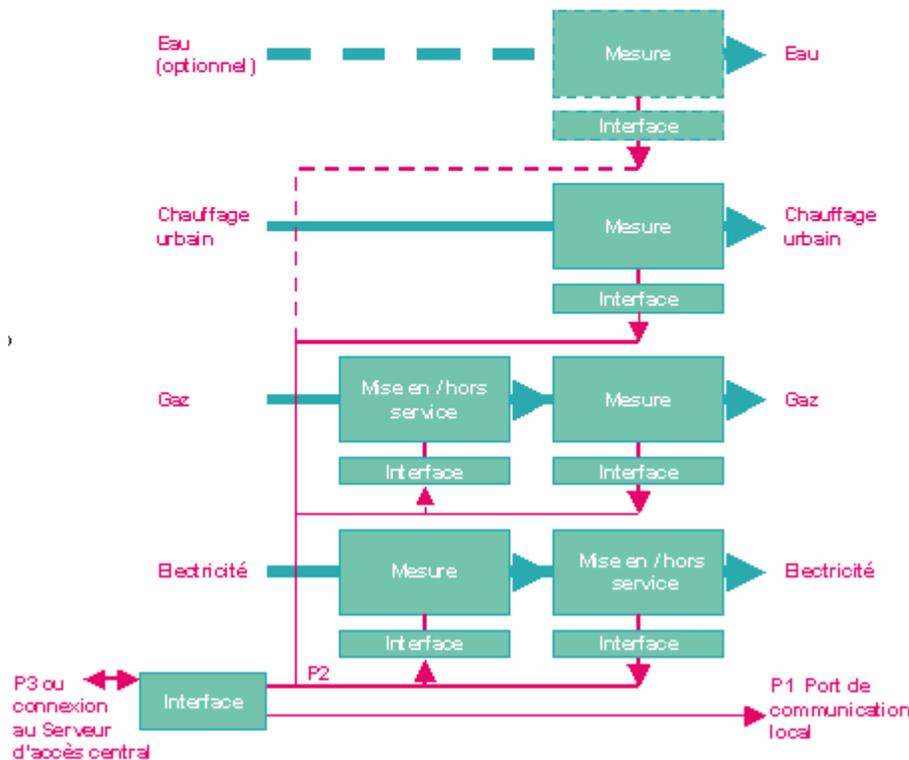
Sources : Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006

En parallèle du travail législatif, les acteurs du marché anticipent avec la création de groupes de travail sur les standards et les fonctionnalités



Conception technique des fonctionnalités du 'Compteur intelligent'

Schéma fonctionnel du futur compteur



Normalisation : NTA 8130

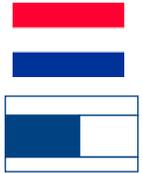
- Mesure des données de facturation et données de profil
- Communication bidirectionnelle
- Mise en/hors service branchement réseau
- Branchement conditionnel (ex: code rouge, comptage prépayé)
- Communication locale
- Suivi

Délestage effectué par l'opérateur système lorsque la demande en énergie excède les capacités, afin de maintenir l'équilibre du réseau

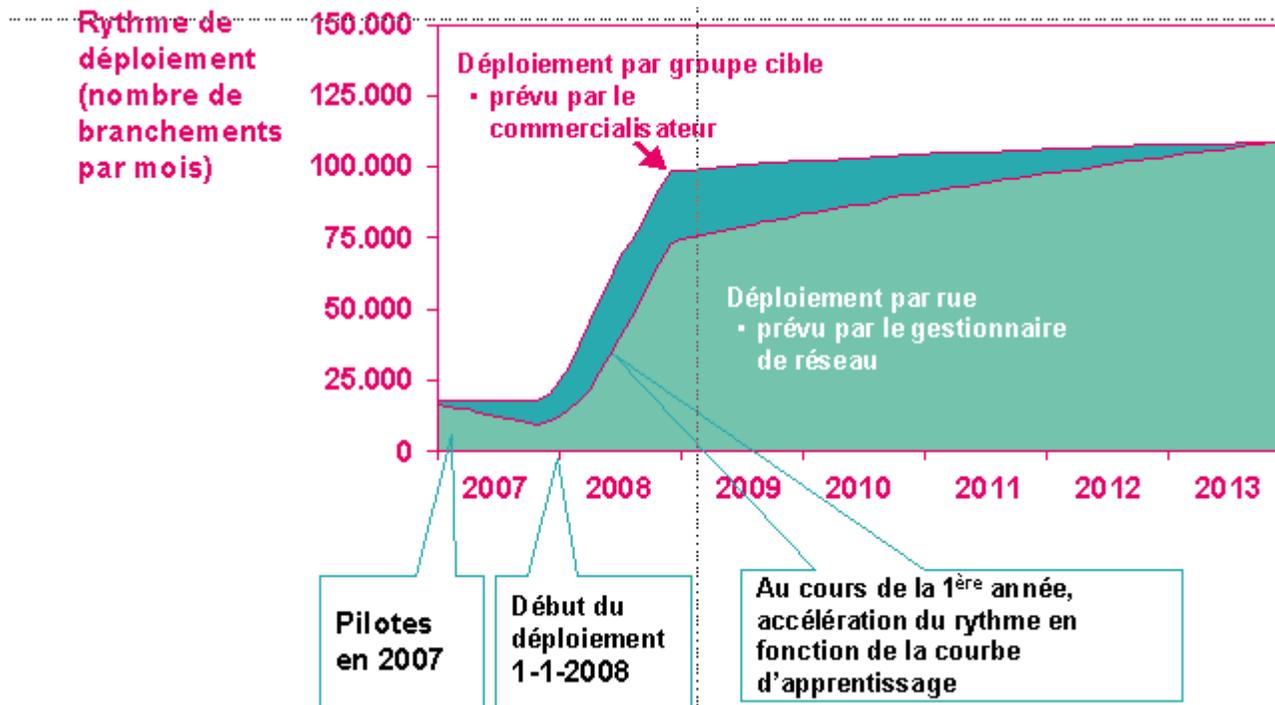
« Monitoring »

Source: Présentation Essent, novembre 2006, traduction réalisée par la source

Une réflexion sur la planification du déploiement est aussi en cours, pour prendre la mesure des implications logistiques et des risques associés



Calendrier prévisionnel de déploiement des compteurs évolués au niveau national



Implications logistiques

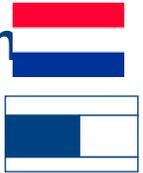
- Un déploiement envisagé comme ici nécessite la mobilisation de ~360 agents / jour ouvré pendant 6 ans, à un rythme de ~14 compteurs changés par jour
- Cette première estimation ne prend pas en compte les ressources nécessaires pour les prises de RDV (la plupart des compteurs sont situés à l'intérieur des habitations) et répondre aux questions des clients

Risques associés au changement

- Discontinuité de la donnée au moment du changement (données erronées, perte des données)
- Inadéquation entre le branchement physique des compteurs et leur enregistrement dans le système pour la facturation

Source: Présentation Essent, novembre 2006

Nuon, l'un des principaux opérateurs hollandais, a anticipé la législation en amorçant sa phase pilote en 2005, avec une finalisation prévue début 2007



Projet InfoStroom : phasage du pilote

Installation des compteurs Echelon & Iskraemeco

Constitution du groupe de travail (fin 2005)

- **Résultats du groupe de travail conduit par Continuon** (branche distribution de l'opérateur Nuon)
 - Accord sur la disposition du système
 - Choix de l'interface Meter-Bus* pour la transmission de données
 - Définition des types de données à transférer
 - Adoption des syntaxes des protocoles spécifiques
 - Décision de connecter physiquement les compteurs gaziers et électriques
 - Adoption de critères de sûreté

*Meter-Bus: interface standard pour la transmission de données de comptage à distance. Cette interface permet notamment la transmission de données de comptage de chaleur

Projet: Partenariats / Fournisseurs

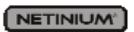
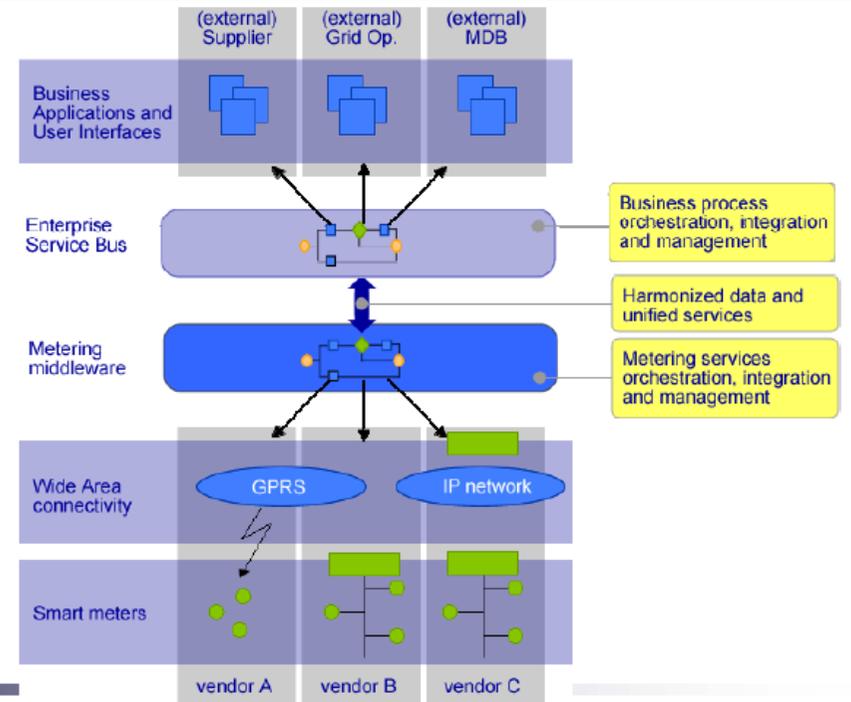
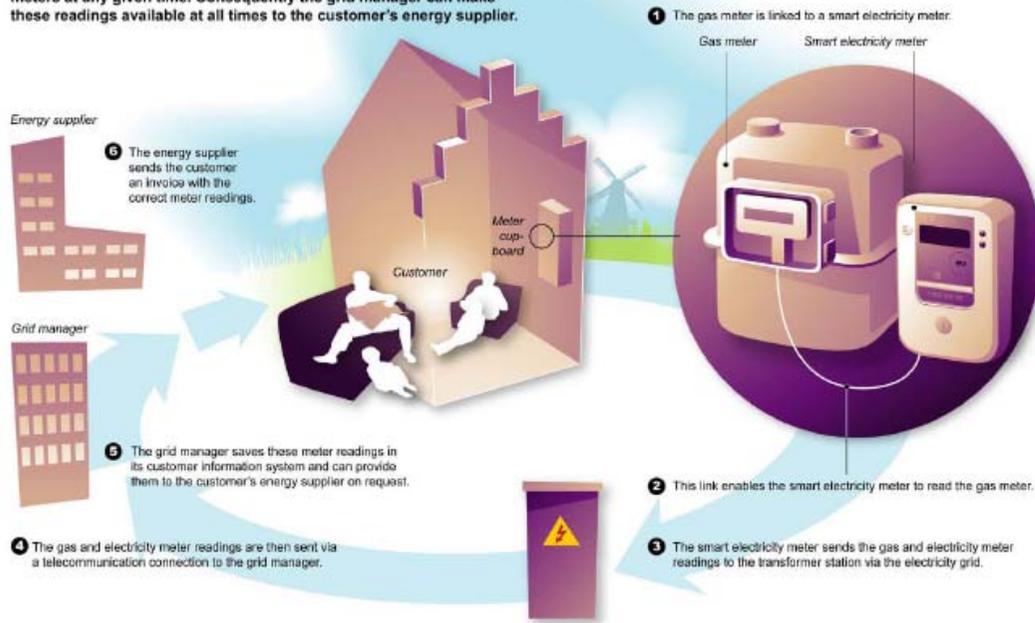
- **Projet initié par Continuon avec un groupe de travail composé de**
 - Fabricants de compteurs gaziers (Elster-Instromet, Actaris)
 - Fabricants de compteurs électriques (Echelon, Iskraemeco, Enermet)
 - Spécialistes d'échanges de données (Microtask)
- **Fournisseur principal: Echelon**
 - Achat de 25,000 compteurs NES (Networked Energy Services)
 - Achat des concentrateurs associés NES
 - Achat de l'infrastructure logicielle NES
 - Achat de 25,000 compteurs Iskraemeco
- **Système AMR créé en partenariat avec Microtask**
 - Microtask fournit la plateforme middleware Netinium® pour l'intégration des différentes applications

Sources : Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006; The virtual meter and the market model in the Netherlands, Continuon InfoStroom, Metering Europe 2006 Copenhagen conference

Architecture du système de Continuon élaborée par Microtask



The grid manager is able to view the meter reading of customers' gas meters at any given time. Consequently the grid manager can make these readings available at all times to the customer's energy supplier.

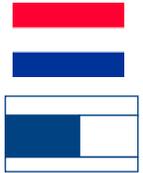


© MicroTask 2006



Source: Copenhagen

Les fonctionnalités du projet de Continuum semblent particulièrement étendues et extensibles grâce à l'adoption d'une architecture ouverte



Description technique du projet Continuum

• Fonctionnalités des compteurs Echelon mis en place par Continuum

- Comptage
 - Relève a distance sur demande ponctuelle ou programmée (cycle de relève)
 - Mise en place et consultation de la facturation, du cycle de comptage
 - Consultation de l'historique de comptage
 - Mise en place d'une structure tarifaire
- Autres interactions à distance
 - Mise en ligne et coupure à distance
 - Régulation du seuil de puissance
 - Régulation du prépaiement
 - Diminution des erreurs de facturation
- Pannes
 - Détection rapide
 - Vérification de rétablissement du service
- Profilage
 - Consultation
 - Paramétrage

• Caractéristiques du serveur central (réunit et envoie les données de / vers les concentrateurs et gère le système)

- Accès non discriminatoire des tiers via le GRD
 - Les innovations proviennent des données et fonctions développées par les fournisseurs de services plutôt que des compteurs physiques
 - Synergies: traitement par le serveur des données relatives à l'électricité, gaz, eau, chaleur
- Diminution de la complexité: le GRD fait fonctionner le système de comptage et de communication
- Accès sécurisé pour les fonctions sensibles: facturation, prépaiement et coupure de l'approvisionnement

• Systèmes de communication

- Des compteurs au système central: via la technologie CPL, considérée comme ayant le meilleur rapport coût/efficacité du moment. Le GPRS est toutefois non exclu
- Interface Meter-Bus pour transmission des données des compteurs de gaz aux compteurs électriques, qui communiquent ensuite au système de comptage NES

• Degré d'interopérabilité des technologies retenues avec les systèmes d'information des acteurs

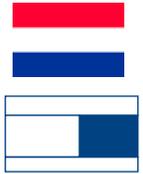
- Mise en place d'une architecture ouverte orientée services avec la société MicroTask
- Infrastructure du système de services énergétiques ouverte, bidirectionnelle et extensible (système NES développé par Echelon)

• Extension éventuelle au réseau de gaz, chauffage et eau

Oui, la solution développée est commune au gaz et à l'électricité, elle supporte également le traitement des données de comptage de l'eau

Sources : Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006; The virtual meter and the market model in the Netherlands, Continuum InfoStroom, Metering Europe 2006 Copenhagen conference; Echelon Corporation: Reduce costs and increase revenue with Echelon's Networked Energy Services (NES) system

Les études gouvernementales et les points de vue des acteurs du marché convergent sur les effets attendus... (1/2)

