



**Schwartz and Co**  
Strategy Consulting

# **Etude économique à long terme pour la mise en place de compteurs intelligents dans les réseaux électriques et gaziers au Luxembourg**

## **Rapport final**

28 février 2011

Version 1.1

Préparé pour : le Ministère de l'Économie et du Commerce Extérieur du Luxembourg

Préparé par : Pol-Hervé Floch, Hervé Schwartz - Schwartz and Co S.A.



## SOMMAIRE

<b>1. CONTEXTE ET OBJECTIF DU DOCUMENT.....</b>	<b>5</b>
<b>2. PRINCIPAUX RESULTATS DE L'ETUDE.....</b>	<b>6</b>
<b>3. LE MARCHE ELECTRIQUE ET GAZIER LUXEMBOURGEOIS.....</b>	<b>9</b>
3.1. <b>Marché électrique .....</b>	<b>9</b>
3.2. <b>Marché gazier .....</b>	<b>9</b>
3.3. <b>Contexte réglementaire lié au comptage intelligent .....</b>	<b>10</b>
3.4. <b>Présentation des projets pilotes de comptage intelligent au Luxembourg.....</b>	<b>10</b>
<b>4. SYSTEMES DE COMPTAGE INTELLIGENT DISPONIBLES ET TENDANCES .....</b>	<b>11</b>
<b>4.1. Description d'un système de comptage intelligent .....</b>	<b>11</b>
4.1.1. <b>Eléments de définition .....</b>	<b>11</b>
4.1.2. <b>Fonctionnalités du système de comptage intelligent .....</b>	<b>11</b>
4.1.3. <b>Composants .....</b>	<b>12</b>
4.1.4. <b>Architectures possibles .....</b>	<b>13</b>
4.1.5. <b>Protocoles et technologies de communication .....</b>	<b>14</b>
4.1.6. <b>Normalisation et interopérabilité .....</b>	<b>15</b>
<b>4.2. Tendances européennes.....</b>	<b>16</b>
4.2.1. <b>Eléments clés .....</b>	<b>16</b>
4.2.2. <b>Aperçu des différents projets de déploiement et initiatives de spécifications ouvertes en Europe .</b>	<b>18</b>
4.2.2.1. <b>L'Italie avec le projet précurseur d'ENEL.....</b>	<b>18</b>
4.2.2.2. <b>La Suède avec un déploiement généralisé rendu nécessaire par l'obligation de facturation mensuelle sur base d'index réels .....</b>	<b>19</b>
4.2.2.3. <b>Les Pays-Bas, où la législation se fait attendre mais où les spécifications DSMR pourront servir de base à une normalisation européenne .....</b>	<b>19</b>
4.2.2.4. <b>L'Allemagne qui reste en retard sur les questions de comptage intelligent .....</b>	<b>20</b>
4.2.2.5. <b>La France avec le projet Linky d'ERDF .....</b>	<b>21</b>
4.2.2.6. <b>La Belgique, où les GRD flamands sont moteurs pour le déploiement d'un système très spécifique de comptage intelligent.....</b>	<b>23</b>
4.2.2.7. <b>Le Royaume-Uni où la décision de principe de déploiement généralisé a été prise.....</b>	<b>24</b>
4.2.1. <b>Initiatives de normalisation des systèmes de comptage intelligent et de développement d'interopérabilité.....</b>	<b>24</b>
4.2.1.1. <b>DLMS/COSEM s'impose peu à peu comme le protocole normalisé de référence .....</b>	<b>24</b>
4.2.1.2. <b>Open Meter, le projet de normalisation européenne.....</b>	<b>25</b>
4.2.1.1. <b>IDIS, une initiative purement privée de 3 fabricants pour assurer l'interopérabilité .....</b>	<b>26</b>
<b>4.3. Solutions disponibles sur le marché et utilisables au Luxembourg.....</b>	<b>26</b>
4.3.1. <b>Eléments clés .....</b>	<b>26</b>
4.3.2. <b>Présentation de la démarche de Request For Information .....</b>	<b>27</b>
4.3.3. <b>Produits offerts .....</b>	<b>27</b>
4.3.4. <b>Analyse des synergies possibles entre le déploiement généralisé de la fibre optique et le déploiement généralisé du comptage intelligent.....</b>	<b>28</b>



<b>5. ANALYSE COUTS-BENEFICES .....</b>	<b>29</b>
<b>5.1. Principaux résultats de l'analyse.....</b>	<b>29</b>
5.1.1. L'architecture de type 3.a est la moins onéreuse .....	29
5.1.2. Des hypothèses très conservatrices de maîtrise de la demande énergétique suffisent à rendre positif le plan d'affaires .....	30
5.1.3. Le tarif régulé des gestionnaires de réseaux augmente légèrement à court-terme, mais diminue à moyen-terme.....	31
5.1.4. Au global la facture du client est inférieure à celle du scénario sans comptage intelligent dès 2021-2022 .....	32
5.1.5. Un système central commun pour le tout le Luxembourg permet des économies importantes .....	33
<b>5.2. Scénario étudié et hypothèses générales .....</b>	<b>33</b>
<b>5.3. Coûts du système de comptage intelligent .....</b>	<b>35</b>
5.3.1. Coûts portés par les GRD .....	36
5.3.1.1. Coûts de déploiement .....	36
5.3.1.1.1. Achat du matériel .....	36
5.3.1.1.2. Installation.....	39
5.3.1.1.3. Système informatique central .....	40
5.3.1.1.4. Pilotage du déploiement .....	40
5.3.1.2. Coûts échoués .....	41
5.3.1.3. Coûts opérationnels supplémentaires.....	41
5.3.1.3.1. Surcoût pour la maintenance du matériel.....	41
5.3.1.3.2. Exploitation du système central .....	42
5.3.1.3.3. Coûts de communication.....	42
5.3.1. Coûts portés par les fournisseurs .....	43
5.3.1.1. Coûts des nouveaux services.....	43
<b>5.4. Bénéfices de la mise en place du système de comptage intelligent .....</b>	<b>44</b>
5.4.1. Bénéfices directs pour les GRD .....	45
5.4.1.1. Non-remplacement des anciens compteurs .....	45
5.4.1.2. Coûts opérationnels évités ou réduits.....	46
5.4.1.2.1. Suppression des relèves périodiques .....	46
5.4.1.2.2. Diminution des relèves apériodiques et autres interventions spéciales sur site .....	46
5.4.1.2.3. Diminution des pertes non-techniques .....	47
5.4.1.2.4. Suppression du système de profilage.....	48
5.4.2. Bénéfices directs pour les fournisseurs .....	48
5.4.2.1. Coûts opérationnels évités ou réduits.....	48
5.4.2.1.1. Diminution des coûts de gestion de la relation clientèle .....	48
5.4.2.1.2. Diminution des coûts de recouvrement .....	49
5.4.2.1.3. Gain sur les répercussions d'augmentation de tarifs .....	50
5.4.3. Bénéfices liés à la Maîtrise de la Demande en Energie.....	51
5.4.3.1. Principes des gains d'économies d'énergie .....	51
5.4.3.2. Bénéfices pour les consommateurs : Diminution de la consommation .....	53
5.4.3.3. Bénéfices pour les GRD : Diminution des pertes techniques .....	54
5.4.3.4. Bénéfices pour les producteurs d'électricité : Diminution des coûts d'investissement dans les moyens de production de pointe.....	54
5.4.3.5. Quantification de la diminution des émissions de gaz à effet de serre.....	55
5.4.4. Autres bénéfices non quantifiés du système de comptage intelligent .....	55



5.4.4.1. L'amélioration du fonctionnement du marché libéralisé .....	56
5.4.4.2. L'amélioration de la qualité de service pour les consommateurs .....	56
5.4.4.3. La possibilité d'extension du système à l'eau et la chaleur .....	56
5.4.4.4. La possibilité d'installer des compteurs à prépaiement sans devoir développer un système spécifique .....	56
5.4.4.5. La facilitation du développement de la mobilité électrique.....	57
5.4.4.6. L'évolution vers le smart grid .....	58
<b>6. STRATEGIES DE MISES EN ŒUVRE.....</b>	<b>60</b>
6.1. Vue d'ensemble.....	60
6.2. La mise en commun ou non de l'architecture pour les différents fluides .....	61
6.3. L'approche centralisée ou individualisée par GRD .....	61
6.4. Le déploiement généralisé ou focalisé sur un certain type de client .....	62
6.5. Le déploiement dans un laps de temps resserré, ou suivant le rythme normal de remplacement ....	62
6.6. Un démarrage du déploiement à court-terme, ou uniquement à moyen-terme.....	63
6.7. La gestion de la problématique de la confidentialité des données.....	63
6.8. Un déploiement laissé à l'initiative des GRD ou encadré par une législation spécifique .....	64



## 1. Contexte et objectif du document

Dans le but de faciliter l'ouverture des marchés européens de l'électricité et du gaz à la concurrence et d'améliorer l'efficacité énergétique, les directives européennes 2009/72/CE et 2009/73/CE incitent les Etats membres à mettre en place des systèmes de comptage intelligents pour l'électricité et le gaz dans des conditions qui dépendent de l'intérêt économique à long terme de tels systèmes pour chacun des Etats membres. Ces directives précisent notamment que *« la mise en place de tels systèmes peut être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des bénéfices pour le marché et pour le consommateur, pris individuellement, ou à une étude déterminant quel modèle de compteurs intelligents est le plus rationnel économiquement et le moins coûteux et quel calendrier peut être envisagé pour leur distribution »*.

Au Luxembourg, certains gestionnaires de réseau ont déjà réalisé des expérimentations de tels systèmes, sans prise de décision de déploiement généralisé pour l'instant.

Dans ce contexte, le Ministère de l'Economie et du Commerce Extérieur du Grand Duché de Luxembourg a confié au cabinet de conseil Schwartz and Co une étude d'évaluation de la faisabilité technique et de l'intérêt économique de la mise en place du comptage intelligent pour tous les clients finals luxembourgeois consommateurs d'électricité et de gaz, réalisée en étroite collaboration avec les GRD luxembourgeois Creos, Sudgaz, Sudstroum et Electricis.

Ce rapport présente les résultats détaillés de cette étude :

- Dans une première partie, nous présentons le contexte luxembourgeois des marchés électriques et gaziers, les spécificités du comptage au Luxembourg et les projets pilotes des gestionnaires luxembourgeois dans le domaine du comptage intelligent.
- Dans une deuxième partie, nous analysons la situation technique et économique des systèmes de comptages intelligents disponibles sur le marché et nous identifions les tendances et normes qui pourraient s'imposer.
- Dans une troisième partie, nous quantifions les coûts et bénéfices du comptage intelligent au Luxembourg pour l'électricité et le gaz.
- Enfin, dans une quatrième et dernière partie nous synthétisons l'analyse de faisabilité technico-économique du comptage intelligent au Luxembourg en concluant sur les stratégies de mises en œuvre pertinentes pour le Luxembourg.



## 2. Principaux résultats de l'étude

**Le déploiement généralisé d'un système de comptage intelligent pour l'électricité et le gaz au Luxembourg apparaît tout à fait faisable techniquement à partir de 2012, même si les technologies, les produits et les normes sur le marché manquent encore de maturité et que la problématique d'interopérabilité n'est pas encore résolue de manière convaincante :**

- Au moins 4 fournisseurs sont capables de fournir les différents composants - compteurs communicants, concentrateurs de données et système informatique central de télégestion des compteurs communicants - du système requis pour le Luxembourg et dans les quantités souhaitées, soit environ 260 000 compteurs d'électricité et 80 000 compteurs de gaz.
- Parmi les différentes architectures possibles du système de comptage intelligent évaluées au cours de l'étude, une architecture se dégage clairement comme optimale, notamment en termes de coût (coût d'investissement minimal), de réponse au besoin fonctionnel des GRD luxembourgeois, de diversité des fournisseurs de produits, et d'interopérabilité. Cette architecture est promue par les 3 plus grands fournisseurs de systèmes dans le cadre de l'association IDIS, elle est retenue par les GRD néerlandais et en partie par les GRD allemands.
- Dans cette architecture optimale, les compteurs d'électricité communiquent par CPL (Courants Porteurs en Ligne) avec des concentrateurs de données situés au niveau de chaque poste de transformation MT/BT. Les concentrateurs communiquent avec le système central à travers des réseaux publics, principalement GPRS. Par ailleurs, les compteurs électriques jouent le rôle de passerelle de communication avec le compteur de gaz, mais également au besoin d'eau et de chaleur par une liaison filaire ou radio.
- Les produits proposés par les fournisseurs de systèmes pour cette architecture sont basés sur des standards ouverts déjà reconnus et assez bien implantés au niveau européen, comme la norme DLMS/COSEM pour le protocole applicatif utilisé au niveau des compteurs, des concentrateurs et du système central, la norme spread FSK pour les communications par CPL, et la norme M-BUS pour les communications filaires ou radio entre le compteur électrique et les compteurs de gaz, d'eau et de chaleur (la qualité des communications CPL spread FSK a déjà été testée par Creos au cours d'un projet pilote).
- Cependant, il n'existe pas aujourd'hui de norme européenne unique et unanimement reconnue concernant le comptage intelligent. Le projet de normalisation européenne Open Meter sensé apporter une réponse à cette problématique n'a pas encore rendu ses conclusions, et il existe différentes initiatives de spécifications nationales des systèmes de comptage intelligent au niveau des architectures, des protocoles et des technologies de



communication. Si le protocole applicatif DLMS/COSEM semble bien parti pour s'imposer, des évolutions importantes sont en préparation au niveau de la couche physique CPL avec des tests et des investissements importants réalisés pour remplacer à court/moyen terme le schéma spread FSK par OFDM afin d'augmenter le débit tout en conservant voire en améliorant la fiabilité des communications. De ce fait, la problématique d'interopérabilité des composants d'un système de comptage intelligent provenant de différents fournisseurs n'est pas encore résolue de manière satisfaisante même si des initiatives clés sont en cours, comme la création de l'association IDIS par 3 des 4 plus grands fabricants mondiaux de systèmes de comptage et visant à mettre en place des profils de communication basés sur des standards ouverts et des moyens de test permettant de garantir l'interopérabilité des produits.

**Sur la base de l'architecture optimale retenue, l'analyse des coûts et bénéfices pour les différents participants aux marchés de l'électricité et du gaz montre que le déploiement généralisé d'un système de comptage intelligent pour l'électricité et le gaz au Luxembourg présente un intérêt économique à long terme, globalement et pour les consommateurs, sur la base d'hypothèses conservatrices concernant l'amélioration de la maîtrise de la demande énergétique (MDE) induite par le système :**

- Malgré des coûts des compteurs intelligents élevés par rapport à ceux observés sur les grands marchés (France, Italie, Royaume Uni, Espagne) du fait de quantités requises relativement faibles, pour notre scénario de référence prévoyant un déploiement sur 5 ans à partir de 2013 et une réduction de la demande d'électricité et de gaz induite par le système de 0,5% en volume, la Valeur Actuelle Nette (VAN) du système sur 20 ans est de **+6,6M€**. La VAN pour l'électricité est de **+4,9M€** soit **+18,6€ par client final**, tandis que dans le gaz la VAN est de **+1,7M€**, soit **+21,7€ par client final**.
- La facture annuelle moyenne d'électricité d'un client résidentiel augmentera au plus de 3 € par an d'ici 2016 par rapport à un scénario sans comptage intelligent (en monnaie réelle 2011), pour baisser ensuite et passer sous le niveau du scénario sans comptage intelligent vers 2020. La baisse se poursuivra jusqu'à la fin de vie du système pour atteindre un peu plus de 10 euros par an.
- La facture annuelle moyenne de gaz d'un client résidentiel augmentera au plus de 7 € par an d'ici 2016 par rapport à un scénario sans comptage intelligent (en monnaie réelle 2011), pour baisser ensuite et passer sous le niveau du scénario sans comptage intelligent vers 2021/2022. La baisse se poursuivra jusqu'à la fin de vie du système pour atteindre un peu plus de 9 euros par an.



**Compte tenu de ces éléments, nous recommandons la stratégie de mise en œuvre suivante :**

- La mise en place d'un système de comptage intelligent multi-fluide (électricité et gaz a minima) et centralisé (un seul système central pour l'ensemble du pays, partagé par les GRD) constitue l'approche la plus intéressante au point de vue économique (coût minimal, VAN maximale) et semble faisable même si elle complexifie quelque peu l'intégration informatique et demande une bonne coordination entre les différents GRD ; la mise en place d'un système central commun devra être analysée de manière spécifique pour en évaluer la complexité et tous les impacts détaillés.
- Le comptage intelligent devrait être déployé de manière généralisée pour l'électricité et le gaz, afin de réduire les coûts des matériels par les volumes commandés, les coûts d'installation des compteurs et des concentrateurs, et les coûts du système central rapportés au point de comptage ;
- Pour les mêmes raisons, le déploiement devrait être assez resserré dans le temps, même si cela impacte légèrement à la hausse les tarifs d'utilisation du réseau et de comptage dans les premières années. Un déploiement sur 5 ans semble un bon compromis.
- Etant données les évolutions technologiques en cours et les initiatives liées à la normalisation et à l'interopérabilité encore en gestation, il est recommandé de ne pas lancer le déploiement avant 2013 pour tirer les leçons de ces évolutions et baser, autant que faire se peut, le futur système luxembourgeois sur les technologies et les normes qui se seront imposées et permettront de garantir la pérennité du système sur 20 ans ;
- Enfin, la mise en place d'une législation luxembourgeoise sur le comptage intelligent, quoique non indispensable, aurait l'avantage de sécuriser les GRD dans leur investissement, de s'assurer que les objectifs définis par les directives européennes pour 2020 seront bien atteints.





### **3. Le marché électrique et gazier luxembourgeois**

#### **3.1. Marché électrique**

L'unique gestionnaire de transport d'électricité au Luxembourg est Creos (ancien réseau Cegedel). Creos est également gestionnaire de réseau de distribution d'électricité d'une grande partie du Luxembourg (près de 90% des clients), notamment grâce à l'intégration récente du réseau d'électricité de la Ville de Luxembourg. Les autres gestionnaires de réseau de distribution électrique luxembourgeois sont Sudstroum, Electricis, la Ville de Diekirch et la Ville d'Ettelbruck.

Le marché de détail est totalement ouvert à la concurrence, mais le nombre de changements de fournisseur reste encore limité dans les segments des petits et moyens consommateurs.

Le marché électrique luxembourgeois compte en tout environ 262.000 clients, pour une consommation totale de 6,22 TWh en 2009.

