

# 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

Etude réalisée pour le compte de la CWaPE

Juin 2012



**Avertissement :**

*Le présent document est un résumé d'une analyse coûts/bénéfices, réalisée par Capgemini Consulting à la demande de la CWaPE, de déploiement de compteurs intelligents (smart meters) en Wallonie. Le document ne reflète pas nécessairement l'avis de la CWaPE sur la question et son contenu est entièrement de la responsabilité de ses auteurs. La CWaPE ne peut garantir l'exhaustivité ni l'exactitude des données reprises dans ce document.*

**Copyright :**

*Les droits patrimoniaux attachés aux droits d'auteur et tout droit relatif aux documents fournis par les auteurs appartiennent exclusivement à la CWaPE.*

*Toute utilisation, diffusion, citation ou reproduction, intégrale ou partielle, de ce document peut se faire sans l'autorisation de la CWaPE, mais en mentionnant explicitement la source d'information.*

## Le commanditaire de l'étude :



***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 ses 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 et du gaz;
- 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 (CO<sub>2</sub>) 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.

Pour plus d'informations sur le régulateur wallon, visitez son site : [www.cwape.be](http://www.cwape.be)

## Le partenaire:



Fort d'environ 115 000 collaborateurs et présent dans 40 pays, Capgemini est l'un des leaders mondiaux du conseil, des services informatiques et de l'infogérance. Le Groupe a réalisé en 2011 un chiffre d'affaires de 9,7 milliards d'euros. Avec ses clients, Capgemini conçoit et met en œuvre les solutions business et technologiques qui correspondent à leurs besoins et leurs apportent les résultats auxquels ils aspirent. Profondément multiculturel, Capgemini revendique un style de travail qui lui est propre, la « Collaborative Business Experience™ », et s'appuie sur un mode de production mondialisé, le « Rightshore® ».

Capgemini Consulting est la marque de conseil en Stratégie et Transformation du Groupe Capgemini. Capgemini Consulting accompagne ses clients dans leurs projets de transformation en les aidant à concevoir et mettre en œuvre des stratégies innovantes au service de leur croissance et de leur compétitivité. Cette entité globale propose aux entreprises de l'ensemble des secteurs économiques une approche nouvelle qui conjugue l'utilisation de méthodes novatrices, le recours à la technologie et l'expertise de son réseau mondial de plus de 4000 consultants. Pour plus d'information vous pouvez consulter <http://www.capgemini-consulting.com>.

Avec plus de 12 000 consultants spécialisés à travers l'Europe, l'Amérique du Nord et la région Asie Pacifique, Capgemini s'est imposé comme le leader mondial dans ces domaines. Nous travaillons avec les 10 premières sociétés d'Utilities du monde (palmarès Platts 2009 des 250 plus grosses sociétés du secteur de l'énergie). Nous sommes également l'une des toutes premières sociétés de conseil, d'intégration de systèmes et d'infogérance pour les sociétés du secteur des Utilities. Vous trouverez plus d'information sur [www.capgemini.com/energy](http://www.capgemini.com/energy).

## Remerciements

La CWaPE et son partenaire, Capgemini Consulting, remercient vivement les différents acteurs qui ont contribué au succès de cette étude par leur participation active lors de la collecte des informations, les sessions de validation, l'apport de leur connaissance du contexte wallon et leur connaissance de la problématique de distribution d'énergie (par ordre alphabétique) :

EDF Luminus, Electrabel, Febeg, Inter-Régies, Lampiris, Nuon, Ores, Rwade, SPW, Tecteo, UCM.

## Table des matières

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>6</b>
1.1	CONTEXTE.....	7
1.2	OBJECTIF .....	10
1.3	APPROCHE .....	12
<b>2</b>	<b>ANALYSE QUALITATIVE .....</b>	<b>13</b>
2.1	MOTIVATIONS .....	13
2.2	SCÉNARII .....	15
2.3	LES APPLICATIONS.....	16
2.4	POSTES DE COÛTS .....	17
2.5	POSTES DE BÉNÉFICES.....	18
2.5.1	<i>Gestion active de la demande et modulation des tarifs.....</i>	<i>19</i>
2.5.2	<i>Utilisation rationnelle de l'énergie.....</i>	<i>21</i>
2.5.3	<i>Mise en et hors service à distance .....</i>	<i>22</i>
2.5.4	<i>Estimation préalable et détection des fraudes .....</i>	<i>23</i>
2.5.5	<i>Gestion des défauts de paiement.....</i>	<i>24</i>
2.5.6	<i>Fonctionnement du marché.....</i>	<i>25</i>
2.5.7	<i>Comptage.....</i>	<i>26</i>
2.5.8	<i>Equilibre opérationnel et Settlement .....</i>	<i>27</i>
2.5.9	<i>Mesure de la production des Prosumers.....</i>	<i>28</i>
<b>3</b>	<b>ANALYSE QUANTITATIVE .....</b>	<b>29</b>
3.1	HYPOTHÈSES DE TRAVAIL.....	29
3.2	RÈGLES D'ALLOCATION DES COÛTS ET BÉNÉFICES.....	31
3.2.1	<i>Full Roll Out.....</i>	<i>31</i>
3.2.2	<i>Smart Meter Friendly .....</i>	<i>32</i>
3.3	COMPARAISON DES DEUX SCENARII .....	33
3.3.1	<i>Volume et rythme de déploiement.....</i>	<i>33</i>
3.3.2	<i>Analyse coûts / bénéfices.....</i>	<i>34</i>
3.4	ANALYSE DÉTAILLÉE DU SCÉNARIO FULL ROLL OUT .....	35
3.4.1	<i>Vue consolidée .....</i>	<i>35</i>
3.4.2	<i>Analyse par acteur .....</i>	<i>39</i>
3.4.3	<i>Analyse par segment.....</i>	<i>46</i>
3.4.4	<i>Analyse de sensibilité .....</i>	<i>58</i>
3.5	ANALYSE DÉTAILLÉE DU SCÉNARIO SMART METER FRIENDLY.....	62
3.5.1	<i>Analyse par acteur .....</i>	<i>67</i>
3.5.2	<i>Analyse par segment.....</i>	<i>75</i>
3.5.3	<i>Analyse de sensibilité .....</i>	<i>87</i>
<b>4</b>	<b>INCIDENCES SOCIALES ET ENVIRONNEMENTALES .....</b>	<b>90</b>
4.1	EVALUATION QUANTITATIVE .....	90
4.2	EXTERNALITÉS.....	91
4.3	DISPONIBILITÉ DES RESSOURCES HUMAINES .....	92
4.4	ACCEPTABILITÉ SOCIALE .....	92
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS .....</b>	<b>93</b>
5.1	APERÇU DES RÉSULTATS DES DEUX SCENARII.....	93
5.2	COMMENTAIRES ET POINTS D'ATTENTION.....	94
5.3	RECOMMANDATION.....	94
<b>6</b>	<b>GLOSSAIRE.....</b>	<b>95</b>

## 1 Introduction

Le Ministre en charge de l'énergie en Wallonie a, dans une lettre de mission datée du 1<sup>er</sup> juin 2011, demandé à la CWaPE de réaliser une évaluation économique à long terme des coûts et bénéfices 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 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 déploiement.