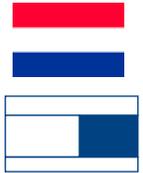


Effets attendus pour les électriciens et les autorités

- **Réseau de distribution**
 - Diminution du nombre de déplacements et information en temps réel: économies des coûts de fonctionnement grâce au management à distance des contrats des clients et aux relevés de compteur à distance
 - Meilleure détection des pannes: détection automatique des coupures
 - Minimisation de la fraude: les compteurs sont équipés d'une fonction de détection des atteintes pouvant leur être portées physiquement
 - Évolution de la connaissance du comportement du réseau en exploitation: amélioration de la qualité de service sur le réseau basse tension en contrôlant l'approvisionnement d'énergie et les éventuelles interruptions
- **Apparition de fonctions « intelligentes » dans l'exploitation du réseau**
 - Prise en compte de la production décentralisée : Oui. Figure dans le cahier des charges technique gouvernemental
 - Sélectivité des délestages partiels: NA
 - Accélération des reprises de charge après incidents: Vérification de rétablissement de service à distance, notamment lorsque le personnel est encore sur le terrain
- **Modalités d'accès des différents acteurs (gestionnaire de réseau, utilisateur, responsable d'équilibre, fournisseur, prestataire de services) aux données concernant le point de connexion et son utilisation**
 - Oui, accès non discriminatoire des tiers au serveur central via le GRD
- **Rémunération des acteurs du marché : NA**
- **Évolution dans le temps des pointes de consommation et de la charge du réseau**
 - Grâce à l'information sur la zone d'affichage disponible aux clients,
 - Un consommateur conscient du coût de la consommation pendant les heures de pointe changera son comportement et décalera sa consommation aux moments moins chers, impliquant une réduction de la consommation de pointe
 - Un consommateur conscient du coût de l'énergie va réduire sa consommation d'énergie
- **Maîtrise de la demande en électricité**
 - Meilleure gestion de l'énergie par les particuliers : potentiel d'économies sur la consommation
 - Les compteurs contiennent un commutateur qui permet l'interruption de la distribution si la puissance maximum permise est atteinte pour un client donné
- **Méthode de reconstitution des flux, extension ou non de l'usage de la courbe de charge à certaines catégories d'utilisateurs, objectifs poursuivis et atteints dans ce domaine: NA**

Sources : Networked Energy Services, Echelon Corporation

Les études gouvernementales et les points de vue des acteurs du marché convergent sur les effets attendus... (2/2)

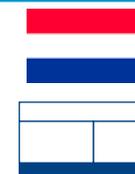


Effets attendus pour le consommateur final

- **Coûts des projets non facturés au consommateur final:** il a été convenu entre le régulateur et les acteurs du marché que la mise en place des compteurs évolués n'impacte pas la facture moyenne des clients résidentiels
- **Augmentation de la qualité du service**
 - Pas de facturation estimée : mesure de la consommation réelle pour chaque facture mensuelle
 - Amélioration de la qualité des activités commerciales : réduction des délais pour l'activation et les changements de contrats
 - Offre de tarifs plus étendue: « time-of-use pricing, critical peak pricing, real-time pricing »
 - Transparence sur la consommation d'énergie, les tarifs, le contrat: lecture des informations sur l'écran des compteurs
 - Diminution des erreurs sur les relevés de compteurs, réduction des plaintes et discussions
 - Traitement plus rapide des réclamations
 - Possibilité à terme de profiter de nouveaux services à valeur ajoutée
- **Impacts sur le changement de fournisseur**
 - Délai du processus de changement de fournisseur inchangé
 - Réduction du coût moyen de changement de fournisseur (coût moyen actuel pris en charge par les fournisseurs: 12,5€) grâce aux réductions d'erreurs de relève et des interactions entre fournisseur et GRD (grâce à la relève en temps réel)
 - Impact sur le taux de changement de fournisseur non significatif par rapport à des facteurs plus structurants
 - Évolution du degré de l'unbundling (juridique, puis total)
 - Entrée de nouveaux acteurs sur le marché
 - Stratégies de rétention des clients mises en place par les opérateurs
- **Évolution des offres (horodifférenciées, prépaiement, services annexes ...)**
 - Possibilité de prépaiement
 - Structures de tarif flexibles, flexibilité de la période de facturation
 - Services à valeur ajoutée possibles à terme avec le système mis en place (domotique)
 - Contrôle à distance des appareils électriques du domicile
 - Gestion de l'énergie
- **Répartition des rôles dans la facturation de l'utilisation du réseau et dans celle de la fourniture d'énergie :** discussions en cours (cf planche 83)

Sources : Smart meters: commercial, regulatory and policy drivers, Sustainability first, Mars 2006, Smart metering for smart people, KEMA Consulting; Entretien avec l'équipe Energy & Utilities de Capgemini Hollande, le 29/11/06

Éléments de B'Case: une VAN de 1,3 milliards et dont bénéficieront les clients finaux s'ils changent leur comportement de consommation



Valeur Actuelle Nette (projet gouvernemental)

- Attendus -	- Constatés -
<ul style="list-style-type: none"> • Une VAN de 1,3 milliards d'euros calculée au niveau macro-économique: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Déploiement massif des compteurs évolués électriques et gaziers sur 10 ans ▪ VAN calculée sur une période de 30 ans, avec un taux d'intérêt de 7% • Prise en charge du risque du retour sur investissement: <ul style="list-style-type: none"> • Engagement du gouvernement et des opérateurs sur un impact nul du projet sur le facture du client final 	<p>NA</p>

Coûts (projet gouvernemental)

- Attendus -	- Constatés -
<ul style="list-style-type: none"> • Principaux coûts identifiés ▪ Coûts durant le déploiement <ul style="list-style-type: none"> – Coût des compteurs et de l'infrastructure de comptage – Coût des installations – Modification des systèmes d'information ▪ Coûts permanents <ul style="list-style-type: none"> – Diminution de chiffre d'affaires – Coûts d'entretien des systèmes – Coûts de communication 	<p>NA</p>

Bénéfices (projet gouvernemental)

- Attendus -	- Constatés -
<ul style="list-style-type: none"> • Principaux gains identifiés ▪ Réductions de coûts de fonctionnement des énergéticiens <ul style="list-style-type: none"> – Réduction des réclamations – Simplifications de traitements administratifs ▪ Diminution de la fraude ▪ Baisse de la facture énergétique pour les consommateurs à terme <ul style="list-style-type: none"> – Économies d'énergie réalisées par les changements de comportements – Essor de la production décentralisée ▪ Impacts environnementaux: CO₂ 	<p>NA</p>

Sources : Smart Metering for Households: costs and benefits for the Netherlands, SenterNovem (Agence de l'Énergie Hollandaise), Étude KEMA Consulting, Entretien avec l'équipe Energy & Utilities de Capgemini Hollande

Détails sur les coûts et bénéfices pris en compte pour nourrir la réflexion du gouvernement hollandais

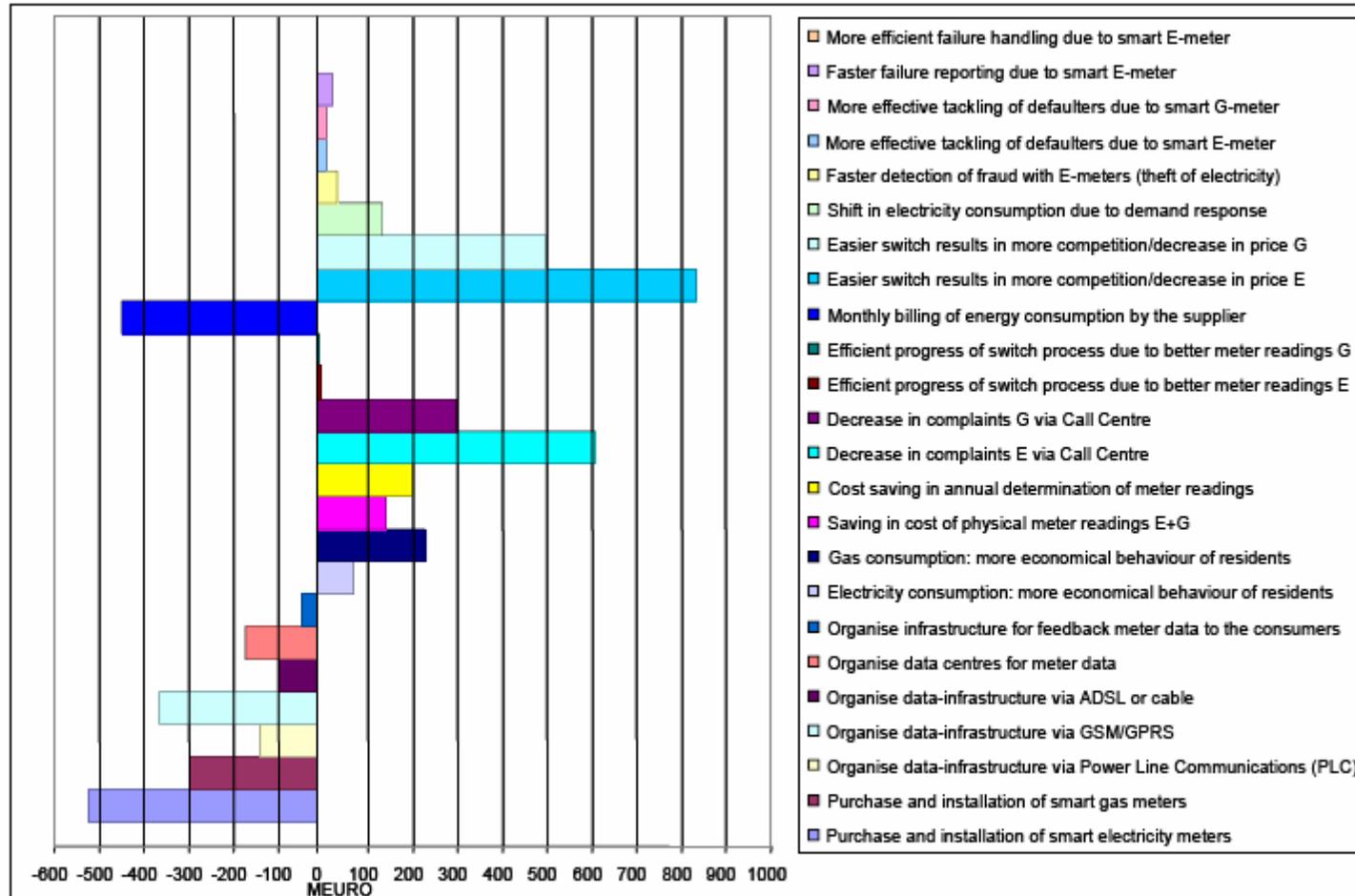
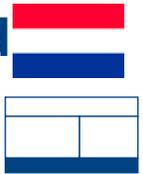
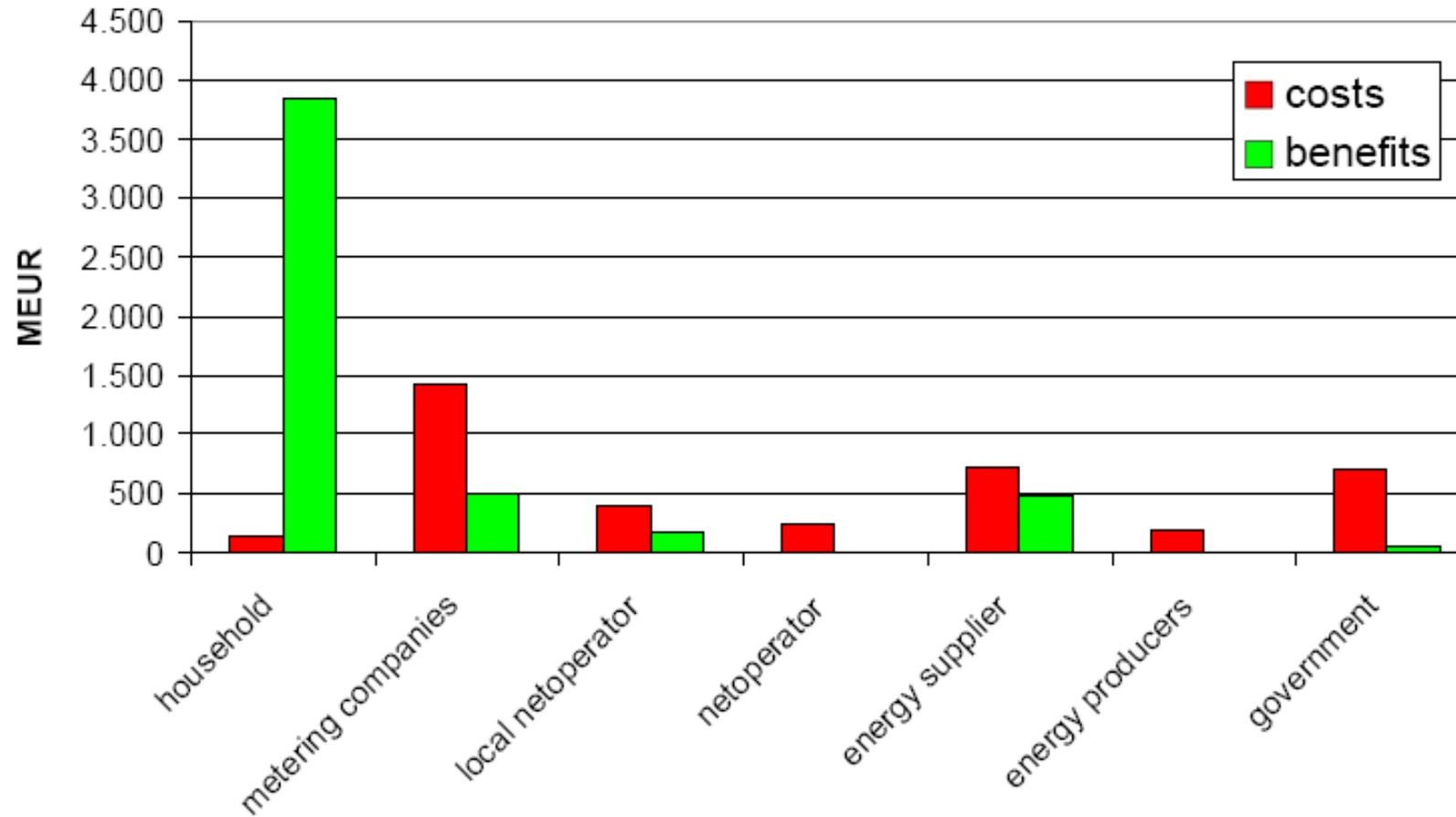
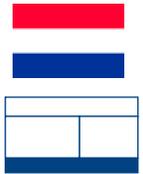


Figure 3 Overview of contribution per cost-benefit entry (reference alternative)

Source : Smart metering for households: costs and benefits for the Netherlands, SenterNovem

Détails sur la répartition des coûts et bénéfices entre les différents acteurs marché



Source: EEDAL 2006, SenterNovem



Etudes et rapports annuels

- World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research
- Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006

Sites Web

- www.echelon.com
- <http://www.essent-finance.nl/content/index.jsp>

Presse / Communiqués / Brochures

- Metering International, Issue 2, 2006, Echelon's Nes system : a future-proof platform
- Smart meters: commercial, regulatory and policy drivers, Sustainability first, Mars 2006
- Smart metering for smart people, KEMA Consulting, avril 2006
- Smart Metering for Households: costs and benefits for the Netherlands, SenterNovem (Agence de l'Énergie Hollandaise)
- Echelon Corporation: Reduce costs and increase revenue with Echelon's Networked Energy Services (NES) system

Autres

- Conférence Metering Europe 2006, Copenhague:
 - The introduction of remotely readable residential gas meters, Continuum Infostroom
 - The virtual meter and the market model in the Netherlands, Continuum InfoStroom
 - Standardisation of AMR in the Netherlands, EnergieNed
- Présentation Essent, novembre 2006
- Entretien avec l'équipe Energy & Utilities de Capgemini Hollande, le 29/11/06

Royaume-Uni



Le Royaume-Uni n'a pas déployé de système de télérelève basse tension et seul EDF Energy est en train de lancer un pilote



Contexte réglementaire et marché au Royaume-Uni

- Réglementation -

- 2003-2007: phase transitoire d'unbundling progressif où les commercialisateurs sous-traient (ou internalisent chez eux) auprès de prestataires de comptage l'ensemble des activités opérationnelles (approvisionnement physique, installation, maintenance).
- Les prix relatifs aux différentes prestations de comptage sont dérégulés à compter de 2007

- Marché -

- L'OFGEM continue de défendre la dérégulation alors que les opérateurs du marché appellent à une régulation du comptage

Description des projets / initiative de compteurs évolués

	Initiation projet	Début déploiement massif	Nb compteurs installés	Installations prévues	Parte-naires	Technologies
EDF Energy & National Energy Action	Projet Pilote	2007		3 000	Consortium mené par la NEA	
Compteurs électroniques à prépaiement (Irlande du Nord)	2000: projet pilote sur 200 foyers	2000		275 000	NIE T&D, PRI	Compteurs à prépaiement évolués

Bilan / Effets attendus et constatés

- Effets attendus -

Au niveau national (OFGEM)

- Réduction des émissions de gaz à effet de serre
- Maintien de la sécurité d'approvisionnement en énergie
- Lutte contre l'énergie trop chère pour les foyers démunis
- Amélioration du service pour les consommateurs

- Effets constatés -

ND

Éléments de B'Case (OFGEM)

- Bénéfices attendus -

- Hypothèse prudente de 1% de réduction de la consommation d'énergie

- Coûts attendus -

- Installation des compteurs
- Mise au rebut des investissements non amortis

- ROI attendus -

- ROI positif pour le BCCase des Clients munis de compteurs avancés
- ROI sinon négatif