Les spécificités du comptage électrique luxembourgeois sont les suivantes :

- Des normes de métrologie et d'installation identiques à celles de l'Allemagne
- Des raccordements essentiellement en triphasé 4 fils
- L'existence de compteurs multi-tarif et de la télécommande centralisée, permettant déjà d'obtenir des fonctionnalités de gestion du profil de charge
- Une installation particulière, avec le disjoncteur situé en amont du compteur, empêchant ainsi de communiquer avec le compteur par CPL lorsque le disjoncteur est ouvert

#### **3.2. Marché gazier**

L'unique gestionnaire de transport de gaz naturel au Luxembourg est Creos (ancien réseau Soteg). Creos est également gestionnaire de réseau de distribution de gaz d'une grande partie du Luxembourg (50% des clients), grâce au rachat de Luxgaz et à l'intégration récente du réseau de gaz de la Ville de Luxembourg. Les autres gestionnaires de réseau de distribution de gaz luxembourgeois sont Sudgaz et la Ville de Dudelange.

Comme pour l'électricité, le marché de détail est totalement ouvert à la concurrence, mais le nombre de changements de fournisseur reste encore limité dans les segments des petits et moyens consommateurs.

Le marché gazier luxembourgeois compte en tout environ 82.000 clients, pour une consommation totale de 14,4 TWh en 2009.



**Tableau 1 - nombres de clients raccordés aux réseaux par GRD (2010)**

Gestionnaire de réseau	Nombre de raccordements électricité	Nombre de raccordements gaz naturel
Creos	232 723	41 180
Sudgaz		35.519
Sudstroum	18 609	
Ville de Dudelange		5.502
Ville d'Ettelbruck	4 296	
Electricis	3 301	
Ville de Diekirch	3 224	
Total	262 153	82 201

### **3.3. Contexte réglementaire lié au comptage intelligent**

Le Luxembourg n'a pas adopté pour l'instant de législation sur le comptage intelligent. Cependant, nous pouvons noter l'obligation d'installer un compteur à prépaiement sur demande d'un fournisseur, à travers les articles suivants :

- Article 2 alinéa 8 de la Loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité
- Article 12 alinéa 5 de la Loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel

### **3.4. Présentation des projets pilotes de comptage intelligent au Luxembourg**

Au cours des dernières années, plusieurs projets pilotes de comptage intelligent ont été entrepris au Luxembourg, exclusivement dans le secteur électrique.

Creos a ainsi réalisé 2 projets pilotes en électricité :

- Un projet en zone urbaine avec 3 concentrateurs et 167 compteurs communicant par CPL (Courants Porteurs en Ligne)
- Un projet en zone rurale avec 3 concentrateurs et 170 compteurs communicant par CPL

Sudstroum a réalisé 2 projets pilotes en électricité :

- Un projet comprenant 1 concentrateur et 100 compteurs résidentiels en appartements, communicant par CPL
- Un projet comprenant 1 concentrateur et 250 compteurs résidentiels, communicant par CPL

D'autres projets pilotes sont envisagés dans l'électricité, notamment par Electricis.



## 4. Systèmes de comptage intelligent disponibles et tendances

### 4.1. Description d'un système de comptage intelligent

#### 4.1.1. Eléments de définition

Le « comptage intelligent » est un concept qui remonte à la fin des années 80 et a évolué en termes de contenu au gré des implémentations, selon les parties prenantes et les pays concernés. De manière générale, il désigne un système comprenant des compteurs communicant de manière mono ou bidirectionnelle à travers un réseau de communication fixe avec un système informatique central situé chez le gestionnaire de réseau. Ce système permet de fournir différentes fonctionnalités de manière automatisée.

On distingue souvent deux grandes catégories de systèmes de comptage intelligent :

- Système AMR (Automated Meter Reading) : il est apparu dans les années 90 surtout aux Etats Unis ; il est basé sur des compteurs communicant généralement de manière mono directionnelle avec le système central pour apporter des fonctionnalités de télérelève, mais également, pour l'électricité, de tarification multi-horaire (Time of Use), de détection de panne et de fraude.
- Système AMM (Automated Meter Management) : il est apparu dans les années 90 en Europe puis dans les années 2000 aux Etats Unis ; il est basé sur des compteurs communicant toujours de manière bidirectionnelle avec le système central pour apporter des fonctionnalités complémentaires de gestion des compteurs (modification des tarifs, de la puissance souscrite, coupure et mise en service), de gestion de la charge et d'information du consommateur.

Un système de comptage intelligent est l'infrastructure de base d'un « réseau intelligent » ou « smart grid ».

#### 4.1.2. Fonctionnalités du système de comptage intelligent

Un système de comptage intelligent peut offrir différentes fonctionnalités plus ou moins évoluées selon la complexité du système (compteurs – réseaux de communication – système central). On peut citer notamment :

- La relève des index à distance sur demande et automatiquement de façon périodique, permettant la tarification sur la base d'index réels (électricité et gaz) et la facilitation des emménagements / déménagements et des changements de fournisseur
- L'enregistrement et la relève et de la courbe de charge, permettant de proposer des tarifications distributeurs et fournisseurs variées (principalement électricité)
- La gestion dynamique de la puissance souscrite (limitation, modification) (électricité)
- La coupure et la remise en service à distance (principalement électricité)
- Le passage en mode prépaiement (électricité et gaz)
- La détection des fraudes (électricité)



- La mesure de la qualité de la fourniture (détection de coupure) (électricité)
- L'information du client, notamment sur sa consommation (électricité, gaz)
- La gestion des charges (délestage à distance) (électricité)

Ces différentes fonctionnalités visent donc à apporter des bénéfices aux différents acteurs de la chaîne de valeur (gestionnaires d'infrastructure, fournisseurs, producteurs et clients finals) :

- Diminution du coût du service rendu
- Diminution de la consommation énergétique des consommateurs
- Amélioration de la sécurité d'approvisionnement et diminution des émissions de gaz à effet de serre (diminution de la pointe nationale à travers des tarifs multi horaires incitatifs et la coupure à distance de charges)
- Facilitation du fonctionnement du marché libéralisé
- Commercialisation de services à valeur ajoutée

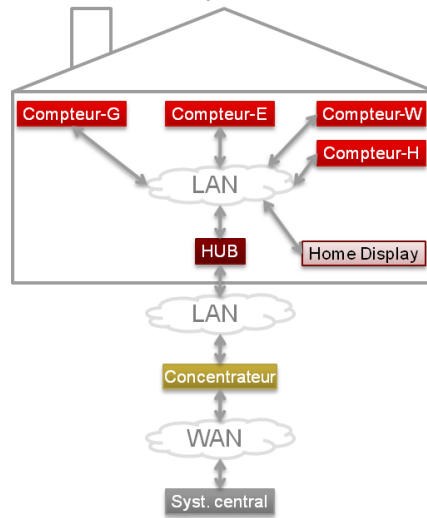
#### 4.1.3. Composants

Le « comptage intelligent » doit s'entendre en termes de système comprenant les composants suivants, comme décrit sur la figure 1 :

- Des **compteurs** communicants (électricité, gaz, eau et chaleur)
- Eventuellement un **hub** de communication séparé des compteurs
- Eventuellement un **home display** permettant notamment à l'utilisateur de suivre sa consommation de manière régulière mais également d'accéder à des informations et des applications l'incitant à réduire sa consommation d'énergie ou à modifier sa courbe de charge
- Généralement des **concentrateurs** de données, éléments intermédiaires entre les compteurs ou hub de communication et le système central
- D'un **système central** qui collecte les données en provenance des compteurs et gèrent à distance leurs fonctionnalités. Le système central est relié aux systèmes d'information existants des gestionnaires de réseaux.
- Des **réseaux** de communication mono ou bidirectionnelle entre ces éléments. Ces réseaux peuvent être des réseaux privés locaux (LAN) ou des réseaux publics étendus (WAN)



Figure 1 - composants d'un système de comptage intelligent



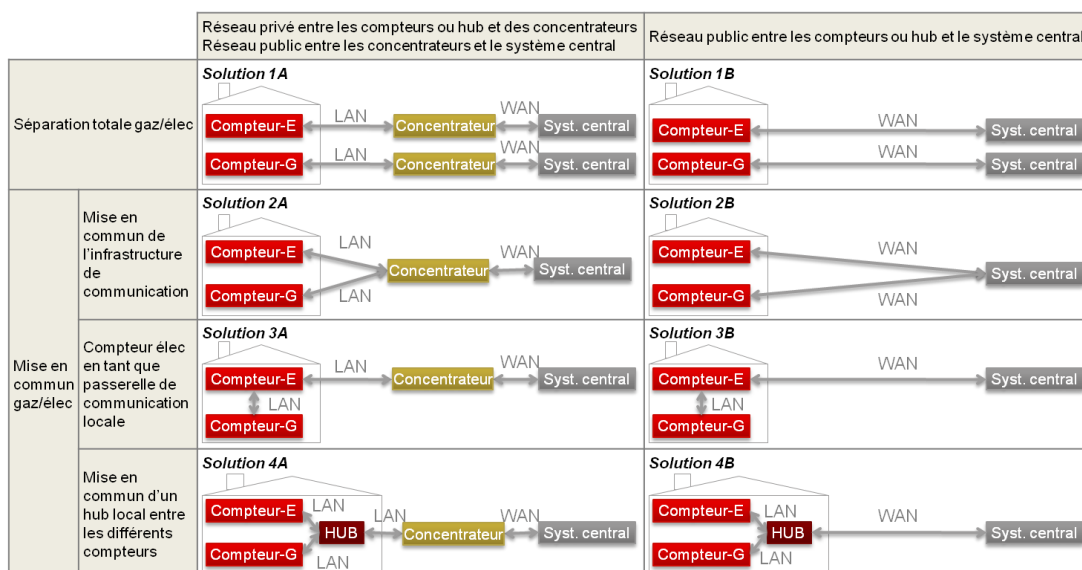
LAN = Local Area Network  
WAN = Wide Area Network

#### 4.1.4. Architectures possibles

Les systèmes de comptage intelligent qui ont été développés ou sont en projet diffèrent en termes d'architecture et de technologies de communication sous-jacentes. La figure 2 ci-après présente de façon schématique les différentes architectures possibles pour le comptage intelligent de l'électricité et du gaz, structurées selon 2 axes :

- La mise en commun ou non de l'infrastructure de communication pour l'électricité et le gaz (et éventuellement l'eau et la chaleur)
- Le recours à des réseaux publics ou privés pour les communications avec les compteurs

Figure 2 - Classification des architectures possibles de comptage intelligent





La scission complète des systèmes électricité et gaz (solutions 1) peut être pertinente pour une question de simplicité d'implémentation. C'est la voie choisie par nombre de grandes sociétés en Europe gérant un seul type de réseau, soit électricité, soit gaz (par exemple Enel en Italie, ERDF en France, Vattenfall, Fortum et E.On en Suède, toutes dans le secteur électrique).

Cependant, la mise en commun des infrastructures de communication (solutions 2) peut permettre de réduire le coût du système, en partageant l'infrastructure de communication (concentrateurs et système central). On rencontre ce type d'implémentations aux Etats-Unis avec des systèmes à réseau fixe radio déployés par des sociétés multi-utility électricité et gaz (par exemple PECO Energy en Pennsylvanie).

Utiliser le compteur électrique comme un « hub » local (solutions 3) permet de pousser encore plus loin la mutualisation des infrastructures entre les différents fluides. C'est la voie choisie actuellement par les Pays-Bas et la Flandre, où l'on rencontre de nombreux gestionnaires de réseaux multi-utility, sans qu'un déploiement de masse de ce type de solution n'ait encore été effectué.

Le fait de séparer le hub de communication du compteur (solutions 4) peut offrir une plus grande flexibilité dans la mise en œuvre du système. C'est la voie choisie actuellement par le Royaume Uni et l'Allemagne, sans qu'aucun déploiement de masse de ce type de solution n'ait encore été effectué.

Pour ces différentes solutions, il est possible soit d'utiliser un réseau privé local de communication entre les compteurs et des concentrateurs de données (solutions de type a), soit d'utiliser directement un réseau public de communication (solutions de type b).

Il est important de noter que les systèmes déployés en pratique combinent presque toujours réseau privé (solutions a) et réseaux publics (solutions b) pour des raisons économiques. En effet dans certaines zones rurales à faible densité de population, il est plus avantageux économiquement d'utiliser des compteurs communicants par GSM/GPRS plutôt que par CPL ou radio (solutions de type b), tandis que dans les zones urbaines, les solutions de type a se révèlent moins coûteuses, le nombre de clients par concentrateur étant beaucoup plus élevé.

#### **4.1.5. Protocoles et technologies de communication**

Sur le marché, de nombreuses solutions existent au niveau des moyens de communication entre les compteurs et le système central, sur les réseaux LAN et WAN décrits au paragraphe 4.1.4.

Ces solutions sont définies par des protocoles de communication qui spécifient les règles d'échanges des données entre les différents composants communicants du réseau hétérogène que constitue le système de comptage intelligent. Ces protocoles sont structurés schématiquement en couches logiques, selon le modèle OSI décrit sur la figure 3 ci-dessous. La transmission physique



des informations sur les différents média qui peuvent être utilisés (filaire, CPL, radio, réseaux téléphoniques fixes et mobiles publics) est réalisée grâce à des technologies de communication qui implémentent les couches basses du modèle OSI, c'est-à-dire a minima la couche physique (1), et très souvent également tout ou partie de la couche de liaison de données (2). Les couches supérieures sont implémentées par une pile de protocole logicielle, présente dans les compteurs, le home display, les concentrateurs, les hubs, et dans le système central.

**Figure 3 - modèle OSI à 7 couches**

Pile de protocoles du modèle OSI	
7	Application
6	Présentation
5	Session
4	Transport
3	Réseau
2	Liaison
1	Physique

Les principaux types de technologies de communication utilisées à ce jour dans les systèmes de comptage intelligent sont les suivantes :

- Réseau LAN entre les compteurs ou entre les compteurs et un hub local dans une même entité (habitation, immeuble) :
  - Technologies filaires sur paire torsadée.
  - Technologies radio (RF).
- Réseau LAN entre les compteurs ou le hub d'une entité (habitation, immeuble) et un concentrateur :
  - Technologies Courant Porteur en Ligne (CPL).
  - Technologies radio (RF)
- Réseau WAN entre les concentrateurs ou les compteurs ou le hub et le système central :
  - Réseaux publics de téléphonie mobile : 2G GSM/GPRS, 3G UMTS
  - Réseaux publics téléphoniques RTC et xDSL
  - Réseaux de fibre optique

#### **4.1.6. Normalisation et interopérabilité**

La problématique de l'interopérabilité est cruciale pour assurer la pérennité et la compétitivité d'un système de comptage intelligent. En effet, pour des raisons évidentes de concurrence et de sécurité d'approvisionnement du matériel, un gestionnaire de réseau investissant dans un système de comptage intelligent doit pouvoir s'approvisionner sur toute la durée de vie du système (soit une vingtaine d'année) et pour chacun des composants du système (compteurs, concentrateurs,



hubs, home displays) auprès de plusieurs fournisseurs sans que cela impacte en quoi que ce soit les fonctionnalités du système.

Cette interopérabilité nécessite des spécifications précises et non ambiguës des différents composants du système et en particulier des différentes couches de protocoles et technologies de communication associées. La normalisation de ces différents éléments est une condition nécessaire à cette interopérabilité, mais cette dernière va bien au-delà. En effet une norme peut inclure différents degrés de liberté dans sa mise en œuvre qui pourront se traduire par une incompatibilité entre deux produits.

L'interopérabilité nécessite donc la spécification extrêmement précise de profils d'utilisation de différentes normes mais également la mise place de moyens de certification des composants des différents fournisseurs à travers des spécifications et des bancs de tests.

## **4.2. Tendances européennes**

### **4.2.1. Eléments clés**

L'expérience européenne nous montre que le déploiement du comptage intelligent est en marche, mais que cette technologie et ses applications manquent encore de maturité. Dans l'électricité, seules l'Italie et la Suède ont mené à bien à ce jour des déploiements généralisés de systèmes de comptage intelligent, tandis que des décisions de principe de déploiement généralisé d'ici 2020 ont été prises en France, au Royaume Uni, en Flandre et en Espagne. Dans le gaz, seuls des systèmes pilotes sont actuellement en fonctionnement en Europe, le Royaume Uni étant le seul pays à avoir planifié un déploiement généralisé d'ici 2020.

Historiquement, les fabricants ont élaboré des systèmes de comptage intelligent sur la base de spécifications propres à chaque déploiement généralisé ou à des projets pilotes. Il n'y a donc pas de technologie définitive ou de norme unique permettant une interopérabilité totale entre les différents produits.

Des projets de spécification visant l'interopérabilité entre produits de différents fabricants sur la base de standards ouverts sont en cours, avec le projet de standardisation européenne Open Meter, des initiatives nationales comme DSMR (Dutch Smart Metering Requirements) aux Pays-Bas, SRSM (Supplier Requirements for Smart Metering) au Royaume Uni et OMS (Open Meter System) en Allemagne, ou privées comme l'association IDIS créée par 3 grands fabricants de systèmes de comptage. Il est raisonnable d'envisager que ces différents projets convergeront d'ici quelques années vers une poignée de normes et des spécifications permettant l'interopérabilité entre des produits de différents fabricants, mais la route est encore longue. Les expériences récentes de différents GRD européens confrontés à plusieurs fournisseurs lors de projets pilotes montrent que malgré la rédaction de spécifications détaillées de chacun des composants du système par les GRD et le recours à des normes européennes de protocoles et de technologies de communication, l'interopérabilité pose encore des problèmes du fait de la complexité des logiciels





embarqués dans les concentrateurs et les compteurs et des possibilités d'interprétation de ces spécifications et normes par les fabricants.

