



COMMISSION WALLONNE POUR L'ENERGIE

AVIS PRELIMINAIRE

CD-8102-CWaPE-220

sur

*‘l'introduction du « comptage intelligent »
en Région wallonne’*

*rendu en application de l'article 43, § 2 du décret du 12 avril 2001
relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité*

Le 3 décembre 2008

Avis préliminaire de la CWaPE sur l'introduction du « comptage intelligent » en Région wallonne

Table des matières

1. Objet
2. Considérations sur le smart metering
 - 2.1 De quoi s'agit-il ?
 - 2.2 Les bases réglementaires
 - 2.3 Les principaux avantages du smart metering
 - 2.4 Du smart metering vers les smartgrids
 - 2.5 L'état de la technique et les options
 - 2.6 La situation dans les pays proches
 - 2.7 Les aspects financiers
3. Le smart metering en Région wallonne
 - 3.1 Le marché wallon et le marché belge
 - 3.2 Les spécificités du marché wallon
 - 3.3 L'étude KEMA pour la Wallonie
 - 3.4 Les projets pilotes
4. Avis de la CWaPE
 - 4.1 La définition des fonctionnalités
 - 4.2 La préparation d'un projet pilote
 - 4.3 La réalisation du projet pilote
 - 4.4 Les enseignements du projet pilote et la décision finale

Avis préliminaire de la CWaPE sur l'introduction du « comptage intelligent » en Région wallonne

1. Objet

Par courrier du 1^{er} août 2008, le Ministre du Logement, des Transports et du Développement territorial a sollicité un premier avis de la CWaPE avant la fin de l'année 2008, sur l'introduction des « compteurs intelligents » en Région wallonne, ainsi qu'une proposition pour un projet pilote en Région wallonne.

Etant donné l'importance financière et technique d'un tel projet, ainsi que ses répercussions sur les différents acteurs du marché, le présent avis ne constitue qu'un avis préliminaire, à conforter ultérieurement au fur et à mesure de la disponibilité des informations nécessaires, citées dans ce document.

2. Considérations sur le smart metering

2.1. De quoi s'agit-il ?

Il s'agit d'une infrastructure permettant:

- d'une part, l'enregistrement de différentes données de comptage ainsi que la lecture à distance de celles-ci à fréquence définie;
- d'autre part, la commande à distance de fonctions associées au compteur (ouverture, fermeture, limitation de puissance, prépaiement...).

Cette infrastructure comporte donc des compteurs dits « intelligents » (c'est-à-dire capables des fonctions précitées au moyen des hardware et software idoines) et un système fiable d'échange d'informations et d'instructions et de gestion des données.

2.2. Les bases réglementaires¹

Plusieurs directives européennes récentes contiennent des dispositions relatives aux fonctions que doivent remplir les systèmes de mesure et de comptage afin d'inciter les consommateurs à tirer le meilleur parti de la liberté de choix de leur fournisseur et à adopter un comportement contribuant à l'atteinte des objectifs communautaires de maîtrise de l'énergie.

C'est ainsi que l'article 13 de la directive 2006/32/CE du 5 avril 2006, relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, dispose que :

¹ Extrait des communications de la CRE

« 1. Les Etats membres veillent à ce que dans la mesure où cela est techniquement possible, financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles, les clients finals dans [le domaine] de l'électricité [...] reçoivent à un prix concurrentiel des compteurs individuels qui mesurent avec précision leur consommation effective et qui fournissent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée.

« [...] Dans le cas d'un nouveau raccordement dans un nouveau bâtiment ou lorsqu'un bâtiment fait l'objet de travaux de rénovation importants [...], de tels compteurs individuels à prix concurrentiel doivent toujours être fournis.

« 2. Les Etats membres veillent à ce que, le cas échéant, les factures établies par les distributeurs d'énergie, les gestionnaires de réseaux de distribution et les entreprises de vente d'énergie au détail soient fondées sur la consommation réelle d'énergie et présentées de façon claire et compréhensible. Des informations appropriées accompagnent les factures pour que les clients finals reçoivent un relevé complet des coûts actuels de l'énergie. Des factures sur la base de la consommation réelle sont établies à des intervalles suffisamment courts pour permettre aux clients de réguler leur consommation d'énergie ».

« 3. Les Etats membres veillent à ce que, le cas échéant, les distributeurs d'énergie, les gestionnaires de réseau ou les entreprises de vente d'énergie au détail fassent figurer à l'intention des clients finals, de manière claire et compréhensible, [...] dans leurs factures, contrats, transactions et/ou reçus émis dans les stations de distribution, ou dans les documents qui les accompagnent [...] une comparaison, de préférence sous la forme d'un graphique, entre la consommation actuelle d'énergie du client final et celle de l'année précédente à la même période [...] ».