Comme précisé dans la lettre de mission du Ministre, « *les Directives européennes préconisent la mise en œuvre de compteurs intelligents (...) afin d'encourager l'efficacité énergétique et les productions décentralisées* ». Par conséquent, l'évaluation économique devra s'inscrire dans la continuité des travaux réalisés par la CWaPE dans le cadre du Groupe de Réflexion REDI, pour Réseaux Electriques Durables et Intelligents.

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

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

C'est dans ce contexte que la CWaPE a décidé de réaliser cette évaluation économique du déploiement des compteurs intelligents pour le marché de la distribution de l'énergie en Région wallonne. 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.

## 1.1 Contexte

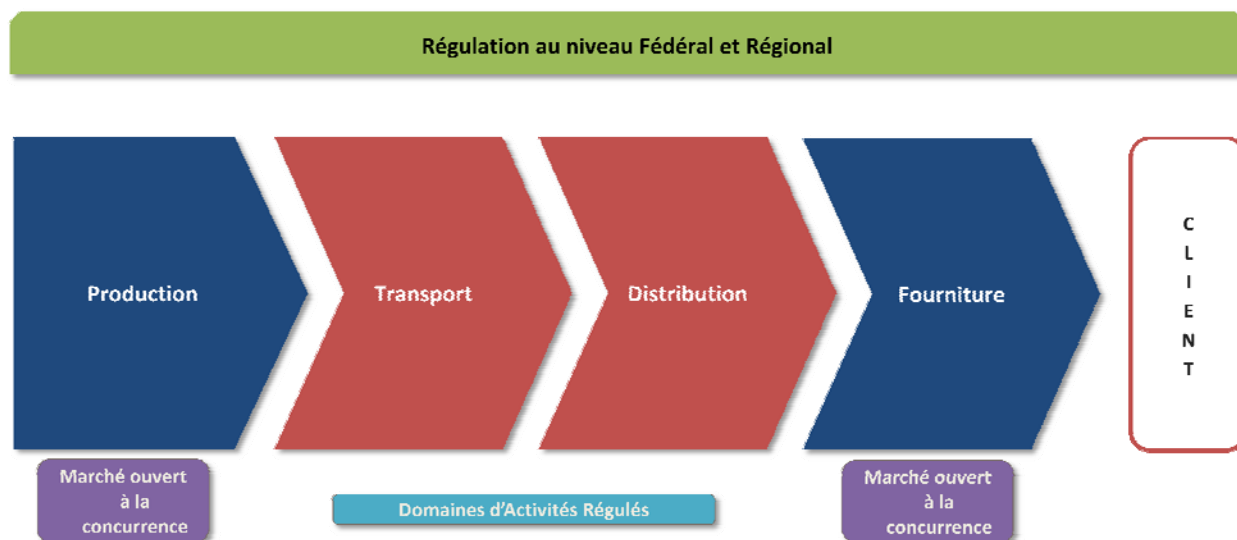
La Directive Européenne précitée met en avant la notion de système intelligent de mesure en vue de permettre la participation active des consommateurs au marché. Concrètement, il s'agit de réaliser une gestion active de la demande émanant des consommateurs. L'introduction d'incitants tarifaires associés 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 de ce 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 différenciés. Le compteur intelligent est un élément indispensable 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.

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.

Cette étude prend en compte le modèle de marché libéralisé qui est en vigueur en Wallonie depuis 2007. Ce modèle suppose l'« Unbundling » des compétences et métiers. Il repose sur la chaîne de valeur suivante :



Cet état de fait a des implications importantes sur l'analyse. C'est pourquoi nous prendrons en compte un certain nombre d'acteurs pour lesquels les résultats de l'analyse coûts/bénéfices seront déclinés.

Voici les acteurs de la chaîne de valeur pris en compte dans cette analyse :

1	Client
2	Gestionnaire de réseau de distribution (GRD)
3	Fournisseur
4	Régulateur

Cette première distinction permettra de connaître dans quelle mesure chaque acteur supporte les coûts et retire les bénéfices du déploiement des compteurs intelligents.



Pour le client les résultats seront déclinés par segment. Dans le cadre de cette étude nous avons pris en compte les catégories Eurostat telles que définies ci-après :

	Compteur simple			Compteur double		Triple
	Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De
Nombre de raccordements 2010	65.036	256.810	422.083	384.413	330.184	49.865
Consommation annuelle (kWh)	600	1.200	3.500	3.500 (dont 1.900 en heures creuses)	7.500 (dont 3.900 en heures creuses)	20.000 (dont 16.400 en heures creuses)
Équipement électroménager indicatif	Éclairage, radio, télévision, réfrigérateur, petit appareillage électrique	Idem Da + machine à laver et lave-vaisselle	Idem Db + petit chauffe-eau à accumulation	Idem Dc1	Idem Dc mais ménage plus important	Équipement tout électrique avec chauffe-eau et chauffage électrique à accumulation

Cette catégorisation a servi de base pour quantifier le potentiel de déplacement de charge des consommateurs résidentiels en Région wallonne, évalué dans le cadre du Groupe de réflexion REDI.

Dans le cadre de cette étude, des segments supplémentaires ont été rajoutés, à savoir ; les clients sous compteurs à budget, les clients professionnels et les petits producteurs d'électricité (unités de production < 10kW de type photovoltaïque).

Ce découpage permettra de mieux appréhender les coûts et bénéfices engendrés par chacun de ces segments. La motivation de ce degré de complexité accru est d'envisager un déploiement des compteurs intelligents ciblé sur certains segments en priorité.

## 1.2 Objectif

Cette étude doit permettre de rencontrer les impératifs suivants :

- Répondre de manière diligente et argumentée aux autorités européennes ;
- Permettre une comparaison avec les autres régions quant aux résultats présentés ;
- Analyser les répercussions sociales (impact sur les clients aux revenus limités) et environnementales (économie d'énergie et déplacement de la charge) induites par le recours aux compteurs intelligents.

