

RAPPORT SUR L'ÉVALUATION ÉCONOMIQUE RELATIVE AUX SYSTEMES INTELLIGENTS DE MESURE EN BELGIQUE

**"CONFORMEMENT AUX ARTICLES 2 DES ANNEXES 1
DES DIRECTIVES 2009/72/CE ET 2009/73/CE"**

Contenu

Contenu.....	1
1 INTRODUCTION GENERALE	9
1.1 Contexte :.....	9
1.2 Cadre institutionnel belge :.....	10
1.3 Distribution du gaz et de l'électricité en BELGIQUE :.....	11
1.4 Mise en œuvre des évaluations économiques :.....	12
1.5 Présentation de ce rapport :.....	13
2 CADRE INSTITUTIONNEL GENERAL.....	17
2.1 Structure de l'Etat	17
2.2 Division des pouvoirs	17
2.2.1 Etat fédéral.....	17
2.2.2 Communautés.....	17
2.2.3 Régions.....	17
2.3 Répartition des compétences, en matière de politique énergétique, entre l'Etat fédéral et les Régions.....	18
2.3.1 Niveau Fédéral.....	18
2.3.2 Niveau Régional.....	18
2.4 Institutions politiques-clé en matière d'énergie.....	19
2.5 Régulateurs de l'énergie.....	19
2.6 Coopération entre l'autorité fédérale et les Régions.....	25
2.6.1 Cadre de concertation Etat-Régions	25
2.6.2 Cadre de concertation entre régulateurs	25
2.7 Politique des prix	25
2.8 Répartition en matière d'obligations de service public (OSP) et de prix maximum social	26
3 CARACTERISTIQUES DU MARCHE BELGE DE L'ENERGIE.....	30
3.1 Profil des réseaux de distributions Belges.....	30
3.2 Modèles du marché.....	33
3.2.1 Socle Fédéral	36
3.2.2 Procédure d'allocation, de réconciliation et de settlement.....	37
3.2.3 Spécificités des réseaux de distribution belges	38
3.3 Règles d'adoption des tarifs.....	39
3.4 Activités des marchés de l'électricité et du gaz	40
3.4.1 Dispositions régionales en matière d'OSP.....	40
3.4.2 Statistiques relatives aux processus du marché.....	48
4 SYNTHESE DES EVALUATIONS TECHNICO-ECONOMIQUES.....	65
4.1 Introduction	65
4.2 Etats des lieux des évaluations régionales.....	66
4.2.1 Cas de la Région Flamande :	66
4.2.2 Cas de la Région Wallonne:	84
4.2.3 Cas de la Région de Bruxelles-Capitale:.....	112

4.3	Synthèse des études menées en BELGIQUE.....	140
5	DESCRIPTION DES MESURES ET PLANS EN RAPPORT AVEC LE DÉPLOIEMENT DES SYSTÈMES INTELLIGENTS DE MESURE.....	145
5.1	Introduction :.....	145
5.2	Cas de la Région flamande:	145
5.2.1	Actions régionales préalables à la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure :.....	145
5.2.2	Actions régionales transversales à la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure :.....	147
5.3	Cas de la Région Wallonne:	148
5.3.1	Actions régionales préalables à la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure :.....	149
5.3.2	Actions régionales transversales à la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure :.....	153
5.4	Cas de la Région de Bruxelles-Capitale (RBC):.....	157
5.4.1	Actions régionales préalables à la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure :.....	158
5.4.2	Actions régionales transversales à la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure :.....	160
5.5	Actions nationales transversales à la mise en œuvre de systèmes intelligents de mesure: 162	
5.5.1	Adaptation du modèle de marché de l'énergie aux compteurs intelligents.....	162
5.5.2	Protection des données à caractère personnel.....	163
6	ANNEXES	166
6.1	Région Flamande.....	166
6.2	Région Wallonne.....	166
6.3	Région de Bruxelles-Capitale	166

CHAPITRE 0 :

SYNTHESE

Par ce rapport, la BELGIQUE, en tant qu'Etat-membre de l'Union Européenne, répond à la demande de la Commission Européenne formulée dans la Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE et dans la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE.

En effet, ces Directives définissent des missions confiées aux Etats membres ou aux autorités compétentes qu'ils désignent et relatives au développement des systèmes intelligents de mesure.

Il s'agit, plus précisément, de subordonner la mise en œuvre de systèmes intelligents de mesure à une évaluation économique à long terme dont les conclusions devraient être rendues avant le 3 septembre 2012.

En effet, le paragraphe 2 de l'annexe 1 de ces Directives stipule notamment que : « *Les États membres veillent à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité. **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.*

*Cette évaluation a lieu au plus tard le **3 septembre 2012** ».*

En outre, la Commission Européenne, a publié le 9 mars 2012, une recommandation relative à la préparation de l'introduction des systèmes intelligents de mesure dans laquelle elle estime qu'il serait profitable de recommander aux États membres et aux autorités réglementaires un ensemble d'exigences fonctionnelles minimales communes applicables aux compteurs intelligents. Ces exigences minimales ont été formulées après examen des premières analyses des coûts et avantages qui ont été réalisées par 11 États membres dont la BELGIQUE.

En effet, la BELGIQUE a été précurseur en la matière par la réalisation des premières évaluations technico-économiques, au niveau de l'Union Européenne, relatives au déploiement des systèmes intelligents de mesure.

Ces évaluations ont été décrites dans ce rapport avec un haut niveau de détails et par souci de transparence, les rapports complets de ces études, tels que remis par les bureaux d'étude, qui ont conduit les évaluations économiques, ont été annexés à ce rapport.

En outre, ce rapport décrit aussi le cadre institutionnel de l'Etat Belge qui règle la répartition des compétences en matière de politique énergétique entre l'Etat fédéral et les Régions de BELGIQUE.

En effet, pour des raisons liées à la structure de l'Etat Belge, les études menées en BELGIQUE ont été conduites par les trois Régions, chacune pour le territoire qui la concerne. Il s'agit de la Région Flamande, de la Région Wallonne et de la Région de Bruxelles-Capitale.

La répartition des compétences, au sein des institutions de l'Etat Belge, permet, en effet, aux trois Régions d'exercer, de manière autonome, leur politique énergétique notamment pour la distribution du gaz et de l'électricité au moyen de réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 70 kV, les sources d'énergies renouvelables à l'exception de celles liées à l'énergie nucléaire et l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Les autorités respectives des trois Régions de BELGIQUE ont désigné, chacune pour ce qui la concerne, le régulateur régional exerçant ses compétences dans leur Région respective pour veiller à la mise en œuvre de l'évaluation visée par les Directives susmentionnées. Il s'agit du VREG pour la Région Flamande, de la CWaPE pour la Région Wallonne et de BRUGEL, en collaboration avec l'IBGE, pour la Région de Bruxelles-Capitale.

Pour rappel, la BELGIQUE dispose aussi d'un régulateur fédéral pour l'énergie qui exerce ses compétences dans les matières qui relèvent, dans le cadre institutionnel belge, de la compétence de l'Etat fédéral.

Avant d'évaluer les coûts et les avantages du déploiements de compteurs intelligents, les autorités désignées pour mener les études visées par les Directives précitées, ont intégré, chacune pour la Région qui la concerne, les conditions locales de son marché régional, dans la définition du modèle de système intelligent de mesure à analyser. La prise en compte de ces conditions locales a été guidée par le souci de prospecter des modèles de compteurs intelligents les moins coûteux pour le marché dans son ensemble et pour le consommateur pris individuellement.

Ceci explique les différences de choix des modèles et des scénarios de déploiement analysés dans les trois Régions de BELGIQUE. Les résultats obtenus doivent donc être analysés dans leur contexte régional et incitent à une lecture prudente avant de tirer des conclusions pour la BELGIQUE.

Les résultats obtenus indiquent que **les conditions impliquant la mise en œuvre, en BELGIQUE, des systèmes intelligents de mesure à hauteur de 80% en 2020 ne sont pas rencontrées**. En effet, comme mentionné précédemment, les Directives européennes prévoient de subordonner la mise en œuvre de ces systèmes à une évaluation positive des impacts économiques pour le marché dans son ensemble et pour le consommateur pris individuellement.

D'autres conditions essentielles à la généralisation de ces compteurs à l'horizon de 2020 doivent être vérifiées et dont certaines dépendent de l'efficacité des actions menées au niveau européen, notamment pour les travaux de normalisation et d'interopérabilité des systèmes.

Par ailleurs, les autorités compétentes dans chaque Région, chacune pour le territoire qui la concerne, ont lancé et annoncé plusieurs mesures et plans au profit de la participation active des consommateurs dans les marchés de la fourniture d'électricité et du gaz. Ces actions sont directement ou indirectement liées aux systèmes intelligents de mesure mais toutes poursuivent les objectifs dits de triple 20 fixés par la Commission Européenne.

A l'issue de la première phase du projet d'essai relatif aux compteurs intelligents, baptisé Proof of Concept, la Région Flamande poursuit sa voie avec la mise en œuvre d'un projet pilote consistant en un test à plus grande échelle. Ce test porte sur l'installation de 50.000 compteurs intelligents répartis sur l'ensemble du territoire de la Flandre. Ce projet pilote n'est toutefois pas limité à un simple test technique et logistique. Outre les processus internes des gestionnaires de réseaux, il convient également de réexaminer les processus de marché. Une révision qui requiert une interaction et une discussion avec les fournisseurs d'énergie, notamment dans le but de revoir les protocoles de communication. Par ailleurs, cette deuxième phase du projet d'essai peut et doit également être utilisée afin d'obtenir de plus amples informations sur les coûts et les avantages du compteur intelligent.

Des efforts sont en outre déployés en vue de rendre les réseaux plus intelligents. Des indicateurs ont été définis afin de contrôler la transition du réseau existant vers un réseau intelligent. Il est également procédé à une étude sur la façon de mieux harmoniser le développement du réseau et l'implantation de systèmes de production d'électricité décentralisés. En vérifiant, d'une part, à quels endroits du réseau il reste de la capacité et, d'autre part, quels sont les endroits intéressants pour les diverses formes de production d'énergie renouvelable, les investissements dans le réseau et l'implantation des projets d'investissement pourront se faire de façon plus judicieuse.

Enfin, à certains endroits, les réseaux devront être élargis et renforcés mais aussi mieux utilisés. C'est pourquoi le VREG a, en concertation avec toutes les parties intéressées, établi un plan d'action qui devrait, à terme, optimiser l'utilisation des réseaux. Ce plan d'action inclut plusieurs principes qui devront être peaufinés dans le courant de l'année prochaine.

Le suivi en est assuré au sein de l'actuelle Plate-forme stratégique Réseaux et compteurs intelligents, qui comprend des représentants de toutes les parties concernées : gestionnaires de réseaux, fournisseurs, producteurs d'énergie, organisations d'entreprises et acheteurs (dont les organisations de consommateurs et les associations de lutte contre la pauvreté), toutes les entités concernées au sein des pouvoirs publics flamands, la Commission pour la Protection de la vie privée, les universités et centres de recherche, ...

Au-delà de l'évaluation économique suggérée par la Directive Européenne 2009/72/CE, la Région Wallonne mène également divers projets et études en rapport avec les systèmes intelligents de mesure. En termes d'actions préalables au déploiement des compteurs intelligents, un scénario de déploiement segmenté a été étudié par la Région Wallonne. Les opérateurs du réseau de distribution ont également mené divers projets à finalité technico-économique. A ce stade, les études se poursuivent et les orientations en matière de déploiement segmenté des compteurs intelligents ne sont pas encore arrêtées.

De manière complémentaire aux compteurs intelligents, le thème des réseaux intelligents fait l'objet d'une attention particulière en Région Wallonne, compte tenu des objectifs ambitieux qu'elle s'est fixée en matière d'intégration au réseau de productions vertes décentralisées, comme illustrée au chapitre 3 de ce rapport (point 3.4.1.1.5 comparaison des systèmes de promotion). Un groupe de réflexion dédié aux réseaux électriques durables et intelligents a été constitué, qui a remis ses conclusions en début 2012 portant sur les priorités en vue du développement de ces réseaux. Dans la continuité de cette initiative stratégique, un appel à projet de recherche a été mis sur pied, baptisé Reliable.

La Région de Bruxelles-Capitale, au regard des spécificités de son marché de l'énergie a prévu notamment, via les plans d'investissements du réseau de distribution, un ensemble d'actions en rapport avec les compteurs intelligents ou transversaux à ceux-ci. Il s'agit d'augmenter le niveau de préparation du GRD Bruxellois, via un projet pilote de tests grandeur nature des fonctionnalités avancées des compteurs intelligents et d'équiper certains utilisateurs (industriels et commerciaux) de compteurs télérelevés (index ou courbes de charges). La consommation d'électricité et de gaz des utilisateurs concernés par ces compteurs télérelevés devrait atteindre, respectivement pour l'électricité et le gaz, 55% et 35% de la consommation totale sur le réseau de distribution de la Région de Bruxelles-Capitale.

A l'instar des autres Régions de BELGIQUE, une analyse d'impact sur la protection des données obtenues par les compteurs intelligents devrait être menée pour la Région de Bruxelles-Capitale. Cette analyse pourrait être réalisée par le gestionnaire et les parties prenantes afin de réunir toutes les informations nécessaires pour prendre les mesures de protection adéquates en cas de déploiement, en Région de Bruxelles-Capitale, des systèmes intelligents de mesure. Le cas échéant, ces mesures pourraient faire l'objet d'un suivi et être réexaminées tout au long du cycle de vie du compteur intelligent.

Pour mener cette analyse, le Région de Bruxelles-Capitale recommande au gestionnaire et aux parties prenantes de tenir compte du modèle d'analyse de l'impact sur la protection des données qui sera élaboré par la Commission Européenne et soumis pour avis au groupe de protection des personnes à l'égard du traitement des données à caractère personnel à l'horizon de mars 2013.

Au niveau national, d'autres actions ont été aussi initiées, aux bénéfices des trois Régions, et qui consiste en la mise en œuvre d'une adaptation du fonctionnement du marché afin d'intégrer les compteurs intelligents. Ce projet est en cours d'analyse et de concertation entre les opérateurs du marché d'une part et entre ces opérateurs et les régulateurs d'autre part. Dans ce cadre, les parties prenantes comptent mener des réflexions sur les moyens de protection des données à caractère personnel et sur le rôle et les responsabilités des différents acteurs relatifs au respect de la vie privée de l'utilisateur final. Ce travail de réflexion devrait être mené en concertation avec la Commission de Protection de la Vie Privée pour définir les dispositions nécessaires à la protection de ces données.

CHAPITRE 1 :

INTRODUCTION GENERALE

1 INTRODUCTION GENERALE

Ce rapport est remis par l'Etat Belge à la Commission Européenne en vertu de la Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE et de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE.

1.1 Contexte :

La BELGIQUE en tant qu'Etat-membre fondateur et précurseur de l'Union Européenne a naturellement transposé les Directives précitées en droit belge, aux niveaux fédéral et régional, conformément aux règles de partage de compétences en matière d'énergie au sein de l'Etat Belge.

Ces Directives, qui s'inscrivent dans le cadre de l'impulsion européenne pour la promotion de l'efficacité énergétique et du développement d'un marché européen harmonisé, assigne des objectifs généraux pour le développement des systèmes intelligents de mesure et définissent des missions confiées aux Etats membres ou aux autorités compétentes qu'ils désignent.

Plus particulièrement, ces Directives autorisent les Etats-membres de subordonner la mise en œuvre de systèmes intelligents de mesure à une évaluation économique à long terme dont les conclusions doivent être rendues avant le 3 septembre 2012.

En effet, le paragraphe 2 de l'annexe 1 de ces Directives stipule notamment que : « *Les États membres veillent à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité. **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.*

*Cette évaluation a lieu au plus tard le **3 septembre 2012** ».*

Dans ce contexte, la BELGIQUE a été précurseur en la matière par la réalisation, au niveau de l'Union Européenne, des premières évaluations technico-économiques relatives aux déploiements des systèmes intelligents de mesure. En effet, la BELGIQUE faisait partie des 11 premiers Etats européens à avoir mené des évaluations pour la mise en œuvre de ces systèmes. La BELGIQUE a, ainsi, contribué, par la participation au sondage réalisé par la Commission Européenne, à la définition des fonctionnalités minimales adoptées dans sa recommandation (2012/148/CE) du 9 mars 2012. La Commission a, en effet, l'intention de

s'appuyer sur cette recommandation pour examiner les évaluations économiques qui lui seront communiquées par les Etats-membres.

1.2 Cadre institutionnel belge :

Dans le cadre des missions définies par les Directives précitées, la BELGIQUE a, en effet, conduit, à travers ses trois Régions, plusieurs études d'évaluation économiques visées par l'annexe I de ces Directives.

En effet, pour des raisons liées à la structure de l'Etat Belge et à la répartition des compétences, en matière de politique énergétique, entre l'Etat fédéral et les Régions, les études menées en BELGIQUE ont été conduites par les trois Régions, chacune pour le territoire qui la concerne. Il s'agit de la Région Flamande, de la Région Wallonne et de la Région de Bruxelles-Capitale.

La répartition des compétences entre l'Etat fédéral et les Régions est synthétisée ci-après :

Au niveau fédéral, les matières liées à l'énergie relèvent des compétences du Secrétaire d'Etat à l'Environnement, à l'Energie et à la Mobilité, et du Ministre de l'Economie, des Consommateurs et de la Mer du Nord pour ce qui concerne les aspects prix, tarifs, protection des consommateurs et l'off-shore. La Direction Générale Energie du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie est l'administration clé pour le développement et l'implémentation de la politique énergétique.

Au niveau régional la conception d'une politique énergétique est de la responsabilité des ministres sectoriels et des administrations compétentes : le Ministre chargé du Développement Durable et de la Fonction Publique en Wallonie, le Ministre chargé de l'Energie, du Logement, des Villes et de l'Economie Sociale en Flandre et du Ministre de l'Environnement, de l'Energie, de la Rénovation urbaine, et de l'Aide aux personnes à Bruxelles.

D'autres institutions ont aussi une compétence pour ce qui est des systèmes intelligents de mesure, dont :

- la Direction générale « Qualité et Sécurité » du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie pour ce qui est de la métrologie,
- la Commission de la Protection de la Vie Privée créée par la Loi du 08/12/1992 relative à la protection de la vie privée à l'égard des traitements de données à caractère personnel,
- la Direction générale « Télécommunications et Société de l'Information » du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie pour ce qui est des technologies de l'information et de la communication,
- le Conseil de la Concurrence,
- la Direction Contrôle et Médiation,
- le Service de Médiation.

1.3 Distribution du gaz et de l'électricité en BELGIQUE :

Le cadre institutionnel belge mentionné dans le paragraphe précédent, permet, en effet, aux trois Régions d'exercer, de manière autonome, leur politique énergétique notamment pour la distribution du gaz et électricité au moyen de réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 70 kV, les sources d'énergies renouvelables à l'exception de celles liées à l'énergie nucléaire et l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Pour illustrer le niveau de distribution de gaz et d'électricité dans chaque Région, les tableaux ci-après donnent la répartition entre ces Régions de la consommation totale et du parc de compteurs installés en BELGIQUE dans les marchés de l'électricité et du gaz.

Tableau 1: la répartition par Région de la consommation en électricité et du parc des compteurs électriques

Régions de BELGIQUE	Consommation ¹		Parc des compteurs ²	
	TWh	% de la consommation de la BELGIQUE	Nombre de compteurs	% du parc des compteurs de la BELGIQUE
Flandre	37,77	62,48	3.236.971	57,45
Wallonie	17,60	29,09	1.776.613	31,53
Bruxelles³	05,09	08,43	620.378	11,01

¹ Consommation prélevée sur le réseau de distribution et ne tient pas compte de la consommation des utilisateurs raccordés au réseau de transport de plus de 30kV.

² Compteurs actifs des utilisateurs du réseau de distribution. Le terme actif désigne l'enregistrement d'un fournisseur sur le compteur.

³ La Région de Bruxelles-Capitale.

Tableau 2: la répartition par Région de la consommation en gaz et du parc des compteurs gaz

Régions de BELGIQUE	Consommation ⁴		Parc des compteurs ⁵	
	TWh	% de la consommation de la BELGIQUE	Nombre de compteurs	% du parc des compteurs de la BELGIQUE
Flandre	55,94	65,11	1.896.180	63,84
Wallonie	21,10	24,56	656.730	22,11
Bruxelles	08,88	10,24	417.298	14,05

1.4 Mise en œuvre des évaluations économiques :

C'est dans le cadre institutionnel évoqué précédemment que les autorités respectives des trois Régions de BELGIQUE ont désigné, chacune pour ce qui la concerne, le régulateur régional exerçant ses compétences dans leur Région respective pour veiller à la mise en œuvre de l'évaluation visée par les Directives susmentionnées. Il s'agit du VREG pour la Région Flamande, de la CWaPE pour la Région Wallonne et de BRUGEL, en collaboration avec l'IBGE, pour la Région de Bruxelles-Capitale.

Pour rappel, la BELGIQUE dispose aussi d'un régulateur fédéral pour l'énergie qui exerce ses compétences dans les matières qui relèvent, dans le cadre institutionnel belge, de la compétence de l'Etat fédéral.

Le tableau 1 ci-après présente un récapitulatif des différentes études d'évaluation économiques menées, pour les marchés de l'électricité et du gaz, en BELGIQUE.

⁴ Consommation prélevée sur le réseau de distribution de gaz.

⁵ Compteurs actifs des utilisateurs du réseau de distribution.

Tableau 3: liste des études d'évaluation économiques menées en Belgique.

Région de BELGIQUE	Organisme commanditaire	Description	Bureau d'étude	Année de réalisation	Références dans le rapport
Flandre	VREG	- Analyse de faisabilité technique ; - Analyse Coûts et Avantages (ACA) - Impact environnemental et social.	KEMA ⁶	2008 et 2011/2012	Chap. 4 et annexe 1
Wallonie	CWaPE	- Analyse de faisabilité technique ; - Analyse Coûts et Avantages (ACA) - Impact environnemental et social.	CAPGEMINI ⁷	2011/2012	Chap. 4 et annexe 2
Bruxelles⁸	BRUGEL	- Analyse de faisabilité technique ; - Analyse Coûts et Avantages (ACA).	CAPGEMINI	2010/2011	Chap. 4 et annexe 3
	IBGE	- Impact environnemental et social.	PwC	2011/2012	Chap. 4 et annexe 4

1.5 Présentation de ce rapport :

Compte tenu du cadre institutionnel belge et des répartitions de compétences qui en découlent, ce rapport a été élaboré par un organisme de concertations Etat-Régions dénommé « CONCERE/ENOVER ».

⁶ Bureau d'étude hollandais. www.kema.com

⁷ Capgemini Consulting: www.capgemini.com/consulting.

⁸ La Région de Bruxelles-Capitale a confié au régulateur "BRUGEL" le soin de mener l'étude technico-économique et à l'institut bruxellois de l'environnement "IBGE" l'étude sur l'impact environnemental et social.

En effet, le Gouvernement fédéral et les trois Gouvernements régionaux ont créé cet organisme formel pour les pourparlers concernant les domaines énergétiques. Son rôle consiste à la fois en un échange mutuel d'informations et en la préparation de positions concertées cohérentes notamment dans les dossiers européens et internationaux. Des réunions mensuelles plénières sont organisées et CONCERE/ENOVER dispose de plusieurs groupes de travail thématiques. Dans sa réunion plénière du 9 juillet 2012, l'organisme CONCERE/ENOVER a approuvé ce rapport.

Pour permettre à la Commission Européenne d'intégrer dans son analyse de ce rapport le contexte institutionnel et la répartition des compétences en matière de politique énergétique entre l'Etat-fédéral et les Régions, l'organisme CONCERE/ENOVER a adopté la structure du rapport présentée par la figure 1 ci-après.

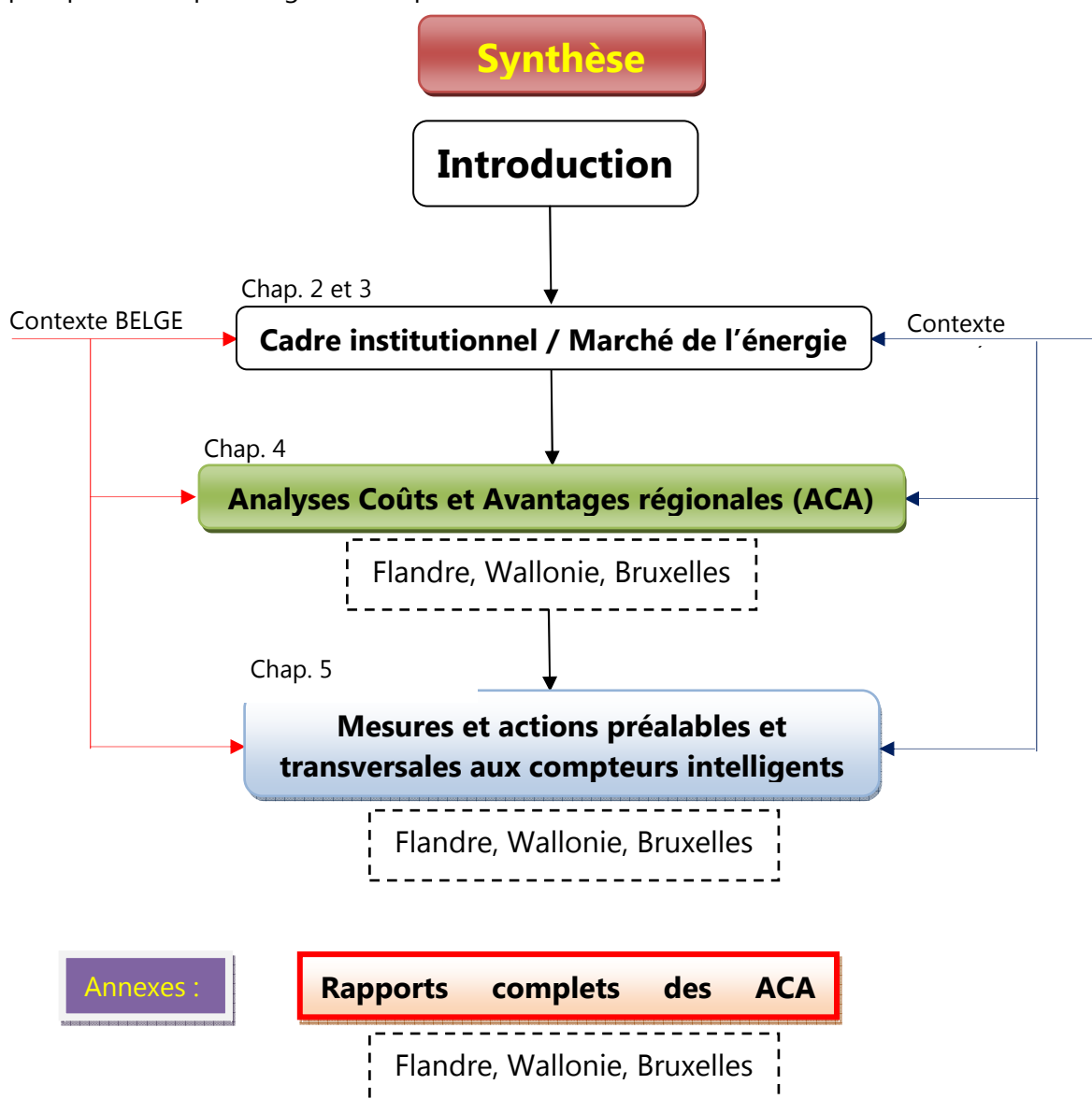


Figure 1: présentation schématique du rapport

Ce rapport est ainsi scindé en 5 chapitres dont cette introduction générale. Les chapitres 2 et 3 présentent successivement le cadre institutionnel belge qui règle, entre autres, la répartition de compétences en matière de politique énergétique et, le marché belge de l'énergie qui évolue dans le nouveau contexte européen de la libéralisation de l'énergie.

Le chapitre 4 décrit la méthodologie et les résultats des études réalisées dans chacune des trois Régions de BELGIQUE. Ces études, réalisées suivant les orientations des Directives susmentionnées, intègrent les conditions locales, dans chaque Région concernée, dans la définition du modèle de système intelligent de mesure analysé.

Outre les évaluations économiques menées au niveau de chaque Région, ce rapport décrit, dans son chapitre 5, les principaux mesures et plans, mis en œuvre ou envisagés, au niveau national et dans les trois Régions de BELGIQUE. Ces actions sont directement ou indirectement liées aux systèmes intelligents de mesure mais toutes poursuivent les objectifs dits de triple 20 fixés par la Commission Européenne.

Les rapports complets de ces études, tels que remis par les bureaux d'étude qui ont conduit les évaluations économiques sont annexés à ce rapport.

CHAPITRE 2 :

CADRE INSTITUTIONNEL BELGE

2 CADRE INSTITUTIONNEL GENERAL

2.1 Structure de l'Etat

Depuis son accession à l'indépendance, en 1830, la Belgique a progressivement évolué vers une structure fédérale, à l'occasion de cinq réformes de l'Etat, intervenues en 1970, 1980, 1988-1989, 1993 et 2001. Le pays est géré par les institutions fédérales, mais également par les instances de deux autres niveaux de pouvoir, qui exercent, de manière autonome, leurs compétences dans les matières qui leur sont propres. Ces deux niveaux de pouvoir sont la communauté, fondée sur la langue et la culture, et la région, axée sur l'économie et le territoire. Comme la Belgique compte trois langues officielles, il y correspond trois communautés : la Communauté flamande, la Communauté française et la Communauté germanophone. Quant aux régions, elles sont aussi au nombre de trois : la Région flamande, la Région de Bruxelles-Capitale et la Région wallonne. Notons que la Communauté flamande et la Région flamande ont été fusionnées.

2.2 Division des pouvoirs

2.2.1 Etat fédéral

L'Etat fédéral conserve les compétences qui n'ont pas été attribuées par la loi aux régions ou aux communautés, dans des domaines qui ont trait à l'intérêt général de tous les Belges : les affaires étrangères, la défense nationale, la justice, les finances, la sécurité sociale... En outre, il assume des compétences qui lui sont expressément attribuées par la loi, sous forme d'exceptions, au sein des matières communautaires et régionales, dont entre autres : les établissements culturels et scientifiques fédéraux, la sécurité de la chaîne alimentaire, les entreprises publiques autonomes fédérales (par exemple, la Société nationale des Chemins de fer belges, La Poste), une partie de compétences en matière d'énergie...

2.2.2 Communautés

Les principales compétences des communautés sont l'enseignement, la culture, la santé, l'aide aux personnes, et l'emploi des langues.

2.2.3 Régions

Les principales compétences des régions sont l'aménagement du territoire, l'environnement, le logement, les travaux publics, la politique économique régionale, les transports...

2.3 Répartition des compétences, en matière de politique énergétique, entre l'Etat fédéral et les Régions

2.3.1 Niveau Fédéral

L'Etat fédéral est compétent « pour les matières dont l'indivisibilité technique et économique requiert une mise en œuvre homogène sur le plan national », à savoir,

- le plan d'équipement national du secteur de l'électricité ;
- le cycle du combustible nucléaire ;
- les grandes infrastructures de stockage, le transport et la production de l'énergie ;
- les tarifs⁹;
- les prix ;
- la protection des consommateurs (y compris l'accord sectoriel "Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz" ¹⁰).

2.3.2 Niveau Régional

- la distribution et le transport local d'électricité au moyen de réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 70000 volts ;
- la distribution publique du gaz ;
- l'utilisation du grisou et du gaz de hauts fourneaux ;
- les réseaux de distribution de la chaleur à distance ;
- la valorisation des terrils ;
- les sources nouvelles d'énergie à l'exception de celles liées à l'énergie nucléaire ;
- la récupération d'énergie par les industries et autres utilisateurs ;
- l'utilisation rationnelle de l'énergie.

⁹ Le délai de transposition des Directives 2009/72/CE (électricité) et 2009/73/CE (gaz) a expiré le 3 mars 2011. L'Etat Belge a transposé ces directives par la loi du 8 janvier 2012. Les articles 12quater,§2 de la loi électricité et 15/5quinquies,§2 de la loi gaz offrent à la CREG la possibilité de prendre toute mesure transitoire qu'elle juge opportune suite à la mise en œuvre de la loi du 8 Janvier 2012 relative à l'adoption de la méthodologie tarifaire en application de l'article 12 bis de la Loi sur l'électricité et de l'article 15/5ter de la loi sur le gaz.

¹⁰ L'accord sectoriel "Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz" acté par le ministre ayant la protection de la consommation dans ses attributions, d'une part, et les principaux fournisseurs d'électricité et de gaz présents sur le marché belge, d'autre part, le 28 septembre 2004 et tel qu'amendé le 9 mars 2006 et le 11 juin 2008, prévoit de nombreuses mesures en vue de la protection des consommateurs de gaz naturel et d'électricité."

2.4 Institutions politiques-clé en matière d'énergie

Au niveau fédéral, les matières liées à l'énergie relèvent des compétences du Secrétaire d'Etat à l'Environnement, à l'Energie et à la Mobilité, et du Ministre de l'Economie, des Consommateurs et de la Mer du Nord pour ce qui concerne les aspects prix, tarifs, protection des consommateurs et l'off-shore. La Direction Générale Energie du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie est l'administration clé pour le développement et l'implémentation de la politique énergétique.

Au niveau régional la conception d'une politique énergétique est de la responsabilité des ministres sectoriels et des administrations compétentes : le Ministre chargé du Développement Durable et de la Fonction Publique en Wallonie, le Ministre chargé de l'Energie, du Logement, des Villes et de l'Economie Sociale en Flandre et du Ministre de l'Environnement, de l'Energie, de la Rénovation urbaine, et de l'Aide aux personnes à Bruxelles.

D'autres institutions ont aussi une compétence pour ce qui est des systèmes de mesure intelligents, dont :

- la Direction générale « Qualité et Sécurité » du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie pour ce qui est de la métrologie
- la Commission de la Protection de la Vie Privée créée par la Loi du 08/12/1992 relative à la protection de la vie privée à l'égard des traitements de données à caractère personnel
- la Direction générale « Télécommunications et Société de l'Information » du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie pour ce qui est des technologies de l'information et de la communication,
- le Conseil de la Concurrence
- la Direction Contrôle et Médiation
- le Service de Médiation

2.5 Régulateurs de l'énergie

Jusqu'en 1999, le marché belge de l'électricité se caractérisait par une situation de quasi-monopole verticalement intégré incluant la production, le transport, la distribution et la fourniture. Un arbitrage public était assuré par le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz naturel, qui regroupait les représentants des entreprises de production et de distribution d'électricité, des consommateurs, des partenaires sociaux et du gouvernement, en vue de déterminer les règles du marché sur une base consensuelle. Une planification des investissements (appelée « plan d'équipement ») en moyens de production et de grand transport d'énergie électrique était réalisée par le Comité de gestion des entreprises d'électricité (rassemblant les entreprises de production, de transport et de distribution de l'électricité), dans une perspective d'optimisation économique à long terme.

Depuis 1999, le marché belge de l'électricité connaît des transformations profondes, fruits de la mise en œuvre de la libéralisation amorcée par l'Union européenne. Comme, en Belgique, l'énergie est une matière en partie régionalisée, la transposition en droit belge des directives européennes a donné naissance à quatre législations et quatre autorités de régulation indépendantes.

Les étapes du processus de libéralisation du marché de l'électricité dans les trois régions de la Belgique

Composante de l'Etat	Législation principale	Autorité de régulation
Etat fédéral	Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, telle que finalement modifiée par la loi du 8 janvier 2012 portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la Loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations, Loi du 8 janvier 2012 modifie la loi du 29 avril 1999 concernant l'organisation du marché de l'électricité et la loi du 12 avril 1965 concernant le transport de produits gazeux et autres par canalisations	Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG)
Région de Bruxelles-Capitale	Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale Ordonnance du 1 ^{er} avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale	Commission de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale (BRUGEL)
Région flamande	Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid [citeeropschrift: "het Energiedecreet van 08.05.2009].	Vlaamse Regulator van de Elektriciteit- en Gasmarkt (VREG)
Région wallonne	Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité. Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.	Commission wallonne pour l'énergie (CWaPE)

Le régulateur fédéral pour l'énergie est la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), qui a reçu les missions et compétences, notamment, de contrôler le respect par les GRT et les gestionnaires de stockage de gaz naturel et d'installation de GNL des règles régissant l'accès des tiers, de leur obligations en matière de dissociation, des mécanismes d'équilibrage, de la gestion de congestion (au niveau de transmission) et de la gestion des interconnexions, d'approuver les documents visés par le Règlement Technique, notamment en

ce qui concerne les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport d'électricité et de gaz, d'émettre un avis sur le plan de développement, de contrôler l'exécution de celui-ci, et de fournir une analyse la cohérence de ce plan avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté, en y incluant le cas échéant, des recommandations en vue de modifier le plan de développement établi par le gestionnaire du réseau.

La CREG a également pour mission de contrôler le bon fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz, et, en concertation avec le GRT, de fixer la méthodologie tarifaire applicable pour le raccordement et l'utilisation ainsi que, le cas échéant, les services auxiliaires applicables pour le réseau de transport et les réseaux ayant une fonction de transport (à savoir les réseaux régionaux et locaux ayant une tension nominale comprise entre 30 et 70 kV). La CREG, en concertation avec le GRD, fixe aussi la méthodologie tarifaire applicable pour le raccordement et l'utilisation ainsi que, le cas échéant, les services auxiliaires applicables pour le réseau de distribution. La CREG est ainsi compétente pour l'approbation des propositions tarifaires des gestionnaires des réseaux de transmission ou distribution. Les frais de fonctionnement de la CREG sont couverts par les cotisations fédérales sur l'électricité et le gaz naturel (qui assurent le financement de divers fonds organisés par la CREG).

La CREG est également compétente pour constater les comportements non transparents dans le cadre de « comportements anticoncurrentiels ou de pratiques commerciales déloyales ayant un effet susceptibles d'avoir un effet sur un marché de l'électricité performant en Belgique ».

La CREG est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité (par exemple, lors de désignation de gestionnaire de réseau, durant la procédure d'autorisation de licence pour la construction de nouvelles installations de production d'électricité), d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements y relatifs, d'autre part. La CREG surveille, entre autres, la sécurité et la fiabilité du réseau, le degré de transparence, y compris des prix de gros, veille au respect des obligations de transparence par les entreprises d'électricité, surveille le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture du marché et de concurrence pour les marchés de gros et de détail, y compris pour les bourses d'échanges d'électricité et surveille les distorsions ou restrictions de concurrence éventuelles, en communiquant toutes les informations utiles et en déférant les affaires qui le justifient au Conseil de la concurrence. La coopération de la CREG avec l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER), avec les autorités de régulation des autres Etats-membres de l'Union Européenne, ainsi qu'au niveau belge, avec les régulateurs régionales, est agrandi. Les pouvoirs de la CREG sont renforcés en matière d'accès et d'obtention de l'information qui lui sont nécessaires pour l'exercice de ses missions. La CREG est tenue de motiver et justifier pleinement ses décisions afin d'en permettre le contrôle juridictionnel.

Chaque région a également sa propre institution régulatrice : le Régulateur flamand pour les marchés de l'Electricité et du Gaz (VREG), la Commission Wallonne pour l'Energie (CWAPE) et la Commission de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale (BRUGEL). Les trois régulateurs régionaux sont responsables pour une série de tâches.

VREG

Le VREG a notamment pour tâches :

- de contrôler si les fournisseurs et gestionnaires de réseau respectent la législation flamande en matière d'énergie ;
- de réguler l'accès au réseau de distribution et son utilisation ;
- de traiter les plaintes, de servir d'intermédiaire et de trancher les litiges ;
- d'attribuer les certificats verts et de cogénération, et d'en permettre le négoce ;
- de conseiller et de communiquer au sujet d'événements importants survenant sur le marché de l'énergie ;
- de surveiller le marché ;
- de fournir des informations pertinentes sur le marché de l'énergie en Région flamande :
 - sur les possibilités du marché libéralisé de l'énergie ;
 - sur le déplacement de l'énergie ;
 - sur les raccordements ;
 - sur la consommation et les relevés de compteurs ;
 - sur les éléments de prix et la facture d'énergie ;
 - sur l'électricité verte et la cogénération ;
 - sur les panneaux solaires ;
- de proposer en ligne et par téléphone une comparaison des fournisseurs (le V-TEST) aux ménages, aux isolés, aux indépendants, aux professions libérales et aux PME ;
- de délivrer des autorisations de fourniture aux fournisseurs sur le marché libre de l'énergie ;
- d'agréer et de désigner les gestionnaires du réseau de distribution ;
- de rédiger le règlement technique pour la distribution (pour l'accès au réseau d'électricité et de gaz naturel, et la gestion de son extension) ;
- d'émettre des certificats verts ;
- d'exercer un contrôle sur l'exécution des obligations de service public (tant sociales et écologiques que techniques).

CWaPE

La Commission wallonne pour l'Energie est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés régionaux de l'électricité et du gaz, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des décrets et arrêtés y relatifs, d'autre part.

Entre autres, la CWaPE :

- donne des avis motivés et soumet des propositions dans les cas prévus par les décrets ou leurs arrêtés d'exécution ;
- d'initiative ou à la demande du ministre ou du Gouvernement wallon, effectue des recherches et des études relatives au marché de l'électricité ;
- élabore le règlement technique en concertation avec les gestionnaires de réseaux et en contrôle l'application ;
- contrôle l'exécution du plan d'adaptation par les gestionnaires de réseaux ;

- contrôle le respect des conditions de l'éligibilité des clients ;
- contrôle le respect des conditions des autorisations délivrées pour la construction de nouvelles lignes directes ;
- vérifie le respect des conditions à remplir pour être reconnu "fournisseur vert" ;
- contrôle et évalue l'exécution des obligations de service public ;
- établit la méthode de calcul des coûts réels nets des obligations de service public et vérifie les calculs effectués par chaque entreprise concernée conformément à cette méthodologie ;
- contrôle les quantités d'électricité produites à partir de sources d'énergie renouvelables ou d'installations de cogénération ;
- octroie les certificats verts ;
- détermine le montant des amendes administratives ;
- coopère avec les régulateurs du marché de l'électricité.

Dans le cadre de ses missions, la CWaPE assure également la publication annuelle des rendements des installations de référence de production d'électricité, de chaleur et de froid, ainsi que des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) des installations classiques.

Elle organise un service de conciliation et d'arbitrage pour les différends relatifs à l'accès au réseau et à l'application du règlement technique. Par décret du 17 juillet 2008, le Parlement wallon a également décidé de la mise en place d'un Service régional de Médiation pour l'Energie (SRME) au sein de la CWaPE. Le SRME a débuté ses activités le 1er janvier 2009.

BRUGEL

BRUGEL est le régulateur pour les marchés du gaz et de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

BRUGEL est investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part.

Afin de mener à bien les missions qui lui ont été confiées par les autorités bruxelloises, BRUGEL a défini ses engagements stratégiques :

Garantir un marché de l'énergie performant et équitable

- Contrôler le bon fonctionnement du marché et le maintien d'un « level playing field » pour tous les fournisseurs ;
- Contrôler la mise en œuvre des obligations de service public par les acteurs économiques du marché, en particulier celles visant à protéger le public fragilisé.

Promouvoir le développement efficient et durable des réseaux de distribution et de transport régional du gaz et de l'électricité

- Contrôler les plans d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution du gaz et de l'électricité et gestionnaire du réseau de transport régional d'électricité ;
- Contrôler le respect des règlements techniques par ces mêmes acteurs et s'assurer de leur bonne adéquation avec les réalités du marché ;
- Suivre la qualité des réseaux.

Conseiller de manière qualitative, précise et proactive les autorités sur le marché de l'énergie à Bruxelles

- Faire régulièrement rapport au Parlement bruxellois sur le bon fonctionnement du marché et la protection des consommateurs les plus démunis ;
- Remettre au Gouvernement des avis et recommandations à sa demande ou d'initiative sur les grands enjeux du marché de l'énergie.

Utiliser au mieux notre compétence et notre implication dans le domaine de l'énergie

- Collaborer activement avec les autres régulateurs belges et européens ;
- Consulter toutes les parties prenantes du marché et faciliter le dialogue entre elles ;
- Consolider l'information utile aux différentes parties impliquées.

Etre au service du public

- Informer régulièrement et de manière accessible tous les publics sur leurs droits et devoirs ;
- Recevoir et traiter de la manière la plus efficace possible les plaintes des consommateurs ou des fournisseurs ou à défaut renvoyer celles-ci vers les services compétents ;
- Octroyer dans les délais impartis le statut de client protégé aux personnes en difficulté de paiement.

Participer activement à la bonne mise en œuvre de la politique énergétique de la Région

- Certifier les installations photovoltaïques et de cogénération en Région bruxelloise ;
- Octroyer des « certificats verts » et les labels de garantie d'origine, respectivement mécanisme de soutien à la production et à la consommation d'électricité verte ;
- Rapporter au Parlement et au Gouvernement de la Région sur différents aspects du développement des énergies vertes à Bruxelles.

Pour plus d'informations sur le régulateur bruxellois sont disponibles sur son site : www.BRUGEL.be

2.6 Coopération entre l'autorité fédérale et les Régions

2.6.1 Cadre de concertation Etat-Régions

En 1992 le gouvernement fédéral et les trois gouvernements régionaux ont créé un organisme formel pour les pourparlers concernant les domaines énergétiques, le groupe de concertation, appelé CONCERE/ENOVER Concertation Etat-Régions/Energieoverleg Staat-Gewesten. Son rôle consiste à la fois en un échange mutuel d'informations et en la préparation de positions concertées cohérentes notamment dans les dossiers européens et internationaux. Des réunions mensuelles plénières sont organisées et CONCERE/ENOVER dispose de plusieurs groupes de travail thématiques.

2.6.2 Cadre de concertation entre régulateurs

Etant donné que la Belgique dispose d'un régulateur fédéral et de trois régulateurs régionaux, une procédure de concertation structurelle a été initiée dans le cadre du forum des régulateurs belges (FORBEG). Il s'agit d'une plateforme de discussion volontaire avec une session plénière et différents groupes de travail qui traitent les sujets suivants : les questions techniques, l'information, les plaintes, l'électricité verte, les tarifs et la stratégie. Les présidences des groupes de travail sont réparties entre les régulateurs.

La CREG, en tant que NRA, assume le rôle d'interlocuteur avec la Commission européenne et la nouvelle agence européenne des régulateurs (ACER).

2.7 Politique des prix

Il est prévu que les prix offerts par une entreprise d'électricité doivent être objectivement justifiés par rapport aux coûts de l'entreprise. La CREG apprécie cette relation en comparant notamment les coûts et les prix de ladite entreprise avec les coûts et les prix des entreprises comparables, si possible également au plan international. Si la CREG constate qu'il n'existe pas de relation objectivement justifiée, elle adresse d'initiative au ministre un rapport reprenant ses constatations et les mesures qu'elle recommande. En ce qui concerne les prix et/ou conditions discriminatoires, le Roi peut, sur proposition de la Commission, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, préciser les mesures urgentes que la Commission est autorisée à prendre. En matière des prix, la CREG peut formuler des avis et proposer toute mesure applicable à toutes les entreprises d'électricité actives en Belgique.

Afin de protéger les consommateurs et pour lutter contre la volatilité des prix de l'énergie, un mécanisme de suivi de la modification des prix de la fourniture d'électricité et/ou de gaz naturel des contrats variables à des clients résidentiels et aux PME a été mis en place. Le mécanisme est instauré dans la seule mesure nécessaire à la réalisation de cet objectif de protection des clients résidentiels et des PME est dès lors proportionnel à cet objectif. Le

mécanisme répond aux graves fluctuations des prix constaté sur les marchés belges de l'électricité et du gaz ces dernières années et qui conduisent à une importante inflation. Le mécanisme est également proportionnel en ce qui concerne ses bénéficiaires et est limité dans le temps, conformément aux exigences Européennes.

En pratique cela veut dire que après avis de la CREG et délibération en Conseil des ministres, le ministre fédéral qui a l'économie dans ses attributions peut fixer des prix maximaux pour la fourniture d'électricité à des clients finals et à des clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire (prix maximaux par kWh).

Ces prix maximaux sont fixés de manière à, entre autres, éviter des subsides croisés entre catégories de clients, assurer qu'une partie équitable des gains de productivité résultant de l'ouverture du marché de l'électricité revient de manière équilibrée aux clients résidentiels et professionnels, dont les petites et moyennes entreprises, sous forme d'une baisse des tarifs, orienter progressivement les tarifs appliqués à ces derniers clients sur les meilleures pratiques tarifaires sur le même segment du marché dans les autres Etats membres de l'Union européenne, compte tenu des spécificités du secteur de la distribution, veiller à ce que les consommateurs finaux bénéficient des avantages qui résulteront de la politique d'amortissement pratiquée dans le système régulé, assurer la transparence des termes tarifaires et favoriser les comportements de consommation rationnels.

2.8 Répartition en matière d'obligations de service public (OSP) et de prix maximum social

Pour ce qui concerne l'Etat fédéral, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, après avis de la CREG, le Roi peut imposer aux producteurs, intermédiaires, fournisseurs et gestionnaire du réseau des obligations de service public, notamment en matière de régularité et de qualité des fournitures d'électricité, ainsi qu'en matière d'approvisionnement de clients, de la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique, l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables et la protection du climat pour leurs activités sur le réseau de transport.

Après avis de la CREG, le Roi fixe les critères d'octroi des autorisations des installations de production d'électricité, qui sont nouvelles (à l'exception des installations de production industrielle d'électricité à partir de la fission de combustibles nucléaires qui ne peuvent plus faire l'objet d'autorisations). Ces critères peuvent notamment porter sur des obligations de service public, notamment en matière de régularité et de qualité des fournitures d'électricité.

Par ailleurs, on peut encore mentionner ici l'existence dans la loi électricité du 8 janvier 2012 de règles de conduite pour le demandeur d'une autorisation visant notamment à :

1° éviter des comportements susceptibles de déstabiliser le marché de l'électricité;

2° assurer la transparence des conditions de transaction et de fourniture en spécifiant notamment, dans les factures aux clients finals et dans les documents promotionnels :

- a) la part de chaque source d'énergie dans la totalité des sources d'énergie utilisées par le fournisseur au cours de l'année écoulée, d'une manière compréhensible et telle que ces données soient facilement comparables au niveau du réseau de transport;
- b) l'indication des sources de référence existantes et leur incidence sur l'environnement, au moins en termes d'émissions de CO₂ et de déchets radioactifs.
- c) des informations concernant leurs droits en matière de voies de règlement des litiges à leur disposition en cas de litige.

Des OSP au niveau fédéral couvrent également la protection de la vie privée à l'égard des traitements de données à caractère personnel.

Dans ce cadre, la Commission de la protection de la vie privée a rédigé la recommandation du 15 juin 2011 quant aux principes à respecter pour les smart grids et les compteurs intelligents. Ainsi, la recommandation insiste clairement sur le devoir d'information des personnes concernées, sans toutefois recommander la consultation ou le consentement pour toutes les fonctionnalités des données. Le consentement est par exemple recommandé pour les nouvelles fonctionnalités (avec un haut risque) telles que la fourniture de nouveaux services basés sur les données de smart grid (recommandation 38). Dans tous les cas, la transparence est absolument nécessaire (recommandation 48).

Les OSP dépendent aussi des Régions par exemple, en ce qui concerne l'organisation des marchés de certificats verts, ou encore, en Région flamande, concernant l'existence d' « un quota libre » pour l'électricité, de façon à ce que toutes les familles (non seulement les plus précarisées) puissent obtenir une quantité gratuite d'électricité.