2.3. Les principaux avantages du smart metering

Parmi les avantages (attendus mais non encore avérés par des études incontestables) du smart metering, on peut citer, sans être exhaustif, les points suivants :

- une meilleure prise de conscience chez le consommateur de sa consommation globale ;
- des possibilités d'incitation à la réduction de la consommation en heures de pointe ;
- l'amélioration des conditions de fonctionnement du marché, en particulier dans l'intérêt du consommateur ;
- la possibilité pour les fournisseurs de diversifier les offres ;
- la réduction des coûts des GRD avec une augmentation de la qualité des services rendus.

A. Une meilleure prise de conscience chez le consommateur de sa consommation globale

La qualité de l'information du client relative à ses paramètres de consommation est un élément essentiel pour la maîtrise de celle-ci. Avec des informations précises sur sa consommation globale, sa consommation instantanée en kWh assortie de son coût en Euros, sa courbe de charge..., un client peut mieux prendre conscience de sa consommation et la gérer. Par exemple, Il identifiera rapidement les appareils très énergivores et sera incité à les utiliser avec discernement.

Dans le cas où le compteur est peu accessible (et donc sa lecture appropriée improbable), l'information du client peut être effectuée par des systèmes plus conviviaux tels que display, affichage TV ou ordinateur, espace internet du GRD ou du fournisseur... Une liaison vers un système domotique peut être aisément envisagée.

B. Des possibilités d'incitation à la réduction de la consommation en heures de pointe

La réduction de la consommation en heures de pointe ne peut être obtenue que par une tarification de l'électricité (énergie et timbre-poste) qui dissuade le consommateur de brancher des appareils énergivores en heures de pointe.

Plus généralement un lissage de la charge par une vraie gestion dynamique du réseau, pilotée par le GRD, devrait constituer le résultat ultime d'une telle opération. Ce serait le passage du « smart metering » vers le « smart grid » mieux décrit sous 2.4 ci-après.

C. L'amélioration des conditions de fonctionnement du marché

Avec un tel système, les données de mesures sont toujours disponibles :

- moins de factures basées sur des consommations estimées, et donc moins de régularisations pour les consommateurs, ni de réconciliation pour les fournisseurs;
- lors d'un déménagement ou d'un changement de fournisseur, disponibilité instantanée des données de consommation réelles. De plus, ces données peuvent être mémorisées.

D. La possibilité pour les fournisseurs de diversifier les offres

La souplesse du système doit permettre aux fournisseurs de proposer des tarifs « à la carte » qui tiennent compte des fluctuations du prix de l'électricité tout au long de la journée. A titre d'exemple, ENEL propose déjà plusieurs tarifs de ce type.

E. La réduction des coûts des GRD avec une augmentation de la qualité des services

Les GRD ne doivent plus mobiliser de personnel pour les missions suivantes :

- lecture des index ²;
- fermeture/ouverture des compteurs ;
- placement et activation/désactivation de la fonction de compteur à budget, avec ou sans fourniture garantie. Ils ne doivent plus investir dans des compteurs à budget, ni multiplier les démarches pour les placer avec un taux d'échec élevé.

2.4. Du smart metering vers les smartgrids

Pour le GRD, les avantages augmentent considérablement si l'ensemble de son réseau devient « intelligent », c'est-à-dire s'il élargit l'éventail de ses dispositifs de mesure et de contrôle pour son propre usage. Il dispose alors d'une quantité d'informations qui lui permettent d'effectuer une meilleure gestion de l'ensemble de son réseau. Ce résultat de gestion dynamique a été évoqué ci-dessus : il doit permettre une authentique planification.

Le GRD peut ainsi connaître à tout moment la charge réelle, le niveau de tension et l'équilibre entre phases dans une zone et prendre des actions d'optimisation. Si nécessaire, il peut effectuer à distance des diminutions de puissance, voire des délestages sélectifs.

En cas de panne, il peut identifier avec précision les abonnés concernés par celle-ci et prendre les mesures adéquates.

Particulièrement dans le contexte de la production décentralisée en plein développement, le système informe le GRD sur les niveaux de tension et les excursions éventuelles hors de la zone réglementaire. Il peut permettre également de détecter les fraudes.

L'annexe 1 est un extrait d'une présentation de la société Echelon sur le sujet.