Cependant, plusieurs tendances clés se dégagent déjà :

- Au niveau de l'architecture du système de comptage intelligent :
  - La plupart des très grands gestionnaires de réseaux électriques (notamment ERDF, Enel, Iberdrola, Endesa, Vattenfall) privilégient une architecture dédiée à l'électricité, avec des communications très majoritairement par réseau privé CPL entre compteurs et concentrateurs de données (solution 1a), sauf pour les zones très peu denses où des communications par GSM/GPRS sont préférées (solution 1b).
  - Parallèlement, la plupart des très grands gestionnaires de réseaux de gaz (notamment GrDF, Italgas, Gas Natural) s'orientent vers une architecture dédiée au gaz (1a) avec des communications par réseau privé radio entre compteurs et concentrateurs de données.
  - A l'inverse, lorsqu'ils gèrent à la fois des réseaux électriques et gaziers, voire eau et chaleur, nombre de gestionnaires de réseaux s'orientent vers une architecture de type 3a où les compteurs électriques communiquent par CPL avec des concentrateurs de données, et jouent le rôle de passerelle de communication avec les autres compteurs, car cette architecture permet de minimiser le coût de l'infrastructure par point de comptage. Cette architecture est celle adoptée par les néerlandais dans le DSMR et est la base de l'architecture sous-jacente au projet IDIS qui vise à favoriser l'émergence de produits de comptage intelligent réellement interopérables.
  - Quelques pays préfèrent séparer le module de communication du compteur électrique. C'est notamment le cas du Royaume-Uni avec la spécification SRSM de l'ERA ou de l'Allemagne avec la spécification OMS.
- Au niveau des protocoles et des technologies de communication :
  - DLMS/COSEM (norme IEC 62056) s'impose de plus en plus comme le standard européen de protocole de communication pour les compteurs intelligents.
  - Les CPL entre compteurs électriques et concentrateurs de données constituent la solution privilégiée par tous les gestionnaires de réseaux électriques hors du Royaume Uni pour une multitude de raisons :
    - Coût d'investissement par point plus faible que pour le GSM/GPRS
    - Solution moins délicate à installer et à maintenir que la radio (pas de problèmes d'antenne, de durée de vie et de maintenance des batteries ;



meilleure fiabilité que la radio dans le contexte des normes d'émission européenne)

- Indépendance vis-à-vis des opérateurs télécoms
- Garantie de durée de vie du réseau CPL contrairement à celle des réseaux publics 2G
- Coûts de communications par point inférieurs aux solutions GSM/GPRS
- Existence sur le marché de technologies de communication CPL fiables

La norme de communication CPL implémentée par tous les grands fournisseurs de compteurs électriques et ayant démontré la meilleure fiabilité à ce jour est la norme IEC 61334, basée sur la modulation S-FSK (pour « Spread Frequency Shift Keying »), et initialement développée par EDF. Cette norme spécifie la couche physique (IEC 61334-5-1), qui fonctionne à un débit de 2400 bps ainsi que la couche liaison de données (IEC 61334-5-1 et IEC 61334-4-32). Elle est utilisée en France par ERDF, aux Pays-Bas dans la spécification DSMR, et en Allemagne dans la spécification OMS. Cependant une évolution vers la technologie de communication OFDM (« Orthogonal Frequency Division Multiplexing ») permettant un meilleur débit est envisagée (3 débits possibles : 3500, 15000 et 30000 bps), et en cours de test par ERDF et Iberdrola.

- Pour les communications entre le compteur électrique et les autres compteurs, la solution qui s'impose, avec nombre de produits disponibles sur le marché, une grande maturité industrielle et des coûts raisonnables est le protocole normalisé M-BUS filaire (EN 13757-2 pour les couches physiques et de liaison, EN 13757-3 pour la couche applicative) ou M-BUS radio (EN 13757-4). La technologie Zigbee pourrait devenir une alternative, mais pas avant 2012 au mieux.

#### **4.2.2. Aperçu des différents projets de déploiement et initiatives de spécifications ouvertes en Europe**

##### **4.2.2.1. L'Italie avec le projet précurseur d'ENEL**

Dans le secteur électrique, le projet « Telegestore » d'ENEL a été la première expérience de déploiement massif de compteurs intelligents en Europe. La motivation générale d'ENEL était la réduction du coût du service à sa clientèle sur le marché de masse dans un contexte de privatisation de la société, et en particulier des coûts résultant des fraudes, impayés et interventions sur site. Une autre motivation était la mise en place de tarifs multi horaires qui n'existaient pas en Italie sur ce segment de marché, contrairement à la majorité des autres pays européens, Luxembourg inclus, dans lesquels des tarifs bi ou tri horaires sont en place depuis des décennies grâce à des systèmes de télécommande centralisée. Suite à la décision d'ENEL, le régulateur (AEEG) a rendu l'infrastructure « Automatic Metering » obligatoire en vertu de la résolution n°292/2006 : tous les clients italiens doivent être équipés de compteurs évolués avant 2011.



Lancé en 1999, ce projet de déploiement d'un système AMM comprenant à ce jour 32 millions de compteurs électriques et près de 360 000 concentrateurs est aujourd'hui achevé (architecture de type 1a). Le montant total de l'investissement affiché publiquement par Enel est de 2,1 milliards d'Euros pour 30 millions de compteurs.

Enel a spécifié et conçu ses propres compteurs en utilisant des technologies de communication propriétaires : les compteurs communiquent de manière bidirectionnelle avec les concentrateurs par une technologie CPL basée sur une couche physique propriétaire développée par ENEL avec STMicroelectronics (modulation FSK) et sur une amélioration du protocole LonTalk d'Echelon. Les concentrateurs CPL communiquent par GSM, RTC ou satellite avec le système central.

Parmi les applications retenues figurent : la télérelève de la consommation et des courbes de charge, la facturation basée sur la consommation réelle, la tarification par tranches horaires, la modification à distance des options tarifaires, le pilotage à distance de la puissance maximale, la télégestion des déconnexions et remises en service, la détection et prévention des vols d'énergie, l'envoi de messages aux clients, la télégestion des clients débiteurs (limitation de la puissance à 10% de la puissance souscrite).

Dans le secteur du gaz, Italgas effectue un pilote important d'un système à réseau fixe privé radio (architecture de type 1a) avec 8 fournisseurs, mais la décision de déploiement généralisé n'est pas encore prise à ce jour.

#### **4.2.2.2. La Suède avec un déploiement généralisé rendu nécessaire par l'obligation de facturation mensuelle sur base d'index réels**

En Suède, le déploiement des compteurs intelligents par les principaux opérateurs nationaux Vattenfall, Fortum et E.ON vient d'être achevé. La facturation mensuelle sur la base de données de consommations réelles est obligatoire en Suède depuis le 1er juillet 2009, ce qui a créé une incitation forte à la transformation des parcs de compteurs basse tension par les opérateurs suédois. Pour ces opérateurs, les applications prévues incluent la télérelève du profil de charge, des offres tarifaires modulées par tranches horaires, la mesure de la qualité du courant, l'affichage chez le client de l'énergie consommée, des forfaits prépayés de fourniture avec limitation de consommation ou de charge, une plateforme pour de nouveaux produits et services. Le déploiement concerne en tout environ 2 millions de compteurs, communiquant par CPL bidirectionnel et GPRS (architectures de type 1a et 1b).

#### **4.2.2.3. Les Pays-Bas, où la législation se fait attendre mais où les spécifications DSMR pourront servir de base à une normalisation européenne**

La législation sur le comptage intelligent a été initiée au Pays-Bas il y a plusieurs années, avec l'adoption en 2008 d'une proposition rendant obligatoire la mise en place d'un compteur



intelligent pour toute nouvelle installation ou remplacement de compteur. Cependant, de nombreux débats sur la sécurité des données ont retardé le travail législatif et une loi concernant le déploiement généralisé des compteurs intelligents est toujours en attente. Un amendement à la législation existante (amendements aux Electricity Act et Gas Act de 1998) est en cours de préparation. Une des principales nouveautés de ce texte est qu'il laisse libre choix aux clients finals de refuser l'installation d'un compteur intelligent (sauf pour les nouvelles habitations et les remplacements), ou s'il dispose d'un compteur intelligent de refuser que celui-ci puisse communiquer avec le système central. Un compteur intelligent devra donc pouvoir fonctionner sous 3 modes différents :

- Le mode standard, qui prévoit une communication d'index tous les 2 mois uniquement
- Le mode avancé, avec enregistrement de la courbe de charge permettant les fonctionnalités de tarifications évoluées
- Le mode déconnecté où aucune information n'est transmise

En parallèle, les différents GRD ont entrepris des projets pilotes multi-fluide, et d'autre part le Ministère des affaires économiques des Pays-Bas a mandaté l'institut de normalisation néerlandais NEN pour rédiger les fonctionnalités de base d'un système de comptage intelligent multi-utility, ce qui a débouché dans la publication du NTA 8130 (Netherlands Technical Agreement) comprenant les "Minimum set of functions for metering of electricity, gas and thermal energy for domestic customers". Le DSMR (Dutch Smart Metering Requirements) est une élaboration du NTA8130 visant à l'interopérabilité des systèmes de comptage intelligent. Nous en sommes actuellement à la version 3, mais une version 4 est prévue à court-terme. Ce travail est effectué sous le contrôle des GRD néerlandais qui ont donc fait le choix d'élaborer des spécifications en commun, tout en gardant la maîtrise du déploiement sur leurs réseaux respectifs. Le DSMR repose sur une architecture où les compteurs électriques communiquent par CPL S-FSK avec des concentrateurs placés dans les postes MT/BT (architecture de type 3a). De plus les compteurs électriques servent de passerelle de communication avec les autres compteurs et les appareils domestiques à travers des liaisons M-bus filaire et radio. Les couches applicatives reposent sur le protocole DLMS/COSEM. Le concentrateur communique par GPRS ou Ethernet avec le système central. Ce travail de spécification est effectué en collaboration forte avec les fournisseurs de solution de comptage intelligent et s'effectue dans un souci d'interopérabilité. L'objectif affiché est en effet d'aboutir à des spécifications et des compteurs qui soient utilisables dans d'autres pays, et donc à une certaine standardisation des produits permettant de réduire les coûts en profitant d'économies d'échelle.

#### **4.2.2.4. L'Allemagne qui reste en retard sur les questions de comptage intelligent**

La loi « Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung » (EnWG), au paragraphe 21b, introduit l'ouverture à la concurrence du marché du comptage, le client final ayant la possibilité de mandater un tiers pour la fourniture et la gestion des appareils de mesure. De plus, cette loi impose, dans la mesure où cela est techniquement faisable et économiquement raisonnable, la



mise en place à la demande du consommateur final, et à partir de 2010 dans les bâtiments qui sont nouvellement raccordés ou qui viennent de subir une rénovation importante, d'un appareil de mesure permettant de mesurer la consommation réelle d'énergie et la durée de consommation.

La loi indique de plus au paragraphe 40 que les fournisseurs d'électricité ont jusqu'au 30/12/2010 au plus tard, pour proposer des tarifs modulables, selon le niveau de consommation ou la période d'utilisation, censés inciter à réduire ou à mieux contrôler la consommation énergétique. La loi allemande n'impose donc pas directement l'implémentation d'un système de comptage intelligent généralisé, mais encourage les compagnies allemandes à le faire, si tant est que cela est économiquement viable.

On peut citer l'exemple de Yello, fournisseur de d'électricité et de gaz, qui propose également des compteurs électriques avec une interface leur permettant de communiquer avec l'ordinateur du client par CPL, et avec un système central à travers un protocole TCP/IP, permettant ainsi à chaque utilisateur de suivre ses consommations à travers une application spécifique. La fonctionnalité recherchée ici est d'informer les clients finals sur leur consommation afin qu'ils puissent mieux la gérer.

En 2009, le VDE FNN (Association for Electrical, Electronic & Information Technologies, Forum network technology / network operation) a publié les spécifications du MUC (Multi-Utility Controller), hub de communication permettant la collecte des données des différents compteurs (électricité, gaz, eau, chaleur) et la transmission de ces données vers un système central. 3 associations de fabricants allemands figawa, KNX et ZVEI ont repris cette architecture dans le projet Open Metering System (OMS). Leur objectif a été de créer un standard ouvert, indépendant des fabricants, permettant d'unifier la communication entre les compteurs d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau. L'OMS propose de faire communiquer le MUC et les différents compteurs à travers le protocole M-BUS, mais laisse en revanche ouvert le choix de la couche applicative, entre le protocole DLMS/COSEM (Device Language Message Specification/Companion Specification for Energy) et SML (Smart Message Language), protocole de communication développé par RWE, E.ON et EnBW à travers le projet Sym<sup>2</sup>. La communication entre le MUC et le système central peut se faire en DSL, GPRS ou CPL. Les spécifications de l'OMS ont été soumises au Comité Européen de Normalisation (CEN) pour aboutir à une première normalisation. Cependant, le but affiché du projet OMS est de s'harmoniser avec les spécifications de DSMR.

#### **4.2.2.5. La France avec le projet Linky d'ERDF**

Dans le secteur de l'électricité, le projet AMM d'ERDF (principal GRD électrique français avec 35 millions de clients raccordés, filiale d'EDF), basé sur le compteur « Linky » est le plus important en Europe et devrait être achevé à l'horizon 2017.

Les premières réflexions sur la mise en place de ce système de comptage intelligent généralisé pour les 35 millions de clients du réseau de distribution d'EDF ont démarré dès 2007, dans un



contexte d'ouverture totale du marché, pour répondre à la dynamique impulsée par la législation européenne et aux attentes du régulateur français et des acteurs du marché (facilitation des changements de fournisseur, facturation sur base de consommation réelle, mise en place de tarifs évolués etc.). Ce projet s'inscrit également dans la dynamique impulsée par le Grenelle de l'environnement à partir de 2007, sa contribution à l'amélioration de l'efficacité énergétique étant un objectif essentiel du projet pour le gouvernement français.

Afin d'assurer l'interopérabilité des composants de son système, ERDF a rédigé des spécifications très détaillées de l'architecture et des différents composants du système, basées sur des protocoles et des technologies normalisées et ouvertes mais aboutissant à des compteurs communicants propriétaires baptisés « Linky ».

ERDF a choisi une architecture système de type 1a avec des compteurs électriques communicants par CPL avec des concentrateurs situés au niveau de chaque poste de transformation MT/BT.

Le projet se déroule en 2 grandes phases :

- Une phase d'expérimentation en 2010-2011 pendant laquelle ERDF teste le système dans deux zones pilotes (zone rurale dans la région de Tours et en zone urbaine dans l'agglomération de Lyon). 300 000 compteurs ont été installés en 6 mois en 2010 au rythme de 3 000 par jour. La réalisation de ce pilote a été confiée à un consortium dirigé par Atos Origin qui joue le rôle d'intégrateur et implémente le système informatique central. Ce pilote permet également de tester l'interopérabilité des concentrateurs et compteurs CPL fournis par 3 fabricants.
- Une phase de déploiement généralisé à partir de début 2012, dans le meilleur des cas, de 35 millions de compteurs et 700 000 concentrateurs. Cette phase devrait s'achever au plus tôt à l'horizon 2017.

Initialement, la décision de déploiement généralisé était conditionnée par les résultats technico-économiques de la phase d'expérimentation, sous l'égide du régulateur, mais un décret du 31 août 2010 a rendu obligatoire la mise en place par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité à partir de 2012 de dispositifs de comptage permettant une mise à disposition quotidienne des données pour tout nouveau point de comptage et le déploiement de ces dispositifs pour au moins 95% du parc de comptage d'ici fin 2016 pour les GRD desservant plus de 100 000 clients, et d'ici fin 2020 pour les autres GRD.

Le profil de communication retenu initialement par ERDF, est basé sur le protocole normalisé S-FSK à 2400 bps pour les couches basses (protocole PLAN développé initialement par EDF en collaboration avec Landis+Gyr) et sur DLMS/COSEM pour les couches hautes, mais ERDF est en train de tester une nouvelle couche physique CPL basée sur la modulation OFDM, afin d'améliorer le débit sans perte de fiabilité. Parmi les applications prévues par EDF figurent, outre les applications de base précédemment décrites : la détection et localisation des défauts sur le réseau HTA, la supervision du réseau BT et le contrôle de la qualité de fourniture.



Le coût d'investissement total du projet est estimé à environ 4 milliards d'euros, dont 2 milliards pour l'installation, 1.9 milliards pour le matériel (compteurs et concentrateurs) et 100 millions pour les développements informatiques.

Dans le secteur du gaz, GrDF (principal GRD gaz français avec 11 millions de clients raccordés, filiale de GDF SUEZ) a pour sa part lancé en 2010 4 projets pilotes de 5 000 compteurs communicants monodirectionnels chacun basé sur une technologie radio. Les fabricants participants à ces projets sont Itron, Ondeo, Elster et Panasonic. Les différentes solutions techniques testées s'appuient sur trois fréquences différentes : 169, 433 et 868 Mhz. Il s'agit d'un système de type AMR, dont les fonctionnalités sont donc focalisées sur la télé relève et l'information du client dans un but de maîtrise de la demande énergétique, et excluent la coupure/mise en service à distance pour des raisons de sécurité et de coût des compteurs.

La décision de généraliser ce système sur tout le réseau GrDF dépendra des résultats de cette expérimentation et se fera sous l'égide du régulateur. En cas de décision positive, le déploiement pourrait débuter à l'horizon 2014.

#### **4.2.2.6. La Belgique, où les GRD flamands sont moteurs pour le déploiement d'un système très spécifique de comptage intelligent**

En Belgique, la situation est contrastée entre les différentes régions. En Wallonie et à Bruxelles, deux projets pilotes sont en cours mais la décision de lancer un déploiement généralisé n'est pas prise et l'on constate une prudence certaine de la part des régulateurs et des GRD. De plus la particularité du réseau en courant triphasé sans neutre impose des difficultés supplémentaires.

En Flandre au contraire, Eandis (opérateur de réseau de 7 intercommunales mixtes) affiche une volonté forte de déployer un système de comptage intelligent très sophistiqué, basé sur une technologie CPL permettant la remontée en temps réel des données de consommation individuelles. La volonté de connaître les données en temps réel trouve sa justification dans les fonctionnalités de smart grid envisagées par Eandis, mais pose encore des difficultés technologiques. L'architecture prévue est également particulière, avec la mise en place de gateway toutes les 10 habitations environ, communiquant par CPL avec les différents compteurs (électricité et gaz), et communiquant en câble TV ou ADSL avec le système central. Eandis a travaillé avec Energy ICT, société rachetée par Elster sur cette architecture à travers un premier projet pilote de 4000 points. Un pilote plus important de 40 000 points est prévu sur la période 2011-2013, tandis que le déploiement généralisé de 4 millions de points de comptage pourrait se dérouler entre 2014 et 2018.

Infrac (opérateur de réseau de 3 intercommunales pures) travaille également sur un projet pilote, avec cette fois ci un hub de communication par câble TV dans chaque maison, Infrac étant également opérateur du réseau de câble TV.



#### **4.2.2.7. Le Royaume-Uni où la décision de principe de déploiement généralisé a été prise**

Le marché du comptage a été libéralisé au Royaume-Uni, permettant aux clients finals de choisir librement leur gestionnaire de compteur, et le releveur d'index. C'est le fournisseur qui est responsable de la collecte des index en dernier recours, et ce sont donc en grande majorité eux qui effectuent ce service.