La Belgique applique des prix maximaux sociaux d'électricité et de gaz qui sont octroyés à certaines catégories de personnes à revenus modestes ou à situation précaire.

Le prix maximum social est calculé tous les six mois par la CREG. Le tarif social est obtenu en calculant par fournisseur, pour la zone géographique présentant le tarif de distribution le plus bas, à condition qu'au moins 1 % de la population belge vive au sein de cette zone, pour la période de trois mois précédant au calcul du tarif social, le tarif commercial le plus bas. Le calcul du tarif commercial le plus bas se fait sur base des divisions existantes des clients résidentiels.

Ce sont les fournisseurs qui appliquent ce tarif social à la facture du client social. Les fournisseurs perçoivent la différence entre ce tarif social et le prix de référence correspondant à la somme

- d'une composante énergie obtenue en calculant la moyenne des composants énergie des tarifs commerciaux les plus bas des fournisseurs, après retrait des deux valeurs extrêmes; et

- de la composante distribution.

En région wallonne, les entreprises de distribution appliquent également le tarif social aux clients protégés.

D'autre part, les entreprises de distribution assurent l'approvisionnement des clients finals non protégés éligibles dont le contrat de fourniture a été résilié par leur fournisseur, suivant la réglementation régionale. Ils appliquent le tarif maximal en fonction du prix de l'énergie, le tarif de transport, le tarif du réseau de distribution et une marge.

CHAPITRE 3 :

CARACTERISTIQUES DU MARCHE BELGE DE L'ENERGIE

3 CARACTERISTIQUES DU MARCHE BELGE DE L'ENERGIE

3.1 Profil des réseaux de distributions Belges

Les intercommunales de l'énergie, avant la libéralisation du marché de l'énergie, ont été désignées, lors de cette libéralisation, comme gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) pour l'activité 'gestion des réseaux' au niveau de la distribution. En tant que seul opérateur réseau dans une zone d'infrastructure donnée ¹¹, ils ont pour mission de mettre le réseau de distribution à la disposition de tous les fournisseurs et autres utilisateurs du réseau, sans discrimination, à un tarif (pour les utilisateurs du réseau) qui est approuvé par la CREG (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz).

Les régulateurs, constitués par les autorités, veillent à ce que tous les acteurs du marché respectent les règles de fonctionnement fixées pour le marché libre de l'énergie. Ils ont une mission de contrôle et de conseil. Dans ce nouvel environnement, les législateurs européen, fédéral et régional ont attribué un rôle clé aux gestionnaires de réseaux, qui servent de lien entre, d'une part, les différents producteurs, fournisseurs et vendeurs d'énergie nationaux et étrangers et, d'autre part, les consommateurs qui peuvent choisir librement leurs fournisseurs.

Ce rôle est essentiel au bon fonctionnement du marché, à la libre concurrence entre les acteurs du marché et à l'approvisionnement en énergie de tous les consommateurs avec un maximum de fiabilité et d'efficacité. Vu le rôle unique que remplit chaque GRD sur son propre terrain et la mission sociale importante qui y est liée, leur fonctionnement est ancré et régulé légalement, tant au niveau fédéral que régional.

Le gestionnaire du réseau de transmission pour l'électricité, le gestionnaire du réseau de transport pour le gaz naturel et les GRD qui amènent l'électricité et le gaz naturel jusqu'à l'utilisateur final ont chacun des missions très spécifiques et pourtant similaires :

- Ils mettent des réseaux à la disposition de leurs clients auxquels ils leur donnent accès, de manière transparente et non discriminatoire, contre une indemnité juste.
- Ils veillent à un transport sûr, de qualité et fiable de l'énergie au travers de leurs réseaux, et s'assurent de leur bon fonctionnement au prix le plus bas.
- Ils entretiennent et développent ces réseaux et l'infrastructure correspondante pour pouvoir continuer à répondre, aujourd'hui et à l'avenir, aux évolutions et à la croissance de la consommation et de la demande du marché.
- Ils contribuent à l'application de la politique gouvernementale en matière de:
 - o réduction des émissions de gaz à effet de serre

¹¹ On évite ainsi que plusieurs réseaux d'électricité et de gaz soient mis en place simultanément.

- augmentation de la part des sources d'énergies renouvelables dans la production d'électricité
- promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Suivant le troisième paquet sur la libéralisation du marché de l'énergie, ils soutiennent des activités de recherche connexes à l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des gestionnaires de réseaux en Belgique:

TRANSMISSION		
ELIA (électricité)		FLUXYS (gaz naturel)
DISTRIBUTION		
Flandre	Wallonie	Bruxelles
Gaselwest* (E&G)	IDEG (E&G)	Sibelga (E&G)
Iverlek (E&G)	IEH (E) / IGH (G)	
Iveka (E&G)	Interlux (E&G)	
Imewo (E&G)	Sedilec (E&G)	
Imea (E&G)	Simogel (E&G)	
Sibelgas (E&G)	Intermosane* (E)	
Intergem (E&G)	Interest (E)	
= EANDIS	= ORES	
InterEnergia (E&G)	Régie de Wavre (E)	
InfraxWest (E&G)	RESA (E&G)	
IVEG (E&G)	AIESH (E)	
PBE* (E)	AIEG (E)	
= INFRAAX		
* : GRD transfrontaliers		

En 2012, la Belgique compte 24 GRD¹², répartis comme suit entre les différentes Régions: Flandre 11, Wallonie 12 et Bruxelles 1; 3 GRD sont transfrontaliers, ce qui signifie que ces GRD exercent leurs activités tant en Flandre qu'en Wallonie. 16 GRD exercent les deux activités (distribution de gaz et d'électricité) dans la même entreprise, 7 GRD distribuent uniquement de l'électricité et 1 GRD uniquement du gaz naturel.

Tous les GRD se trouvent physiquement à d'autres endroits que les fournisseurs¹³. Les GRD se font connaître auprès du public sous leur nom distinct et en tant qu'entreprise distincte, et ils se présentent auprès du grand public sous le nom de leur société d'exploitation. Tous les GRD sont legally unbundled. Dans cette optique, les comptes publiés par les GRD sont des unbundled accounts. Le legal unbundling est obligatoire en Belgique depuis le début de la libéralisation.

Les GRD ayant pour société d'exploitation commune EANDIS (en Flandre) ou ORES (en Wallonie), ainsi que Sibelga, sont des GRD mixtes, ce qui veut dire que leurs parts se trouvent en partie dans les mains du secteur public (communes et/ou provinces) et en partie dans les mains d'un partenaire privé (Electrabel). La part d'Electrabel dans ces GRD mixtes doit être entièrement supprimée d'ici 2018 pour la Flandre, d'ici 2019 pour la Wallonie et d'ici 2012 pour Bruxelles. Les autres GRD sont des intercommunales pures, dont les parts se trouvent entièrement aux mains d'autorités locales (communes et/ou provinces)¹⁴. En Flandre, il existe 4 GRD purs qui opèrent au sein de la société d'exploitation commune INFRAx.

La longueur totale du réseau de distribution d'électricité en Belgique (somme de tous les chiffres disponibles des GRD, à l'exclusion de l'éclairage public et de la télédistribution spécifique) est de 191.439 km.

En Belgique, ce sont les GRD qui sont propriétaires des compteurs d'électricité et de gaz. Les compteurs de gaz et d'électricité standards sont amortis à concurrence de 30% tandis que le pourcentage d'amortissement des compteurs à budget est de 10%; les compteurs intelligents des projets-pilotes et projets-tests de compteurs intelligents sont aussi amortis à concurrence de 10%. Les relevés annuels de compteurs sont également effectués par le personnel du GRD¹⁵.

En Belgique, la facturation se fait via le fournisseur : le client final ne reçoit qu'une facture qui reprend à la fois les coûts du fournisseur et ceux des gestionnaires de réseaux. Le fournisseur d'énergie règle les frais de réseau avec les gestionnaires de réseaux. Le schéma ci-dessous illustre ce modèle.

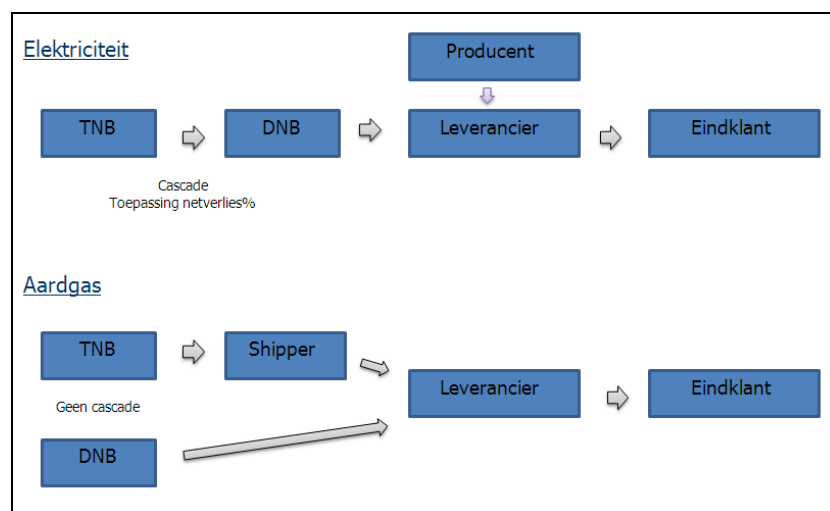
¹² Le 1er janvier 2012, le Gestionnaire du réseau de distribution Brussels Airport NV (dénommé ci-après GRD BA) a été agréé comme gestionnaire du réseau de distribution fermé et l'autorisation pour le réseau de distribution public a été supprimée.

Enexis (avant Intergas) assure la distribution de gaz naturel dans l'enclave belge Baarle Hertog. Le réseau de gaz naturel d'Enexis n'est pas lié physiquement au réseau belge de gaz naturel.

¹³ Les call centers ont aussi été entièrement dédoublés depuis 2007, de sorte qu'il n'y a plus de confusion possible entre le call center des GRD et celui des fournisseurs.

¹⁴ Le réseau énergétique de l'aéroport national est géré par un opérateur privé, le GRD Brussels Airport (GRD BA).

¹⁵ A Bruxelles, c'est une entreprise distincte qui s'en charge.



L'indemnité à laquelle les GRD ont droit est composée des tarifs qui sont facturés aux utilisateurs finaux. Ces tarifs sont évalués par le régulateur fédéral, la CREG, et doivent répondre aux 3 principes européens suivants : transparence, reflet des coûts et caractère non discriminatoire.

3.2 Modèles du marché

On tend vers un modèle de marché rentable et cela se traduit comme suit:

- les processus de base du marché de l'énergie sont identiques dans les 3 Régions. Ces processus de marché s'inscrivent de plus en plus dans une tendance européenne. Sinon, cela engendre des frais inutiles pour les fournisseurs d'énergie et autres acteurs du marché qui sont actifs dans plusieurs Régions et aussi, en fin de compte, pour les clients;
- les processus de marché doivent viser un fonctionnement simple et sans faille du marché de l'énergie;
- Les GRD ont une responsabilité cruciale dans le modèle de marché: ils assurent le metering et la facilitation du marché sur base des données dont ils sont les seuls à disposer: les données de mesure et de liaison des points d'accès aux titulaires d'accès dans le registre d'accès. Ils assurent constamment le placement, la gestion et le relevé des compteurs;
- les transmissions créées dans le cadre du modèle de marché exigent des investissements lourds dans des systèmes IT pour toutes les parties impliquées dans le fonctionnement du marché de l'énergie. Il convient donc d'avoir des accords aboutis

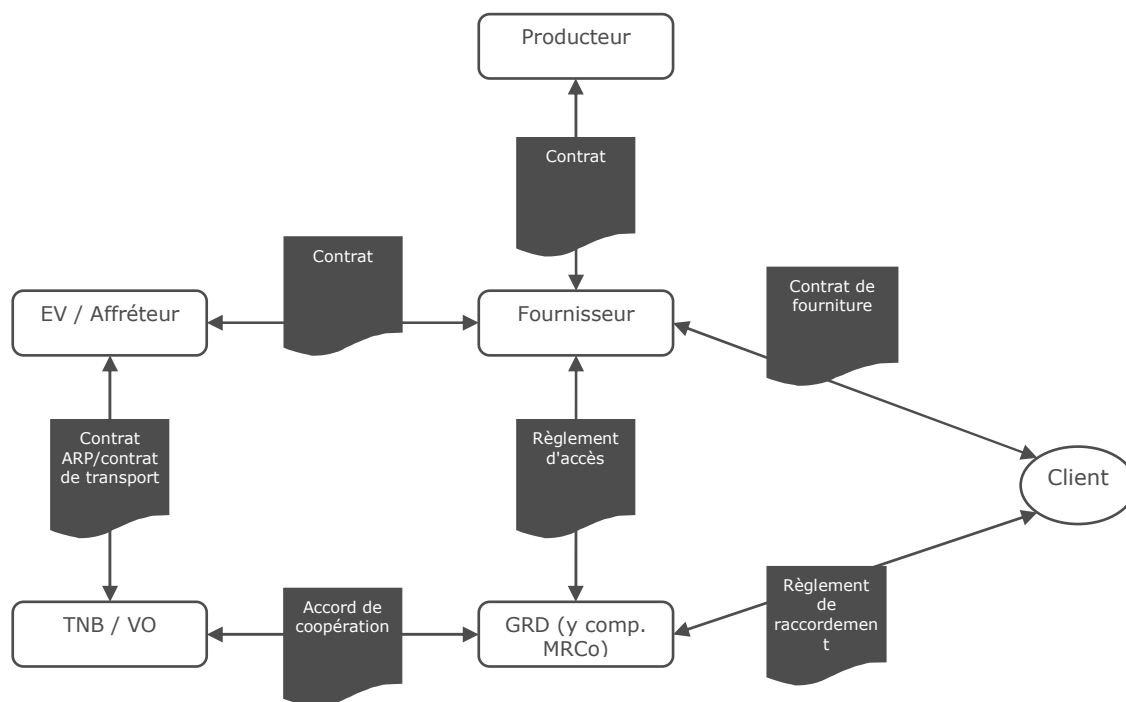
sur la structuration du modèle de marché. Cela requiert un modèle de gestion dans lequel toutes les parties impliquées peuvent trouver leurs places légitimes.

La garantie d'une politique énergétique régionale dynamique est cruciale pour le développement du marché de l'énergie dans les trois Régions. Cette dynamique régionale est concrétisée via les principes suivants:

- un modèle de marché orienté client pour le marché de l'énergie n'est pas lié à une région. Les attentes des fournisseurs d'énergie en ce qui concerne le développement du modèle de marché s'adressent donc aux trois Régions. L'organisation d'un modèle de marché efficace et respectueux du client ne peut en aucun cas constituer un obstacle au développement ou à la rectification de la politique énergétique régionale. Cela implique qu'en plus du socle de base des processus uniformes de base, le modèle de marché comporte trois superstructures régionales, qui appliquent les réglementations énergétiques régionales spécifiques;
- cette particularité régionale se prolonge dans la gestion des structures pour appliquer le modèle de marché. Cela signifie que les frais d'adaptation des systèmes IT qui sont contrôlés par la régulation et sont engendrés par des adaptations à la réglementation régionale, sont supportés par la Région concernée;
- cela signifie également que les développements qui interviennent dans une Région ne peuvent être entravés par une autre Région, même si une structure unique est mise sur pied pour l'application des processus de marché, afin de remplir le rôle de facilitateur de marché des gestionnaires de réseaux dans les 3 Régions.

Le schéma ci-dessous indique les documents qui sont à la base des relations entre les différents acteurs du marché¹⁶:

¹⁶ Nous utilisons ici 'responsable d'équilibre' dans le sens d'affréteur sur le marché du gaz naturel et 'gestionnaire du réseau de transmission' dans le sens aussi de gestionnaire du réseau de transport.



Relations entre les acteurs du marché

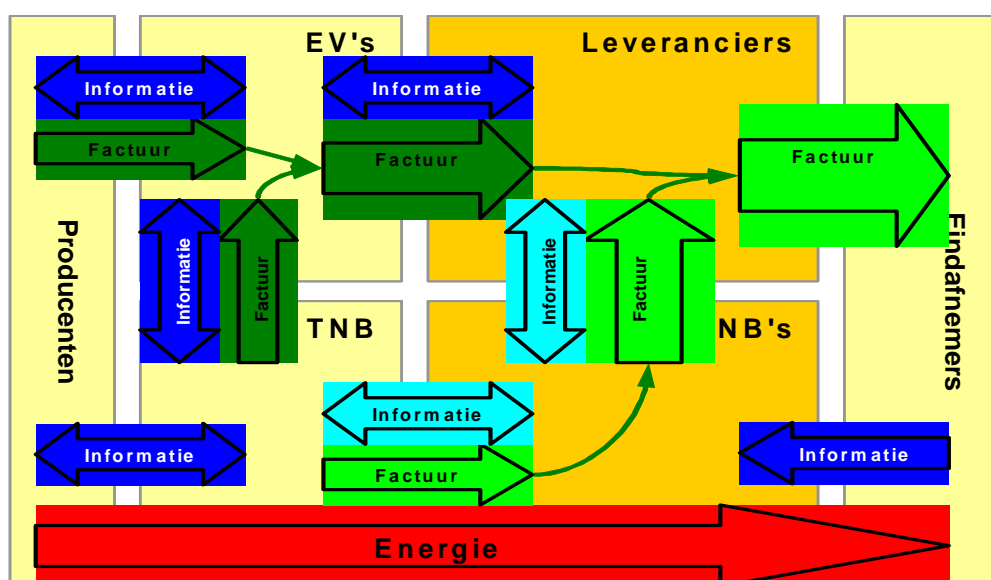
L'installation, le partage de propriété, la responsabilité technique, l'entretien et la réparation du raccordement au réseau de distribution sont réglés, d'une part, sur base réglementaire, par le Règlement technique (code de raccordement) et, d'autre part, sur le plan contractuel, entre l'utilisateur du réseau et le GRD dans le contrat ou règlement de raccordement. Il y a un règlement pour tous les raccordements basse tension. Un règlement combiné à un contrat règle les accords sur les raccordements haute tension. Les règlements de raccordement sont fixés par le Conseil d'administration du GRD.

La relation entre le gestionnaire de réseau et le fournisseur est fixée, d'une part, dans le Règlement technique (code d'accès) et d'autre part (principalement les aspects liés à la responsabilité) dans le règlement et le contrat d'accès entre le GRD et le fournisseur.

La cascade au niveau de l'accès au réseau d'électricité se prolonge, en Région flamande, dans la relation entre le GRD et le gestionnaire du réseau de transmission. Le gestionnaire du réseau de transmission et le GRD collaborent dans le cadre d'un accord de coopération qui règle également l'accès au réseau de transmission des fournisseurs actifs dans les zones respectives des réseaux de distribution. A l'exception de la responsabilité pour la nomination et le déséquilibre qui est réglée soit directement, soit par le biais d'une collaboration avec un responsable d'équilibre, un fournisseur n'a pas besoin de contrat distinct avec le gestionnaire du réseau de transmission pour accéder au réseau de transmission.

3.2.1 Socle Fédéral

Pour parvenir en fin de compte à la fourniture de l'énergie demandée et à la facturation de cette énergie consommée, il faut un processus d'échange d'informations énorme. Voici un schéma fortement simplifié résumant l'envoi et la réception d'informations entre les différents acteurs du marché :



Processus d'échange d'informations

Pour l'instant, chaque gestionnaire de réseau a son propre registre d'accès. Les points d'accès (également appelés Points of Delivery ou POD's) sont caractérisés de façon unique par un code EAN-GSRN de 18 chiffres (European Article Number-Global Service Related Number).

Pour l'heure, les GRD mixtes gèrent conjointement un registre d'accès, appelé Acces&Transit. Les GRD purs gèrent chacun leur propre registre d'accès mais font appel, pour la communication avec les fournisseurs, à une société créée conjointement, Publiclear, sous la forme d'une Clearing house. Le gestionnaire de réseau indépendant GRD Brussels Airport, gère lui-même un registre d'accès. Il y a donc six registres d'accès sur le marché flamand.

Toutes les informations passent par ces registres d'accès via un système de mailbox électronique (VAN: Value Added Network), qui a été créé conjointement par les GRD ou via une ligne de communication privée (FTP). Il était prévu que les frais de ce système soient supportés tant par les fournisseurs que par les GRD, sur base d'une clé de répartition afin de minimiser les frais de communication. Ce n'est pas encore le cas aujourd'hui et les frais sont socialisés via les tarifs du réseau de distribution.

Les GRD ont développé un protocole basé sur l'EDIEL (Electronic Data Interchange for the Electric Utilities) Syntax, qui est un subset du standard international UN Edifact. Les messages,

les fréquences de communication et les descriptions de procédure correspondantes sont entièrement décrits dans un manuel, appelé UMIG (Utility Market Implementation Guide). L'UMIG est rédigé par UMIX. Entre-temps, UMIX (Utility Market Information eXchange) a évolué d'une structure informelle en un accord de coopération entre les gestionnaires du réseau de distribution et les fournisseurs sous la forme (provisoire) d'une association momentanée. Elle a pour tâche la mise en forme des procédures et l'échange d'informations entre les acteurs du marché sur le marché libéralisé de l'énergie.

Dernier point noir dans ce domaine: le groupe de travail UMIX opère au niveau fédéral. Les problèmes au sein des Régions sont toutefois de natures différentes. Il en découle une libéralisation asynchrone du marché. Il serait probablement plus efficace qu'un tel groupe de travail opère au niveau des "juridictions" distinctes et donc au niveau régional pour la Belgique. Les thèmes qui dépassent le cadre juridique ont tout intérêt à être traités directement au niveau européen, par exemple dans une relation EBIX, ce qui permet de s'en référer essentiellement aux GRT (où de tels thèmes convergent en général).

3.2.2 Procédure d'allocation, de réconciliation et de settlement

Par procédure de settlement, on entend toutes les activités permettant de solder tous les comptes entre tous les acteurs du marché. Concrètement, la procédure a pour but d'arriver à un traitement du déséquilibre financier par quart d'heure pour l'électricité et par heure pour le gaz. On procède via des calculs d'allocation et de réconciliation:

- **allocation:** ce calcul sert à déterminer chaque mois la quantité d'énergie qui doit être attribuée à chaque fournisseur actif sur le réseau. Ce calcul se fait par quart d'heure pour l'électricité et par heure pour le gaz, chaque fois pour l'ensemble du mois écoulé. Pour les points d'accès mesurés en continu, le calcul se fait sur la base d'estimations de la consommation par quart d'heure ou par heure, au moyen de SLP et de consommations annuelles et mensuelles standard.
- **réconciliation:** ce calcul permet d'arriver à un règlement final (entre les fournisseurs) pour les quantités d'énergie qui doivent être facturées aux différents acteurs du marché sur base des quantités d'énergie réellement mesurées. Il corrige les quantités d'énergie attribuées dans l'allocation par fournisseur.
- **settlement:** la liquidation financière des différences de volume constatées.

Le schéma ci-dessous reproduit de manière très simplifiée la procédure d'allocation et de réconciliation

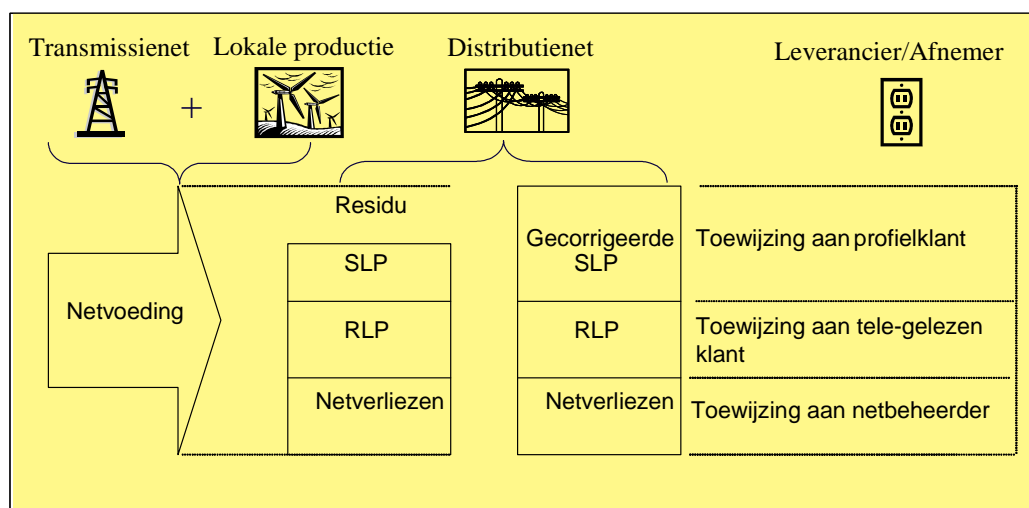


Illustration X Procédure d'allocation

<u>Allocatie</u>	<u>Meting</u>	<u>Reconciliatie</u>
<p>kWh</p> <p>3000</p> <p>LEV A → Klant A</p> <p>5000</p> <p>LEV B → Klant B</p>	<p>Klant A : 3100</p> <p>Klant B : 4900</p>	<p>kWh</p> <p>LEV A : +100</p> <p>LEV B : -100</p>

Illustration X Procédure de réconciliation

La réalisation des calculs pour l'attribution des quantités d'énergie échangées (allocation) et la rectification par la suite sur base des relevés de compteurs réels (réconciliation) ont été confiées aux GRD. Ce n'est que depuis peu que les calculs d'allocation se font avec une certaine régularité et stabilité.

3.2.3 Spécificités des réseaux de distribution belges

Les réseaux de distribution belges présentent, à la différence des autres réseaux de distribution européens, les contraintes suivantes:

- **Raccordement du disjoncteur:** le disjoncteur de branchement se trouve avant le compteur, ce qui signifie que lorsque ce disjoncteur est en position ouvert, notamment suite à une intervention manuelle, la communication avec ce compteur est impossible. Dans certains pays européens, le fusible est placé avant le compteur et le disjoncteur après celui-ci.
- **Coffret du compteur:** la structure en coffret existante dans plusieurs raccordements n'est pas adaptée aux compteurs intelligents. Ces installations devraient subir des modifications potentielles pour accueillir les compteurs intelligents.
- **Type de réseau:** les compteurs proposés sur le marché ont été développés pour les réseaux 400V, ce qui est le cas de plusieurs réseaux de distribution en Europe. Les réseaux de distribution en Belgique sont principalement dimensionnés en 230V sans neutre. La conversion de ce réseau en 400 V devrait donc faciliter l'implémentation de compteurs intelligents, l'augmentation de la capacité de l'énergie transportée et l'amélioration de la qualité de fourniture. Le coût d'une telle conversion est forcément substantiel.

Ces contraintes techniques constitueront une particularité européenne pour les fournisseurs de matériel en termes d'offre de prix et de disponibilité de matériel.

3.3 Règles d'adoption des tarifs

Les compétences tarifaires de la CREG proviennent de dispositions légales européennes qui encouragent les Etats membres à prendre des mesures pour veiller à ce que les instances réglementaires soient en mesure d'exécuter leurs tâches rapidement et de manière efficace¹⁷.

Le délai de transposition des Directives 2009/72/CE (électricité) et 2009/73/CE (gaz naturel) est arrivé à échéance le 3 mars 2011. L'Etat belge a transposé ces directives par la loi du 8 janvier 2012.

Les articles 12quater, §2 de la loi sur l'électricité et 15/5quinquies, §2, de la loi sur le gaz offrent à la CREG la possibilité de prendre toute mesure transitoire qu'elle estimerait utile suite à l'entrée en vigueur de la loi du 8 janvier 2012 approuvant la méthodologie tarifaire en application de l'article 12bis de la loi sur l'électricité et de l'article 15/5ter de la loi sur le gaz.

¹⁷ Voir article 23.7 de la Directive 2003/54/CE et article 25.7 de la Directive 2003/55/CE

3.4 Activités des marchés de l'électricité et du gaz

3.4.1 Dispositions régionales en matière d'OSP

3.4.1.1 Productions décentralisées

3.4.1.1.1 Système de promotion au niveau fédéral

Afin de stimuler la production d'énergie renouvelable en mer (off-shore), un système d'octroi de certificats verts a été mis en place au niveau fédéral. Ces certificats sont octroyés à des installations qui produisent de l'électricité dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer.

Afin de soutenir financièrement la production d'électricité au sens large du terme, l'Etat fédéral a élaboré un système de prix d'achat minimaux qui ne se limite pas aux installations off-shore. Ainsi, le gestionnaire du réseau de transport local est obligé d'acheter à un prix minimal garanti les certificats verts provenant d'électricité verte produite à partir d'installations off-shore et d'autres sources renouvelables et délivrés tant par les autorités fédérales que régionales. Dans la pratique, le gestionnaire du réseau de transport connaît une obligation d'achat de certificats verts par le biais de trois canaux distincts :

- énergie éolienne off-shore – prix minimaux garantis
- toutes les sources d'énergie renouvelables – prix minimaux fédéraux
- toutes les sources d'énergie renouvelables – prix minimaux régionaux

3.4.1.1.2 Système de promotion au niveau régional flamand

Ce système repose sur deux piliers :

- Les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération reçoivent respectivement un certificat vert ou de cogénération.

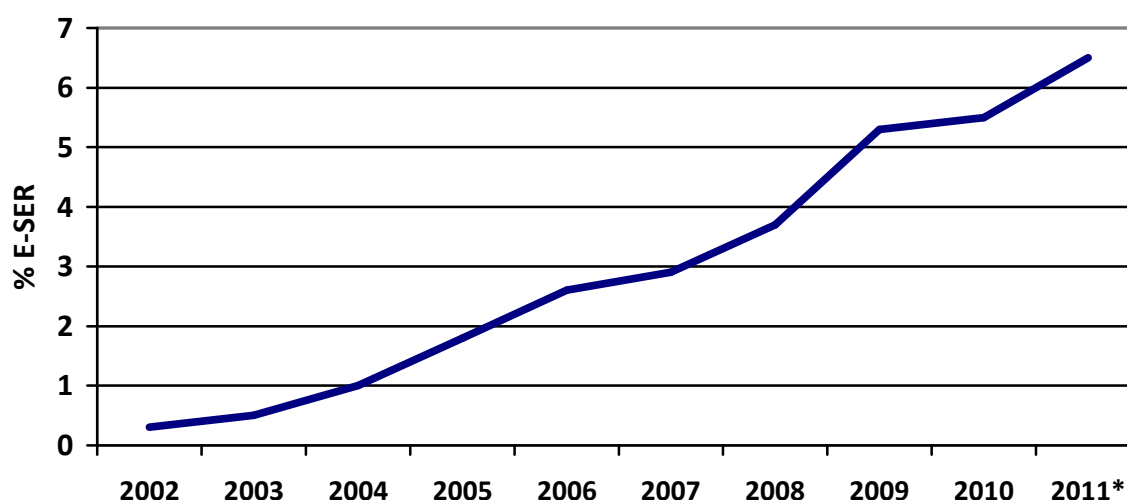
Le producteur reçoit des certificats verts pour l'électricité verte, produite en Flandre et injectée sur le réseau ou autoconsommée. Dans le cas des certificats de cogénération, les certificats sont octroyés pour l'énergie primaire dont le recours à une installation de cogénération a permis l'économie. Le nombre de certificats verts ou certificats de cogénération est différencié selon la technologie et calculé sur base du support nécessaire.

Ces certificats sont ensuite échangés sur le marché, organisé par le régulateur, ou vendus au gestionnaire de réseau de distribution sur base d'un prix de rachat garanti fixé par l'autorité publique. Ce dernier est différencié selon la technologie.

- L'obligation de remettre des certificats pour les fournisseurs sur base de quotas définis par l'autorité publique régionale.

Les fournisseurs se voient imposer l'obligation de remettre annuellement au régulateur des certificats pour un pourcentage déterminé (quota) de l'électricité fournie en Région Flamande. Des exonérations de remise de certificats verts pour les plus grands consommateurs sont prévues.

En cas de certificats manquants, le fournisseur est tenu de payer une amende, ce qui le libère de son obligation de remise.



* chiffre provisoire

3.4.1.1.3 Système de promotion en Région de Bruxelles capitale

Comme la Flandre, Bruxelles connaît un système de certificats verts qui sont octroyés pour la production d'électricité tant à partir de sources d'énergie renouvelables qu'à partir de centrales de cogénération. Ce système comporte 2 volets :

- l'octroi des certificats verts :

Un certificat vert est octroyé à chaque fois que l'installation considérée permet d'éviter l'émission de 217 kg de CO₂. Il n'y a pas d'obligation d'achat à prix minimal garanti définie au niveau régional.

- la remise de certificats verts par les fournisseurs :

Le principe des quotas est également d'application. Chaque certificat vert manquant donne lieu à une amende de 100€ dont le paiement libère le fournisseur de son obligation de remise.

3.4.1.1.4 Système de promotion au niveau régional wallon

Comme en Flandre et à Bruxelles, la Région wallonne a opté pour un mécanisme de soutien reposant sur une obligation de service public à charge des fournisseurs d'électricité et des gestionnaires de réseau. Cette obligation de service public est exécutée au moyen d'un mécanisme de certificats verts.

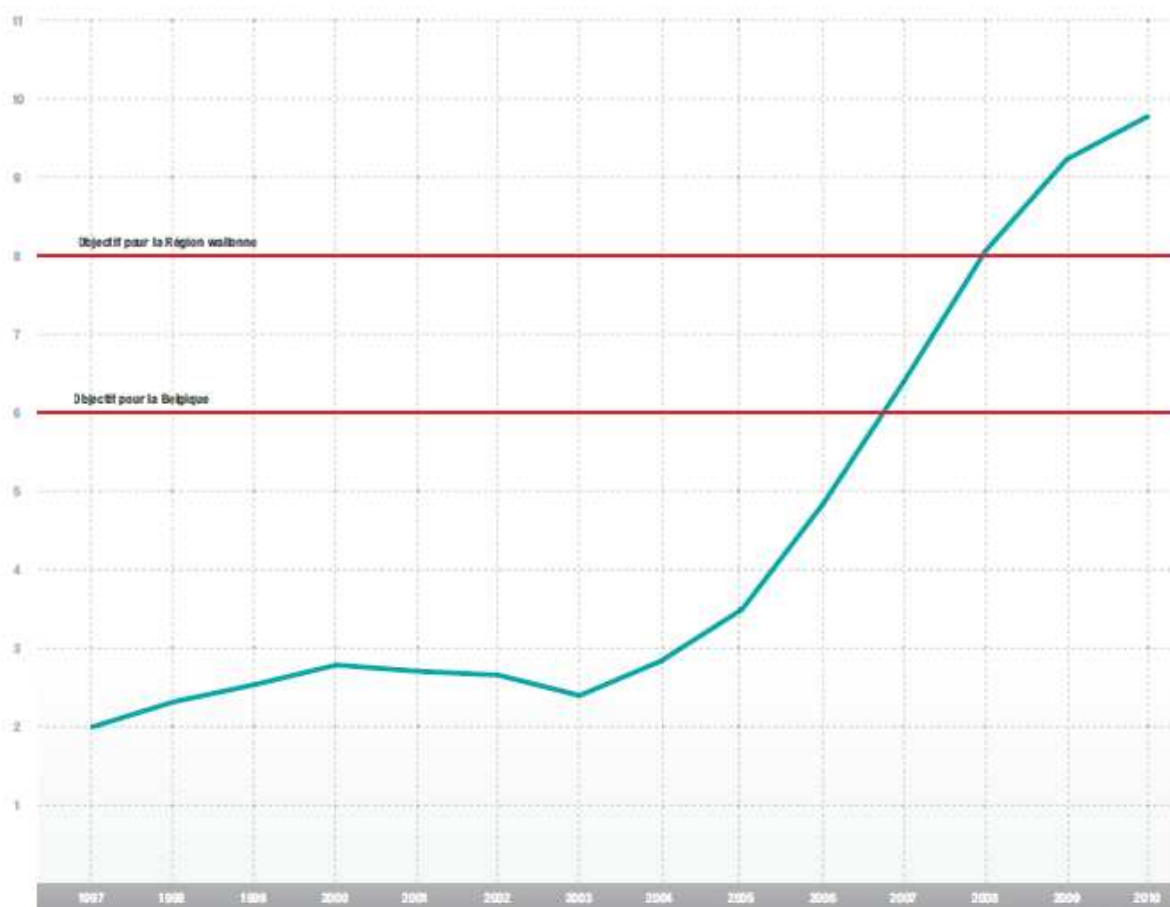
Sur base de cette obligation de service public, le Gouvernement wallon fixe un quota annuel de certificats verts à rendre au régulateur, la Commission Wallonne pour l'énergie, sous peine d'amende, fixée à 100€. Ces certificats verts acquièrent dès lors une valeur d'échange sur un marché distinct de celui de l'électricité. Ils sont octroyés trimestriellement aux producteurs verts, proportionnellement à la quantité d'électricité nette produite et en fonction, d'une part, du surcoût de production estimé de la filière et, d'autre part, de la performance environnementale (taux d'économie de CO₂) mesurée de l'installation par rapport à des productions classiques de référence. Ces certificats verts sont ensuite vendus par les producteurs aux acteurs contraints de présenter un retour de quota, à savoir les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. Ceux-ci répercutent le coût de l'obligation de service public au client final. L'ensemble des acteurs du marché sont donc impliqués dans ce marché.

La figure ci-dessous illustre l'évolution de la part de production renouvelable au regard des objectifs fixés par les autorités européennes et wallonnes.

La figure ci-dessous illustre l'évolution de la part de production renouvelable au regard des objectifs fixés par les autorités européennes et wallonnes.

PART DE LA PRODUCTION D'E-SER DANS LA CONSOMMATION FINALE D'ÉLECTRICITÉ EN WALLONIE (PÉRIODE 1997-2010)

% E-SER
(2001/7742)



A l'origine, le nombre de certificats verts octroyé au producteur d'électricité verte était uniquement proportionnel à l'électricité nette produite ainsi qu'à un coefficient environnemental représentatif du taux d'économie de CO₂ (462kg de CO₂ par MWh) réalisée par une installation de production d'électricité d'origine renouvelable ou de cogénération. Le mécanisme a évolué une première fois en 2007 afin de modifier le taux d'octroi en fonction de l'âge de l'installation de production d'électricité verte, de sa rentabilité et de la filière de production. Ce coefficient économique devait permettre de diminuer l'octroi de certificats verts aux installations « historiques » ou à celles dont la rentabilité ne nécessite pas un soutien complet au-delà des 10 premières années. Il permet également de modifier les conditions de concurrence entre les filières en accordant un coefficient multiplicateur à certaines filières privilégiées, comme ce fut le cas pour les installations photovoltaïques domestiques.

Les acteurs contraints à remplir l'obligation de service public doivent rendre un nombre de certificats verts proportionnel à l'énergie fournie. Ce nombre évolue annuellement selon la valeur du quota décidée par l'autorité publique.

De plus, l'autorité publique a voulu encadrer l'évolution du prix des certificats verts en fixant, en tant que prix plafond, un niveau d'amende de 100€ et un prix de rachat minimum garanti de 65 €, constituant ainsi un prix plancher.

Enfin des exonérations de certificats verts ont été prévues pour les plus gros consommateurs d'électricité. Les fournisseurs alimentant un client final dont la consommation trimestrielle est supérieure à 1,25 GWh peuvent bénéficier d'une réduction du nombre de certificats verts à remettre au régulateur. Les réductions de coût résultant de ces dispositions doivent alors être répercutées directement par les fournisseurs sur chaque client final qui en est à l'origine. Ces clients doivent conclure des accords de branche, convention passée avec la Région wallonne visant à améliorer leur efficacité énergétique, pour pouvoir bénéficier de cette mesure.

Par rapport au système flamand, il existe donc quelques différences significatives :

- pas de distinction entre énergie renouvelable et cogénération ;
- un certificat vert est octroyé à chaque fois qu'une installation de production permet d'éviter l'émission d'une quantité de CO₂ correspondant à la quantité produite par une filière classique de production d'électricité de référence pour 1 MWh. Le nombre de certificats verts octroyé dépend donc de la technologie ;
- le prix minimal garanti est défini par certificat vert, sans distinction de la filière technologique à l'origine de sa production.

3.4.1.1.5 Comparaison des systèmes de promotion

La Belgique compte donc en principe 4 marchés de certificats verts, à savoir un par niveau de compétence. En pratique toutefois, il n'existe pas de marché de certificat vert fédéral, compte tenu de l'absence d'obligation de remise fédérale de certificat vert. L'absence d'élément de pénurie fait que le système fédéral est pas assimilable à un mécanisme de marché, le revenu que le producteur tire des certificats verts octroyés étant fixe. Il ne s'agit pas non plus d'un système de prix de rachat garanti puisque le revenu du producteur venant de la vente d'électricité sera variable.

Sur les trois marchés régionaux, trois prix différents se forment compte tenu des niveaux relatifs de l'offre et de la demande, des prix minimaux garantis et du niveau de l'amende. Les certificats verts flamands ne peuvent pas être échangés avec des certificats wallons et bruxellois en raison des différences techniques. Ces derniers sont quant à eux interchangeables moyennant certaines limitations.

Le tableau suivant résume les différences fondamentales entre les 4 systèmes de promotion.

	Fédéral	Flandre	Wallonie	Bruxelles
Obligation de quota	NON	OUI	OUI	OUI
Octroi de CV différent par technologie	-	OUI	OUI	OUI
Prix minimum garanti	OUI	OUI	OUI	NON
Prix minimum différent par technologie	-	OUI	NON	-
Amende	-	118 (2013)- 100€ (2014...)	100€	100€

Tableau 2 – Différences structurelles des systèmes de promotion en Belgique

3.4.1.2 Mesures sociales au sein des trois Régions

La politique énergétique belge se caractérise par une nature hautement sociale.

Sur le marché de l'énergie, cela se traduit notamment par des mesures telles que le 'prix maximum social' (fédéral) et l'octroi annuel d'une quantité d'électricité gratuite (Flandre). Une politique sociale est également menée par rapport aux clients ayant des problèmes de paiement. Si un client domestique (la politique est autre pour les PME et les grosses sociétés) ne respecte pas ses obligations de paiement, le client continuera à être approvisionné par son GRD, après résiliation de son contrat de livraison par son fournisseur (pour l'électricité, via un 'compteur à budget'). En outre, ce compteur électrique prépayé, une fois le montant chargé consommé, passera à la livraison minimale de 10 ampères d'électricité, de sorte qu'un minimum d'appareils électriques, tels que la chaudière, le frigo et les lampes, puissent continuer à fonctionner. Cette livraison minimale ne peut être coupée qu'après l'intervention d'un organe spécialisé : la Commission consultative locale du CPAS de chaque commune. Dans ce cas, le GRD est qualifié de 'fournisseur social'.

Les OSP entrent en conflit avec un marché totalement libre. Néanmoins, d'un point de vue social et macro-économique, les autorités doivent pouvoir mettre en œuvre de telles mesures et le marché doit pouvoir les appliquer.

Si ces OSP sont organisées au niveau des fournisseurs commerciaux, ils se verraient infliger une lourde charge administrative, voire technique. Cela peut perturber le marché car les sociétés d'énergie de plus grande envergure (généralement des incumbents) ont des moyens financiers plus importants pour faciliter ces obligations. Un nouvel affilié "lean and mean" pourrait dès

lors être moins "lean" que souhaité. De ce fait, l'"égalité" vers laquelle on tend deviendrait difficile voire impossible à atteindre.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des responsabilités par rapport aux OSP sociales.

Obligation de service public	GRD	Fournisseur
Kilowattheure gratuit: <ul style="list-style-type: none"> Administration¹⁸ Facturation¹⁹ 	(√) √	√ (√)
Tarif social: <ul style="list-style-type: none"> Administration Facturation 		√ √
Fournisseur social (compteur à budget): <ul style="list-style-type: none"> Administration Facturation 	√ √	

Les responsabilités vis-à-vis de l'administration et de la facturation des OSP sociales sont donc réparties entre les GRD et les fournisseurs.

Par ailleurs, une question de respect de la vie privée se pose également. En effet, les fournisseurs ont besoin d'informations sur leurs clients pour pouvoir estimer ceux-ci ont droit aux kWh gratuits et/ou au tarif social. Ces informations sont sensibles au niveau de la vie privée. Légalement, les entreprises commerciales ne peuvent pas disposer de ce genre d'informations.

L'organisation des obligations de service public a une influence non négligeable sur le modèle de marché.

3.4.1.2.1 Les clients bénéficiant des mesures sociales

Le consommateur résidentiel est un concept clé dans l'application des OSP sociales puisque seul ce type de consommateur y a droit.

En Région Wallonne, le client résidentiel est défini comme étant celui dont l'essentiel de la consommation est destiné à l'usage domestique. Cette situation conditionne l'application des OSP.

¹⁸ Par 'administration', on entend dans ce tableau les demande d'OSP reçues, la vérification avec les instances/bases de données carrefour si le demandeur a droit à ces OSP, et l'octroi ou le refus de ces OSP. Le gestionnaire du réseau de distribution a également un rôle important à remplir au niveau de l'administration: à savoir demander les données relatives au domicile auprès du Registre national.

¹⁹ La facture des kWh gratuits est supportée en fin de compte par le gestionnaire de réseau mais c'est tout de même le fournisseur qui octroie les kWh gratuits sur la facture.

En Région flamande, il est défini comme toute personne physique consommant de l'énergie sur le réseau de distribution de manière à subvenir à ses propres besoins ainsi qu'à ceux des personnes qui sont domiciliés avec lui, à moins que le contrat ne soit signé au nom d'une entreprise (validé par le numéro d'entreprise). La Région Flamande prévoit donc l'application des OSP si le client est domicilié au point de fourniture ET si le contrat est signé à titre résidentiel.

Enfin en Région de Bruxelles-capitale, l'application des OSP est permise si le contrat est conclu à titre résidentiel OU si le client est domicilié sur le point de fourniture.

Par conséquent, les consommateurs « mixtes » (non-résidentiel domicilié sur le point de fourniture) bénéficieront de l'application des OSP uniquement à Bruxelles, tandis que les clients résidentiels disposant d'une seconde résidence bénéficieront de mesures OSP en Région Wallonne et à Bruxelles pour cette seconde résidence, mais pas en Région flamande.

3.4.1.2.2 Les clients protégés

Une deuxième notion importante lors de l'application des mesures sociales est le statut de client protégé. Ce statut permet au client concerné de bénéficier, d'une part, de certaines protections dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz (principalement en cas de difficultés de paiement) et, d'autre part, du tarif social.

L'Etat fédéral et les Régions ont leur propre définition du client protégé. On parle ainsi de « clients protégés au sens fédéral²⁰ » et de « clients protégés au sens régional. ».

3.4.1.2.2.1 Région wallonne

La définition de la Région wallonne englobe les catégories de clients protégés au sens fédéral mais reconnaît des catégories supplémentaires (en cas de guidance éducative de nature financière auprès du CPAS, de médiation de dettes auprès d'un CPAS ou d'un centre de médiation de dettes agréé ou de règlement collectif de dettes). Les clients protégés régionaux doivent toutefois être fournis par leur gestionnaire de réseau de distribution pour pouvoir bénéficier du tarif social.

Lorsqu'un client protégé est qualifié en défaut de paiement, un compteur à budget lui est installé et il est transféré vers le GRD afin de bénéficier d'une fourniture minimale garantie en électricité et de l'octroi de cartes gaz en période hivernale.

²⁰ Ces clients sont définis aux articles 2 des Arrêtés ministériels fédéraux pour le gaz et l'électricité du 30 mars 2007, ainsi qu'à l'article 4 de la loi-programme du 27 avril 2007.

3.4.1.2.2.2 Région flamande

La Région flamande a fait récemment le choix de se limiter aux catégories fédérales, soit tout client ayant droit au tarif social fédéral. Cette décision doit être comprise à la lumière du fait que, contrairement aux protégés régionaux wallons, les protégés régionaux flamands n'avaient pas droit au tarif social.

Il convient cependant de souligner que certains avantages comme la gratuité du compteur à budget, le droit à la fourniture minimale garantie (10A), et le passage en Commission Locale d'avis (LAC) ont été généralisés à l'ensemble des clients résidentiels.

3.4.1.2.2.3 Région de Bruxelles-capitale

La définition de client protégé de la Région Bruxelloise reprend les catégories de clients protégés au sens fédéral mais est également étendue d'une part aux clients qui au moment de la mise en demeure sont engagés dans un processus de médiation de dettes ou d'autre part aux clients déclarés clients protégés par le CPAS²¹ ou par Brugel²², ainsi que les clients bénéficiant du statut OMNIO. Le statut OMNIO est destiné à toutes les personnes dont **les revenus bruts imposables 2011** avant toute déduction ou abattement pour l'ensemble des personnes qui sont domiciliées à la même adresse et à la date du **01 janvier 2012** sont inférieurs à **15.606,71 €** pour le demandeur majorés de **2.889,22 €** par personne appartenant au ménage.

Un consommateur en situation de défaut de paiement et disposant du statut de client protégé au sens fédéral ou régional verra son contrat avec son fournisseur commercial suspendu et son alimentation reprise par le gestionnaire de réseau de distribution au tarif social.

3.4.2 Statistiques relatives aux processus du marché

3.4.2.1 Cas de la Région flamande

Fin 2011, il y avait 26 détenteurs d'une autorisation de fourniture d'électricité. Il faut remarquer que quasi tous les détenteurs d'une licence de fourniture étaient actifs en 2011, ou le seront début 2012. Seules deux entreprises ne font pas un usage actif de leur autorisation.

En 2011, le nombre d'autorisations de fourniture de gaz s'élevait à 21.

²¹ Un client en défaut de paiement qui ne respecte pas son plan de paiement, peut demander à être reconnu protégé par le CPAS sur la base d'une enquête sociale.

²² Un client en défaut de paiement qui ne respecte pas son plan de paiement peut demander à être reconnu protégé par BRUGEL sur la base de ses revenus. Le revenu annuel imposable pris en compte est actuellement de 18.000 Euros pour un revenu par ménage et de 20.000 Euros pour deux revenus, avec une majoration de 3.000 Euros pour la première personne à charge et ensuite de 1.500 Euros par personne supplémentaire.