Pour ce faire, Capgemini Consulting s'est basé sur les résultats intermédiaires délivrés par le Groupe de Réflexion REDI 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.

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.

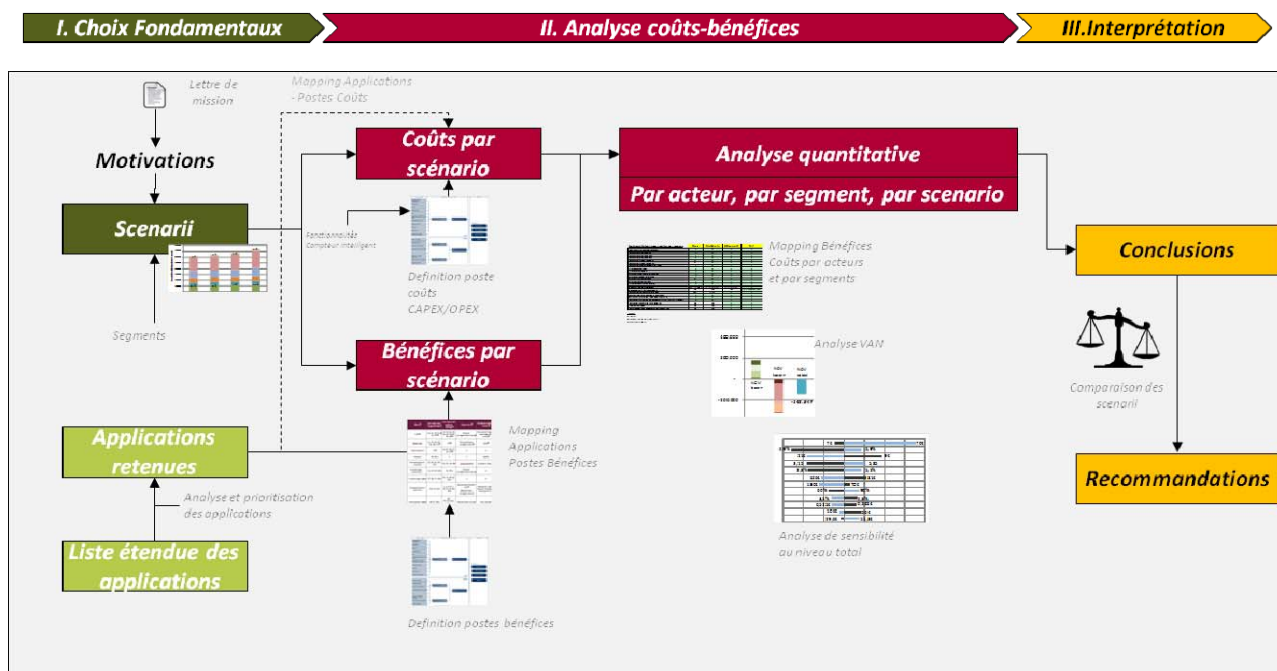
La CWaPE dispose à présent d'une vision claire pour permettre le développement de réseaux intelligents qui puissent assurer l'intégration des productions décentralisées, limiter la consommation des clients finals, réduire ses pertes et améliorer le rapport coût-bénéfice des investissements. Les enseignements 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.

### 1.3 Approche

La méthodologie suivie est représentée schématiquement ci-après :



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, en la réalisation des calculs proprement dits et d'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 Région wallonne.

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 de l'année 2012 et comprenait les organisations suivantes :

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

## 2 Analyse qualitative

### 2.1 Motivations

Le choix des données de base (détaillées plus loin dans ce rapport) trouve notamment sa motivation dans le contexte particulier du paysage énergétique wallon et la nécessité de rencontrer les objectifs, en termes de production décentralisée (notamment verte), que les autorités publiques wallonnes se sont fixées.

La CWaPE a donc tenu à ce que cette étude soit réalisée en cohérence avec les résultats du groupe de réflexion REDI. Il a été conclu lors de ces travaux que le développement des réseaux (électriques) intelligents pouvait être réalisé sans nécessiter un déploiement accéléré des compteurs intelligents. Dans cette logique, au-delà de la seule pertinence économique du déploiement des compteurs intelligents, la CWaPE tient également à évaluer la priorité de cet investissement par rapport à d'autres qui seraient rendus nécessaires en vue de concrétiser les objectifs de production décentralisée.

Toutefois, si un déploiement répondant aux objectifs de la Directive (80% en 2020) ne se justifiait pas, d'autres formes de déploiement ont été envisagées, ciblées sur certains segments d'utilisateurs.

Les fonctionnalités minimales associées au compteur intelligent ont été définies de manière à ce que tout compteur installé puisse être connecté à une interface permettant de transmettre au client les données privées relatives à sa consommation, ou à un tiers qu'il aurait mandaté. Les outils et technologies récentes apparues sur le marché dans le domaine domotique (smart home, energy box,...) sont hors du scope de cette étude. Néanmoins, dans les spécifications du compteur intelligent, nous avons pris en compte une interface qui permettrait aux consommateurs désirant investir dans une domotique intelligente de brancher des appareils en aval du compteur.

Les fonctionnalités minimales requises sont :

<b>Enregistrement</b>	enregistrement des données de consommation (par 1/4 d'heure pour l'électricité et par heure pour le gaz)
<b>Communication</b>	communiquer au moins une fois par jour de façon automatique les fichiers d'index au GRD et sortie utilisateur
<b>Pilotage à distance</b>	pour les compteurs électriques, enclenchement, déclenchement et réglage de la puissance à distance N.B. : les compteurs gaz ne sont pas repris pour des raisons de sécurité à l'exception des compteurs à budget

Ces fonctionnalités permettront aux parties impliquées de proposer de nouvelles applications ou de réaliser à moindre coût celles existantes, ce qui constitue 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 réalisé 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.

En ce qui concerne le type de compteur, le choix à été fait pour un modèle de base car :

- Les fonctionnalités minimales requises ainsi que la détection d'intrusion sont incluses dans le modèle de base disponible aujourd'hui sur le marché.
- Les prix des compteurs intelligents varient fortement d'un pays à l'autre et l'on constate une diminution au fil du temps. Nous avons basé notre estimation sur les informations disponibles d'autres projets réalisés ou engagés (p.ex. le projet Linky chez EDF en France) et ceux pris en compte dans les analyses coûts/bénéfices réalisées pour les deux autres régulateurs régionaux en Belgique.

Pour la communication le choix PLC-GPRS se base sur la comparaison des différentes technologies de télécommunication disponibles ainsi que la considération stratégique de minimiser la dépendance par rapport aux réseaux télécoms.