Le gouvernement britannique a exprimé dès 2007-2008 sa volonté de voir un système de comptage intelligent déployé au Royaume-Uni pour le gaz et pour l'électricité d'ici 2020. Le Department for Energy and Climate Change (DECC) a lancé une consultation en 2009 sur les différents aspects du déploiement du comptage intelligent à la suite de laquelle le DECC a remis ses recommandations pour un déploiement généralisé. Le gouvernement a validé celles-ci et lancé un programme d'implémentation en 3 phases. Les 2 premières phases, dédiées aux spécifications et au design du système, sont planifiées entre 2010 et 2012, tandis que la phase 3 de déploiement devrait se dérouler entre fin 2012 et 2020. Dans cet environnement complexe où les activités de comptage ne sont pas sous la responsabilité des GRD, et où les habitations sont alimentées par des gestionnaires de réseaux différents entre le gaz et l'électricité, le Department for Energy and Climate Change (DECC) a décidé de mettre en place une architecture commune où un fournisseur de service national serait en charge de l'infrastructure de communication, de la collecte et de la gestion des données, les fournisseurs d'énergie restant responsables des compteurs.

L'Energy Retail Association (ERA) (association représentant les principaux fournisseurs de gaz et d'électricité pour le marché de détail) a élaboré un Code of Practice suite à une demande de l'Ofgem. Le Projet SRSM (Supplier Requirements for Smart Metering) a ainsi publié un ensemble de spécification du système de comptage intelligent au Royaume-Uni, basé sur une architecture utilisant un hub de communication par habitation, communiquant par radio sous le protocole Zigbee avec les différents compteurs ainsi qu'avec un home display, rendu standard pour tous les clients finals, et communiquant par GPRS avec un système central (architecture de type 4b).

#### **4.2.1. Initiatives de normalisation des systèmes de comptage intelligent et de développement d'interopérabilité**

##### **4.2.1.1. DLMS/COSEM s'impose peu à peu comme le protocole normalisé de référence**

Même s'il n'a pas été utilisé par les projets précurseurs en Italie et en Scandinavie qui ont suivi une logique de spécification de produits et protocoles propriétaires, DLMS/COSEM s'impose de plus en plus comme le standard européen de protocole de communication pour les compteurs intelligents (norme IEC 62056). DLMS/COSEM a été retenu aux Pays-Bas dans DSMR, en Allemagne dans OMS, en France par ERDF dans le projet Linky, au Royaume Uni par British Gas et en Autriche.





DLMS/COSEM spécifie un modèle d'interface applicative (COSEM interface classes and OBIS identification system), une couche applicative (COSEM) et des profils de communication permettant d'encapsuler différents protocoles de communication normalisés sur une grande variété de média. A l'heure actuelle 3 profils de communication sont définis :

- Un profil à 3 couches (COSEM, HDLC et couche physique) permettant de supporter des communications asynchrones « orientées connexion » sur des media de type port optique ou filaire, lignes dédiées, réseau téléphonique public commuté ou réseau GSM.
- Un profil de communication permettant de traiter tous les échanges via Internet à travers des medias variés, notamment Ethernet, ISDN, GPRS, réseau téléphonique public commuté ou GSM utilisant PPP
- Un profil à 3 couches permettant de supporter des communications par CPL sur la base des couches physique et MAC S-FSK IEC 61334-5-1

D'autres profils sont en cours de formalisation, notamment pour l'encapsulation du protocole radio Zigbee.

Le protocole DLMS/COSEM est maintenu et développé depuis de nombreuses années par l'association des utilisateurs de DLMS, qui compte actuellement 187 membres et est basée à Genève.

Tous les grands fournisseurs (notamment Landis+Gyr, Itron, Iskraemeco et Elster) proposent des compteurs intelligents CPL ou GSM/GPRS implémentant DLMS.

#### **4.2.1.2. Open Meter, le projet de normalisation européenne**

A travers le mandat M/441 publié en 2009, la commission européenne a invité les CEN, CENELEC et ETSI à élaborer des standards pour les systèmes de comptage intelligent. Le travail du projet Open Meter est un travail de fond et de longue haleine qui aborde les points suivants :

1. Les fonctionnalités nécessaires et les enjeux réglementaires
2. L'identification des écarts de connaissances et de technologies
3. Les activités de recherche pré-normative
4. Les tests
5. Les spécifications et propositions de standards
6. La communication et la promotion des standards

Ce projet permettra donc d'harmoniser et de faire converger les différentes normes, mais n'aboutira pas à court terme à une spécification complète et unique d'un système de comptage intelligent, même s'il doit remettre ses conclusions fin juin 2011.



#### **4.2.1.1. IDIS, une initiative purement privée de 3 fabricants pour assurer l'interopérabilité**

Au delà des développements nationaux de spécifications, une initiative purement privée vient de voir le jour entre 3 des principaux fournisseurs de compteurs : Iskraemeco, Itron and Landis+Gyr. Le but de l'association IDIS (Interoperable Device Interface Specifications) est d'aboutir à des spécifications permettant une totale interopérabilité des produits des différents fabricants, basées sur des standards ouverts et utilisables dans différents pays. Cette association a vocation à intégrer tous les autres fournisseurs de systèmes.

IDIS reprend l'architecture de DSMR, avec un compteur électrique communiquant par CPL S-FSK avec des concentrateurs, et jouant le rôle de passerelle pour les autres compteurs avec lesquels il communique par M-Bus filaire ou radio. Les protocoles de communication sont basés sur les standards DLSP/COSEM.

### **4.3. Solutions disponibles sur le marché et utilisables au Luxembourg**

#### **4.3.1. Eléments clés**

Conformément à ce qui était anticipé, la consultation lancée auprès de 10 fournisseurs montre que de nombreux fournisseurs sont capables de livrer dès 2012 un système de comptage intelligent complet basé sur une architecture mixte de type 3a/3b, qui est perçue a priori comme la plus adaptée pour le Luxembourg à la lumière de l'expérience des GRD luxembourgeois et de l'expérience internationale de Schwartz and Co. Pour mémoire, un tel système comprendrait :

- une majorité de compteurs électriques (pour les zones urbaines ou rurales suffisamment denses) communiquant par CPL avec des concentrateurs situés au niveau de chaque poste MT/BT, le compteur électrique jouant également le rôle de passerelle avec le compteur de gaz (et au besoin d'eau et de chaleur) à travers une liaison filaire ou radio selon les cas.
- Une minorité de compteurs électriques (pour les zones rurale peu denses) communiquant par GSM/GPRS avec le système central et jouant le même rôle de passerelle.

Les produits proposés sont également pour l'essentiel basés sur des protocoles et des technologies de communication normalisées.

Cependant les prix de compteurs communicants sont encore élevés, voire très élevés, par rapport aux prix des compteurs existants, même en considérant le remplacement de la totalité des compteurs du Luxembourg.

A l'inverse, un seul fournisseur a souhaité proposer un système de comptage intelligent basé sur une architecture de type 1a pour le gaz avec des communications par radio entre compteurs de gaz et concentrateurs.



### 4.3.2. Présentation de la démarche de Request For Information

Dans le but faire un état des lieux actualisé des matériels et solutions disponibles sur le marché luxembourgeois et de leurs prix pour les quantités requises au Luxembourg, Schwartz and Co a envoyé une Request for Information à dix fournisseurs, leur demandant de présenter les solutions qu'ils proposent pour différentes architectures envisagées pour le Luxembourg :

- i. Une architecture électricité et gaz avec le compteur électrique communiquant par M-Bus filaire ou radio ou Zigbee avec le compteur de gaz, et communiquant par CPL vers des concentrateurs ou directement par GPRS avec le système central (solutions 3a et 3b ci-dessus)
- ii. Une architecture gaz uniquement avec des compteurs de gaz communicant par radio avec des concentrateurs (solution 1a ci-dessus)
- iii. Une architecture avec un hub local de communication par habitation (solution 4b ci-dessus).

Les fournisseurs ont été interrogés sur les produits offerts, leurs fonctionnalités, spécifications techniques, références, maturité industrielle, et prix indicatifs pour des volumes correspondant à un déploiement à l'échelle du Luxembourg.

Les fournisseurs ont montré un réel intérêt pour le processus engagé au Luxembourg : 9 fournisseurs ont en effet envoyé une réponse dans les délais qui étaient relativement courts, avec un niveau de détail des réponses assez satisfaisant.

### 4.3.3. Produits offerts

L'architecture i (CPL+MBUS) est celle pour laquelle il existe le plus grand nombre de fournisseurs proposant des produits disponibles aujourd'hui ou au plus tard en 2012, et disposant de références significatives :

- 6 fournisseurs pour les compteurs électriques CPL+MBUS
- 5 fournisseurs pour les compteurs électriques GSM/GPRS+MBUS
- 4 fournisseurs pour les compteurs gaz avec MBUS
- 2 fournisseurs pour les compteurs électriques GSM/GPRS+Zigbee
- 1 seul fournisseur pour les compteurs électrique CPL+Zigbee

Pour l'architecture ii, seul un fournisseur a proposé un système réellement disponible. Un deuxième fournisseur propose uniquement des compteurs radio basé sur une technologie en cours de développement, tandis deux autres fournisseurs qui disposent pourtant de tels systèmes en portefeuille ne les ont pas proposés.

Enfin, pour l'architecture iii, 3 fournisseurs proposent une partie des produits requis, soit les compteurs communicants, soit le hub, toujours sur la base du MUC allemand.



#### **4.3.4. Analyse des synergies possibles entre le déploiement généralisé de la fibre optique et le déploiement généralisé du comptage intelligent**

L'opérateur de télécommunication P&T Luxembourg a pour projet d'installer un réseau de fibre optique point à point jusque dans la demeure du client (FTTH : Fiber To The Home) sur tout le territoire luxembourgeois. La question se pose donc d'utiliser ce réseau de fibre optique comme WAN entre le système central et les compteurs intelligents, sans doute à travers un hub au niveau de chaque maison (architecture 4b).

Le projet des P&T est de connecter chaque habitation à travers un réseau de micro-câble (chaque micro câble de 8mm contient 192 fibres), qui disposera ainsi d'une paire de fibre dédiée aux P&T et d'une paire de fibre de réserve à la disposition d'autres opérateurs. Pour l'instant les P&T ont installé des "splitters", c'est-à-dire qu'une même fibre est partagée entre plusieurs clients, mais à l'avenir, chaque client aura sa fibre dédiée. Pour les immeubles, le réseau sera installé pour atteindre la cave, puis les P&T installeront la fibre jusque dans l'appartement sur demande du client.

30% des habitations sont déjà connectées au Luxembourg. L'objectif est d'arriver à 80% d'ici 2015. Les 20% restant, qui seront situés dans des zones isolées, seront connectés d'ici 2020 en fonction du coût nécessaire à ce raccordement.

Les P&T sont actuellement en négociation avec le régulateur sur le modèle et les tarifs d'accès des opérateurs tiers au réseau de fibre optique. Une décision doit être prise d'ici mai 2011. Les P&T ne peuvent donc pas pour l'instant nous communiquer de coûts indicatifs pour l'utilisation de ce réseau pour les applications de comptage intelligent. Il n'y a cependant a priori pas de barrière technique pour utiliser le réseau de fibre optique pour le comptage intelligent, mais cela demanderait de développer un hub permettant de faire l'interface entre les compteurs et le réseau de fibre optique, produit qui n'existe pas encore sur le marché. Ce hub communiquerait par fibre optique avec le système central et par radio ou liaison filaire selon les cas avec les compteurs d'électricité et de gaz.



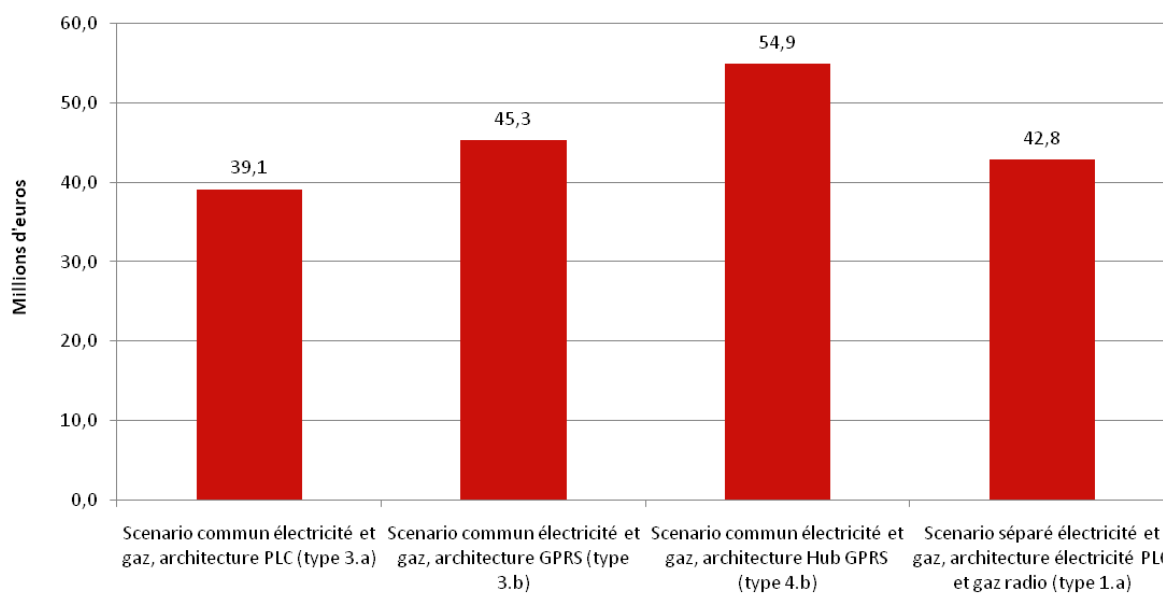
## 5. Analyse coûts-bénéfices

### 5.1. Principaux résultats de l'analyse

#### 5.1.1. L'architecture de type 3.a est la moins onéreuse

- Pour un déploiement généralisé du comptage intelligent pour l'électricité et le gaz, la solution la moins coûteuse est **l'architecture de type 3.a**, avec un **compteur électrique communicant par CPL avec des concentrateurs de données et servant de passerelle pour les compteurs de gaz**. Nous retenons cette solution comme scénario de référence.

Figure 4 - Coûts de déploiement (Valeur actuelle nette 2011)



- Une architecture de type 3.b avec uniquement des compteurs électriques GPRS est 16% plus chère que le scénario de référence, une architecture de type 4.b avec un Hub GPRS séparé du compteur est 40% plus chère, tandis que qu'une architecture scindée de type 1.a avec d'un côté des compteurs électriques CPL et de l'autre des compteurs gaz radio est 9% plus chère
- Avec le scénario de référence, le coût total de déploiement est de **107,7€ par point de comptage électricité** (soit près de 7 € de moins que le coût estimé du projet d'ERDF en France), et **138,7€ par point de comptage gaz**



### 5.1.2. Des hypothèses très conservatrices de maîtrise de la demande énergétique suffisent à rendre positif le plan d'affaires

- Sans prendre en compte les gains liés à la maîtrise de la demande en énergie, la Valeur Actuelle Nette (VAN) sur 20 ans est négative à **-8,1M€** : -4,3M€ pour l'électricité, soit **-16,3€ par client électricité**, et -3,8 M€ pour le gaz, soit **-48,9€ par client** de gaz naturel.
- Avec un scénario conservateur de réduction de la consommation annuelle (réduction de 0,5% pour l'électricité et pour le gaz par rapport au scénario sans comptage intelligent), et de diminution de la pointe électrique (1% par rapport au scénario sans comptage intelligent), le plan d'affaire devient positif, avec une Valeur Actuelle Nette sur 20 ans de **+6,6M€**. La VAN pour l'électricité est de **+4,9M€** soit **+18,6€ par client**, tandis que dans le gaz la VAN est de **+1,7M€**, soit **+21,7€ par client**.

Figure 5 - Coûts et bénéfices pour l'électricité

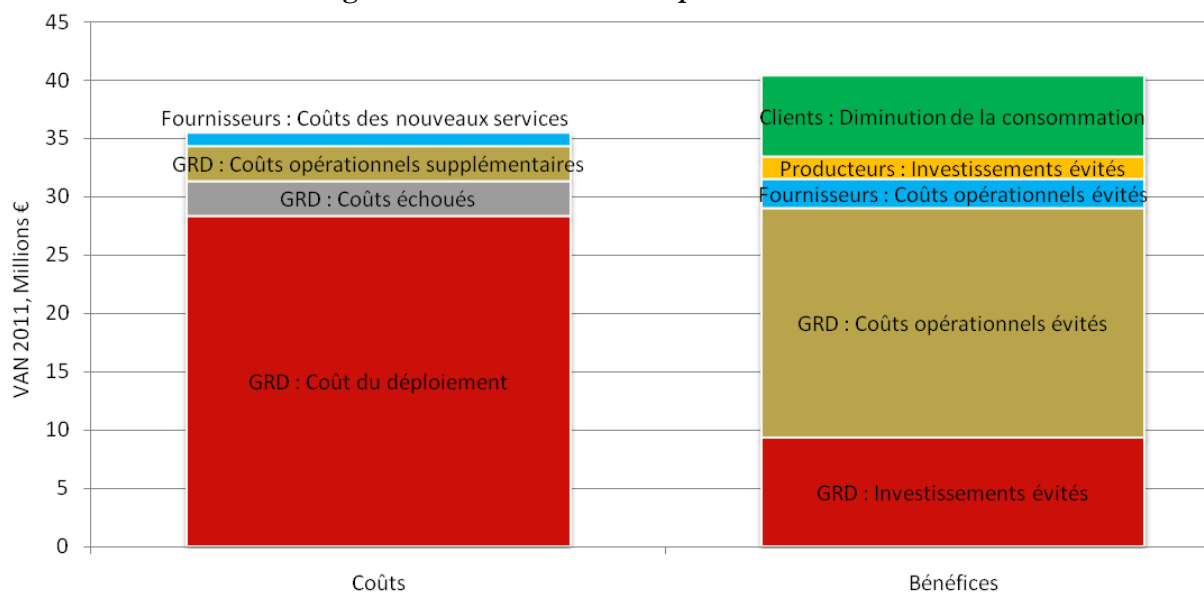
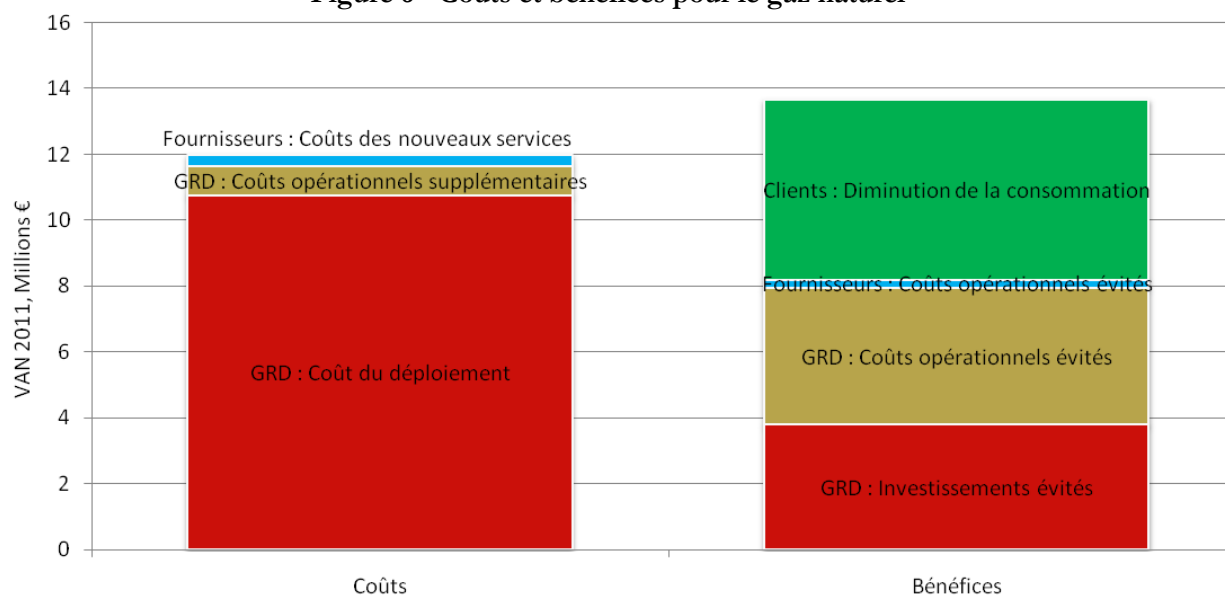