L'ouverture à la concurrence du marché du comptage électrique anglais s'est faite progressivement et sera totale en avril 2007



Vue d'ensemble du contexte réglementaire

• Législation et réglementation des activités de distribution, de comptage et de relevé

- **1994-1998**: ouverture du marché du comptage pour les clients industriels > 100 kW (télérelève toutes les demi-heures), puis tous types de clients
- **2001**: abolition de l'obligation des fournisseurs à être garants en dernier recours pour la collecte et l'agrégation des données de comptage, un nombre suffisant d'acteurs existant sur ce marché
- **2003**: ouverture à la concurrence des marchés BT de Commercialisation des compteurs physiques et de Services physiques sur compteurs (Regulation in Electricity Metering Arrangements, REMA)
- **2007**: dérégulation totale

• Ouverture du marché du comptage progressive (2003-2007)

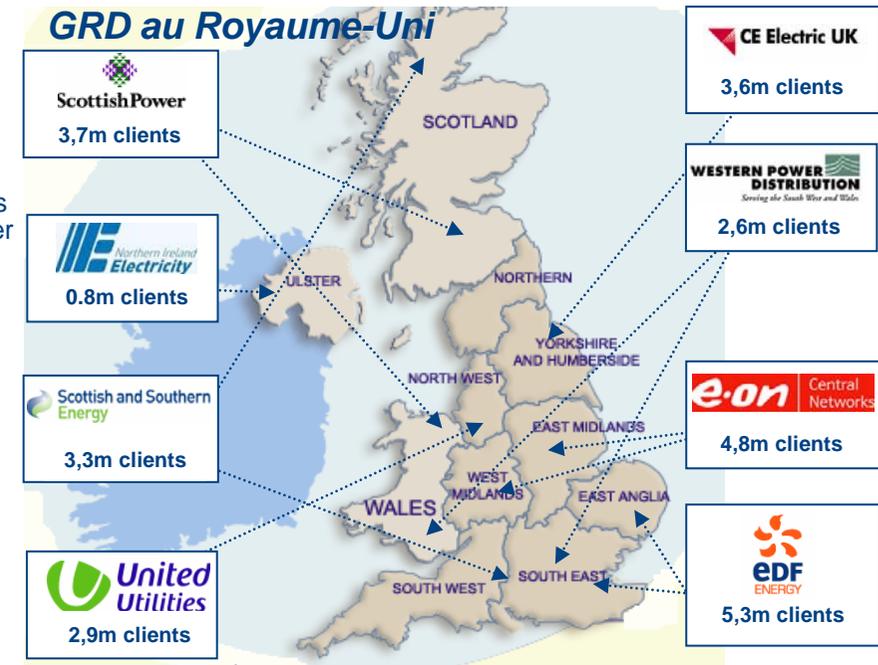
- Situation antérieure: les GRD détiennent les actifs liés au comptage et refacturent ces coûts aux fournisseurs (coût accès au réseau)
- Phase transitoire d'unbundling progressif où : les commercialisateurs d'électricité portent la responsabilité des activités de comptage qu'ils peuvent internaliser ou sous traiter auprès de prestataires et vis-à-vis desquels les GRD conservent une obligation de service en dernier recours ;
- Les GRD peuvent encore refacturer aux commercialisateurs les coûts liés au comptage (à prestation équivalente) ;
- Les prix relatifs aux différentes prestations de comptage restent régulés.

• Situation d'ouverture totale (avril 2007)

- Disparition de l'obligation de service de comptage en dernier recours
- Maintien de l'obligation d'inspecter et de relever visuellement le compteur tous les 2 ans
- Le marché des prestataires de comptage est supposé assez solide et vraisemblablement plus compétitif que les GRD
- Les prix relatifs aux prestations de comptage ne sont plus régulés

• Régime de propriété des compteurs

- Actuellement, les GRD détiennent ~90% du parc de compteurs anglais
- Le compteur devient la propriété du prestataire de l'activité Meter Asset Provision (GRD, commercialisateur ou société privée) ou du particulier



Sources : Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006; OFGEM's decision on the future of gas and electricity metering price controls, Oct 2006;

Suite à sa consultation « Domestic Metering Innovation » en février 2006, l'OFGEM a précisé le cadre de régulation des activités de comptage



Principales décisions et orientations de l'OFGEM résultant de la consultation « Domestic Metering Innovation »

- **Configuration du modèle de régulation du marché du comptage**
 - Régulation calée sur l'intérêt des clients résidentiels
 - Orientation des incitations réglementaires vis-à-vis des dispositifs de comptage évolués priorisées pour :
 - Contribuer à l'endigement du nombre trop élevé d'erreurs de facturation
 - Faire évoluer les systèmes de comptage partout où l'efficacité économique et technologique des GRD est discutable
 - Volonté de ne pas imposer de programme national
 - Principe de liberté de choix de la solution de comptage retenue au niveau des clients résidentiels
 - Existence d'alternatives à investiguer (ex: possibilité d'afficher la consommation au foyer sans recourir à l'installation d'un compteur évolué)
- **Abandon progressif d'anciennes prérogatives réglementaires**
 - Allègement des procédures de certification des compteurs électromécaniques et électroniques
 - A compter d'avril 2007, abandon de la régulation des tarifs perçus par les GRD pour les services de comptage (1,12£ pour les compteurs à crédit – 11,68£ pour les compteurs à prépaiement)
- **Promotion de l'innovation au sein du marché de comptage évolué pour les particuliers**
 - Travail avec l'industrie à l'élaboration d'un standard commun pour l'interopérabilité des compteurs
 - Révision des réglementations existantes sur le comptage pouvant entraver l'innovation :
 - Évolution du rythme d'inspection et de relève visuelles obligatoire des compteurs de 2 ans à une durée plus étendue, en fonction de critères définis avec les organismes de sécurité- *Supply Licence Review*
 - Revue du Code pour l'équilibrage et la réconciliation des écarts sur le réseau électrique avec l'organisme en charge - Elexon
 - Coordination des études stratégiques et des tests auprès des consommateurs
 - Comment les consommateurs résidentiels changent-ils leur comportement quand ils ont plus d'information sur l'énergie consommée?
 - L'OFGEM pilote une étude financée par le DTI et le DEFRA à hauteur de £9,75m, dont les conclusions ne seront pas rendues avant fin 2008
 - Étude des besoins des clients munis de compteurs prépayés
 - Surveillance des conditions de mise à jour tarifaire des compteurs prépayés et de ses conséquences sur l'endettement des utilisateurs
 - Étude de la convergence gaz et électricité des systèmes de compteur prépayé
- **Mise en place d'un groupe de travail pour pallier à l'absence actuelle de standard autour de l'interopérabilité des systèmes de comptage** (actuellement, il y a remplacement du compteur existant en cas de changement de fournisseur):
 - Étude d'un schéma où le client pourrait conserver le même compteur malgré son changement de fournisseur
 - Étude d'un standard pour l'interopérabilité des systèmes de comptage

Sources : *Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006; World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research; Ofgem's decision on the future of the gas and electricity metering price controls, Octobre 2006; Domestic Metering Innovation-Next Steps, OFGEM, juin 2006*

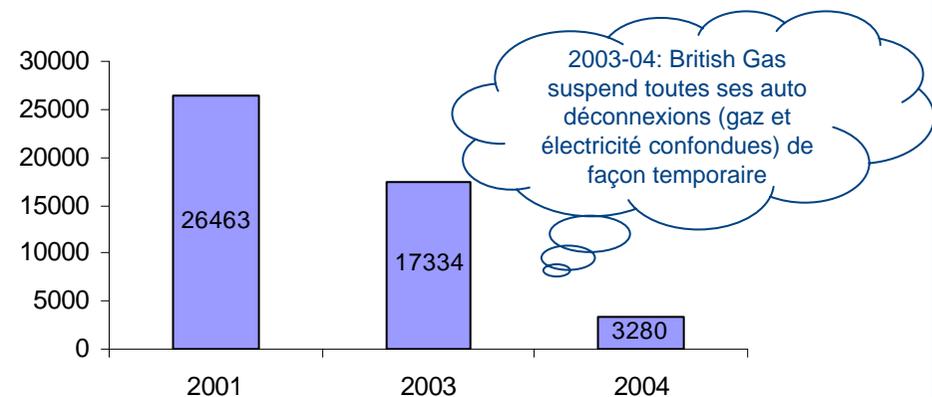
L'OFGEM et les associations de consommateurs ont précisé les lignes de conduite en matière d'auto déconnexion pour protéger les ménages à faibles revenus



L'auto déconnexion : positions du régulateur, des associations et des commercialisateurs

- **2003:** L'OFGEM et EnergyWatch publient un ensemble de lignes de conduite à adopter par les fournisseurs d'énergie (gaz et électricité) afin de réduire le nombre d'auto déconnexions et l'endettement des ménages lié à la consommation d'énergie (« *fuel poverty* »). L'OFGEM se réserve le droit de pouvoir infliger des sanctions financières en cas de non-respect
- **2005:** Publication d'un rapport indépendant chargé d'enquêter sur le respect des lignes de conduite visant à réduire l'auto déconnexion
 - EDF Energy & Scottish Power considérés comme les plus diligents
 - Npower considéré comme étant le plus en retard
- **Lignes de conduite à l'attention de tous les fournisseurs**
 - Se fixer des objectifs chiffrés pour mesurer l'efficacité de leur politique de lutte contre la « *fuel poverty* », identifier les clients en difficulté pour mettre en place des procédures destinées à leur attention
 - Améliorer le service relations clients par téléphone
 - Mieux conseiller les clients sur leur budget et leur efficacité énergétique
 - Utiliser des compteurs à prépaiement pour les clients en difficulté
 - Utiliser l'auto déconnexion en dernier recours, être en mesure de pouvoir démonter que tous les autres moyens ont été utilisés
- **Travail de fond à effectuer par les fournisseurs: l'interopérabilité de leurs SI**
 - La majorité des erreurs de facturation surviennent lors du changement de fournisseurs
 - Nécessité de pouvoir transmettre l'information d'identification des « *fuel poor* », sous réserve de l'autorisation du législateur

auto déconnexions au Royaume Uni



Structures pour la prévention de l'auto déconnexion

- ERA (association des commercialisateurs)
 - Publie une bonne pratique (« *safety net procedure* ») pour la protection des clients en difficulté contre l'auto déconnexion
 - Établissement d'une hotline nationale pour les « *fuel poor* »
- Existence d'un fonds « *Fuel Direct scheme* » à l'attention des ménages bénéficiant d'aides sociales et étant sur le point d'être déconnectés pour ne pas avoir payé leurs factures

Sources: Companies must step up efforts to tackle debt and disconnection, says report, OFGEM & Energywatch, 22 mars 2005; Report on debt and disconnection, Trade and Industry Committee, OFGEM response, juillet 2005

La transposition de la Directive Européenne: « Energy Services Directive » dans le droit britannique à l'horizon 2008 peut modifier le scénario de transformation du parc de compteurs BT actuel



Rôle et missions des GRD, fournisseurs et de l'OFGEM

- OFGEM (régulateur anglais)
 - Va progressivement abandonner ses anciennes prérogatives
 - Va pousser l'innovation au sein du marché du comptage évolué pour les particuliers, en régulant si nécessaire
 - Juge des résultats accomplis par les énergéticiens dans le cadre du système anglais des certificats en économie d'énergie, le *Energy Efficiency Commitment*
- Les GRD
 - N'ont plus le monopole sur les activités de comptage (installation / maintenance / collecte des données) et n'auront plus l'obligation d'assurer ces prestations à partir d'avril 2007
 - Doivent se demander s'ils conservent cette activité dans leur cœur de métier, et s'adapter le cas échéant
 - Prennent à présent un risque à investir dans de nouveaux compteurs qu'ils ne sont pas certains de pouvoir amortir chez leurs clients
- Les commercialisateurs d'énergie
 - Peuvent désormais faire jouer la concurrence entre GRD et tiers extérieurs pour leurs activités de comptage (installation / maintenance / collecte des données)
 - Peuvent décider d'intégrer le comptage à leur champ d'activités pour leur propre compte et pour les proposer à d'autres fournisseurs
- Le gouvernement anglais va décider de la législation ad hoc pour le secteur en fonction
 - De sa mise en œuvre de la politique énergétique du pays: « *l'Energy Review* »
 - De son interprétation concrète de la Directive Européenne: « *Energy Services Directive* », qui doit être mise en application d'ici à mai 2008

Les cinq scénarios envisagés par EDF Energy pour le comptage évolué au Royaume-Uni

UK scenarios

1. Distribution business owns all the smart metering related assets
2. Ofgem sets common smart metering framework which all suppliers adhere to
3. The metering market remains fully competitive as now
4. Long-term customer metering contracts – 10 years
5. Distribution business supplies a pulsed metering unit. Suppliers provide 'value added services' infrastructure & devices.

Sources : *Intelligent Metering and Wireless M2M*, BERG INSIGHT, 2006; *World Electricity Meter Report Ed.4 2005*, ABS Energy Research; *Ofgem's decision on the future of the gas and electricity metering price controls*, Octobre 2006

Le Royaume-Uni est le premier marché européen du comptage à prépaiement mais la télérelève est cantonnée aux professionnels



Vue d'ensemble du contexte marché

- **Nombre total de compteurs : 27m**
- **Parts de marché des fabricants de compteurs (tous types / à prépaiement) :**
 - L&G / Ampy: 25-30 % / 60-70%
 - Actaris: 20-30% / 30-40%
 - Elster RI: 20-30 %
 - Iskraemeco: <15 %
- **Situation actuelle du parc de compteurs**
 - Taux de remplacement du parc: 5% , soit 1,5m de compteurs / an remplacés
 - Détenu par les GRD à ~90%
 - Compteurs électroniques réservés aux gros consommateurs (représentant 50% de la consommation énergétique totale)
 - 25,6m compteurs résidentiels BT (essentiellement tous des compteurs électromécaniques), répartis comme suit
 - Tarifs mono-index: 18,7m
 - Tarifs multi-index: 3,3m
 - A prépaiement: 3,6m
 - Fréquence de relève BT: tous les 6 mois, parfois tous les 3 mois
- **Caractéristiques des compteurs à prépaiement (concerne 3,6m de clients résidentiels)**
 - Compteurs à cartes magnétiques: adoptés par la moitié des énergéticiens – 1,5 millions de clients
 - Compteurs « Smart Key »: rechargement de la clé à un point de paiement – 1,5 millions de clients
 - Compteurs « Smart Card » : utilisés par UK Utilities Norweb et Midlands Electricity – < 1 million de clients
 - Compteurs « Key Pads » : reposant sur un système d'information unidirectionnel
- **Caractéristiques des compteurs à télérelève**
 - Secteur C&I: utilisés par 110 000 commerces et entreprises (enregistrement de courbe de charge à pas demi horaire)
 - Secteur Résidentiel: concerne seulement 1% du parc
- **Consommation moyenne par foyer: 3 300 kWh**

Permettent la mise à jour tarifaire sans déplacement de personnel

Sources : Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006; World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research; Energy billing and metering, Changing customer behaviour, an energy review consultation, DTI, novembre 2006

Le Royaume-Uni a été le premier pays européen à ouvrir son marché de comptage d'électricité à la concurrence – pourtant celle-ci reste limitée