Le tableau ci-dessous résume notre choix du mix technologique, c'est-à-dire le type de compteur intelligent et le(s) protocole(s) de communication, pris en compte dans cette étude :

Technologie	Coût	Performance	Remarques
<b>Wired IP</b>	Relativement Bas pour les fonctionnalités minimales	Convient pour les fonctionnalités minimales et permet le real-time	Plus cher que le PLC et nécessite plus de partenaires pour la mise en place
<b>Power Line Communication</b>	Relativement Bas	Convient pour les fonctionnalités minimales requises	Meilleur rapport coût/performance si l'on s'en tient à un niveau de performance limité
<b>GPRS</b>	Relativement Haut	Convient tout à fait pour les fonctionnalités minimales requises	Coût trop élevé par rapport aux performances
<b>UMTS</b>	Relativement Haut	Convient tout à fait pour les fonctionnalités minimales requises	Coût trop élevé par rapport aux performances
<b>Meshed RF</b>	Relativement Bas	Convient pour les fonctionnalités minimales requises	Rapport coût/performance moins bon que PLC en environnement urbain
<b>Wimax</b>	Relativement Haut	Convient tout à fait pour les fonctionnalités minimales requises	Disponibilité limitée donc coût relativement élevé

Compte tenu des scénarii définis et des applications visées, l'utilisation d'une combinaison des technologies Power Line Communication (PLC) et GPRS nous semble la plus appropriée et la plus économiquement justifiée.

## 2.2 Scénarii

Une analyse coûts/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, notamment ceux rendus nécessaires en vue de rencontrer les objectifs européens en matière de production d'électricité issue de sources renouvelables. Les changements notoires ayant un impact sur l'analyse sont les suivant :

- Le renforcement du réseau de distribution afin de rencontrer 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.

Le scénario de référence n'est donc 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 est 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 vecteurs énergétiques. 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 segmenté, 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 de compteur défectueux ou hors des normes et 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.

## 2.3 Les applications

Pour mesurer les bénéfices liés au déploiement des compteurs intelligents, nous avons retenus une série d'applications au travers desquelles ces derniers seront calculés de manière précise. Ceci nous permettra d'identifier de manière non équivoque le poids de chaque application dans l'ensemble des bénéfices ainsi que 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	<b>Gestion Active de la Demande</b>	C'est-à-dire 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 et payer des compensations aux producteurs ayant subi un manque à gagner) -développer un portefeuille de produits via segmentation/modulation des tarifs
2	<b>Utilisation Rationnelle de l'Energie</b>	Ce poste valorise la réduction de la consommation.
3	<b>Mise en et Hors Service et Réglage de la Puissance à Distance</b>	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 – précisons que l'augmentation de puissance ne peut dépasser la puissance souscrite.
4	<b>Estimation Préalable et Détection de la Fraude</b>	C'est-à-dire l'utilisation du comptage intelligent pour détecter plus rapidement des situations de consommation frauduleuse d'énergie.
5	<b>Gestion des Défauts de Paiement</b>	Il s'agit dans ce cas d'évaluer le remplacement des compteurs à budget actuels par les compteurs intelligents
6	<b>Fonctionnement du Marché</b>	Impact sur les processus du marché de l'énergie – c'est-à-dire les scénarii MIG (p.ex. changement de fournisseur, déménagement...) – et non repris dans les applications « Comptage » et « Mise en et Hors Service et Réglage de la Puissance à Distance »
7	<b>Comptage</b>	La relève des compteurs à distance permettrait d'éviter le déplacement des agents du gestionnaire de réseau.
8	<b>Equilibre Opérationnel, Allocation et Réconciliation</b>	La mise à disposition de données plus détaillées permet d'améliorer la connaissance des flux physiques transitant par le réseau
9	<b>Mesure de la Production des Prosumers</b>	Cette application permettrait d'avoir une meilleure visibilité de l'injection des productions décentralisées.

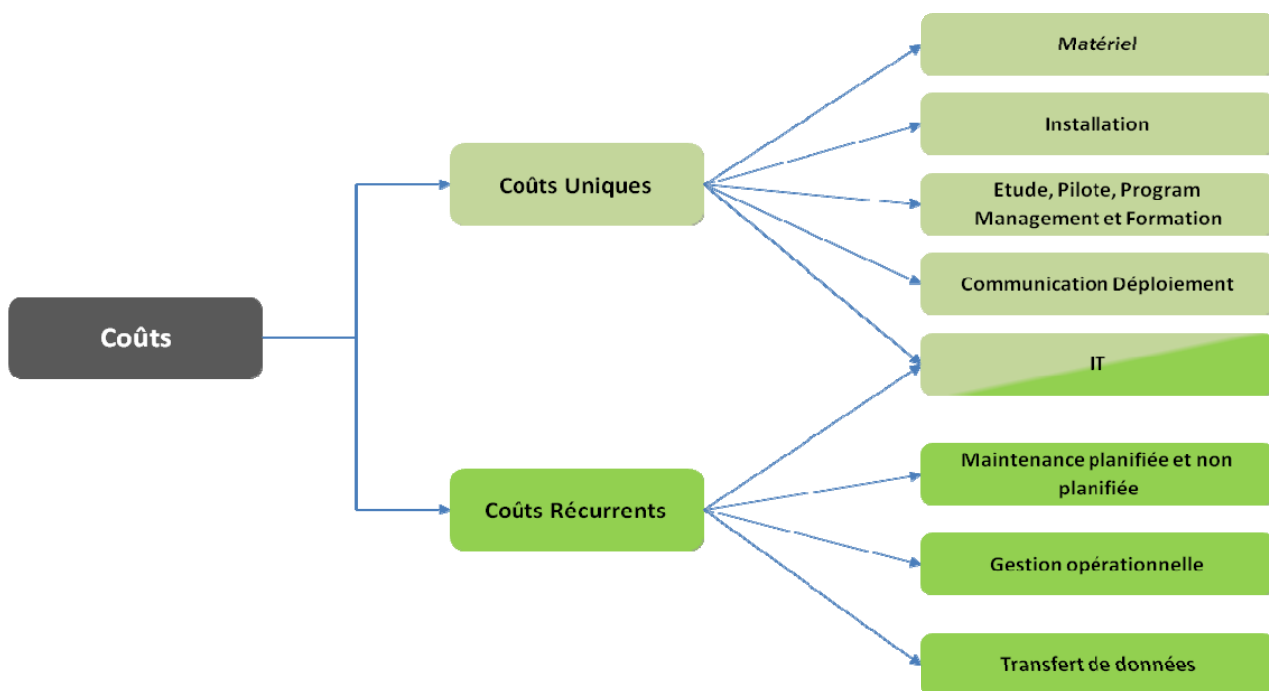
Ces applications permettront d'identifier, parmi les segments d'utilisateurs, ceux qui engendrent plus ou moins de bénéfices. Le recours à cette notion intermédiaire d' « Application » présente l'avantage d'identifier des classes d'utilisateurs prioritaires et d'orienter, le cas échéant, le choix d'un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



## 2.4 Postes de Coûts

Dans le cadre d'un déploiement de compteurs intelligents la quasi-totalité des coûts seront alloués au GRD dans le scénario Full Roll-Out car dans un modèle de marché libéralisé, les assets sont gérés par les gestionnaires de réseaux. Dans l'alternative Smart Meter Friendly, l'utilisateur du réseau de distribution qui fait la demande d'un compteur intelligent en supportera le coût.