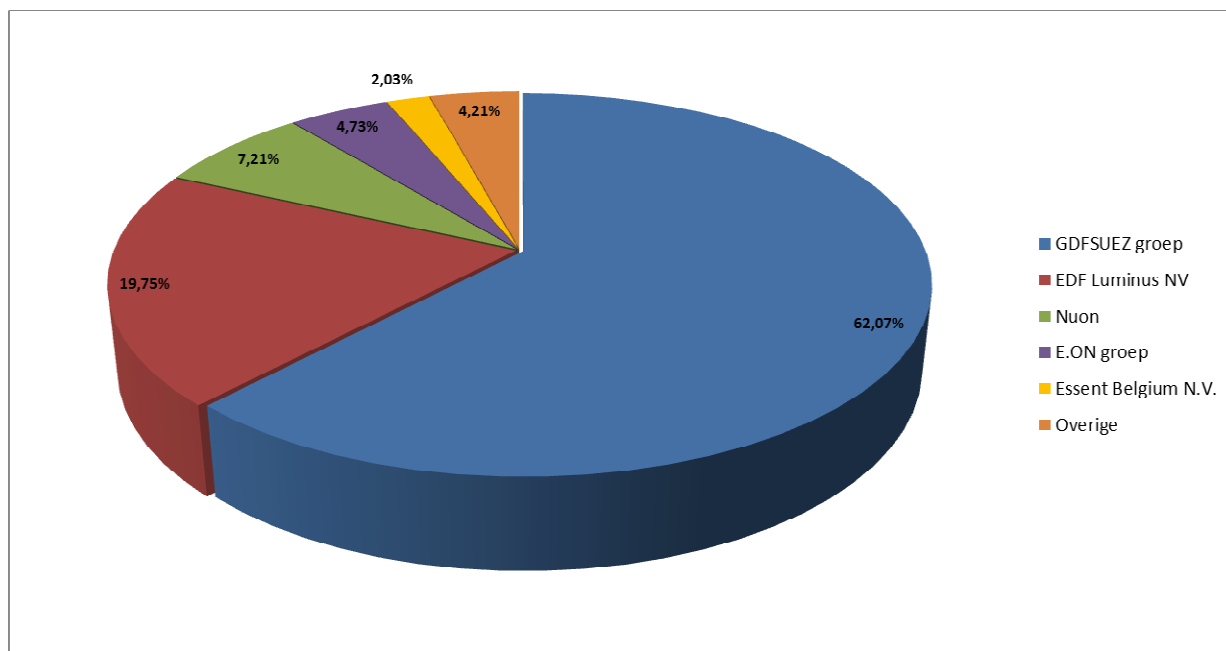
Electricité

Participation des consommateurs sur le marché de l'électricité (%)²³

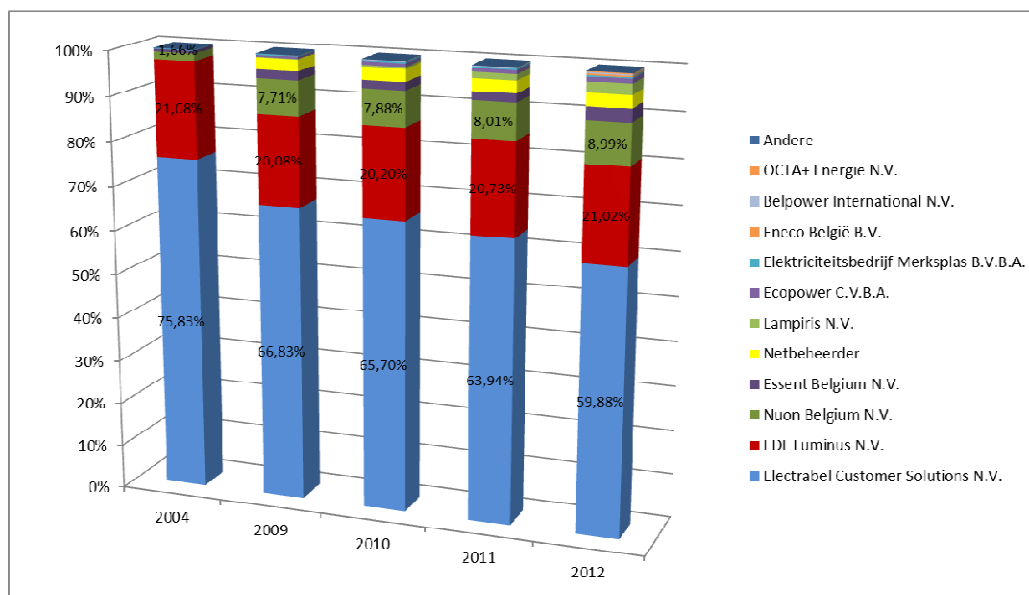
	1 januari 2004	1 januari 2009	1 januari 2010	1 januari 2011	1 januari 2012
Aantal toegangspunten dat een contract heeft ondertekend ten opzichte van het totale aantal toegangspunten	18,83%	84,60%	87,73%	85,87%	86,89%
Opdeling huishoudelijke toegangspunten:					
• Aantal dat nog geen contract heeft ondertekend en dus nog is toegewezen	81,27%	11,40%	7,17%	11,22%	10,17%
• Aantal dat een contract met een leverancier heeft ondertekend	18,73%	85,80%	89,60%	85,61%	86,57%
• Aantal dat wordt beleverd door de netbeheerder	0,00%	2,79%	3,23%	3,17%	3,26%
Opdeling niet-huishoudelijke toegangspunten					
• Aantal dat nog geen contract heeft ondertekend en dus nog is toegewezen	80,68%	21,52%	21,13%	12,52%	11,26%
• Aantal dat een contract met een leverancier heeft ondertekend	19,32%	77,59%	78,42%	87,11%	88,44%
• Aantal dat wordt beleverd door de netbeheerder (1)	0,00%	0,89%	0,45%	0,37%	0,30%
Aantal afnemers dat opteerde voor een 'groen' contract, waarbij het % elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen 100% bedraagt. (2)		4,39%	11,31%	16,86%	19,62%
(1) Bij professionele afnemers van wie het contract door de leverancier werd opgezegd, moet de netbeheerder ter plaatse gaan om de stroom- en gasvoevoer af te sluiten. Ingeval de effectieve fysische ingreep niet onmiddellijk kan worden uitgevoerd, worden de afnemers noodgedwongen tijdelijk door de netbeheerder beleverd.					
(2) Gebaseerd op huishoudelijke contracten.					

²³ L'interruption en 2011 de la tendance a 2 raisons. D'un côté, il y a l'interprétation donnée aux termes "éligible" et "contrat-standard". Le but de ce chiffre est de capter combien de clients/points de fourniture sont encore fournis par le fournisseur par défaut, avec les conditions contractuelles par défaut. Certains fournisseurs offrent, encore maintenant, un "contrat-standard comme une forme parmi d'autres de contrat, même si on ne parle plus de "clients éligibles encore fournis aux conditions standards (sans contrat)". Une deuxième explication se trouve dans l'interprétation de ce qui tombe précisément sous les termes clients résidentiels et non-résidentiels. Une rectification active chez certains fournisseurs a abouti à un glissement d'un nombre significatif de clients résidentiels vers la catégorie "non-résidentiels". Enfin, le VREG indique également que l'approche en vigueur depuis début 2011 a été adaptée. Auparavant, il était demandé au fournisseur le nombre de « clients standards livrés » et aux gestionnaires de réseau le "nombre total de points d'accès", étant entendu que la différence des deux nombres était considérée comme le nombre de "contrats" conclus. Maintenant il est demandé au fournisseur le nombre de "contrats" conclus et cela est mis en regard du nombre total de clients transmis par le gestionnaire de réseau. Sans l'application de cette modification, il n'aurait jamais été possible d'atteindre le chiffre de 100% de clients contractés, car il existe une légère différence entre les chiffres communiqués par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau.

Parts de marché des plus gros fournisseurs d'électricité (groupes) en 2011, exprimées en termes d'énergie livrée



Evolution des parts de marché des plus gros fournisseurs d'électricité, exprimées en nombre de clients



NETGEBIED(EN) MET ALS STANDAARDLEVERANCIER		EBEM	ECS + Electrabel	EDF Luminus = SPE + Luminus + City Power	Overige Leveranciers + DNB	TOTAAL
2010	"netgebied" Elektriciteitsbedrijf Merksplas B.V.B.A. (EBEM)	65,89%	7,74%	21,26%	5,11%	100%
	"netgebied" Electrabel Customer Solutions N.V.	0,12%	73,93%	9,69%	16,26%	100%
	"netgebied" Luminus N.V.	0,09%	26,03%	52,90%	20,98%	100%
2011	"netgebied" Elektriciteitsbedrijf Merksplas B.V.B.A. (EBEM)	60,14%	8,65%	23,33%	7,89%	100%
	"netgebied" Electrabel Customer Solutions N.V.	0,12%	69,38%	13,18%	17,33%	100%
	"netgebied" Luminus N.V.	0,09%	23,28%	53,66%	22,96%	100%

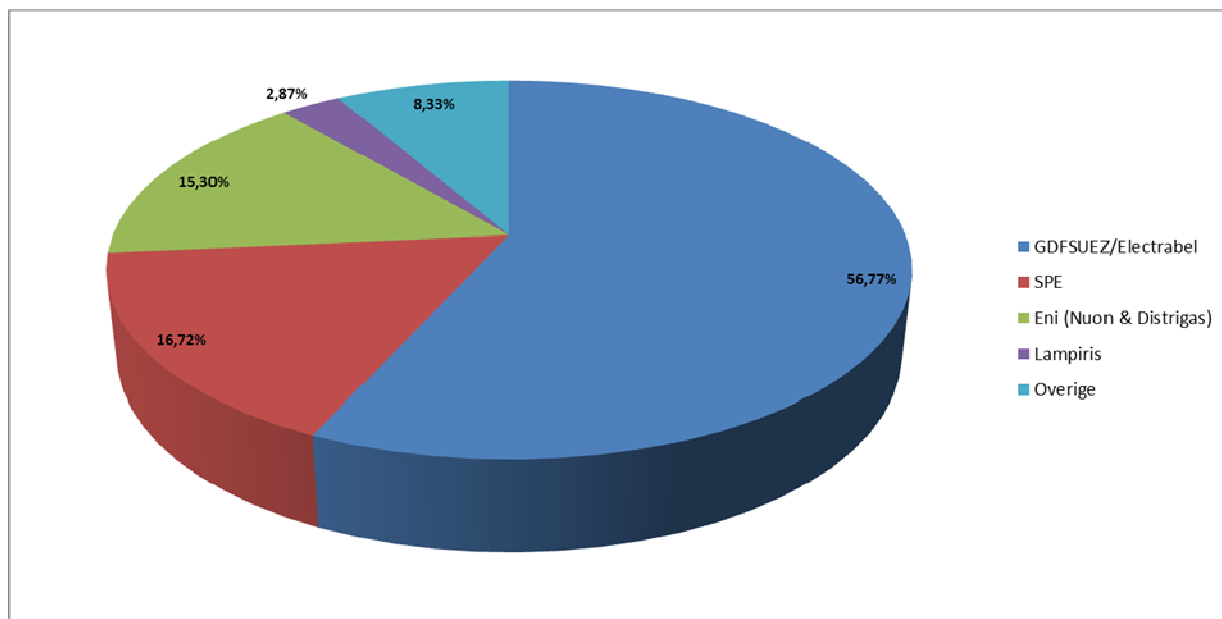
Gaz

Participation des clients sur le marché du gaz (%)

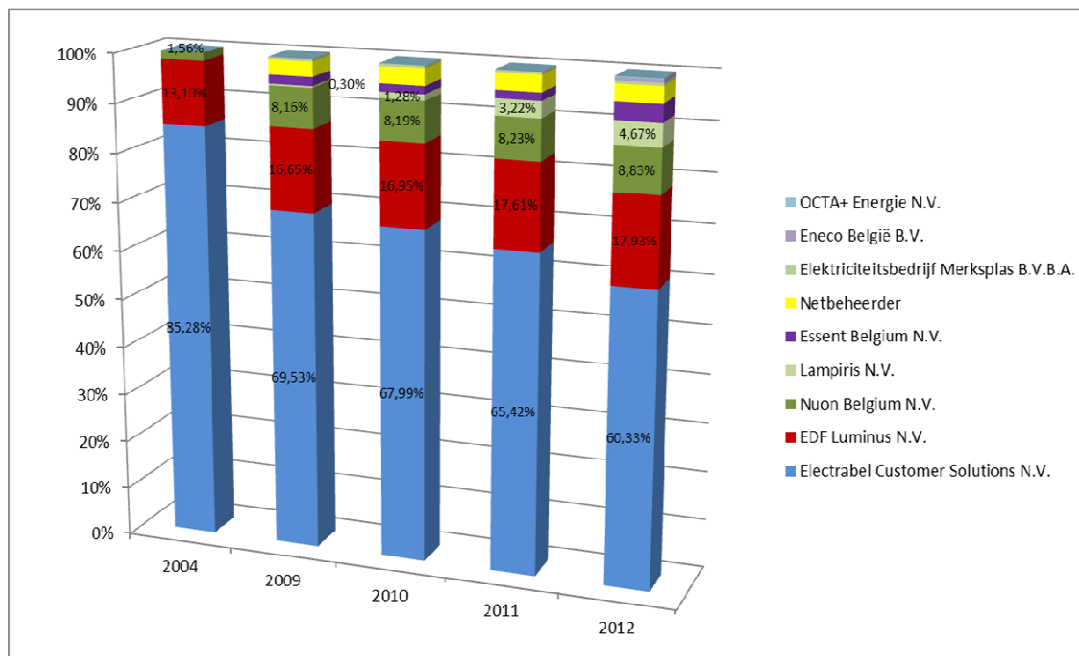
	1 januari 2004	1 januari 2009	1 januari 2010	1 januari 2011	1 januari 2012
Aantal toegangspunten dat een contract heeft ondertekend ten opzichte van het totale aantal toegangspunten	3,52%	89,51%	92,70%	87,40%	88,46%
Opdeling huishoudelijke toegangspunten:					
• Aantal dat nog geen contract heeft ondertekend en dus nog is toegewezen	98,09%	6,43%	2,48%	9,44%	8,26%
• Aantal dat een contract met een leverancier heeft ondertekend	1,91%	90,24%	93,74%	86,87%	87,96%
• Aantal dat wordt beleverd door de netbeheerder	0,00%	3,33%	3,78%	3,69%	3,78%
Opdeling niet-huishoudelijke toegangspunten					
• Aantal dat nog geen contract heeft ondertekend en dus nog is toegewezen	85,25%	15,06%	14,00%	8,53%	7,80%
• Aantal dat een contract met een leverancier heeft ondertekend	14,75%	83,80%	85,42%	91,00%	91,80%
• Aantal dat wordt beleverd door de netbeheerder ⁽¹⁾	0,00%	1,14%	0,59%	0,48%	0,40%

(1) Bij professionele afnemers van wie het contract door de leverancier werd opgezegd, moet de netbeheerder ter plaatse gaan om de stroom- en gasvoevoer af te sluiten. Ingeval de effectieve fysieke ingreep niet onmiddellijk kan worden uitgevoerd, worden de afnemers noodgedwongen tijdelijk door de netbeheerder beleverd.

Parts de marché des plus gros fournisseurs de gaz (groupes) en 2011, exprimées en termes d'énergie livrée



Evolution des parts de marché des plus gros fournisseurs de gaz, exprimées en nombre de clients



NETGEBIED(EN) MET ALS STANDAARDLEVERANCIER		Intergas Levering	Electrabel Customer Solutions	EDF Luminus = Luminus + SPE + City Power	Distrigas	Overige leveranciers + ANB	Totaal
2010	Dong Energy Sales BV (Intergas Levering)	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100%
	Electrabel Customer Solutions N.V.	0,00%	66,64%	9,67%	7,87%	15,82%	100%
	Luminus N.V.	0,00%	14,76%	51,85%	8,44%	24,96%	100%
2011	Dong Energy Sales BV (Intergas Levering)	96,95%	0,00%	0,00%	0,00%	3,05%	100%
	Electrabel Customer Solutions N.V.	0,00%	64,41%	10,77%	10,34%	14,48%	100%
	Luminus N.V.	0,00%	17,87%	48,98%	10,70%	22,48%	100%

L'index HHI est un critère souvent utilisé pour exprimer le degré de concentration d'un secteur et donne donc une mesure du degré de concurrence. De plus, le terme "degré de concentration" se rapporte au critère du nombre d'offrants, mais également à leur taille.

Pour le calcul de l'HHI sur base des parts de marché en termes de points d'accès en Flandre nous prendrons logiquement à nouveau une approche par groupe. GDF-Suez est la fusion des anciennes sociétés Gaz de France et Suez. Suez, à son tour, était la société-mère d'Electrabel Customer Solutions et d'Electrabel SA. C'est pourquoi toutes ces sociétés sont reprises, dans l'analyse HHI, comme constituant le groupe GDF-Suez. D'autres sociétés sont indiquées sous forme de groupe, E.ON Belgium et E.ON Energy Trading ou Essent et RWE. Pour le calcul de l'HHI en gaz, Nuon et Distrigas sont considérées comme ne faisant qu'un, étant toutes deux propriétés du groupe ENI.

Tableau: HHI électricité

ELEKTRICITEIT	HHI 31/12/2009	HHI 31/12/2010	HHI 31/12/2011
AMR	4.590	4.181	3.769
MMR	4.728	4.462	4.313
Jaargelezen Professioneel	5.801	5.623	5.298
Jaargelezen Huishoudelijk	4.649	4.425	4.046
Totale markt	4.812	4.595	4.227

Tout comme les années précédentes, on constate une évolution positive en ce qui concerne le degré de concentration. En 2011, le progrès est le plus fort jamais constaté. Cette évolution positive n'empêche pas que la valeur du HHI indique que le marché de la fourniture d'électricité s'écarte encore beaucoup de ce que nous pouvons appeler un secteur suffisamment compétitif.

Tableau: HHI gaz

AARDGAS	HHI 31/12/2009	HHI 31/12/2010	HHI 31/12/2011
AMR	4.311	3.790	3.621
MMR	5.154	4.676	4.141
Jaargelezen Professioneel	5.894	5.644	5.142
Jaargelezen Huishoudelijk	4.896	4.558	4.032
Totale markt	5.007	4.680	4.157

Pour le gaz également une forte amélioration est à nouveau remarquable, et qui est même encore plus prononcée que pour l'électricité. Mais les valeurs maximales de 1.800 à 2.500, qui sont perçues comme acceptables pour le HHI, sont encore dépassées en Flandre dans une large mesure, pour le gaz comme pour l'électricité. Nous pouvons donc, en d'autres termes, conclure que le marché flamand de l'énergie est encore fortement concentré.

Une manière de cartographier le fonctionnement du marché libéralisé est de prendre en considération le nombre de possibilités de choix dont dispose le client. Le nombre de produits présentés par les fournisseurs s'accroît fortement depuis 2010 (50%).

Tableau 1: Nombre d'offres contractuelles sur le marché

	Huishoudelijk Elektriciteit		Kleinzakelijk Elektriciteit		Huishoudelijk Gas		Kleinzakelijk Gas	
	jan	dec	jan	dec	jan	dec	jan	dec
2010								
aantal contracten aangeboden	35	41	33	40	18	21	nvt	nvt
2011								
aantal contracten aangeboden	41	52	40	50	21	29	nvt	nvt

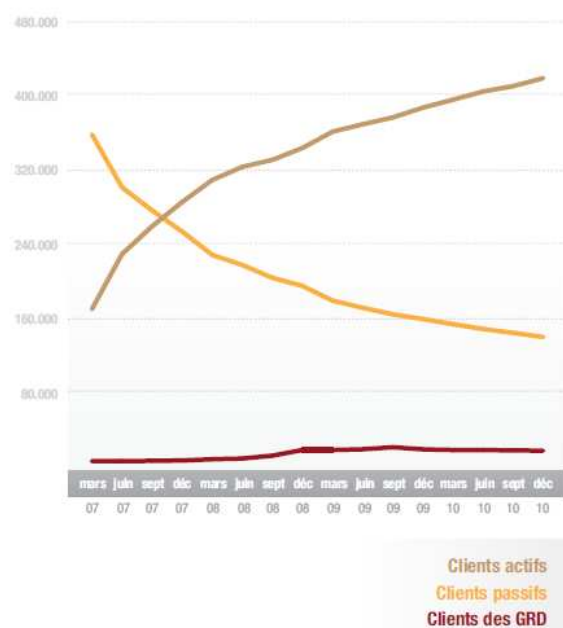
3.4.2.2 Cas de la Région wallonne

Quatrième année échue des marchés libéralisés du gaz et de l'électricité en Wallonie, 2010 n'a apporté aucun infléchissement à la tendance du choix actif du fournisseur : le principe de ce choix est entré dans les habitudes des consommateurs ; 75 % des clients résidentiels de gaz et près de 70 % des clients résidentiels en électricité ont signé un contrat. Parmi ces clients actifs, près de 4 sur 10 ont choisi un « nouvel entrant » dans leur zone de consommation. Ces chiffres ne dépassaient pas 35 % en 2009. Pour l'électricité, en 2010, la progression (2,4 %) est plus importante chez les « nouveaux entrants » que (1,6 %) chez les fournisseurs désignés. La part des clients qui échappent à la libéralisation (notamment les clients protégés qui font le choix de se soustraire au marché) atteint 20.000 clients en gaz et un peu moins de 32.000 en électricité.

MARCHÉ DU GAZ

Clientèle résidentielle

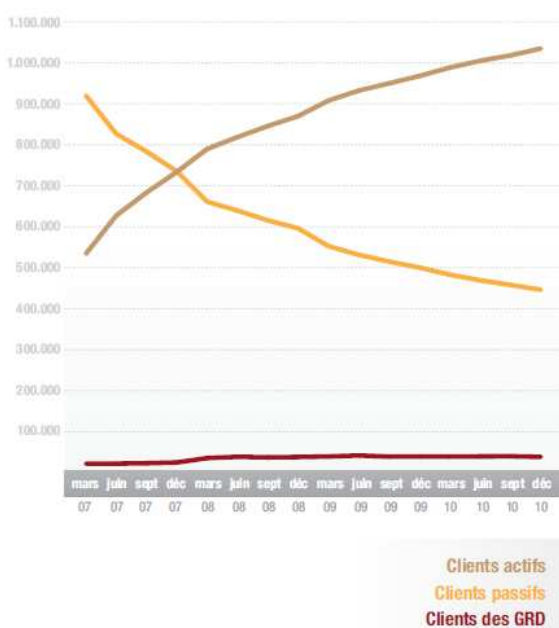
Comportement actif/passif de 2007 à 2010



MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

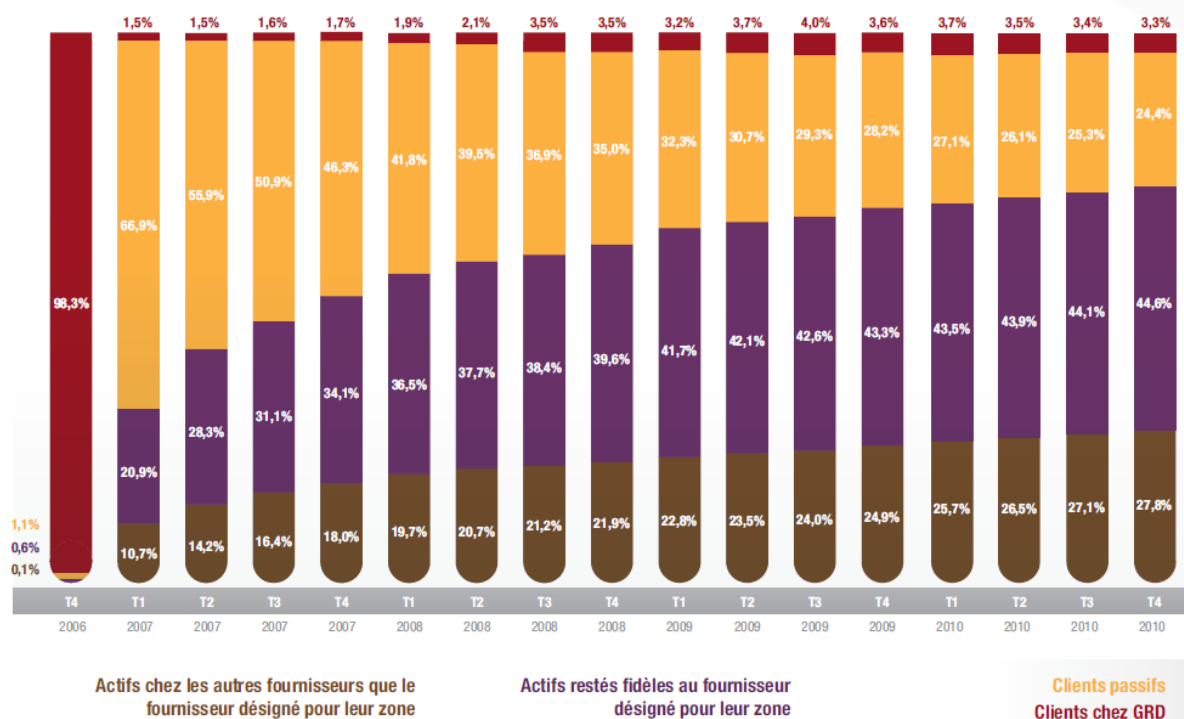
Clientèle résidentielle

Comportement actif/passif de 2007 à 2010



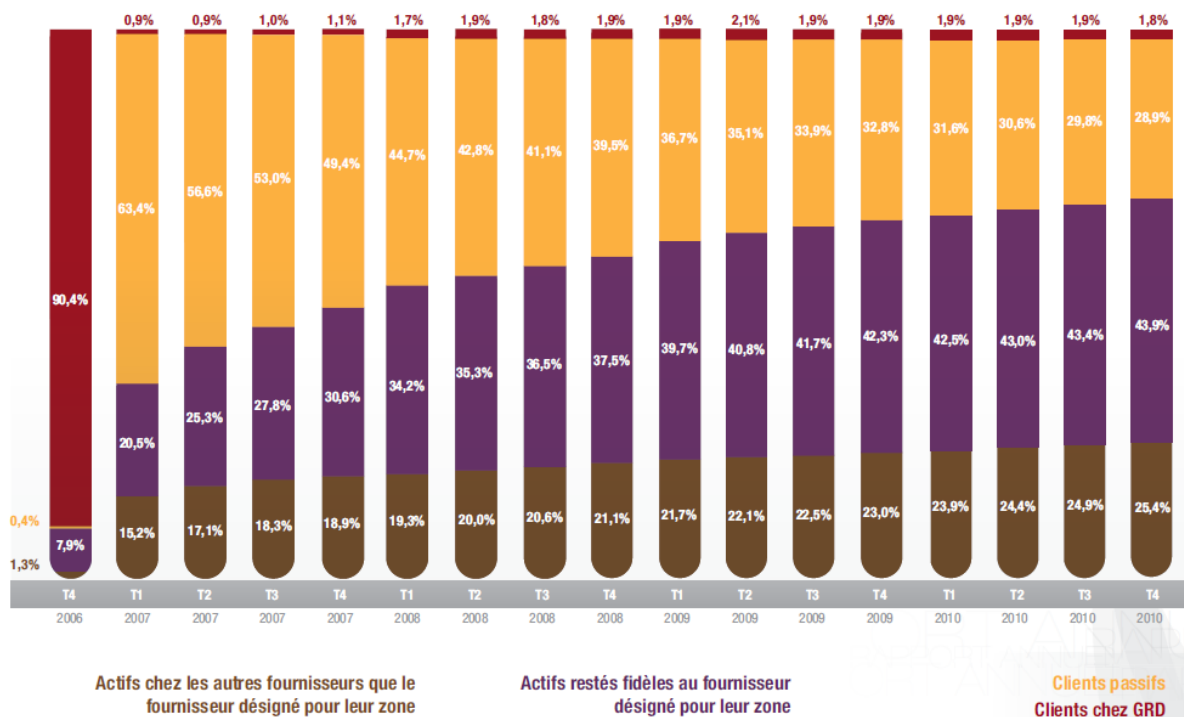
MARCHÉ DU GAZ

Activité de la clientèle



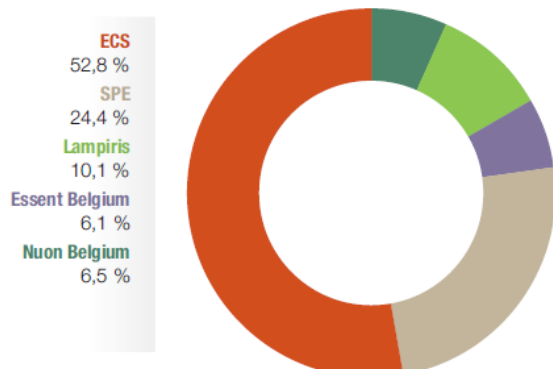
MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Activité de la clientèle



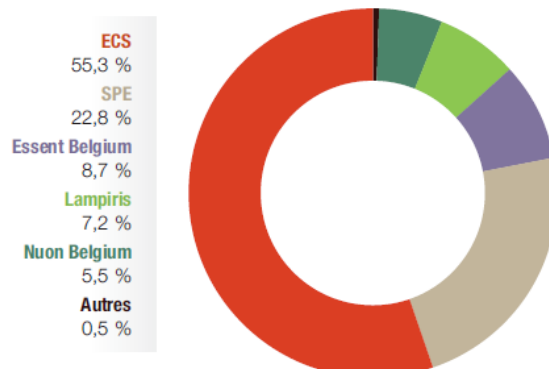
MARCHÉ DU GAZ

Répartition des contrats signés par clients résidentiels
(situation au 1^{er} décembre 2010 - Total = 421.000)



MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

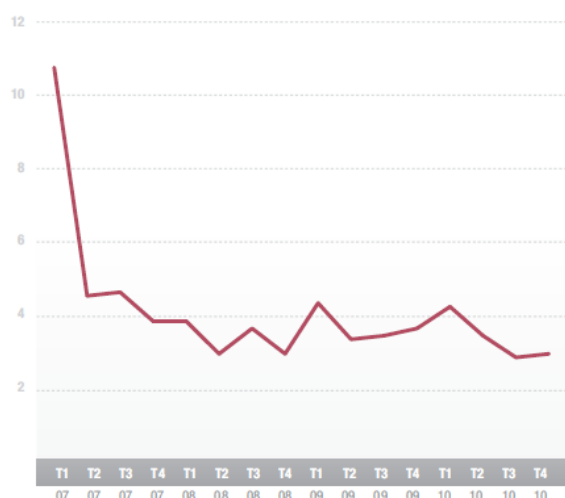
Répartition des contrats signés par clients résidentiels
(situation au 1^{er} décembre 2010 - Total = 1.038.000)



Depuis le troisième trimestre 2007, le taux de changement de fournisseur reste confiné entre 2 et 4%. Il est un peu plus élevé en gaz qu'en électricité.

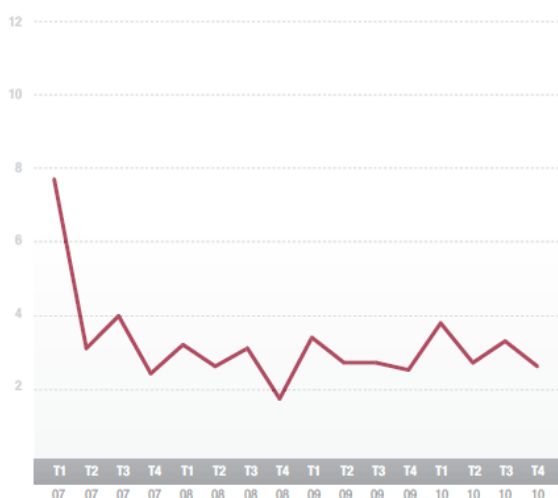
MARCHÉ DU GAZ

Évolution du taux de switches par trimestre



MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Évolution du taux de switches par trimestre



3.4.2.3 Cas de la Région de Bruxelles-Capitale (RBC)

3.4.2.3.1 Nombre de points de fourniture et leur consommation

Le nombre de points de fourniture alimentés (et donc de clients) en Région bruxelloise est donné par le Tableau 1 et 2 en fonction du type d'utilisation du point d'accès (professionnel ou résidentiel).

Tableau 1 - Nombre de points de fourniture pour l'électricité en RBC au 31 décembre 2010

	Professionnels	Résidentiels	Total
Nombre de points de fourniture actifs haute tension	2.870	6	2.876
Nombre de points de fourniture actifs basse tension	104.088	508.387	612.475
Total			678.446

Source : SIBELGA

Tableau 2 - Nombre de points de fourniture en gaz en RBC au 31 décembre 2010

	Professionnels	Résidentiels	Total
Nombre de points de fourniture actifs gaz	50.450	366.466	416.916
Total			493.359

Source : SIBELGA

Le taux de compteurs inactifs est d'environ 15,5% pour le gaz et 9,3% pour l'électricité. Ces taux relativement élevés méritent d'être nuancés en soulignant qu'ils sont en partie dus à un taux assez important de déménagement en Région de Bruxelles-Capitale (RBC), les occupants demandant la fermeture de leurs anciens compteurs.

En électricité, l'énergie totale nette prélevée sur le réseau bruxellois s'élève actuellement à 5,273 TWh. Plus de la moitié de cette énergie est consommée par les utilisateurs raccordés en haute tension alors qu'ils ne représentent que 2.876 consommateurs au total. Il en résulte que

moins de la moitié de l'énergie distribuée en RBC est consommée par la très grande majorité des utilisateurs (612.475 au total).

En effet, cette faible consommation des utilisateurs raccordés en BT est illustrée, dans le tableau ci-dessus. Ce tableau montre que la consommation annuelle d'un utilisateur médian résidentiel est de l'ordre de 2.271 kWh. Ce segment des consommateurs résidentiels représente 82% des utilisateurs raccordés au réseau de distribution bruxellois. Une partie de ces utilisateurs (18,4% au total) disposent d'un compteur double tarif avec une consommation annuelle médiane de 3.389 kWh.

Tableau 3 - Répartition de la consommation annuelle d'électricité (données 2010)

Répartition de la consommation annuelle de l'électricité (en kWh)											
Population	Nombre d' EAN pris en compte	1er décile	2e décile	3e décile	4e décile	5e décile	6e décile	7e décile	8e décile	9e décile	moyenne
Clientèle résidentielle; fréquence de relevés annuelle; simple tarif	394.031	566	976	1.297	1.609	1.950	2.165	2.617	3.255	4.332	2.293
Clientèle résidentielle; fréquence de relevés annuelle; double tarif	113.424	996	1.590	2.119	2.698	3.389	3.841	4.424	5.662	8.403	4.260
Clientèle business; fréquence de relevés annuelle	101.613	236	468	996	1.930	3.163	4.737	7.452	13.131	20.702	8.547
Clientèle business; fréquence de relevés mensuelle	3.167	5.009	15.471	25.453	39.277	53.847	73.762	96.632	132.158	193.861	84.812
Clientèle business; fréquence de relevés	3.053	20.106	50.760	96.336	173.429	250.578	379.154	558.976	929.069	1.782.154	920.589

continue											
----------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Source : SIBELGA

3.4.2.3.2 Activité sur le marché

Par définition, la libéralisation du marché permet à un client de choisir et de changer librement de fournisseur. Une base de données, le registre d'accès, tenue à jour par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) en RBC, reprend notamment le client et le fournisseur déclarés sur un point de fourniture considéré. Le tableau ci-dessous reprend les principaux types de « scénarios » enregistrés par le GRD. D'autres scénarios existent que ceux mentionnés dans le tableau ci-dessus.

Tableau 4 - Description des scénarios induisant une adaptation du registre d'accès géré par le GRD

Nom du scénario	Description
Move In	Scénario introduit auprès de SIBELGA lorsqu'un client demande une ouverture de compteur (emménagement, nouvelle installation, etc.).
Supplier Switch	Scénario introduit auprès de SIBELGA lorsqu'un client change de fournisseur.
Customer Switch	Scénario introduit auprès de SIBELGA lorsqu'un client emménage sur un point de fourniture et choisit le même fournisseur que son prédécesseur sans que le compteur soit fermé dans l'entretemps.
Combined Switch	Scénario introduit auprès de SIBELGA lorsqu'un client emménage sur un point de fourniture et choisit un fournisseur différent que celui initialement actif sur le point de fourniture sans que le compteur soit fermé entretemps.

Source :

SIBELGA

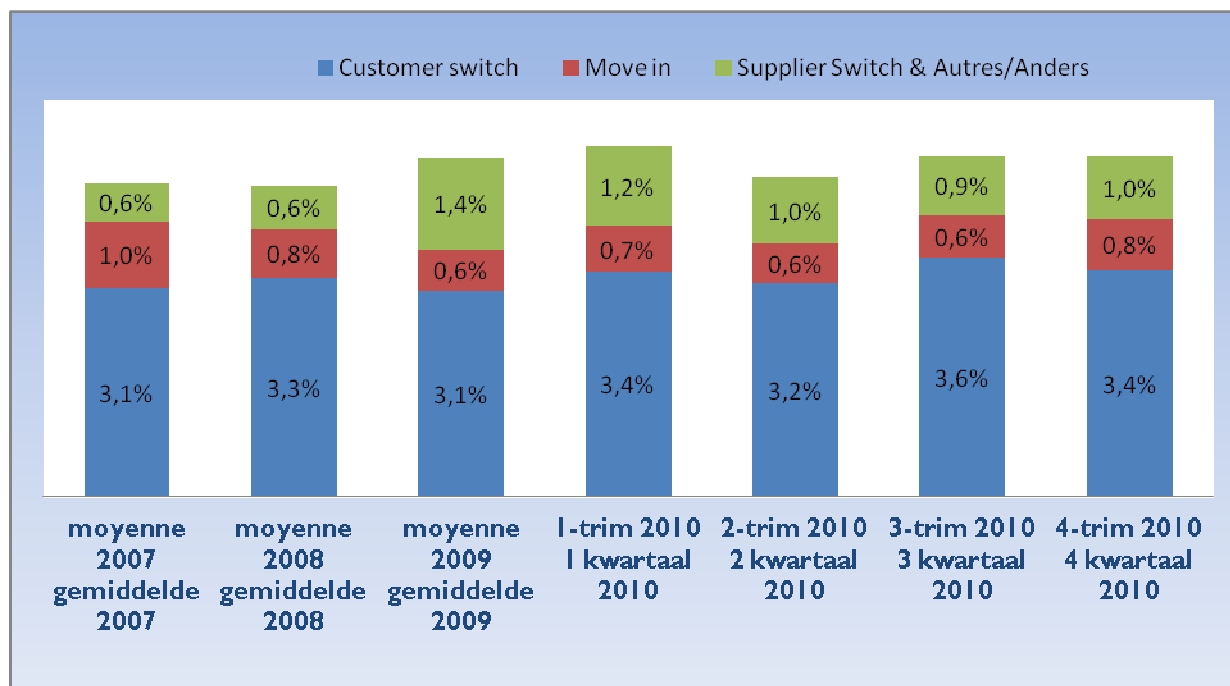
Ci-après les statistiques, sur le taux d'activité des marchés bruxellois du gaz et de l'électricité, sont donnés et commentés pour les trois scénarios suivants :

1. Les « customer switches » ;
2. Les « move in » ;
3. Une catégorie reprenant les autres types de switches, principalement les « supplier switches » et les « combined switches ».

Les graphiques suivants présentent côte à côte des données annuelles et trimestrielles. Le taux de switch sur un trimestre est la somme des switches divisé par le nombre de points de fourniture actifs. La valeur annuelle est constituée de la moyenne des trimestres. Les informations sont aussi établies par type de clientèle.

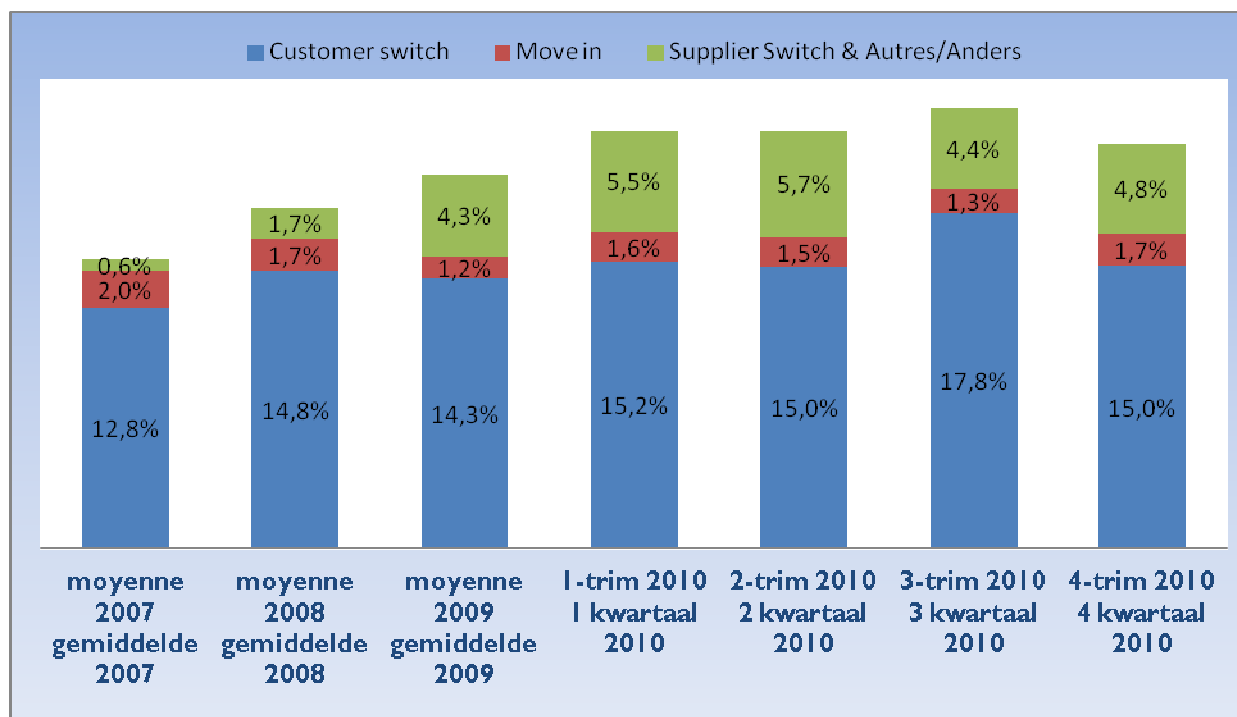
Sur le plan de l'activité du marché, la prédominance des switches se manifeste toujours par un nombre élevé de changements de client sur un même point de consommation, reflétant un taux élevé de déménagements. Ce phénomène explique en grande partie les taux de switch relativement élevés du secteur professionnel. A celui-ci, il faut ajouter les changements de sociétés, par achat, fusion, etc., qui entraînent un changement de client.

Graphique 1 - Taux de switches clients résidentiels pour l'électricité



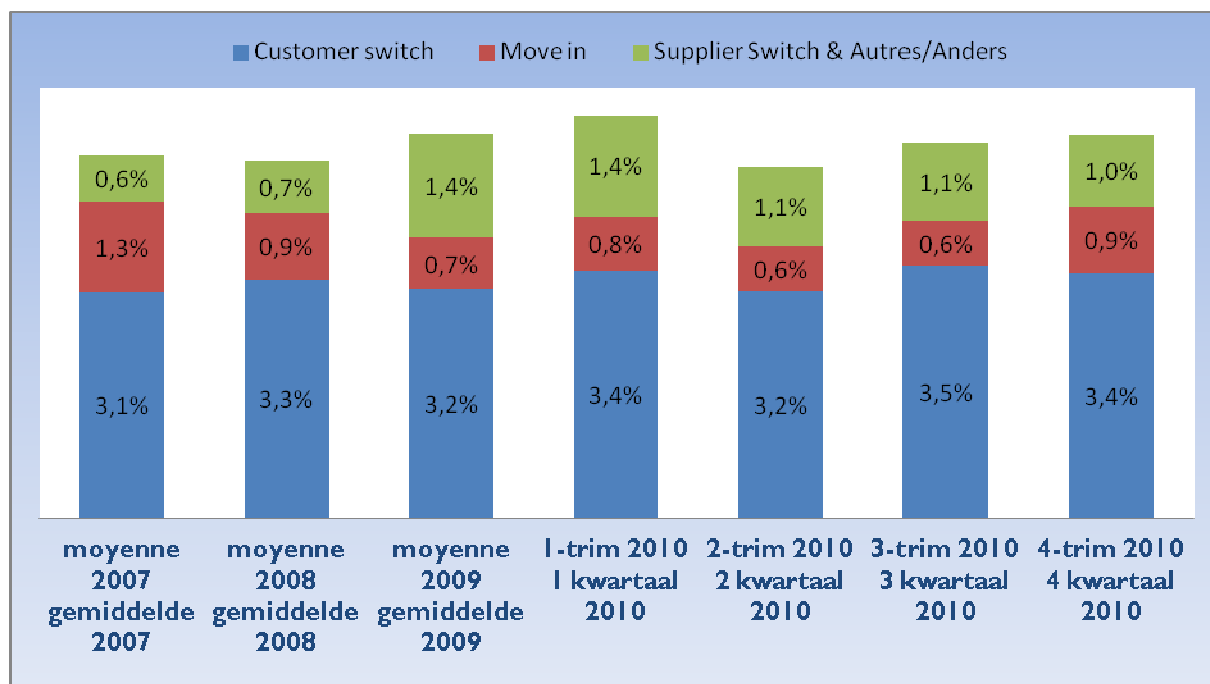
Source : BRUGEL

Graphique 2 - Taux de switches clients professionnels pour l'électricité



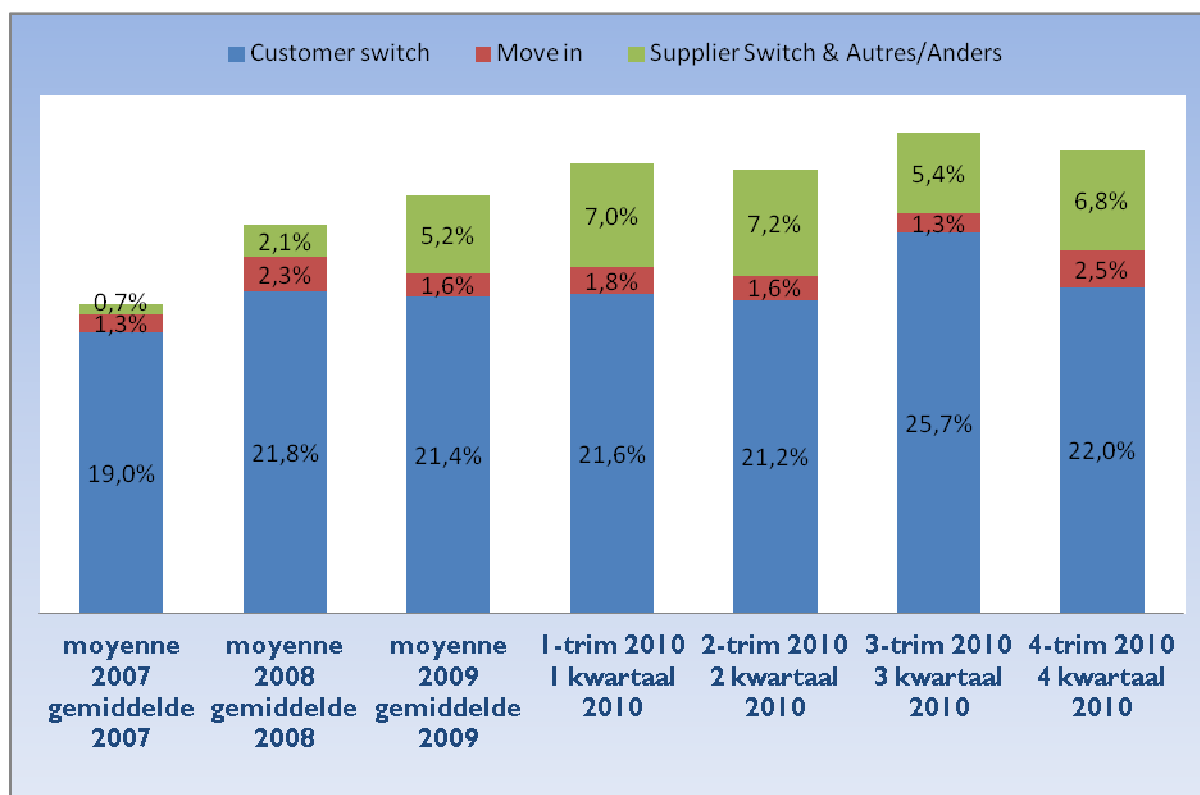
Source : BRUGEL

Graphique 3 - Taux de switches clients résidentiels pour le gaz



Source : BRUGEL

Graphique 4 - Taux de switches clients professionnels pour le gaz



Source : BRUGEL

Pour la clientèle professionnelle, les taux de switch relatifs au changement de fournisseur sont en constante augmentation. Par rapport au début de la libéralisation du marché de l'énergie (2007), cette augmentation est respectivement de 5,9% pour le gaz et 4,5% pour l'électricité.

CHAPITRE 4 :

SYNTHESE DES EVALUATIONS TECHNICO-ECONOMIQUES MENEES EN BELGIQUE

4 SYNTHESE DES EVALUATIONS TECHNICO-ECONOMIQUES

4.1 Introduction

Conformément à l'esprit et au texte des Directives²⁴ européennes, la BELGIQUE en tant que Etat membre de l'Union européenne a conduit, à travers ses trois Régions, des études d'évaluation économiques visées par l'annexe I de ces Directives.

En effet, le paragraphe 2 de cette annexe stipule notamment que : « *Les États membres veillent à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité. **La mise en place de tels systèmes peut être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des avantages 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.*

*Cette évaluation a lieu au plus tard le **3 septembre 2012** ».*

Pour des raisons liées à la structure de l'Etat BELGE et à la répartition des compétences, en matière de politique énergétique, entre l'Etat fédéral et les Régions, les études menées en BELGIQUE ont été conduites par les trois Régions, chacune pour le territoire qui la concerne. Il s'agit de la Région Flamande, de la Région Wallonne et de la Région de Bruxelles-Capitale.

Les autorités respectives de ces trois Régions ont désigné, chacune pour ce qui la concerne, le régulateur régional exerçant ses compétences dans leur Région respective pour veiller à la mise en œuvre de l'évaluation visée par la Directive susmentionnée. Il s'agit de le VREG pour la Région Flamande, de la CWaPE pour la Région Wallonne et de BRUGEL, en collaboration avec l'IBGE²⁵, pour la Région de Bruxelles-Capitale.

Ce chapitre décrit les études réalisées dans chacune des trois Régions de BELGIQUE avec un haut niveau de détail. Par souci de transparence, les rapports complets de ces études, tels que remis par les bureaux d'étude qui ont conduit les évaluations économiques, sont annexés à ce rapport.

²⁴ La Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE et la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE.

²⁵ L'administration de l'environnement et de l'énergie de la Région de Bruxelles-Capitale .

4.2 Etats des lieux des évaluations régionales

4.2.1 Cas de la Région Flamande :

4.2.1.1 Introduction :

Par le décret du 8 juillet 2011 portant modification de la loi du 10 mars 1925 sur les distributions d'énergie électrique et du décret Energie du 8 mai 2009, concernant la transposition de la Directive 2009/72/CE et de la Directive 2009/73/CE, la Flandre a transposé les troisièmes Directives sur l'électricité et le gaz pour ce qui concerne ses compétences.

Le paragraphe 2 de l'annexe I des troisièmes Directives sur l'électricité et le gaz précise que : « Les Etats membres sont tenus de veiller à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité et de gaz. La mise en place de tels systèmes de mesure peut être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des avantages pour le marché et pour le consommateur individuel 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. Cette évaluation a lieu au plus tard le 3 septembre 2012. Sous réserve de cette évaluation, les Etats membres, ou toute autorité compétente qu'ils désignent, fixent un calendrier, avec des objectifs sur une période de 10 ans maximum, pour la mise en place de systèmes intelligents de mesure. Si la mise en place de compteurs intelligents donne lieu à une évaluation favorable, au moins 80 % des clients seront équipés de systèmes intelligents de mesure d'ici à 2020. Les États membres, ou toute autorité compétente qu'ils désignent, veillent à l'interopérabilité des systèmes de mesure à mettre en place sur leur territoire et tiennent dûment compte du respect des normes appropriées et des meilleures pratiques, ainsi que de l'importance du développement du marché intérieur de l'électricité. »

La Commission européenne a précisé²⁶ qu'elle était d'avis que, à défaut d'analyse des coûts et des avantages, 80 % des acheteurs devront disposer d'un système intelligent de mesure en 2020. De même, lorsqu'un Etat membre réalise une analyse des coûts et des avantages et que le résultat de cette dernière est positif, 80 % des acheteurs pour lesquels l'analyse est positive devront disposer d'un système intelligent de mesure en 2020.