L'annexe 2 reprend le résumé des objectifs de performances et fonctionnalités minimales d'un système de comptage évolué selon le régulateur français, la CRE.

L'annexe 3 présente des objectifs qui sont publiés aux Pays-Bas et couvrent l'électricité et le gaz, ainsi que la chaleur et l'eau (extraits du document NTA 8130).

² Il faut déjà noter que cette économie n'est effective que si le gaz est couvert par le même système. En effet, en Belgique, ce sont généralement les mêmes GRD qui sont en charge des deux énergies.

2.5. L'état de la technique et les options

Depuis le lancement des premiers projets (ENEL a débuté en 1999), la technique a évolué rapidement et de nombreux constructeurs proposent du matériel performant. Toutefois, la Belgique a la particularité d'avoir des réseaux triphasés sans neutre, ce qui restreint fortement le choix des fournisseurs de matériel pour les installations confrontées à cette configuration.

Il y a par contre des options importantes à prendre dans les domaines suivants :

- les fonctions à assurer, notamment la fonction de compteur à budget, ainsi que celle de relais pour le gaz et éventuellement l'eau, la chaleur...
- les caractéristiques techniques, dont la capacité de stockage local de l'information, la granularité de celle-ci et la périodicité des lectures ainsi rendue possible (ENEL, par exemple, effectue une lecture/heure), l'interchangeabilité du matériel, les possibilités d'upgrading...
- les modes de transmission au départ du compteur ou vers celui-ci: par la ligne électrique elle-même (CPL) jusqu'à un intégrateur, par GSM/GPRS/...

La concertation avec les GRDs prend à cet égard toute son importance.

2.6. La situation dans les pays proches

En Italie, ENEL a été un précurseur : il a lancé son projet en 1999 et a installé le smart metering chez la totalité de ses clients, ainsi que chez les clients de la plupart des autres petits GRD italiens (sauf à Rome), ce qui représente plus de 30.000.000 de compteurs. Le système lit les index à distance, enregistre les profils de charge par ¼ d'heure (pour une durée limitée), effectue les coupures et donne les autorisations de réenclenchement à distance, peut réduire la puissance disponible (mauvais payeurs), permet la détection des fraudes... En moyenne, 98 % des opérations à distance sont effectuées sans problème.

Il s'agit d'un système propriétaire développé, fabriqué et commercialisé par ENEL. Il est basé sur une transmission CPL et ne concerne que l'électricité. ENEL est en train d'adapter le concept pour le marché espagnol (Endesa).

En France, ERDF aborde le smart metering très différemment ; il n'est pas intéressé par un concept propriétaire, mais bien par l'interchangeabilité des matériels. Même s'il a déjà choisi les fournisseurs pour un petit projet pilote de 300.000 compteurs (1 % du marché) à réaliser en 2010, ERDF continue à informer tous les fournisseurs intéressés en espérant favoriser la concurrence en vue du marché définitif. Il s'agit également d'un concept CPL, qui ne concerne que l'électricité.

Aux Pays-Bas, le marché se présente différemment car ce sont les fournisseurs qui sont en charge du smart metering. Pour éviter les divergences, les autorités ont développé une spécification technique, la NTA 8130 déjà évoquée. Celle-ci prévoit la possibilité de relayer les données d'autres systèmes de comptage (gaz, eau, chaleur...) comme explicité en annexe 3.

2.7. Les aspects financiers

Capgemini a publié en 2007 une étude comparative des coûts par compteur installé, dont le tableau ci-dessous est extrait.

Pays	Coût global du projet	Nombre de compteurs	Coût par compteur installé
Italie (Enel)	2,1 milliards d'€	30 millions	70 €
Grande-Bretagne (Ofgem)	5,2 milliards d'€	27 millions	193 €
Californie (SCE)	1 milliard d'€	4,7 millions	213 €
Suède (E.ON)	0,2 milliard d'€	1 million	220 €
Californie (PG & E)	1,3 milliards d'€	5,1 millions	262 €
Californie (SDGE)	0,5 milliard d'€	1,4 millions	357 €
Canada/Ontario (opérateurs)	2 milliards d'€	4,3 millions	453 €

Selon les prévisions budgétaires, ERDF devrait se situer approximativement à mi-chemin entre ENEL et OFGEM.

Il faut noter qu'en Belgique, comme en Italie et en France, le système de comptage est entièrement à la charge des gestionnaires de réseau. Ce sont donc eux qui devraient prendre en charge la mise en place du smart metering.