En ce qui concerne les postes de coût, les coûts uniques et récurrents sont distingués, tel qu'illustré ci-dessous :



## 2.5 Postes de bénéfices

Les sources de bénéfices sont déduites des applications permises par les fonctionnalités des compteurs intelligents. 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.

Pour rappel, les applications considérées :

- Gestion active de la demande et modulation tarifs
- Utilisation rationnelle de l'énergie
- Mise en et hors service à distance
- Estimation préalable et détection des fraudes
- Gestion des défauts de paiement
- Fonctionnement du marché
- Comptage
- Equilibre opérationnel et Settlement
- Mesure de la production des Prosumers

Dans les chapitres suivant, vous trouvez par application, les sources de bénéfices ainsi que le(s) acteur(s) qui en bénéficient.

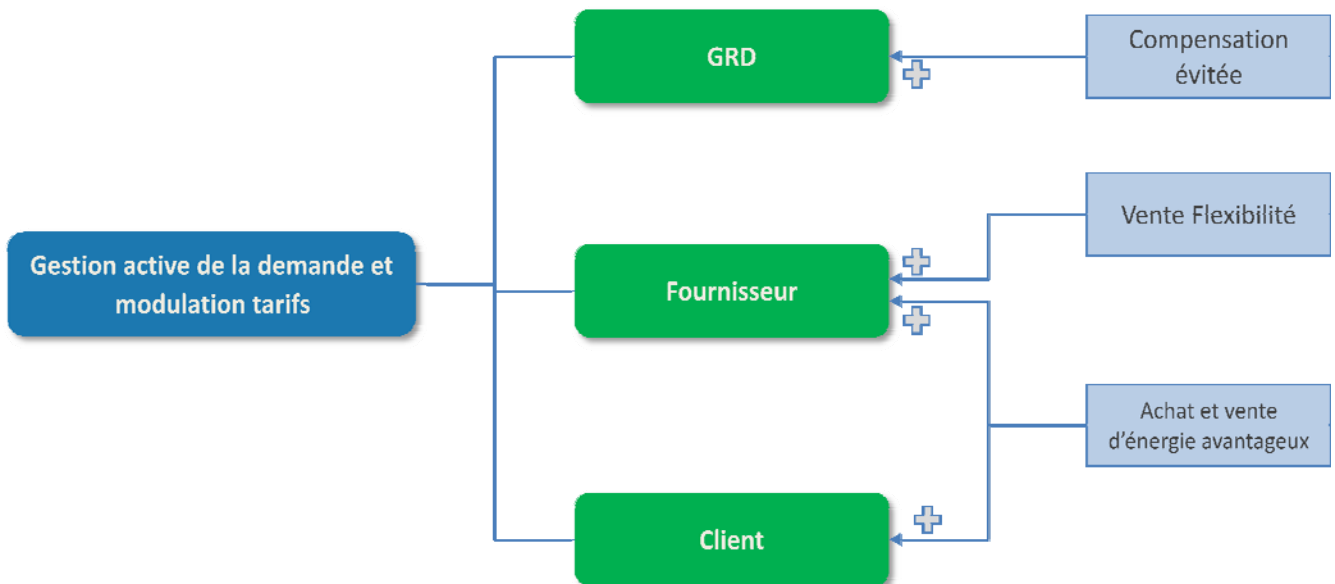
### 2.5.1 Gestion active de la demande et modulation des tarifs

L'application « Gestion active de la demande » présente deux modes de valorisation, d'une part, la prévention des congestions locales et, d'autre part, l'optimisation du sourcing.

En vue d'assurer l'intégration des productions décentralisées au réseau, le GRD pourra se procurer de la flexibilité auprès des fournisseurs de manière à éviter des incidents (congestions et surtensions) susceptibles d'obliger un producteur à interrompre sa production. Le bénéfice de ce poste provient du fait qu'il paierait moins cher cette flexibilité que s'il devait compenser financièrement le producteur pour le manque à gagner qu'il a engendré.

Le fournisseur, quant à lui, voit d'une part une nouvelle source de revenus consistant en la vente de flexibilité à des tiers et, d'autre part, une opportunité d'optimiser son sourcing. Le fournisseur pourra en effet proposer des tarifs fortement différenciés en fonction du moment de consommation, et ce, d'autant plus que les prix du marché présentent une volatilité élevée.

Enfin, le client, à travers ces tarifs avantageux, pourra bénéficier d'une baisse de sa facture finale s'il accepte de modifier son comportement de consommation énergétique.



Pour évaluer le bénéfice attribuable à la gestion active de la demande, le potentiel de déplacement de charge par type de consommateur évalué dans le cadre du groupe de réflexion REDI a été utilisé. Le tableau ci-dessous reprend, par catégorie de consommateur Eurostat, la consommation estimée à l'horizon 2020 ainsi que la consommation potentiellement déplaçable, en prenant soin de distinguer celle attribuable aux compteurs intelligents uniquement (dernière colonne).