La Flandre réalise depuis plusieurs années des études sur l'éventuelle introduction de systèmes de mesure intelligents pour le gaz naturel et l'électricité. Nous distinguons à ce propos trois étapes préparatoires : l'étude des moyens de communication de 2007, l'analyse des coûts et des avantages de 2008 et la plate-forme stratégique « Compteurs et réseaux intelligents », depuis 2010.

²⁶ La Commission a précisé ceci dans sa « note interprétative » relative aux « marchés de détail » dans le cadre de la Troisième Directive sur l'électricité et le gaz naturel (voir http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/doc/implementation_notes/2010_01_21_retail_markets.pdf, p. 10 et 11)

Etude des moyens de communication 2007

Déjà en 2007, le régulateur flamand de l'énergie (VREG) a commandé une étude à l'Université catholique de Leuven sur les moyens de communication susceptibles d'être utilisés dans le cadre de la communication relative aux « compteurs intelligents ».

Cette étude part de l'hypothèse selon laquelle les compteurs intelligents de gaz naturel et d'électricité requièrent un mode de communication à deux voies permettant de transmettre les données de mesure et de recevoir des commandes et des paramètres.

Dans ce rapport, nous nous basons sur les exigences qu'impose le compteur intelligent à l'infrastructure de communication afin de nous faire une idée du volume de données à échanger et du temps nécessaire à ces opérations. D'une part, il est primordial de déterminer le volume d'informations supplémentaires à transmettre, vu qu'il faudra choisir entre un média à large bande et un média à bande étroite. D'autre part, les exigences strictes de la transmission en temps réel (l'accès dans un délai donné à un groupe de compteurs, par exemple afin de désactiver certaines charges) accordent une préférence aux médias qui supportent le broadcasting.

Les moyens de communication sont répartis en trois catégories : la communication sur le réseau électrique (fréquence porteuse sur ligne à haute tension), la communication par les lignes téléphoniques et l'infrastructure câblée (ADSL, câble de distribution TV) et la communication sans fil (mobilité, fréquences radio, radiocommunications à usage privé). Pour chacun de ces moyens de communication potentiels, le contexte technique, la compatibilité avec les applications de mesure intelligentes et la situation en Flandre sont toujours examinés. Ce rapport offre par ailleurs un aperçu des médias possibles pour la communication entre les compteurs de gaz naturel et d'électricité et présente quelques cas pratiques en rapport avec les systèmes intelligents de mesure.

De nombreuses caractéristiques techniques et non techniques déterminent en fin de compte quel est le moyen de communication optimal pour la mise en place d'une infrastructure de mesure intelligente. Si nous voulons à l'avenir consulter, pour chaque compteur intelligent, des données relatives à la consommation par quart d'heure et des données détaillées sur la qualité de l'électricité, nous aurons besoin d'une largeur de bande sensiblement plus importante que pour la simple consultation des données mensuelles. A cette fin, une infrastructure de communication appropriée devra être dotée de solutions basées sur l'internet ou sur la mobilité de la 3e génération (UMTS). Lorsqu'un groupe de compteurs doit être consulté dans un laps de temps donné (exigences en termes de consultation en temps réel), il est impératif que le média supporte le broadcasting.

En outre, les médias en régie présentent l'avantage d'être autonomes par rapport aux parties externes au marché de l'énergie telles que les opérateurs de télécommunications ou les fournisseurs de services internet. Pour ce qui concerne la flexibilité et la fiabilité, tous les moyens de communication satisfont aux exigences imposées aux applications de mesure intelligentes.

ACA 2008

La préparation de cette ACA a fait l'objet d'un plan en plusieurs étapes qui a été scrupuleusement suivi.

Lors de la 1^{re} étape, une liste détaillée des coûts et avantages éventuels liés à l'introduction de compteurs intelligents a été établie sur la base du savoir-faire existant et de l'examen de la littérature pertinente. A cet égard, des matrices des acteurs ont été définies. Autrement dit, pour chaque poste de coûts et de bénéfices, il a été indiqué quels étaient les acteurs impliqués financièrement. Au cours de l'étape 2, cette liste détaillée (qui comprend 30 à 40 postes différents) a été réduite - sur la base d'une analyse qualitative - à une liste succincte reprenant les postes de coûts et de bénéfices les plus pertinents. Cette réduction a été opérée sur la base d'une estimation de l'importance (contribution financière) par poste de coûts et/ou de bénéfices.

L'étape 2 consistait également à récolter des informations auprès des membres du parcours d'étude pertinent dans le cadre du projet global « modèle de marché », dans le but de contribuer à étayer l'éventuelle opportunité et la faisabilité (économique, notamment) de la mise en place de « compteurs intelligents » en Flandre. Les membres du WT4 sont des parties prenantes qui proviennent - entre autres - de fournisseurs d'énergie, de gestionnaires de réseaux et d'Elia. Les principales évolutions observées dans ce contexte ont été définies lors de l'étape 3 sous forme de projets alternatifs, tels que la stratégie de remplacement des compteurs à appliquer et l'évolution de la demande en énergie par les acheteurs.

Lors de l'étape 4, les 16 postes de la liste succincte ont été quantifiés individuellement sur la base d'indicateurs généraux, de la littérature spécialisée, d'entretiens avec les parties et du savoir-faire existant. Tous les coûts et avantages quantifiés ont ensuite été regroupés dans un modèle financier (étape 5). Ce modèle financier permet de calculer une valeur de projet (valeur actuelle nette) et de scinder les coûts et avantages entre les différentes parties au marché. L'objectif de ce modèle financier consiste notamment à se faire une idée de l'impact des divers postes de coûts et de bénéfices.

Par ailleurs, toujours dans le cadre de l'étape 5, les résultats du modèle financier ont permis de réaliser une analyse de sensibilité afin d'obtenir un aperçu des paramètres les plus déterminants sur le résultat de l'analyse des coûts et avantages.

Plate-forme stratégique « Compteurs et réseaux intelligents »

Depuis le mois de février 2010, la Plate-forme stratégique Compteurs intelligents est active, sous la présidence du régulateur VREG. Cette plate-forme rassemble les parties concernées par les réseaux et compteurs intelligents : gestionnaires de réseaux, fournisseurs, producteurs d'énergie, organisations d'entreprises et acheteurs (dont les organisations de consommateurs et les associations de lutte contre la pauvreté), toutes les entités concernées au sein des pouvoirs publics flamands, la Commission pour la Protection de la vie privée, les universités et centres de recherche, ...

L'objectif de cette plate-forme consiste à accroître et à partager les connaissances sur les réseaux et compteurs intelligents, à assurer le suivi des initiatives en la matière en Flandre et à organiser un débat à grande échelle sur les avantages et les inconvénients ainsi que sur les aspects à régler dans le cadre de l'introduction de systèmes intelligents de mesure. La contribution des intéressés au sein des groupes de travail de la plate-forme stratégique aide le VREG à présenter des études détaillées au ministre et au Gouvernement flamand et à émettre des avis en rapport avec les réseaux et compteurs intelligents.

Ces travaux ont déjà livré de nombreux résultats :

Réseaux intelligents

- Des indicateurs ont été définis en vue de contrôler la transition du réseau existant vers un réseau intelligent ;
- Grâce à une collaboration entre le VREG, VITO, Elia et les gestionnaires de réseaux, une étude est en cours, qui se penche sur la façon d'harmoniser au mieux la mise en place du réseau et l'implantation d'un système de production d'électricité décentralisé ;
- A certains endroits, les réseaux devront être élargis et renforcés mais aussi mieux utilisés. C'est pourquoi un plan d'action a été établi en concertation avec toutes les parties intéressées. Ce plan d'action devrait, à terme, améliorer l'utilisation des réseaux.

Compteurs intelligents

- Il est primordial que le compteur intelligent réponde davantage aux besoins des clients. Une concertation a donc été organisée au sein de la Plate-forme stratégique en rapport avec les services que le client attend du compteur intelligent (par exemple des informations sur la consommation réelle et le coût énergétique, la commande et la programmation à distance, l'interface avec les appareils domestiques). Un large consensus a été atteint pour ce qui concerne les services les plus indiqués au sein de la Région flamande ;
- Au sein de la Plate-forme stratégique, les parties débattent de différents sujets importants pour le consommateur et susceptibles d'être influencés par l'introduction de compteurs intelligents. Nous pensons par exemple à la coupure de l'approvisionnement en énergie en cas de non-paiement de la facture d'énergie ou à la communication d'informations au consommateur. Les travaux au sein de la Plate-forme stratégique ont donné lieu à la rédaction d'un document reprenant des questions stratégiques et des points d'action, qui devront être abordés en 2012. Pour chacun des différents sujets, les parties étudient également les actions à entreprendre et vérifient s'il ne faut pas élaborer de nouvelles lois ou adapter les lois existantes en la matière ;
- En collaboration avec la Commission Vie privée, les organisations de défense des consommateurs et les associations de lutte contre la pauvreté, des débats ont également été entamés au sein de la Plate-forme stratégique en rapport avec des aspects tels que la vie privée, la sécurité et l'intégrité des données dans le cas de compteurs intelligents.

Par ailleurs, la Ministre flamande de l'énergie, du logement, des villes et de l'économie sociale Freya Van den Bossche, le VREG et LNE ont organisé en date du 5 octobre 2010 une table ronde sur les systèmes intelligents de mesure et leur impact sur le consommateur.

En juin 2012, un débat a été mené au Parlement flamand sur la base de l'avis du régulateur de l'énergie VREG quant à l'éventuelle introduction de compteurs intelligents.

4.2.1.2 Analyse de faisabilité technico-économique :

4.2.1.2.1 Adaptations aux conditions locales :

Pour l'analyse en Région flamande, l'ensemble des fonctionnalités a été considéré de façon plus large que dans la recommandation de la Commission européenne, notamment en vue de pouvoir exécuter efficacement les obligations sociales de service public pour les acheteurs plus vulnérables (compteur à budget/paiement anticipé).

En outre, d'autres conditions locales sont essentielles dans le cadre de l'analyse de l'éventuelle introduction de compteurs intelligents en Flandre :

Nous avons observé ces dernières années une évolution en faveur de l'accroissement de la rentabilité dans la gestion des réseaux de distribution : les gestionnaires de ces réseaux se sont rassemblés et ont regroupé leurs activités opérationnelles en 2 sociétés : Eandis et Infrax.

4.2.1.2.2 Définition du modèle du système intelligent de mesure :

Un compteur intelligent est un compteur électronique qui mesure et enregistre les flux d'énergie et les quantités physiques apparentées et qui est équipé d'un outil de communication bidirectionnel qui veille à ce que les données puissent non seulement être lues localement, mais aussi à distance et à ce que le compteur soit en mesure de réaliser des actions sur base des données qu'il reçoit localement ou à distance.

4.2.1.3 Hypothèses de départ :

4.2.1.3.1 Paramètres financiers :

Modèle 2008

Comme précisé plus haut, le VREG a élaboré en 2008 un modèle en vue de la réalisation d'une analyse coûts/avantages. Il s'agit d'une analyse sociale des coûts et avantages qui, outre les coûts et avantages économiques, dresse également la carte des effets sociaux et environnementaux. Sur la base des paramètres calculés à l'époque et de plusieurs estimations, le résultat obtenu en 2008 était négatif (- 389 millions d'euros).

Modèle 2011

Dans le courant de l'année 2011, le modèle a été peaufiné sur la base de nouvelles informations, et une attention particulière a été accordée aux analyses qui portent plus spécifiquement sur les groupes-cibles.

Cette amélioration du modèle de coûts et de bénéfices fait l'objet d'un suivi au sein de la Plate-forme stratégique Réseaux intelligents du VREG, qui est opérationnelle depuis le 1^{er} février 2010 et au sein de laquelle toutes les parties intéressées peuvent débattre.

Le 9 mars 2012, la Commission européenne a formulé une recommandation²⁷ dans le cadre de la préparation du déploiement des systèmes intelligents de mesure. Cette recommandation se concentre sur trois thèmes : la protection des données et le traitement des informations à caractère personnel, la méthodologie à appliquer pour l'analyse des coûts et des avantages et enfin les fonctionnalités minimales auxquelles les systèmes intelligents de mesure doivent satisfaire.

Étant donné que cette recommandation de la Commission européenne n'a été publiée qu'au printemps 2012, le VREG avait déjà publié antérieurement des rapports sur les fonctionnalités indispensables du compteur intelligent²⁸, sur l'estimation des coûts et des avantages²⁹ ainsi que sur le problème de la vie privée³⁰.

Au sein de la Plate-forme stratégique Réseaux intelligents, le choix des fonctionnalités minimales a été réinscrit à l'ordre du jour dans le courant de l'année 2011. Ce choix était nécessaire à l'estimation des coûts et des avantages et avait donc déjà été traité en 2008.

Après la publication de la recommandation, une rétrospective a été opérée en vue de valider les choix effectués. À cet égard, il a été établi que les fonctionnalités choisies satisfaisaient à la liste minimale mentionnée dans les recommandations.

D'après les recommandations de la Commission, l'évaluation économique doit :

- tenir compte de la spécificité locale ;
- comprendre une analyse des coûts et des avantages ;
- comprendre une analyse de sensibilité ;
- être suffisamment large et, partant, traiter l'impact sur l'acheteur ainsi que les éléments liés aux mesures stratégiques pouvant être prises via le compteur intelligent (environnement, ...).

Sur ce plan également, un test a posteriori a été effectué au sein de la Plate-forme stratégique, à l'issue duquel il a été établi que l'analyse des coûts et des avantages réalisée à l'aide du modèle 2011 satisfaisait aux lignes de conduite et à l'Annexe I de la 3^e Directive sur l'énergie.

Reste le problème de la vie privée. La Commission pour la protection de la vie privée (la « Commission Vie privée ») s'est adressée aux gestionnaires de réseaux afin d'obtenir de plus amples informations sur la politique actuelle et future, avant tout en vue du projet pilote. La Commission Vie privée et le VREG attendent à présent une mise en œuvre concrète de la

²⁷ Recommandation de la Commission du 09.03.012 relative à la préparation de l'introduction des systèmes intelligents de mesure, C(2012) 1342

²⁸ Rapp-2011-12 relatif aux fonctionnalités des compteurs intelligents

²⁹ Rapp-2011-21 relatif à la faisabilité financière des compteurs intelligents en Flandre

³⁰ Rapp-2011-20 relatif à la vie privée et au compteur intelligent

politique des gestionnaires de réseaux en matière de vie privée et attendent que les acheteurs soient correctement informés sur l'utilisation de toutes les données. Cet exercice est toujours en cours au sein d'un groupe de travail constitué tout spécialement à cette fin par la Plateforme stratégique. Nous n'insisterons jamais assez sur le fait que ce point doit constituer une priorité permanente dans le cadre de la mise en œuvre de tous les processus internes adaptés et des processus de marché. Le respect de la vie privée dès la conception doit faire partie intégrante de toute introduction de compteurs intelligents.

4.2.1.3.2 Paramètres de déploiement :

La nouvelle analyse des coûts et des avantages, réalisée sur la base du modèle 2011, part des hypothèses suivantes :

- un déploiement à grande échelle (98 %) du compteur intelligent ;
- l'utilisation des technologies de communication telles que proposées dans leur domaine de service par Eandis (PLC) et Infrax (MUC par GPRS et MUC par câble) ;
- aucun afficheur ne sera installé chez les consommateurs, et seuls les avantages du feedback mensuel indirect de la consommation énergétique seront inclus, via un relevé (numérique) indicatif de la consommation et des coûts (en ce compris la comparaison historique, la comparaison à un groupe normatif, les conseils en termes d'économie et autres). L'économie d'énergie ainsi réalisée est estimée à 1 % pour l'électricité et à 2 % pour le gaz naturel ;
- les coûts des compteurs intelligents et de l'installation des systèmes de stockage et de traitement des données ont été adaptés aux nouvelles conceptions ;
- le compteur intelligent permet un changement de fournisseur aisé et sans faille, de sorte que le nombre de clients qui changent de fournisseur d'énergie passera d'environ 7 % actuellement à 15 % en 2045 ;
- d'autres coûts et avantages sociaux ajoutés sont notamment la compensation du temps consacré par le consommateur tel que l'attente du placement du compteur, les entretiens téléphoniques avec les centres d'appel et l'absence d'émissions de CO₂. Ce dernier aspect a été pris en compte conformément aux directives européennes ;
- la période de déploiement est estimée à cinq ans. A ce propos, remarquons que les systèmes de stockage et de traitement des données nécessaires à l'analyse des coûts et des avantages seront déjà inclus la première année. Ces systèmes constituent en effet une condition minimale du bon fonctionnement du système dans son ensemble.

4.2.1.3.3 Définition de la situation de référence:

L'analyse des coûts et des avantages est une méthode d'évaluation utilisée pour étudier des solutions alternatives.

L'alternative zéro est la situation actuelle, dans laquelle seulement un nombre extrêmement faible d'acheteurs utilise une infrastructure de mesure dotée de compteurs intelligents.

Dans le cadre des alternatives au projet, tous les consommateurs d'énergie seront, après une phase de transition donnée, reliés à une infrastructure de mesure dotée de compteurs intelligents.

Il est préalablement défini un scénario de référence (n°1 des alternatives au projet) appelé alternative de référence. Ce scénario de référence, dans le cadre duquel tous les acheteurs de la Région flamande (selon cette hypothèse, le déploiement est effectué chez 98 % de tous les acheteurs, en raison de l'impossibilité de prendre contact avec les 2 % restants et/ou d'installer le compteur chez ces derniers) reçoivent un compteur intelligent dans une période de 5 ans, livre un résultat social de + 700 millions € à - 300 millions € sur une période de trente ans, pour un investissement total de 2 milliards d'euros.

Projectkenmerken	Referentiealternatief
Aantal meters Elektriciteit	3.455.000
Aantal meters gas	1.800.000
Uitrol start	98% in 5 jaar
Projectduur	5 jaar
Levensduur slimme meters	30 jaar
communicatietechnologie	15 jaar
Data opslag en verwerkingssysteem	80% Eandis PLC breedband tot gateway met kabelmodem 20% Infrax waarvan 60% MUC over kabel en 40% GPRS
Displays	vanaf het eerste jaar
Totale kost van het project	-
Feed back verbruik	~ 2 miljard €
Feed back verbruik huidige metering	Maandelijks - Indirect (post mail gsm)
switch	Jaarlijks
Filters in LS cabines	evolutie van nu 7% tot 15% in 2045
Filters in meterkasten	-
Energiebesparing E	X
Energiebesparing G	1%
Baten slimme netten	2%
	-

4.2.1.4 Analyse des coûts et avantages (ACA) :

4.2.1.4.1 Evaluation des bénéfices :

Dans le scénario de référence de l'analyse des coûts et des bénéfices, la valeur actuelle nette devient positive après 24 ans et atteint 144 millions d'euros après 30 ans. Ce résultat dépend bien entendu de différentes hypothèses. C'est pourquoi la sensibilité du résultat a également été étudiée. Le choix d'une durée de déploiement simulée de 5 ans a été suggéré par les conditions logistiques essentielles mais risque d'être de nature à poser problème quant à la disponibilité d'un nombre suffisant de techniciens qualifiés, ce qui augmenterait sensiblement le coût du déploiement sur 5 ans, surtout à une période durant laquelle l'installation à grande échelle de compteurs intelligents a également lieu dans d'autres Etats membres.

Principaux postes de bénéfices :

- Feed-back indirect et économie d'énergie
- Economie de coût sur le relevé « physique » d'index
- Coût évité de l'achat et du placement des anciens compteurs (y compris compteur à budget)
- Bénéfice meilleur approche de la consommation non facturable
- Bénéfice sur l'allocation et la réconciliation
- Coût évité de la gestion des données de l'ancien compteur
- Economie de coût du service clientèle (call-center)
- Economie liée au changement plus aisé lors du choix du fournisseur en E/G
- Bénéfice du glissement vers une utilisation Time-of-Use
- Bénéfices liés aux réseaux intelligents (non inclus dans l'alternative de référence)

Conformément aux recommandations européennes, plusieurs scénarios alternatifs ont été élaborés par le biais du Modèle 2011. Ces scénarios sont à l'origine des hypothèses suivantes :

- Si l'on permet à l'acheteur d'opter ou de ne pas opter pour un compteur intelligent, les coûts d'introduction seront supérieurs aux bénéfices. Le déploiement s'accompagne en effet de nombreux frais, et les systèmes existants doivent être maintenus opérationnels plus longtemps.
- Les principaux bénéfices sociaux lors de l'introduction de compteurs intelligents sont ceux provenant du placement de compteurs intelligents chez les gros consommateurs,

les prosommateurs (les acheteurs qui produisent eux-mêmes de l'électricité, au moyen de panneaux solaires, par exemple) et les acheteurs équipés d'un compteur à budget. Les autres groupes auraient davantage de frais que de bénéfices. Si toutefois il est décidé de n'effectuer le déploiement que chez ces utilisateurs, l'ACA livrera un résultat négatif. Dans le cas d'un déploiement segmenté (qui consiste en une approche par groupe-cible), le prix d'achat et le coût d'installation des compteurs risquent en effet d'être sensiblement plus élevés et ainsi de réduire à néant l'avantage que présentent les bénéfices rapides chez les gros consommateurs. En cas de déploiement incomplet, le coût d'un système dédoublé s'avère négatif et certains bénéfices ne peuvent être pleinement réalisés.

- La combinaison d'un compteur intelligent avec afficheur dans le salon, qui indique la consommation d'électricité en temps réel, pourrait davantage inciter l'acheteur à économiser l'énergie, mais uniquement dans les cas où cet acheteur a lui-même demandé à obtenir cet afficheur. Le placement obligatoire d'un tel afficheur aurait peu d'effets positifs sur le résultat de l'analyse des coûts et des avantages, étant donné qu'il n'a d'effet positif que chez les consommateurs soucieux d'économiser l'énergie.

• Feed-back	Electricité	Gaz	Raccordements
Feed-back indirect	1 %	2 %	100 %
Feed-back direct	4 % (+3 %)	3 % (+1 %)	24 %

Sources : Ofgem/AECOM, Energy Demand Research Project, June 2011 & VREG, Résultats enquête entreprises 2010, novembre 2010.

- Par ailleurs, il est important d'avoir une idée plus précise de la relation entre le déploiement des compteurs intelligents et l'élaboration d'un réseau intelligent, ainsi que de la mesure dans laquelle les relevés de compteur mensuels sont nécessaires. Il faut également faire un choix en ce qui concerne l'infrastructure de communication. La réponse à ces questions a un impact non négligeable sur le résultat de l'ACA mais implique un choix stratégique propre qui ne doit pas être examiné uniquement dans la perspective du déploiement des compteurs intelligents, et pour lequel un travail d'étude supplémentaire est requis.

4.2.1.4.2 Évaluation des coûts :

Principaux postes de frais pendant ou avant le déploiement :

- Achat et installation de compteurs d'énergie intelligents
- Investissements ICT
- Frais de déploiement du projet
- Investissements pour les besoins des réseaux intelligents (ne font pas partie de l'alternative de référence).

Principaux postes de frais après le déploiement :

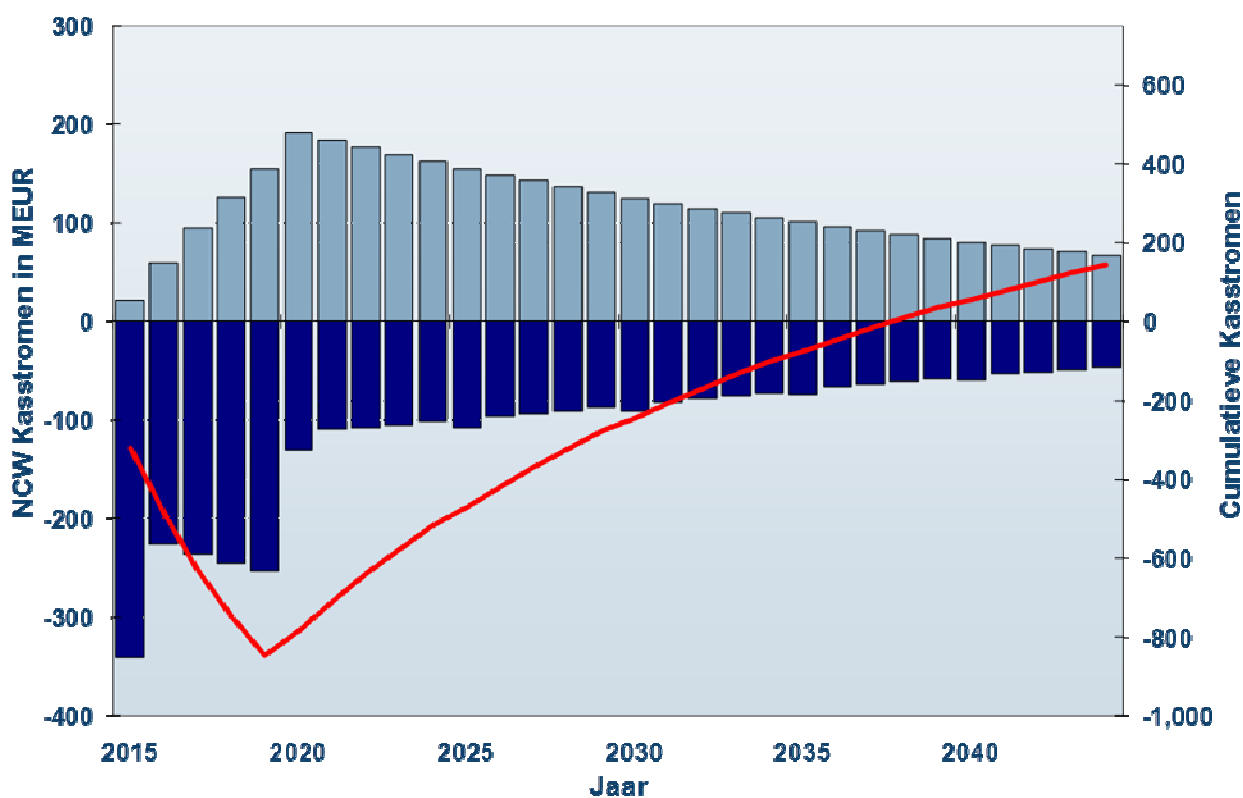
- Remplacement des compteurs intelligents
- Réinvestissements ICT
- Frais opérationnels (entre autres abonnements aux données, maintenance ICT)

4.2.1.4.3 Valeur actuelle nette par scénario

Alternatives au projet :

- Alternative de référence

	Valeur	Unité
Valeur actuelle nette	144	MEUR
Internal Rate of Return (IRR)	~ 6,84	%
Temps de retour	24	Années



- Fréquence de retour (ou facturation) ; relevé mensuel du compteur selon l'alternative zéro.
- L'alternative zéro est adaptée à une situation dans laquelle le relevé d'un simple compteur est effectué 4, 6 ou 12 fois par an en vue du feed-back de la consommation à l'acheteur de l'énergie. Le choix du relevé mensuel n'a pas encore été fait.
- Evaluation financière des différentes technologies de communication
- Il est opéré une comparaison des alternatives avec différentes technologies de communication telles que 100 % Infrac/Eandis et PLC/GPRS classique.
- Alternative au projet « smart grid ready »/ mesure en temps réel et feed-back direct

Les investissements et les avantages supplémentaires de l'alternative smart grid ready sont inclus dans l'ACA. En outre, les conséquences du feed-back direct de la consommation d'énergie sont elles aussi examinées. Il est important de préciser ici que tous les avantages supplémentaires ne pourront être directement associés au déploiement des compteurs intelligents. La relation entre les coûts et les bénéfices du compteur intelligent et du réseau intelligent doit être étudiée de façon plus approfondie.

- Déploiement proportionnellement au remplacement des compteurs

Un déploiement sur une période de 15 ans, dans le cadre duquel il est question uniquement du glissement des coûts et avantages.

Scénarios :

- Déploiement spontané

Le résultat équivaut à environ -200 MEUR (contre +144 MEUR selon le scénario de référence) sur la base d'un déploiement d'au moins 80 %. En d'autres termes, 80 % de tous les coûts et avantages sont inclus, à l'exception des coûts IT (MDM/AMM) et des coûts de mise en œuvre du projet, qui sont inclus à 100 %.

Dans ce scénario, le bénéfice résultant de la diminution de la consommation non facturable est sensiblement moins élevé car la détection de la consommation non facturable est légèrement moins effective. Dans le cas d'un déploiement spontané, le temps d'installation du compteur intelligent augmente de 50 %.

- Déploiement segmenté

Si nous examinons le déploiement des segments non rentables sur une période de 15 ans, la valeur actuelle nette de l'ACA baisse pour passer à -265 MEUR.

4.2.1.4.4 Valeur actuelle nette par acteur

Pour pouvoir effectuer une analyse au niveau des différents acteurs, six différents groupes d'acheteurs ont été définis, en premier lieu sur la base de la consommation d'électricité et, dans deux cas, sur la base d'une caractéristique spécifique. Les segments choisis sont décrits ci-après.

Prosommateurs

Les prosommateurs sont les ménages qui disposent de leur propre système de production d'énergie tel que des panneaux solaires ou des installations de micro-cogénération qui, outre la chaleur, produisent également de l'électricité. Par ailleurs, les ménages équipés de pompes à chaleur et de voitures électriques font eux aussi partie des prosommateurs. Au cours de la période 2010-2015, la croissance devrait doubler, portant ainsi le nombre de prosommateurs à plus de 200.000 en 2015. Cette croissance résultera en une baisse des segments résidentiels dont la consommation est supérieure à 1.200 kWh par an. La consommation d'électricité moyenne par raccordement des prosommateurs s'élève à environ 5.400 kWh par an, tandis que la consommation de gaz par raccordement avoisine les 19.500 kWh par an. Le nombre de consommateurs de gaz au sein du groupe de prosommateurs n'augmentera toutefois pas car, d'après les prévisions, de nombreux acheteurs recourront à des alternatives telles que la pompe à chaleur. En outre, une baisse significative de la consommation de gaz pour ce segment a été enregistrée pour la même raison.

Utilisateurs d'un compteur à budget

En Flandre, quelque 40.000 compteurs à budget ont été installés pour les consommateurs d'électricité et 25.000 pour les consommateurs de gaz. D'après les prévisions, ces nombres devraient avoisiner 50.000 pour l'électricité et 30.000 pour le gaz d'ici 2015. La consommation annuelle moyenne par raccordement dans ce segment est de 4.300 kWh pour l'électricité et 19.100 kWh pour le gaz.

Acheteurs résidentiels dont la consommation d'électricité est inférieure à 1.200 kWh par an

Le nombre total d'abonnés résidentiels en Flandre dont la consommation d'électricité est inférieure à 1.200 kWh par an se situe actuellement aux alentours de 500.000. Si l'on en croit les prévisions, ce nombre continuera d'augmenter peu à peu. La consommation annuelle moyenne d'électricité par raccordement dans ce segment est d'environ 700 kWh; la consommation annuelle moyenne de gaz par raccordement s'élève à environ 11.100 kWh.

Acheteurs résidentiels dont la consommation d'électricité se situe entre 1.200 et 3.500 kWh par an

Avec plus d'un million de raccordements, le nombre d'acheteurs résidentiels dont la consommation d'électricité se situe entre 1.200 et 3.500 kWh par an est deux fois supérieur au nombre d'acheteurs du segment précédent. En raison de la croissance attendue du nombre de prosommateurs, le nombre de ménages de ce segment baissera légèrement à l'avenir. Dans ce

segment, chaque abonné consomme en moyenne 2.100 kWh d'électricité et 15.700 kWh de gaz par an.

Acheteurs résidentiels dont la consommation d'électricité est supérieure à 3.500 kWh par an

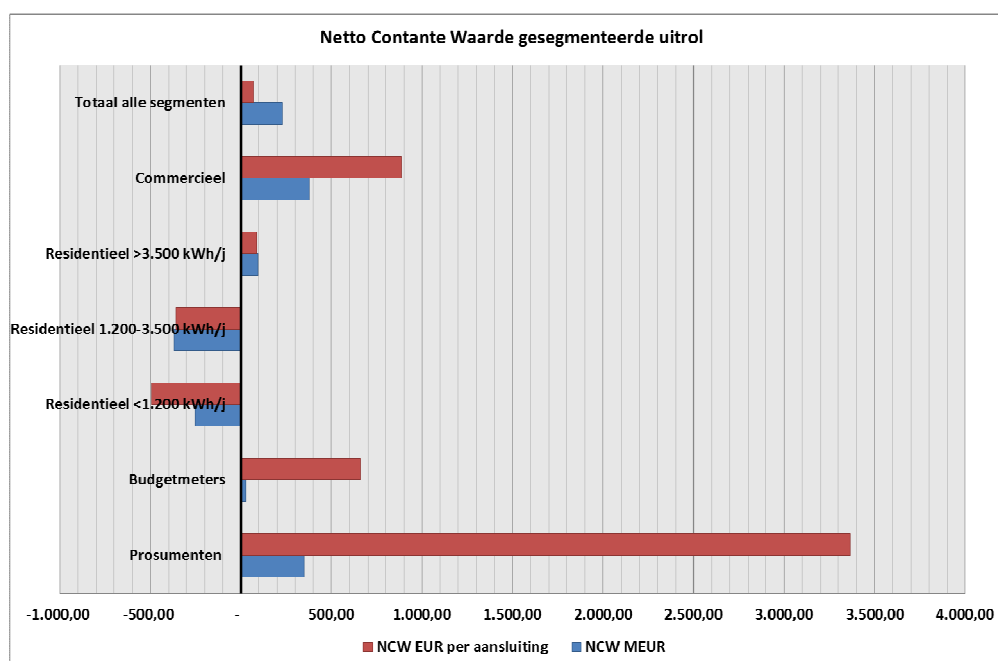
En raison du nombre croissant de prosummateurs, le nombre d'acheteurs résidentiels dont la consommation d'électricité est supérieure à 3.500 kWh par an va baisser à l'avenir. Pour le moment, ce segment comprend quelque 1,1 million d'abonnés, qui consomment en moyenne 9.000 kWh d'électricité et 21.700 kWh de gaz par an.

Acheteurs commerciaux

Le segment commercial comprend actuellement quelque 425.000 raccordements ; ce nombre augmentera encore légèrement à l'avenir. La consommation d'électricité moyenne par raccordement est de 12.200 kWh par an ; la consommation de gaz moyenne par raccordement s'élève quant à elle à 42.600 kWh par an.

Les prosummateurs, le compteur à budget, les acheteurs résidentiels >3.500 et les acheteurs commerciaux affichent un résultat social positif. Les autres acheteurs d'énergie affichent un résultat social négatif.

Sous forme de graphique, la proportion entre les coûts et les bénéfices par segment se présente comme suit:



Les frais supplémentaires occasionnés dans le cadre du déploiement segmenté peuvent atteindre 800 millions d'euros sur toute la durée du projet, principalement en raison des frais d'installation plus élevés et de la disparition des avantages liés aux économies d'échelle.

Un déploiement segmenté comporte également plusieurs risques non négligeables. Dans le cas où des segments sont géographiquement disséminés sur le territoire de la Flandre, par exemple, les frais augmenteront. De même, de nombreux avantages ne seront visibles que lorsque le déploiement sera complet (> 80 %). Tant que ce n'est pas le cas, il faut garantir le fonctionnement de 2 systèmes parallèles, avec tous les frais que cela implique.

L'analyse des coûts et des avantages ne fournit cependant aucune précision quant à la façon dont les coûts et les bénéfices sont répartis entre les différents groupes concernés.

Cette constatation s'applique à la répartition des coûts et avantages aussi bien entre les différentes parties du marché (fournisseurs, gestionnaires de réseaux et acheteurs) qu'entre les différents types d'acheteurs (gros consommateurs, petits consommateurs, prosummateurs, ...). Étant donné qu'il peut y avoir une variation considérable entre les coûts et les bénéfices entre ces acheteurs et que le coût pour le gestionnaire de réseau est théoriquement solidarisé via le tarif, il est indispensable d'avoir une idée précise de la répartition des coûts avant de se prononcer sur le déploiement général du compteur intelligent.

4.2.1.4.5 Coûts à supporter par l'utilisateur pris individuellement.

Un point non négligeable est la répartition des frais – malgré tout élevés – qu'occasionnerait le déploiement total ou partiel de compteurs intelligents pour les acheteurs d'énergie.

Lors de la définition du scénario segmenté, il a été explicitement souligné que l'objectif n'était pas d'analyser des segments pour lesquels l'analyse des coûts et avantages livre un résultat positif ou négatif, en vue du déploiement ou du non-déploiement dans ces segments. En revanche, les éléments analysés sont les éventuels coûts et avantages pouvant être alloués au déploiement d'un segment donné, en vue de l'organisation d'éventuels split incentives³¹, mais pas dans le but de se prononcer sur l'éventuel déploiement dans le segment en question.

En gardant à l'esprit cette considération, nous pouvons confirmer que, pour les segments « Acheteurs résidentiels dont la consommation d'électricité est inférieure à 1.200 kWh par an » et « Acheteurs résidentiels dont la consommation d'électricité se situe entre 1.200 et 3.500 kWh par an », la valeur actuelle nette enregistrée sera négative. En termes de quantité, cela concerne plus d'1,5 million de raccordements, sur un total de 3,2 millions de raccordements au réseau électrique.

Cet élément justifie lui aussi le fait que la décision définitive ne sera prise que dans une phase ultérieure : à ce moment-là, nous aurons davantage de précisions pour ce qui concerne le transfert aux régions des compétences relatives aux réseaux de distribution, et cet aspect pourra donc être intégré dans le projet de façon pertinente et détaillée, ce qui n'est pas encore le cas actuellement.

Lors de ces actions ultérieures, les parties intéressées resteront impliquées dans le projet au travers du « Groupe de travail Marché » de la Plate-forme stratégique Réseaux intelligents.

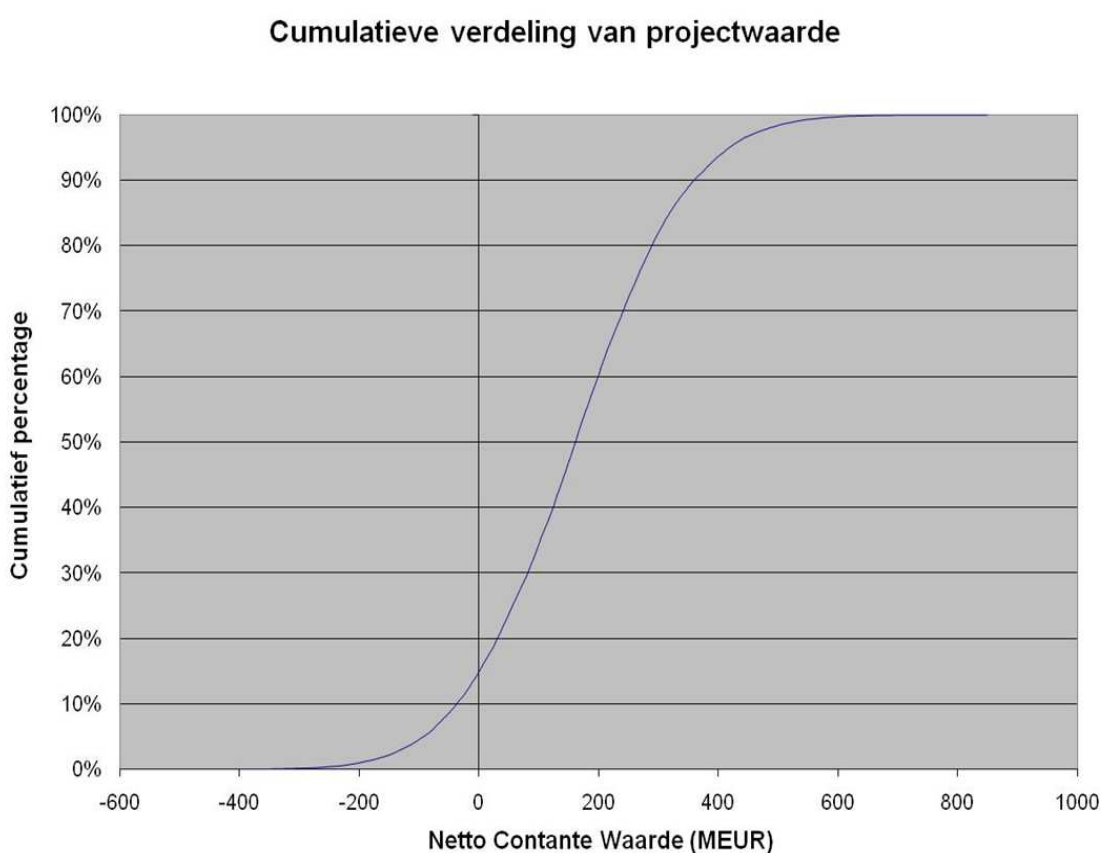
³¹ L'on parle de split incentive lorsqu'une partie qui investit dans une technique donnée n'est pas celle qui tire profit des économies y afférentes.

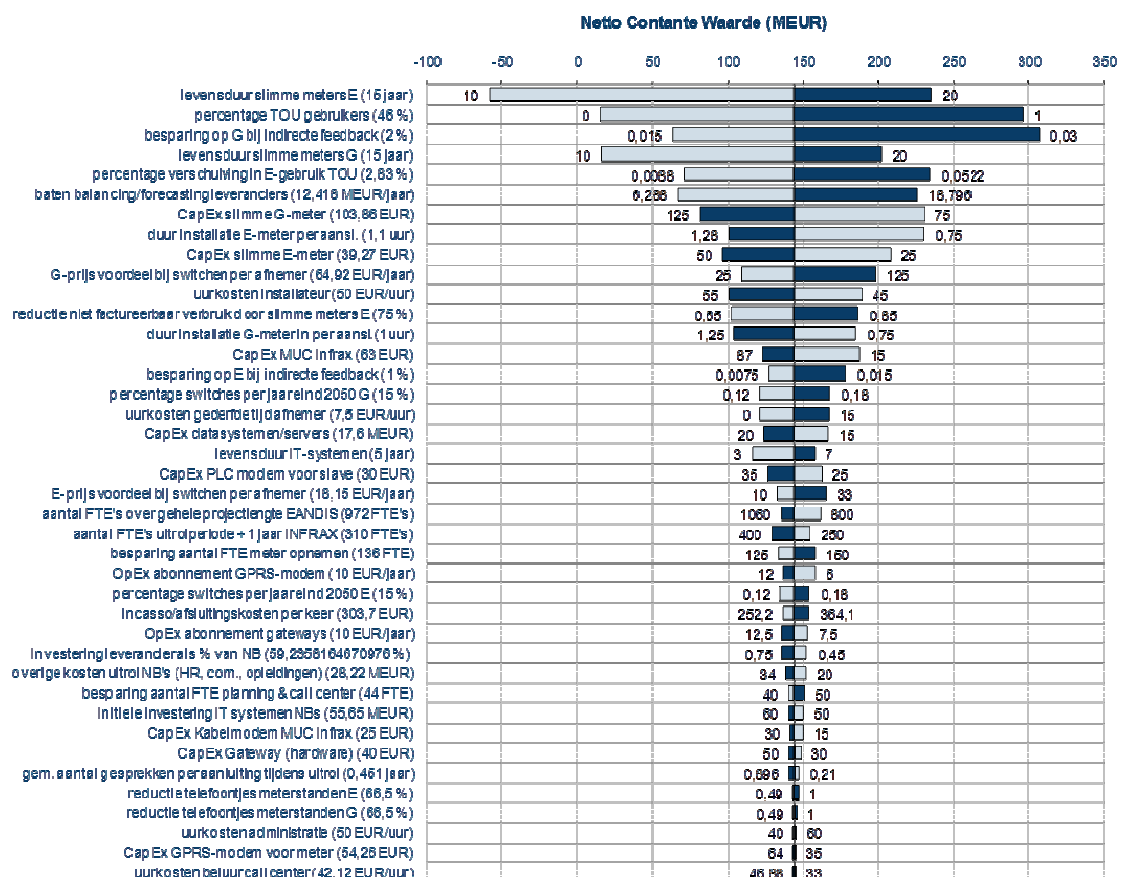
4.2.1.5 Analyse de sensibilité :

4.2.1.5.1 Analyse du diagramme de sensibilité :

Le résultat d'une analyse des coûts et avantages dépend bien entendu des différentes hypothèses. C'est pourquoi la sensibilité du résultat a, elle aussi, été étudiée.

L'analyse de sensibilité indique notamment que la durée de vie du hardware des compteurs et le feed-back relatif à la consommation sont essentiels.





4.2.1.5.2 Influence sur la volatilité des valeurs des paramètres :

Sur la base de la largeur de bande réelle des paramètres d'introduction, tels que les coûts des compteurs, les frais d'installation et autres, une distribution de probabilité a été reproduite à la figure 3-4 en ce qui concerne la valeur actuelle nette de la situation de référence. Remarquons que les frais sont « établis ». En effet, sans investissements, il ne peut y avoir d'introduction de systèmes intelligents de mesure. Certains bénéfices seront également réalisés avec certitude, mais leur montant peut dépendre de différents facteurs.

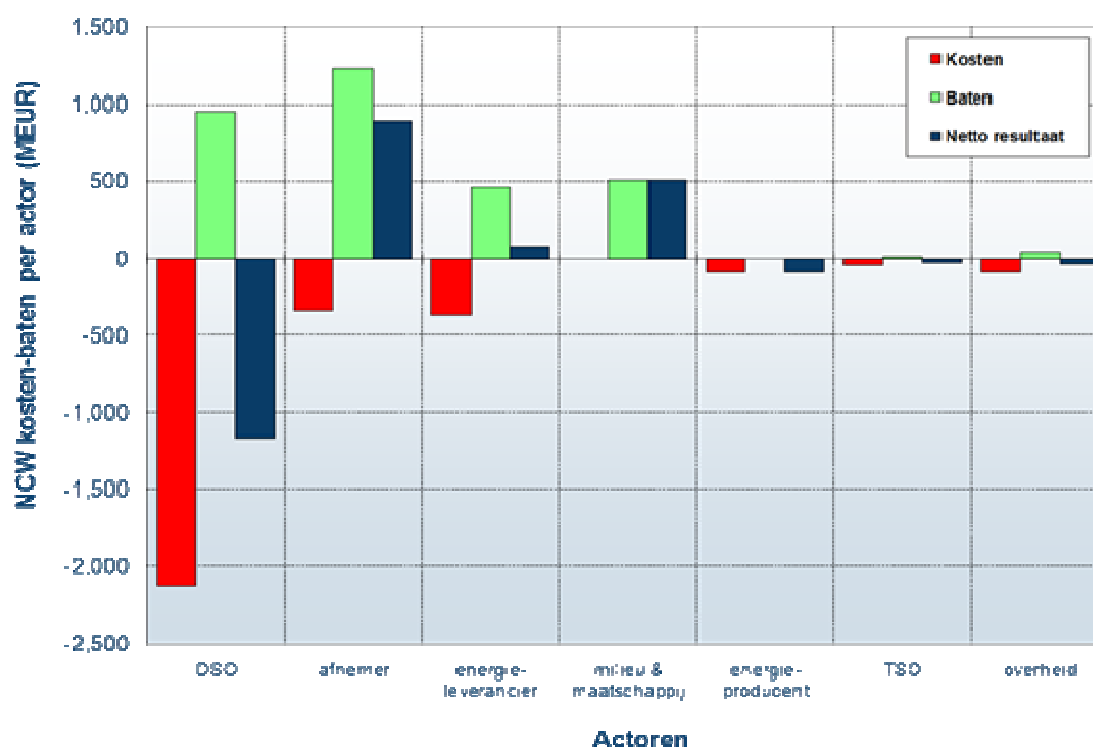
4.2.1.6 Analyse des incidences sociales et environnementales:

La présente étude tient compte explicitement de la situation du marché en Flandre. Elle concerne les acteurs du marché suivants :

- acheteurs ;
- gestionnaires de réseaux (DSO) ;
- gestionnaires de réseaux nationaux (TSO) ;
- fournisseurs d'énergie ;
- producteurs d'énergie ;
- pouvoirs publics ;
- environnement et société.

La répartition de la valeur du projet entre les acteurs concernés est reproduite à la figure 3-2, dans laquelle l'acteur « environnement » porte sur la réduction des émissions de CO₂ (voir plus haut). C'est sur le consommateur que semble reposer le principal bénéfice social.

L'avantage financier direct pour les consommateurs dans les segments « Acheteurs résidentiels dont la consommation d'électricité est inférieure à 1.200 kWh par an » et « Acheteurs résidentiels dont la consommation d'électricité se situe entre 1.200 et 3.500 kWh par an » est toutefois négatif, de sorte qu'il est impossible d'apporter une réponse positive à la question de savoir si le compteur intelligent procure au consommateur un avantage direct. Par ailleurs, la société et l'environnement bénéficient d'un avantage net, principalement grâce à la réduction de la consommation non facturable (ex : par la fraude) et des émissions de CO₂.



Le Conseil économique et social de la Région flamande (SERV) et le Conseil flamand de l'environnement et de la nature (Minaraad) ont conseillé³² de récolter davantage d'informations et de précisions avant de prendre une décision sur le déploiement des compteurs intelligents. Par ailleurs un itinéraire relatif au processus décisionnel ultérieur a également été demandé.

Le Gouvernement flamand a réagi à cette demande par sa décision du 15 juin 2012. En raison de la grande incertitude qui règne actuellement pour ce qui concerne le résultat final, le Gouvernement flamand a décidé de ne pas encore procéder au déploiement des compteurs intelligents en Flandre.

Les causes de cette incertitude sont les suivantes :

³² Avis du SERV et de Minaraad du 01/03/2012 sur l'analyse revue des coûts et des avantages pour les compteurs intelligents

- l'importante variation dans le résultat de l'analyse des coûts et avantages, sur un investissement total de 2 milliards d'euros
- les questions pertinentes posées dans le cadre des hypothèses de l'ACA
- le fait que les projets pilotes des gestionnaires de réseaux ne soient pas encore terminés et qu'ils n'aient, par conséquent, pas encore fourni toutes les informations nécessaires, plus précisément en ce qui concerne les effets sur la consommation d'énergie
- la constatation qu'aucune réponse satisfaisante n'a encore été formulée à la question de savoir comment éviter une répartition inégale des coûts et des avantages
- le fait que le marché des compteurs intelligents n'est pas encore suffisamment mûr et que le prix de revient de ces compteurs va probablement continuer de baisser sensiblement dans les années à venir

Sur la base des nombreuses incertitudes observées dans l'actuelle analyse des coûts et des avantages, du coût d'investissement élevé et de la répartition des frais y afférente, il est donc recommandé de procéder à une nouvelle analyse des coûts et des avantages qui tienne compte des remarques de toutes les parties prenantes et des expériences issues du projet pilote. Sur cette base, la décision actuelle pourra éventuellement être modifiée plus tard.

Ce trajet de suivi devra donner une image plus précise des questions en attente et intégrer les résultats des projets pilotes dans la nouvelle analyse des coûts et des avantages.

4.2.2 Cas de la Région Wallonne:

4.2.2.1 Introduction :

Le Ministre en charge de l'énergie en Wallonie a, dans une lettre de mission datée du 1er juin 2011, demandé à la CWaPE de réaliser une évaluation économique à long terme des coûts et avantages de la mise en place des compteurs intelligents.

Cette évaluation s'inscrit dans le cadre de la Directive Européenne 2009/72 et notamment le point 2 de son annexe 1 qui stipule que les Etats-Membres veillent à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité. La mise en place de tels systèmes peut être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et avantages 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 déploiement.

C'est dans ce contexte que la CWaPE a commandité cette étude³³ analysant les coûts et avantages potentiels associés au déploiement des compteurs intelligents pour le marché de la distribution de l'énergie en Wallonie. Cette étude se veut un éclairage par rapport à l'opportunité d'utiliser ces technologies et alimentera le processus de réflexion et de décision des multiples acteurs impliqués; cela au niveau régional, fédéral et Européen.