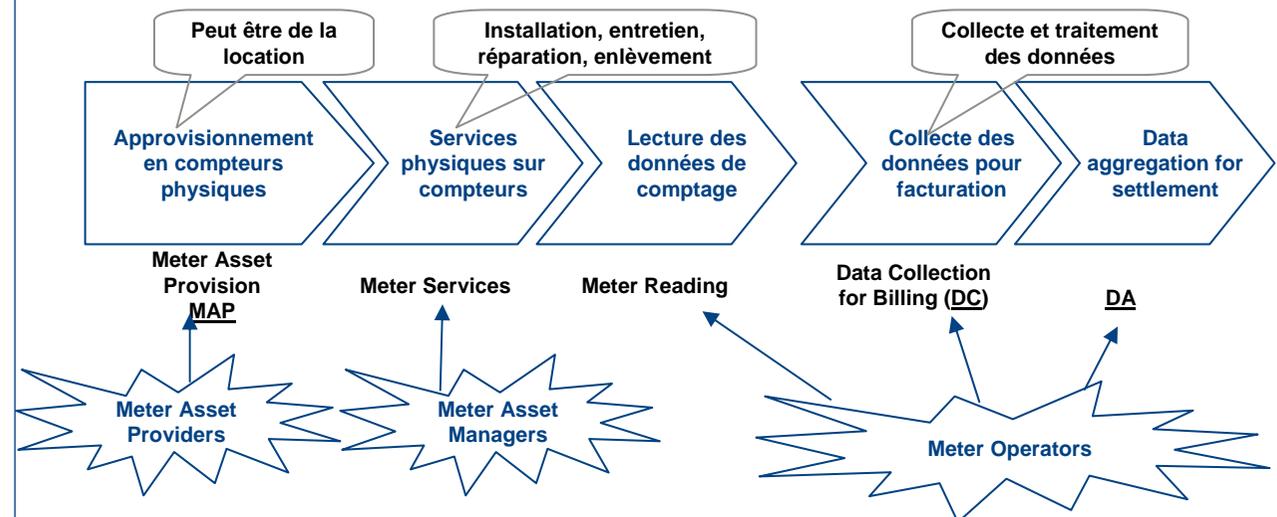


Les acteurs du comptage

- 7 GRD historiquement en charge du comptage
- 6 commercialisateurs majeurs, tous dotés de capacités de production
 - EDF Energy (London Energy, Sweb Energy, SeeBoard Energy, EDF Energy)
 - Powergen (E.On UK)
 - Scottish & Southern Energy
 - Scottish Power
 - Npower (RWE Npower)
 - British Gas (Centrica)
- Stratégie observées des fournisseurs en matière de collecte de données et de facturation
 - Internalisation des activités de collecte des données / facturation
 - Externalisation partielle de l'activité auprès d'un tiers: gestion effectuée par le tiers mais utilisation du personnel du fournisseur d'électricité
 - Externalisation totale de l'activité
- Prestataires de services de comptage
 - Onstream
 - Capital Meters Ltd (Siemens)
 - United Utilities

Le niveau de concurrence

- Dans les faits, la concurrence dans les prestations de comptage est limitée pour l'instant sur l'ensemble des segments de la chaîne de valeur du comptage
- En raison de coûts de transaction élevés pour le fournisseur qui voudrait changer de prestataires
- Le marché du comptage (installation, maintenance, relève) est estimé à £800m/an



Sources : Smart Metering in the competitive UK market, A.Pocock / EDF Energy, Conférence Metering Stockholm 2006; Domestic Metering Innovation-Next Steps, OFGEM, juin 2006; Ofgem's decision on the future of the gas and electricity metering price controls, octobre 2006; A view from outside regulation, Onstream, C.Bryce, 2005

EDF Energy est le premier à mettre en œuvre un pilote expérimental de compteurs évolués sur le marché britannique



La première étape consiste à conduire des tests pour affiner les données relatives au fonctionnement des compteurs et aux comportements de consommation

1ère étape: *Projet Domestic Environmental Management in Action (DEMIA)*

Objectifs

- Résoudre des problèmes opérationnels qui se posent lors de l'utilisation de compteurs évolués
- Étudier l'impact du comptage évolué sur les comportements de consommation et le total de la facture adressée au client

Acteurs impliqués

- National Energy Action (ONG de lutte contre la précarité énergétique)
- EDF Energy
- Helpco (société de services énergétiques gérée par le *Greater London Energy Efficiency Network*)
- Severn Wye Energy Agency
- PRI (fabricant de solutions de comptage)

Données techniques

- Pilote de deux ans commencé en 2005
- Déploiement de 3000 compteurs gaz & électricité combinés
- Télé relève des données de consommation et affichage de ces données au foyer

Résultats: ND

2ème étape: Extension du pilote de comptage évolué (*Energy Demand Reduction Pilot*)

Objectifs

- Étudier l'impact du comptage évolué sur les comportements de consommation et le total de la facture adressée au client

Acteurs impliqués

- *Department of Trade and Industry* (DEFRA)
- OFGEM
- EDF Energy

Données techniques

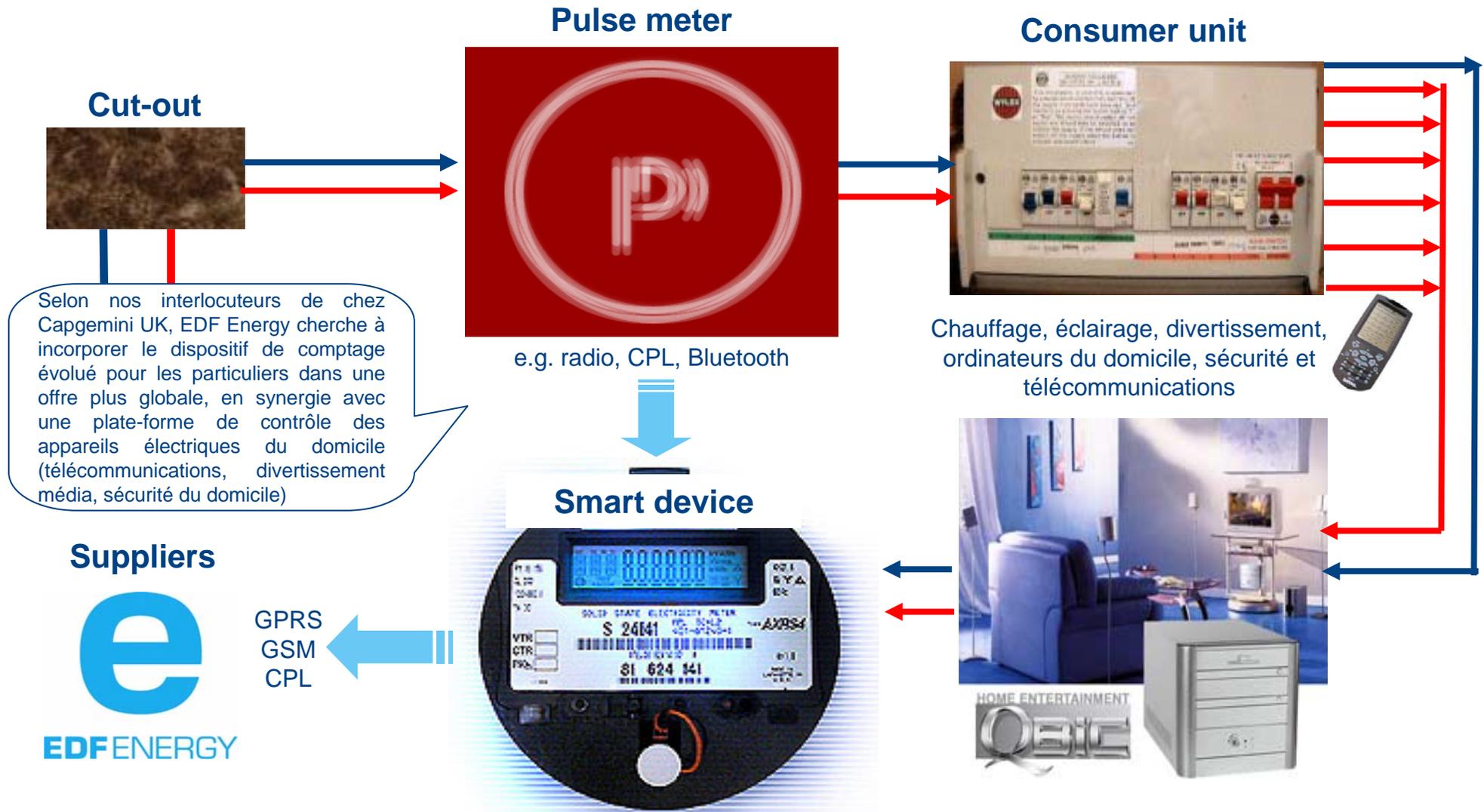
- Extension du projet décidée à l'automne 2007
- Financement à £9,75m

Résultats: ND

Sources: *Cutting Energy bills: trial of innovative « smart meters » starts*, Government News Network, 26 avril 2006; *EDF extends smart metering*, Computing, 10 août 2006



EDF Energy a établi son pilote expérimental sur la base d'un scénario où l'opérateur de réseau de distribution fournirait le compteur de base et les commercialisateurs les équipements évolués additionnels



En Irlande du Nord, le GRD historique essaie un nouveau modèle de compteur électronique à prépaiement



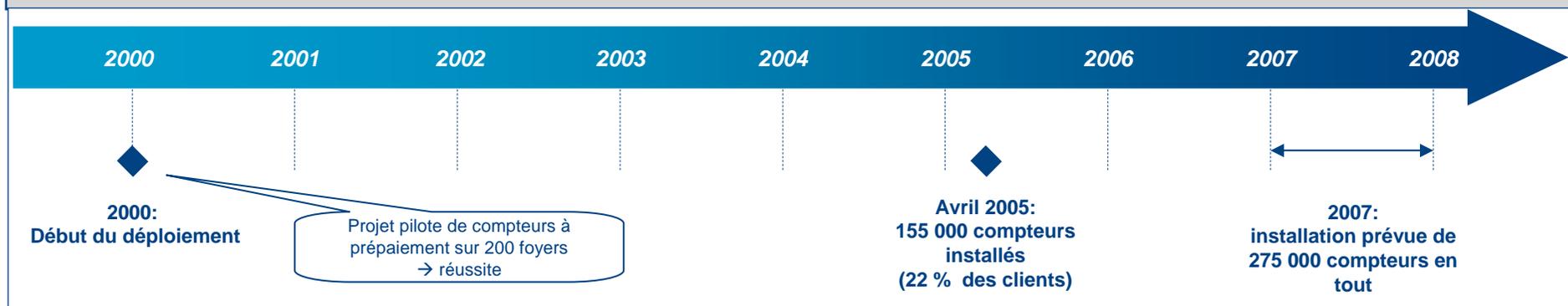
Contexte réglementaire et acteurs en Irlande du Nord

- Libéralisation du marché de l'électricité:
 - Juillet 1999: libéralisation partielle du marché de vente en gros
 - Mars 2005: éligibilité de tous les clients non résidentiels
 - Juillet 2007: ouverture du marché résidentiel à la concurrence
- Northern Ireland Electricity
 - Opérateur historique verticalement intégré (achat, transport, distribution et commercialisation régulées)
 - Fournisseur quasi exclusif de l'ensemble des 758 000 foyers et entreprises d'Irlande du Nord (NIE Supply)
- 6 Commercialisateurs indépendants pour les professionnels
 - Energia
 - Airtricity
 - ESB Independent Energy
 - Bord Gais Eirann

Situation avant déploiement du compteur électronique à prépaiement

- Situation des compteurs avant projet:
 - Parc de compteurs électromécaniques classiques
 - Existence de compteurs à prépaiement depuis 1990
- Critère de la prise de décision pour la mise en place d'une nouvelle norme de compteur prépayé:
 - Augmentation des coûts opérationnels et d'entretien: la solution devenant très onéreuse
 - Préoccupation concernant la sécurité
 - Protection contre la fraude
 - Souci de satisfaction des clients
 - Pression du régulateur et des groupes de consommateur concernant le dispositif de coupure automatique

Phasage du projet de déploiement du compteur électronique à prépaiement



Sources : Domestic Metering Innovation, OFGEM, février 2006; <http://ofreg.nics.gov.uk/>

Le système de keypad meters pourra être ouvert aux concurrents à terme, mais l'interopérabilité est nulle aujourd'hui



Description technique du projet irlandais

- Critère de choix de compteurs à prépaiement, à clavier : Northern Ireland Electricity (NIE) a considéré la technologie AMR
- Fonctionnalités des compteurs à prépaiement avec clavier (*Liberty keypad meters* développés par PRI):
 - **Lecture sur écran à domicile de nouveaux types d'information**
 - Le temps de crédit restant en nombre de jours, basé sur la consommation moyenne de la semaine précédente
 - Les coûts de la veille, de la semaine et du dernier mois
 - Les taux unitaires et le nombre d'unités utilisées à ce taux
 - Des informations sur les 5 achats précédents
 - Le montant total crédité dans le compteur
 - La charge en temps réel
 - La demande maximale sur les 24 dernières heures et le moment où elle a été appelée
 - Le nombre total d'unités utilisées
 - **Achats des recharges:** canaux d'achats variés (codes à entrer dans le compteur)
 - **Compatibilité avec l'ancien système**
 - **Protection sociale**
 - Alerte pour bas crédit
 - L'électricité ne peut pas être coupée la nuit, le weekend ou les jours fériés. Cette consommation est toutefois déduite du rechargement de crédit suivant
- Degré d'interopérabilité des technologies retenues avec les systèmes d'information des acteurs : nul
- Répartition entre acteurs des différentes composantes de l'activité de comptage : activité de comptage régulée et opérée par le GRD historique NIE T&D (financée par le tarif *Supply margin*)
- Extension éventuelle au réseau de gaz, chauffage et eau : Non

Sources : Domestic Metering Innovation, OFGEM, février 2006; <http://ofreg.nics.gov.uk/>; Decision paper by the Northern Ireland authority for energy regulation on the appropriate way forward, OFREG, décembre 2005; <http://www.nie.co.uk>

Ces compteurs prépayés plus évolués réduisent d'avantage les coûts du fournisseur et augmentent la satisfaction des clients finaux



Effets constatés pour le fournisseur

- **Réduction des coûts du fournisseur**
 - **Liées à l'adoption du prépaiement**
 - Facturation: suppression des coûts d'émission de factures
 - Lecture du compteur: suppression des coûts liés
 - Appels des consommateurs aux centres d'appel: baisse de 8% du volume d'appels
 - **Liées au nouveau système**
 - Distribution des recharges: baisse des coûts
 - Fraudes sur les recharges: baisse des coûts (fraude plus facile sur les jetons que sur le nouveau système de prépaiement)
- **Simplifications opérationnelles pour le fournisseur**
 - **Liées à l'adoption du prépaiement**
 - Recouvrement de dettes garanti
 - **Liées au nouveau système**
 - Simplification de la distribution des recharges
 - Disparition des fraudes
 - Diminution importante du taux de défaillance des compteurs
 - Diminution du nombre de plaintes enregistrées à un niveau quasi-nul
- **Augmentation du cash flow**

Effets constatés pour le consommateur final

- **Satisfaction des clients finaux**
 - **Bénéfices apportés par le nouveau système**
 - Baisse de la consommation grâce à une prise de conscience accrue par les nouveaux types d'information disponibles à travers une simple lecture de l'écran du compteur
 - Pas de coupure automatique la nuit, le week-end et les jours fériés
 - Pas de perte de jetons de paiement donc pas de perte d'argent
 - Moyens plus nombreux pour recharger le crédit
 - Baisse du tarif payé (grâce à une répercussion des baisses de coûts du fournisseur): réduction de 2,5%
 - Moins de 5% des nouveaux locataires ont demandé à changer de compteurs
- **Processus de changement de fournisseur:** le système est propriétaire et sans accès pour un nouvel entrant
- **Évolution des offres (horodifférenciées, prépaiement, services annexes etc.)**
 - Ce nouveau compteur fonctionne avec le *Home Energy tariff* standard, réduit de 2,5%
 - Ce nouveau compteur n'a pas été accompagné de la mise en place de nouveaux tarifs
 - La tarification horosaisonnaire n'est pas en place pour l'instant, mais envisagée comme cadre pour l'ouverture du marché des particuliers (nécessiterait de nouveaux compteurs)
- **Répartition des rôles dans la facturation de l'utilisation du réseau et dans celle de la fourniture d'énergie :** NIE T&D facture le transport et la distribution et NIE Supply la fourniture d'énergie

Sources : Domestic Metering Innovation, OFGEM, février 2006; Decision paper by the Northern Ireland authority for energy regulation on the appropriate way forward, OFREG, décembre 2005; www.nie.co.uk

Éléments de B-Case sur le projet en Irlande du Nord: les enseignements sont limités en l'absence de système de télérelève



<i>ROI / Payback</i>	
<i>- Attendus -</i>	<i>- Constatés -</i>
ND	ND
<i>Coûts</i>	<i>Bénéfices</i>
<i>- Constatés -</i>	<i>- Constatés -</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Pour les clients <ul style="list-style-type: none"> – Pas de facturation directe des compteurs aux utilisateurs mais augmentation des tarifs de distribution régulés sur la période 2000-2007 pour financer les 275 000 compteurs • Pour l'opérateur historique <ul style="list-style-type: none"> – Coûts marketing très réduits 	<ul style="list-style-type: none"> • Doublement du parc de compteurs à prépaiement • Effets bénéfiques constatés pour le consommateur final et le fournisseur (cf. planche précédente) • Quantification des baisses de consommation d'énergie (testée sur les 3 tarifs existants, 4 périodes de temps et 186 consommateurs), grâce aux nouvelles informations sur la consommation disponibles: <ul style="list-style-type: none"> – Diminution de la consommation annuelle de 3,5 % par rapport à la consommation domestique moyenne – Économies financières de 1,5% en moyenne et de 15 % pour certains consommateurs – Baisse de 10% de la demande à la pointe du soir

Source: Domestic Metering Innovation, OFGEM, février 2006

Le débat national mené par l'OFGEM depuis la consultation de février 2006 est mené au niveau des acteurs du marché et de la collectivité (1/2)



Le point de vue des acteurs du marché

• Bénéfices

▪ Clients

- Élaboration d'une facturation fondée sur la consommation réelle
- Meilleur contrôle de la consommation d'énergie
 - Estimation d'une réduction de 15% sur la facture (sondage réalisé par LogicaCMG)
 - Valorisation d'une réduction de la consommation énergétique de 6,5 à 10%, grâce à l'affichage au domicile de la consommation d'électricité et de son coût en temps réel (une étude canadienne, reprise par le gouvernement anglais, constate le chiffre de 6,5% sur une période de plus de 2 ans. Une autre étude valorise cette baisse à 10%)*

▪ Fournisseurs

- Économies engendrées par l'arrêt des relèves manuelles tous les 2 ans, l'amélioration de la facturation, le meilleur service client. Une étude de JD Power & Associates (en 2003) estime que 5% des clients finaux anglais considèrent que l'estimation de leur consommation est mauvaise.