Segments	Consommation GWh 2020	Déplaçable Multihoraire GWh 2020 (4h et 15h)	Déplaçable Compteur Intelligent GWh 2020 (15' et 1h)
Da	74	0	20
Db	502	25	134
Dc	3792	563	647
Dd	3092	1564	209
De	793	555	31
<b>Total</b>	<b>8253</b>	<b>2707</b>	<b>1041</b>

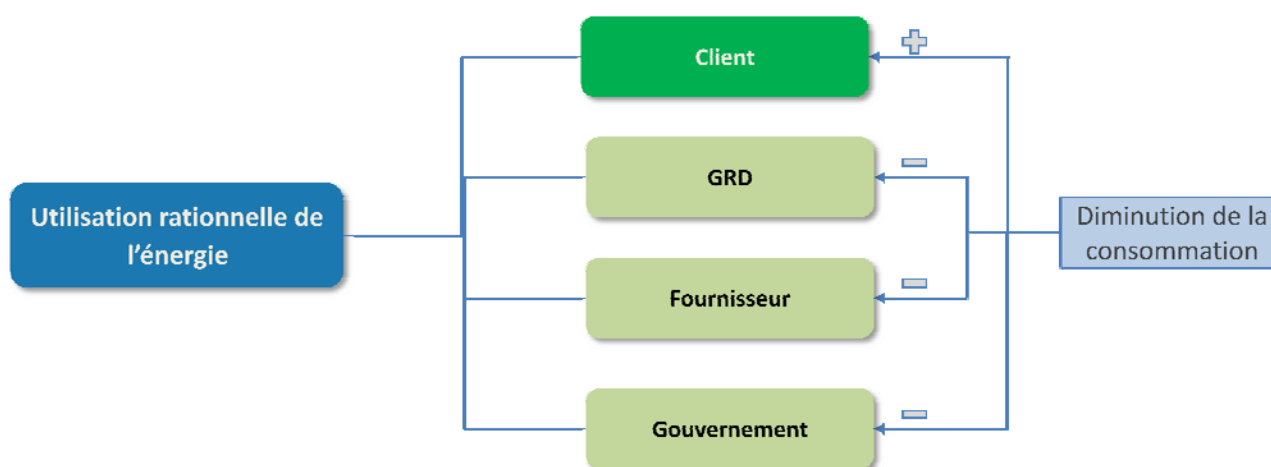
### 2.5.2 Utilisation rationnelle de l'énergie

L'application « Utilisation rationnelle de l'énergie » concerne la diminution de la consommation d'énergie. Ce bénéfice est, au vu des études similaires déjà réalisées, si pas le plus, 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 de la consommation et, dans l'affirmative, dans quelle mesure. Nous avons identifié quelques facteurs pouvant laisser penser qu'il n'y aurait pas de diminution de la consommation :

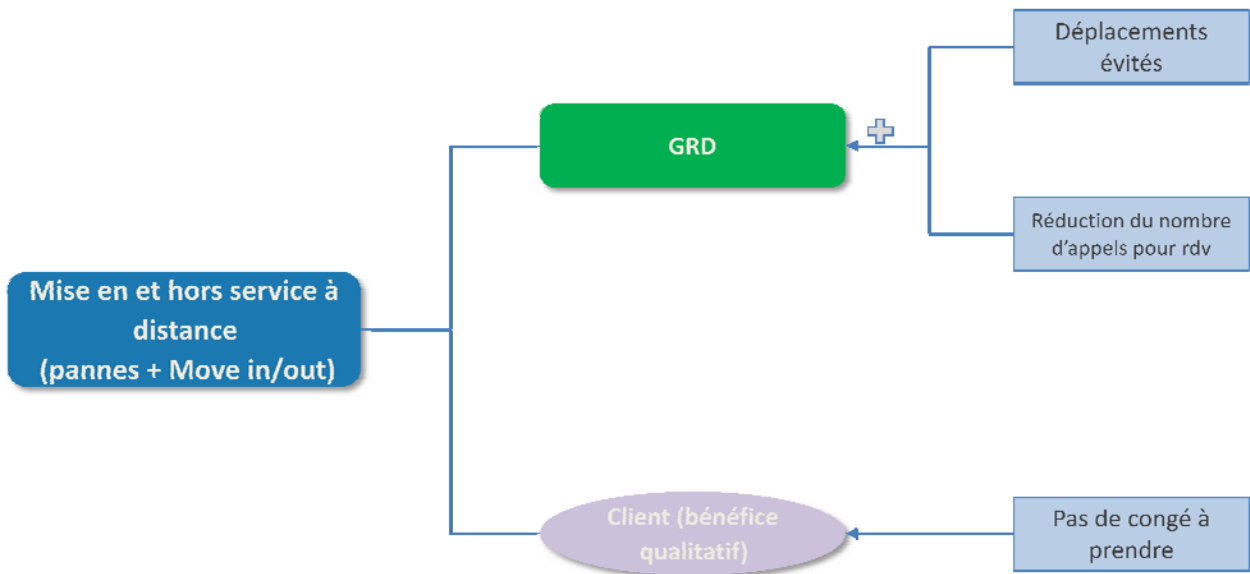
- On considère uniquement le compteur intelligent et pas de domotique qui certes pourrait aider à moins consommer mais nécessiterait un investissement initial supplémentaire.
- A ce stade, on considère que la facturation resterait à acompte mensuel n'ayant donc pas le même effet que pourrait avoir une facturation mensuelle de la consommation réelle.
- Un effet rebond enclenché par les tarifs dynamique (voir application « gestion active de la demande ») pourrait même apparaître et conduire à une augmentation de la consommation.

Par ailleurs, une diminution de la consommation serait bénéfique pour le consommateur mais générerait un manque à gagner pour le GRD (de manière transitoire, au niveau Grid Fee), le fournisseur (au niveau du chiffre d'affaire) et l'état (au niveau des revenus de la T.V.A). Le graphique ci-dessous illustre ce propos.



### 2.5.3 Mise en et hors service à distance

L'application mise en et hors service à distance présente un bénéfice certain pour le GRD sous forme de déplacements évités ainsi qu'une réduction de la charge au niveau du service clientèle. Quant au consommateur il profitera d'un bénéfice qualitatif (non-financier) car il lui sera épargné de devoir être présent pour donner accès à ses installations.