Capgemini et la Kema³ ont effectué des études coût/bénéfice sur l'implantation du smart metering. Leurs conclusions se rejoignent : en général, il ne s'agit pas d'une opération bénéficiaire pour le GRD seul. Par contre, elle se justifie financièrement si l'on prend en compte le bénéfice global.

Comme il a déjà été dit, ce bénéfice global se compose notamment des éléments suivants :

- le GRD ne doit plus envoyer de personnel pour la lecture des compteurs ainsi que pour la mise en et hors service de ceux-ci ;
- le GRD ne doit plus investir dans des compteurs à budget et n'a plus le souci de les placer, ni de les désactiver/réactiver (aspect spécifiquement belge) ;
- en cas de panne de réseau, le GRD peut immédiatement évaluer la zone concernée ;

³ La Kema est en train d'effectuer une étude spécifique à la Région wallonne (cf. § 3.3).

- le GRD peut facilement détecter les pertes et les fraudes,
- grâce à toutes les informations disponibles, le GRD peut gérer efficacement son réseau.
- les fournisseurs reçoivent régulièrement des données réelles de consommation de leurs clients ; il n'y a plus d'estimations et le processus de réconciliation n'est plus que marginalement nécessaire.
- les fournisseurs peuvent proposer des tarifs plus en rapport avec le coût réel de l'énergie au moment du prélèvement;
- les clients disposent d'informations quant à leur consommation, qui doivent leur permettre de mieux la maîtriser. De plus, avec des tarifs incitatifs, ils diminueront leur consommation en heures de pointe lorsque l'électricité est particulièrement chère ;
- le lissage des pointes peut permettre, d'une part, de diminuer le nombre de groupes de production maintenus en stand by, et d'autre part, de rendre inutile le renforcement de certains tronçons du réseau, lesquels peuvent être très onéreux.

3. Le smart metering en Région wallonne

3.1. Le marché wallon et le marché belge

Il faut d'abord noter que la Wallonie représente un marché d'environ 1,5 million de compteurs, déjà suffisant pour susciter l'intérêt des fabricants. La Belgique, elle, totalise plus de 5 millions de compteurs. Même si la taille des marchés peut permettre de demander aux fabricants des adaptations de modèles existants, il convient de rester prudent et de s'en tenir à des matériels industriellement éprouvés et qui peuvent être fournis par plusieurs fabricants, de façon à garantir l'interchangeabilité et la concurrence. Qu'il soit seulement wallon, ou même belge, ce marché est trop petit pour entreprendre une démarche semblable à celle d'EDF ou d'ENEL.

Il sera peut-être difficile d'avoir la même approche « smart metering » pour les trois régions, SIBELGA ayant déjà lancé son propre projet (cf. annexe 4). Par contre, il reste possible d'avoir une approche commune en Flandre et en Wallonie car les décisions n'y sont pas encore prises, ce qui donnerait plus de crédibilité et de poids pour les négociations avec les fournisseurs.

3.2. Les spécificités du marché wallon

La Wallonie se caractérise par différents types d'habitats : depuis l'habitat groupé dans les villes jusqu'à des demeures très isolées, en passant par des agglomérations d'importance variable. La densité de l'habitat influence fortement le coût du système de transmission des signaux, celui-ci peut même devenir prohibitif dans des zones isolées, sans couverture GSM fiable. Il faudra probablement en tenir compte en cas de décision de mise en œuvre du smart metering, et peut être accepter d'exclure certains raccordements.

En Wallonie, comme dans toute la Belgique, les mêmes GRD sont en charge des réseaux d'électricité et de gaz, lorsque le gaz est existant, et ce dans plus de 60% des cas. Les GRD relèvent donc en même temps les compteurs d'électricité et de gaz. Supprimer la relève des seuls compteurs « électricité » reviendrait à augmenter le coût des relevés « gaz ». Il faudrait donc que le smart metering soit capable de relayer les signaux « gaz », par exemple comme prévu aux Pays-Bas par la NTA 8130.

L'âge des raccordements est également à prendre en compte : il reste en Wallonie beaucoup de vieux raccordements avec des colonnes encastrées dans les murs. Le compteur n'est pas toujours très accessible, il est même parfois dans un espace très confiné et, de plus, il est toujours précédé du disjoncteur de protection. Tous ces éléments ont une influence sur le coût du placement de nouveaux compteurs et créent une situation très différente de celle d'un pays comme l'Italie où les compteurs étaient à broches. Un projet pilote devrait donner une évaluation des coûts réels du placement du smart metering chez les clients wallons.

Tout comme les raccordements, beaucoup de compteurs sont anciens ; presque la moitié des compteurs ont plus de vingt-cinq ans et sont donc largement amortis. Leur remplacement devra être bientôt effectué, que ce soit par du matériel conventionnel ou du matériel « intelligent ».