• Préoccupations

▪ Clients

- Pas prêts à payer plus pour la simple fonctionnalité de télérelève; le système doit fournir d'autres services à valeur ajoutée pour que le client accepte de payer

▪ Fournisseurs

- Risque de voir des investissements non rentabilisés à cause de la possibilité pour les clients de changer de fournisseur à tout moment
- Incitation concurrentielle à concevoir les offres les plus compétitives possibles; comprenant des compteurs basiques à bas coût (vs compteurs sophistiqués nécessaires pour la télérelève)

Sources : *Smart Metering in the competitive UK market*, A.Pocock / EDF Energy, Conférence Metering Stockholm 2006; *OFGEM seeks to unlock the potential of smart meters at home*, 2005 Press Release; *Energy efficiency, Public attitude, Private action*, LogicaCMG, mai 2006; *Energy billing and metering, Changing customer behaviour, an energy review consultation*, novembre 2006; **Energy billing and metering, Changing customer behaviour, an energy review consultation*, p.43, DTI, novembre 2006

Le débat national mené par l'Ofgem depuis la consultation de février 2006 est mené au niveau des acteurs du marché et de la collectivité (2/2)



Le point de vue de la collectivité

• Bénéfices

- Incitations gouvernementales à effectuer des essais
- Réduction des gaz à effets de serre
 - Baisse de la consommation d'énergie grâce à l'affichage de la consommation en coûts chiffrés. Estimation de gains par le gouvernement anglais: équiper l'ensemble des particuliers de dispositifs d'affichage de la consommation et de son coût en temps réel permettrait d'économiser à moyen terme 0,4 MtC par an.
 - Incitation à la production d'énergies renouvelables locales: les compteurs pourront calculer l'énergie remise sur le réseau par les particuliers
- Impacts bénéfiques limités au niveau des fraudes et du réseau

• Préoccupations

- Manque d'interopérabilité entre les différentes technologies utilisées par les différents acteurs du marché (groupe de travail mis en place par l'*Energy Retail Association*, ERA)
- Le déploiement géographique général d'un système de télérelève permet des économies d'échelles impossibles avec un déploiement sélectif (comportement de passager clandestin des acteurs)
- Préavis de 28 jours pour changer de fournisseur (mesure à la fois considérée comme un frein au changement de fournisseur ou comme trop faible pour permettre un amortissement des investissements engagés par les fournisseurs)
- Pas de transposition ou d'interprétation de la Directive Européenne de la part du gouvernement anglais

Sources : *Smart Metering in the competitive UK market*, A.Pocock / EDF Energy, Conférence Metering Stockholm 2006; *Ofgem seeks to unlock the potential of smart meters at home*, 2005 Press Release; *Energy billing and metering, Changing customer behaviour, an energy review consultation*, p.26, DTI, novembre 2006

Ces deux angles d'analyse sont utilisés dans le Business Case élaboré par le régulateur au début de l'année 2006



- **Hypothèses** formulées sur la base d'approximations et de vues d'experts en l'absence de données de marché tangibles
 - **Approche conservative:** coûts élevés et bénéfices faibles chaque fois que possible (ex: hypothèse prudente de 1% seulement de réduction de la consommation d'énergie)
 - **2 business cases : fournisseurs, clients**
 - SBC Supplier Business Case : gains fournisseurs + distributeurs (les fournisseurs payent, ils récupèrent tous les bénéfices du distributeur)
 - CCBA Customer Cost Benefit Analysis
 - **Variantes examinées**
 - Compteur Simple / Avancé
 - Simple : télérelève, lecture du statut du compteur pendant les pannes
 - Avancé : connexion / déconnexion, mesure de la courbe de charge, bascule à distance entre prépaiement /facturation classique, tableau d'affichage, limitation de puissance
 - Facturation classique / Prépaiement
 - Électricité / Gaz
 - **Principaux effets attendus (> 0,35£ /client/an) :**
 - Principaux Bénéfices Fournisseur : Service Client, Télé relève (coût d'une relève manuelle estimé à £2,6 la relève*), Switch prépaiement
 - Principaux Bénéfices Réseau : pics de consommation, réduction des investissements, fraude
 - Principaux Bénéfices Clients : pics de consommation, diminution de la demande, fraude, émissions CO2
 - **Coûts**
 - 35£ pour les compteurs simples, 65£ pour les compteurs avancés
 - Coûts d'installation des compteurs de 30£ par compteur
- Ce prix inclut un supplément dû à écran d'affichage des informations à part (accessibilité dans la cuisine par exemple par commodité pour le client)
Ce prix date du début de l'année 2006 et l'OFGEM souligne les opportunités futures de baisses de prix permises par la concurrence sur les marchés de compteurs évolués (économies d'échelles des projets en développement)
- **Résultats : rentable pour les Clients seulement dans le cas des « compteurs avancés » (3-4 £ par an)**
 - Le compteur avancé reste un coût pour les fournisseurs (-10£ par an par client)
 - le business case ne prévoit ni partage des gains Clients / Fournisseurs ni valorisation de services
 - Le compteur simple n'est rentable ni pour les clients (-1 à -3£) ni pour les fournisseurs (-5 à -6£)
 - Rentabilité équivalente entre Prépaiement et Facturation classique (différence d'1£ au détriment du prépaiement)

*Source : Energy billing and metering, Changing customer behaviour, an energy review consultation, p.40, DTI, novembre 2006

Résultat du Business Case: positif pour les clients munis de « compteurs avancés » seulement



- Business Case Fournisseurs : **négatif**
 - -5£ (compteur simple) à -10£ (compteur avancé)

Cost benefit analysis	Simple meter		Sophisticated meter	
	Elec credit £ / Meter pa	Elec PPM £ / Meter pa	Elec credit £ / Meter pa	Elec PPM £ / Meter pa
Table 24: Supplier business case				
Benefits				
Supplier	2,29	1,10	2,89	2,00
Network	0,23	0,23	1,48	1,48
Total benefits	2,52	1,33	4,37	3,48
Additional annualised capx				
Meter	3,23	2,20	7,72	5,45
Installation	1,17	1,63	1,60	1,63
System	1,17	1,17	2,35	2,35
Stranding	1,76	1,76	1,76	1,76
Total annual capx	7,34	6,76	13,42	11,18
Maintenance	0,79	0,81	1,56	1,31
Net benefit/cost	-5,61	-6,23	-10,61	-9,01
Table 25: Customer cost benefit case				
Benefits				
Supplier	2,29	1,10	2,89	2,00
Network	0,14	0,14	0,89	0,89
Customer	1,48	1,07	10,13	9,47
Total benefits	3,91	2,31	13,90	12,36
Additional annualised capx				
Meter	1,93	1,62	5,15	4,03
Installation	0,70	1,20	1,20	1,20
System	0,70	0,70	1,41	1,41
Stranding	1,05	1,05	1,05	1,05
Total annual capx	4,39	4,58	8,81	7,69
Maintenance	0,79	0,81	1,56	1,31
Net benefit/cost	-1,28	-3,08	3,54	3,36

- Business Case Clients : **positif** pour le compteur avancé (3-4£ par an), négatif sinon

• Détail des gains par bénéfices attendus

Cost benefit analysis	Simple meter		Sophisticated meter	
	Elec credit £ / Meter pa	Elec PPM £ / Meter pa	Elec credit £ / Meter pa	Elec PPM £ / Meter pa
Table 21: Supplier benefits				
Avoided qtr manual read	1,09	0,00	1,09	0,00
Avoided final meter read	0,10	0,00	0,10	0,00
Reduced customer service activity	1,10	1,10	1,10	1,10
Switching to pre payment and back	chnology does not support this ben		0,60	0,69
Lower disconnection costs	chnology does not support this ben		0,01	0,21
Total supplier benefits	2,29	1,10	2,89	2,00
Table 22: Network benefits				
DNO payments due to reduced technical losses	0,12	0,12	0,12	0,12
Better outage detection - faster reconnection	0,05	0,05	0,05	0,05
DNO payments due to reduced theft	0,34	0,35	0,34	0,35
System peak reduction - avoided network investment	chnology does not support this ben		2,80	2,80
Total network benefits	0,52	0,53	3,32	3,33
Table 23: Customer benefits				
Energy reduction	0,66	0,33	1,33	0,66
System peak reduction	chnology does not support this ben		7,20	7,20
Peak energy avoided	chnology does not support this ben		1,33	1,33
Reduced Safety Monitor requirement	chnology does not support this ben		-	-
Emissions savings from load reduction	0,20	0,10	0,39	0,39
Reduced system losses	0,08	0,08	0,08	0,08
Better outage detection - faster reconnection	0,05	0,05	0,05	0,05
Reduced theft	0,63	0,64	0,63	0,64
Total customer benefits	1,62	1,21	11,01	10,36

Bibliographie



Etudes et rapports annuels

- *Intelligent Metering and Wireless M2M*, BERG INSIGHT, 2006
- *World Electricity Meter Report Ed.4* 2005, ABS Energy Research
- *Ofgem's decision on the future of the gas and electricity metering price controls*, octobre 2006
- *Domestic Metering Innovation-Consultation Paper*, OFGEM, février 2006
- *Domestic Metering Innovation-Next Steps*, OFGEM, juin 2006
- *Supply Licence Review- Initial policy proposals*, OFGEM, juillet 2006
- *Decision paper by the Northern Ireland authority for energy regulation on the appropriate way forward*, OFREG, décembre 2005
- *Energy efficiency, Public attitude, Private action*, LogicaCMG, mai 2006
- *Energy billing and metering, Changing customer behaviour, an energy review consultation*, DTI, novembre 2006

Sites Web

- www.ofgem.gov.uk
- <http://switch.which.co.uk/home.php?m=home>
- <http://www.uswitch.com/Index.aspx?i=1>
- <http://ofreg.nics.gov.uk/>
- <http://www.nie.co.uk>
- <http://www.energy-retail.org.uk/>
- <http://www.logicacmg.com>
- <http://www.pri.co.uk/>

Presse / Communiqués / Brochures

- *OFGEM seeks to unlock the potential of smart meters at home*, 2005 Press Release
- *Get Smart: bringing meters into the 21st century*, EnergyWatch, août 2005
- *EDF extends smart metering*, Computing, 10 août 2006
- *Companies must step up efforts to tackle debt and disconnection, says report*, OFGEM & Energywatch, 22 mars 2005
- *Report on debt and disconnection, Trade and Industry Committee, OFGEM response*, juillet 2005

Autres

- *Smart Metering in the competitive UK market*, A.Pocock / EDF Energy, Conférence Metering Stockholm 2006
- *A view from outside regulation*, Onstream, C.Bryce, 2005
- *Smart Metering in a competitive market*, D.Lickorish / EDF Energy

Suède



Tous les grands opérateurs suédois mènent des projets d'AMR, pour améliorer la qualité de service et anticiper la réglementation



Contexte réglementaire et marché

-Réglementation -

- Décision de principe du Parlement suédois en juin 2003, d'introduire une facturation mensuelle des consommateurs d'électricité, à partir du 01/07/2009 (en 2 phases)
 - A partir du 01/07/2006 : relevé 1x / heure pour les gros clients > 63 A (et non plus 200 A)
 - A partir du 01/07/2009 : relevé 1x / mois pour les petits clients (< 63 A)

- Marché -

- Marché de l'électricité libéralisé et comptant de nombreux acteurs
 - Libéralisation du marché: 1992 à 1996
 - 3 principales sociétés énergétiques : E.ON, Vattenfall, Fortum
- Présence sur le marché suédois de nombreux fournisseurs de compteurs évolués (notamment des acteurs scandinaves)
 - Telenor Cinclus, Echelon, Metrima, Senea, Enermet ...

Description des initiatives de Smart Metering

	Initiation projet	Début déploiement massif	Nb compteurs installés	Installations prévues	Partenaires	Technologies
Vattenfall	2002	juin 2003	350-550000	350-550000	Multiples	RF, CPL, GPRS
E.ON Suède	2004	juin 2005	230 000	760 000	Multiples	GSM, RF, CPL, GPRS
Fortum	2003	septembre 2006	10 000	835 000	Multiples	RF, CPL, GPRS
Autres (SAMS)	2004	NA	NA	NA	Multiples	RF, CPL, GPRS

- E.ON a choisi d'externaliser en grande partie la mise en œuvre de ses projets AMR
- Fortum a choisi de signer un grand contrat avec un prestataire unique, contrairement aux autres opérateurs

Bilan / Effets attendus et constatés

-Effets attendus -

- Économie d'énergie
- Meilleur contrôle du réseau et de la qualité par le distributeur
- Amélioration du service client et de la qualité de service
- Pour le consommateur : meilleur compréhension de la facturation, prise de conscience de sa consommation

- Effets constatés -

- Projet E.ON Suède (après déploiement de 230 000 compteurs AMR) :
 - Fiabilité technique
 - Baisse de 20% d'appels de réclamations clients

Éléments de B'Case

- Bénéfices attendus et constatés -

- Coûts attendus et constatés -

- Coût total estimé à >1 Md € par la SERA, sur 6 ans
- EON Suède : 220 M€ (1m de compteurs)

- ROI attendus et constatés -

- Économie pour le pays : gain espéré de 65 M€ / an

La loi de mars 2003 envisage d'imposer la relève mensuelle de la consommation électrique des clients résidentiels à partir de juillet 2009



Contexte réglementaire

• Législation et réglementation des activités de distribution, de comptage et de relevé

- **Décision de principe du Parlement suédois en juin 2003:** introduire une facturation mensuelle pour tous les consommateurs d'électricité, dès juillet 2009
 - Depuis 1996, relevé 1x / mois pour les clients > 200A ou « demand-based connection » > 135 kW
 - Actuellement, la lecture manuelle des compteurs est obligatoirement réalisée par le Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) 1x tous les 3 ans
 - A partir du 01/07/2006 : instauration de l'enregistrement horaire de la consommation des gros clients > 63 A (et non plus 200 A)
 - A partir du 01/07/2009 : Possibilité d'instauration de la relève mensuelle pour les petits clients (< 63 A)
 - Conséquence : il est possible qu'il soit obligatoire que tous les consommateurs suédois soient dotés de systèmes AMR à partir de 2009, ce qui aboutirait mécaniquement à l'établissement d'une facturation basée sur la consommation réelle
 - Obligation en cas de changement de fournisseur : relevé à +/- 5 jours

- **Législation en discussion (aujourd'hui en 2006) :** les opérateurs pourraient avoir à informer les consommateurs des coupures de courant et les dédommager pour les très longues coupures de courant

• Rôles et missions des gestionnaires de réseaux de distribution, des fournisseurs et des régulateurs

- SWEDAC (Swedish Board for Accreditation and Conformity Assessment) : organisme d'accréditation des compteurs
- SERA (Swedish Energy Regulatory Agency) ou STEM (en suédois): régulateur
- Svenska Kraftnät : GRT
- Les GRD sont responsables
 - du bon fonctionnement (précision) et de la maintenance des compteurs
 - de la collecte et du reporting des données de comptage
- Les GRD ont le droit d'externaliser une partie/toutes ces activités auprès d'un opérateur de comptage mais la répartition des responsabilités doit être clairement contractualisée entre les parties

• Régime de propriété des compteurs

- Propriété des GRD
- Activité de comptage régulée, dont le tarif n'a pas été distingué dans le tarif de distribution

Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research ; Bill ready meter values - a service-oriented approach to AMR/AMM, E.ON ; AMR pilots in Sweden and Spain, Telvent, avril 2005; Metering International, Issue 2, 2006, Echelon's Nes system: a future-proof platform; E-mail de SvenskEnergi, association des producteurs suédois, le 13/11/06; Entretien avec G.Abrandt, STEM, 07/11/06; A survey of metering requirements, load profile applications and data systems of electricity retail market in the Nordic countries; VTT Processes; 30/12/05

Le marché suédois de l'électricité se caractérise par une forte concurrence et la présence de grands fabricants de compteurs évolués



Contexte marché

CONTEXTE MARCHÉ ELECTRICITE

- **Libéralisation du marché : 1992 à 1996**
- **Nombre de clients : 5,2 millions (en 2005)**
 - Résidentiels : 4,5 millions
 - Entreprises/Industrie : 0,7 millions
- **Principaux acteurs de l'électricité et parts de marché**
 - GRD suédois (2006)
 - E.ON (ex Sydkraft): 1 million de clients, surtout au sud
 - Vattenfall : 900 000 clients (opérateur historique détenu à 100% par l'Etat suédois), surtout au nord et à l'est (également présent en Allemagne, en Finlande et en Pologne)
 - Fortum : 840 000 clients (détenu partiellement par l'Etat finlandais), surtout à l'est et à l'ouest (également présent dans les pays baltes)
 - Göteborg Energi : 270 000 clients
 - Autres (> 2m clients): 190 acteurs de taille moyenne (Stockholm Energi, Göteborg Energi: 270 000 clients, Graninge: 160 000 clients) et de taille plus petite (moins de 5000 clients)
 - Commercialisateurs principaux: E.ON Suède, Fortum Suède et Vattenfall
- **Consommation moyenne par foyer : 9 200 kWh**
- **Autres spécificités marché :**
 - Concentration de la plupart des clients dans le sud du pays

CONTEXTE MARCHÉ COMPTEURS

- **Nombre de compteurs : 5,2 millions (en 2005) (source : ABS)**
 - Résidentiels électromécaniques : 4,0 millions
 - Résidentiels électroniques : 0,5 millions
 - Entreprises/Industrie électroniques : 0,7 millions
- **Part de marché des fabricants de compteurs évolués (2006, Suède) :**
 - Telenor Cinclus : 29%
 - Echelon : 20%
 - Metrima : 11%
 - Senea : 11%
 - Enermet: 9%
 - Hunt : 8%
 - Iskraemeco : 5%
 - Kamstrup : 3%
- **Parts de marché des fabricants de compteurs (tous types de compteurs) :**
 - Enermet : 40-50%
 - Actaris : 25-35%
 - Landis & Gyr / Ampy : 5-15%
 - Iskra : 0-10%
- **Proportion des compteurs électroniques fin 2006: 20%** (source SvenskEnergi)
- **Situation du parc de compteurs avant déploiement**
 - Parc électromécanique avant la législation de mars 2003
 - La facturation des clients résidentiels s'effectue tous les 3 mois
 - Remontée annuelle des données: par le client (60% des cas), par une relève du GRD (30%), sinon les données sont estimées (10%)

Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research ; Bill ready meter values - a service-oriented approach to AMR/AMM, E.ON ; AMR pilots in Sweden and Spain, Telvent, avril 2005; Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006, E-mail de SvenskEnergi, association des producteurs suédois, le 13/11/06; Entretien avec D.Houseman, Groupe Capgemini, le 17/11/06; A survey of metering requirements, load profile applications and data systems of electricity retail market in the Nordic countries; VTT Processes; 30/12/05

S'appuyant sur les principaux fournisseurs de compteurs, l'opérateur historique Vattenfall a initié un grand projet d'AMR dès 2002



Projet : description technique

• Liste des contrats d'approvisionnement en compteurs signés par Vattenfall

- Actaris / Senea : 100 000 (juin 2003)
 - Principalement dans le sud-ouest de la Suède
 - Technologie radiocommunications - contrat de 27 M€
 - Senea fournit la solution de communication RF 433 MHz
 - Autres partenaire : CustCom
 - Mésententes fortes entre Actaris et Senea au début du projet, entraînant des difficultés financières pour Senea
- Iskraemeco / VM-data : 150 000 (juillet 2004) - dans le centre de la Suède - Technologie CPL - Contrat de 33 M€
- Telvent / Echelon: contrat de 300 000 compteurs (fin 2005), pouvant monter à 1m
 - Contrat de 5 ans sur toute la Suède
 - 6 phases de 50 000 à partir du T1 2006 jusqu'en 2008
 - contrat global de 90 M€ sur 7 ans (20 à 30 M\$ de revenus pour Echelon)
- Telvent / Echelon ou Iskraemeco / VM-data : 350 000 compteurs (prévu pour 2007)

▪ Fournisseur de l'infrastructure SI : Echelon (architecture NES)

- Périmètre : 13% du marché résidentiel suédois (700 000)
- Plateforme complète de services pour l'énergie qui comprend des compteurs électriques évolués, des concentrateurs de données avec connexion IP et des logiciels de management du système évolutif
- Infrastructure « ouverte, bidirectionnelle et extensible »

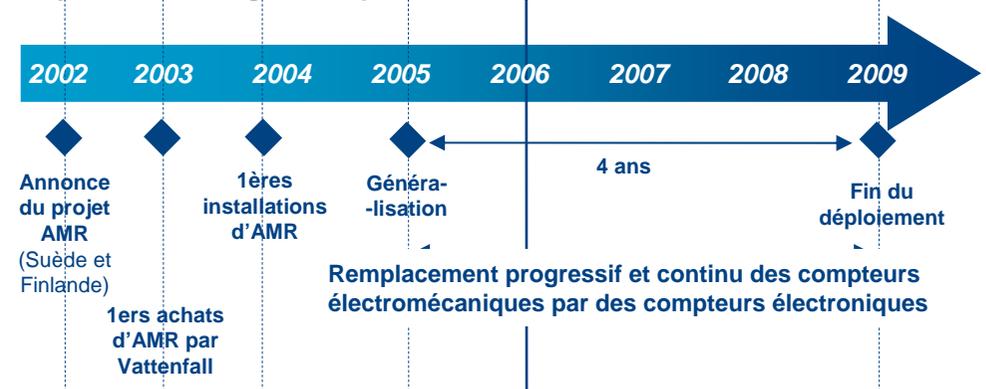
• Degré d'interopérabilité des technologies retenues avec les systèmes d'information des acteurs : ND

• Répartition entre acteurs des différentes composantes de l'activité de comptage : ND

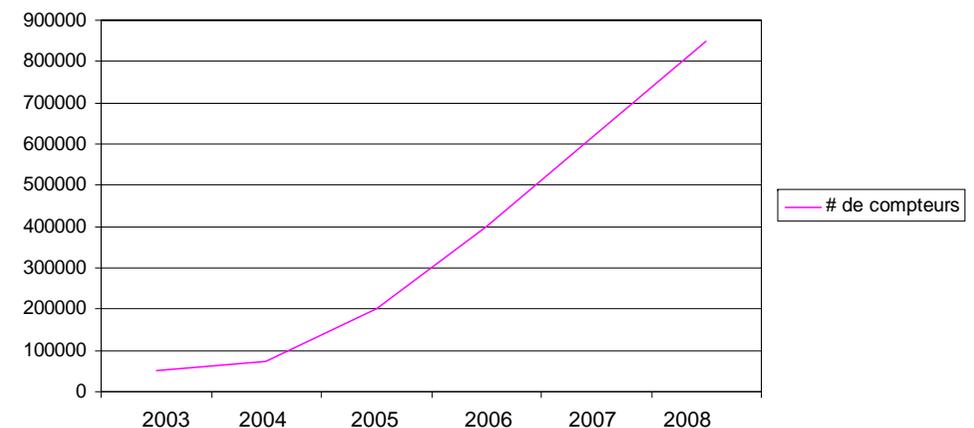
• Extension de la télégestion ou du télérelevé aux compteurs de gaz et d'eau : ND

Phasage du projet AMR de Vattenfall

• Rythme et stratégie de déploiement



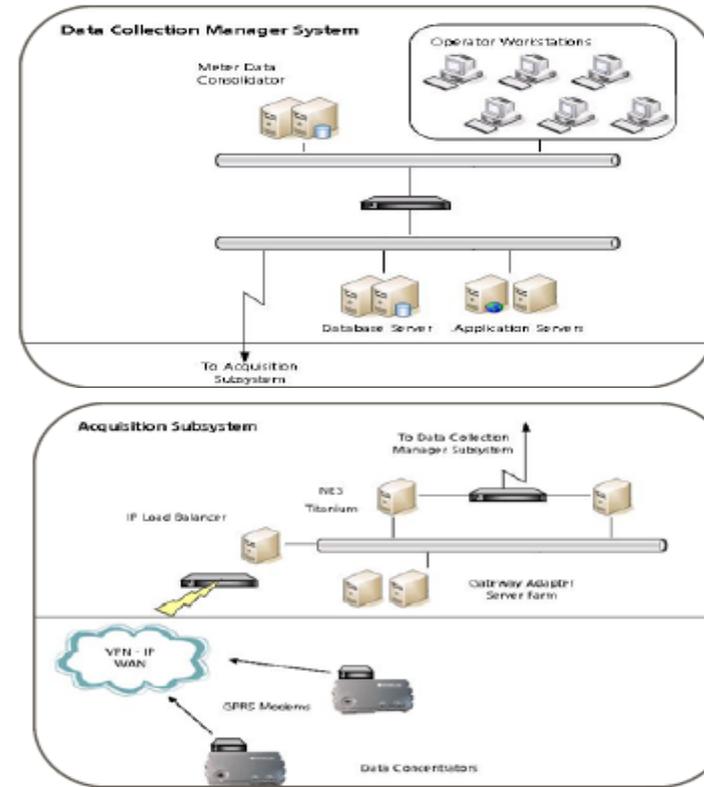
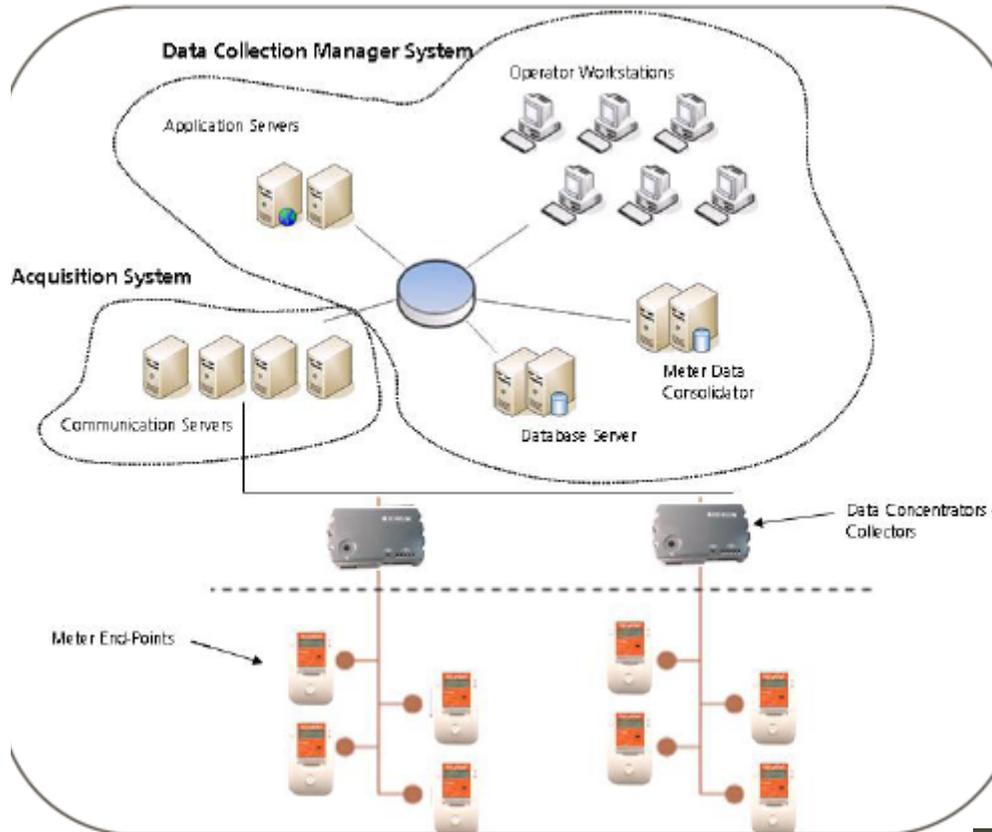
Installation des compteurs



Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research ; Bill ready meter values - a service-oriented approach to AMR/AMM, E.ON ; AMR pilots in Sweden and Spain, Telvent, avril 2005 ; Fortum, juin 2006 ; Offre Electricity, Actaris ; TietoEnator to deliver automated meter reading services to E.ON Sweden, décembre 2005; Vattenfall project AMR 1 et 2; Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006; Metering International, Issue 2, 2006, Echelon's Nes system: a future-proof platform; Vattenfall Eldistribution AB, Sweden, Project AMR, E.Nordgren, début 2006



Vattenfall confie à Telvent/Echelon la mise au point d'une solution de télérelève intégrée pour 300 000 de ses clients

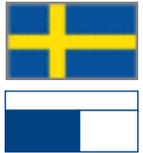


- **Solution choisie:** Telvent Metering System (TMS)
 - Logiciels employés: Panoramix (Echelon), Titanium (Telvent)
 - Networked Energy Services (Echelon): architecture informatique support au système
- **Communication:** Connections CPL et TCP-IP

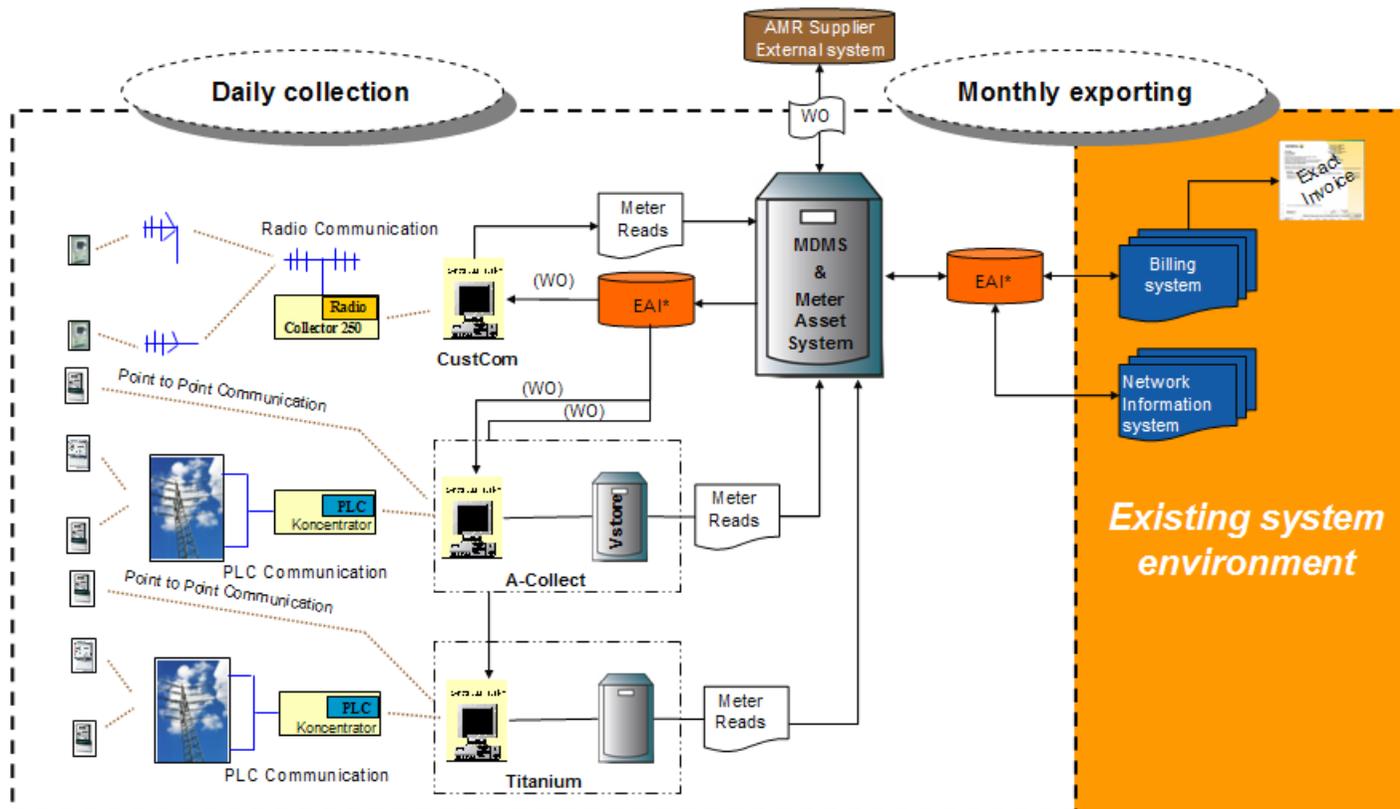
- Applications:**
- AMR data acquisition (Billing and LP data)
 - Meter remote configuration
 - AMR data exporting
 - Spontaneous, ordered, and planned meter reading
 - Events and alarms management
 - Tariff changing
- Protocols:**
- ANSI / EIA - 709 CENELEC A- Band, and public or private WAN, TCP-IP
- Equipment:**
- Data acquisition servers
 - Operator workstations
 - Data storage servers