#### 2.5.4 Estimation préalable et détection des fraudes

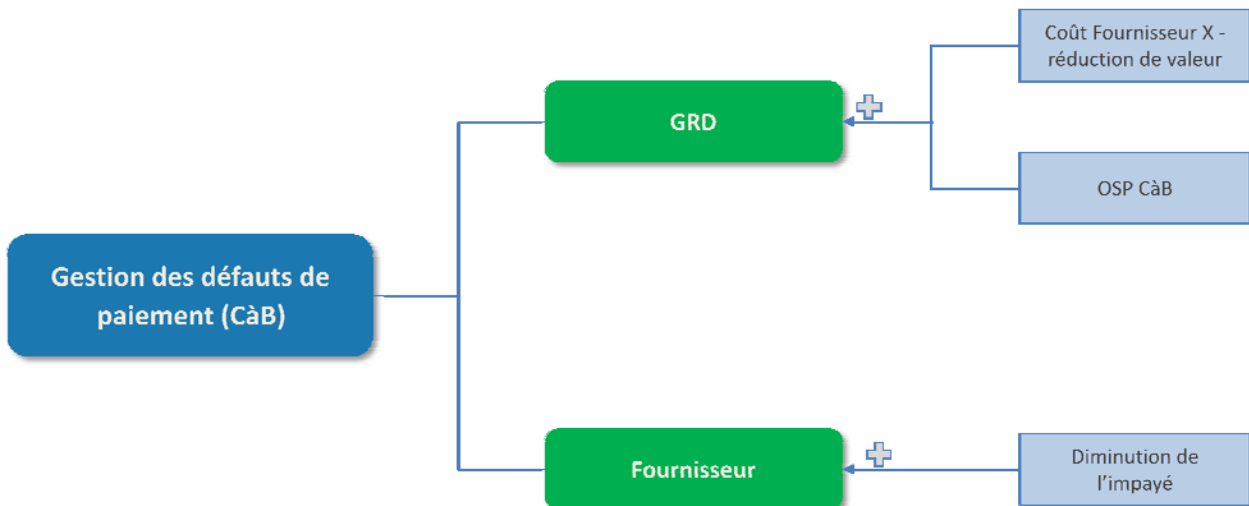
L'amélioration de la détection des fraudes attribuable au déploiement de compteurs intelligents se traduit par une diminution des pertes administratives. Le seul bénéficiaire de ce gain est le GRD.



### 2.5.5 Gestion des défauts de paiement

En ce qui concerne la gestion des défauts de paiement les bénéfices se situent au niveau du GRD qui pourra diminuer les coûts inhérents à l'exécution des obligations de service public à caractère social d'application en Région wallonne.

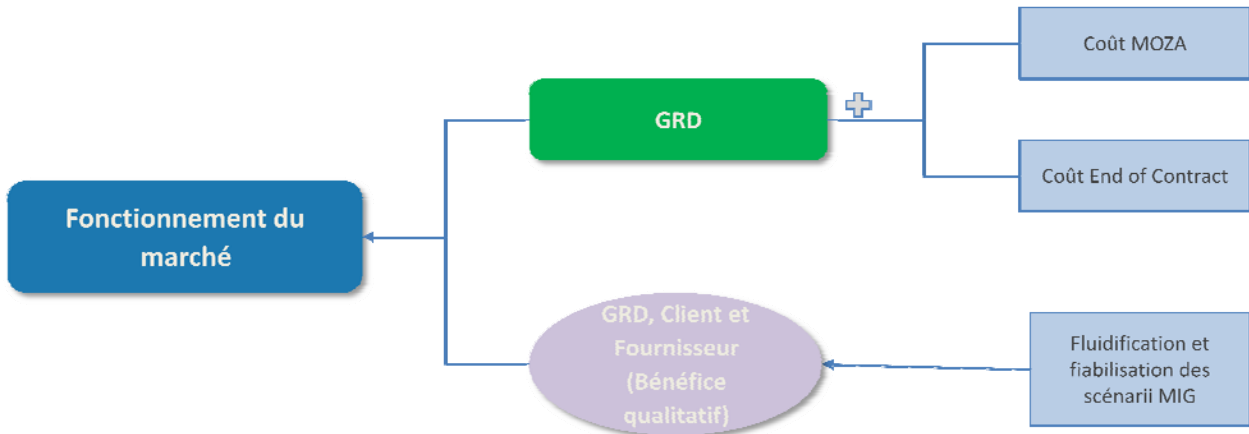
Le fournisseur, au travers de la diminution de l'impayé, bénéficiera aussi du déploiement des compteurs intelligent car il pourra agir plus rapidement pour traiter une situation pouvant potentiellement mener à un défaut de paiement.





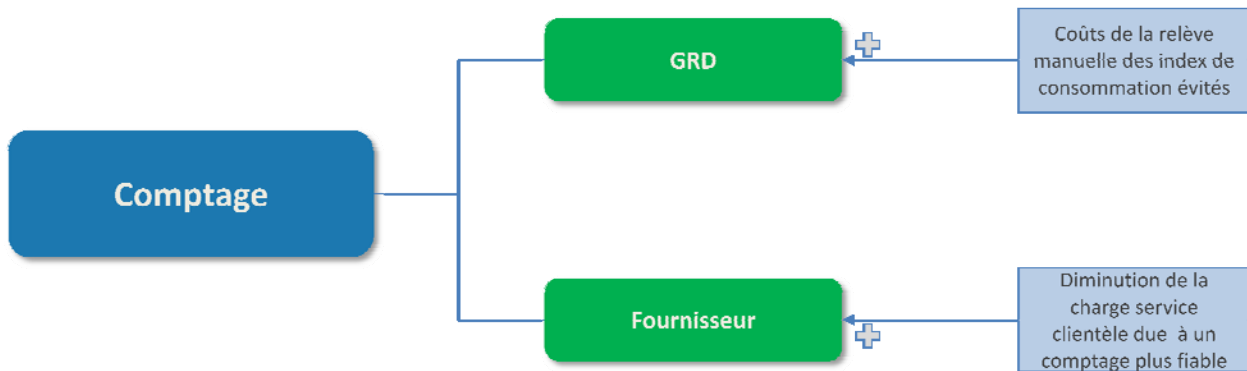
### 2.5.6 Fonctionnement du marché

Le GRD est le bénéficiaire principal de l'application relative au fonctionnement du marché. En effet, l'introduction des compteurs intelligents permettra de diminuer les coûts liés à la gestion des « MOZA » (Move-Out Zonder Afspraak : déménagements non annoncés) et des « End of Contract » (fin de contrat), situations menant à des consommations d'énergie sans contrat de fourniture. A noter qu'un bénéfice qualitatif pour l'ensemble des acteurs du marché pourrait découler d'une fluidification et d'une fiabilisation plus élevée des différents scénarii qui sous-tendent l'organisation du marché de l'énergie.