3.3. L'étude KEMA pour la Wallonie

Comme mentionné au § 2.7, la KEMA a déjà effectué une étude économique sur le smart metering, celle-ci était limitée à la Région flamande.

Le groupe Belgacom s'intéresse à tous les nouveaux marchés potentiels dans lesquels les télécommunications pourraient jouer un rôle important.

Dans ce cadre, il s'intéresse au potentiel du smart metering et, pour faire progresser les éléments de réflexion, il sponsorise une étude de la KEMA sur l'implantation du smart metering en Région wallonne, de façon à compléter l'étude déjà réalisée pour la Région flamande.

La CWaPE a marqué accord et attend les résultats dans les semaines qui suivent.

3.4. Les projets pilotes

Préalablement à l'implantation du smart metering, certains pays ont mené des projets pilotes.

Les projets pilotes ont deux objectifs principaux :

- permettre aux différents acteurs concernés de tester le fonctionnement du système;

- confronter la théorie à la réalité du terrain et mettre en évidence les problèmes pratiques d'installation, le temps de montage nécessaire, les difficultés imprévues...

Pour être représentatifs, ils doivent couvrir les différents types d'habitat (ville et campagne) et répondre à un concept clairement défini (fonctions à assurer et caractéristiques techniques générales).

4. Avis de la CWaPE

Etant donné l'investissement considérable qui serait nécessaire, la décision d'implanter le smart metering mérite un examen scrupuleux, même si de nombreux pays ont déjà pris cette option. De plus, les réseaux électriques belges/wallons ont leur particularité et l'expérience des autres pays n'est pas directement transposable. La CWaPE propose donc un plan d'actions en quatre étapes pour prendre une décision définitive en connaissance de cause :

- 1^{re} étape : la définition des fonctionnalités du smart metering ;
- 2^e étape : la préparation d'un projet pilote ;
- 3^e étape : la réalisation de ce projet pilote ;
- 4^e étape : les leçons du projet pilote et la décision finale sur l'implantation du smart metering.

4.1 La définition des fonctionnalités

Il s'agit de définir les fonctions minimales à assurer et les caractéristiques techniques générales (telles qu'interchangeabilité, possibilités d'upgrading). Cette définition est la responsabilité du régulateur, qui la propose au gouvernement. Parmi les fonctionnalités, il convient d'identifier celles qui permettront le développement du smart grid (relevés de tension, équilibre entre phases, adaptation de puissance, délestage éventuels...).

Pour y parvenir, la CWaPE contacterait en premier lieu les autres régulateurs belges pour voir s'il est possible d'effectuer ce travail en commun et dans des délais raisonnables.

En cas de réponse positive, un groupe de travail serait constitué pour aboutir dans de brefs délais à une liste de fonctions à assurer, ainsi que des caractéristiques techniques générales. En cas de réponse non positive, la CWaPE effectuerait le travail seule.

Cette liste préciserait pour chaque fonction les avantages attendus, les impératifs techniques (par exemple, la fréquence de transmission des données), les précautions éventuelles, le rapport coût/bénéfice.

Cette liste serait ensuite soumise à tous les acteurs (GRD, fournisseurs...) pour recueillir tous les avis. Après concertation, cette liste serait proposée au(x) gouvernement(s) pour approbation.

4.2 La préparation d'un projet pilote

La responsabilité de préparation d'un projet pilote incombe aux GRD en concertation avec les fournisseurs. La CWaPE/le groupe des régulateurs superviserait cette étape pour vérifier la correcte prise en compte des fonctions à assurer et des caractéristiques imposées ; elle devrait donner son accord avant la réalisation.

4.3 La réalisation du projet pilote

La réalisation incombe également aux GRD, en liaison avec les fournisseurs qui doivent pouvoir tester les fonctionnalités qui les concernent directement.

4.4 Les enseignements du projet pilote et la décision finale

Après la réalisation du projet pilote, les GRD et les fournisseurs remettraient un rapport à la CWaPE/au groupe des régulateurs pour faire part de leurs avis et commentaires sur cette expérience de smart metering, y compris la répartition de la charge d'installation des compteurs intelligents.

La CWaPE/le groupe des régulateurs pourrai(en)t ensuite faire une proposition au(x) gouvernement(s) pour l'implantation du smart metering.