Figure 6 - Coûts et bénéfices pour le gaz naturel



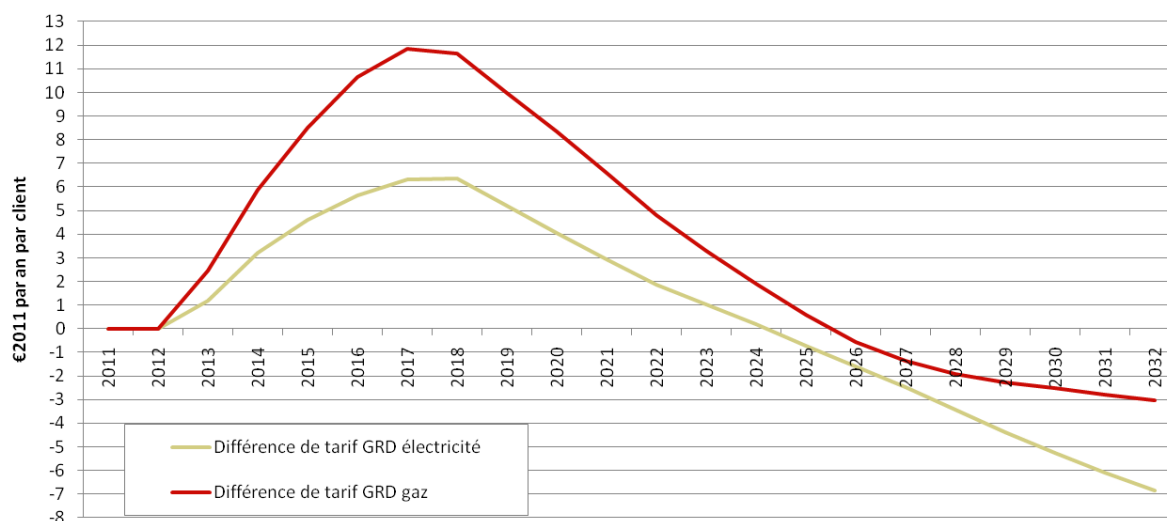
- Avec un scénario de réduction de la consommation un peu plus favorable (10% des clients effectuent des économies supérieures : 2% pour le gaz, 2% en off-peak et 5% en peak pour l'électricité, diminution de la pointe électrique de 5%), mais toujours très raisonnable au vu des études sur le sujet, la VAN passe à **+11,7M€**. La VAN pour l'électricité est de **+8,6M€** soit **+32,5€ par client**, tandis que dans le gaz la VAN est de **+3,1M€** soit **+39,9€ par client**.

### 5.1.3. Le tarif régulé des gestionnaires de réseaux augmente légèrement à court-terme, mais diminue à moyen-terme

- Les investissements nécessaires au déploiement du comptage intelligent vont faire augmenter les tarifs d'utilisation des réseaux et de comptage des gestionnaires de réseau de distribution par rapport à leur évolution sans développement du comptage intelligent. Pour l'électricité, l'impact maximal sera une hausse moyenne de **6,4€/an** (monnaie réelle 2011) par rapport à un scénario sans comptage intelligent à la fin du déploiement. Pour le gaz naturel, l'impact maximal sera une hausse moyenne de **11,8€/an** (monnaie réelle 2011) à la fin du déploiement.
- Cependant, la diminution des coûts opérationnels entraînera rapidement une forte diminution du tarif qui passera sous le niveau du scénario sans comptage intelligent d'ici 2025 2026.



Figure 7 - Impact sur le tarif GRD par client par an (monnaie réelle 2011)

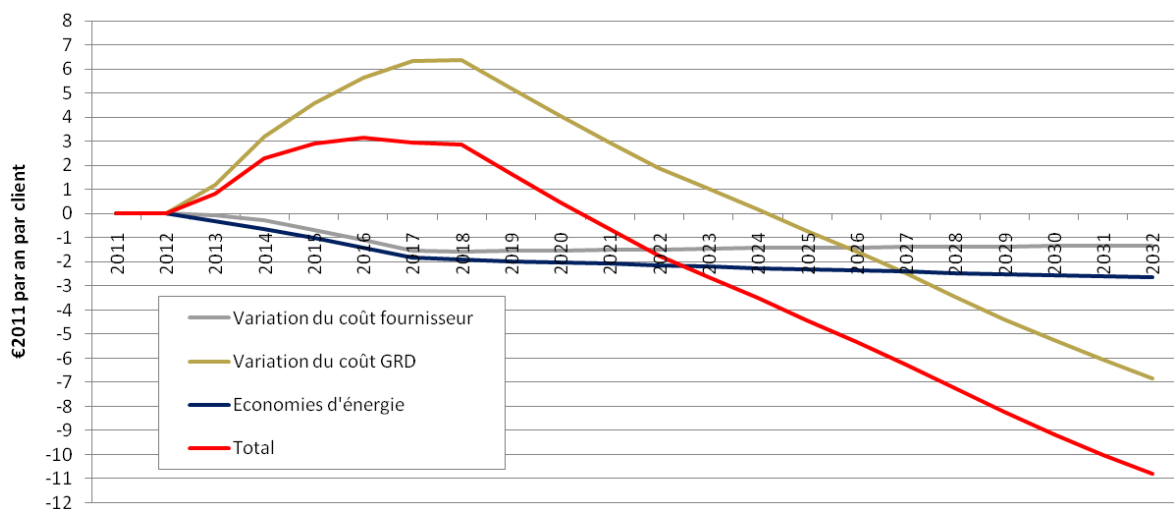


#### 5.1.4. Au global la facture du client est inférieure à celle du scénario sans comptage intelligent dès 2021-2022

En additionnant l'impact sur le tarif des GRD, le coût des fournisseurs et des producteurs, et les économies faites par les clients finals en termes de réduction de consommation, nous pouvons analyser l'impact du déploiement du comptage intelligent sur la facture annuelle des clients finals.

Ainsi pour l'électricité, par rapport à un scénario sans comptage intelligent, la facture annuelle moyenne par client est très légèrement supérieure sur la période 2013-2020, avec un maximum à **+3,2€/an** en 2016 (monnaie réelle 2011), soit une hausse de **0,5%** seulement de la facture totale, mais commence à diminuer dès 2017 et ce de manière continue jusqu'à la fin de vie du système. Dès 2021, la facture annuelle moyenne par client est inférieure à celle du scénario sans comptage intelligent, pour un gain maximal de 10,8 €/an en 2032.

Figure 8 - Impact sur la facture moyenne du client d'électricité (monnaie réelle 2011)







Pour le gaz, la facture est supérieure à celle du scénario sans comptage intelligent sur la période 2013-2021, avec un maximum à **+6,7€/an** en 2016, soit une hausse de **0,4%** seulement de la facture totale, mais commence à diminuer dès 2017 et ce de manière continue jusqu'à la fin de vie du système. Dès 2022, la facture annuelle moyenne par client est inférieure à celle du scénario sans comptage intelligent, pour un gain maximal de 9,6 €/an en 2032.

**Figure 9 - Impact sur la facture moyenne du client de gaz naturel (monnaie réelle 2011)**



### **5.1.5. Un système central commun pour le tout le Luxembourg permet des économies importantes**

Le scénario de référence ne prévoit la mise en place que d'un seul système central commun à tous les GRD. Les données sont donc collectées par ce SI unique et transférées aux différents GRD et aux fournisseurs. Si 2 systèmes centraux sont mis en place et non 1 seul, la VAN diminue de **2M€** et passe à +4,6M€.

## **5.2. Scénario étudié et hypothèses générales**

Notre analyse se base sur un déploiement généralisé des compteurs intelligents à l'ensemble des clients électricité et gaz naturel du Luxembourg.

Nous avons réalisé un plan d'affaires sur 20 ans, avec un démarrage du projet en 2013.

Les paragraphes suivants détaillent l'ensemble des coûts et des bénéfices pris en compte dans notre plan d'affaires. Nous avons considéré l'ensemble des coûts et bénéfices pour les différents acteurs de la chaîne de valeur : les gestionnaires d'infrastructures, les producteurs et les fournisseurs, et les consommateurs finals.



Concernant l'architecture du système, notre scénario de référence repose sur l'architecture commune gaz et électricité de type 3, où 95% des raccordements électriques sont installés avec un compteur communiquant par CPL (3a) et 5% avec des compteurs communiquant par GPRS (3b). Entre le compteur gaz et le compteur électrique, 50% des compteurs communiquent par M-bus filaire, 50% par M-bus radio.

D'autres architectures ont également été étudiées afin de comparer leur coût par rapport au scénario de référence :

- Une architecture scindée avec d'un côté des compteurs électriques CPL et de l'autre des compteurs de gaz radio, et deux systèmes centraux (1a)
- Une architecture avec des compteurs électriques GPRS servant de passerelle pour la communication avec les compteurs de gaz MBUS (3b)
- Une architecture avec un Hub GPRS séparé des compteurs (4b)

#### Hypothèses détaillées :

Déploiement généralisé sur **5 ans** de **2013** à 2017 (1/5ème du parc par an)  
Business plan sur **20ans** jusqu'en 2032

WACC nominaux pré-taxes :

- GRD et GRT : **8,50%** (taux défini par le règlement IIR en vigueur)
- Fournisseurs et Producteurs : **9,50%**
- Clients **6%**

Taux d'inflation : **2,5% / an**

Croissance du PIB : **3% / an**

Nombre de raccordements électriques : constant, à **263 182 compteurs BT** actuellement non télé-relevés (source : GRD électricité luxembourgeois)

Consommation électrique : **1 104 423MWh/an** en 2010 avec une croissance de **0,6\***Croissance du PIB jusqu'en 2015, **0,4\***croissance du PIB au delà (source : études européennes, notamment RTE)

Pointe électrique : **279 149 kW** en 2010 avec une croissance de **0,6\***Croissance du PIB jusqu'en 2015, **0,4\***croissance du PIB au delà

Nombre de raccordements gaz : constant, à **77 727 compteurs BP** actuellement non télé-relevés (source : GRD gaz luxembourgeois)

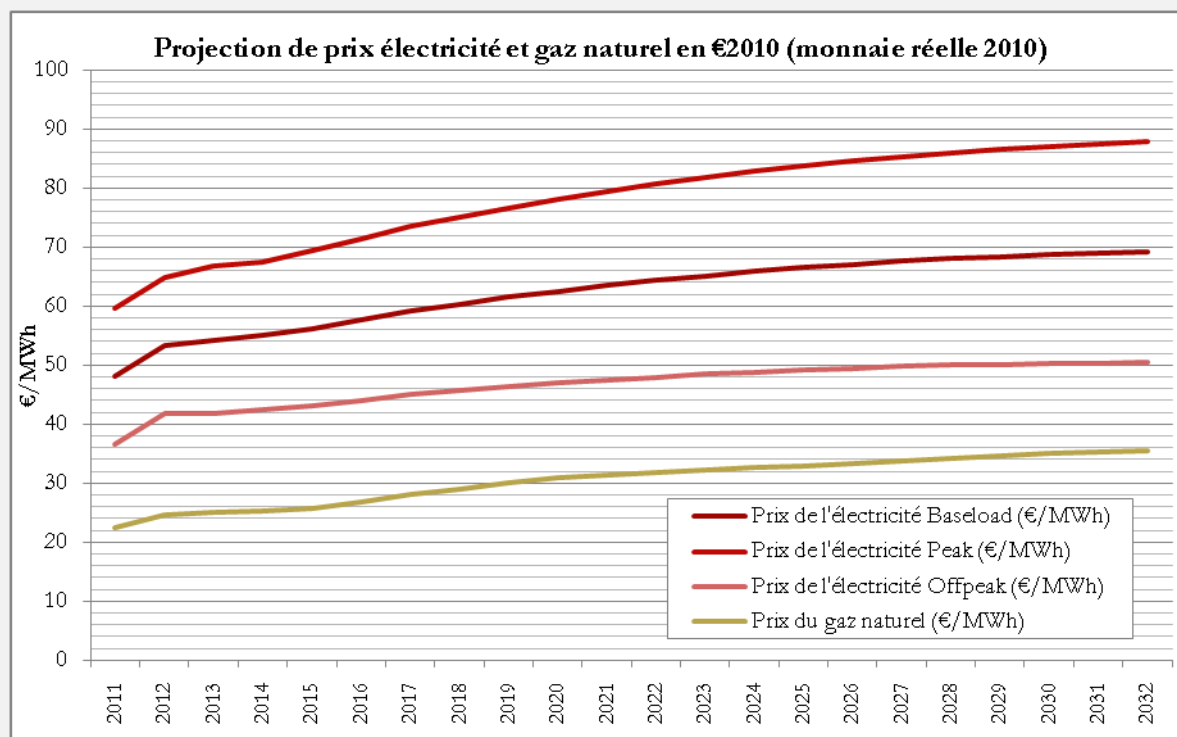
Consommation de gaz : constant, à **2 841 528 MWh/an** (source : statistique du Luxembourg)

Evolution des prix de marché de gros :

- Electricité : Prix futures EEX pour l'Allemagne jusqu'en 2017, tendance au delà



- Gaz : Cotations Heren jusqu'en 2015, Projections IEA (WEO 2010, Current Policies Scénario) au delà



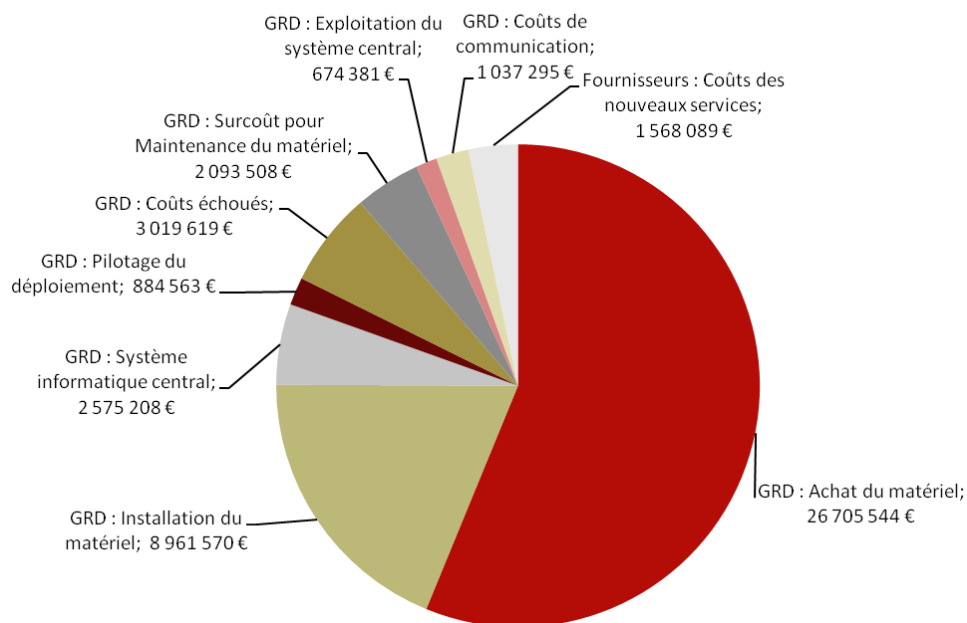
### 5.3. Coûts du système de comptage intelligent

Les coûts pris en compte concernent les investissements que les GRD doivent réaliser pour déployer le système de comptage intelligent, les coûts opérationnels supplémentaires qu'ils vont devoir supporter par la suite, et les coûts supplémentaires supportés par les fournisseurs pour offrir de nouveaux services s'appuyant sur le système de comptage intelligent, notamment dans le domaine de la maîtrise de la demande énergétique.

La VAN totale sur 20 ans de ces coûts pour notre scénario de référence est de **48,7M€**, dont presque les 3/4 viennent logiquement des coûts d'achat et d'installation des composants du système.