4.2.2.2 Contexte

4.2.2.2.1 Système intelligent de mesure

La Directive Européenne précitée met en avant la notion de système intelligent de mesure en vue de permettre la participation active des consommateurs au marché. Concrètement, il s'agit de réaliser une gestion active de la demande émanant des consommateurs. L'introduction d'incitants tarifaires associés seraient alors rendus possibles par l'utilisation de signaux émis endéans des délais s'approchant du temps réel, aux moments opportuns pour répondre aux contraintes constatées.

Les compteurs intelligents constituent un élément essentiel de ce système mais pas uniquement. En l'occurrence, il convient de distinguer trois éléments au sein du « système intelligent » :

- Domotique : Au niveau du consommateur individuel, une installation domotique permet de gérer les consommations et charges de certains éléments du parc d'équipements électriques. On entre ici dans le domaine privé du client, qui pourra choisir parmi divers équipements plus ou moins sophistiqués.
- Compteur intelligent : Il s'agit d'un outil permettant au fournisseur une facturation de ses clients sur base de tarifs multiples et différenciés. Le compteur intelligent est un élément précieux lorsqu'il s'agit de valoriser la gestion active de la demande du consommateur, découlant d'un changement de comportement ou du fonctionnement d'une installation domotique. En effet, à l'heure actuelle, les clients équipés de compteurs classiques se voient attribuer des profils de consommation identiques, alors que les compteurs intelligents permettent de mesurer leur comportement réel.
- Réseau intelligent : Interface entre tous les utilisateurs dont le gestionnaire de réseau a la charge, le réseau intelligent revêt une dimension sociétale et intègre les objectifs fixés par les autorités publiques, notamment en termes d'intégration des productions décentralisées.

³³ Etude réalisée par le bureau de consultance Cap Gemini Consulting relative à l'évaluation économique du déploiement des compteurs intelligents en Wallonie

Cette distinction est fondamentale lorsqu'il s'agit d'initier une évaluation des coûts et avantages des compteurs intelligents, de manière à ne leur attribuer que les éléments qui leur sont spécifiquement imputables et qui tiennent compte des spécificités locales. Ceci a des répercussions sur la manière dont doit être envisagée la définition de la situation de référence ainsi que la valorisation de certains postes de bénéfices tels que la réduction de consommation ou la gestion active de la demande.

4.2.2.2.2 Compteur intelligent

Par "compteur intelligent", il faut comprendre au minimum un compteur capable de chacune des fonctions suivantes :

- permettre un enregistrement des données de consommation par ¼ d'heure pour l'électricité et par heure pour le gaz ;
- communiquer au moins une fois par jour, de façon automatique, ses fichiers d'index au gestionnaire de réseau ;
- en ce qui concerne le compteur électrique, permettre l'enclenchement, le déclenchement et le réglage de puissance à distance.

Ces fonctions permettront aux parties impliquées de proposer de nouvelles applications ou de réaliser à moindre coût celles existantes, qui constituent la source des bénéfices évalués dans le cadre de cette étude. Sur cette base, une liste d'applications possibles a été soumise aux parties impliquées, pour en déduire une liste restreinte des applications pertinentes.

Ces applications ont ensuite été validées sur base des résultats du sondage réalisée par la Commission Européenne quant aux applications prises en compte dans le cadre des études coût/avantage menées par 11 Etats européens. Enfin, la compatibilité des fonctionnalités choisies avec celles utilisées dans le cadre du mandat M441 a été vérifiée.

Le choix d'un modèle de base pour le compteur se justifie par la taille relativement modeste du marché wallon au regard de fournisseurs de compteurs agissant au niveau européen, sinon mondial.

4.2.2.2.3 Adaptations aux conditions locales :

Pour tenir compte des conditions locales, le consultant s'est basé sur les résultats délivrés par le Groupe de Réflexion REDI, consacré aux réseaux intelligents, et les différents groupes de travail qui le composaient :

- Un premier groupe de travail « Productions décentralisées », comprenait les producteurs ainsi que les gestionnaires des réseaux de distribution et de transport. Il a quantifié les unités de production décentralisées dont l'intégration au réseau

- permettrait de rencontrer les objectifs wallons et européens de production d'électricité verte. Il a également permis de définir des études de cas en vue d'illustrer le défi représenté par cette intégration face aux contraintes du réseau.
- Ensuite, le groupe de travail « Consommateurs finals » s'est intéressé au potentiel offert par la gestion active de la demande afin de répondre aux contraintes mises en lumière par le premier groupe. Une étude a permis d'identifier certaines pistes de mise en œuvre et notamment les acteurs chargés de piloter une gestion active de la demande.
 - Enfin, le groupe de travail « Coûts-bénéfices des investissements réseau » s'est attaché à développer un cadre général dans lequel inscrire les contraintes et les solutions résultant des travaux des groupes précédents, avec un objectif d'optimisation des coûts.

Un vaste échange d'informations a donc été organisé à différents niveaux : au sein des groupes de travail, mais aussi par des réunions plénières et dans le cadre d'un forum interactif. Des représentants du monde académique ont enrichi les débats au sein des groupes de travail. Des consultants ont épaulé l'action de la CWaPE en réalisant des études spécifiques.

La CWaPE dispose à présent d'une vision claire pour permettre le développement de réseaux intelligents qui puissent assurer l'intégration des productions décentralisées, limiter la consommation des clients finals, réduire ses pertes et améliorer le rapport coût-bénéfice des investissements. Les enseignements de cette initiative ont été intégrés dans la réalisation de cette étude, et notamment les aspects relatifs à la gestion de la demande et les modes de valorisation associés.

Les constats technico-économiques des opérations-pilotes menées en Wallonie par les GRD ont également alimenté l'analyse coût/bénéfice présentée dans ce document :

- ORES a démarré en 2010-2011 un projet pilote visant à tester la qualité des systèmes de télécommunications et l'utilisation des réseaux basse tension pour la transmission des signaux et données de comptage. Au 30 mars 2012, plus de 1000 compteurs électriques ont été installés. Une étude de faisabilité économique a également été menée par le gestionnaire de réseau.
- TECTEO a l'intention d'installer 100 compteurs intelligents en 2012 afin de tester le rapatriement des données en utilisant la technologie PLC ainsi que le mode de transmission par les réseaux de télédistribution via modem Ethernet. La transmission via GPRS sera également étudiée.
- La Régie de l'électricité de Wavre a réalisée en 2010 une première expérience grandeur nature sur le comptage intelligent, en installant 200 compteurs de ce type en remplacement des compteurs existants. 600 compteurs seront installés en 2012 afin d'étendre ce projet pilote.
- L'AIEG a également procédé à l'installation de 120 compteurs intelligents dans des immeubles à appartement, afin d'en estimer le gain en termes de réduction des coûts d'exploitation.

- Enfin, GASELWEST et PBE ont également collaboré au projet-pilote réalisé en Région Flamande.

4.2.2.3 Méthode et hypothèses :

4.2.2.3.1 Aperçu de la méthode et du processus de concertation :

La méthodologie suivie est représentée schématiquement ci-après :

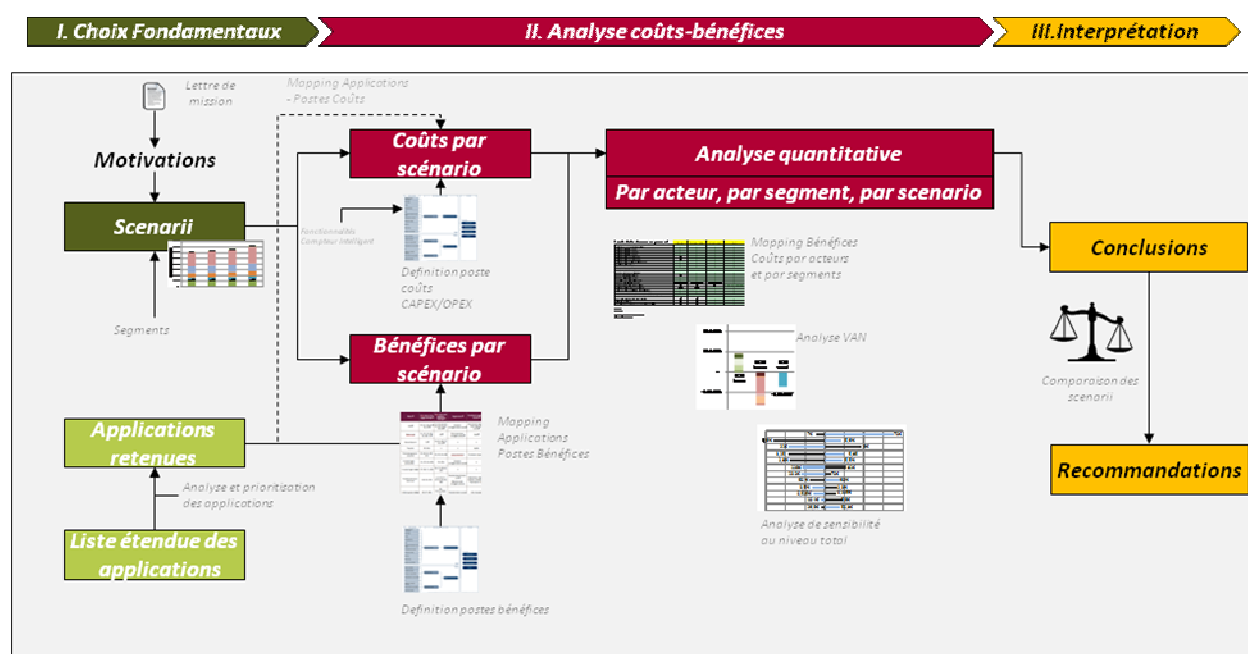


Figure 2 – Méthodologie de l'étude

Cette méthodologie se compose de trois phases qui sont interdépendantes et chronologiques :

La première phase consiste en l'identification, la définition et la construction des éléments de base.

Ces éléments servent d'input à la deuxième phase qui consiste en la modélisation dans un outil de calcul, la réalisation des calculs proprement dits ainsi qu'une analyse de sensibilité permettant d'évaluer l'impact de paramètres fondamentaux sur les résultats de l'analyse.

La troisième phase est l'ensemble des conclusions qualitatives et quantitatives que l'on peut tirer au vu des résultats de la deuxième phase ainsi que les recommandations qui en découlent.

En vue d'accompagner la réalisation de cette étude, un comité de pilotage a été constitué, composé de représentants du consultant, de la CWaPE, de l'administration wallonne et du cabinet du Ministre en charge de l'énergie en Wallonie.

D'autre part, un groupe de suivi a également été mis sur pied, de manière à intégrer les points de vue des différentes parties prenantes dans la réalisation de l'étude. Ce groupe s'est réuni à trois reprises tout au long du premier semestre 2012, avec la participation des organisations suivantes :

- Gestionnaire de réseau de distribution : Ores, Tecteo et Inter-Régies
- Fournisseur : Electrabel, EDF-Luminus, Nuon, Lampiris et la Febeg
- Consommateurs : UCM et RWADE
- Autorités publiques : Cabinet du Ministre en charge de l'énergie et Service Public de Wallonie

4.2.2.3.2 Définition des scénarii :

Une analyse coût/bénéfices prend en compte un scénario de référence auquel sont comparés un ou plusieurs scénarii potentiels pour, in fine, en déduire un résultat en termes de retour sur investissement. Les scénarii pris en compte dans le cadre de cette étude sont :

Le scénario de référence

C'est la configuration future du réseau de distribution sans compteurs intelligents, Elle intègre les changements qui y auront été apportés d'ici là. Les changements notoires et ayant un impact sur l'analyse sont les suivant :

- le renforcement du réseau de distribution afin de rencontrer et adresser les problèmes potentiels liés à la croissance du parc de productions d'électricité décentralisées.
- La modernisation des moyens de télécommunication associés à la gestion opérationnelle du réseau et en particulier, l'utilisation de la gestion active de la demande au moyen de la technologie de télécommande centralisée (TCC ou *ripple control*).
- la généralisation des AMR au-delà de 56 kVA.

Ceci implique donc que le scénario de référence n'est pas basé sur une situation figée en 2012 mais tient compte des évolutions et changements auxquels on peut raisonnablement s'attendre, notamment en termes de développement des réseaux intelligents. Le groupe de réflexion REDI a été une source de données importante pour les changements et évolutions en question.

Le scénario 1 Full Roll-Out

Le comptage intelligent est déployé sur l'ensemble du réseau de distribution pour atteindre 80 % du parc équipé en 2020 et ce pour les deux énergies. Ce scénario vise à répondre à la demande d'évaluation sur base des modalités de déploiement indiquées dans la Directive Européenne 2009/72.

Le scénario 2 Smart Meter Friendly

Dans le cadre de ce scénario le comptage intelligent est déployé pour certains utilisateurs:

- A la demande (installation aux frais du client)
- Client en défaut de paiement (compteur à budget)
- Remplacement des compteurs défectueux ou en fin de vie
- Nouveau raccordement.

Le pourcentage de clients faisant le choix d'un compteur intelligent est déterminé sur base de la flexibilité qu'ils sont susceptibles d'offrir via un déplacement de charge et qui pourrait être valorisée au moyen des compteurs intelligents.

4.2.2.3.3 Paramètres financiers et technico-économiques:

Le modèle de calcul du consultant, construit et affiné de façon itérative ces dernières années, a été utilisé pour l'analyse coûts-bénéfices. Les revenus et les coûts sont catégorisés en tant que récurrents ou pas, et sont répartis entre les différents segments et acteurs, de façon à calculer la Valeur Actuelle Nette pour chacun de ceux-ci.

Ce modèle a fait ses preuves dans une multitude d'études dans le monde entier et particulièrement en Europe occidentale. De façon évidente, le choix des paramètres est extrêmement important. Ci-dessous la liste des paramètres utilisés comme hypothèses de travail:

- WACC: 5,5% (utilise comme taux d'actualisation)
- Modalités de déploiement: Dans le cadre du scénario « Full Roll Out », déploiement sur 5 ans – 2015 à 2019 – à raison de 16% du parc de compteurs installés par an pour chaque segment pour arriver à 80% du parc équipé de compteur intelligent en 2020. Pour les compteurs à budget, on a pris 20% par afin d'arriver à 100% en 2020.

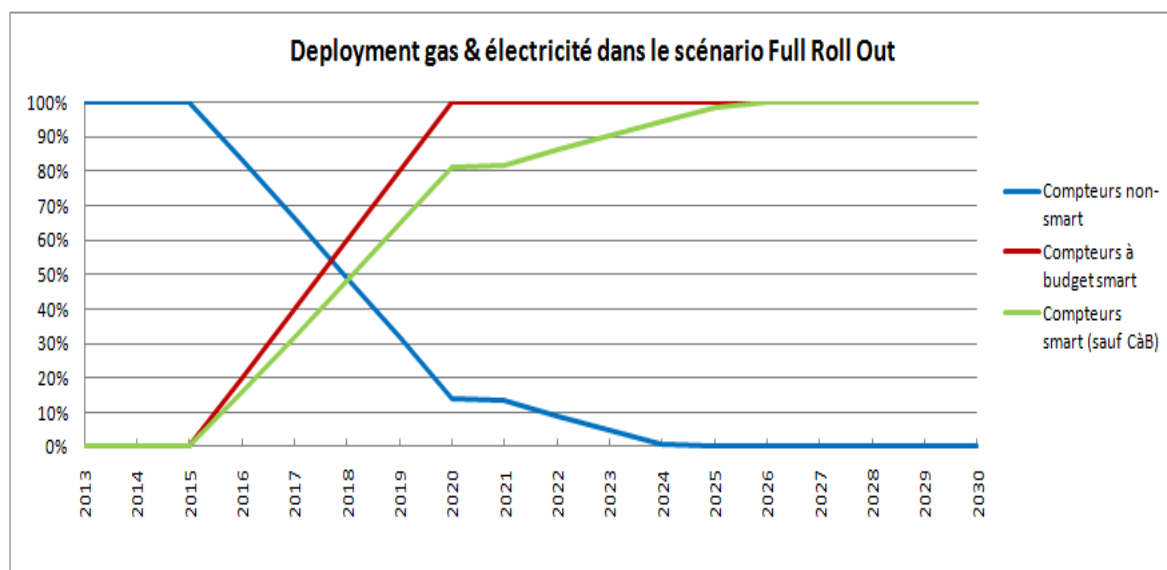


Figure 3 – Rythme du déploiement dans le scénario « Full Roll Out »

- Durée de vie d'un compteur intelligent: 15 ans.
- Durée de vie d'un module de communication: 7,5 ans.
- Période totale de l'évaluation: 30 ans (en ligne avec les autres études de ce type). Une variante a également été évaluée sur base d'une période d'évaluation de 20 ans.
- Segmentation du marché wallon et projection de la consommation d'énergie: Les projections en termes d'évolution de la consommation prennent en compte le développement d'usages nouveaux ou existants mais pour lesquels on anticipe un essor tels que la pompe à chaleur à accumulation, le véhicule électrique et le conditionnement d'air. Par conséquent la croissance de la consommation électrique sur l'ensemble des usagers est estimée à 2,5 % par an.
- Inflation: Un paramètre très important dans ce type d'étude est l'inflation. Il a été décidé de prendre un taux d'inflation différencié du taux général pour trois postes clefs :

Catégorie	Taux	Source et Hypothèses
Général	1,9%	Bureau Fédéral du Plan
Compteurs intelligents	-1 % à 1,9 %	- 1% pour les premières 10 ans, après inflation général
Energie	2,5%	Prévisions du secteur
Transfert des données	-3,1%	Gain de compétitivité attendu du marché des télécommunications (M2M)

Table 4 - Principaux paramètres financiers**4.2.2.4 Analyse des coûts et avantages (ACA) :****4.2.2.4.1 Évaluation des bénéfices :**

Pour mesurer les bénéfices liés au déploiement des compteurs intelligents, une série d'applications ont été retenues aux travers desquelles ces derniers seront calculés de manière précise. Ceci permettra d'identifier de manière indépendante le poids de chaque application dans l'ensemble des bénéfices et de tirer des conclusions d'ordre qualitatif étant donné que certaines applications ont une plus grande importance si l'on prend en compte les spécificités locales wallonnes (exemple : la gestion active de la demande pour remédier à une partie des congestions locales causées par la production décentralisée d'électricité).

Voici la liste des applications retenues ainsi qu'une brève description:

#	Nom	Brève Description
1	Gestion Active de la Demande	Provoquer des déplacements des charges afin de : - Fournir de la flexibilité à la demande de tiers (par exemple le GRD) pour éviter des problèmes de congestion, - Développer un portefeuille de produits via segmentation/modulation des tarifs.
2	Utilisation Rationnelle de l'Energie	Ce poste valorise la réduction de la consommation chez le consommateur final.
3	Mise en et Hors Service et Réglage de la Puissance à Distance	L'enclenchement et le déclenchement à distance ne seront pas pris en compte pour le gaz. En ce qui concerne le réglage de la puissance à distance – qui ne s'applique que pour l'électricité – l'augmentation de puissance ne peut dépasser la puissance souscrite.
4	Estimation Préalable et Détection de la Fraude	Détecter plus rapidement des situations de consommation frauduleuse d'énergie.
5	Gestion des Défaits de Paiement	Évaluation du remplacement des compteurs à budget actuels par les compteurs intelligents.

6	Fonctionnement du Marché	Impact sur les processus du marché de l'énergie – c'est-à-dire les scénarii MIG – et non repris dans les applications « Comptage » et « Mise en et Hors Service et Réglage de la Puissance à Distance ».
7	Comptage	La relève des compteurs à distance permet d'éviter le déplacement des agents du gestionnaire de réseau.
8	Equilibre Opérationnel, Allocation et Réconciliation	La mise à disposition de données plus détaillées permet d'améliorer la connaissance des flux physiques transitant par le réseau.
9	Mesure de la Production des Prosumers	Cette application permettrait d'avoir une meilleure visibilité de l'injection des productions décentralisées.

Table 5 – Applications prises en compte dans le cadre de l'étude

Les sources de bénéfices sont déduites des applications. Il est aussi important d'identifier quel est l'acteur du modèle de marché qui, pour chaque application, recueille les bénéfices du déploiement des compteurs intelligents. En effet, vu le modèle de marché de l'énergie, un acteur peut très bien supporter des coûts sans en recueillir les bénéfices et inversement.

Toutefois, au travers des tarifs régulés et des mécanismes de marché, l'ensemble des coûts est répercuté vers le consommateur final.

Enfin, ces applications permettront d'identifier, parmi les segments d'utilisateurs, ceux qui engendrent plus ou moins de bénéfices. Le recours à cette notion intermédiaire d'« Application » présente l'avantage d'identifier des classes d'utilisateurs prioritaires et d'orienter, le cas échéant, le choix d'un déploiement segmenté des compteurs intelligents.

4.2.2.4.2 Évaluation des coûts :

Dans le cadre d'un déploiement de compteurs intelligents la quasi-totalité des coûts sera allouée au GRD car, dans un modèle de marché libéralisé, les actifs sont la propriété des gestionnaires de réseau. Dans le scénario alternatif « Smart Meter Friendly », l'utilisateur du réseau de distribution qui fait la demande d'un compteur intelligent en supportera le coût d'installation, le compteur restant la propriété du GRD.

En ce qui concerne les postes de coût, les coûts uniques et récurrents sont distingués, comme illustré ci-contre :

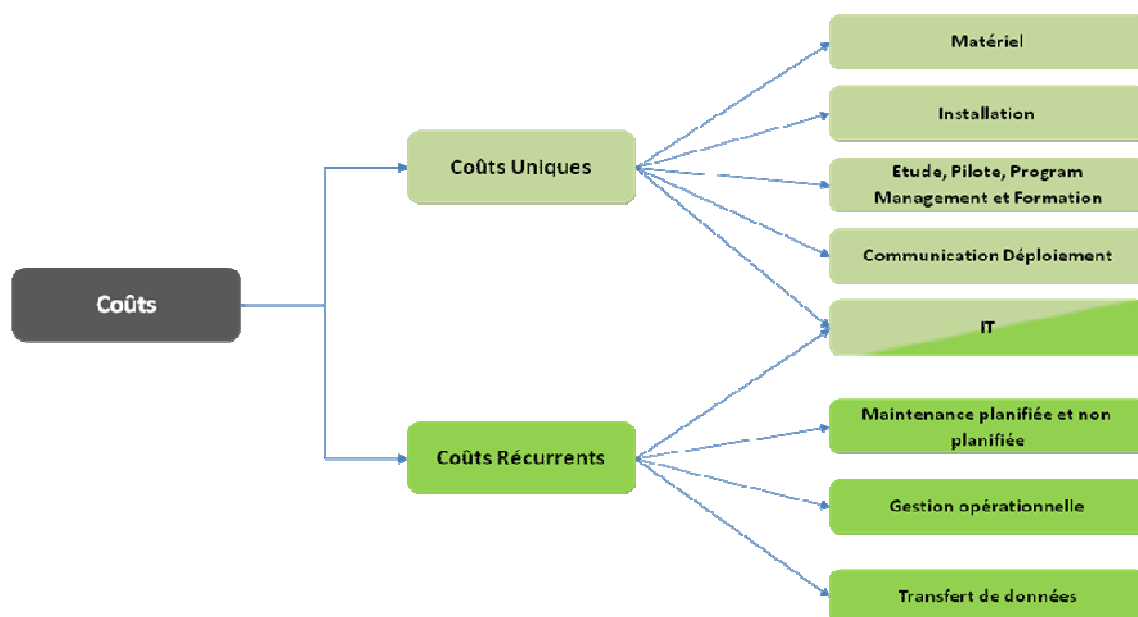


Figure 4 - Postes de coûts pris en compte

4.2.2.4.3 Valeur actuelle nette du scénario « Full Roll Out »

Sur base des éléments développés ci-avant, la valeur actuelle nette du scénario de déploiement « Full Roll Out », visant 80% de compteurs intelligents d'ici 2020, est négative et s'établit à près de - 186 millions d'euros.

Le graphique ci-dessous décline ce résultat sur base des différents postes de coûts et avantages pris en compte.

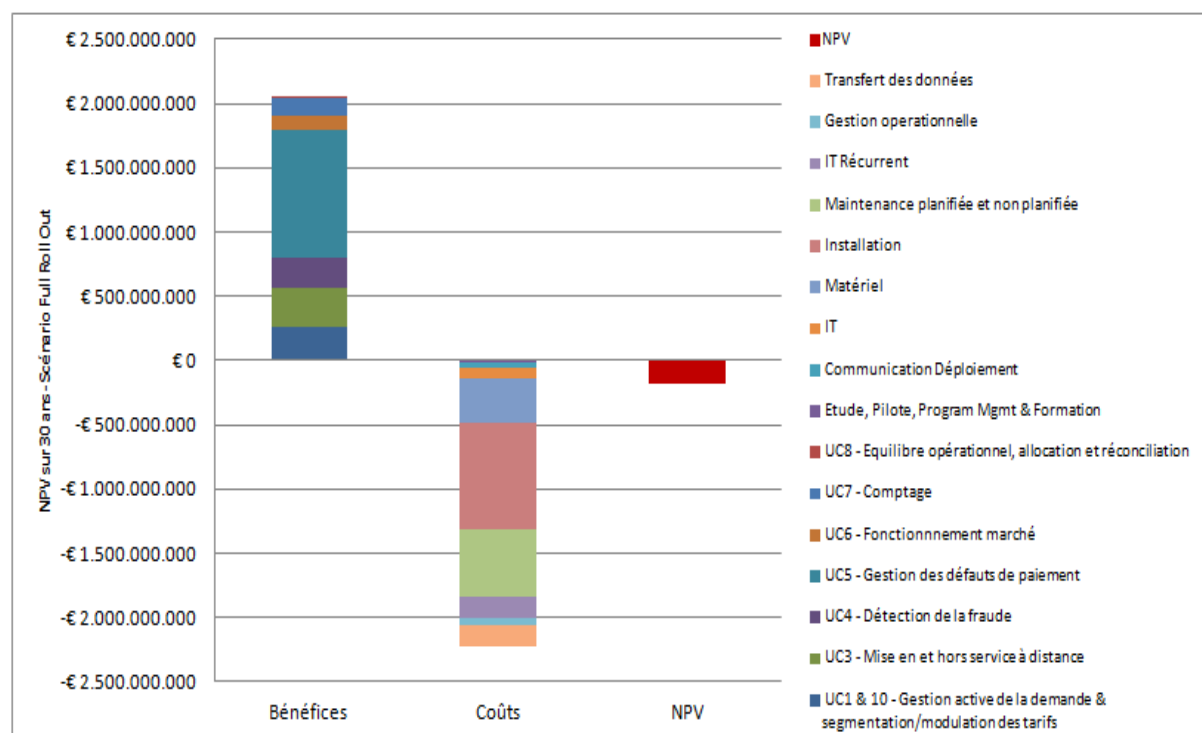


Figure 5 - Valeur actuelle du scénario "Full Roll Out"

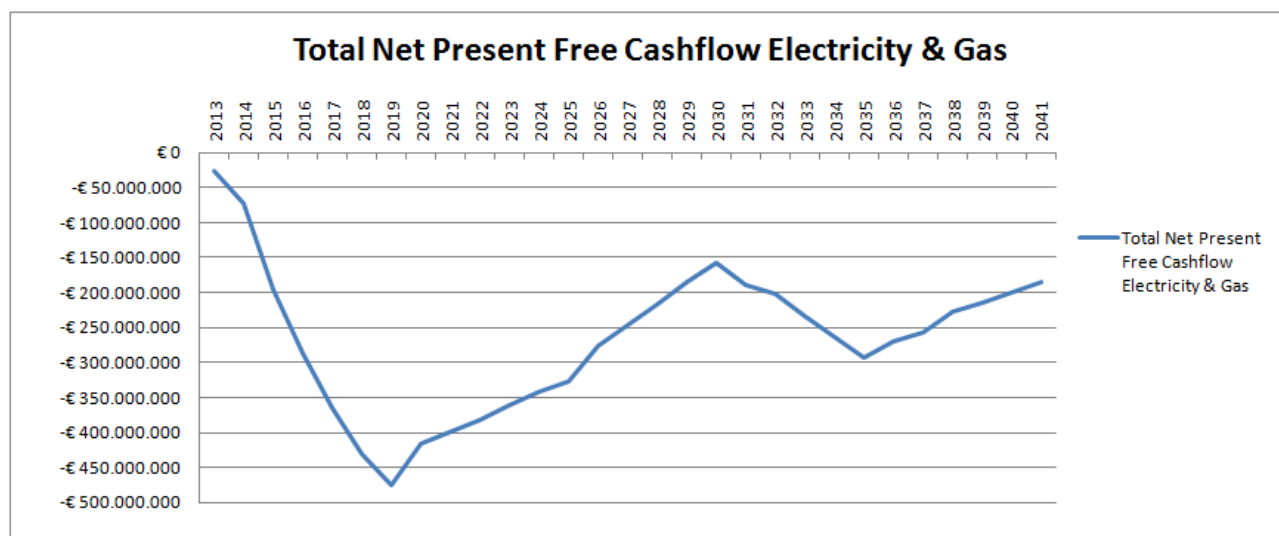
Le tableau suivant présente la contribution des différents postes en termes absolus et relatifs. Concernant les avantages, les postes qui contribuent le plus aux bénéfices du projet sont la gestion des défauts de paiement (49% des bénéfices), la mise en et hors service à distance (15%), la gestion active de la demande (13%) et la détection de la fraude (11%).

Le coût total du projet s'élève à plus de 2,2 milliards d'euros. Les postes de coût prépondérants sont ceux liés à l'installation (37% des coûts), à la maintenance (23%) et au matériel (16%).

	Bénéfices	Coûts	NPV	
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	262.595.799			12,8%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	-			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	306.417.136			15,0%
UC4 - Détection de la fraude	228.173.647			11,1%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	999.986.754			48,9%
UC6 - Fonctionnement marché	105.865.483			5,2%
UC7 - Comptage	135.275.536			6,6%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	8.203.710			0,4%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	-			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation	-	10.116.844		0,5%
Communication Déploiement	-	51.340.276		2,3%
IT	-	74.572.503		3,3%
Matériel	-	350.760.121		15,7%
Installation	-	831.612.362		37,3%
Maintenance planifiée et non planifiée	-	523.277.242		23,4%
IT Récurrent	-	158.118.539		7,1%
Gestion opérationnelle	-	67.889.261		3,0%
Transfert des données	-	164.739.834		7,4%
NPV			- 185.908.916	

Figure 6 – Coûts et avantages du scénario « Full Roll Out »

Enfin, le graphique ci-dessous représente l'évolution de la valeur actualisée des flux financiers durant la période d'évaluation. Ceux-ci sont nettement négatifs au début du déploiement, c'est-à-dire lorsque surviennent les coûts liés à l'installation. Les bénéfices apparaissent progressivement au fur et à mesure de l'avancement du déploiement. Ceux-ci ne compensent toutefois pas les coûts et ce, d'autant plus que la durée de vie limitée des compteurs intelligents implique une seconde vague de déploiement à partir de l'année 2030.

**Figure 7 – Evolution des flux financiers dans le scénario « Full Roll Out »**

4.2.2.4.4 Valeur actuelle nette par acteur

La valorisation du projet de déploiement est distinguée selon les acteurs qui supportent les coûts et ceux qui retirent les bénéfices du déploiement des compteurs intelligents.

Le tableau et le graphique associé mettent en avant le rôle prépondérant du gestionnaire de réseau dans le financement du déploiement des compteurs intelligents. Il convient de rappeler que l'approche retenue dans le cadre de cette étude est d'évaluer l'acteur qui doit supporter les coûts initiaux. En pratique, ces coûts feront partie de la base des actifs régulés et seront in fine répercutés vers les consommateurs via les tarifs pour l'utilisation du réseau.

Le client et le fournisseur sont les acteurs pour lesquels le déploiement des compteurs intelligents présente une valeur actuelle nette positive.

	Bénéfices	Coûts	Net
Client	56.479.628	-	56.479.628
GRD	1.836.197.917	- 2.169.163.756	- 332.965.839
Fournisseur	153.840.522	- 62.842.939	90.997.583
Régulateur	-	- 420.287	- 420.287
NPV			- 185.908.916

Table 6 - Répartition des coûts et avantages entre acteurs dans le scénario "Full Roll Out"

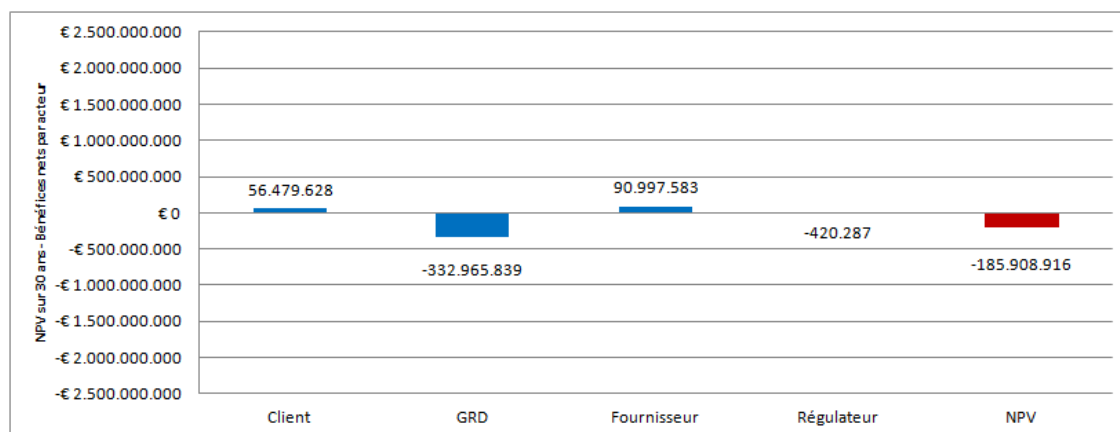


Figure 8 - Répartition des coûts et avantages entre acteurs dans le scénario "Full Roll Out"

4.2.2.4.4.1 Le client

Le seul poste présentant un bénéfice pour le client concerne la gestion active de la demande. En effet, le déploiement à grande échelle des compteurs intelligents permettrait de valoriser de manière plus fine le changement de comportement des clients. Au lieu de ne disposer que d'un nombre limité de registres de comptage relevés annuellement (heures creuses, heures pleines par exemple) comme c'est le cas actuellement, les compteurs intelligents permettraient un enregistrement de données plus détaillées (par quart d'heure). De cette manière, les fournisseurs d'énergie pourraient proposer des formules tarifaires attractives, fortement différenciées en fonction du moment de consommation.

Après concertation avec les fournisseurs, il a été supposé dans le cadre de cette étude que le changement de comportement des clients pouvait être valorisé sur base du différentiel de prix constaté en 2010 sur la Bourse de l'énergie Belpex (différence Peak prices et Off-peak prices).

Nous avons également tenu compte d'un effet négatif auprès des clients présentant une consommation peu élevée, et par conséquent, une capacité moindre à modifier leur comportement. Cet effet négatif est présenté plus en détail dans le chapitre consacré aux répercussions sociales et environnementales.

Aucun bénéfice n'est associé à une baisse de la consommation. Il a été considéré dans l'étude que, si le compteur intelligent favorisait un déplacement de charge vu les incitants tarifaires, la charge globale ne diminuerait éventuellement que si le compteur intelligent était associé à de la domotique. Au contraire, l'obtention de tarifs plus bas à certains moments est susceptible de contrarier la préoccupation énergétique. Cet aspect est développé plus loin dans ce rapport (voir point 6 « Incidences sociales et environnementales »).

	Bénéfices	Coûts	NPV	
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	56.479.628			100,0%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	-			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	-			0,0%
UC4 - Détection de la fraude	-			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	-			0,0%
UC6 - Fonctionnement marché	-			0,0%
UC7 - Comptage	-			0,0%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	-			0,0%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	-			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-		0,0%
Communication Déploiement		-		0,0%
IT		-		0,0%
Matériel		-		0,0%
Installation		-		0,0%
Maintenance planifiée et non planifiée		-		0,0%
IT Récurrent		-		0,0%
Gestion opérationnelle		-		0,0%
Transfert des données		-		0,0%
NPV			56.479.628	

Table 7 – Postes de coûts et de bénéfices pour le client

4.2.2.4.4.2 Le gestionnaire de réseau de distribution

Le gestionnaire de réseau de distribution est l'acteur de marché qui supporte la majorité des coûts et avantages associés au déploiement des compteurs intelligents. La figure ci-dessous présente les enseignements suivants :

- La valeur actualisée du projet de déploiement est négative pour le gestionnaire de réseau de distribution.
- Les coûts sont de l'ordre de 2,2 milliards d'€, ce qui nécessite une capacité de financement appropriée.
- Le poste de bénéfice prépondérant se retrouve au niveau de la gestion des défauts de paiement.
- Les coûts de maintenance et d'installation représentent les postes de coût les plus importants.

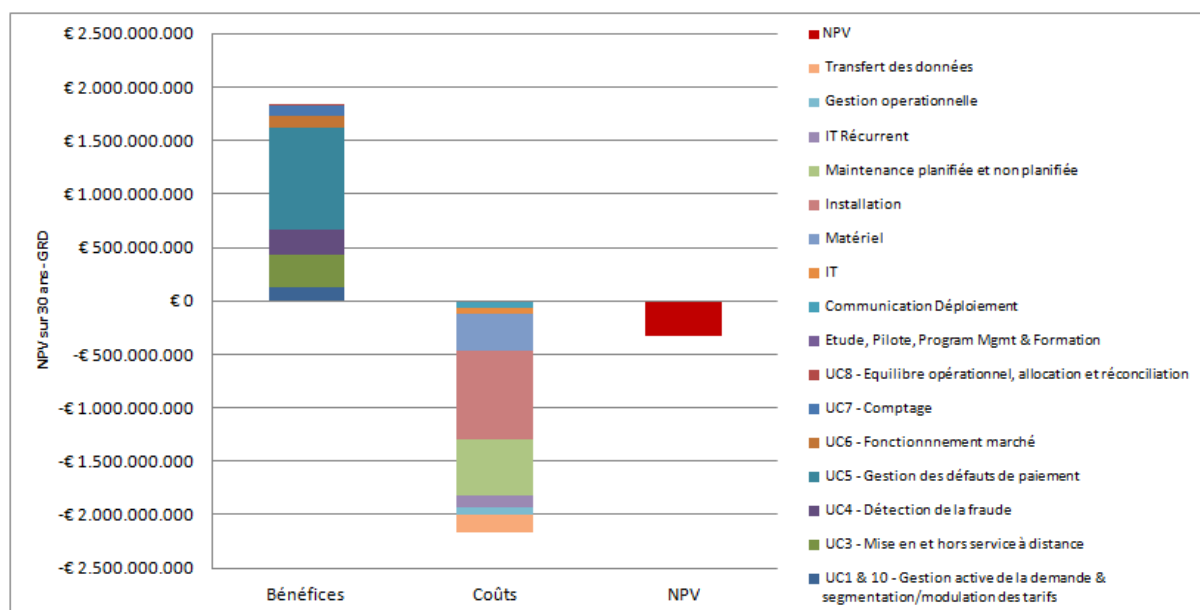


Figure 9 – Evaluation des coûts et avantages pour le GRD dans le scénario « Full Roll Out »

Le tableau ci-après présente les données chiffrées des différents postes de coût et bénéfice. Il convient à nouveau de rappeler que cette étude se base sur les flux financiers que chaque acteur devra supporter initialement. Pour les gestionnaires de réseau, dont les tarifs se basent sur une juste rémunération des capitaux investis, ces investissements initiaux impliqueront une augmentation de la base des actifs régulés, traduisant le remplacement des compteurs électromécaniques par des compteurs de nouvelle génération. Compte tenu d'une valeur économique plus importante par compteur et d'une durée d'amortissement moindre, le déploiement des compteurs intelligents entraînerait donc une augmentation de la rémunération des capitaux investis octroyée au gestionnaire de réseau.

	Bénéfices	Coûts	NPV	
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	129.459.977			7,1%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	-			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	306.417.136			16,7%
UC4 - Détection de la fraude	228.173.647			12,4%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	962.487.204			52,4%
UC6 - Fonctionnement marché	105.865.483			5,8%
UC7 - Comptage	99.692.615			5,4%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	4.101.855			0,2%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	-			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation	-	10.116.844		0,5%
Communication Déploiement	-	50.919.989		2,3%
IT	-	54.234.548		2,5%
Matériel	-	350.760.121		16,2%
Installation	-	831.612.362		38,3%
Maintenance planifiée et non planifiée	-	523.277.242		24,1%
IT Récurrent	-	115.613.555		5,3%
Gestion opérationnelle	-	67.889.261		3,1%
Transfert des données	-	164.739.834		7,6%
NPV			- 332.965.839	

Table 8 – Evaluation des coûts et avantages pour le GRD dans le cadre du scenario « Full Roll Out »

4.2.2.4.4.3 Le fournisseur

En ce qui concerne le fournisseur, la valeur actuelle nette du déploiement des compteurs intelligents présente un résultat positif, à plus de 90 millions d'euros. Ceci s'explique par les bénéfices issus des applications « Gestion active de la demande », « Gestion des défauts de paiement » et « Comptage » :

- L'introduction des compteurs intelligents permettrait au fournisseur de valoriser la flexibilité offerte par les consommateurs, que ce soit en achetant l'énergie à des prix plus intéressants ou en proposant cette flexibilité au gestionnaire de réseau contre rémunération.
- Une gestion plus rapide des défauts de paiement permettrait aux fournisseurs de diminuer le risque financier encouru lorsqu'un client ne règle plus ses factures.
- La relève à distance et plus fréquente des informations relatives à la consommation des clients permettrait d'améliorer la qualité de ces données. Ceci se traduirait par une diminution des plaintes et questions adressées aux centres d'appel des fournisseurs.

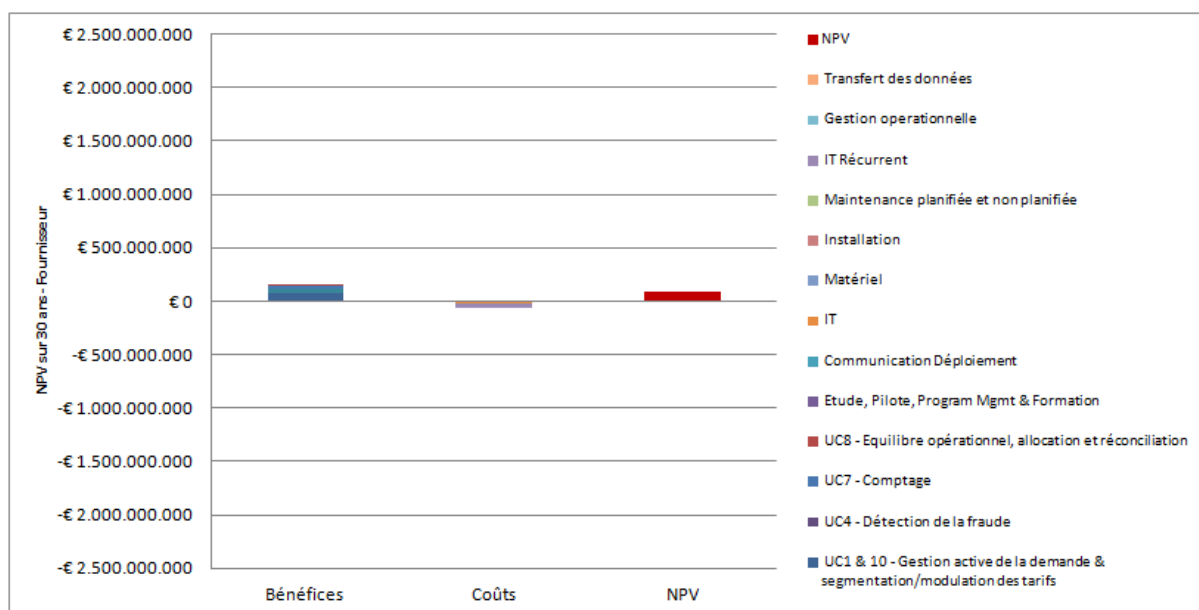


Figure 10 - Evaluation des coûts et avantages pour le fournisseur dans le cadre du scénario « Full Roll Out »

Les coûts à charge des fournisseurs se composent exclusivement de frais liés à l'IT, distinction faite des coûts ponctuels et des coûts récurrents. Le tableau ci-dessous récapitule les différents coûts et avantages.

	Bénéfices	Coûts	NPV	
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	76.656.195			49,8%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	-			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	-			0,0%
UC4 - Détection de la fraude	-			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	37.499.550			24,4%
UC6 - Fonctionnement marché	-			0,0%
UC7 - Comptage	35.582.922			23,1%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	4.101.855			2,7%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	-			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-		0,0%
Communication Déploiement		-		0,0%
IT		- 20.337.955		32,4%
Matériel		-		0,0%
Installation		-		0,0%
Maintenance planifiée et non planifiée		-		0,0%
IT Récurrent		- 42.504.984		67,6%
Gestion opérationnelle		-		0,0%
Transfert des données		-		0,0%
NPV			90.997.583	

Table 9 - Evaluation des coûts et avantages pour le fournisseur dans le cadre du scénario « Full Roll Out »

4.2.2.4.4 Le régulateur

Le régulateur aurait à supporter une partie des coûts liés à la communication vers le grand public. Ces coûts intégrerait également le traitement de plaintes et de questions des consommateurs, ainsi que le développement d'outils de comparaison des tarifs des fournisseurs.

Dans la mesure où le régulateur ne retire aucun bénéfice direct du déploiement des compteurs intelligents, le résultat net est négatif en ce qui le concerne.

	Bénéfices	Coûts	NPV	
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	-			0,0%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	-			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	-			0,0%
UC4 - Détection de la fraude	-			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	-			0,0%
UC6 - Fonctionnement marché	-			0,0%
UC7 - Comptage	-			0,0%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	-			0,0%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	-			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-		0,0%
Communication Déploiement		- 420.287		100,0%
IT		-		0,0%
Matériel		-		0,0%
Installation		-		0,0%
Maintenance planifiée et non planifiée		-		0,0%
IT Récurrent		-		0,0%
Gestion opérationnelle		-		0,0%
Transfert des données		-		0,0%
NPV		-	420.287	

4.2.2.4.5 Valeur actuelle nette par segment d'utilisateur

Les tableaux et graphiques précédents montraient quel acteur supporte les coûts et/ou retire des bénéfices du déploiement des compteurs intelligents. Dans ce chapitre, sont présentés les segments d'utilisateurs qui engendrent ces coûts et avantages.

Cette distinction est fondamentale pour apprécier la pertinence d'un déploiement des compteurs intelligents et notamment évaluer quels segments d'utilisateurs engendrent le plus de coûts et de bénéfices.

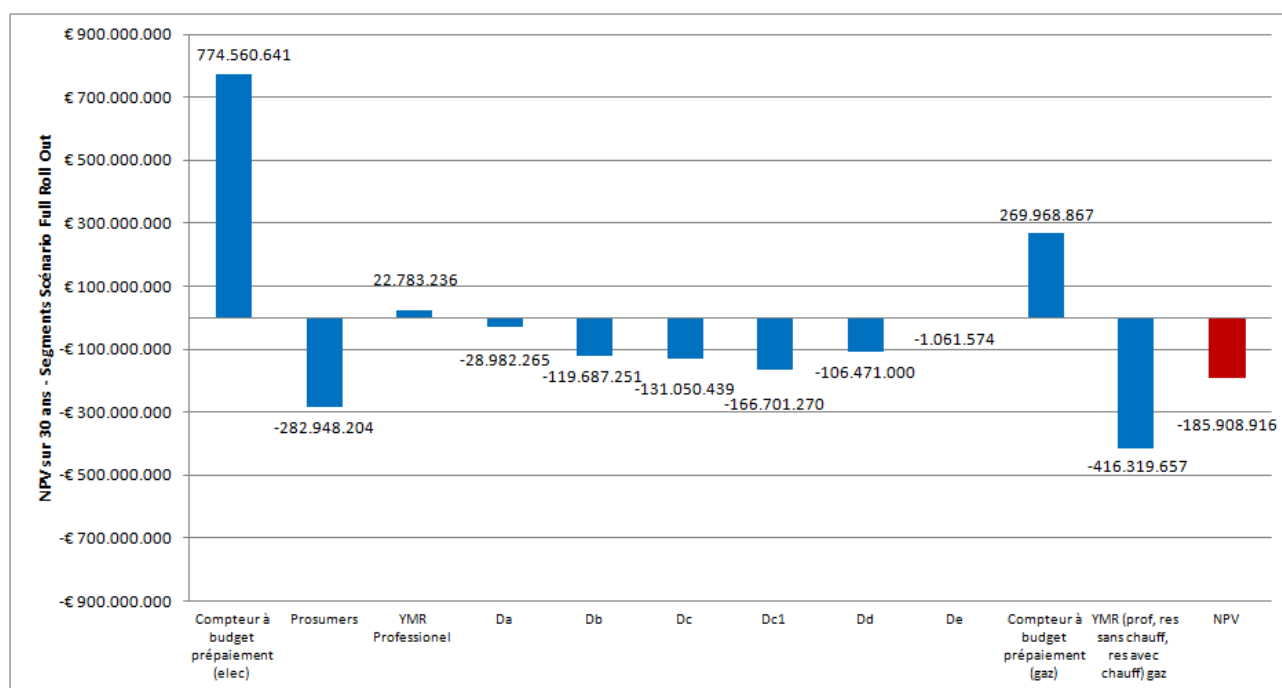


Figure 11 – Contributions des segments d'utilisateurs aux coûts et avantages du déploiement des compteurs intelligents

Comme l'illustre la figure ci-dessus, les segments qui engendrent plus de bénéfices que de coûts sont les clients en défaut de paiement, tant en gaz qu'en électricité, et dans une moindre mesure les clients professionnels électricité.

Les prosumers, quant à eux, représentent un coût élevé (deux compteurs à placer par habitation) alors que les bénéfices attendus (notamment liés à la gestion active de la demande) ne pourront que faiblement se concrétiser vu le mécanisme légal de la compensation (compteur qui tourne à l'envers et qui efface des consommations quel que soit le moment où elles prennent place) pour compenser la production.

Le tableau suivant quantifie l'apport des segments d'utilisateurs à la valeur actualisée du déploiement des compteurs intelligents, en distinguant les coûts, les bénéfices et la résultante nette.

		Bénéfices	Coûts	NPV
Electricité	Compteur à budget prépaiement (elec)	842.663.101	- 68.102.460	774.560.641
	Prosumers	141.292.672	- 424.240.876	- 282.948.204
	YMR Professionel	201.588.648	- 178.805.412	22.783.236
	Da	12.486.511	- 41.468.776	- 28.982.265
	Db	58.315.227	- 178.002.479	- 119.687.251
	Dc	136.361.301	- 267.411.739	- 131.050.439
	Dc1	130.686.244	- 297.387.514	- 166.701.270
	Dd	119.871.258	- 226.342.258	- 106.471.000
	De	21.399.815	- 22.461.389	- 1.061.574
	Compteur à budget prépaiement (gaz)	299.462.601	- 29.493.734	269.968.867
Gas	YMR (prof, res sans chauff, res avec chauff) gaz	82.390.689	- 498.710.346	- 416.319.657
	NPV			- 185.908.916

Table 10 – Contribution des segments d'utilisateurs aux coûts et avantages du déploiement des compteurs intelligents.