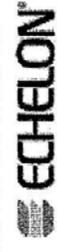
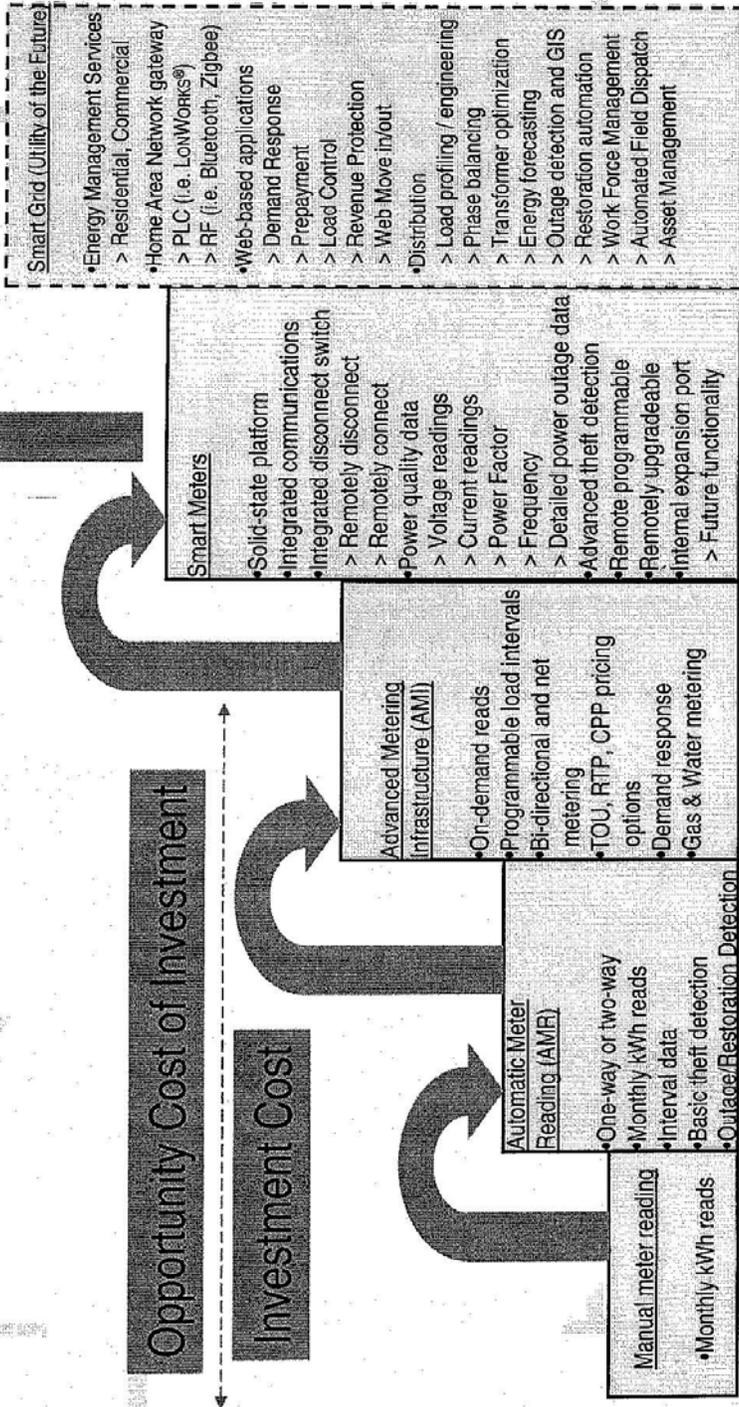
* *
*

AMI and Smart Metering Bring Utilities to a New Level

Business Process Changes delivering ROI

Opportunity Cost of Investment

Investment Cost



Annexe – Résumé des objectifs de performances et fonctionnalités communes minimales d'un système de comptage évolué

1. Fonctionnalités et performances du système de télégestion

1.1. Les fonctionnalités et performances du système de télégestion :

- Capacités de communication suffisantes pour relever tous les compteurs électriques chaque jour.
- Coupure et autorisation de rétablissement de l'alimentation à distance.
- Modification de la puissance souscrite à distance.
- Changement ou modifications du calendrier tarifaire à distance.
- Performances de télé-opération suffisantes pour assurer une tarification en *J-1*, avec préavis du fournisseur au gestionnaire de réseaux avant 16h00 (tarification de pointe mobile, par exemple).
- Offres de fourniture à calendriers tarifaires propres à chaque fournisseur (pour garantir la souplesse de l'évolution des offres de fourniture et la compatibilité avec le système de profilage, la capacité du système de communication devra permettre l'utilisation de la courbe de charge pour le traitement de la clientèle bénéficiant d'offres de fourniture qui ne sont pas assises sur les périodes tarifaires du tarif réglementé de vente d'électricité).
- Compatibilité avec des systèmes d'offres de fourniture à durée et quantité limitées par tout fournisseur.
- Maintien de la tarification historique.
- Pour l'utilisateur de réseau (ou les tiers désignés par lui), possibilité d'accès à toutes les données de comptage enregistrées et mesurées par le compteur.