Figure 10 - Valeurs actuelles nettes des coûts



### 5.3.1. Coûts portés par les GRD

#### 5.3.1.1. Coûts de déploiement

##### 5.3.1.1.1. Achat du matériel

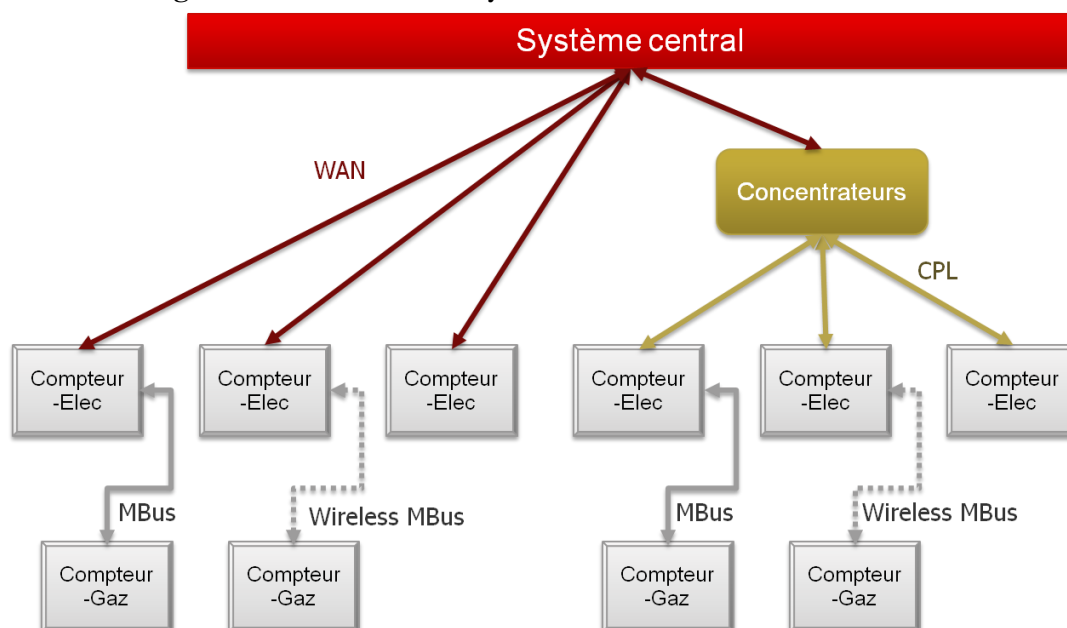
L'achat du matériel concerne les composants suivants dans le scénario de référence :

- Les compteurs d'électricité communicant par CPL ou par GPRS
- Les compteurs de gaz communicant par MBUS filaire ou radio
- Les concentrateurs CPL

Le schéma ci-après représente l'architecture du système pour le scénario de référence.



Figure 11. Architecture du système dans le scénario de référence



Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'unités installées par type de composant pour le scénario de référence :

Composant	Nombre d'unités
compteurs électricité PLC 63A WIREDMBUS	114 718
compteurs électricité PLC 100A WIREDMBUS	10 294
compteurs électricité PLC 63A WIRELESSMBUS	114 718
compteurs électricité PLC 100A WIRELESSMBUS	10 294
compteurs électricité GPRS 63A WIREDMBUS	6 038
compteurs électricité GPRS 100A WIREDMBUS	542
compteurs électricité GPRS 63A WIRELESSMBUS	6 038
compteurs électricité GPRS 100A WIRELESSMBUS	542
compteurs gaz G4 WIREDMBUS	33 589
compteurs gaz G6 WIREDMBUS	5 275
compteurs gaz G4 WIRELESSMBUS	33 589
compteurs gaz G6 WIRELESSMBUS	5 275
concentrateurs PLC	4 000

Le prix des différents composants a été estimé sur la base des réponses à la RFI, en considérant les cotations les plus basses par composant. Ainsi, le compteur électrique CPL avec module M-bus est estimé à **82€**, le concentrateur CPL à **500€**. Le prix du compteur de gaz G4 avec module M-bus est estimé à **80€**.



Nous avons considéré un renouvellement des concentrateurs après 10 ans, ce qui est une hypothèse conservatrice, mais pas de renouvellement des compteurs avant 20 ans en dehors des compteurs tombant en panne.

Concernant les compteurs de gaz, il n'existe pas de réglementation luxembourgeoise fixant des obligations de remplacement des compteurs au-delà d'une certaine durée. Les GRD luxembourgeois s'inspirent de la réglementation allemande (DVGW), sans l'appliquer à la lettre, qui oblige à vérifier le bon fonctionnement des compteurs au bout de 8 ans pour les modèles G4 et G6, puis tous les 4 ans, en effectuant des contrôles sur un échantillon par série. Au lieu d'effectuer ces contrôles d'échantillons, certains GRD ont fait le choix de remplacer systématiquement les compteurs ayant plus de 12 ou 14 ans par des compteurs neufs, ce qui leur permet d'obtenir des taux de remplacement pour panne quasi nuls. Ce mode de fonctionnement n'étant pas optimal en termes de coût, dans cette étude nous avons considéré en accord avec les GRD que les compteurs n'étaient pas remplacés après 12 ans, mais uniquement à la fin de leur durée de vie de 20 ans, et nous avons considéré un taux de pannes plus élevé en conséquence (voir § 5.3.1.3.1).

Le coût total de matériel en Valeur Actuelle Nette 2011 est ainsi de **26,7M€** : 18,8M€ pour les compteurs électriques (soit 71,4 €/compteur électrique), de 5,3M€ pour les compteurs gaz (soit 68,7 €/compteur de gaz) et de 2,6M€ pour les concentrateurs CPL (soit 7,5€/compteur électrique ou de gaz).

Pour les analyses des autres architectures, les composants suivants ont également été pris en compte :

- Les concentrateurs et les compteurs de gaz radio, dans le cas de l'architecture scindée avec d'un côté des compteurs électriques CPL et de l'autre des compteurs de gaz radio (1a)
- Les hubs de communication, dans le cas de l'architecture avec un hub de communication GPRS distinct du compteur électrique (4b)
- Les home displays, dans le scénario où une partie de la population installe de tels écrans d'affichage



Résultats détaillés :

Pour le scénario de référence, nous obtenons les résultats suivants :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
compteurs électricité	18 801 573 €	71,4 €/compteur électrique
compteurs gaz	5 338 473 €	68,7 €/compteur de gaz
concentrateurs CPL	2 565 498 €	7,5 €/compteur électrique ou de gaz
<b>Total</b>	<b>26 705 544 €</b>	
Total affecté à l'électricité	19 782 640 €	75,2 €/compteur électrique
Total affecté au gaz	6 922 904 €	89,1 €/compteur de gaz

**5.3.1.1.2. Installation**

Les coûts d'installation des compteurs, des concentrateurs et des hubs ont été estimés avec les GRD luxembourgeois dans le cas d'un déploiement généralisé en 5 ans, et sont donc inférieurs aux coûts d'installation actuels des GRD.

Le surcoût d'installation du fil entre le compteur électrique et le compteur de gaz en cas de liaison filaire a également été pris en compte.

Nous obtenons une valeur actuelle nette sur 20 ans des coûts d'installation de **9M€**.

Cet effort d'installation va mobiliser environ 24 ETP pendant 5 ans.

Résultats détaillés :

Pour le scénario de référence, nous obtenons les résultats suivants :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Installation des compteurs électricité	5 388 911 €	20,5 €/compteur électrique
Installation des compteurs gaz	2 228 152 €	28,7 €/compteur de gaz
Installation des fils MBUS	318 307 €	4,1 €/compteur de gaz
Installation des concentrateurs CPL	1 026 199 €	3,0 €/compteur électrique ou de gaz
<b>Total</b>	<b>8 961 570 €</b>	<b>26,3 €/compteur électrique ou de gaz</b>
Total affecté à l'électricité	5 894 661 €	22,4 €/compteur électrique
Total affecté au gaz	3 066 909 €	39,5 €/compteur de gaz



### 5.3.1.1.3. Système informatique central

Le scénario de référence se base sur une approche centralisée où les données sont collectées par un système central unique, puis redistribuées aux différents GRD et aux fournisseurs.

Une analyse de sensibilité est toutefois effectuée pour estimer le surcoût d'un second système central, dans le cas où les GRD ne souhaiteraient pas partager ce système informatique.

Dans le scénario où le système central est distinct entre le gaz et l'électricité (CPL pour électricité, radio pour le gaz), nous prévoyons également 2 systèmes centraux.

Les coûts en termes de hardware, de licence pour le software, d'installation et de configuration et d'intégration système ont été estimés sur la base des réponses à la RFI. Nous obtenons une VAN sur 20 ans des coûts du système central de **2,6M€**. Ce montant représente 6,6% du coût total de déploiement, soit un pourcentage supérieur à celui que l'on rencontre pour les très grands déploiements (plusieurs millions de points), ce qui est logique car il s'agit d'un coût en partie indépendant du nombre de points de comptage.

#### Résultats détaillés :

Pour le scénario de référence, nous obtenons les résultats suivants :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
hardware	143 268 €	0,4 €/compteur électrique ou de gaz
licence du software	914 770 €	2,7 €/compteur électrique ou de gaz
installation et configuration	182 954 €	0,5 €/compteur électrique ou de gaz
intégration système	1 334 216 €	3,9 €/compteur électrique ou de gaz
<b>Total</b>	<b>2 575 208 €</b>	<b>7,6 €/compteur électrique ou de gaz</b>

### 5.3.1.1.4. Pilotage du déploiement

Le déploiement généralisé nécessitera une équipe en charge de son pilotage. Nous avons prévu un certain nombre d'ETP à cette fin. Cette équipe représente un coût de **0,9M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans.

#### Résultats détaillés :

Pour le scénario de référence, nous obtenons les résultats suivants :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Pilotage du déploiement	884 563 €	2,6 €/compteur électrique ou de gaz





### 5.3.1.2. Coûts échoués

Afin de bénéficier d'un effet d'échelle pour réduire les coûts des différents composants du système de comptage intelligent et de leur installation, la mise en place des compteurs intelligents ne se fera pas au rythme classique de remplacement des compteurs en fin de vie mais sur une période resserrée de 5 ans. Ainsi, un certain nombre de compteurs seront remplacés alors qu'ils n'auront pas été entièrement amortis dans les comptes des GRD, représentant un coût échoué qu'il faut prendre en compte.

Pour le gaz cependant, les achats de compteurs sont considérées comme des OPEX chez une partie des GRD, tandis que chez d'autres ceux-ci sont amortis en 3 ans. Il en résulte que la valeur résiduelle du parc de compteurs de gaz est négligeable.

Sur cette base, les coûts échoués sont estimés en valeur actuelle nette sur 20 ans à **3M€**.

#### Résultats détaillés :

La valeur résiduelle du parc de compteur non télé-relevés est estimée à 4.157.046 € pour l'électricité, que l'on répartit sur les 5 années de déploiement de 2013 à 2017, soit une VAN de 3.019.619 €.

La valeur résiduelle du parc de compteur non télé-relevés pour le gaz est supposée nulle.

### 5.3.1.3. Coûts opérationnels supplémentaires

#### 5.3.1.3.1. Surcoût pour la maintenance du matériel

Le surcoût de maintenance dû au système de comptage intelligent a été pris en compte :

- d'une part par un nombre d'ETP supplémentaire affecté à la maintenance, notamment des concentrateurs
- d'autre part par le coût (dans le cas des concentrateurs ou hubs) ou le surcoût (pour les compteurs) de remplacement du matériel en cas de panne, en considérant un taux de panne identique avec ou sans développement du comptage intelligent.

Ce surcoût est ainsi estimé à **2M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans.



Résultats détaillés :

Pour le scénario de référence, nous obtenons les résultats suivants :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Personnel supplémentaire pour la maintenance	1 713 445 €	5,0 €/compteur électrique ou de gaz
Surcoût de remplacement pour pannes : compteurs électricité	254 919 €	0,7 €/compteur électrique ou de gaz
Surcoût de remplacement pour pannes : compteurs gaz	73 101 €	0,2 €/compteur électrique ou de gaz
Coût de remplacement pour pannes : concentrateurs CPL	52 043 €	0,2 €/compteur électrique ou de gaz
<i>Total</i>	2 093 508 €	6,1 €/compteur électrique ou de gaz

### 5.3.1.3.2. Exploitation du système central

Au delà des coûts de déploiement du système central, des frais annuels de maintenance ont été pris en compte, représentant un coût de **0,7M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans. Il n'y a pas de coût de personnel supplémentaire, le système central étant exploité par du personnel existant.

Résultats détaillés :

Pour le scénario de référence, nous obtenons les résultats suivants :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Exploitation du système central	674 381 €	2,0 €/compteur électrique ou de gaz

### 5.3.1.3.3. Coûts de communication

Des coûts de communication sont supportés pour :

- la communication entre les concentrateurs de données et le système central
- la communication entre les compteurs GPRS et le système central

Pour les concentrateurs de données, différentes solutions pourront être envisagées : des communications GPRS, mais également l'utilisation de réseaux privés de fibre optique, d'ailleurs déjà déployés pour un certain nombre de transformateurs MT/BT. Cependant, notre analyse se



base sur les coûts de communication GPRS uniquement : les autres solutions ne seront préférées au GPRS que si elles permettent des économies par rapport à ce moyen.

Le coût total de communication est de **1M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans, dont 12% au nom des compteurs GPRS qui ne comptent que pour 5% des compteurs électriques.

Résultats détaillés :

Pour le scénario de référence (rappel : 5% de compteurs GPRS), nous obtenons les résultats suivants :

	VAN (€2011)
Communication : GPRS des compteurs au système central	124 473 €
Communication : GPRS des concentrateurs au système central	912 821 €
<i>Total</i>	1 037 295 €

### 5.3.1. Coûts portés par les fournisseurs

#### 5.3.1.1. Coûts des nouveaux services

La mise en place par les fournisseurs de tarifications évoluées et de services complémentaires liés à la maîtrise de la demande en énergie en s'appuyant sur les fonctionnalités du système de comptage intelligent va impliquer le développement d'outils informatiques supplémentaires chez les fournisseurs. Ces applications n'étant pas encore spécifiées, il est difficile d'en estimer avec précision le coût de mise en œuvre. Cependant et en première approximation, nous avons estimé ce coût à **1,6M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans.

Résultats détaillés:

Nous obtenons les résultats suivants :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Coûts des nouveaux services pour l'électricité	1 210 566	4,6 €/compteur électrique ou de gaz
Coûts des nouveaux services pour le gaz	357 523	4,6 €/compteur électrique ou de gaz



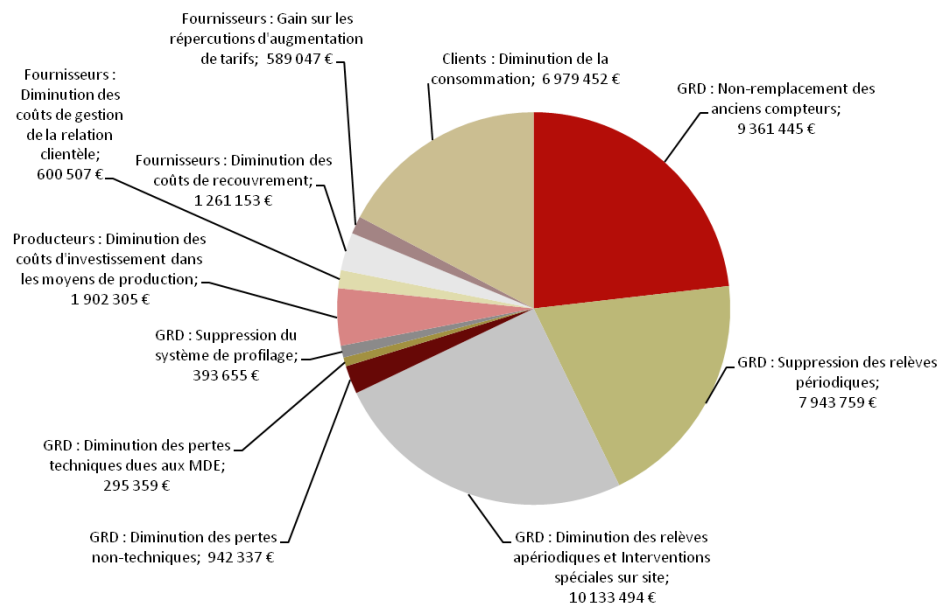
## 5.4. Bénéfices de la mise en place du système de comptage intelligent

Les bénéfices que nous avons pris en compte concernent :

- Les GRD, en termes d'investissements évités et de coûts opérationnels évités
- Les fournisseurs, en termes de coûts opérationnels évités
- Les gains liés à la maîtrise de la demande en énergie, pour le GRD, les producteurs électriques et directement pour le client

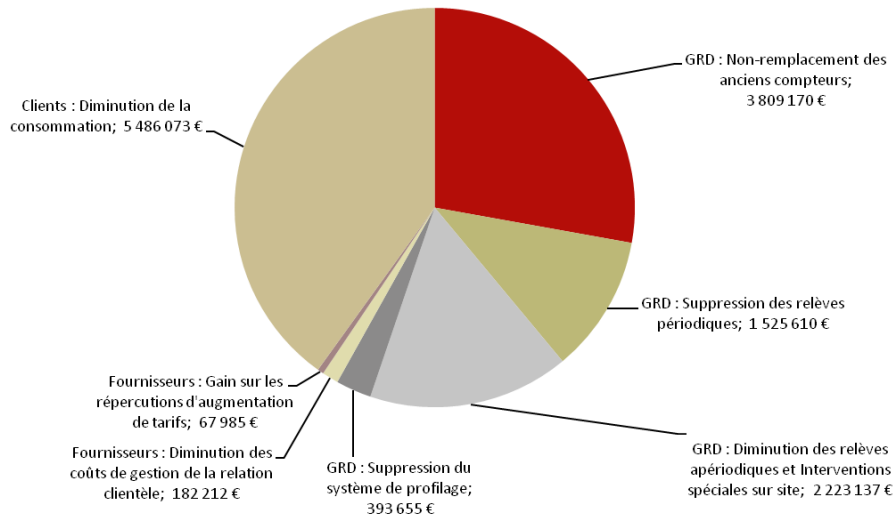
Le gain global pour le scénario de référence en valeur actuelle nette sur 20 ans est de **55,2M€** : **40,8M€** pour l'électricité et **14,5M€** pour le gaz naturel.

Figure 12 - Valeurs actuelles nettes des bénéfices pour l'électricité





**Figure 13 - Valeurs actuelles nettes des bénéfices pour le gaz naturel**



## 5.4.1. Bénéfices directs pour les GRD

### 5.4.1.1. Non-remplacement des anciens compteurs

L'intégralité du parc étant équipé de compteurs neufs communicants, la première économie à considérer est le non remplacement des compteurs tel qu'il aurait dû se faire sans déploiement du comptage intelligent. Pour cela, nous avons considéré le planning de remplacement des compteurs sans développement du comptage intelligent, ainsi que les coûts d'achat du matériel et d'installation dans le cas d'un remplacement en fin de vie. Ces éléments nous ont été communiqués par les GRD. Cela représente un gain de **13,2M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans.

#### Résultats détaillés :

Pour le scénario de référence, nous obtenons les résultats suivants :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Non-remplacement des anciens compteurs électriques	9 361 445	35,6 €/compteur électrique
Non-remplacement des anciens compteurs de gaz	3 809 170	49,0 €/compteur de gaz



#### 5.4.1.2. Coûts opérationnels évités ou réduits

##### 5.4.1.2.1. Suppression des relèves périodiques

Le système de comptage intelligent permet de s'affranchir des relèves manuelles annuelles. Il en résulte un gain correspondant, selon les GRD, soit à la suppression du nombre d'ETP affecté à la relève et des dépenses opérationnelles associées, soit à la suppression des frais de sous-traitance de la relève. Les hypothèses ont été établies sur la base des chiffres communiqués par les GRD.