Sources : Vattenfall and the Telvent Metering System; Telvent

Vattenfall schématise l'intégration de son nouveau système de télérelève dans son système d'information existant



Integration with existing systems



* EAI – Enterprise Application Integration

Sources : Vattenfall Eldistribution AB, Sweden, Project AMR, E.Nordgren, début 2006

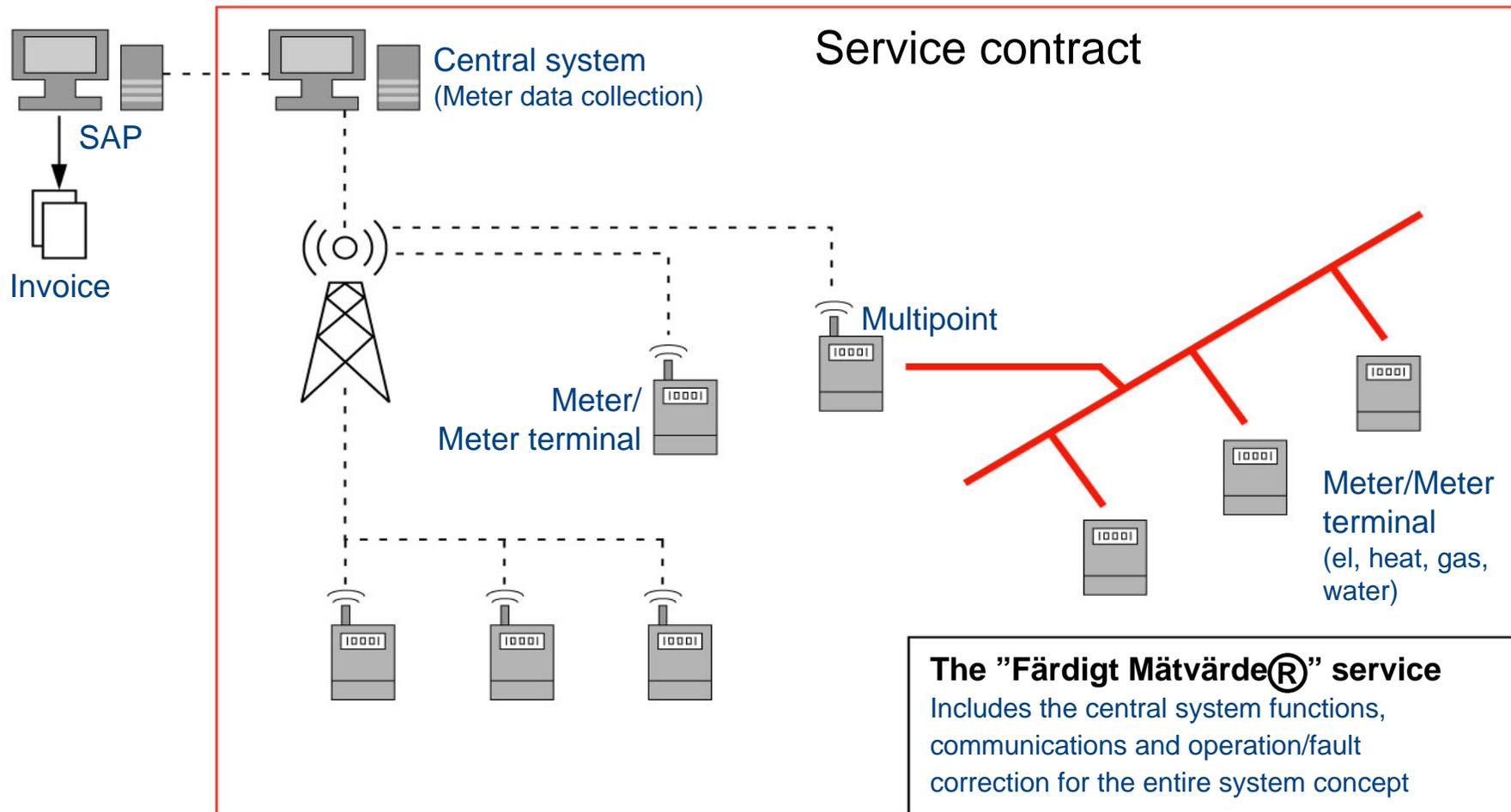
Après avoir effectué différentes sortes de tests sur ses projets pilotes, E.ON Suède est désormais entré dans sa phase de déploiement



Projet : description technique, partenariats	Projet : phasage
<ul style="list-style-type: none"> • Portée du projet <ul style="list-style-type: none"> ▪ Intégralité des clients (1m) ▪ Investissement de 220m € • Objectifs du projet <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fournir au client une facturation simple et précise ▪ Préparer l'évolution de la réglementation sur la fréquence de relève ▪ Optimiser les processus de gestion de changement de fournisseur et d'emménagement / déménagement • Projet entièrement externalisé, via des contrats auprès de prestataires spécialisés <ul style="list-style-type: none"> ▪ Kamstrup, VM-data/Iskraemeco, Hunt (2004) - 20 000 - à lecture de données combinant GSM et CPL (au moins en partie) ▪ Metrima (juin 2005) - 70 000 - avec les partenaires Relacom (installation) et Landis & Gyr (fournisseurs de compteurs) - contrat de 16 M€ sur 4 ans 1/2 ▪ TietoEnator / Telenor Cinclus (déc.2005) - 140 000 - dans la région de Skane - information envoyée via GPRS au centre d'opérations Telenor Cinclus, information ensuite transmise au SI d'E.ON - collaboration avec Comsel Systems et Eltel Networks - contrat de 38 M€ en 3 ans, partagé à 50% entre les 2 prestataires principaux ▪ ES Mätteknik / Echelon (juin 2006) - 370 000 - dans les régions de Malmö, Örebro et Stockholm - Echelon intervient avec son architecture NES - revenu d'Echelon de l'ordre de 30 M\$, avec les 1ères expéditions au T4 2006 puis en 2007 - ES Mätteknik est une filiale de E.ON Suède - contrat total de 87 M€ ▪ Appels d'offres prévus pour 2007: 390 000 compteurs • Degré d'interopérabilité des technologies retenues avec les systèmes d'information des acteurs : ND • Extension de la télégestion ou du télérelevé aux compteurs de gaz et d'eau: oui (pour les gros clients) 	<ul style="list-style-type: none"> • Rythme et stratégie de déploiement <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tests réalisés durant les pilotes <ul style="list-style-type: none"> – Technologies – Problématiques de logistique propres au déploiement – Problématiques de gestion de projet – Établissement du processus de facturation ▪ Pilotes réalisés <ul style="list-style-type: none"> – Örebro (semi-urbain) : 1 400 clients ; but : tester la technologie, la facturation et la réponse client ; technologie = radio basse puissance ; fournisseur: Senea AB – Billeberga (nord de Malmö) : 10 300 clients électricité + 550 clients gaz ; but : tester les routines projet et la technologie en zone semi-urbaine ; techno = CPL ; fournisseur = WMDData + Iskraemco – Vikbolandet: 5 300 clients ; but : tester les routines projet et la techno en zone rurale : technologie = radio ; fournisseur = Kamstrup – Archipel du Roslagens & Norrland : 4 500 clients ; but : tester la techno CPL en zones rurales ; fournisseur = Kamstrup ▪ Déploiements en cours <ul style="list-style-type: none"> – Norrköping : 70 000 compteurs, zone urbaine, système CPL (avec Metrima) – Skane : 140 000 compteurs, zone mixte, système GPRS 90% / radio 10% - depuis le printemps 2006, rythme de 250 installations par jour (avec TietoEnator) – Malmö / Örebro / Stockholm : 380000 compteurs, zone urbaine, appel d'offre en cours ▪ Prochains déploiements (appels d'offres prévus en 2007) <ul style="list-style-type: none"> – Sud de la Suède : 300 000 compteurs, zone urbaine – Nord de la Suède : 90 000 compteurs, zone urbaine

Sources : AMR pilots in Sweden and Spain, Telvent, avril 2005 ; Fortum, juin 2006 ; Offre Electricity, Actaris ; TietoEnator to deliver automated meter reading services to E.ON Sweden, décembre 2005; Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006; Présentation "Bill ready meter values", A service-oriented approach to AMR/AMM, T.Thorkelsson, E.ON Suède, 2006

AMR operation – "Färdigt Mätvärde" (Bill ready meter value)



Sources: Présentation "Bill ready meter values", A service-oriented approach to AMR/AMM, T.Thorkelsson, E.ON Suède, 2006

Après avoir déployé 230 000 compteurs AMR, E.ON Suède tire un bilan positif : fiabilité technique et réduction de 20% des appels au service client



Effets constatés pour les opérateurs et les autorités

• Performance des différentes technologies

– Projet E.ON :

- Performance identique des technologies RF et CPL
- Dans la période de test initial, > 99% des valeurs de mesure demandées ont été livrées dans les 24h
- RF sensible à des facteurs externes comme le temps et les saisons
- CPL sensible aux interférences avec d'autres appareils
- Parfois, les clients coupent la communication en coupant leur fusible principal

Effets constatés pour le consommateur final

• Performance des différentes technologies

– Projet E.ON

- Nombre d'appels clients dans les zones où l'AMR est déployé : - 20%
 - Réduction des erreurs
 - Amélioration de la relation clients
- Facture désormais basée sur la consommation réelle
- Gain de temps pour les clients, qui n'ont plus besoin de faire leurs auto-relevés de compteurs
- Possibilité pour le client de mieux suivre sa consommation et ainsi de l'optimiser

– De façon plus générale : absence de retour d'expérience étant donné le faible taux de compteurs évolués installés

Impact business d'un projet d'AMR selon E.ON Suède



e-on

Business Impact

AMR has an impact on the entire meter-to-cash business processes

- Logistics
- Meter provisioning
- Physical installation
- Commissioning
- Meter readings
- Data provisioning
- Tariff management
- Operating load control
- Data management (Up/Downloads)
- Validation/Storage
- Data provisioning from/to billing
- Consumption data processing/ accounting
- Debt collection
- Claim management (Customer Care)
- Receivable management
- Commercial urging
- Bad/Non payers disconnection
- Tamper monitoring

The diagram shows a sequence of five chevron-shaped boxes: Installation, Metering/Operation, Data Management, Billing CRM, and Revenue Protection. Below this sequence is a long arrow labeled 'Customer Service' that spans the width of the entire process.

Page 10

e-on

Business Impact

AMR has an impact on all other business processes within a utility

- Management of a PLC based AMR-system during rebuilding, relocation or decommissioning of substations
- Maintenance of communications equipment
- Project databases and documentation/maps need updating

The diagram shows two long arrows pointing to the right. The top arrow is labeled 'Asset Management' and the bottom arrow is labeled 'Power System Operation'.

- AMR-contracts with very high SLA's
- Information about planned & unplanned power outages
- Rerouting of feeders could affect the AMR system performance

Page 11

Source : Large-scale AMR roll-out - experiences from E.ON Sweden, EON, septembre 2006

Le 3ème opérateur suédois, Fortum, vient de lancer le déploiement de l'AMR sur ses 835 000 compteurs avec Telenor Cinclus



Projet : description technique

• Partenariats

- Telenor Cinclus (mai 2006): prestataire unique pour la mise en place du système de télérelevé (contrat de 240 M€)
- Partenaires de Telenor Cinclus
 - Comsel (filiale de Telenor Cinclus) : intégration des terminaux de communication
 - Telenor : services de communication point-à-point GPRS
 - Landis+Gyr & Enermet : compteurs électriques (Enermet: 150 000 compteurs GPRS)
 - Powel : logiciels de collecte de données et de gestion
 - Siemens Wireless Modules : modules GPRS
 - Relacom : installation et intégration du système
 - Vodafone Suède: Technologie M2M permettant aux fournisseurs d'énergie de lire leurs compteurs par réseau GSM (compteurs avec carte SIM intégrée au compteur + SI dédié + data center), prévoyant la transmission de données aux opérateurs la nuit par GPRS
 - Hunt Technologies: déploiement du système de communication courant porteur en ligne TS2

• Exigences techniques

- En matière de performance
 - 98% des relevés collectés dans les 30 heures
 - 99,5% des relevés collectés dans les 4 jours
 - 100% des relevés collectés dans les 10 jours
- En matière de fonctions attendues
 - Détection des pannes, informations sur la qualité de la fourniture et sur la charge
 - Programmation à distance des compteurs permettant la mise en place d'une tarification horo saisonnée

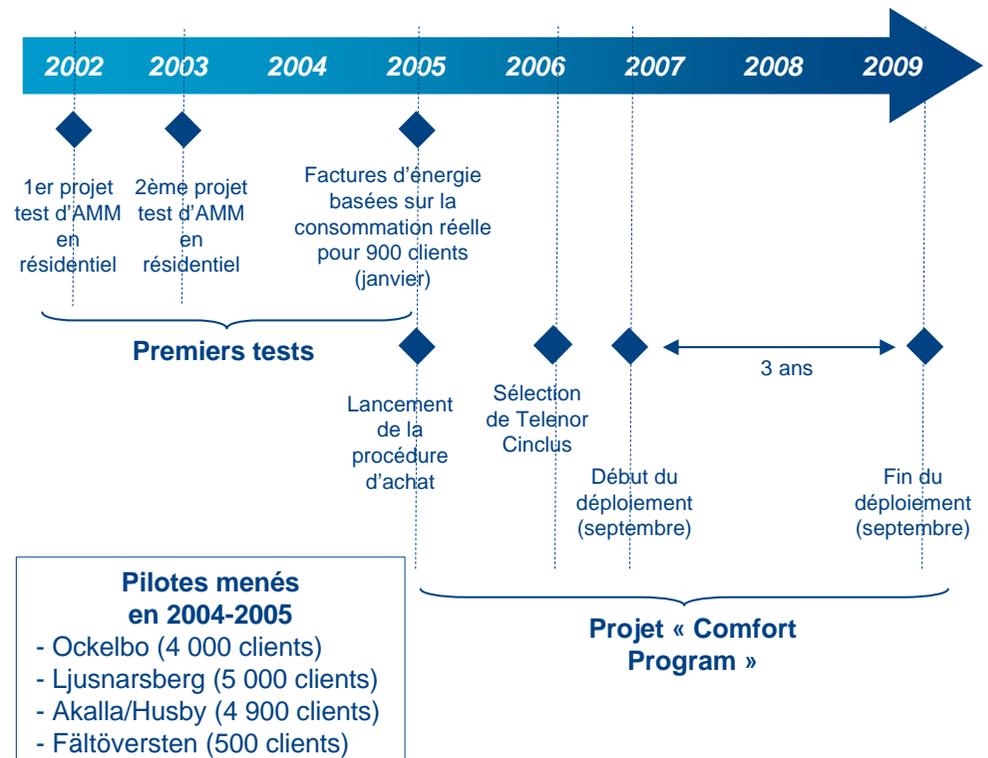
• Degré d'interopérabilité des technologies retenues avec les systèmes d'information des acteurs : ND

• Extension de la télégestion ou du télérelevé aux compteurs de gaz et d'eau : oui

Projet : phasage et gouvernance

• Rythme et stratégie de déploiement

- En 2005, annonce d'un plan d'investissement de 700 M€, comprenant l'amélioration des réseaux d'électricité et le projet d'AMR



Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research ; Bill ready meter values - a service-oriented approach to AMR/AMM, E.ON ; AMR pilots in Sweden and Spain, Telvent, avril 2005 ; Fortum, juin 2006 ; Offre Electricity, Actaris ; TietoEnator to deliver automated meter reading services to E.ON Sweden, décembre 2005; Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006

Les petits et moyens opérateurs mènent également des projets d'AMR, et se sont fédérés au sein de la structure « SAMS »



SAMS regroupe une trentaine d'opérateurs (achats et partage de ressources)