1.2. L'usage de la télégestion :

- Emission de facturation mensuelle sur données réelles.
- Information du consommateur sur la qualité de l'électricité qui lui a été délivrée.
- Généralisation du relevé spécial en cas de changement de fournisseur ou d'offre de fourniture, de mise en service ou de résiliation de l'accès et de changement de puissance souscrite ou de formule tarifaire d'acheminement.

1.3. Les requêtes générales :

- Archivage des données de comptage sur deux années.

2. Fonctionnalités et performances des appareils de comptage et de mesure

2.1. La mesure et les enregistrements :

- Deux systèmes d'index indépendants : quatre index pour le tarif d'utilisation des réseaux publics et dix index pour la fourniture (prix marché ou tarif réglementé de vente d'électricité).

- Courbe de charge (puissance active) à pas paramétrable, pour une capacité minimale de deux mois glissants au pas demi-horaire. Le pas d'intégration doit pouvoir prendre les valeurs 30 et 60 minutes.
 - P_{\max} (selon un mode de mesure qui pourra être utilisé pour la détermination de la puissance souscrite).
 - Paramètre de qualité de l'électricité fournie (date de survenance et durée des coupures longues et brèves, date et durée des excursions de la tension hors de la plage réglementaire), avec une mémorisation pendant deux années glissantes.
 - Possibilité de tarification à dépassement de puissance active.
- 2.2. L'affichage :
- Index horo-saisonniers.
 - Puissance instantanée.
 - Valeur maximale de la puissance soutirée (P_{\max}).
- 2.3. Le dispositif limiteur :
- Seuil de coupure paramétrable par pas de 1 kVA.
- 2.4. Les télé-opérations (communication vers et depuis l'amont du compteur) :
- Capacité de télé-relever toutes les données enregistrées (flux d'énergie et qualité).
 - Télé-paramétrage (calendriers tarifaires et puissance souscrite).
 - Télé-coupure et autorisation de rétablissement à distance.
- 2.5. La communication vers l'aval du compteur :
- Au moins un relais commandé sur la base du calendrier tarifaire du distributeur ou du fournisseur.
 - Interface de transmission des données réservée à l'utilisateur de réseau (ou les tiers désignés par lui), capable, entre autres, de transmettre toutes les données de comptage enregistrées ou mesurées par le compteur à un équipement d'affichage déporté ou à un dispositif développé par le fournisseur : *a minima*, la puissance instantanée, une ou plusieurs indications de période tarifaire (dont une alerte de dépassement de la puissance souscrite), les index horo-saisonniers, des éléments de courbe de charge, la valeur maximale de la puissance soutirée (P_{\max}), les derniers écarts de la qualité de la fourniture électrique et l'état de l'interrupteur intégré.

NTA 8130:2007

5 Description of the various functions and the requirements specified for these functions

5.1 General

As well as the various displays on which the actual meter readings can be taken, the metering installation has the following communication ports:

- port P1 for the communication between the metering installation and one or more other service modules, but it cannot be used for sending data to the metering system;
- port P2 for the communication between the metering system and one up to four metering instruments and/or grid operator equipments;
- port P3 for the communication between the metering installation and the CAS;
- port P4 is the port on the CAS with which independent service providers, suppliers and grid operators gain access to the CAS.Tekst.