4.2.2.5 Analyse de sensibilité :

Une analyse de sensibilité permet d'analyser un modèle mathématique en étudiant l'impact de la variabilité des variables d'entrée sur la variable de sortie. Ce chapitre présente donc l'impact des paramètres sur la valeur actualisée nette du déploiement des compteurs intelligents. Le tableau ci-dessous présente les paramètres choisis pour cette analyse de sensibilité, ainsi que la plage de variation qui leur a été attribuée.

Cette liste a été définie en concertation avec les différentes parties prenantes impliquées lors de l'étude.

	minimum	valeur de base	maximum
Réduction de consommation électricité à cause des smart meters	-1%	0%	2,50%
Taux d'absence remplacement compteur	15%	20%	40%
Gestion active de la demande (congestion)	50%	100%	200%
Installations par jour par ETP	3 par ETP par jour	3,5 par ETP par jour	4 par ETP par jour
Réduction de consommation gaz à cause des smart meters	0%	0%	3,50%
Coût maintenance planifiée	55 €	70 €	85 €
Réduction pertes non-techniques	23%	33%	43%
Gestion active de la demande (sourcing)	50%	100%	200%
Taux de panne des compteurs	3%	4%	6%
Croissance consommation globale électricité	1,50%	2,50%	3,50%
Prix compteur monophasé	70 €	90 €	110 €
WACC	4,50%	5,50%	6,50%
Coût IT meter management	30.000 €	35.000 €	48.000 €
Coût maintenance non-planifiée	50 €	62,50 €	75 €
Transfert des données par compteur, prix 2012	6 €	7,20 €	9 €
Réduction défauts de paiements	5%	15%	25%
Croissance consommation globale gaz	0%	0,50%	1%
Nombre d'ETP additionnels gestion opérationnelle	50 ETP	68 ETP	80 ETP
Prix compteur gaz	72 €	80 €	88 €
Coût IT backend	24.000 €	25.000 €	36.000 €
Prix compteur triphasé	90 €	110 €	120 €

Table 11 – Liste des paramètres sélectionnés pour l'analyse de sensibilité et marge de variation associée

La figure suivante présente le résultat de cette analyse de sensibilité. L'axe horizontal représente la variable de sortie du modèle, à savoir la valeur actuelle nette du déploiement, tandis que l'axe vertical ordonne les différents paramètres selon leur impact sur la variable de sortie.

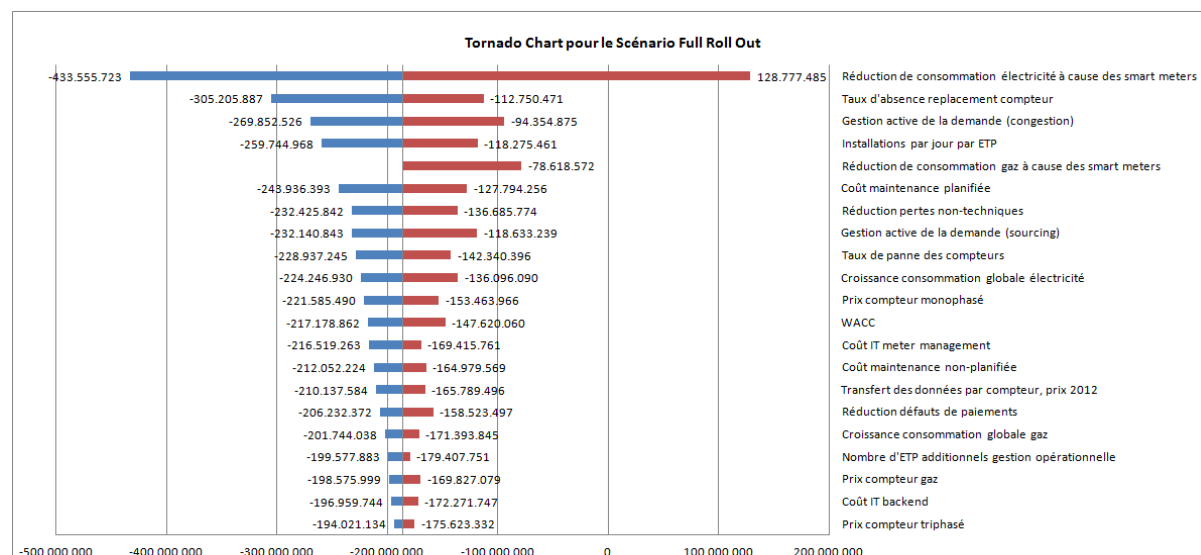


Figure 12 – Diagramme de sensibilité de la valeur actuelle nette du déploiement au regard des paramètres

L'analyse montre une forte influence du paramètre "Taux de réduction de la consommation d'électricité" sur le résultat final. Pour la plage de variation considérée, le résultat final varie en effet de - 433 millions d'Euros à + 129 millions d'Euros, soit une plage de variation importante de 562 millions d'Euros.

Cela démontre que dans le cas du scénario Full Roll Out, le taux de réduction de consommation lié à la mise en œuvre de compteur intelligent est difficilement prévisible de manière précise et aura une influence significative sur l'évaluation économique. Nous avons toutefois suivi les recommandations émises par la Commission Européenne qui préconise explicitement que soit utilisée dans la valorisation des bénéfices la réduction de consommation imputable au déploiement des compteurs intelligents. Le résultat de l'analyse de sensibilité justifie le choix d'une réduction nulle de la consommation, au vu du manque de retour d'expérience et de directives claires quant à la manière dont une éventuelle réduction de la consommation serait mise en œuvre (mise à disposition d'un affichage non comptabilisé dans cette étude, intégration avec un système domotique,...).

Les paramètres impactant le plus les résultats de l'évaluation économique pour le scénario Full Roll Out sont :

- **Réduction de consommation d'électricité : élément largement supérieur**
- **Taux d'absence remplacement compteur**
- **Gestion active de la demande**
- **Installations par jour par ETP**

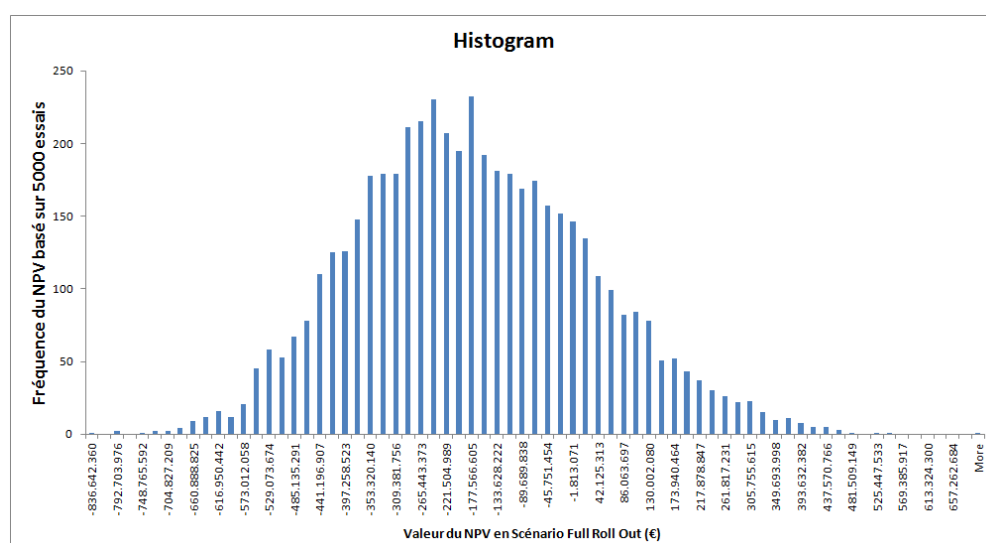
A l'exception d'un paramètre largement supérieur aux autres (voir explications ci-avant) en ce qui concerne l'impact, l'analyse de sensibilité montre que les autres paramètres sont distribués de manière cohérente, ce qui atteste de la robustesse et de la qualité de ce modèle.

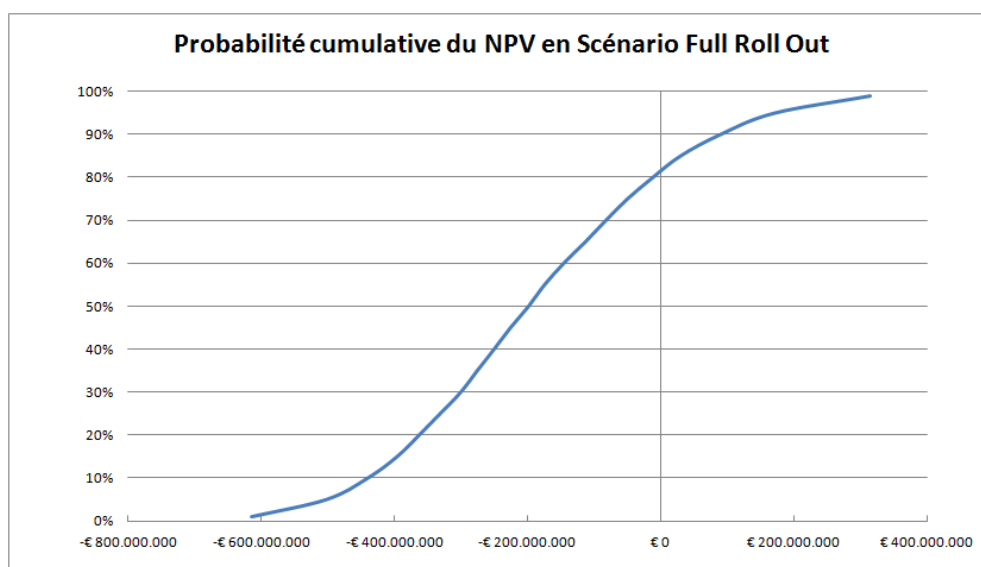
A titre d'exemple, un effort particulier a été fourni pour quantifier le poste de coût relatif à l'installation des compteurs. Plutôt que de postuler un paramètre quantifiant le nombre de compteurs effectivement placés par jour et par équivalent temps plein, nous avons distingué deux paramètres:

- une capacité de placement, qui dépend de critères techniques et géographiques ;
- un taux d'absence ou de refus de placement, qui dépend de l'acceptabilité sociétale des compteurs intelligents par les consommateurs.

Ce degré de complexité supplémentaire contribue in fine à la robustesse du modèle et permet également de mettre en avant les facteurs clés du succès du projet évalué, comme dans l'exemple précédent le niveau d'acceptation des compteurs intelligents par le grand public et la disponibilité de ressources humaines suffisamment qualifiées.

Enfin, la figure suivante permet d'évaluer la pertinence statistique du résultat final. La valeur actuelle nette du déploiement des compteurs intelligents est représentée en fonction de la fréquence, sur base de 5000 essais. Dans près de 80% des simulations effectuées, la valeur actuelle nette est négative et devrait se situer entre – 350 millions d'Euros et – 90 millions d'Euros.





4.2.2.6 Incidences sociales et environnementales:

Dans ce chapitre, nous étudions tout particulièrement les incidences sociales et environnementales du déploiement des compteurs intelligents. Dans un premier temps, nous présentons comment ont été intégrées au modèle ces incidences. Ensuite, nous présentons une appréciation qualitative des incidences qui n'auraient pu être intégrées dans le modèle ou externalités.

4.2.2.6.1 Evaluation qualitative

- **Une tarification dynamique et fortement différenciée selon le moment de consommation engendre un coût pour certains consommateurs.**

Nous estimons que les segments Da et Db ne bénéficieront pas pleinement des bénéfices liés à la gestion active de la demande et la segmentation/modulation des tarifs. Au contraire, certains clients de ces segments seront amenés à acheter l'électricité à un tarif moins favorable que précédemment, parce qu'ils n'ont pas la possibilité de différer leur consommation ou parce qu'ils ne sont tout simplement pas pleinement conscients des conséquences tarifaires de leurs habitudes de consommation.

Ce coût potentiel pour certains consommateurs se base sur le constat de la situation actuelle du marché de l'électricité où ont été introduits des tarifs différenciés en fonction du moment de consommation. Les tarifs proposés par les fournisseurs pour un compteur simple se situent en effet entre les tarifs d'heures creuses et d'heures pleines associés au compteur bihoraire. Un client « bihoraire » qui n'a pas la capacité ou la volonté de déplacer suffisamment de consommation durant les heures creuses subit déjà actuellement un surcoût par rapport à un client ayant un comportement similaire mais équipé d'un compteur normal.

Nous avons estimé ce surcoût comme un 'bénéfice négatif' proportionnel à la consommation des segments et correspondant à 50% du bénéfice généré dans l'année. Ce 'bénéfice négatif' est déduit du bénéfice calculé pour l'application considérée des deux segments et reporté comme un bénéfice supplémentaire pour le fournisseur.

UC 1 & 10	2012 – Year 1	2020 – Year 9	2030 – Year 19	2041 – Year 30
Bénéfice négatif Da	0 €	9.297 €	5.823 €	3.945 €
Bénéfice négatif Db	0 €	79.315 €	47.775 €	31.115 €

Table 12 – Incidence d'une tarification dynamique

Bien que ce coût ne représente pas beaucoup par rapport aux ordres de grandeur rencontrés dans cette étude, il est susceptible de toucher en priorité un public précarisé.

- **Le déploiement des compteurs intelligents n'implique pas automatiquement une réduction de la consommation.**

Dans le cadre de cette étude, l'application « Utilisation rationnelle de l'énergie » adresse la diminution de la consommation d'énergie. Ce bénéfice est, au vu de certaines études similaires déjà réalisées, l'un des plus importants et est présenté comme un argument de poids pour l'introduction des compteurs intelligents.

Force est de constater toutefois qu'il est très difficile d'estimer si l'introduction des compteurs intelligents conduirait à une diminution durable de la consommation et dans quelle mesure. Nous avons identifié quelques facteurs pouvant laisser penser qu'il n'y aurait pas de diminution de la consommation :

- L'objet de cette étude est le déploiement généralisé des compteurs intelligents et pas celui d'appareils domestiques permettant de sensibiliser le consommateur (smart box, domotique,...). A l'évidence, il s'agit dans ce dernier cas du domaine privé des consommateurs et nous considérons que la décision d'investir dans ces appareils domestiques revient au consommateur. Les expériences connues en Belgique montrent que ces appareils peuvent se développer sans que des compteurs intelligents soient nécessaires.
- A ce stade, la facturation resterait à acompte mensuel. Cette hypothèse est soutenue par les différentes associations de consommateurs que nous avons pu consulter dans le cadre de cette étude. Une facturation mensuelle de la consommation réelle des ménages les plus précarisés pourrait par ailleurs conduire à des situations de défauts de paiement évitables.
- Un effet rebond enclenché par les tarifs dynamique pourrait même apparaître et conduire à une augmentation de la consommation. A cet égard, l'apparition de nouvelles formes de tarification par les fournisseurs ne peut occulter le fait que ces

acteurs commerciaux assurent la rentabilité de leur entreprise sur base du prix et/ou du volume d'énergie vendu aux consommateurs.

Sur base de ces éléments, nous avons opté pour un choix conservateur du taux de réduction de la consommation. Toutefois, les hypothèses prises dans cette étude conduisent à une forte valorisation de la gestion active de la demande. Le déplacement de charge généré pour obtenir de meilleurs prix pour l'achat d'électricité « primaire » (le sourcing) permet un lissage des courbes de consommation susceptible d'augmenter le taux d'utilisation des centrales de production d'électricité, de réduire légèrement également les pertes réseau et donc d'entraîner une économie d'énergie primaire. Ce facteur est pris en compte financièrement dans le bénéfice « fournisseur » de la gestion active de la demande.

4.2.2.6.2 Externalités

Enfin, certains éléments non quantifiables doivent toutefois être mis en avant dans la mesure où ils conditionnent le succès d'un déploiement plus ou moins généralisé des compteurs intelligents.

4.2.2.6.3 Disponibilité des ressources humaines

Dans le cadre de cette étude, il a été supposé un transfert de ressources humaines, principalement au niveau des agents du gestionnaire de réseau de distribution. Par exemple, nous supposons une réduction des effectifs dédiés à la relève manuelle des compteurs et dans le même temps une augmentation des effectifs chargés de la validation des données de mesure télé relevées. Lorsqu'il s'agit de valoriser ces changements et de les comptabiliser dans l'analyse coût-bénéfice, nous ne prenons pas en compte la nécessité de former le personnel du GRD à de nouvelles compétences. En pratique, cet aspect est essentiel puisqu'il conditionne la disponibilité des ressources humaines nécessaires au déploiement des compteurs intelligents.

4.2.2.6.4 Acceptabilité sociale

Un second aspect qui n'a pas été directement quantifié concerne l'acceptabilité sociale des compteurs intelligents. Cet aspect est toutefois critique, notamment au vu des expériences rencontrées dans certains de pays qui ont mis en évidence des questionnements et risques potentiels pour la santé ou la protection de la vie privée.

Les aspects relatifs à la protection de la vie privée n'ont pas fait l'objet d'une évaluation spécifique dans le cadre de cette étude. Ils sont toutefois essentiels lorsqu'il s'agit de protéger le consommateur. La Commission pour la Protection de la vie privée a d'ailleurs estimé, dans ses recommandations quant aux principes à respecter pour les systèmes intelligents de mesure, que ceux-ci n'impliquent pas une protection plus élevée des données à caractère

personnel mais qu'au contraire, cette technologie permettra d'observer de plus près les faits et gestes d'au moins une unité de résidence, et donc des citoyens.

De manière générale, et en cohérence avec les dispositions légales relatives à la protection de la vie privée, la CWaPE considère que les données de comptage appartiennent au client et qu'à ce titre, le fournisseur ne pourra recevoir que les données de comptage qui découlent du choix du client. Lorsque le client est facturé sur base annuelle, les données relatives aux registres de comptage devraient donc être agrégées sur base annuelle également, indépendamment du type de compteur installé. L'agrégation pourrait éventuellement se faire mensuellement à la demande du client ou sur base d'une évolution de la législation.

Le gestionnaire du réseau de distribution pourrait quant à lui recevoir la plus fine granularité possible, tant que ce niveau de détail est justifié et proportionnel au regard de l'exercice des missions qui lui sont confiées. Ces missions, qui devraient être spécifiquement inscrites dans les textes légaux, pourraient justifier une observation plus intrusive du comportement des consommateurs. Il reviendra alors au législateur à décider si cette observation est contrebalancée par des avantages sociétaux manifestes.

4.2.2.7 Conclusion:

Dans le cadre de ce rapport, la CWaPE a réalisé une évaluation économique du déploiement des compteurs intelligents prenant en compte l'ensemble des coûts et avantages des différentes parties prenantes.

Le scénario de déploiement préconisé par la Directive Européenne 2009/72 (scénario Full Roll Out) présente un résultat net négatif se chiffrant à -186 millions d'€. Ce scénario implique également des coûts s'élevant à près de 2,2 milliards d'€, principalement à charge du gestionnaire de réseau de distribution. Par conséquent, la CWaPE propose de déroger à l'obligation faite aux Etats-Membres d'atteindre 80% du parc équipé de compteurs intelligents en 2020, dans la mesure où les conditions exigeant ce déploiement ne sont pas rencontrées.

Toutefois, la CWaPE entend adopter une attitude proactive à l'égard du déploiement des compteurs intelligents. Par conséquent, un scénario alternatif a également été évalué (Smart Meter Friendly) pour lequel un déploiement segmenté des compteurs intelligents conduirait à un résultat net positif de 585 millions d'€, pour un coût de 947 millions d'€.

Les éléments suivants plaident également pour un déploiement segmenté :

- L'objectif d'impliquer les consommateurs dans le marché de l'électricité constitue une préoccupation historique de la Wallonie. Des conditions locales particulières permettent en effet déjà de répondre à cet objectif, à savoir :
 - o l'utilisation de la technologie de télécommande centralisée permettant de mettre à disposition de tous les consommateurs des signaux tarifaires

- des compteurs à registres de comptage multiples visant à valoriser le changement de comportement et dont près de 50% des ménages sont équipés
- des compteurs interruptibles associés à des charges directement pilotables (chauffage électrique et eau chaude sanitaire) dont plus de 3% des consommateurs sont équipés. En termes de volume d'électricité, cette charge pilotable représente près de 15% de la consommation des clients résidentiels.

Face au changement technologique que représentent les compteurs intelligents, il convient donc de préserver ces atouts et ce, d'autant plus qu'ils constituent une source non négligeable de flexibilité mobilisable à moindre coût.

- L'acceptabilité sociale sera d'autant plus aisée que l'installation d'un compteur intelligent s'inscrit dans le cadre d'une démarche volontaire d'un client (client à la demande) qui trouverait un bénéfice à se munir d'un tel compteur. Ceci permettra également une optimisation économique puisque ce sont les clients les plus impliqués qui décideront d'opérer ce choix.
- L'évaluation économique demandée par la Directive Européenne ne considère le déploiement des compteurs intelligents que comme un projet pris isolément. Le choix d'investir dans ce projet peut toutefois impliquer que d'autres investissements ne puissent être réalisés. En effet, le contexte financier est tel que les gestionnaires de réseau, assimilés par les marchés financiers à des instances publiques, éprouvent des difficultés croissantes pour s'assurer des sources de financement à un coût raisonnable.

Par conséquent, il convient également de donner un ordre de priorité dans le choix de ces investissements, qui tienne compte des objectifs sociétaux « 3x20 ».

La CWaPE considère en effet qu'au vu des objectifs ambitieux de production décentralisée que la Wallonie s'est fixés, le développement des réseaux intelligents constitue LA priorité. Une politique prudente et progressive de déploiement des compteurs intelligents semble plus compatible avec ces objectifs « 3x20 », également introduits par les Directives Européennes.

- La CWaPE constate que les normes, technologies et système d'information des compteurs intelligents ne sont pas encore aboutis.

Les gestionnaires de réseau actifs en Wallonie indiquent en effet que les normes en matière de protection de la vie privée, de sécurité et d'interopérabilité (mandat 441) n'ont pas encore été définies, que plusieurs composants techniques ou informatiques des systèmes de comptage intelligent ne sont pas encore finalisés. Par conséquent, les prix pour les compteurs électroniques et pour un certain nombre d'applications informatiques restent à un niveau très élevé traduisant une concurrence insuffisante ou une maturité incomplète sur ces marchés.

Cet argument est d'autant plus pertinent que la Wallonie, vu sa taille modeste, n'entend pas développer un modèle propriétaire de compteur et dépendra de la disponibilité d'un modèle de base offert par le marché.

- Enfin, les expériences vécues dans certains pays voisins nous incitent à la prudence lorsqu'il s'agit d'imposer un déploiement généralisé à l'ensemble des consommateurs. A cet égard, la question de la sécurité et de la protection de la vie privée est fondamentale.

Dans cette optique, la CWaPE entend suivre les recommandations non contraignantes émises par la Commission Européenne relatives à la réalisation d'une analyse d'impact sur la protection des données. Cette analyse serait réalisée par le gestionnaire et devrait permettre de recenser les risques que le développement des systèmes intelligents de mesure fait peser sur la protection des données. La CWaPE encourage par conséquent la Commission Européenne à mettre à sa disposition un modèle en vue de la réalisation de cette analyse d'impact, afin de réunir toutes les informations nécessaires pour prendre les mesures adéquates.

En conclusion, la CWaPE recommande un déploiement progressif des compteurs intelligents auprès des segments d'utilisateurs susceptibles d'engendrer le plus de bénéfices pour, in fine, apporter une réelle plus-value à l'ensemble de la société, dans le cadre plus large d'une évolution technologique dûment maîtrisée, tant dans ses fins que dans ses moyens.

4.2.3 Cas de la Région de Bruxelles-Capitale:

4.2.3.1 Introduction :

À l'instar des autres Régions du pays, la Région de Bruxelles-Capitale a, avant la transposition des Directives européennes précitées, engagé, sous l'égide de BRUGEL et de l'IBGE, un processus de réflexion et de concertation avec les différents acteurs du marché de l'énergie.

C'est dans le cadre de ce processus que la Région de Bruxelles-Capitale, a pris la décision de lancer deux études successives et complémentaires relatives à l'évaluation économique, sociale et environnementale de la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale. Les analyses conduites dans le cadre de ces études concernent le scénario de déploiement généralisé de systèmes intelligents de mesure conformément aux dispositions des Directives européennes. Chacune de ces deux études a été conduite par un bureau d'étude différent sélectionné conformément aux règles, en vigueur, d'attribution des marchés publics.

La première étude lancée pour le marché bruxellois a été commanditée par le régulateur régional de l'énergie « BRUGEL » au bureau d'études de renommée mondiale et habitué à ce type d'analyse : CAPGEMINI. Cette étude a permis d'analyser, de point de vue technico-économique, la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure suivant quatre modèles de compteurs intelligents allant du plus simple au plus complet en termes de fonctionnalités et services offerts aux utilisateurs bruxellois.

Plus précisément, cette étude vise à répondre aux objectifs suivants:

- **Analyse de la faisabilité technique :**

Il s'agit d'analyser la faisabilité technique des fonctionnalités potentielles d'un système intelligent de mesure dans le contexte bruxellois. Cette partie de l'étude avait comme objectif de répondre aux questions suivantes :

- Quelles seraient les principales fonctions (ou objectifs fonctionnels) attendues d'un système intelligent de mesure pour le marché de l'énergie bruxellois dans son ensemble ?
- Quelles seraient les différents services réalisables par un tel système de mesure ?
- Quelles seraient l'architecture et les technologies appropriées pour réaliser les services identifiés ?
- Quelles seraient les fonctionnalités nécessaires pour réaliser ces services et avec quel niveau de performance seront-elles réalisées ?

- **Evaluation des coûts et avantages :**

Il s'agit de quantifier à partir des hypothèses réalistes les coûts et les bénéfices attendus d'un déploiement massif de systèmes intelligents de mesure en Région de Bruxelles-Capitale. Cette évaluation devrait permettre de déterminer l'impact sur :

- Chaque acteur de la chaîne de valeur du marché de l'énergie ;
- Les différents segments du marché.

Pour mener à bien cette étude, CAPGEMINI a réalisé une recherche bibliographique approfondie où plus de 129 documents et références ont été consultés. Cette première analyse conjuguée à sa grande expérience internationale dans ce domaine lui a permis de bien mener la première phase de l'étude qui consiste en la consultation d'un panel d'experts représentant tous les acteurs de marché (GRD, fournisseurs, régulateurs, associations de défense des consommateurs, clients professionnels et sociaux).

Sur la base de ce travail de prospection, il a été décidé d'adopter une méthodologie basée sur une approche dite de « use-cases » et centrée sur l'utilisateur final. En effet, les consultations menées avec les différents acteurs de marché ont montré l'importance de bien définir les objectifs fonctionnels attendus des systèmes intelligents de mesure avant de déterminer le modèle même de ces systèmes de mesure à mettre en place. Pour chaque objectif identifié, il a

fallu définir les cas d'utilisation (ou « use-cases ») et les fonctionnalités des compteurs nécessaires pour les réaliser.

Cette étape de l'étude a permis d'identifier quatre modèles de compteurs intelligents allant du plus simple au plus complet en termes de fonctionnalités et services offerts aux utilisateurs bruxellois. Ces quatre modèles ont été construits à partir de quatre objectifs fonctionnels à atteindre pour l'ensemble du marché de l'énergie bruxellois.

En outre, la prise en compte des conditions régionales a aussi abouti à la segmentation du marché de l'énergie pour mesurer l'impact de l'introduction de ces compteurs sur chaque type de consommateurs en Région de Bruxelles-Capitale.

En effet, l'analyse économique proprement dite s'est portée sur chacun des quatre modèles identifiés et l'évaluation des coûts/bénéfices est réalisée pour chaque acteur et pour chaque segment du marché bruxellois de l'énergie.

La deuxième étude commanditée par l'administration de l'environnement et de l'énergie « IBGE » au bureau d'étude PwC³⁴ s'est portée sur les trois thèmes suivants :

- Les aspects sociaux ;
- Les aspects environnementaux ;
- L'analyse coûts-bénéfices vue du côté du client résidentiel.

Dans cette étude un focus particulier est mis sur le segment de la clientèle résidentielle notamment pour l'évaluation des coûts et avantages. Les principaux résultats de cette étude sont décrits dans le paragraphe 4.2.3.6 de ce chapitre.

4.2.3.2 Analyse de faisabilité technico-économique :

4.2.3.2.1 Adaptations aux conditions locales :

Comme précisé précédemment, l'étude commanditée à CAPGEMINI, a, dans sa première phase, consisté en l'analyse de la faisabilité technique des fonctionnalités potentielles d'un système intelligent de mesure avec en ligne de mire la recherche d'un modèle de compteurs intelligents le plus rationnel économiquement et le moins coûteux compte tenu du contexte du marché bruxellois de l'énergie.

Pour y arriver, CAPGEMINI a interrogé un panel d'experts représentant tous les acteurs de marché (GRD, fournisseurs, régulateurs, associations de défense des consommateurs, clients professionnels et sociaux). Cette consultation a montré l'importance de bien définir les objectifs fonctionnels attendus des systèmes intelligents de mesure avant de déterminer les modèles mêmes de ces systèmes de mesure à mettre en place.

³⁴ Cabinet de conseil : www.pwc.be.

Les objectifs fonctionnels correspondant aux quatre modèles choisis pour cette étude sont indiqués ci-après :

- **Améliorer les conditions de fonctionnement du marché : modèle «Basic»**

Comme son nom l'indique, il s'agit d'un modèle de base. Il ne vise que l'amélioration des conditions de fonctionnement du marché. En effet, compte tenu du coût et de la complexité de ces nouveaux systèmes de mesure, leur déploiement ne peut se justifier que s'ils permettent au moins de réaliser, dans l'intérêt des utilisateurs finals, l'amélioration et l'automatisation de certains processus du marché de l'énergie (facturation sur la base de la consommation réelle, changement de fournisseur, déménagement, etc.).

- **Prise en compte de l'efficacité énergétique : modèle «Moderate»**

En plus de l'objectif assigné au modèle de base, ce scénario tient compte davantage des objectifs d'efficacité énergétique par les moyens et services qu'il offre à la réduction de la consommation des utilisateurs finals. Les investissements de production classiques « polluantes » devraient donc diminuer ce qui peut contribuer au développement durable de la société.

- **Améliorer la gestion des réseaux de distribution : modèle «Advanced»**

Ce modèle devrait d'abord réaliser les deux objectifs précédents avant de permettre de réaliser une gestion plus efficace des réseaux de distribution, notamment, par une meilleure qualité des mesures et une gestion efficace de la pointe de puissance appelée.

- **Promouvoir l'innovation commerciale : modèle «Full»**

De nouveaux services, basés notamment sur une structure tarifaire modulaire, devraient être rendus possibles en plus de la réalisation des tous les objectifs précédemment cités.

Ces quatre modèles ont été construits par un ensemble de services permettant de réaliser les objectifs fonctionnels attendus. Chaque service représente un cas d'utilisation du nouveau système de mesure qui apporterait une amélioration significative pour le but recherché par rapport au compteur classique. Avant de sélectionner un nombre raisonnable de services pour une analyse approfondie, CAPGEMINI a étudié la faisabilité de nombreux services potentiels (54 au total).

Au final, 11 services ont été retenus pour la deuxième phase de l'étude (évaluation économique) et s'intègrent dans les quatre scénarios précédemment définis comme montré par le tableau 1 ci-après.

Tableau 13: modèle de système intelligent de mesure étudié: services de base

Description des services	Basic	Moderate	Advanced	Full
--------------------------	-------	----------	----------	------

Facturation sur la base de la consommation				
Ouverture et fermeture à distance du				
Déménagement et changement de fournisseur				
Gestion des productions décentralisées				
Lutte contre la fraude				
Contrôle des appareils domestiques				
Gestion en « temps réel » de la consommation				
Systèmes de facturation évolués basés sur une structure tarifaire modulaire				
Prépaiement de la consommation (compteur à budget)				
Gestion des bornes de recharge publiques pour véhicule électriques				
Transport groupé des données de consommation d'électricité, gaz, eau...etc.				

	Techniquement faisable et repris dans
	En partie faisable et repris dans l'évaluation
	Pas faisable ou pas repris dans l'évaluation

Il ressort de ce tableau que dans tous les modèles analysés, il serait possible d'améliorer les moyens de lutte contre la fraude mais aussi de mieux détecter les dérives des dispositifs de comptage dues, par exemple, aux vieillissements de ces équipements. Ces services devraient contribuer à la diminution des pertes non techniques de l'énergie distribuée aux utilisateurs finals. En effet, le compteur intelligent devrait comporter des dispositifs de détection de fraude et des fonctions d'autodiagnostic pour alerter le GRD lorsque des dérives de mesures sont constatées sur le compteur.

Toutefois, certains services, bien qu'ils aient fait l'objet d'une analyse de faisabilité, n'ont pas été retenus dans l'évaluation coûts et avantages. Il s'agit des services de prépaiement (compteur à budget) et de la gestion des bornes publics de recharge pour véhicules électriques.

En effet, la mise en œuvre d'un prépaiement (ou compteur à budget) avec possibilité de limitation de puissance à distance est techniquement réalisable dans tous les modèles étudiés. Toutefois, dans la Région de Bruxelles-Capitale, un client en défaut de paiement verra son alimentation électrique soumise à un limiteur de puissance et la décision de coupure d'énergie étant laissée à l'appréciation du juge de paix. Pour ce qui concerne la gestion des bornes de recharges des véhicules électriques, beaucoup d'incertitudes subsistent quant au modèle de marché qui sera mis en place pour les bornes de recharge publiques des véhicules électriques.

D'autres services ont été analysés, sans présumer de leur utilisation future, en fonction des limites techniques de la technologie de communication utilisée. Il s'agit d'offrir la possibilité à certains clients, gros consommateurs ou disposant d'équipements de type pompe à chaleur ou chauffe-eau à accumulation électrique, de réduire ou de différer temporairement leur consommation en fonction des signaux reçus des fournisseurs d'énergie. Le contrôle des

équipements d'utilisateur peut être réalisé via un module séparé « énergie box » du système intelligent de mesure. Ce service est réalisable techniquement dans les modèles « Advanced » et « Full » en raison des besoins importants de communication des données.

4.2.3.2.2 Définition du modèle du système intelligent de mesure :

Comme précisé précédemment, l'étude commanditée à CAPGEMINI consistait dans sa première phase en une analyse technique de faisabilité d'un déploiement généralisé de compteurs intelligents suivant quatre modèles construits à partir de quatre objectifs fonctionnels pour le marché de l'énergie. L'étude de faisabilité technique a permis ainsi d'identifier l'architecture et les différentes fonctionnalités d'un système intelligent de mesure permettant de réaliser à moindre coût les modèles de compteurs intelligents étudiés. Ces fonctionnalités ont été analysées en fonction de leur contribution à l'objectif fonctionnel attendu, des performances exigées pour leur exécution et de la technologie de communication utilisée.

Sans présumer ni de la nécessité d'utiliser les fonctionnalités étudiées, ni de la position qui devrait être prise par la Région de Bruxelles-Capitale pour la mise en œuvre d'un tel système de comptage, cette étude a permis, néanmoins, de donner des pistes de réflexions pour le modèle de déploiement qui conviendrait au mieux à la Région.

- **Architecture de référence :**

Dans le cadre de cette étude, une architecture de référence du système intelligent de mesure a été obtenue sur la base des solutions les plus courantes sur le marché. Celle-ci se compose de deux parties principales, comme le montre la figure 1 ci-après: le système de collecte des données (DCS) côté client et le système de gestion des données (DMS) côté opérateurs du marché (gestionnaire du réseau et fournisseurs). Les deux systèmes communiquent via l'une des technologies disponibles³⁵ ou une combinaison de celles-ci, selon le niveau de performance requis.

³⁵ Technologie PLC (courants porteurs en ligne) ;
Technologies de réseaux mobiles : GSM/GPRS, UMTS, etc.
Technologies de réseaux radio : WiMAX, Wi-Fi ou Mesh.

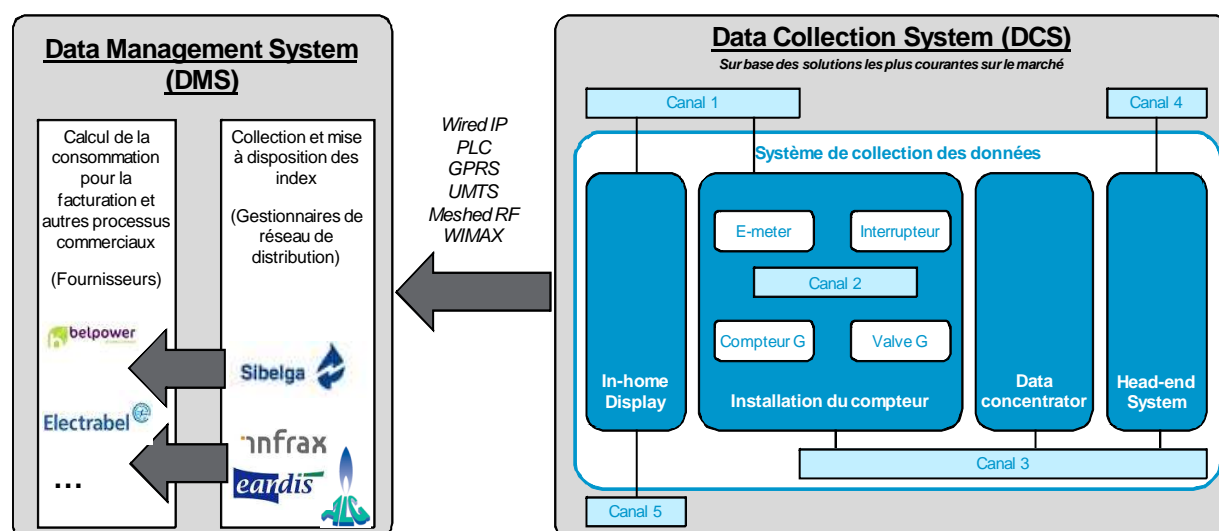


Figure1: Architecture de référence du modèle choisi pour le système intelligent de mesure

Fonctionnalités :

La réalisation des services identifiés est effectuée par des fonctionnalités spécifiques dont les performances sont déterminées par l'architecture du compteur et la technologie choisies pour ses composants, particulièrement la technologie de communication.

Les principales fonctionnalités utilisées dans chaque modèle sont représentées par le tableau 2 ci-après. Il en ressort que même pour le modèle de base « Basic », le système intelligent de mesure devrait s'appuyer sur plusieurs fonctionnalités pour réaliser les services associés à ce modèle.

Tableau 14: fonctionnalités utilisées pour réaliser les services offerts par chaque modèle de système intelligent de mesure

Fonctionnalités des compteurs intelligents par scénario	Basic	Moderate	Advanced	Full
Mise à disposition des mesures	V	V	V	V
Collecte des index	V	V	V	V
Collecte des index gaz	V	V	V	V
Collecte des index électricité	V	V	V	V
Collecte des intervalles électricité	P	V	V	V
Collecte des intervalles gaz	P	V	V	V
Collecte des coupures	V	V	V	V
Comptage de l'électricité	V	V	V	V
Comptage du gaz	V	V	V	V
Réglage des comptages périodiques	V	V	V	V
Réglage des comptages planifiés	V	V	V	V
Réglages des intervalles de comptages	P	V	V	V
Réglage du seuil de l'électricité	V	V	V	V
Ouverture/fermeture	V	V	V	V
Présentation des données de consommation	P (via internet)	V (via internet)	V (via internet)	V
Attribution des fonctionnalités qualité	ND	ND	ND	V (via inhome display)
Collecte des infractions	Partiellement	Partiellement	V	V
Synchronisation des horloges	V	V	V	V
Logging des activités dans l'installation	V	V	V	V
Enregistrement des erreurs dans l'installation	V	V	V	V
Enregistrement de la qualité de la livraison	ND	ND	V	V
Upgrades de firmware	ND	ND	V	V
Gestion des clés (sécurité des données)	ND	ND	V	V

Légende:

V=Exigé

P=Possible mais pas nécessaire

ND=Non Disponible

- Technologies de communication :

Le moyen de communication des données dans une infrastructure de comptage est particulièrement déterminant notamment pour l'optimisation des coûts d'installation et pour son intégration au réseau de distribution de l'énergie électrique.

Tenant compte de ces éléments, les technologies analysées pour la collecte et le transport des données de comptage sont les suivantes :

- Technologie PLC (courants porteurs en ligne) ;
- Technologies de réseaux mobiles : GSM/GPRS, UMTS, etc.
- Technologies de réseaux radio : WiMAX, Wi-Fi ou Mesh.

Le tableau 3 suivant donne, par « use-case » et par objectif fonctionnel associé aux compteurs intelligents, une comparaison entre les différentes technologies de communication étudiées en termes de coûts et de performances.

Au regard des données disponibles actuellement sur la marché, des conclusions de l'étude commanditée à CAPGEMINI et du retour d'expérience du projet pilote du GRD Bruxellois, la technologie PLC peut présenter un optimum technico-économique pour le réseau de communication des systèmes intelligents de mesure.

En effet, cette technologie est particulièrement adaptée aux zones denses comme la ville de Bruxelles puisque un minimum de 50 compteurs devraient être raccordés à un concentrateur installé dans un poste de transformation HT/BT et la distance maximale à observer entre le concentrateur et le premier compteur doit être au plus de 300 m. Dans les zones où l'installation de ce concentrateur s'avérerait non rentable au regard du nombre de compteurs auquel il serait raccordé, la technologie GPRS ou UMTS (UMTS est considéré comme le successeur du GPRS) semble la mieux indiquée à la solution de mettre en œuvre une chaîne trop importante de répéteurs pour la technologie PLC. Plus de détails sur les technologies étudiées sont donnés dans le rapport complet de l'étude commanditée à CAPGEMINI (voir annexe 3).

Tableau 15: Tableau comparatif des technologies de communication étudiées : «Fin» indique si la technologie est financièrement intéressante pour l'usage considéré. "Tech" indique si la technologie est applicable pour l'usage en question.

Use-cases		Wired IP	PLC	GPRS	UMTS	Meshed RF	Wimax
Fonctionnement du marché	Fermeture de compteur (fin de fourniture d'énergie/ de contrat)	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +
	Changement de locataire à un point de raccordement	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +
	Attribution de la consommation exacte (processus d'attribution et de réconciliation)	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: -	Fin: +/- Tech: +	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: -	Fin: - Tech: +
	Développement d'un portefeuille de produits via segmentation/modularisation des tarifs	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: -	Fin: +/- Tech: +	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: -	Fin: - Tech: +
	Prépaiement de la consommation d'énergie	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +
Dév	Economies d'énergie via une gestion "temps réel" par le consommateur	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +

e l o p p e m e n t d u r a b l e			+	+			
	Pilotage actif de la consommation par le fournisseur (éventuellement lié à la domotique ou Smart Home)	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +
	Comptage de la production décentralisée à des fins de facturation séparée	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +
	Comptage de la consommation d'un véhicule électrique sur voie publique (borne de chargement)	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: -	Fin: +/- Tech: +	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: -	Fin: - Tech: +
G e s t i o n d u r é s e a u	Détection de la fraude (incl. bypass)	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +
	Transport des données d'un compteur de gaz ou d'eau	Fin: +/- Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: - Tech: +	Fin: + Tech: +	Fin: - Tech: +

4.2.3.2.3 Intégration des paramètres d'interopérabilité et de sécurité des données :

Lors de la phase de définition des modèles de systèmes intelligents de mesure à analyser, il a été décidé de prendre en compte les six fonctionnalités choisies par les trois instances de normalisation -CEN, CENELEC et ETSI- pour le développement d'une architecture ouverte impliquant des protocoles de communication permettant l'interopérabilité.

En effet, compte tenu de la taille du marché bruxellois, il a été évalué judicieux de s'aligner sur des normes et des technologies diffusées au niveau européen pour éviter de subir des surcoûts potentiels liés à des solutions originales conduisant à des solutions IT singulières.

Les 11 services retenus lors de la phase de l'analyse de faisabilité technique et présentés dans le tableau 1 de cette section sont aussi réalisés, en effet, à l'aide des fonctionnalités définies dans le cadre du mandat M/441.

Par ailleurs, il faut rappeler que la BELGIQUE faisait partie des 11 premiers Etats de l'Union européenne à avoir lancé des études d'évaluation technico-économique relatives aux systèmes intelligents de mesure. Ce constat lui a permis de participer au sondage réalisé par la Commission Européenne et qui a abouti à la définition des fonctionnalités minimales communes, intégrées dans la recommandation de la Commission relative à la préparation des évaluations des mises en œuvre des systèmes intelligents de mesure.

4.2.3.3 Hypothèses de départ :

4.2.3.3.1 Paramètres financiers et de déploiement:

Il s'agit d'un ensemble de paramètres utilisés dans la construction du simulateur de CAPGEMINI qui a servi à l'évaluation des coûts et des avantages de chaque modèle. Ces paramètres ont été choisis en fonction de l'état des connaissances actuelles des technologies utilisées dans les systèmes intelligents de mesure.

- Déploiement généralisé à partir de 2015 et sur une période de 4 ans ;
- Durée de vie des compteurs estimée à une moyenne de 15 ans ;
- Une fréquence de défauts sur les compteurs de l'ordre de 2% annuel ;
- L'évaluation des coûts et des avantages porte sur la période 2011-2030
- Un taux d'actualisation de 6.5%

4.2.3.3.2 Chaîne de valeur du marché de l'énergie :

L'étude porte sur l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur du marché bruxellois de l'énergie. Il s'agit du gestionnaire du réseau de distribution, des fournisseurs d'énergie et des consommateurs finals. Le régulateur bruxellois et la société dans son ensemble ont été aussi pris en compte dans cette évaluation.

En outre, l'analyse du marché bruxellois de l'énergie a permis d'identifier les segments suivants :

- Consommateurs protégés ou avec limiteurs de puissance
- Résidentiels avec une consommation moyenne inférieure à 2000 kWh
- Résidentiels locataires avec une consommation moyenne entre 2000 et 5000 kWh

- Résidentiels propriétaires avec une consommation moyenne entre 2000 et 5000 kWh
- Résidentiels avec une consommation supérieure à 5000 kWh
- Consommateurs avec installations de production décentralisée (PV, ...etc.)
- Petites entreprises sans comptage AMR36
- Entreprises raccordées en HT sans comptage AMR.

Les caractéristiques de chaque segment ont été paramétrées dans le modèle de calcul des coûts/bénéfices utilisé par CAPGEMINI dans cette étude, y compris l'évolution attendue de leurs consommations.

Ces segments sont aussi caractérisés par leurs parts dans le parc global des compteurs. Le tableau 4 ci-après illustre bien la correspondance entre la part de consommation de ces segments et leur contribution au nombre total des compteurs raccordés au réseau de distribution.

Tableau 16: répartition entre les segments de consommateurs du parc des compteurs et de la consommation totale.

Segments du marché	Consommation (%)	Compteurs (%)
Résidentiels avec une consommation moyenne inférieure à 2000kWh	5	40
Résidentiels locataires avec une consommation moyenne entre 2000 et 5000kWh	7	19
Résidentiels propriétaires avec une consommation moyenne entre 2000 et 5000kWh	5	13
Résidentiels avec une consommation supérieure à 5000kWh	8	9
Petites entreprises sans comptage AMR	16	16
Entreprises raccordées en HT sans comptage AMR.	53	~0

Les segments correspondant aux propriétaires des installations de productions décentralisées et aux clients protégés ne sont pas représentés dans ce tableau car leur consommation et leur nombre sont très faibles. Toutefois, ce tableau illustre bien la répartition disproportionnée de la consommation des différents segments par rapport aux nombres de compteurs qu'ils représentent. En effet, les utilisateurs avec une consommation de moins de 2000 kWh par an disposent de 40% des compteurs alors que leur consommation globale ne représente que 5% du total de l'énergie électrique distribuée en RBC.

³⁶ L'Automated Meter Reading (AMR) consiste en un télérelevé automatisé. Il s'agit d'un dispositif qui permet à SIBELGA de lire à distance l'index de consommation de l'utilisateur.

4.2.3.3 Définition de la situation de référence:

L'évaluation des quatre modèles est effectuée par rapport à une situation de référence qui ne prend pas en compte le déploiement de compteurs intelligents mais la poursuite des projets actuels de pose de compteurs A+/A-37, le remplacement des compteurs défectueux ou ceux qui ne vérifient pas les critères de qualité et les investissements planifiés d'assainissement des coffrets de comptage. Dans cette situation de référence, il est aussi envisagé l'introduction d'équipements de type « smart home » permettant d'optimiser le fonctionnement des équipements domestiques des utilisateurs finals.

4.2.3.4 Analyse des coûts et avantages (ACA) :

Dans la deuxième phase de l'étude, CAPGEMINI a évalué les coûts et les bénéfices pour les quatre modèles de déploiement des systèmes intelligents de mesure et pour chaque acteur de la chaîne de valeur considérée. Ci-après l'essentiel de ces résultats présentés avec un focus particulier pour le modèle le moins défavorable. L'ensemble des résultats sont donnés dans le rapport complet de cette étude annexé à ce rapport (voir annexe 3 de ce rapport).

4.2.3.4.1 Évaluation des bénéfices :

Avant d'évaluer l'apport éventuel de chaque modèle en termes de bénéfices pour les différents acteurs du marché, CAPGEMINI a d'abord évalué le potentiel maximal espéré en analysant chaque poste du marché de l'énergie susceptible de générer ces bénéfices. Cette évaluation est basée sur l'expérience internationale acquise par CAPGEMINI dans ce domaine et des résultats des concertations réalisées avec les acteurs du marché.

Les bénéfices maximaux attendus sont synthétisés dans le tableau 5 ci-après.

Tableau 17: Potentiel d'économie par poste de bénéfices

Postes de bénéfices	Potentiel d'économie		Observations
	Marché de	Marché du gaz	
Investissements réseaux	-3%	-	Il s'agit des investissements de capacité à économiser avec la gestion
Fraude	-75%	-50%	Il s'agit des pertes dites non
Economie d'énergie	4.6%	4.9%	Il s'agit d'une moyenne pondérée des estimations variant entre 0 et 7%
CO₂ émis	-5%	-5%	Il s'agit en grande partie du résultat des économies d'énergies

³⁷ Compteurs de tête électroniques pour les installations disposant de productions décentralisées. Ces compteurs mesurent l'énergie injectée (A-) et prélevée (A+) au réseau.

Pertes dans le réseau		-3.3%	-	Il s'agit de la réduction des pertes techniques dues en partie aux économies d'énergie
Appels aux Call Centers		-50%	-50%	Il s'agit de la réduction du nombre de plaintes dues au relevé et à la
Déplacements aux domiciles	Suite problèmes	-33%	-33%	
	Pour raccordement	-100%	-100%	
Relevés d'index		-99%	-85%	Calculé sur la base de 85% de raccordements avec relevé obligatoire
Équilibrage		-10%		Calculé sur la base des besoins de 2% en 2016 et de 20% en 2025
Gestion de la pointe		-1h /jour		Concerne uniquement les gros consommateurs et les industriels
Allocation et réconciliation	GRD	-3FTE		FTE : équivalent temps plein (Full-Time Equivalent en anglais)
	Fournisseurs	-3FTE		

Le tableau 6 suivant donne les proportions des économies réalisées par chaque scénario par rapport aux potentiels maximaux de chaque poste.