Le gain total est estimé à **9,5M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans, correspondant à un gain de 30,2€/compteur électrique et de 19,6€/compteur de gaz.

##### Résultats détaillés :

Nous obtenons les résultats suivants :

Pour l'électricité :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Suppression des relèves périodiques	7 943 759 €	30,2 €/compteur électrique

Pour le gaz naturel :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Suppression des relèves périodiques	1 525 610 €	19,6 €/compteur de gaz

##### 5.4.1.2.2. Diminution des relèves aperiodiques et autres interventions spéciales sur site

Au delà des relèves annuelles, grâce à la possibilité de relever les index à distance, de modifier la puissance souscrite, de couper et de rétablir l'alimentation à distance (pour l'électricité uniquement), le système de comptage intelligent permettra de supprimer les interventions sur site suivantes :

- Relèves spéciales, notamment lors des déménagements, emménagements et changements de fournisseur
- Les interventions spéciales : mise hors service, mises en service, changement de puissance souscrite, etc.
- Les interventions pour recouvrement en cas d'impayé et pour coupure éventuelle

Le gain total est estimé à **12,4M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans, correspondant à un gain de 38,5€/compteur électrique et de 28,6€/compteur de gaz.



Résultats détaillés :

Nous obtenons les résultats suivants :

Pour l'électricité :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Diminution des relèves apériodiques et Interventions spéciales sur site	10 133 494 €	38,5 €/compteur électrique

Pour le gaz naturel :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Diminution des relèves apériodiques et Interventions spéciales sur site	2 223 137 €	28,6 €/compteur de gaz

#### 5.4.1.2.3. Diminution des pertes non-techniques

Les GRD luxembourgeois intègrent dans les pertes non-techniques 2 éléments :

- Les montants non facturés pour cause de fraude ; ces fraudes sont rencontrées uniquement dans l'électricité.
- Les montants non facturés pour cause de sous-comptage des compteurs électromécaniques en fin de vie, là encore uniquement dans l'électricité.

Le comptage intelligent permettra de détecter une grande partie des fraudes, estimée à 75%, et de supprimer totalement le sous-comptage du fait du remplacement systématique des compteurs électromécaniques par des compteurs électroniques.

Le gain total est estimé à **0,9M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans, soit 3,6€ par point de raccordement électrique.

Résultats détaillés :

Nous obtenons les résultats suivants :

Pour l'électricité :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Diminution des pertes non-techniques	942 337 €	3,6 €/ compteur électrique



#### 5.4.1.2.4. Suppression du système de profilage

Les compteurs n'étant pour l'instant relevés qu'annuellement, les GRD ont mis en place un système de profilage dans le but d'allouer aux responsables d'équilibre les quantités à la maille quart-horaire pour l'électricité et horaire pour le gaz naturel. L'exploitation et la maintenance de ce système a un coût estimé à 100.000 €/an, qui peut être supprimé grâce au système de comptage intelligent.

Le gain exprimé en valeur actuelle nette sur 20 ans est de **0,8M€**.

##### Résultats détaillés :

Nous obtenons les résultats suivants :

Pour l'électricité :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Suppression du système de profilage	393 655 €	1,5 €/compteur électrique

Pour le gaz naturel :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Suppression du système de profilage	393 655 €	5,1 €/compteur gaz

### 5.4.2. Bénéfices directs pour les fournisseurs

#### 5.4.2.1. Coûts opérationnels évités ou réduits

##### 5.4.2.1.1. Diminution des coûts de gestion de la relation clientèle

Les fournisseurs luxembourgeois facturent aujourd'hui les clients domestiques mensuellement ou bimensuellement, à travers des factures d'acompte basées sur la dernière consommation annuelle connue suivies d'une facture de décompte, qui permet de tenir compte de la consommation réelle obtenue après relève annuelle. Ces factures de décompte engendrent un pic d'appel des clients aux centres de relation clientèle des fournisseurs, qui contestent leur facture ou demandent des éclaircissements.

Grâce au système de comptage intelligent, les clients seront informés de leur consommation réelle a minima de façon bimensuelle à travers la facture, voire de façon plus récurrence à travers d'autres media (écran d'affichage, portail web, etc.) ce qui engendrera une certaine diminution des appels aux centres de relation clientèle (du moins après une certaine période initiale), se traduisant par une réduction des ressources requises dans ces centres.





Le gain total estimé est de **0,8M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans, soit 2,3€ par compteur de gaz ou d'électricité.

<u>Résultats détaillés :</u>		
Pour l'électricité :		
	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Diminution des coûts de gestion de la relation clientèle	600 507 €	2,3 €/compteur électrique
Pour le gaz :		
	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur de gaz
Diminution des coûts de gestion de la relation clientèle	182 212 €	2,3 €/compteur gaz

#### **5.4.2.1.2. Diminution des coûts de recouvrement**

Au Luxembourg, le délai de paiement est de 15 jours à compter de la date de la facture. En cas de non paiement dans un délai de 15 jours à partir de la date d'échéance d'une facture, un rappel est envoyé (soit 30 jours après la date de facture). En cas de non paiement dans un délai de 15 jours à partir de la date d'envoi du rappel, le fournisseur envoie une notification de son intention de demander au GRD de déconnecter le client dans les 15 j (soit une coupure dans les 2 mois après la date de facture).

En cas de retard de paiement, le client doit théoriquement des intérêts au fournisseur, mais ceux-ci ne sont pas entièrement récupérés.

De plus, en cas de non paiement après le second rappel, le fournisseur peut saisir un huissier pour lancer une ordonnance de paiement. Ces frais d'huissier ne sont également pas entièrement récupérés.

Avec le système de comptage intelligent pour l'électricité, le fournisseur aura la possibilité de demander au GRD de couper le client dès le second rappel.

Une partie des coûts dus aux intérêts non récupérés et aux frais d'huissier pourront donc être évités.

Le gain est estimé à **1,2M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans, soit 4,8€ par compteur électrique.



Résultats détaillés :

Pour l'électricité :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Diminution des coûts de recouvrement	1 261 153 €	4,8 €/compteur électrique

**5.4.2.1.3. Gain sur les répercussions d'augmentation de tarifs**

Compte tenu du système actuel de relève annuelle, les fournisseurs facturent les clients sur la base d'un échéancier défini sur un volume de consommation prévu, un prix de vente de la commodité et les tarifs d'utilisation des réseaux en vigueur au moment où cet échéancier est calculé. Ainsi en cas de hausse du tarif d'utilisation du réseau, la répercussion sur la facture du client ne pourra se faire qu'avec le nouvel échéancier, soit après la relève annuelle. Le fournisseur a donc un coût correspondant aux frais financiers dus à l'avance qu'il doit faire sur le montant d'augmentation du tarif d'utilisation des réseaux.

Grâce au système de comptage intelligent, la facturation pourra se faire chaque mois sur la base du tarif d'utilisation des réseaux en vigueur pour le mois considéré. Le fournisseur n'aura donc pas à avancer cet argent.

Sur la base d'une hypothèse d'une augmentation de tarif moyenne de 2,5% par an, le gain est estimé à **0,7M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans, soit 2,2€ par compteur électrique et 0,9€ par compteur de gaz.

Résultats détaillés :

Pour l'électricité :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Gain sur les répercussions d'augmentation de tarifs	589 047 €	2,2 €/compteur électrique

Pour le gaz :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Gain sur les répercussions d'augmentation de tarifs	67 985 €	0,9 €/compteur de gaz



### **5.4.3. Bénéfices liés à la Maîtrise de la Demande en Energie**

#### **5.4.3.1. Principes des gains d'économies d'énergie**

L'efficacité énergétique ou maîtrise de la demande en énergie (MDE) est à la base de la volonté de la Commission Européenne de généraliser les systèmes de comptage intelligent en Europe. Un système de comptage intelligent associé à des tarifications et à des applications appropriées contribue en effet d'une part à la réduction de la consommation d'électricité et de gaz des clients finals, d'autre part à la réduction de leur pointe de consommation électrique.

Un système de comptage intelligent permet de contribuer à ces économies par différents moyens:

- La facturation sur base de la consommation réelle de façon mensuelle, qui permet de mieux sensibiliser les consommateurs à l'impact de leur comportement sur leur facture.
- La mise à disposition du client à une fréquence plus ou moins élevée d'informations brutes et traitées sur sa consommation d'électricité et de gaz : en temps (quasi) réel via un écran d'affichage (home display) situé dans la maison, ou sur son ordinateur à travers Internet, a minima de façon journalière, permettant de suivre de façon très précise sa consommation et de repérer toute anomalie. Là encore, ces informations permettent de sensibiliser le client à sa consommation d'énergie et l'incitent à la réduire.
- Divers services offerts par les fournisseurs, tels que des alertes par e-mail ou SMS en cas de consommation anormale ou en cas de dépassement de budget, des diagnostics énergétiques sur la base de la courbe de charge, qui peuvent être fournis automatiquement par Internet ou par téléphone par un conseiller clientèle sur la base des informations recueillies par le système de comptage intelligent et d'applications informatiques additionnelles à développer par les fournisseurs.
- Pour l'électricité, l'offre de tarifications évoluées par les fournisseurs (tarification horosaisonnaire, sur base de la courbe de charge etc.), incitant les clients à reporter leurs consommations des heures les plus chères vers les heures les moins chères. A l'heure actuelle seule une petite partie de la clientèle luxembourgeoise bénéficie de tarifs horosaisonniers, limités à des tarifs jour-nuit.
- Pour l'électricité encore, la commande à distance de charges, permettant de faire fonctionner certaines applications (chauffage électrique, production d'eau chaude) pendant les heures les moins chères (ces applications existent déjà au Luxembourg grâce à la télécommande centralisée mais pourront être généralisées grâce au comptage intelligent), mais également des applications beaucoup plus évoluées, encore à développer, d'optimisation de la consommation énergétique à l'intérieur de la maison en effectuant des coupures/mises en service à distance sur la base d'algorithmes tenant compte des prix, de la consommation et de paramètres de confort.



L'évaluation du potentiel de gain n'est pas aisée car il n'existe pas encore de retour d'expérience précis et mesuré sur une large échelle. De nombreuses études ont été réalisées dans le passé avec de petits groupes de consommateurs pour mesurer l'impact de la fourniture d'information de consommation réelle sur la réduction de leur consommation. Ces études, ayant sérieusement étudié ces phénomènes sur des groupes de consommateurs, donnent des fourchettes de réduction de la consommation d'électricité et de gaz très larges comprises entre 0 et 13%. A titre d'exemple, une étude de McClelland and Cool de 1979-80 indique qu'une information continue conduit à une réduction de 12% de la consommation électrique. Une étude de Van Houwelingen et Van Raaij de 1989 avance le chiffre de 12,3% pour une information continue, et 7,7% pour une information mensuelle. Une étude de Hutton de 1986 pour les Etats Unis et la Canada avance le chiffre de 4 à 5%.

Par ailleurs il convient de noter que les chiffres de réduction de la consommation utilisés dans les analyses coûts-bénéfices pour le comptage intelligent en Europe sont également assez variables.

Au niveau de la réduction de la pointe, certaines études, notamment de l'Ofgem, montrent que l'on peut diminuer la pointe jusqu'à environ 5% grâce à une tarification de la pointe trois fois plus chère que celle de la base.

Afin de comprendre l'impact des économies d'énergie sur le plan d'affaires, nous évaluons le résultat pour différents scénarios :

- Un scénario sans aucun gain d'économies d'énergie
- Notre scénario de référence qui se base sur des hypothèses très conservatrices et réalistes de gain d'économies d'énergie, et suppose que les clients Luxembourgeois n'installent pas de home display chez eux. L'hypothèse retenue est une réduction de 1% de la consommation électrique en peak, la consommation en off-peak restant inchangée, et d'une diminution de la pointe de 1%. Pour le gaz, l'hypothèse retenue est une réduction de 0,5%.
- Un scénario où une certaine part de la population est plus sensibilisée aux questions de maîtrise de la demande en énergie, achètent un home display et effectuent des gains d'économies d'énergie plus importants. Dans ce scénario, nous estimons ainsi que 10% de la population réalise plus d'économies : 2% en off-peak et 5% en peak, avec une réduction de la pointe de 5% pour l'électricité, et une réduction de la consommation de gaz de 2%.



#### Hypothèses détaillées :

% de diminution de la consommation :

		Avec Display	Sans display
Electricité	Offpeak	2%	0%
	Peak	5%	1%
	<i>Global</i>	<i>3,6%</i>	<i>0,5%</i>
Gaz Naturel		2%	0,5%

% de diminution de la pointe :

	Avec Display	Sans display
Electricité	5%	1%

#### **5.4.3.2. Bénéfices pour les consommateurs : Diminution de la consommation**

Les économies d'énergies peuvent se chiffrer directement pour les consommateurs par un gain sur leur facture, compte tenu des prix de l'électricité en peak et en off-peak et du prix du gaz naturel.

Pour le scénario de référence sans display, le gain en valeur actuelle nette sur 20 ans est estimé à **7M€** pour l'électricité (26,5 € par compteur d'électricité) et de **5,5M€** pour le gaz (70,6 € par compteur de gaz).

Pour le scénario avec 10% de la population faisant des économies supérieures, le gain en valeur actuelle nette sur 20 ans est estimé à **10,5M€** pour l'électricité (39,9 € par compteur d'électricité) et de **7,1M€** pour le gaz (91,8 € par compteur de gaz).



Résultats détaillés :

Pour le scénario de référence sans display :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Diminution de la consommation électrique	6 979 452 €	26,5 €/compteur électrique
Diminution de la consommation de gaz naturel	5 486 073 €	70,6 €/compteur de gaz

Pour un scénario à 10% de display :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Diminution de la consommation électrique	10 498 620 €	39,9 €/compteur électrique
Diminution de la consommation de gaz naturel	7 131 895 €	91,8 €/compteur de gaz

#### 5.4.3.3. Bénéfices pour les GRD : Diminution des pertes techniques

Les pertes techniques sont dues à l'échauffement sur les câbles électriques et dans les postes de transformation. Ces pertes sont directement liées à la quantité d'électricité acheminée. Les économies d'énergie réduisent donc ces pertes techniques, qui sont valorisables à prix de marché. Il en résulte un gain estimé à environ **0,5M€** en valeur actuelle nette sur 20 ans.

Résultats :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Diminution des pertes techniques grâce à la MDE	465 315 €	1,8 €/compteur électrique

#### 5.4.3.4. Bénéfices pour les producteurs d'électricité : Diminution des coûts d'investissement dans les moyens de production de pointe

La diminution de la pointe de consommation électrique induite par les schémas tarifaires rendus possibles par le système de comptage intelligent a un impact direct sur le besoin d'investissement en unités de production de pointe, qui est réduit d'autant. Ce bénéfice peut se quantifier à travers le coût d'installation d'une unité de production de pointe de capacité équivalente à la diminution de la pointe induite.

Le gain ainsi estimé en valeur actuelle nette sur 20ans est de **1,9M€** (7,2 € par compteur électrique) pour le scénario de référence sans display, et de **2,7M€** (10,1 € par compteur électrique) pour le scénario avec 10% de personnes faisant des économies supérieures.



## Résultats

Pour le scénario de référence sans display :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Diminution des coûts d'investissement dans les moyens de production	1 902 305 €	7,2 €/compteur électrique

Pour un scénario à 10% de display :

	VAN (€2011)	VAN (€2011) par compteur
Diminution des coûts d'investissement dans les moyens de production	2 663 227 €	10,1 €/compteur électrique

### **5.4.3.5. Quantification de la diminution des émissions de gaz à effet de serre**

La diminution de la consommation implique également une réduction des émissions de gaz à effet de serre. Grâce aux économies d'énergie effectuées, les émissions de 2.700 tCO<sub>2</sub> seront évitées par an pour l'électricité compte tenu du mix luxembourgeois, et environ 4.000 tCO<sub>2</sub> par an pour le gaz naturel.

Le gain économique correspondant est déjà valorisé dans les économies d'énergie, le prix de l'électricité intégrant le coût du CO<sub>2</sub>.

### **5.4.4. Autres bénéfices non quantifiés du système de comptage intelligent**

Au delà de ces bénéfices quantifiés, un certain nombre d'autres bénéfices sont générés par le système de comptage intelligent :

- L'amélioration du fonctionnement du marché libéralisé
- L'amélioration de la qualité de service pour les consommateurs
- La possibilité d'extension du système à l'eau et à la chaleur
- La possibilité d'installer des compteurs à prépaiement sans devoir développer un système spécifique
- La facilitation du développement de la voiture électrique
- L'évolution vers le smart grid



#### **5.4.4.1. L'amélioration du fonctionnement du marché libéralisé**

Le système de comptage intelligent facilitera grandement de nombreux mécanismes liés au marché, tels que le changement de fournisseur, la résiliation et la mise en service, le changement de puissance souscrite et l'allocation des données entre fournisseurs dans la cadre de la gestion de l'équilibre. Au delà des gains déjà quantifiés, cette fluidification des processus permettra un développement facilité de l'ouverture du marché.

#### **5.4.4.2. L'amélioration de la qualité de service pour les consommateurs**

Le système de comptage intelligent rendra la présence du consommateur inutile lors des relèves et autres interventions sur le compteur qui pourront se faire à distance et de façon quasi-immédiate. Il s'agit donc d'un gain de temps important pour les clients finals luxembourgeois.

Le système de comptage intelligent permettra de détecter les coupures sur les réseaux de distribution électrique directement au niveau de chaque point de comptage, et d'améliorer ainsi la gestion des pannes : les équipes d'intervention pourront être déployées de manière plus précise et rapide, contribuant à la réduction des temps de coupure, et les appels des clients dus aux coupures seront mieux gérés, car le GRD connaîtra les clients concernés au préalable. De telles applications ont déjà été mises en œuvre avec succès sur une large échelle depuis plusieurs années par le distributeur d'électricité américain PECO ENERGY (Pennsylvanie), grâce à un système de comptage intelligent fonctionnant par réseau fixe radio pour l'ensemble des 1,7 millions de compteurs électriques de la société.

#### **5.4.4.3. La possibilité d'extension du système à l'eau et la chaleur**

Notre analyse porte ici sur un développement du système de comptage intelligent pour l'électricité et le gaz naturel. Cependant, l'architecture de communication mise en place pourra également servir pour d'autres fluides : l'eau et la chaleur. Il est en effet possible de connecter les compteurs d'eau et/ou de chaleur au compteur électrique par M-bus et de transmettre ainsi des données de consommation d'eau et de chaleur vers le système central.