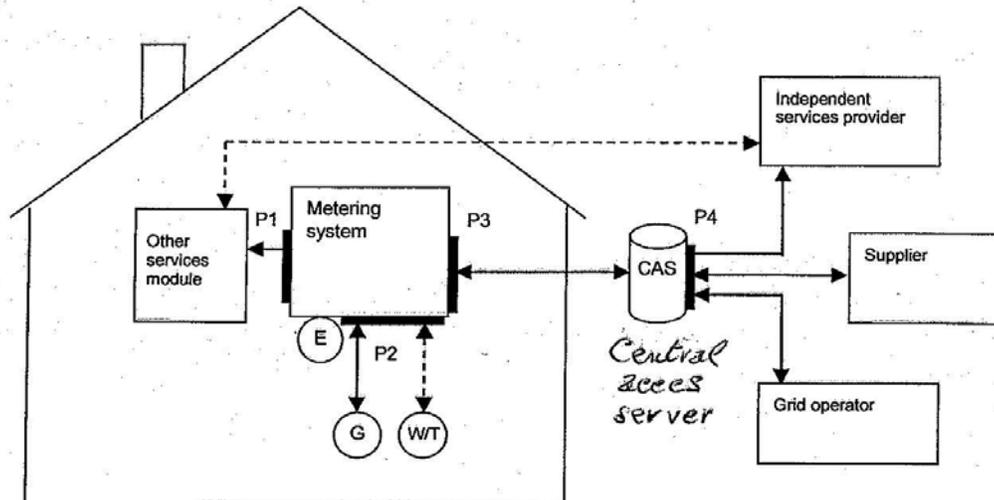


Figure 1 – Communication ports belonging to the metering installation

The metering instruments used comply with the requirements specified in the Metrology Act ("Metrologiewet"), the Electricity Metering Code ("Meetcode Elektriciteit") and the Gas Metering Conditions – regional grid operator ("Meetvoorwaarden Gas – RNB").

Because only kWh and m³ without decimals are used for invoicing, values after the decimal point are not considered to be accountable.

5.2 Data requests

5.2.1 Meter readings of used indexes

The daily meter readings from each index in the metering installation are stored each day in a day register in the metering installation, and each month the monthly reading is stored in a month register in the metering

NTA 8130:2007

6 Application of the various functions

The functions indicated in the following table are available for the specified legal entities.

Table 7 – Application of the various functions

Functions	Port P3/P4			Port P1	Meter display
	Grid operator	Supplier	Independent Service Provider	Connected party	Connected party
Daily meter readings (5.2.1)	X	X	X		
Monthly meter readings (5.2.1)	X	X			
Actual electricity meter readings on request (5.2.4, 5.2.5)	X	X	X	X	X
Actual gas meter readings on request (5.2.4, 5.2.5)	X	X	X	X	X
Actual power (5.2.5)				X	
Interval readings via batch request (5.2.6)	X	X	X		
Electricity interval readings on request (5.2.6.1)	X	X	X		
Gas interval readings on request (5.2.6.2)	X	X	X	X	
Status information (5.2.7)	X	X	X	X	
Monitoring (5.2.8)	X				
Switching and setting threshold (5.3.1)	X	X			
Logging control commands (5.3.1.3)	X	X			
Send standard messages (5.3.2.1)	X	X		X ^a	X ^a
Send messages (5.3.2.2)	X	X	X	X ^a	
Set tariff switching times (5.4.1)	X	X		X ^a	
Reading tariff switching time (5.4.1)	X ^a	X ^a		X ^a	
Tariff indicator (5.2.2)				X ^a	
Firmware updates (5.4.2)	X ^b				
Access and security (5.5.5)	X ^b				

^a Only the result of the named action is visible for this party
^b Firmware update as well as access and security are performed by the electricity grid operator

Objectifs

- Acquérir un know how concret de terrain ;
- Valider un certain nombre d'hypothèses, entre autres interopérabilité, compatibilité avec nos réseaux, ... ;
- Soulever (et résoudre) les problèmes techniques d'implémentation déjà identifiés ;
- Soulever les problèmes d'implémentation sur le terrain issus de cas concrets;
- ???? • Pouvoir lancer une phase de roll-out de niche (par exemple dans le cadre des limiteurs) ;
- ???? • D'effectuer éventuellement une pré-qualification de certains fournisseurs dans le cadre d'un roll-out ultérieur en multisourcing;

21

Projet Smart Metering - SB 13/07/07 - Ph. Zommer/sym

Sibelga 

Scope du POC

- Branchements monophasés et polyphasés
- Media de communication GPRS et PLC
- Fonctionnalités du compteur limitées
 - Lecture à distance des index
 - Fonction de move in/move out à distance
 - Fonction limiteur multi seuils, paramétrage à distance
- Protocole: Protocole interopérable basé sur le DLMS (1)
- Tests limités avec compteurs gaz et eau, éventuellement des tests A+ A- ????
- Front End acquisition :
 - Gestion des communications avec les compteurs ;
 - Gestion élémentaires des opérations sur les compteurs (lecture, move in, limiteur,...)
 - Interfaçage manuel ou semi automatique. (pas d'intégration ./applicatif)
 - Validation de l'interopérabilité au niveau des front end.
 - Validation de la sécurité IT (intégration ./ Hardware)
- (1) si cela n'a pas d'impact sur une limitation des fournisseurs.

22

Projet Smart Metering - SB 13/07/07 - Ph. Zommer/sym

Sibelga 