Tableau 18: proportions des économies réalisées par chaque scénario par rapport aux potentiels maximaux de chaque poste de bénéfices

Postes de bénéfices	BASIC	Moderate	Advanced	Full
Investissements réseaux	0%	0%	0%	0%
Fraude	50%	25%	100%	100
Economie d'énergie	25%	50%	75%	100
CO₂ émis	25%	50%	75%	100
Pertes dans le réseau	25%	50%	75%	100
Service clients (Appels aux Call Center)	100%	100%	100%	75%
Déplacements aux domiciles	75%	75%	100%	100
Relevés d'index	100%	100%	100%	100
Équilibrage	0%	0%	75%	100
Gestion de la pointe	0%	0%	75%	100
Allocation et réconciliation	100%	100%	100%	100

Les valeurs obtenues illustrent bien le contexte bruxellois caractérisé par un réseau suffisamment dimensionné, avec peu de fraudes et où la consommation moyenne des résidentiels est relativement faible par rapport aux autres pays européens. En effet, il n'est pas

envisagé de réaliser des économies d'investissements dans la mesure où la capacité de distribution ne serait pas impactée par la réduction de la consommation en RBC. La lutte contre la fraude est moins problématique que dans certains pays de l'Union européenne. Le potentiel de réduction de consommation en RBC devrait être inférieur aux chiffres indiqués dans la littérature dans la mesure où la consommation moyenne des ménages reste relativement faible par rapport aux autres pays européens.

4.2.3.4.2 Evaluation des coûts :

Pour évaluer correctement la « valeur actuelle nette » (ou Net Present Value en anglais) pour chaque acteur et pour chaque segment du marché, CAPGEMINI a fait une distinction entre les coûts fixes à consentir pour toute la durée de vie des compteurs et les coûts récurrents correspondant aux coûts opérationnels générés périodiquement.

Le tableau 7 ci-dessous présente la répartition de ces coûts par compteur (électricité ou gaz) ou par installation de compteurs (électricité et gaz) pour les quatre modèles étudiés.

Tableau 19: répartition (par compteur et par installation) des coûts pour les quatre modèles de systèmes intelligents de mesure étudiés

Basic	Par compteur		Par installation	
	EUR	%	EUR	%
Installation material	62,3	38%	102,8	38%
Installation field service	80,4	49%	132,7	49%
Study, pilot & program management	2,9	2%	4,8	2%
Information systems	18,8	11%	31,0	11%
Total coûts d'inv. (CAPEX)	164,5	100%	271,3	100%
Training	0,2	0%	0,3	0%
customer service & commun.	7,9	7%	13,0	7%
Planned & unplanned maintenance	66,9	58%	110,3	58%
Information systems maintenance	18,6	16%	30,7	16%
Operational Management	5,2	5%	8,6	5%
Data Transfer & Communication	16,7	14%	27,6	14%
Total coûts opérationnels (OPEX)	115,5	100%	190,5	100%

Advanced	Par compteur		Par installation	
	EUR	%	EUR	%
Installation material	83,2	41%	137,3	41%
Installation field service	90,3	45%	148,9	45%
Study, pilot & program management	3,3	2%	5,4	2%
Information systems	24,0	12%	39,6	12%
Total coûts d'inv. (CAPEX)	200,8	100%	331,2	100%
Training	0,2	0%	0,3	0%
customer service & commun.	7,9	4%	13,0	4%
Planned & unplanned maintenance	66,8	34%	110,2	34%
Information systems maintenance	18,6	9%	30,7	9%
Operational Management	7,3	4%	12,0	4%
Data Transfer & Communication	97,3	49%	160,5	49%
Total coûts opérationnels (OPEX)	198,1	100%	326,7	100%

Moderate	Par compteur		Par installation	
	EUR	%	EUR	%
Installation material	56,9	35%	93,9	35%
Installation field service	80,0	49%	131,9	49%
Study, pilot & program management	3,3	2%	5,4	2%
Information systems	22,1	14%	36,5	14%
Total coûts d'inv. (CAPEX)	162,3	100%	267,7	100%
Training	0,2	0%	0,3	0%
customer service & commun.	7,9	5%	13,0	5%
Planned & unplanned maintenance	66,8	39%	110,2	39%
Information systems maintenance	18,6	11%	30,7	11%
Operational Management	6,2	4%	10,3	4%
Data Transfer & Communication	70,0	41%	115,4	41%
Total coûts opérationnels (OPEX)	169,7	100%	279,9	100%

Full	Par compteur		Par installation	
	EUR	%	EUR	%
Installation material	160,3	56%	264,3	56%
Installation field service	93,5	33%	154,3	33%
Study, pilot & program management	3,8	1%	6,3	1%
Information systems	28,8	10%	47,5	10%
Total coûts d'inv. (CAPEX)	286,4	100%	472,4	100%
Training	0,2	0%	0,4	0%
customer service & commun.	7,9	3%	13,0	3%
Planned & unplanned maintenance	66,8	30%	110,2	30%
Information systems maintenance	18,6	8%	30,7	8%
Operational Management	7,8	3%	12,9	3%
Data Transfer & Communication	124,7	55%	205,6	55%
Total coûts opérationnels (OPEX)	226,0	100%	372,7	100%

Les coûts de déploiement, par unité, des systèmes intelligents de mesure en RBC varient de 267 à 472 euros suivant le modèle choisi. Dans les coûts fixes, le poste équipement reste prépondérant avec 84% du coût d'investissements initial. Les moyens d'information et de communication ne représentent que 14% de ces investissements. Les coûts opérationnels seront dominés par les frais de maintenance et de transfert de données. Le choix de la

technologie utilisée pour le transfert des données aura un impact important sur le coût final supporté.

4.2.3.4.3 Valeur actuelle nette par modèle

Le tableau 8 ci-dessus donne la « valeur actuelle nette - VAN » des coûts et avantages par rapport à la situation de référence décrite précédemment (voir paragraphe 4.2.3.3.3 de ce chapitre). Suivant les hypothèses de l'étude, le bilan économique globale de chaque scénario est défavorable, avec une VAN variant de -80 M€ à -160 M€.

Dans l'hypothèse où tous les coûts seraient répercutés sur l'ensemble des utilisateurs, sans distinction des caractéristiques de chacun, les valeurs obtenues correspondent à un surcoût moyen pour l'utilisateur final variant de 118€ à 233 € sur toute la période de vie du compteur. Il s'agit, bien évidemment, d'une valeur purement théorique donnée pour illustrer l'impact éventuel sur l'utilisateur final.

Tableau 20: Valeur actuelle nette par modèle

Valeur actuelle nette (VAN) par modèle					
	Modèles	Objectif fonctionnel poursuivi	Coûts (M€)	Bénéfices (M€)	Solde VAN (M€)
Scénario de déploiement généralisé à l'horizon de 2020	Basic	Avec des fonctionnalités de base: améliorer les conditions du fonctionnement de marché	323	180	-143
	Moderate	Le « Basic » + des fonctionnalités pour améliorer l'efficacité énergétique	383	225	-158
	Advanced	Le « Basic »+ « Moderate » + des fonctionnalités pour améliorer la gestion du réseau de distribution	460	380	-80
	Full	Le « Basic »+ « Moderate » + « Advanced »+ des fonctionnalités d'innovation commerciale avec une structure tarifaire modulaire	591	448	-143

Ce tableau montre aussi que, d'un modèle à un autre, les bénéfices n'augmentent pas d'une manière proportionnelle aux coûts. En effet, pour les scénarios « Basic » et « Moderate », l'essentiel des investissements devraient être consentis alors que les compteurs sont sous-utilisés en termes de fonctionnalités. Les résultats donnés pour le scénario « Advanced », le moins défavorable avec une VAN de -80 M€, montrent qu'il est possible d'améliorer le rapport entre les coûts, générés par l'ajout des fonctionnalités, et les bénéfices attendus.

4.2.3.4.4 Valeur actuelle nette par acteur

Comme expliqué précédemment (voir paragraphe 4.2.3.3.2 de ce chapitre), la chaîne de valeur prise en considération dans cette étude concerne tous les acteurs du marché, le GRD, les fournisseurs, l'utilisateur et la société dans son ensemble. Le tableau 8 ci-dessus donne la « valeur actuelle nette - VAN » pour chacun des acteurs dans le cas du modèle le moins défavorable (Advanced).

Tableau 21: Valeur actuelle nette par acteur

Valeur actuelle nette (VAN) par acteur				
	Acteurs	Coûts (M€)	Bénéfices (M€)	Solde VAN (M€)
Pour le modèle le moins défavorable: Advanced (VAN de -80 M€)	GRD	554	155	-399
	Fournisseurs	60	29	-31
	Société	70	15	-55

Il ressort de ce tableau que les investissements les plus importants seront consentis par le GRD. Il s'agit principalement des coûts d'installation (matériel et main d'œuvre) qui s'élèvent à plus de 200 M€ suivi des coûts de transfert de données et de communication avec plus de 112 M€. Le troisième poste budgétaire revient à la maintenance qui va coûter plus de 77 M€. Le reste des coûts d'investissements seront répartis entre la formation, les études, le service clients et la gestion opérationnelle des installations.

Les bénéfices du GRD seront générés principalement par les économies dans la gestion du service clients, les déplacements à domicile et le recul de la fraude. Les économies d'énergies escomptés par les systèmes intelligents de mesure auront toutefois un impact négatif sur les recettes du GRD qui enregistrera un manque à gagner de l'ordre de 114 M€.

Les fournisseurs devront consentir des investissements notamment dans le domaine des technologies de l'information et de la communication et seront aussi impactés négativement par les économies d'énergies qui seront réalisées par la mise en œuvre de ces nouveaux systèmes de mesure.

Les bénéfices pour les fournisseurs seront générés par la diminution de la fraude et la réduction des coûts liés aux équilibres de l'offre et de la demande (balancing).

Les économies d'énergies devraient à la fois apporter, à la société dans son ensemble, les bénéfices en termes d'économies de CO₂ mais aussi des manques à gagner relatifs aux TVA non perçues.

4.2.3.4.5 Coûts à supporter par l'utilisateur pris individuellement.

Sans présumer de ce qui sera décidé sur la manière de répercuter les coûts de déploiement des systèmes intelligents de mesure en Région de Bruxelles-Capitale, l'étude commanditée à CAPGEMINI présente les résultats d'une simulation d'impacts sur les consommateurs où tous les acteurs vont répercuter entièrement leurs coûts sur l'ensemble des utilisateurs. Cette simulation ne tient pas compte, en effet, de considérations sociales ou de politique tarifaires.

Pour illustrer les résultats de cette simulation, la figure ci-après montre la répartition des coûts et avantages entre les différents segments.

Il ressort des résultats obtenus que pour certains segments la VAN est positive même si le modèle « Advanced » considéré reste défavorable dans son ensemble avec une VAN de -80 M€. Il s'agit des segments avec un grand potentiel d'économie d'énergie (industriels et gros résidentiels) ou bénéficiaires de la réduction des déplacements fréquents des opérateurs du GRD (clients protégés ou à limiteur de puissance). Pour les autres segments du marché, ayant un faible potentiel d'économie d'énergie, ils ne profiteront pas des coûts générés par la mise en place de ces nouveaux systèmes de mesure.

Les utilisateurs résidentiels à faible consommation seront, dans l'hypothèse où tous les coûts seraient socialisés, les plus touchés dans la mesure où ils contribueraient à environ la moitié des coûts générés dans le cas de ce modèle (« advanced »). Pour mesurer l'impact sur chaque utilisateur du coût supporté par le segment « petit résidentiel », une répartition de ce coût sur le nombre de raccordements donne un surcoût de 35 € par an sur une période de 15 ans.

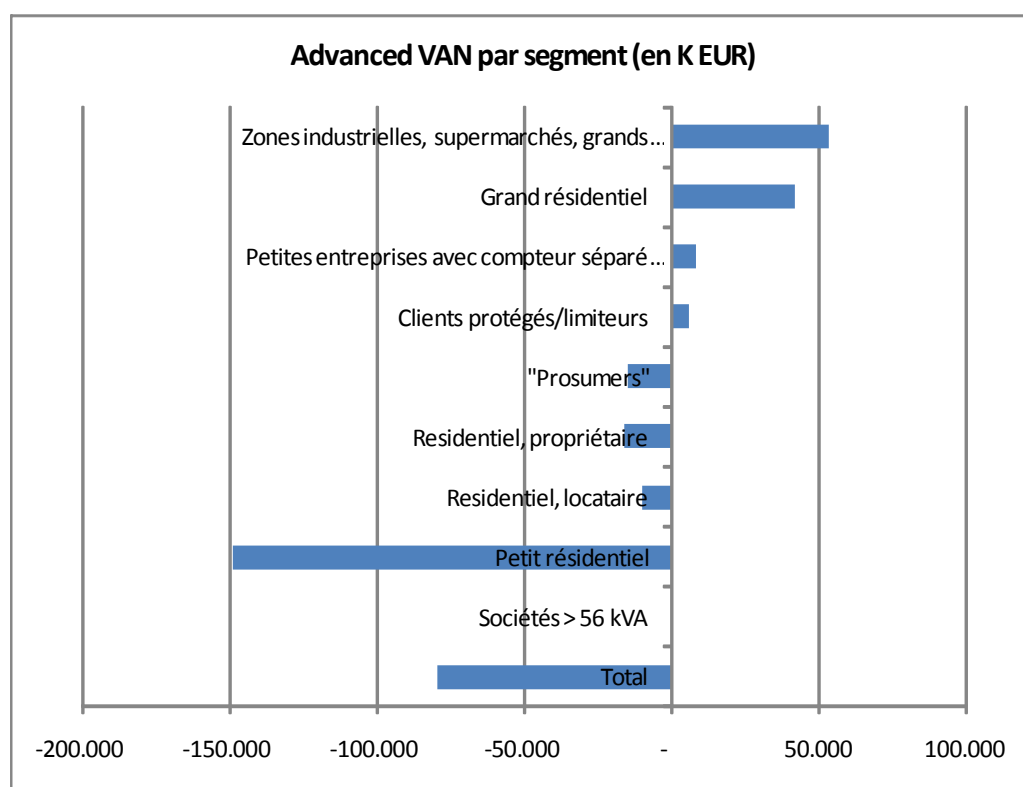


Figure 13: Valeur actuelle nette par segment d'utilisateurs pour le modèle le moins défavorable "Advanced"

4.2.3.5 Analyse de sensibilité :

Les résultats de l'étude commanditée à CAPGEMINI montrent que le déploiement de ces compteurs suivant les conditions d'évaluation exigées par la Commission Européenne est défavorable pour l'ensemble de la chaîne de valeur du marché de l'énergie bruxellois. Ces résultats doivent néanmoins être considérés en tenant compte de la marge d'incertitude liée aux plages de variations de certains paramètres.

4.2.3.5.1 Analyse du diagramme de sensibilité :

Une analyse de sensibilité a été réalisée pour le modèle le moins défavorable « Advanced » afin de comprendre dans quelle mesure le résultat final est sensible aux variations de certains paramètres. Le figure 4 ci-après montre l'impact sur la valeur actuelle nette suivant que les paramètres tendent vers des valeurs minimales (en noir) ou maximales (en bleu).

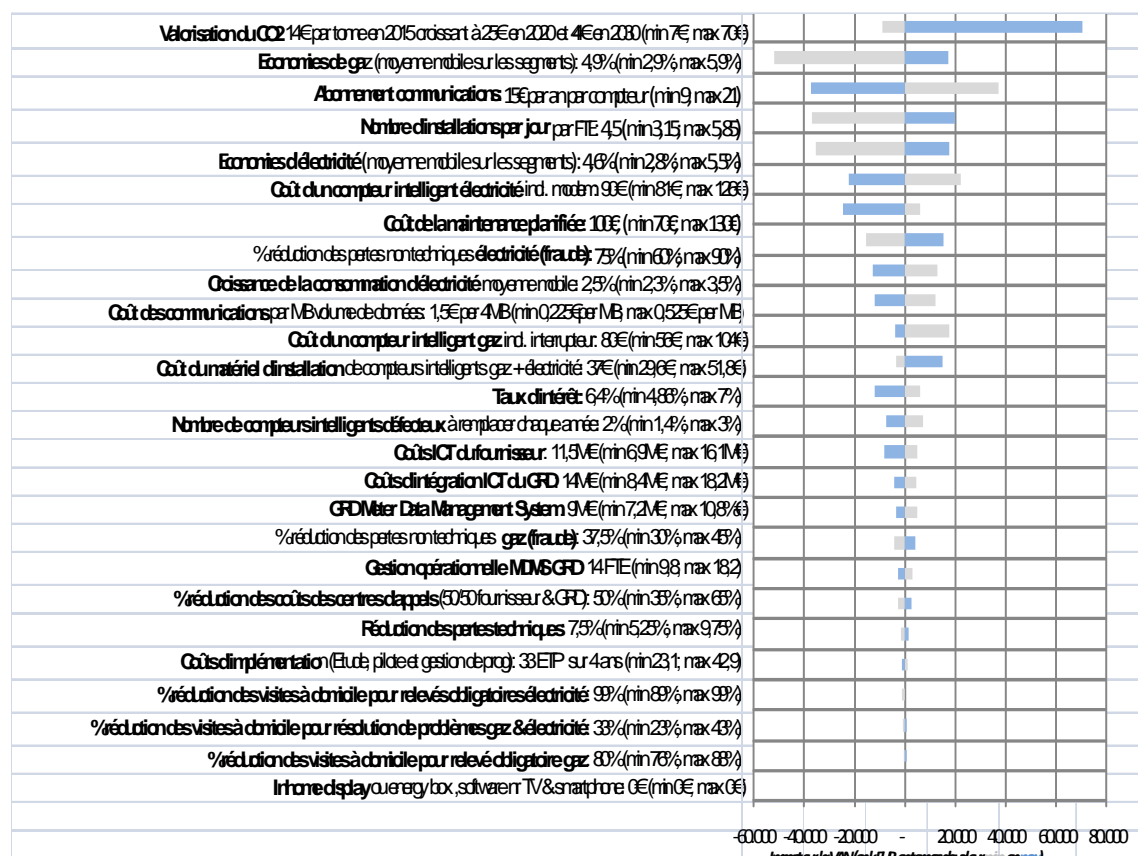


Figure 14: diagramme de sensibilité du résultat final aux variations de paramètres (cas du modèle le moins défavorable)

Nous constatons, en effet, que la valorisation du CO2 et les potentiels d'économies d'énergie constituent des principaux paramètres influençant le résultat final du modèle d'affaire. Il en résulte que la sensibilisation du client final aux enjeux de ces nouveaux systèmes de mesure est d'une importance primordiale pour engranger les bénéfices éventuels.

Par ailleurs, même si les investissements en technologies de l'information et de la communication restent très élevés en volume, leur volatilité devrait impacter relativement faiblement le résultat final.

4.2.3.5.2 Influence sur la volatilité des valeurs des paramètres :

Les résultats de l'étude de sensibilité incitent fortement à prospector les moyens de maîtriser la volatilité des valeurs de certains paramètres dont l'impact sur le coût total du déploiement des systèmes intelligents de mesure est très important. Il s'agit principalement d'affiner certaines estimations des bénéfices en se basant sur des données plus fines et validées par des expériences réelles via par exemple des projets pilotes de tests grandeur nature destinés à certains utilisateurs du réseau de distribution. Toutefois, il est évident que pour certains paramètres, comme la valorisation du CO2, que la Région de Bruxelles-Capitale a peu d'emprise sur la volatilité de leurs valeurs étant donné la taille de son marché de l'énergie.

4.2.3.6 Analyse des incidences sociales et environnementales:

Cette étude répond au Cahier des Charges émis par l'Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement (IBGE) le 11/04/2011. Elle s'inscrit dans le contexte de l'évaluation globale des impacts générés par un déploiement massif de compteurs intelligents en accord avec les dispositions des Directives européennes citées dans ce chapitre.

En conformité avec le Cahier des Charges, les analyses conduites par le cabinet de conseil PwC prolongent les travaux déjà entrepris, en Belgique et dans la Région de Bruxelles-Capitale plus particulièrement, sur le comptage intelligent. Elles portent exclusivement sur le segment de la clientèle résidentielle.

Les trois thèmes analysés sont respectivement :

1. Les aspects sociaux ;
2. Les aspects environnementaux ;
3. L'analyse coûts-bénéfices.

Les principales conclusions sont résumées à la suite.

4.2.3.6.1 Synthèse des aspects économiques et sociaux

Le but de l'étude est d'apporter une réponse aux questions suivantes :

- ***Dans quelle mesure la population bruxelloise est-elle hétérogène ?***

Malgré son taux d'urbanisation élevé, la Région de Bruxelles-Capitale est cependant caractérisée par une hétérogénéité assez importante de sa population. Celle-ci touche à la fois par la répartition du revenu moyen par habitant, la structure familiale et, notamment, l'importance relative de personnes isolées (de 40 à 60 % selon les communes) et de familles monoparentales (de 25 % à 35%), ou les contraintes d'accès aux programmes sociaux (de 5 % à 15 %).

L'introduction des nouvelles technologies de comptage devrait, toutes autres choses égales, s'accompagner de distorsions économiques et sociales. Celles-ci résulteraient pour l'essentiel de la re-répartition des charges fixes et variables occasionnées par la mise en place des compteurs intelligents ainsi que par la possibilité de valorisation des services joints (comme ceux résultant d'une tarification plus sélective). Même si la structure tarifaire actuelle est largement proportionnelle aux volumes consommés, les compteurs intelligents bénéficieront surtout aux clients dont les niveaux de consommation sont élevés. En revanche, la situation s'inverse pour les clients faibles consommateurs.

- ***La dimension urbaine bruxelloise peut-elle avoir des répercussions sur l'utilisation des compteurs intelligents ?***

Le degré d'urbanisation de la Région de Bruxelles-Capitale réduit l'avantage qui peut être tiré des compteurs intelligents. Ceci pour deux raisons principales. En effet : la compacité du réseau i) limite les économies réalisables par l'automatisation de la relève et les interventions sur site, et elle ii) limite les pertes techniques et risques de fraudes (sur les compteurs électriques en particulier). Le premier point est encore renforcé par le fait que 52 % de l'habitat de la Région de Bruxelles-Capitale correspondent à des blocs d'appartements pour lesquels la relève s'accompagne d'une synergie importante (relevés multiples dans un même bâtiment).

- ***Quelle est l'importance relative des groupes sociaux qui seront touchés ?***

Hormis l'impact possible déjà décrit sur la clientèle, la perte d'emplois est un des éléments négatifs à porter au débit des compteurs intelligents. Ce dernier touche les secteurs de la relève et dans une moindre mesure la maintenance, du moins si cette dernière peut être assurée à distance. Il en va également de même pour l'administration commerciale.

Les emplois créés directement et indirectement portent en revanche sur le segment de la gestion du réseau (on line) et sur le développement et la maintenance des progiciels de gestion des données. On estime que pour un emploi créé, un demi voire un emploi indirect serait également créé. En raison de l'exiguïté géographique de la Région de Bruxelles-Capitale, la plupart de ces emplois ne seront pas portés par des entreprises locales. Quoique ces chiffres soient difficiles à cerner, il n'est par ailleurs pas exclu qu'on assiste à un accroissement de la demande adressée au « call center » en raison de la sensibilisation du public et du renforcement de sa vigilance.

Autre élément important, les soldes des emplois créés et détruits ne peut être compensé puisque les emplois en question ne correspondent pas en niveau de compétence.

Ce point sera analysé plus en détail dans l'analyse coûts/bénéfices (section IV).

- ***Quelle est l'ampleur relative des flux migratoires ?***

Au terme de l'année 2007, 106 000 personnes ont changé de domicile à l'intérieur de la Région de Bruxelles-Capitale. À ceci s'ajoutent quelque 56 000 migrations hors Région. Ce chiffre est important en regard de la population totale (1 089 538 habitants, soit 14,4 %). Par ailleurs, le solde migratoire externe a permis de compenser un solde migratoire interne globalement négatif au cours des deux dernières décennies (1988-2007). La grande mobilité de la population constitue un élément favorable à l'installation des compteurs intelligents puisqu'elle conduit à valoriser une des fonctionnalités importantes de ces derniers : le relevé d'index à distance et les opérations d'ouverture³⁸ et de fermeture des compteurs. Une réduction possible des frais d'ouverture/fermeture et des complications relatives à la saisie des indexes serait en principe particulièrement favorable à la clientèle défavorisée, surtout si elle est plus mobile.

- ***Quelles sont les ressources disponibles en matière de télécommunication ?***

Toutes autres choses égales, les ressources actuelles en matière de télécommunication devraient faciliter l'accès aux compteurs intelligents. En effet, 72 % des ménages disposent

³⁸ Dans la mesure du moins où ces dernières peuvent être faites librement sans contrainte de sécurité, condition qui n'est pas actuellement remplie pour les compteurs à gaz.

d'une ligne fixe³⁹. En outre, 69 % des ménages disposent déjà d'une connexion Internet⁴⁰ (même si ce chiffre reste en deçà des taux observés dans la partie flamande, souvent proches de 80 %). En revanche, l'installation des compteurs dans les immeubles à appartements pose problème dans la mesure où i) il est techniquement difficile d'installer un écran d'affichage puisque le compteur est éloigné des locaux d'habitation et ii) le couplage des compteurs gaz et électricité installés dans des locaux communs différents est onéreux.

4.2.3.6.2 Synthèse des aspects environnementaux

- ***Le compteur intelligent permet-il au consommateur final de réduire sa consommation ?***

Du point de vue du consommateur final, il importe de mettre en balance (i) la consommation du compteur intelligent lui-même et, (ii) la réduction de la consommation qu'on peut attribuer à la présence dudit compteur.

La consommation propre du compteur intelligent est très faible et se situe sur base annuelle entre 8,79 kWh et 26,28 kWh par système de comptage intelligent (puissance propre entre 1 W et 3 W). La consommation additionnelle du système de communication pour les données de comptage reste donc marginale.

Le potentiel de réduction de la consommation par l'introduction de compteurs intelligents est limité et sa pérennité incertaine. Ceci s'explique par le fait que le compteur intelligent ne réduit pas directement la consommation énergétique, mais se limite à inciter le consommateur à changer son comportement.

- ***Les compteurs intelligents sont-ils plus globalement porteurs d'économies d'énergie primaire et d'une réduction des gaz à effet de serre ?***

Bien que les compteurs mono-horaires soient encore majoritairement utilisés, de plus en plus de personnes optent pour le compteur bi-horaire. L'introduction massive de compteurs intelligents stimulerait, à minima, la généralisation de la tarification bi-horaire aux ménages ne disposant aujourd'hui que de contrats d'approvisionnement à tarifs simples. En revanche, l'intérêt serait limité, voire négligeable pour ceux utilisant déjà des compteurs classiques bi-horaires.

Comme les économies d'énergie sont limitées, il en va de même des perspectives de réduction de gaz à effet de serre (GES). Un ménage moyen réduirait de 81 kg à 488 kg sa production de CO₂eq en cas d'utilisation de compteur intelligent. S'il est néanmoins possible de déplacer la consommation de périodes de pointe alimentées notamment par des centrales à combustibles fossiles peu performantes vers des périodes où la demande est couverte par une production de base moins émettrice de gaz à effet de serre comme le nucléaire ou le renouvelable. Dans

³⁹ Données 2006.

⁴⁰ Données 2001.

ce cas, une réduction de la charge environnementale peut intervenir suite à un changement de combustible, et ceci même en dehors de toute réduction de la consommation absolue.

- ***Quel est l'impact environnemental de l'installation/remplacement des compteurs ?***

Les compteurs intelligents permettent d'éviter (une partie) des déplacements en voiture (de l'ordre de 850 000 km/an en 2010 pour la Région de Bruxelles-Capitale) liés aux compteurs classiques en évitant le relevé des compteurs, l'ouverture et la fermeture de compteurs et l'installation, l'enlèvement des limiteurs de puissance. Outre l'économie de combustible primaire, ceci contribue notamment à une amélioration de la qualité de l'air local et à la réduction de gaz à effet de serre. L'impact est cependant marginal d'un point de vue environnemental en raison de la fréquence plus élevée des interventions techniques (contrôle, réparation, etc.) et des remplacements de compteurs intelligents (en cas de défaut ou du fait de leur durée de vie inférieure à celle des compteurs électromécaniques classiques).

L'impact environnemental des compteurs en fin de vie reste tributaire de la méthode de gestion des déchets utilisée. Les compteurs sont susceptibles de tomber (au moins en partie) dans le champ d'application de la Directive 2002/96/CE⁴¹ qui vise notamment la prévention, la réutilisation, le recyclage ou les autres formes de valorisation de déchets d'équipements électriques et électroniques. En l'absence de données précises pour déterminer l'impact environnemental, le cadre légal établi par la DEEE semble offrir des garanties pour un traitement des déchets respectueux de l'environnement.

- ***Les rayonnements électromagnétiques engendrés par la communication du compteur intelligent ont-ils un impact négatif important sur la santé ?***

Eu égard aux effets potentiels sur la santé, les normes applicables aux antennes émettrices et appareils électroniques servant à la communication en Région bruxelloise se fondent notamment sur les recommandations des experts de l'International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection et du Conseil Supérieur de la Santé (CSS). Elles prennent en compte une marge de sécurité importante afin de couvrir des incertitudes résiduelles. Dans l'état actuel des connaissances, l'exploitation d'un parc de compteurs intelligents ne semble pas constituer un risque important pour la santé.

Toutefois, partant du principe de précaution, il sera utile d'appliquer des pratiques qui peuvent réduire l'exposition aux ondes électromagnétiques et/ou leurs effets, notamment en ce qui concerne (i) la localisation de l'installation (éloigner la source des ondes électromagnétiques), (ii) la fréquence et la durée d'exposition (limiter en fonction des besoins réels) ainsi que (iii) le volume des données communiquées (limiter en fonction des besoins réels).

4.2.3.6.3 Synthèse de l'analyse coûts/bénéfices

L'analyse coûts-bénéfices distingue les évaluations selon qu'elles reposent sur des critères quantifiables ou non.

⁴¹ Directive 2002/96/CE du Parlement Européen et du Conseil du 27 janvier 2003 relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques (DEEE).

- **Quels résultats quantifiables peut-on attendre du changement technologique ?**

L'analyse repose sur un modèle d'évaluation actuariel qui examine, critère par critère, la valeur actuelle nette d'un échéancier de cash flows couvrant une période de 20 ans.

Les cash flows prennent en compte le point de vue des consommateurs finals et non celui des intermédiaires, en conformité avec l'objet de l'étude.

L'hypothèse de base est qu'on procède au redéploiement complet des compteurs gaz et électricité de SIBELGA à l'année de l'investissement. Toutes les analyses reposent sur des variables nominales, donc inflatées.

Du côté des impacts favorables, les résultats obtenus permettent d'identifier les critères suivants. Ils sont présentés par ordre d'impact décroissant dans le Tableau 22.

Critères favorables	Valeur 2012 (en €)
Économies liées à l'automatisation de la relève	80 143 267
Économies d'énergie dues à l'introduction des compteurs intelligents	61 401 019
Call center	12 904 472
Aspects administratifs liés à la relève	9 948 096
Facturation	9 166 047
Pertes commerciales	4 712 934
Pertes techniques	4 613 206
Fiabilisation des fournitures	8,85

Tableau 22

Les critères pour lesquels on observe des impacts défavorables sont détaillés à la suite (Tableau 23).

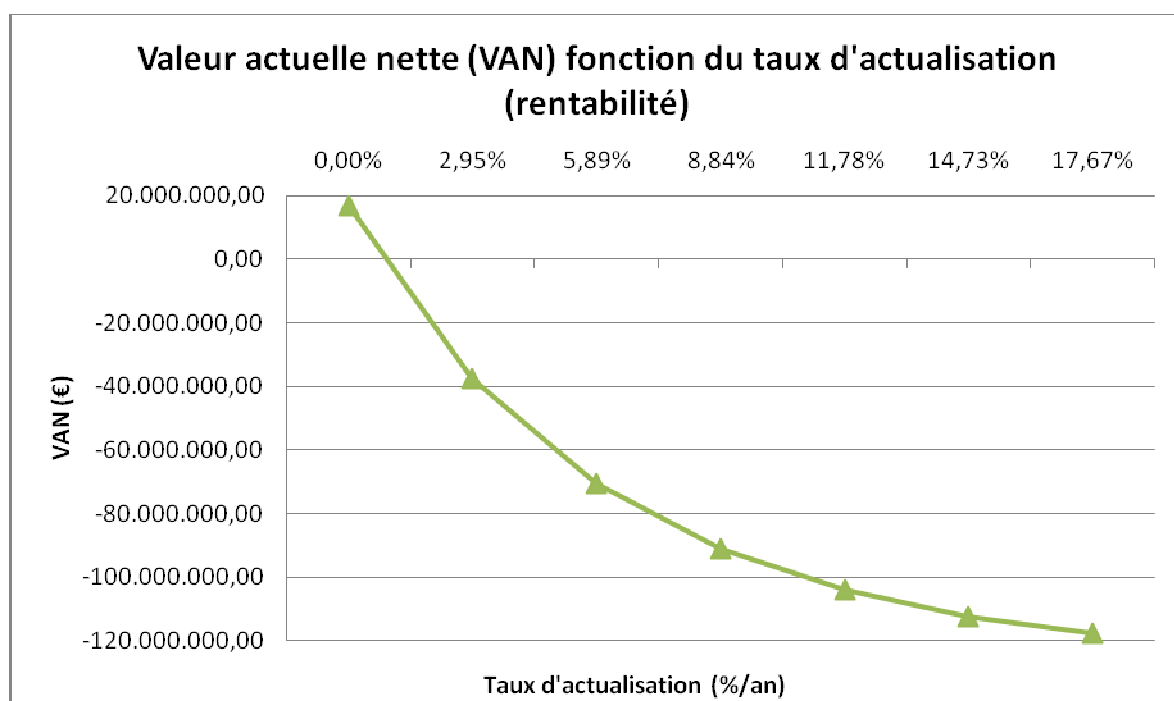
Critères défavorables	Valeur 2012 (en €)
Surcoût du compteur et durée plus réduite d'amortissement	(172 755 400)
Frais d'installation des compteurs et des modules de communication	(30 328 345)
Maintenance et remplacement des compteurs installés	(23 959 635)

Renforcement des charges administratives relatives à la gestion et à la maintenance du volet IT	(16 414 362)
Transmission des données et consommation des compteurs/outils de transmission	(9 969 747)

Tableau 23

Le solde est négatif puisqu'il s'établit à une valeur actuelle nette négative de (70 538 436,93 €) (valeur 2012). Il s'agit donc d'un surcoût pour le consommateur final. Il est évalué à 138,82 € par ménage pour la période étudiée (20 ans).

Ces résultats sont obtenus pour un coût du capital de 5,89 % par an. Les conditions d'accès au financement varient cependant de façon considérable selon la situation économique du ménage. Il peut s'agir dans les cas les plus sélectifs de crédits de découverts pour la clientèle défavorisée (taux débiteur) ou de coûts d'opportunité créditeurs dans les segments aisés (taux créditeur). La plage de sensibilité correspondante est décrite à la Figure 15.


Figure 15

Les taux d'intérêt nominaux seront plus élevés dans le premier cas (clients défavorisés que dans le second (clientèle aisée).

- **Quels résultats non quantifiables complètent les analyses précédentes ?**

Trois perspectives sont envisagées :

Critères favorables à court terme

1. *Temps de connexion/déconnexion* : la réduction du temps nécessaire aux opérations de déménagement et les charges administratives correspondantes comme le relevé des index et son traitement sont perçus comme des avantages pour la clientèle finale.
2. *Accessibilité* : la suppression des contraintes d'accessibilité des locaux pour la relève, les opérations d'ouverture/fermeture ainsi que pour une partie des opérations de maintenance offre un des avantages les plus importants pour la clientèle finale. Cet avantage est cependant limité dans le cas du gaz puisque, pour des raisons de sécurité, la réouverture d'un compteur nécessite la présence d'un agent sur place.

Critères plutôt favorables et/ou spéculatifs à long terme

1. *Sélection des fournisseurs* : la mobilisation de services interactifs de ce type ne constitue pour l'instant qu'une possibilité d'évolution qui demande encore à être précisée et validée. Les avantages qui pourraient être tirés ne concernent que le moyen/long terme et visent par priorité les gros consommateurs.
2. *Demand Side Management (DSM)* : la valorisation des économies d'énergie par les compteurs intelligents repose sur plusieurs conditions préalables dont la réalisation n'est pas nécessairement assurée. La prudence s'impose donc d'autant que la pérennité des effets comportementaux n'est pas vérifiable.

Critères défavorables ou non pris en considération

1. *Prépaiement des factures énergétiques* : si certains avantages offerts à la clientèle finale par les compteurs intelligents sont réels en matière de tarification plus flexible, la balance est défavorable en regard des contraintes et des limitations qui accompagnent la politique actuelle d'étalement des paiements par le biais d'un système provisionnel.
2. *Intégration de la domotique* : si un impact favorable peut être envisagé à long terme, les contraintes techniques et économiques limiteront à plus court terme les retombées éventuelles qui pourraient résulter du couplage des compteurs intelligents et des applications domotiques. Ceci explique pourquoi l'impact envisagé n'a pas été pris en considération dans cette étude.
3. *Vie privée* : dans la mesure où elles seront appliquées, les recommandations relatives à la protection de la vie privée réduiront l'impact positif qui peut être attendu suite à l'introduction des compteurs intelligents. A ceci s'ajoute l'éventuel surcoût des mesures de protection qui pourrait accompagner leurs mises en place.

4.2.3.6.4 Conclusions

L'installation de compteurs intelligents conduit à certains avantages pour le client. Ceux-ci portent surtout sur les aspects liés aux économies d'énergie et à la relève, notamment en raison des économies de main-d'œuvre et des frais de déplacement. Ils facilitent également les opérations d'ouverture et de fermeture des compteurs en cas de changement de domicile, lesquelles constituent une donnée structurelle importante dans la Région de Bruxelles-Capitale.

En revanche, l'évaluation globale du saut technologique conduit à un surcoût important pour le consommateur final en cas de déploiement massif et pour une période d'exploitation de 20 ans. Ce dernier découle de l'impact élevé de plusieurs éléments dont l'investissement, la maintenance et plus globalement les frais supplémentaires occasionnés par le développement et l'exploitation de la chaîne de communication et de gestion de données enregistrées par les compteurs intelligents.

En conclusion, les résultats quantifiés conduisent globalement à une évaluation défavorable pour le consommateur final évaluée à (70 538 436,93 €) en valeur actuelle nette pour la période d'exploitation utilisée (20 ans).

À côté des résultats chiffrés, certains critères non quantifiables laissent entrevoir un impact favorable. Tel est le cas pour la suppression des contraintes d'accessibilité pour la relève et la réduction des temps de connexion/déconnexion. Néanmoins, la mise en place d'une facturation dynamique établie sur base de tarifs plus progressifs entrerait en conflit avec la politique d'étalement des paiements par le biais d'un système provisionnel mis en place actuellement au bénéfice de la population.

La structure urbanistique de la Région de Bruxelles-Capitale réduit également les effets favorables éventuels. En effet, la concentration de l'habitat et la part importante de bâtiments d'habitation groupés est de nature à diminuer l'avantage de la télé-conduite. Au plan social, l'hétérogénéité de la population des 19 communes introduit des distorsions parmi les utilisateurs potentiels, les avantages profitant surtout aux gros consommateurs. La destruction d'emplois au niveau de la relève ne pourra être compensée par des transferts en raison des différences entre les niveaux de formation requis et du taux de perte des multiplicateurs keynésiens, dans la mesure où la plupart des emplois créés le seront à l'extérieur de la Région voire du pays.

Le bilan environnemental est contrasté. Les avantages attendus en matière de consommation d'énergie restant limités pour le consommateur final, il en va de même pour la consommation d'énergie primaire (dans le cas de l'électricité) et les émissions de gaz à effet de serre. Les effets de la réduction des interventions sur site et, partant, des déplacements est globalement favorable. Si la mise au rebut des compteurs actuels n'est pas accompagnée d'un plan de recyclage, il devrait en être autrement pour les compteurs de nouvelle génération puisqu'ils devraient tomber sous la coupe des directives recyclage des matériels électroniques. Enfin, les effets sur la santé des transmissions hertziennes ne sont pas prouvés.

4.2.3.7 Conclusion :

Les résultats des études, menées pour le marché bruxellois et conduites chacune par un bureau d'étude différent, montrent que le déploiement de ces compteurs suivant les conditions d'évaluation exigées par la Commission Européenne est défavorable pour l'ensemble de la chaîne de valeur du marché de l'énergie bruxellois. Cette évaluation reste défavorable même lorsque le déploiement de ces compteurs est envisagé suivant différents modèles allant du plus simple au plus complet en termes de fonctionnalités et services offerts aux utilisateurs et aux acteurs du marché.

Compte tenu de ces résultats, la Région de Bruxelles-Capitale constate que les conditions impliquant la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure à hauteur de 80% en 2020 ne sont pas rencontrées. La directive européenne prévoit, en effet, de subordonner la mise en œuvre de ces systèmes à une évaluation positive des impacts économiques pour le marché et pour le consommateur pris individuellement.

En effet, il en résulte de ces études qu'il est évident que pour le marché bruxellois, la mise en œuvre de ces nouveaux systèmes de mesure engendrera un coût au consommateur final disproportionné aux éventuels bénéfices attendus de la participation active (via ces compteurs) des consommateurs au marché de la fourniture d'énergie.

En outre, plusieurs autres conditions essentielles à la mise en œuvre généralisée des systèmes intelligents de mesure ne sont pas encore vérifiées. Certaines dépendent de l'efficacité des actions menées au niveau européen (normalisation, interopérabilité, protection de la vie privée,...etc.).

4.3 Synthèse des études menées en BELGIQUE

Comme mentionné dans ce chapitre, chaque Région de BELGIQUE a mené, pour son propre marché de l'énergie, dans les délais impartis l'évaluation des coûts et avantages recommandée par les Directives européennes précédemment citées. Ces évaluations consistent d'abord en la définition des modèles de systèmes intelligents de mesure avant de mesurer l'impact de déploiement de ces modèles sur le marché de l'énergie dans son ensemble et sur les consommateurs finals pris individuellement.

En effet, pour déterminer quel modèle de compteurs intelligents est susceptible d'être le moins coûteux pour le marché dans son ensemble et pour le consommateur pris individuellement, les autorités désignées pour mener les études visées par les Directives susmentionnées, ont intégré, chacune pour la Région qui la concerne, les conditions locales de leur marché régional de l'énergie.

Par ailleurs, chacune de ces études a été conduite par un bureau d'études, de renommée mondiale et habitué à mener ce type d'analyse, sélectionné conformément aux règles, en vigueur, d'attribution des marchés publics. Ces bureaux d'études ont mené, chacun pour l'étude qui les concerne, des consultations avec un panel d'experts du marché belge de l'énergie avant d'établir les hypothèses de départ à leurs analyses.

Comme précisé dans ce chapitre, chaque Région a, au moins, analysé un scénario de déploiement de systèmes intelligents de mesure chez au moins 80% des consommateurs. Conformément aux Directives européennes précédemment citées, ces déploiements dureront moins de 10 ans (de 4 à 5 ans) et se termineront à l'horizon 2020.

Les principaux résultats obtenus par ces études sont synthétisés ci-après :

- En ce qui concerne la Région Flamande, deux analyses coûts-bénéfices ont été menées, une première en 2008 et une deuxième plus étendue et plus avancée en 2011, basée sur des paramètres actualisés. Cette dernière analyse coûts-bénéfices s'est accompagnée d'un certain nombre d'autres analyses, notamment sur les aspects liés à la vie privée et les nécessaires adaptations à la réglementation pour encadrer un éventuel déploiement de compteurs intelligents pour les clients en électricité et en gaz.

L'ACA 2011 compte plusieurs scénarios, basé sur des hypothèses différentes. Le scénario qui prend pour point de départ un déploiement de compteurs intelligents sur 80% des clients aboutit à un résultat d'environ – 200 MEUR. D'autres scénarios débouchent évidemment sur d'autres valeurs constantes nettes, certaines plus positives, d'autres plus négatives, que le scénario avec déploiement sur un ratio de 80%. Sur base des résultats de l'analyse coûts-bénéfices 2011, et vu la persistance de plusieurs questions et imprécisions, le Gouvernement flamand a décidé, en juin 2012, de ne pas encore s'engager dans un déploiement généralisé de compteurs intelligents en Flandre, au vu de la grande variabilité des résultats et la haute sensibilité du produit de l'ACA aux variations dans les paramètres utilisés, au vu du manque actuel de résultats des projets d'essai à grande échelle, actuellement préparés par les gestionnaires de réseau de distribution et au vu du manque de standards européens concernant les fonctionnalités des compteurs intelligents, comme l'interopérabilité qui ne peut pour le moment être garantie. De plus, une nouvelle recherche sur les aspects sécurité et vie privée en rapport avec les données de mesure sera aussi lancée, de sorte que, sur ce plan, les garanties nécessaires puissent être offertes aux consommateurs.

- La Région Wallonne a donc mené l'évaluation économique du déploiement des compteurs intelligents, prenant en compte l'ensemble des coûts et avantages des différentes parties prenantes. Le scénario de déploiement préconisé par la Directive Européenne 2009/72/CE, scénario intitulé « *Full Roll Out* », présente un résultat net négatif de -186 M€. Les coûts associés à ce résultat s'élèvent à 2200 M€. Les analyses de sensibilité réalisées montrent que les paramètres utilisés présentent un impact limité sur le résultat final et permettent d'en attester de la pertinence statistique.

L'évaluation économique de ce scénario indique donc que **les conditions impliquant la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure à hauteur de 80% en 2020 ne sont pas rencontrées.**

Un scénario alternatif a également été évalué, intitulé « *Smart Meter Friendly* », pour lequel un déploiement segmenté des compteurs intelligents conduirait à un résultat net positif de 585 M€, pour un coût de 947 M€.

- **Pour ce qui concerne la Région de Bruxelles-Capitale, les résultats de l'Analyse des Coûts et Avantages (ACA) montrent que le déploiement de ces compteurs suivant le scénario de déploiement généralisé au moins chez 80% des points de fourniture d'électricité à l'horizon de 2020 est défavorable pour l'ensemble de la chaîne de valeur du marché de l'énergie bruxellois. Cette évaluation reste défavorable même lorsque le déploiement de ces compteurs est envisagé suivant différents modèles de systèmes intelligents de mesure allant du plus simple au plus complet en termes de fonctionnalités et services offerts aux utilisateurs et aux acteurs du marché.**

En outre, l'étude sur les incidences sociales et environnementales menée pour la marché bruxellois confirme aussi ces résultats et indique une évaluation économique défavorable avec une valeur actuelle nette de -70 millions d'euros. Cette évaluation est vue du côté de l'utilisateur résidentiel et estimée sur une période de 20 ans.

Sur le plan social, l'étude montre que l'hétérogénéité de la population bruxelloise introduit des distorsions parmi les utilisateurs potentiels, les avantages profitent surtout aux gros consommateurs. La destruction d'emplois au niveau de la relève ne pourra pas être compensée par des transferts en raison des différences entre les niveaux de formation requis et du fait que la plupart des emplois créés le seront à l'extérieur de la Région voire à l'extérieur même du pays. La mise en place d'une facturation dynamique établie sur base de tarifs plus progressifs entrerait en conflit avec la politique d'étalement des paiements par le biais d'un système provisionnel mis en place actuellement au bénéfice de la population.

Le bilan environnemental est contrasté. Les avantages attendus en matière de consommation d'énergie restant limités pour le consommateur final, il en va de même pour la consommation d'énergie primaire et les émissions de gaz à effet de serre. Toutefois, Les effets de réduction des interventions sur site et des déplacements sont globalement favorables. Contrairement aux compteurs classiques, les nouveaux compteurs tombent sous la coupe des directives recyclages des matériels électroniques et doivent donc être accompagnés d'un plan de recyclage. Les détails de cette étude sont donnés dans l'annexe 4 de ce rapport.

Compte tenu des spécificités de chaque Région et du cadre institutionnel belge, les modèles étudiés ou les scénarios analysés diffèrent d'une Région à l'autre. Les résultats obtenus doivent donc être analysés dans leur contexte régional et incitent à une lecture prudente avant de tirer des conclusions pour la BELGIQUE.

L'analyse des résultats obtenus indiquent que les conditions exigeant la mise en œuvre, en BELGIQUE, des systèmes intelligents de mesure au moins chez 80% des consommateurs à l'horizon 2020 ne sont pas rencontrées. En effet, comme mentionné précédemment, les Directives européennes prévoient de subordonner la mise en œuvre de ces systèmes à une évaluation positive des impacts économiques pour le marché dans son ensemble et pour le consommateur pris individuellement.

D'autres conditions essentielles à la généralisation de ces compteurs à l'horizon de 2020 doivent être vérifiées. Certaines dépendent de l'efficacité des actions menées au niveau européen, notamment pour les travaux de normalisation et d'interopérabilité des systèmes.

En outre, les résultats des études menées pour les trois Régions de BELGIQUE, ont été riches en enseignements au-delà de la finalité même de ces études, à savoir la mesure de l'impact économique, environnemental et social d'équiper d'au moins 80% de consommateurs belges de compteurs intelligents à l'horizon de 2020. Beaucoup d'éléments de ces études méritent en effet un approfondissement afin de prospecter aussi les autres alternatives permettant de répondre à l'objectif d'enregistrer le maximum de bénéfices attendus de la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'énergie.

CHAPITRE 5 :

DESCRIPTION DES MESURES ET PLANS EN RAPPORT AVEC LE DEPLOIEMENT DES SYSTEMES INTELLIGENTS DE MESURE

5 DESCRIPTION DES MESURES ET PLANS EN RAPPORT AVEC LE DEPLOIEMENT DES SYSTEMES INTELLIGENTS DE MESURE

5.1 Introduction :

Pour favoriser la participation active des consommateurs aux marchés de la fourniture d'électricité et du gaz, plusieurs actions et mesures ont été initiées en BELGIQUE aux niveaux national et régional. Ces actions sont directement ou indirectement liées aux systèmes intelligents de mesure mais toutes poursuivent les objectifs dits de triple 20 fixés par la Commission Européenne.

En effet, outre les évaluations économiques de la mise en œuvre de ces nouveaux systèmes de mesure au niveau de chaque Région (voir chapitre 4 de ce rapport), plusieurs autres actions et plans ont été conduits pour mieux appréhender le déploiement de ces systèmes ou pour obtenir, via d'autres approches, les mêmes finalités recherchées par les compteurs intelligents.

Ce chapitre décrit, en effet, les principaux mesures et plans mis en œuvre ou envisagés au niveau national et dans les trois Régions de BELGIQUE.

5.2 Cas de la Région flamande:

5.2.1 Actions régionales préalables à la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure :

Les gestionnaires de réseaux ont entre-temps mené à bien la première phase de leur projet d'essai (appelée Proof of Concept). Les conclusions de cette étude, qui se concentrait principalement sur la validation des technologies de communication, sont regroupées dans un rapport pouvant être consulté sur le site internet d'Eandis et d'Infrax. Eandis a testé un système propre de communication CPL (via le réseau de distribution d'électricité) à courte distance, avec un concept de ports multiples pour le transfert ultérieur vers les systèmes de données. Infrax a utilisé une combinaison de communication via l'infrastructure câblée et de communication sans fil. La principale conclusion était que les deux technologies étaient en principe capables d'atteindre les objectifs visés en termes de portée et de rapidité.

Une des étapes suivantes du projet d'essai concernait un test à plus grande échelle permettant de tester la logistique d'un processus de déploiement. Cette phase est appelée « projet pilote ». Les fonctionnalités du compteur intelligent utilisé dans le cadre du projet pilote correspondent aux conclusions de la Plate-forme stratégique sur les services attendus du compteur intelligent. Il est important de préciser ici que le projet pilote ne peut se limiter à un simple test technique et logistique. Outre les processus internes des gestionnaires de

réseaux, il convient également de réexaminer les processus de marché. Cette révision requiert une interaction et une discussion avec les fournisseurs d'énergie, notamment dans le but de revoir les protocoles de communication. Par ailleurs, cette deuxième phase du projet d'essai peut et doit également être utilisée afin d'obtenir de plus amples informations sur les coûts et les avantages du compteur intelligent.