A titre illustratif, si l'on partage l'architecture de communication (concentrateurs et système central) avec 100.000 compteurs supplémentaires, c'est un montant de 1 398 680 € (3,6% du coût de déploiement) qui devra être reporté sur ces compteurs, diminuant d'autant le coût de déploiement pour le gaz et l'électricité.

#### **5.4.4.4. La possibilité d'installer des compteurs à prépaiement sans devoir développer un système spécifique**

La loi luxembourgeoise impose aux GRD d'installer un compteur à prépaiement chez tout client pour lequel un fournisseur en effectuerait la demande.





Or un compteur à prépaiement nécessite pour son fonctionnement une infrastructure fixe similaire à celle d'un système de comptage intelligent, comprenant des bornes de paiement et de recharge de clés ou de cartes à introduire dans le compteur, ainsi qu'un système central informatique communiquant avec ces bornes, qui assure la gestion du système de prépaiement et est interfacé avec le système informatique du GRD. Aucun des GRD luxembourgeois n'a déjà mis en place un tel système.

Le système de comptage intelligent permet de s'affranchir de la mise en place de cette infrastructure supplémentaire car il peut offrir les fonctionnalités requises de prépaiement. Il suffirait ainsi d'installer chez le client un compteur de gaz muni d'une électrovanne pour disposer de la fonction prépaiement, tandis que pour l'électricité, le compteur intelligent dispose déjà de l'organe de coupure. L'achat de crédits ne nécessiterait aucun réseau physique de bornes : il pourrait se faire soit par téléphone/Internet avec paiement par carte bancaire, soit par courrier avec paiement par chèque.

#### **5.4.4.5. La facilitation du développement de la mobilité électrique**

Le développement de la voiture électrique est un sujet central de la politique énergétique de nombreux pays européens. De nouvelles contraintes et besoins de fonctionnalités vont s'imposer au système électrique afin d'interagir et de communiquer avec les véhicules électriques, de compter de façon séparée l'énergie injectée dans les véhicules électriques, de mieux gérer et optimiser le système électrique en prenant en compte les véhicules connectés au réseau, etc. Le système de comptage intelligent aura donc un rôle à jouer dans le développement du véhicule électrique, mais les besoins techniques sont à l'heure actuelle mal connus. Il est donc nécessaire de mettre en place un système de comptage intelligent suffisamment ouvert et adaptable afin de pouvoir implémenter dans le futur les différentes fonctionnalités nécessaires aux véhicules électriques.

Par exemple, une des mesures envisagées pour favoriser le développement de la voiture électrique serait de proposer des incitations financières sur l'électricité consommée pour recharger sa voiture. Par ailleurs des taxes différentes pourraient être appliquées à l'électricité vendue pour la recharge. Ceci nécessite de pouvoir compter de façon séparée l'électricité consommée pour recharger la voiture électrique dans son garage de l'électricité consommée pour les autres usages domestiques.

Grâce à l'architecture préconisée, il sera possible d'installer des sous-compteurs sur des prises spécifiques servant à la recharge des voitures puis de faire communiquer ces sous-compteurs avec le compteur électrique de l'habitation soit par M-Bus, soit directement avec le concentrateur par CPL. Le système central permettra de collecter de manière séparée la consommation d'électricité pour recharger la voiture et la consommation totale de l'habitation, permettant de calculer par différence la consommation hors recharge électrique.



#### 5.4.4.6. L'évolution vers le smart grid

D'un point de vue général, un réseau intelligent ou smart grid est un réseau électrique équipé d'organes de mesure de consommation communicants, d'organes de pilotage du réseau et de la charge communicants, et d'un système central d'information permettant en particulier :

- De connaître de manière automatique, avec un délai plus ou moins court (au mieux en temps réel) et avec une granularité plus ou moins faible (au mieux chaque minute et au moins horaire) la demande des différents points de comptage du réseau de distribution ainsi que les injections des différentes installations de production décentralisée connectées au réseau ;
- Sur la base de ces informations, de prendre des décisions automatisées de gestion du réseau (par exemple délestage d'un départ, mise en route d'un moyen de production complémentaire) ou de gestion de la charge du réseau (délestages de charges chez les consommateurs) pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande, qui soient optimales d'un point de vue économique sous contraintes diverses (relations contractuelles avec les clients finals, avec les producteurs décentralisés, avec les fournisseurs, avec le GRT etc.)
- De mettre en œuvre ces décisions de manière automatisée en communiquant avec les charges et les points d'injection décentralisés connectés au réseau de distribution

Le système de comptage intelligent préconisé plus haut constituerait donc la véritable fondation des réseaux électriques intelligents luxembourgeois :

- Il permettrait de connaître la demande de chaque point de comptage avec une granularité pouvant aller jusqu'à 5 minutes, avec un délai de réponse qui dépendra de la couche physique qui sera retenue. Avec le spread FSK, il ne sera pas possible de faire du temps réel en raison du débit trop faible, mais on pourra connaître la courbe de charge 5 minute de tous les points de comptage au moins une fois par jour et sans doute plusieurs fois par jour (point à vérifier par des tests terrain). Pour se rapprocher du temps réel, une couche physique plus rapide comme OFDM serait requise, mais ce point est loin d'avoir été validé sur le terrain.
- Les compteurs électriques CPL pourraient également mesurer les injections des installations de production décentralisée et les transmettre au système central.
- L'installation de concentrateurs de données dans chaque poste MT/BT permettrait d'envisager l'installation d'un compteur télérelevé au niveau de chaque poste qui serait télérelevé par le système central à une fréquence élevée à travers le concentrateur. On pourrait obtenir de ce fait une vision quasi temps réel de la demande agrégée par poste



MT/BT, demande qui correspond à la somme des consommations moins la somme des injections de production décentralisée en aval du poste.

- Enfin, les fonctions de gestion de la charge du compteur électrique permettraient de mettre en œuvre une grande partie des applications requises dans le cadre d'un smart grid.



## 6. Stratégies de mises en œuvre

### 6.1. Vue d'ensemble

Le retour d'expérience international, les résultats de la RFI et de l'analyse coûts-bénéfices nous permettent de tirer les leçons suivantes sur les différents aspects du déploiement du comptage intelligent dans le cas spécifique du Luxembourg:

- La mise en place d'un système de comptage intelligent multi-fluide (électricité et gaz a minima) et centralisé (un seul système central pour l'ensemble du pays) constitue l'approche la plus intéressante au point de vue économique et semble tout à fait faisable même si elle complexifie quelque peu l'intégration informatique et demande une bonne coordination entre les différents GRD ;
- Le comptage intelligent devrait être déployé de manière généralisée pour l'électricité et le gaz, afin de réduire les coûts des matériels par les volumes commandés, les coûts d'installation des compteurs et des concentrateurs, et les coûts du système central rapportés au point de comptage et ainsi obtenir les gains décrits dans l'analyse précédente ;
- Pour les mêmes raisons, le déploiement devrait être assez resserré dans le temps, même si cela impacte à la hausse les tarifs d'utilisation du réseau et de comptage dans les premières années. Un déploiement sur 5 ans semble un bon compromis ;
- Etant données les évolutions technologiques en cours (couche physique CPL) ainsi que les initiatives liées à la normalisation et à l'interopérabilité encore en gestation, il est recommandé de ne pas lancer le déploiement avant 2013 pour tirer les leçons de ces évolutions et baser, autant que faire se peut, le futur système luxembourgeois sur les technologies et normes qui se seront imposées et qui garantiront la pérennité du système sur 20 ans. Dans l'intervalle, les GRD pourront préciser les spécifications des besoins de leur futur système, développer les relations avec les fournisseurs de systèmes et mettre en place les moyens de faire baisser les coûts, par exemple à travers des partenariats d'achats groupés avec des GRD d'autres pays ;
- La mise en place d'une législation luxembourgeoise sur le comptage intelligent, quoique non indispensable, aurait l'avantage de sécuriser les GRD dans leur investissement, de s'assurer que les objectifs définis par les directives européennes pour 2020 seront bien atteints et de traiter de manière efficace la problématique de confidentialité des données de comptage pour garantir le respect de la vie privée des consommateurs.



## **6.2. La mise en commun ou non de l'architecture pour les différents fluides**

Le comptage intelligent peut être mis en place pour différents fluides : l'électricité, le gaz naturel mais également l'eau et la chaleur. Le déploiement peut se faire à travers une approche multi-fluide comme dans notre scénario de référence, ou de façon différenciée pour chaque fluide.

Comme nous l'avons vu dans le retour d'expérience en Europe, les seuls déploiements généralisés déjà effectués concernent l'électricité seule. Dans les projets en cours, les GRD mono-fluide favorisent un déploiement généralisé à leur fluide, tandis que les GRD multi-fluide élaborent des architectures communes à l'électricité et au gaz naturel.

Il y a donc d'un côté la difficulté d'une approche multi-fluide, qui demande une coordination entre GRD lorsque les réseaux de gaz et d'électricité sont opérés par des gestionnaires différents, et de l'autre côté une économie importante pour l'approche commune.

Pour le Luxembourg, le surcoût d'une approche séparée entre gaz et électricité (mesurée par le surcoût de déploiement entre le scénario de référence et l'architecture séparée CPL pour l'électricité et radio pour le gaz) a été chiffré à 9%. Par ailleurs, le principal gestionnaire de réseau, Creos, est multi-fluide, ce qui milite également pour une architecture multi-fluide.

Enfin, l'architecture 3 de notre scénario de référence est ouverte à l'extension du système à la télérelève et à la télégestion des compteurs d'eau et de chaleur grâce à l'interface MBUS du compteur électrique, ce qui permettrait de diminuer encore le coût de l'infrastructure de communication (concentrateurs et système central) par point de comptage. A titre illustratif, comme nous l'avons vu, en supposant une extension du système à 100.000 compteurs d'eau, le coût de déploiement pour l'électricité et le gaz serait réduit d'environ 3,6%, celui-ci devant être affecté aux compteurs d'eau.

L'approche multi-fluide, à minima électricité et gaz, est donc la plus pertinente dans le contexte luxembourgeois.

## **6.3. L'approche centralisée ou individualisée par GRD**

Le Luxembourg compte 5 gestionnaires de réseaux de distribution pour l'électricité, et 3 pour le gaz. Creos est le plus gros gestionnaire avec environ 90% des raccordements électriques et 50% des raccordements gaz.

Dans ce contexte, une approche centralisée consistant à déployer une seule infrastructure de communication pour l'ensemble des GRD électricité et gaz du pays (concentrateurs CPL et système central) a été retenue dans le scénario de référence car elle conduit au coût d'investissement le plus faible et de ce fait au rapport coûts-bénéfices le plus avantageux pour le pays. En effet cette approche permet :



- d'une part d'acheter le matériel en commun et ainsi de bénéficier d'économies d'échelle par l'augmentation des volumes
- d'autre part de minimiser les coûts d'infrastructure de communication par point de comptage

Il convient cependant de noter que du fait d'un système central unique, l'intégration informatique sera quelque peu complexifiée par le fait que ce système central devra être interfacé avec les systèmes informatiques de chaque GRD. D'autre part, toutes les données transitant par un même système central, il faudra veiller à ce que les GRD ne puissent avoir accès aux données des autres GRD.

L'analyse économique nous montre également que le fait d'avoir plusieurs systèmes centraux pénalise la rentabilité du projet, sans toutefois remettre en cause son intérêt.

Ainsi, une étude plus détaillée des modèles de fonctionnement et des besoins informatiques pourrait être entreprise afin d'analyser plus précisément les avantages, inconvénients et les coûts associés aux deux approches, l'une centralisée, l'autre décentralisée.

#### **6.4. Le déploiement généralisé ou focalisé sur un certain type de client**

De par ses fonctionnalités, le comptage intelligent permet aux GRD et aux fournisseurs de faire des économies sur leurs coûts d'exploitation et aux clients de faire des économies sur l'énergie consommée. Cependant, ces économies sont variables selon le type de clients :

- Les gains sur le recouvrement, les interventions pour coupures, seront ainsi plus importants sur les "mauvais payeurs"
- Les gains sur les relèves spéciales seront probablement plus importants sur les logements spécifiquement locatifs
- Les économies d'énergies seront plus importantes sur un certain type de consommateurs plus sensibilisés à ces questions.
- Etc.

Cependant, le fait de ne viser qu'une partie spécifique des clients réduirait les économies d'échelle et est contraire aux recommandations de la directive. Un déploiement généralisé est donc à privilégier.

#### **6.5. Le déploiement dans un laps de temps resserré, ou suivant le rythme normal de remplacement**

Le déploiement généralisé des compteurs intelligents a tout intérêt à se faire sur un laps de temps resserré, et non pas en suivant le rythme normal de remplacement des compteurs. En fait, bien que cela implique de remplacer des compteurs qui ne sont pas en fin de vie, et donc de devoir compenser des coûts échoués, ce déploiement massif permet des économies en termes de prix



d'achat des matériels, de coût d'installation et de coût du pilotage du déploiement. Il permet également de limiter les effets de désorganisation inévitablement induits par ce type de grands projets à une période limitée dans le temps.

Compte tenu des ressources des GRD luxembourgeois pour gérer un tel projet, un déploiement en 5 ans semble tout à fait réaliste.

## **6.6. Un démarrage du déploiement à court-terme, ou uniquement à moyen-terme**

Compte tenu du temps nécessaire à la mise en place d'un tel projet et à l'engagement des ressources des GRD dans d'autres projets en cours, un démarrage du déploiement avant 2013 ne semble pas envisageable.

Cependant, afin de respecter la directive européenne qui impose le déploiement de compteurs intelligents chez au moins 80% des clients d'électricité d'ici 2020, le démarrage ne pourra pas se faire après 2015. La fenêtre est donc resserrée.

Nous avons vu que bien que certaines tendances se dégagent sur l'architecture privilégiée et les moyens de communications, le marché du comptage intelligent n'est toutefois pas encore mature et des évolutions sont en cours ou à l'étude. Un certain nombre de points reste en suspens, notamment les problématiques d'interopérabilité (comme le montre la difficulté de certains GRD européens en train de tester ces systèmes sur des pilotes importants pour obtenir cette interopérabilité, malgré la publication de spécifications très précises), et le choix de la couche physique pour le CPL : S-FSK ou OFDM. Ainsi, étant donné l'enjeu financier, il faudra être certain que ces questions soient résolues avant de démarrer le déploiement, quitte à retarder d'une ou deux années le projet.

## **6.7. La gestion de la problématique de la confidentialité des données**

Au cours des dernières années, la problématique de la confidentialité des données de consommation transmises par les systèmes de comptage intelligent est devenue de plus en plus aiguë dans de nombreux pays, du fait des éléments d'information qu'elles traduisent sur les comportements des consommateurs donc d'une certaine manière sur leur mode de vie. A titre d'exemple, c'est cette problématique qui a retardé l'introduction généralisée du comptage intelligent aux Pays-Bas et qui a conduit à la préparation d'une loi très restrictive qui devrait permettre aux consommateurs hollandais de décider du mode d'utilisation du compteur intelligent qui sera installé chez eux (fréquence de communication des données de consommation). En France, la CNIL (Commission nationale de l'informatique et des libertés) s'est également emparée de cette question et recommande d'adapter le niveau de détail des données en fonction des différents usages, et d'obliger les fournisseurs d'énergie à obtenir



l'accord des consommateurs avant d'avoir accès aux informations détaillées liées aux consommations d'énergie.

Au Luxembourg, la CNPD (Commission Nationale pour la Protection des Données) s'intéresse également à cette question, et est l'instance compétente pour la traiter. Le Luxembourg dispose d'une législation existante qui, selon la CNPD, devrait très vraisemblablement permettre de traiter cette question : la loi modifiée du 2 août 2002 relative à la protection des personnes à l'égard du traitement des données à caractère personnel. La CNPD considère en effet que cette loi comporte des dispositions qui pourraient être appliquées aux données issues du comptage intelligent sans autre modification, soit à travers un mécanisme d'autorisation (article 10 de la loi), soit à travers une notification.

Cependant, l'avis de la CNPD est qu'une réflexion doit être menée par la CNPD en collaboration avec les parties prenantes du comptage intelligent au Luxembourg, afin d'évaluer lequel des deux mécanismes permettrait de gérer cette problématique de la meilleure manière et dans quelles conditions.

Des réflexions sont également menées au niveau européen, à travers le "Working Party" instauré par l'article 29 de la Directive 95/46/EC sur la protection des données et rassemblant les parties prenantes sur la protection des données de chaque Etat Membre, la CNPD représentant le Luxembourg. Plusieurs groupes de travail ont été créés, dont un spécifiquement sur les informations liées au comptage intelligent. La CNPD indique que des dispositions réglementaires européennes pourraient émerger de ces travaux, et que dans ce cas le Luxembourg devra s'y conformer.

En conclusion, il est prématuré de vouloir légiférer au Luxembourg sur cette question et il est recommandé de lancer les travaux mentionnés ci-dessus avec la CNPD.

## **6.8. Un déploiement laissé à l'initiative des GRD ou encadré par une législation spécifique**

Au Luxembourg aucune réglementation ou législation nationale n'oblige pour l'instant les GRD à déployer le comptage intelligent. Le gouvernement devra faire un choix entre laisser l'initiative du déploiement aux GRD ou légiférer sur cette question.

L'expérience européenne nous montre que les initiatives de déploiement sont généralement initiées ou accompagnées par le gouvernement :

- Soit par la publication de lois imposant indirectement le comptage intelligent comme c'est le cas en Scandinavie ;
- Soit par la publication de décision et d'un planning à respecter comme c'est le cas en Angleterre ;





- Soit par la publication d'une loi, arrêté ou décret obligeant le déploiement du comptage intelligent avant une date butoir, comme c'est le cas en France.

Le fait de légiférer sur la question peut en effet avoir plusieurs avantages, notamment dans le cas du Luxembourg :

- S'assurer que le déploiement se fera dans un temps imparti permettant de respecter la directive européenne ;
- Permettre aux GRD de justifier leurs investissements comme réponse à une obligation légale et non comme une initiative propre. L'assurance de la rémunération des investissements de déploiement devra également être réglée avec l'Institut Luxembourgeois de Régulation.
- Inciter les GRD à adopter une approche apportant le meilleur rapport coûts-bénéfices pour le pays ;
- Fixer le cadre approprié pour garantir la confidentialité des données de comptage et le respect de la vie privée des consommateurs, s'il apparaissait que les dispositions de la loi modifiée du 2 août 2002 étaient insuffisantes (cela ne semble pas être le cas d'après les premiers échanges avec la CNPD) ou si une obligation réglementaire européenne émergeait des travaux en cours au sein des groupes de travail de l'Union Européenne.