- **Coopération concernant environ 1,1 millions de clients**
- **Objectif de SAMS (Svenska Mätarbetet)**
 - Consortium d'achat pour les relevés de compteurs à distance, initié en 2004
 - Forum pour le développement de solutions adaptées aux besoins utilisateurs
 - Partage d'une base de connaissance et de bonnes pratiques
- **Intérêt du consortium pour les participants:**
 - Avoir plus de poids dans leurs négociations avec les vendeurs
 - Partage de ressources telles que les pièces de rechange ou la main d'œuvre
 - Permettre d'utiliser des solutions basées sur des systèmes libres et ne pas être lié trop longtemps avec les vendeurs comme dans le cas de solutions basées sur des technologies propriétaires

Des contrats signés avec 11 fournisseurs de système de communication

Vendeurs	CPL	RF	GPRS
Comsel (Telenor)		BAS/NG*	BAS/NG
Commet (Elster)		NG	
Echelon	NG		
Elvaco		BAS/NG	BAS/NG
HM-Power (Hunt)	BAS		
Infometric (EDMI)	BAS/NG		BAS/NG
Iskraemeco	NG		BAS/NG
Metrima	NG		NG
Policom	BAS		
Seneca	NG		
TC-Connect (ADD)	NG/BAS		

+ des accords cadres

- **Tuben Teknik AB**, qui fournit une technologie front-end ouverte de collecte des relevés horaires et mensuelles
- 4 autres accords avec des fournisseurs de hardware pour les clients concernés par les relevés horaires

* : Système basique ou « Nouvelle Génération »

- Participants et nombre de clients -

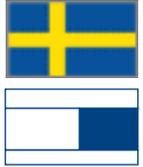
Göteborg Energi:	270 000	Varberg Energi	18 000
Mälarenergi	100 000	Härnösand Elnät	17 000
Tekniska Verken	70 000	SEVAB	15 000
Jämtkraft	63 000	Lerum Energi	14 000
Umeå Energi	53 000	Mariestad Töreboda	14 000
Jönköping Energi	50 000	Ystad Energi	12 000
Telge Energi	46 000	Ale Elförening	11 000
Eskilstuna Energi	44 000	Härryda Energi	11 000
Luleå energi	42 000	Västervik Kraft	10 000
Borås Energi	39 000	Söderhamn Elnät	10 000
Energiverken Halmstad	38 000	Varberg sortens El	10 000
Sundsvall Energi	36 000	Ljusdal Elnät	7 000
Härjeåns	27 000	Tidaholms Energi	7 000
Möln dal Energi	20 000	BTEA	6 000
Kungälv energi	19 000	Götene Elförening	6 000
Bodens Energi	18 000	Habo Kraft	4 000

Des offres développées au sein de SAMS

- **ELIN: plateforme indépendante pour la collecte et le management des données des compteurs indépendante de l'infrastructure matérielle (hardware)**
 - Systèmes de facturation, rapport de solde (balance report), entrepôt de données et Web
 - Installées dans 3 centres d'application
 - Chaque DSO collecte ses propres données mais sur des ressources partagées
- **2 offres pour les compteurs et les équipements de communication liés, capables de dialoguer avec ELIN par des protocoles standards libres :**
 - Système de base (BAS): facturation correcte, changement de fournisseur, relevés mensuels
 - Système « Nouvelle Génération » (NG): en plus, temps d'utilisation, relevés horaires, tarifs multiples, alertes d'interruption, lecture instantanée, connexion/déconnexion à distance, contrôle de charge externe
- **Aspect technique:**
 - Les systèmes doivent supporter une ou plusieurs méthodes de communication: CPL, RF, GPRS point à point.
 - 11 contrats avec des vendeurs pour une ou plusieurs de ces méthodes de communication

Sources : World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research ; Bill ready meter values - a service-oriented approach to AMR/AMM, E.ON ; AMR pilots in Sweden and Spain, Telvent, avril 2005 ; Fortum, juin 2006 ; Offre Electricity, Actaris ; TietoEnator to deliver automated meter reading services to E.ON Sweden, décembre 2005; Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006

En Suède, les effets attendus pour les électriciens et les autorités se concentrent sur l'amélioration du réseau de distribution (1/2)



Effets attendus pour les opérateurs et les autorités

Réseau de distribution (1/2)

• Objectifs initiaux d'E.ON Suède

- Répondre aux obligations légales
- Renforcer la confiance clients et améliorer l'image de marque
- Améliorer les processus internes : facturation, changement de fournisseurs, ouverture de compte ...

• Promesse du fournisseur Enermet

- Compteurs rapides et faciles à installer (légers et compacts)
 - Moins de filaire et d'erreurs (modules de communication intégrés)
 - Diagnostiques d'installation automatiques (accélérer l'installation): compteurs configurés à l'usine mais changements possible à travers de système
- Fonctions versatiles pour relever les compteurs efficacement
 - Relevé de : Qualité du courant / Coupure de courant / Alarmes / Évènements
 - Suivi des défaillances de la livraison d'électricité et de la qualité
 - Maintenance du réseau plus facile
- Facturation plus fiable : données fiables: moins de clarification de facture
- Management des sites où il y a des compteurs: outils pour entrer des données directement dans le système pendant l'installation sur site
- Équilibrage de réseau : les opérateurs énergétiques doivent rapporter leur production et leur consommation sur les régions que couvre leur réseau: données précises et fiables disponibles
- Opération de réseau
 - Suivi de la qualité du service électricité: coupure de courant et changement de tension pour le service clientèle et le management du réseau
 - Connexion. Reconnexion à distance

• Promesse du fournisseur Kamstrup

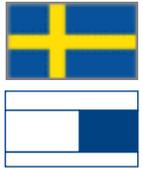
- Courbes de charge
- Gain sur les coûts d'impression, d'envoi et de traitement manuel des cartes de lecture des compteurs et de rapport de consommation

• Promesse du fournisseur Actaris

- GSM/GPRS technologie de communication (Actaris AMR): couverture globale du réseau GPRS (pas de répéteurs et accès à grande distance garanti)
- Lectures fiables et précises: diminution des erreurs de facture donc amélioration de la confiance du client
- Réception instantanée des données des compteurs : meilleure réactivité concernant le service clientèle (réponse plus rapide et à moindre coût)

Sources : sites des fournisseurs

En Suède, les effets attendus pour les électriciens et les autorités se concentrent sur l'amélioration du réseau de distribution (2/2)



Promesse du fournisseur Echelon (architecture NES)

Réseau de distribution (2/2)

▪ Fonctionnalités au niveau de la relève

- Automatique et calée sur le cycle de facturation
- Sur demande ponctuelle
- Compatible avec la tarification horo saisonnière (prise en compte de 4 tarifs au plus)

▪ Gestion des compteurs à distance

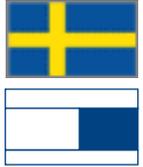
- Déconnexion/ reconnexion, activation de fonctions, téléchargement de nouveaux tarifs
- Accessibilité des compteurs 24h/24
- Téléchargement de mises à jour logicielles

▪ Fonctions de contrôle incorporées dans les compteurs NES

- Contrôle direct de charge
 - Avec relais incorporé (en option): contrôle des charges externes (ex:chauffe-eau)
 - Contrôle de l'état du relais sur demande ou basé sur une table des tarifs: commutateur ouvert ou fermé à différents moments de la journée pour coïncider avec les tarifs élevés ou bas
- Connexion/ déconnexion à distance
 - Possibilité permise par les compteurs NES grâce à un commutateur de déconnexion intégré
 - Avec en option la possibilité de réduire la puissance maximale soutirée par le client
- Option de prépaiement
 - Les compteurs peuvent fonctionner en mode prépayé sans nécessiter des interventions sur le compteur ou les logiciels
 - Les crédits étant chargés à travers le réseau par l'opérateur, évitant le déplacement du client
- Limitation de charge: possibilité de mettre en place temporairement une limitation de puissance soutirée par un groupe de clients pour réduire la puissance appelée sur une zone
- Mesure de la qualité du courant:
 - Détection sous/sur voltage
 - Durée et nombre de coupures de courant
 - Mesure du courant, de la tension, de la puissance et de la fréquence par phases
 - Données utiles pour les activités du réseau de distribution (équilibre et programmation de la charge du réseau)
- Détection et reporting des coupures de courant et du rétablissement de la fourniture: le concentrateur sonde des compteurs et envoie les résultats au logiciel du système NES

Sources : Echelon's Nes system: a future-proof platform, Metering International, Issue 2, 2006

Sur les autres effets attendus pour les électriciens et les autorités, aucune information publique n'a été identifiée

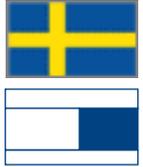


Effets attendus pour les opérateurs et les autorités

- **Apparition de fonctions « intelligentes » dans l'exploitation du réseau** : ND
- **Fonctionnalités des compteurs** : à l'heure actuelle, la législation suédoise n'impose aucune fonctionnalité, si ce n'est la relève de l'index. L'existence de ces fonctionnalités est donc à étudier au cas par cas auprès des différents opérateurs suédois, sachant que les projets de comptage évolués sont au début de leur développement. Capgemini ne dispose que d'une vision globale du marché suédois
- **Modalités d'accès des différents acteurs** (gestionnaire de réseau, utilisateur, responsable d'équilibre, fournisseur, prestataire de services) **aux données concernant le point de connexion et son utilisation** : toutes les données de comptage issues de l'ensemble des compteurs seront accessibles par tous les acteurs à partir d'un hub en 2008
- **Rémunération des acteurs du marché**
 - Le Gouvernement n'exclut pas la possibilité qu'une partie des investissements soit financée par une hausse du tarif régulé, à la mesure des bénéfices perçus par les utilisateurs finaux
 - Le Régulateur STEM maintient à ce stade que le tarif d'accès au réseau de distribution ne peut être revu que sur la base d'une extension des prestations incluses dans les catalogues des opérateurs des réseaux de distribution
- **Évolution dans le temps des pointes de consommation et de la charge du réseau** : NA
- **Maîtrise de la demande en électricité** : NA
- **Méthode de reconstitution des flux, extension ou non de l'usage de la courbe de charge à certaines catégories d'utilisateurs, objectifs poursuivis et atteints dans ce domaine** :
 - Le régulateur suédois (STEM) estime que les données de comptage seront certainement utilisées pour l'amélioration des profils mais qu'il n'y a pas de retour d'expérience à l'heure actuelle
 - Enregistrement de la courbe de charge par certains fournisseurs seulement (non requis par la réglementation)

Sources : Entretien avec G.Abrandt, STEM, 07/11/06; Entretien avec D.Houseman, Groupe Capgemini, le 17/11/06

Les promesses et les effets attendus pour le consommateur final sont détaillées par les acteurs du marché



Effets attendus pour le consommateur final

- **Satisfaction des clients finaux**
 - **Objectifs initiaux de Vattenfall**
 - Paieront seulement pour leur consommation réelle d'électricité (grâce au contrôle) : relevé de compteurs précis
 - Comprendront ce pour quoi ils paient : amélioration de l'information du client
 - Comprendront leur facture d'électricité (écran facile à lire, compteur configurable)
 - **Promesse du fournisseur Enermet**
 - Meilleure qualité de service
 - Service client amélioré : Information précise, fiable en temps réel
 - **Promesse du fournisseur Kamstrup**
 - Économie d'énergie : 10% d'économie d'énergie
 - Meilleure vue d'ensemble de la consommation (site Internet avec nom d'utilisateur et mot de passe) donc changement des comportements:
 - Quantité d'énergie consommées
 - Moments où l'énergie est consommée
 - Contrôle par le client de sa propre consommation
 - Gain de temps: pas besoin de lire le compteur, de remplir des cartes et de reporter sa consommation: lectures du compteur prises en compte automatiquement, pas de visite de techniciens qui relèvent le compteur: connexion disponible ne permanence au réseau (Actaris)
- **Processus de changement de fournisseur**
 - Promesse du fournisseur Enermet : service client amélioré par la possibilité de gérer à distance les cas de déménagement, changement de fournisseurs ou requête d'un client
- **Évolution des offres (horodifférenciées, prépaiement, services qualité, etc.)**
 - Promesse du fournisseur Échelon portant uniquement sur l'amélioration de la détection des coupures de courant
 - A l'heure actuelle, il n'y a pas de nouvelle offre disponible (source : STEM). Ces services seront cependant offerts ultérieurement par les opérateurs (Fortum a la réputation d'être l'opérateur le plus avancé sur la question)
- **Répartition des rôles dans la facturation de l'utilisation du réseau et dans celle de la fourniture d'énergie : ND**

Sources : sites fournisseurs; European Utilities Intelligent Metering, Vattenfall, 2005

Éléments de B'Case : un investissement national de l'ordre d'1M Euros pour les projets AMR, avec une espérance de gain de 65 M€ par an



ROI / Payback

- Attendus -

- Le Gouvernement n'exclut pas la possibilité qu'une partie des investissements soit financée par une hausse du tarif régulé, à la mesure des bénéfices perçus par les utilisateurs finaux
- Le Régulateur STEM maintient à ce stade que le tarif d'accès au réseau de distribution ne peut être revu que sur la base d'une extension des prestations incluses dans les catalogues des opérateurs des réseaux de distribution

- Constatés -

- NA

Coûts

- Attendus -

- Estimation du régulateur pour le pays
 - ~1 Md € (étalé sur 6 ans)
 - Soit ~200€/point de données de comptage (pdc) d'investissement + 5€/pdc de coûts opérationnels/an
- Coûts pour les opérateurs :
 - E.ON Suède : investissement de 220 M€ sur 6 ans
 - Fortum : plan d'investissement de 700 M€ (amélioration réseaux + projet AMR)

- Constatés -

- NA

Bénéfices

- Attendus -

- Gain espéré de 65 M€/ an (réduction des coûts d'administration et de la consommation)
 - Principalement pour les consommateurs (factures réelles et détaillées permettant de mieux maîtriser la consommation)
 - Egalement pour les fournisseurs : administration plus légère et moins coûteuse
 - Pour les opérateur de réseaux, le gain n'est pas net, car devront faire de lourds investissements au début, mais pourront ensuite rationaliser leur activité

- Constatés -

- NA

Source : Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006; rapport annuel Fortum 2005; A survey of metering requirements, load profile applications and data systems of electricity retail market in the Nordic countries; VTT Processes; 30/12/05

Bibliographie

Etudes et rapports annuels

- World Electricity Meter Report Ed.4 2005, ABS Energy Research
- Intelligent Metering and Wireless M2M, BERG INSIGHT, 2006
- Rapport annuel E.ON Suède 2005
- Rapport annuel Fortum 2005
- A survey of metering requirements, load profile applications and data systems of electricity retail market in the Nordic countries; VTT Processes; 30/12/05

Sites Web

- www.vattenfall.com
- www.eon.com / www.eon.se
- www.fortum.com
- www.enermet.com
- www.kamstrup.com
- www.actaris.com
- www.echelon.com

Presse / Communiqués / Brochures

- Metering International, Issue 2, 2006, Echelon's Nes system : a future-proof platform
- Bill ready meter values - a service-oriented approach to AMR/AMM, E.ON
- AMR pilots in Sweden and Spain, Telvent, avril 2005
- Offre Electricity, Actaris
- TietoEnator to deliver automated meter reading services to E.ON Sweden, décembre 2005
- Enermet to provide 150 000 GPRS meters to Fortum, DMEurope, juillet 2006

Autres

- Vattenfall project AMR 1 et 2 - European Utilities Intelligent Metering, 2005
- Entretien avec G.Abrandt, STEM, 07/11/06
- E-mail de SvenskEnergi, association des producteurs suédois, le 13/11/06
- Entretien avec D.Houseman, Groupe Capgemini, le 17/11/06
- Présentation Vattenfall Eldistribution AB, Sweden, Project AMR, E.Nordgren, début 2006
- Présentation "Bill ready meter values", A service-oriented approach to AMR/AMM, T.Thorkelsson, E.ON Suède, 2006

Contacts

- **Philippe DAVID**

- +33 1 49 00 22 11
- philippe.david@capgemini.com

- **Alain CHARDON**

- +33 1 49 00 22 29
- alain.chardon@capgemini.com

- **Alain DESANDRE**

- +33 1 49 67 40 05
- alain.desandre@capgemini.com

- **Yves ROUSSEAU**

- +33 1 49 00 22 24
- yves.rousseau@capgemini.com

- **Céline ALLEAUME**

- +33 1 49 00 54 67
- celine.alleaume@capgemini.com

- **Jérôme NATALI**

- +33 1 49 67 99 93
- jerome.natali@capgemini.com