Dans la pratique, le VREG préside donc un Groupe d'experts chargé de veiller à ce que le projet pilote d'Eandis et d'Infrax puisse répondre aux attentes des différentes parties prenantes. Ce Groupe d'experts se réunit tous les mois et communique son feed-back aux groupes de travail de la Plate-forme stratégique.

Sur la base des expériences dans le cadre de ce projet pilote en Région flamande et d'autres données obtenues grâce à des études et expériences en Belgique comme à l'étranger en rapport avec les compteurs intelligents, il est recommandé d'actualiser une nouvelle fois l'analyse des coûts et avantages, sur la base du modèle amélioré en 2011. Les résultats de cette analyse des coûts et avantages permettront de prendre une décision satisfaisante.

Dans l'attente de cette nouvelle analyse, l'avis du VREG tel qu'il a été donné fin 2011, et dans lequel l'analyse des coûts et avantages est incluse, a été soumis pour discussion au Parlement flamand. Comme indiqué, cette analyse satisfait aux directives de la Commission européenne. On comprend parfaitement que le Gouvernement flamand n'ait pas encore souhaité prendre de décision définitive à ce sujet, en dépit du résultat légèrement positif pour ce qui concerne le scénario de référence avec déploiement complet. Tout cela ne doit pas hypothéquer l'objectif des 80 % d'installation, qui serait obligatoire en cas d'évaluation positive : dans l'hypothèse d'une éventuelle révision de la décision (autrement dit sur la base d'une évaluation positive du projet pilote et d'une analyse actualisée des coûts et avantages), il reste aux gestionnaires de réseaux suffisamment de temps pour installer les compteurs intelligents.

Par ailleurs, le VREG a également présenté dans son avis plusieurs questions stratégiques et points d'action. Les modifications du cadre réglementaire (par exemple en ce qui concerne la fréquence des relevés de compteurs, l'adaptation des périodes tarifaires ou la compensation des achats et l'injection) préalablement à la décision relative à l'éventuelle installation du compteur intelligent sont prématurées. Les compteurs intelligents installés peuvent temporairement continuer de fonctionner conformément au cadre réglementaire existant.

Cette constatation implique également que le partage actuel des rôles demeure inchangé : le gestionnaire du réseau de distribution reste chargé de l'infrastructure de mesure et des systèmes de mesure sous-jacents, ainsi que de la mise à disposition des données aux différentes parties. Le VREG a affirmé que ce modèle convenait, moyennant la régularisation supplémentaire requise pour l'utilisation des données. De même, le partage des rôles dans le cadre de l'exécution des obligations sociales de service public reste inchangé.

Le VREG recommande de définir la liste minimale des fonctionnalités du compteur intelligent. Cette liste doit fournir davantage de précisions quant aux services pouvant être proposés, elle peut présenter des avantages d'échelle lors de l'achat et doit éviter que les compteurs soient installés selon différentes possibilités. Le Gouvernement flamand peut approuver une telle liste, proposée par le VREG en annexe au Règlement technique Distribution.

En outre, il convient de définir un cadre pour l'utilisation des données, et ce aussi bien pour l'utilisation des données lors de l'étude pendant le projet pilote que pour l'utilisation des données du compteur intelligent dans un contexte opérationnel.

Un autre point non négligeable est la répartition des frais – malgré tout élevés – qu'occasionnerait le déploiement total ou partiel de compteurs intelligents pour les acheteurs d'énergie. Cet élément justifie lui aussi le fait que la décision définitive ne sera prise que dans une phase ultérieure : à ce moment-là, nous aurons davantage de précisions pour ce qui concerne le transfert aux régions des compétences relatives aux réseaux de distribution, et cet aspect pourra donc être intégré dans le projet de façon pertinente et détaillée, ce qui n'est pas encore le cas actuellement.

Lors de ces actions ultérieures, les parties intéressées resteront impliquées en permanence au travers du « Groupe de travail Marché » de la Plate-forme stratégique Réseaux intelligents.

5.2.2 Actions régionales transversales à la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure :

Le compteur intelligent est également considéré comme l'un des instruments favorisant une gestion plus intelligente des réseaux. A ce propos, l'objectif consiste à faciliter l'intégration maximale de la production décentralisée et à répondre à l'accroissement des besoins de consommation à l'avenir, en veillant dans les deux cas à garantir une utilisation rentable des moyens, bien entendu.

La question qui se pose ici est de savoir dans quelle mesure certaines évolutions technologiques seront nécessaires à cette transition. Plus précisément, il convient de savoir si le compteur intelligent (de même que les appareils de communication et les périphériques y afférents) est une condition sine qua non de l'établissement d'un système de distribution d'énergie intelligent.

L'élaboration de réseaux intelligents sans compteurs intelligents est en effet possible. Le fait d'installer partout des compteurs intelligents sans les utiliser dans le contexte des réseaux intelligents n'entraîne pas, en soi, un rapport justifié entre les coûts et les avantages. Au cas où il serait effectivement procédé au remplacement des compteurs actuels, mais où ce résultat ne serait pas utilisé en vue d'une gestion plus efficiente du réseau, cela impliquerait la disparition d'un des postes de produits les plus importants. Par rapport aux besoins réels de la société, une telle mise en œuvre donnera naissance à un réseau qui sera soit surdimensionné (et, partant, trop cher), soit insuffisant sur le plan qualitatif.

Une gestion intelligente des réseaux est donc la condition sine qua non de l'introduction de compteurs intelligents. Aussi, il est préférable que la transition vers un système de distribution d'énergie intelligent commence, elle aussi, par une gestion intelligente.

D'un autre côté, les compteurs intelligents sont souvent considérés comme faisant partie intégrante des réseaux intelligents. Cette hypothèse tient debout dans la mesure où le réseau intelligent est élaboré en tant que moyen permettant l'établissement d'un système de

distribution d'énergie intelligent. Autrement dit, lorsque le fonctionnement de ce système fait en sorte que le réseau et les installations qui y sont reliées sont utilisées de façon rentable.

Il se pose alors la question de savoir s'il est utile d'investir à plus large échelle plutôt que dans le fonctionnement rentable du réseau au sens restreint. La réponse à cette question est incontestablement positive, vu les ambitions fixées en termes de garantie d'approvisionnement, d'impact sur l'environnement et de fonctionnement du marché. Non seulement le compteur intelligent peut contribuer à la réalisation de ces objectifs, mais il se révèle être à cet effet le moyen le plus rentable à long terme. Les efforts visant à investir de plus en plus dans les sources d'énergie renouvelables impliquent également une diminution des possibilités d'administration de la production, de sorte que c'est au consommateur qu'il faudra de plus en plus souvent s'adresser pour obtenir de la flexibilité (pour autant qu'il n'y ait aucune innovation en termes de stockage d'énergie). Cette flexibilité est indispensable pour réduire à un minimum le coût de la production d'énergie et le transport final de l'énergie sans porter atteinte à la qualité.

Il s'agit néanmoins d'efforts qui ne doivent pas tous être déployés simultanément. Il convient avant tout de poursuivre la standardisation de la technologie ainsi que de définir et de tester les processus.

Il est donc préférable de travailler simultanément sur les deux tableaux : d'une part, la gestion efficiente du réseau et, d'autre part, l'amélioration du fonctionnement du marché (relation producteur-consommateur avec la fourniture d'énergie et les services apparentés). A cet égard, les premières étapes peuvent être franchies sur les deux tableaux sur la base de l'infrastructure de réseau actuelle, tandis que, à plus long terme, les innovations technologiques peuvent être intégrées dans le système de distribution d'énergie et le fonctionnement du marché.

Le VREG a dressé la carte des problèmes et indiqué les leviers permettant de donner forme concrète à la transition vers les réseaux intelligents. Après concertation au sein de la Plate-forme stratégique, la première version d'un plan d'action a été élaborée. Dans les années à venir, il conviendra d'exécuter ces actions et, si nécessaire, d'apporter certaines corrections en fonction des priorités détectées.

Lors de ces actions ultérieures, les parties intéressées resteront impliquées en permanence au travers du « Groupe de travail Marché » de la Plate-forme stratégique Réseaux intelligents.

5.3 Cas de la Région Wallonne:

Au-delà de l'évaluation économique suggérée par la Directive Européenne 2009/72/CE, la Région Wallonne mène également divers projets et études en rapport avec les systèmes intelligents de mesure. En termes d'actions préalables au déploiement des compteurs intelligents, un scénario de déploiement segmenté a été étudié par la Région Wallonne. Les opérateurs du réseau de distribution ont également mené divers projets à finalité technico-économique.

De manière complémentaire aux compteurs intelligents, le thème des réseaux intelligents fait l'objet d'une attention particulière en Région Wallonne, compte tenu des objectifs ambitieux qu'elle s'est fixée en matière d'intégration au réseau de productions vertes décentralisées. Un groupe de réflexion dédié aux réseaux électriques durables et intelligents a été constitué, a remis ses conclusions début 2012. Celles-ci portent sur les priorités en vue du développement de ces réseaux. Dans la continuité de cette initiative stratégique, un appel à projet de recherche a été mis sur pied, baptisé Reliable.

5.3.1 Actions régionales préalables à la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure :

5.3.1.1 Scénario alternatif

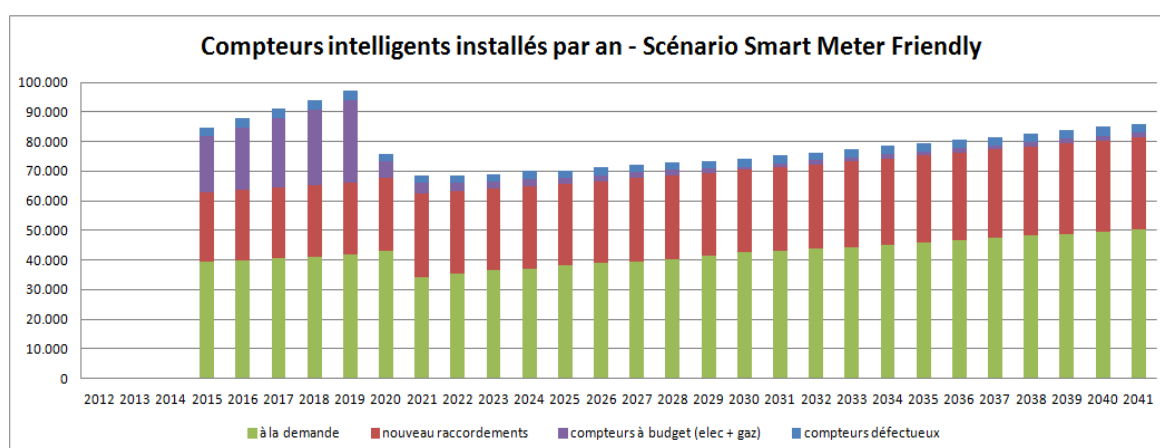
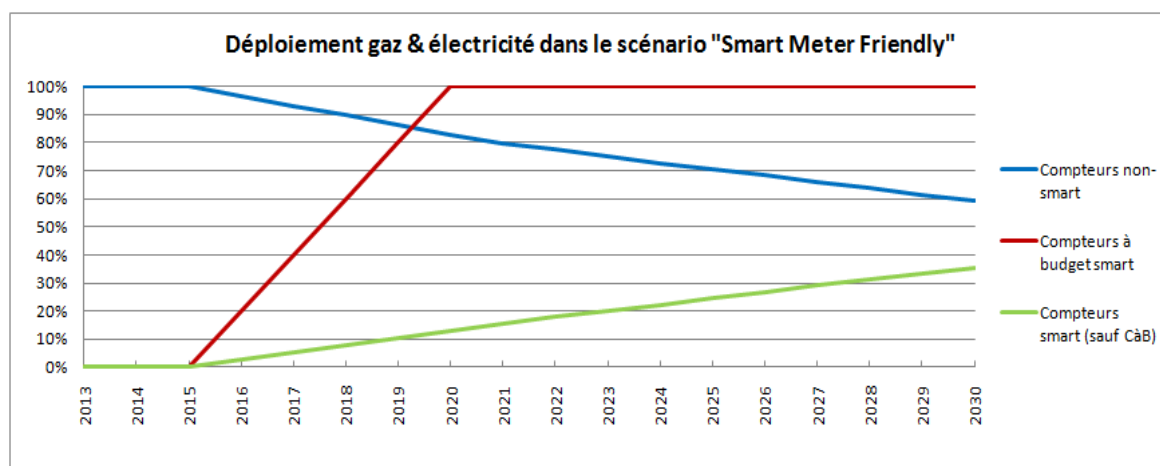
L'étude de la Région Wallonne reprise au chapitre 4 comporte deux scénarii de déploiement, dont le scénario intitulé « *Full Roll Out* », visant spécifiquement à répondre à la Directive. Un scénario alternatif a également été étudié : le scénario « *Smart Meter Friendly* »

Dans le cadre de ce scénario segmenté, le comptage intelligent est déployé pour certains utilisateurs:

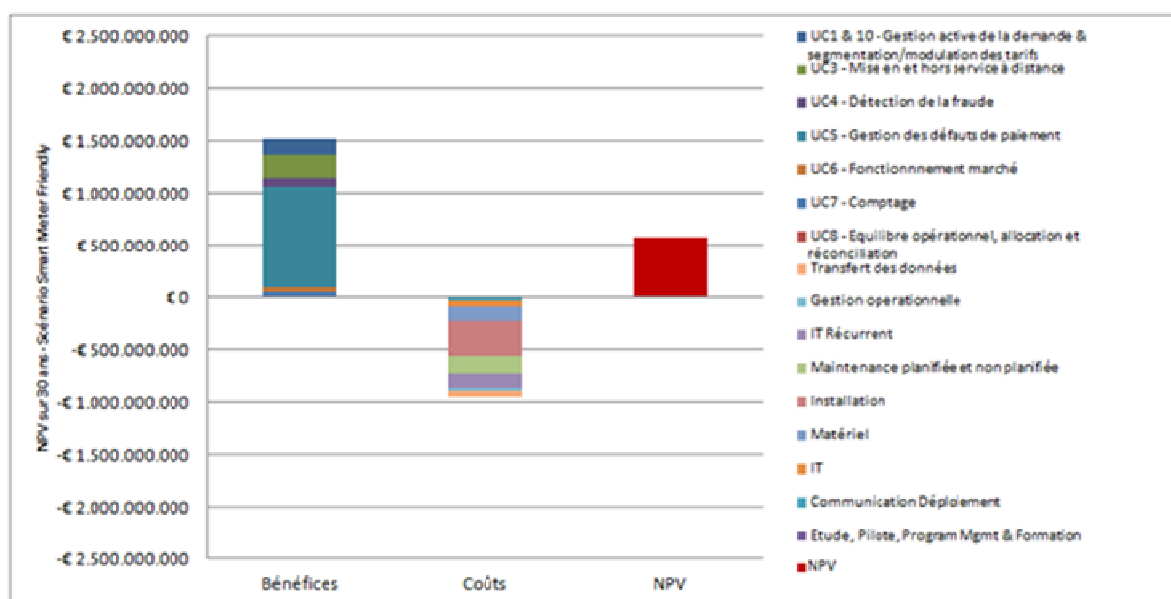
1. A la demande (installation aux frais du client)
2. Client en défaut de paiement (compteur à budget, c'est-à-dire à prépaiement)
3. Remplacement de compteur défectueux ou hors des normes métrologiques
4. Nouveau raccordement.

Le pourcentage de clients faisant le choix d'un compteur intelligent a été évalué sur base de la flexibilité qu'ils sont susceptibles d'offrir via un déplacement de charge et qui pourrait être valorisée au moyen des compteurs intelligents.

Les deux figures suivantes illustrent le rythme de déploiement associé au scénario « *Smart Meter Friendly* ». Dans ce scénario, on estime qu'environ 15% de compteurs intelligents seront installés en 2020, pour atteindre environ 35% en 2030.



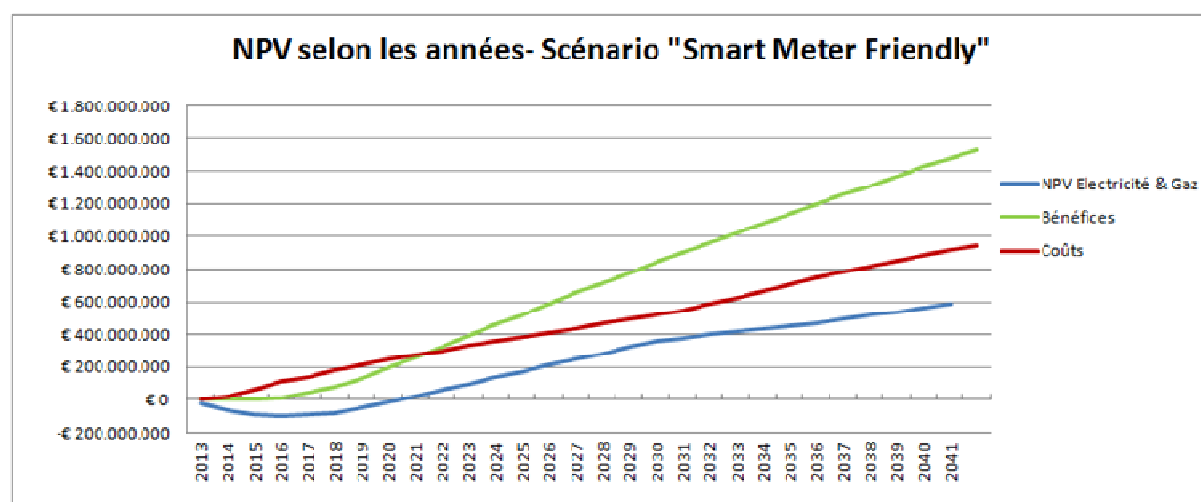
Comme l'illustre la figure ci-dessous, un déploiement segmenté des compteurs intelligents conduirait à un résultat net positif de 585 millions d'€, pour un coût de 947 millions d'€.



Le tableau suivant reprend ces différents éléments de coûts et bénéfices.

	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	164.054.536			10,7%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	216.512.690			14,1%
UC4 - Détection de la fraude	84.494.827			5,6%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	974.466.575			63,6%
UC6 - Fonctionnement marché	41.333.370			2,7%
UC7 - Comptage	47.860.911			3,1%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	3.241.597			0,2%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-10.116.844		1,1%
Communication Déploiement		-17.288.260		1,8%
IT		-62.821.685		6,6%
Matériel		-141.173.196		14,9%
Installation		-327.912.628		34,6%
Maintenance planifiée et non planifiée		-172.053.171		18,2%
IT Récurrent		-130.915.349		13,8%
Gestion opérationnelle		-31.947.887		3,4%
Transfert des données		-52.786.057		5,6%
Total	1.531.964.506	-947.014.976	584.949.530	

Enfin, le graphique ci-dessous représente l'évolution de la valeur actualisée des flux financiers durant la période d'évaluation. Ceux-ci sont nettement négatifs au début du déploiement, c'est-à-dire lorsque surviennent les coûts liés à l'installation. Les bénéfices apparaissent progressivement au fur et à mesure de l'avancement du déploiement pour atteindre un NPV positif à partir de mi 2020. Après cela, vu que l'installation des compteurs à budget est finalisée et que tous les nouveaux compteurs sont 'à la demande', les bénéfices croient plus rapidement que les coûts. Cette évolution résulte en un NPV très positif de + 584 millions d'Euros sur la période considérée dans l'évaluation économique.



5.3.1.2 Projets pilotes et études techniques

Comme indiqué dans le chapitre précédent, les gestionnaires du réseau de distribution actifs en Région Wallonne mènent depuis plusieurs années des projets pilotes en vue de recueillir un retour d'expérience des capacités techniques associés aux compteurs intelligents.

Ces GRD ont également mené leurs propres études coûts-bénéfices afin d'évaluer l'opportunité économique du déploiement des compteurs intelligents pour leurs entreprises. Sur cette base, les GRD constatent qu'indépendamment du contexte différencié prévalant dans les 3 régions, l'analyse coûts/avantages présente, dans la plupart des hypothèses, des résultats négatifs pour leurs entreprises. Les résultats pour la société prise dans son ensemble sont très différents et dépendent fortement des hypothèses et paramètres pris en compte, lesquels souffrent tous d'un haut degré d'incertitude.

Une des conclusions de ces analyses est que le déploiement généralisé pour 2020 des compteurs intelligents se traduirait par une forte augmentation des tarifs du réseau de distribution, qui ne peut pas être entièrement compensée par une diminution de la consommation.

Les GRD ont, dans l'attente de la prise de décision de leurs régulateurs et de leurs gouvernements, élaboré des stratégies différenciées par région tenant compte des résultats de ces analyses et des conditions propres à chaque région, notamment en matière d'obligations de service public à caractère social et en matière d'aménagement du territoire. Une vision commune se dégage de ces stratégies :

- Pas de décision possible sur un déploiement global des compteurs intelligents avant la maturité du système, c'est-à-dire au plus tôt à partir de 2015.
- Nécessité de poursuivre le développement technologique des GRD en matière de réseau et de comptage intelligent par des tests et des pilotes.
- Organiser un déploiement segmenté des compteurs intelligents, en fonction de spécificités régionales en matière d'énergie renouvelable, de véhicules électriques et de congestion, en matière d'habitat, de consommation par compteur et d'aménagement du territoire, en matière de missions de service public à caractère social en particulier et en matière de pertes administratives.

Cette approche, cohérente avec le scénario de déploiement « *Smart Meter Friendly* » présenté précédemment, conduirait à un déploiement segmenté dans des niches à spécifier.

5.3.2 Actions régionales transversales à la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure :

Les compteurs intelligents font partie du concept général de système intelligent de mesure, ce dernier englobant également la notion de réseau intelligent. A cet égard la Région Wallonne a entrepris des actions stratégiques comme la mise sur pied d'un groupe de réflexion dédié aux réseaux intelligents (REDI). Des programmes de recherche ont également été mis en œuvre (programme mobilisateur RELIABLE).

5.3.2.1 Réseaux Electriques Durables et Intelligents

Coordonné et animé par la CWaPE, sur base d'une lettre de mission du Ministre en charge de l'énergie, un groupe de réflexion consacré aux Réseaux Électriques Durables et Intelligents (REDI) a réuni l'ensemble des parties impliquées tout au long de l'année 2011 au travers de différents groupes de travail et de sessions plénières.

Ce groupe de travail a remis en janvier 2012 un rapport au Gouvernement Wallon sur les priorités en matière de développement des réseaux durables et intelligents en vue d'assurer l'intégration des productions décentralisées, de limiter la consommation des clients finals, de réduire les pertes réseaux et d'améliorer l'efficacité et le rapport coût-bénéfice des investissements "réseaux".

Les réflexions autour de REDI s'inscrivent en premier lieu dans une logique de réseau pour intégrer davantage d'électricité d'origine renouvelable, mais il s'agit également d'identifier les modalités permettant aux intérêts des autres acteurs de se rencontrer, notamment ceux des gestionnaires de réseau, des fournisseurs et des utilisateurs de réseau. Les contraintes propres à ces acteurs sont objectivement différentes : les fournisseurs, notamment pour leur sourcing, doivent s'accommoder de conditions de marché applicables au niveau européen dans un processus continu de correction des consommations réelles de leur portefeuille de clients. Les gestionnaires de réseau de distribution doivent répondre à des contraintes situées au niveau local (lissage des pointes en injection ou prélèvement) généralement limitées sur des courtes périodes.

Commune à toutes les mesures envisagées en vue d'intégrer davantage de productions décentralisées, la notion de flexibilité est centrale dans l'évolution vers des réseaux intelligents aptes à répondre aux défis du futur.

Cette notion exprime la capacité du système électrique à assurer l'adéquation de la production et de la consommation afin de maintenir la fiabilité du système. Il s'agit donc de disposer en permanence de moyens d'action susceptibles de répondre à des déséquilibres importants, prévisibles ou non, et ce quelle qu'en soit la cause (contingences, variabilité de la consommation et, de manière croissante, de la production).

La question de la flexibilité n'est pas nouvelle, dans la mesure où il s'agit d'une caractéristique intrinsèque à tout système électrique. Toutefois, mobiliser suffisamment de flexibilité pour faciliter l'intégration des productions décentralisées représente un double défi. D'une part, il

s'agit de gérer le caractère variable des unités de production dites intermittentes (éolien, photovoltaïque,...) alors que les contraintes prises en compte lors de la conception des réseaux concernaient exclusivement la variabilité de la consommation. De plus, les mesures visant à mobiliser cette flexibilité doivent s'inscrire dans le cadre d'un environnement libéralisé. Un groupe de travail a été spécialement dédié au potentiel offert par une gestion active de la demande des consommateurs finals d'électricité, de manière à évaluer l'apport de cette source de flexibilité.

Ce potentiel existe en basse tension et est déjà en bonne partie exploité. Comme illustré sur la figure ci-après, en été, 14% de l'électricité résidentielle est actuellement déplacée. Ceci a été vérifié sur base des données de consommation quart-horaires fournies par les GRD.

La figure ci-dessous montre également qu'en 2020, près de 30% de l'électricité consommée en été par le secteur résidentiel pourrait être déplacée en étendant les compteurs bihoraire et interruptibles aux clients Db et Dc, avec des tarifications différenciées, conformément aux hypothèses prises pour la définition de la configuration 2 (33% en hiver). Le déploiement complet des compteurs intelligents permettrait quant à lui d'atteindre près de 41% de charge déplaçable en été et 45% en hiver (configuration 3).

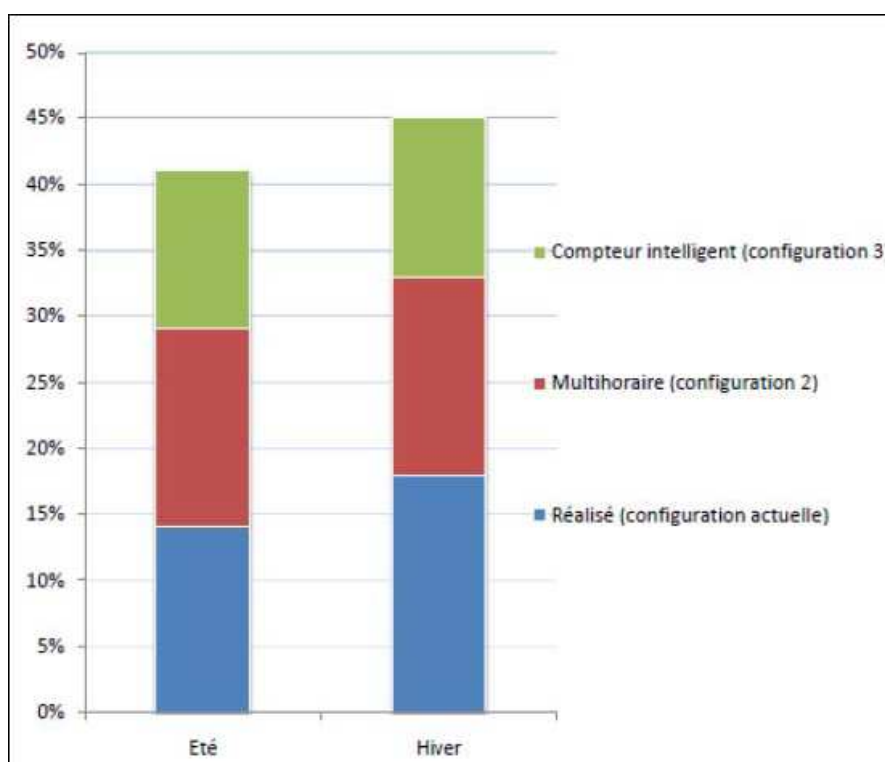


Figure 16 - Volume d'électricité déplaçable exprimé en pourcentage de la charge consommée sur le réseau basse tension

Les acteurs les plus à même de mobiliser cette flexibilité présente du côté de la demande des consommateurs ont également été identifiés :

- INDUSTRIE (> 100 KVA)

Les clients disposant actuellement de compteurs télé relevés ont des profils de charge très spécifiques, raison pour laquelle les fournisseurs constituent déjà des partenaires privilégiés. Le gestionnaire de réseau pourrait toutefois requérir de ces clients des services de flexibilité, par l'intermédiaire du fournisseur, comme c'est déjà le cas au niveau du réseau de transport.

- BT (> 56 KVA)

Ces clients seront certainement, à moyen terme, équipés de compteurs télérelevés. Ils seraient donc assimilables à la catégorie supérieure, à la nuance près qu'ils sont raccordés au niveau BT du réseau de distribution. Cela implique que le GRD puisse requérir de ces clients des services de flexibilité, également par l'intermédiaire du fournisseur.

- BT (< 56 KVA)

Pour les clients ayant des applications importantes déplaçables (voiture électrique, chauffage à accumulation, pompe à chaleur, conditionnement d'air,, eau chaude sanitaire...) **et** désirant se doter d'une domotique sophistiquée, le fournisseur serait l'interlocuteur privilégié si ces clients acceptent l'installation d'un compteur intelligent permettant d'obtenir, par une gestion de la charge intense, des tarifs particulièrement attractifs. Le GRD pourrait également, contre compensation, requérir de la flexibilité issue de ces clients, par l'intermédiaire du fournisseur.

Tous les autres clients (clients *SLP*, c'est-à-dire ceux dont le profil de consommation est évalué sur base de moyennes statistiques), notamment ceux munis de compteurs à registres multiples (bihoraire, interruptible), pourraient être sollicités par le gestionnaire de réseau de distribution. Il convient toutefois d'atténuer l'impact de ces déplacements de charge auprès des fournisseurs au moyen d'une information adéquate et préalable.

En conclusion, le potentiel de déplaçabilité des charges mérite d'être exploité rapidement car les outils existent déjà, sans perturber le modèle de marché. L'application de ce potentiel aux études de cas a toutefois montré qu'il ne sera pas toujours suffisant même s'il permettra de résoudre, dans un premier temps, la majorité des problèmes rencontrés. Outre son potentiel important, le faible coût de mise en œuvre plaide également en faveur de la gestion active de la demande. Le principal inconvénient de cette mesure est qu'elle n'est pas garantie endéans un délai compatible avec les contraintes évoquées précédemment. D'autres solutions devront donc être mises en œuvre qui permettent de garantir la sécurité du réseau en cas de congestions locales, notamment le concept d'accès flexible des unités de production au réseau.

5.3.2.2 Reliable

Sur proposition de Monsieur Jean-Marc NOLLET, Ministre de la Région wallonne en charge de l'Énergie et de la Recherche, le Gouvernement wallon a approuvé le lancement du programme mobilisateur Réseaux ELectriques Intelligents et durABLEs « RELIABLE », appel à projets de Recherche Industrielle, Développement Expérimental et de Recherche de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances. L'un des grands enjeux de ces prochaines années est de diminuer de manière conséquente la production de gaz à effet de serre. L'une des pistes pour répondre à cet objectif est de favoriser la production d'électricité provenant de sources durables.

Les mesures politiques visant à intégrer les énergies renouvelables se sont ainsi multipliées au cours de la décennie passée. D'une part, à l'échelle européenne, le SETPlan (Strategic Energy Technology Plan) ou plan stratégique pour les technologies énergétiques, a été créé en vue de développer les technologies à bas carbone et vise à grouper la communauté industrielle et scientifique européenne en ce sens. De plus, la directive 2009/28/CE sur la promotion des Sources d'Énergie Renouvelable se traduit pour la Belgique en l'introduction de 13% de SER en 2020 dans la consommation finale brute, aussi bien dans l'électricité et la chaleur que dans le transport. Au niveau wallon, le Gouvernement Wallon s'est fixé un objectif de tendre à 20% d'énergie de sources renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020.

Cet appel à projets vise à soutenir les recherches portant sur le développement des réseaux électriques intelligents et durables.

Objectifs

Quatre objectifs principaux peuvent être définis dans le cadre du programme mobilisateur « RELIABLE » :

- Atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO₂ ;
- Intégrer les énergies renouvelables ;
- Limiter les consommations ;
- Promouvoir le développement économique de la Wallonie ;
- Entretenir et développer les réseaux dans des conditions économiquement acceptables

Ce programme est mis en oeuvre dans le cadre du Plan Marshall 2.Vert – Axe V.5.a3 et s'inscrit aussi en soutien aux Alliances emploi/environnement actuelles et futures. Il est doté d'un budget indicatif de 6,8 millions d'euros pour l'année budgétaire 2012 et vise à renforcer le potentiel scientifique et technique des universités, des hautes écoles, des centres de recherche et des entreprises et à le valoriser dans le tissu industriel et dans le réseau électrique wallon

par le financement de projets de recherche. Ceux-ci doivent déboucher à terme sur une exploitation des résultats dans des entreprises existantes ou à fonder et dans notre réseau électrique, afin de créer de l'emploi et de la valeur ajoutée dans notre région.

Il s'agit d'assurer et de maintenir la compétitivité de nos organismes de recherche et de nos entreprises, et de leur assurer les capacités nécessaires pour répondre de manière satisfaisante à la demande des technologies énergétiques dans un marché en pleine croissance et dans un contexte international concurrentiel. Il s'agit également de maintenir la qualité de notre réseau électrique et de le rendre apte à assumer les défis énergétiques du futur, à l'entretenir et le développer dans des conditions économiquement acceptables.

Les projets s'inscriront plus particulièrement dans la philosophie de la stratégie des Gouvernements wallon et de la Fédération Wallonie-Bruxelles intitulée « Vers une politique intégrée de la recherche » dont l'Energie est un des cinq thèmes stratégiques prioritaires.

5.4 Cas de la Région de Bruxelles-Capitale (RBC):

Comme précisé dans le chapitre 4 de ce rapport, les résultats des deux études, menées pour le marché bruxellois montrent que le déploiement de ces compteurs suivant les conditions d'évaluation exigées par la Commission Européenne est défavorable pour l'ensemble de la chaîne de valeur du marché de l'énergie bruxellois. Cette évaluation reste défavorable même lorsque le déploiement de ces compteurs est envisagé suivant différents modèles de systèmes intelligents de mesure allant du plus simple au plus complet en termes de fonctionnalités et services offerts aux utilisateurs et aux opérateurs du marché.

Toutefois, le traitement, par la Région de Bruxelles-Capitale, de la thématique des systèmes intelligents de mesure est mené, compte tenu des enjeux qu'elle implique, avec une démarche prudente mais de manière proactive par la réalisation d'une série d'étapes, dans le traitement des questions qui relèvent directement ou indirectement de cette thématique.

En effet, face à la constante évolution de cette thématique, il a été décidé d'accompagner cette évolution, outre l'évaluation technico-économique déjà réalisée, par une série d'actions au niveau régional visant à s'assurer d'une part, de la mise en œuvre des mesures préalables au déploiement de ces nouveaux compteurs et d'autre part, de la prospection de moyens transversaux à cette thématique pour mieux intégrer le comportement et les actions des utilisateurs qu'ils soient producteurs ou consommateurs.

Ci-après les principales actions et plans menés préalablement à l'accueil de ces nouveaux systèmes de mesure ou transversaux à ceux-ci :

5.4.1 Actions régionales préalables à la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure :

Au regard des spécificités du marché bruxellois de l'énergie et des conclusions des différentes études mentionnées précédemment, le GRD bruxellois, à travers ses plans de développement de son réseau, souhaite augmenter son niveau de préparation, via notamment un projet pilote de tests grandeur nature des fonctionnalités avancées des compteurs intelligents, et de préparer le réseau bruxellois, par des investissements adaptés à l'accueil de ces compteurs.

5.4.1.1 *Projet pilote du GRD Bruxellois :*

Le Gestionnaire du Réseau de Distribution en Région de Bruxelles-Capitale, a lancé en 2007, un projet pilote de tests grandeur nature de systèmes intelligents de mesure pour se donner, à terme et en fonction des décisions qui seront prises, les éléments de réponse relatifs à la stratégie de développement optimal en matière de compteurs intelligents pour la Région bruxelloise notamment pour ce qui concerne les technologies de communication. Ce projet pilote devrait permettre aussi au GRD Bruxellois de disposer d'une maîtrise suffisante de la technologie de compteurs intelligents.

Plus précisément, il s'agit de réaliser les objectifs suivants:

- Acquérir une maîtrise de la technologie et un know-how concret de terrain;
- Valider des hypothèses, notamment en matière de transmission de données, d'interopérabilité des compteurs, de compatibilité avec les réseaux,...
- Soulever et tenter de résoudre des problèmes techniques d'implémentation ;
- Réaliser un benchmarking avec les partenaires belges ou européens.

Ce projet a permis d'installer 450 compteurs d'énergie électrique dans trois sites différents (logements uni-ou Multifamiliaux) alimentés par un réseau de 400V. La technologie de communication utilisée s'appuie sur les technologies GPRS⁴² et PLC⁴³.

Les premiers résultats de ce projet pilote montrent, entre autres, que les outils de gestion du système IT ou de communication sont encore très immatures et doivent donc être analysés dans une deuxième phase du projet en tenant compte non seulement des aspects techniques (test sur réseau 230 V et sur boucles plus chargées) mais aussi logistiques qui dépassent le cadre du compteur (interactions clients, monitoring des transmissions,.. etc.). Un benchmark avec d'autres expériences internationales devrait être réalisé lors de cette deuxième phase.

⁴² Technologie de réseaux mobiles.

⁴³ C'est un terme qui désigne les « Courants Porteurs en Ligne » (en anglais PLC « power line carrier ») réfère à une technologie permettant le transfert d'informations numériques en passant par les lignes électriques.

5.4.1.2 Assainissement des coffrets de comptage :

En plus du projet expérimental de tests grandeur nature, le GRD bruxellois continue d'assainir son réseau pour réaliser les adaptations techniques nécessaires tant à la sécurité qu'à la préparation de l'accueil des compteurs intelligents. Il s'agit essentiellement des modifications à apporter aux raccordements et aux installations de comptage. Sur la base de cette analyse, le GRD bruxellois a déjà programmé l'assainissement de 80.000 coffrets de comptages au rythme de 18.000 installations par an à partir de 2013.

5.4.1.3 Concertations avec les principaux acteurs :

Dans sa démarche sur le traitement de la question d'introduction des systèmes intelligents de mesure, le régulateur bruxellois de l'énergie (BRUGEL) s'est appuyé d'une manière transparente sur la consultation avec les différents acteurs du marché notamment par la publication de ses avis et études sur la question ou par l'organisation des workshops avec les différents acteurs pour analyser les résultats de l'évaluation économique et technique de l'introduction de ces systèmes sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale.

En effet, BRUGEL s'est engagé dans un long processus de réflexion et de consultation qui, à chacune de ses étapes, s'est soldé par un avis⁴⁴, pour informer les autorités compétentes de l'état d'avancement de la réflexion en la matière.

Les consultations menées par BRUGEL concernent aussi plus particulièrement le GRD bruxellois dans la mesure où il est appelé à être en première ligne si la décision de déployer ces nouveaux systèmes était prise par le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale.

5.4.1.4 Analyse de l'impact sur la sécurité et la protection des données à caractère personnel :

Etant donné les risques encourus par l'introduction des systèmes intelligents de mesure pour la sécurité et la protection des données à caractère personnel qui seront traitées dans le cadre de l'exploitation de ces nouveaux systèmes, la Région de Bruxelles-Capitale adhère, sans réserves, aux recommandations des organismes compétents en la matière et compte engager plusieurs actions, favorisant la mise en œuvre de moyens de garantir la protection des données à caractère personnel et le respect de la vie privée des utilisateurs du réseau sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale.

Ces actions seront menées à plusieurs niveaux :

- **Dans le cadre du projet pilote du GRD bruxellois :**

⁴⁴Les avis de BRUGEL sont publiés sur son site web : www.brugel.be.

Pour rapatrier les données de comptage, le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale encourage le GRD bruxellois à rechercher les moyens d'adoption d'un système de communication sécurisé et viable pour la gestion des données de comptage des systèmes intelligents de mesure qui pourront être installés. Compte tenu de la taille du marché bruxellois, le Gouvernement recommande au GRD de s'aligner sur des normes et des technologies diffusées au niveau européen pour éviter de subir des surcoûts potentiels liés à des solutions originales conduisant à des solutions IT singulières ou à l'industrialisation de séries limitées de compteurs, qui ne garantiraient en outre pas la nécessaire évolutivité du système.

- **Dans le cadre de concertations sur le fonctionnement du marché belge de l'énergie:**

Une vision pour une adaptation du fonctionnement du marché intégrant les compteurs intelligents est en cours d'analyse et de concertation entre les opérateurs du marché d'une part et entre ces opérateurs et les régulateurs d'autre part.

Dans ce cadre, la Région de Bruxelles-Capitale invite les parties prenantes à mener des réflexions sur les moyens de protection des données à caractère personnel et sur le rôle et les responsabilités des différents acteurs relatifs au respect de la vie privée de l'utilisateur final. Ce travail de réflexion doit être mené en collaboration avec la commission nationale de protection de la vie privée pour définir les dispositions nécessaires à la protection de ces données.

En outre, une analyse d'impact sur la protection des données devrait être réalisée par le gestionnaire et les parties prenantes notamment le régulateur bruxellois de l'énergie afin de réunir toutes les informations nécessaires pour prendre les mesures de protection adéquates en cas de déploiement, en Région de Bruxelles-Capitale, des systèmes intelligents de mesure. Le cas échéant, ces mesures pourraient faire l'objet d'un suivi et être réexaminées tout au long du cycle de vie du compteur intelligent.

Pour mener cette analyse, le Région de Bruxelles-Capitale recommande au gestionnaire et aux parties prenantes de tenir compte du modèle d'analyse de l'impact sur la protection des données qui sera élaboré par la Commission Européenne et soumis pour avis au groupe de protection des personnes à l'égard du traitement des données à caractère personnel à l'horizon de mars 2013.

5.4.2 Actions régionales transversales à la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure :

En plus des actions prévues avant le déploiement des systèmes intelligents de mesure, d'autres mesures ont été prises par la Région de Bruxelles-Capitale pour mieux intégrer le comportement et les actions des utilisateurs qu'ils soient producteurs ou consommateurs. Il s'agit principalement du projet de déploiement de compteurs télérelevés destinés à certains utilisateurs du réseau, dont le potentiel en réduction de consommation est conséquent, pour leur permettre de contrôler leur énergie.

En effet, dans ses plans d'investissements qu'il soumet annuellement au Gouvernement pour approbation, le GRD bruxellois a déjà présenté des projets d'équiper de compteurs télé-relevés, certains utilisateurs industriels, gros consommateurs d'énergie et raccordés à son réseau HT45 et BT46. Il s'agit des compteurs AMR47 pour les clients disposant, pour l'électricité, d'une cabine HT et des compteurs dit REMI48 pour les clients dont la puissance de raccordement nécessite un relevé mensuel par le GRD. Ces projets de télé-relevé concernent les deux énergies : électricité et gaz. Les quantités prévisionnelles de compteurs à installer pour la période 2012-2016 ont été approuvées par le Gouvernement dans le cadre du plan d'investissements proposé par le GRD pour cette période.

En effet, dans le cadre de ce plan d'investissements, le GRD prévoit, à partir de 2012, le remplacement de 3700 compteurs relevés mensuellement, par un agent du GRD, par des compteurs télé-relevés.

En outre, le déploiement de ce type de compteurs pour les utilisateurs industriels et commerciaux est tout à fait rentable économiquement dans la mesure où la plupart des bénéfices attendus de tels compteurs (réduction de la consommation et lissage de la pointe) peuvent être obtenus avec des investissements limités. Ces compteurs sont de type industriel classique dotés d'un datalogger pour la transmission d'index notamment pour les compteurs de gaz. Le Tableau 1 présente le nombre et les spécifications de ces compteurs et la catégorie des utilisateurs concernés.

Tableau 24: les quantités réalisées et prévisionnelles des compteurs télérelevés à installer pour la période 2012-2016

		Electricité	Gaz
Segments	Utilisateurs dotés de compteurs AMR (Automated Meter Reading)	3.024 compteurs 51,41% de l'infeed ⁴⁹	84 compteurs 8,61% de l'infeed
	Gros consommateurs (industriels et commerciaux): projets REMI (base I ⁵⁰ et II ⁵¹)	2.402 compteurs 3,75% de l'infeed	2.942 compteurs 26,39% de l'infeed

⁴⁵ HT : Haute Tension (11kV, 6,6kV ou 5kV)

⁴⁶ BT : Basse Tension (230V ou 400V)

⁴⁷ l'Automated Meter Reading (AMR) consiste en un télérelevé automatisé. Il s'agit d'un dispositif qui permet au GRD de lire à distance la consommation de l'utilisateur (courbe de charge).

⁴⁸ Programme de remplacement de compteurs BT relevés mensuellement par des compteurs télé relevés (les différents index nécessaires à la facturation)

⁴⁹ Il s'agit de la somme de tous les flux d'énergie entrant dans le réseau de distribution.

⁵⁰ Utilisateurs dont la puissance de raccordement est comprise entre 56 et 100kVA.

⁵¹ Utilisateurs dont la puissance de raccordement est hors de la plage de 56-100kVA.

Spécifications	Fonctionnalités	Télérelevé avec un Datalogger pour la transmission des données
	Fréquence de relevé par GRD	- Courbe de charge en Jour +1 pour AMR - Des Index/mois pour les gros consommateurs (projets REMI)

5.5 Actions nationales transversales à la mise en œuvre de systèmes intelligents de mesure:

Comme précisé dans les paragraphes précédents, les trois Régions de BELGIQUE, chacune pour le territoire qui la concerne, ont mis en œuvre ou prévu des actions et mesures relatives aux systèmes intelligents de mesure ou transversales à ceux-ci.

Au niveau national, d'autres actions ont été aussi initiées, au bénéfice des trois Régions, et qui s'inscrivent dans un double contexte européen caractérisé par une politique énergétique ambitieuse notamment par la fixation des objectifs dits de triple 20 et l'émergence de modèles industriels de réseaux intelligents intégrant de nouveaux acteurs dans le marché de l'énergie.

Par une lecture judicieuse de ce double contexte, les acteurs du marché belge de l'énergie ont identifié un ensemble de sources de transformations majeures (gestion des productions décentralisées, les systèmes intelligents de mesure et les véhicules électriques) auxquelles la BELGIQUE devrait faire face et proposent pour en tenir compte, une feuille de route dont les principales étapes sont identifiées jusqu'à l'année 2016. Ci-après, vous trouverez les principales actions réalisées et les orientations prises pour l'adaptation du fonctionnement du marché permettant d'intégrer ces transformations.

5.5.1 Adaptation du modèle de marché de l'énergie aux compteurs intelligents

Avant de proposer une vision pour l'adaptation du fonctionnement du marché, les opérateurs du marché Belge se sont mis d'accord pour créer un cadre permettant de structurer les discussions entre différents acteurs et pour la mise en œuvre de nouvelles règles du marché de l'énergie.

En effet, les concertations, menées d'une part entre les principales sociétés exploitantes des réseaux de distribution (ci-après GRDs) et entre ces GRDs et les fournisseurs d'énergie d'autre part, ont abouti, dans un premier temps, à la signature d'un protocole d'entente (Memorandum of Understanding) entre les GRDs. Ce protocole prévoit la création d'une plateforme (Clearing House) commune et uniforme d'échanges de données de marché, sur la

base d'un nouveau MIG52 qui vise à simplifier les processus de marché actuels et les rendre « Smart meters Ready ».

Dans la même perspective, les GRDs ont créé, dans un deuxième temps, une entreprise dénommée ATRIAS avec comme missions de:

1. réaliser un projet consistant à élaborer une nouvelle version des règles de marché (MIG 6) et à développer une application unique d'échanges de données de marché (Clearing House),
2. gérer, maintenir et exploiter ladite application pour les associés qui le demandent.

En effet, ATRIAS garantira l'exploitation opérationnelle des systèmes informatiques, nécessaires pour l'exécution des tâches confiées à l'application unique dans le cadre du fonctionnement du marché.

Les discussions menées actuellement par ATRIAS visent à définir un fonctionnement du marché qui devrait permettre de satisfaire les besoins actuels et futurs. Le concept qui semble se dégager correspond à une structure verticale multicouche dont le rôle central de facilitateur revient à ATRIAS.

En effet, la chaîne de valeur du nouveau modèle de marché devrait être structurée verticalement en plusieurs couches suivant une segmentation logique (physique, opérationnelle et commerciale). Chaque couche correspond à un métier différent même si les opérateurs peuvent exercer plus d'un métier pour se retrouver sur plusieurs couches. Une couche d'interaction, gérée par ATRIAS, est créée pour les règles d'échanges d'information entre tous les opérateurs.

Dans sa vision, ATRIAS propose la prise en compte des sources de transformations identifiées (gestion des productions décentralisées, les systèmes intelligents de mesure et les véhicules électriques) et le besoin d'accompagner l'évolution naturelle du marché qui tend vers un optimum du rapport coûts/qualités des services.

5.5.2 Protection des données à caractère personnel

Dans le cadre des réflexions sur l'adaptation du fonctionnement du marché permettant d'intégrer les systèmes intelligents de mesure, les parties prenantes comptent mener des réflexions sur les moyens de protection des données à caractère personnel et sur le rôle et les responsabilités des différents acteurs relatifs au respect de la vie privée de l'utilisateur final. Ce travail de réflexion devrait être mené en concertation avec la commission nationale de protection de la vie privée pour définir les dispositions nécessaires à la protection de ces données.

52 Message Implementation Guide : le manuel décrivant les règles, les procédures et le protocole de communication suivis pour l'échange, entre le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs, des informations techniques et commerciales relatives aux points d'accès.

En outre, dans chaque Région de BELGIQUE, une analyse d'impact sur la protection des données obtenues par les compteurs intelligents devrait être menée pour le marché régional qui la concerne. Cette analyse pourrait être réalisée par le gestionnaire et les parties prenantes afin de réunir toutes les informations nécessaires pour prendre les mesures de protection adéquates.

Pour mener cette analyse, les Régions recommandent au gestionnaire et aux parties prenantes de tenir compte du modèle d'analyse de l'impact sur la protection des données qui sera élaboré par la Commission Européenne et soumis pour avis au groupe de protection des personnes à l'égard du traitement des données à caractère personnel à l'horizon de mars 2013.

ANNEXES

6 ANNEXES

6.1 Région Flamande

ANNEXE 1

Kema (commanditée par le VREG), *Financiële haalbaarheid slimme energiemeters Vlaanderen. Een kosten-batenanalyse in maatschappelijke perspectief*, janvier 2012 (cf. CD en annexe du présent rapport ou <http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/kema.pdf>)

6.2 Région Wallonne

ANNEXE 2

Capgemini Consulting (commanditée par la CWaPE), *Etude portant sur la mise en œuvre des compteurs intelligents, leurs fonctionnalités ainsi que leurs coûts et bénéfices en Wallonie pour les acteurs du marché de l'énergie et la société*, juin 2012 (cf. CD en annexe du présent rapport ou <http://www.cwape.be/?dir=4&news=177>)

6.3 Région de Bruxelles-Capitale

ANNEXE 3

- 6.3.1 Capgemini Consulting (commanditée par BRUGEL), *Potentiële functionaliteiten van Intelligente Tellers in de Brusselse (energie) distributie markt*, mai 2011 (cf. CD en annexe du présent rapport)

ANNEXE 4

- 6.3.2 PwC (commanditée par l'IBGE), *Opportunité du comptage intelligent en Région de Bruxelles-Capitale*, février 2012 (cf. CD en annexe du présent rapport ou http://documentation.bruxellesenvironnement.be/documents/Rapport_IBGE_ComptageIntelligent_RBC_V.3.0.Ve.pdf)