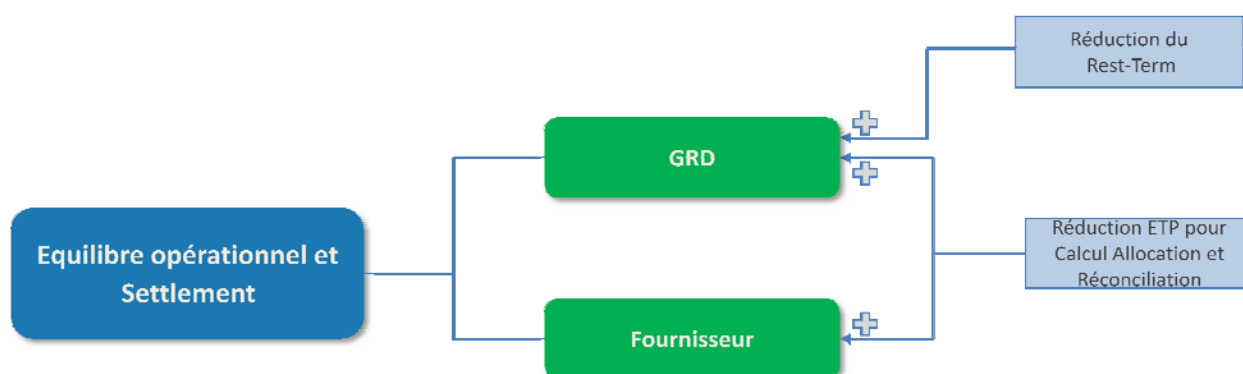
### 2.5.7 Comptage

Le fait de pouvoir effectuer les opérations de comptage à distance présente une source de bénéfices pour le GRD qui ne devra plus disposer d'une importante équipe de releveurs à déployer sur le terrain pour relever les index de consommation manuellement. Le fait aussi de pouvoir disposer de relevés de consommation beaucoup plus fréquents qu'à l'heure actuelle sans les compteurs intelligents permettra de disposer de données plus fiables et moins sujettes à contestation ce qui aura un impact positif pour le service clientèle des fournisseurs.



### 2.5.8 Equilibre opérationnel et Settlement

Le processus de Settlement qui, au travers de ses deux sous-composants que sont d'une part; l'allocation (estimation de la consommation du portefeuille client de chaque fournisseur par GRD) et, d'autre part, la réconciliation (correction au fil de l'eau de l'allocation lorsque les consommations réelles sont disponibles), est, dans la configuration actuelle des compteurs classiques, indispensable et consommateur de ressources. Avec l'avènement des compteurs intelligents et donc de données de consommation disponibles à intervalles beaucoup plus réduits ce processus nécessiterait moins de ressources et provoquerait un gain pour le GRD et le fournisseur. Aussi, le résultat final de la réconciliation que l'on appelle le Rest-Term et dont le coût est supporté par le GRD serait réduit et représenterait donc un gain pour ce dernier.



### **2.5.9 *Mesure de la production des Prosumers***

Enfin, la dernière application considérée dans le cadre de cette étude, à savoir la mesure de la production des prosumers, ne présente pas un bénéfice financier directement quantifiable. Nous supposons en effet que le mécanisme actuel de compensation (compteur tournant à l'envers) restera d'application.

### 3 Analyse quantitative

#### 3.1 Hypothèses de travail

Le modèle de calcul de Capgemini, 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 (VAN – ou « Net Present Value » en anglais) 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% (utilisé comme taux d'actualisation)
- Début du déploiement: 2015
  - 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 C.I. en 2020. Pour les compteurs à budget on a pris 20% par afin d'arriver à 100% en 2020.
  - Smart Meter Friendly : 100% compteurs à budget en 2020 plus tous les nouveaux raccordements. Pour les autres segments, un pourcentage par segment à atteindre en 2020 basé sur le potentiel de déplaçabilité :

<b>Electricité</b>	
prosumers (< 10 kVA)	10%
YMR professionnel	20%
Da	10%
Db	10%
Dc	30%
Dc1	30%
Dd	20%
De	20%

- Nous estimons que les segments Da et Db ne bénéficieront pas pleinement des bénéfices liés aux applications de gestion active de la demande et segmentation/modulation des tarifs et, qu'au contraire, les clients de ces segments seront amenés à acheter l'électricité à un tarif moins favorable. Nous avons estimé ce 'bénéfice négatif' proportionnellement à la consommation des segments et à raison de 50% du bénéfice généré dans l'année. Ce 'bénéfices négatif' est déduit du bénéfice calculé pour UC 1 & 10 des deux segments et reporté comme un bénéfice supplémentaire pour le fournisseur.
- 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).

- 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: différenciée par catégorie (commodité, matériel, coût du travail...), Bureau Fédéral du Plan comme source principale (voir tableau ci-joint).

Nous avons 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 10 premières années, après inflation générale
Energie	2,5%	Prévisions du secteur
Transfert des données	-3,1%	Gain de compétitivité attendu du marché des télécommunications (M2M)

### 3.2 Règles d'allocation des coûts et bénéfices

#### 3.2.1 Full Roll Out

##### Bénéfices

Pour le scénario Full Roll Out, les clés de répartition des bénéfices suivantes ont été utilisées pour les différents acteurs et les différents segments :

Clés de répartition - Bénéfices par acteur - Full Roll Out	Client	GRD	Fournisseur	Régulateur	Total
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	22%	49%	29%	0%	100%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0%	0%	0%	0%	0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	0%	100%	0%	0%	100%
UC4 - Détection de la fraude	0%	100%	0%	0%	100%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	0%	96%	4%	0%	100%
UC6 - Fonctionnement marché	0%	100%	0%	0%	100%
UC7 - Comptage	0%	74%	26%	0%	100%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	0%	50%	50%	0%	100%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0%	0%	0%	0%	0%

Clés de répartition - Bénéfices par segment - Full Roll Out	Compteur à budget élec	YMR								Compteur à budget gaz	YMR gaz	Total
		Prosumer	Professionnel élec	Da	Db	Dc	Dc1	Dd	De			
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	3,3%	21,0%	29,6%	0,2%	1,7%	10,2%	11,4%	18,2%	4,4%	0,0%	0,0%	100%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	51,6%	2,6%	5,5%	2,1%	8,9%	13,6%	8,2%	6,1%	0,5%	0,1%	0,8%	100%
UC4 - Détection de la fraude	0,0%	3,5%	38,0%	0,5%	3,9%	17,8%	19,9%	13,5%	2,9%	0,0%	0,0%	100%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	66,8%	0,4%	0,1%	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,1%	0,0%	29,6%	2,4%	100%
UC6 - Fonctionnement marché	3,1%	26,0%	7,8%	1,6%	6,8%	10,4%	11,6%	8,6%	0,7%	1,4%	22,0%	100%
UC7 - Comptage	3,1%	27,0%	7,7%	1,6%	6,8%	10,2%	11,4%	8,5%	0,7%	1,4%	21,9%	100%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	2,7%	21,9%	6,7%	1,4%	5,9%	9,1%	10,1%	7,5%	0,8%	2,0%	32,0%	100%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%

##### Coûts

Pour le scénario Full Roll Out, les clés de répartition des coûts suivantes ont été utilisées pour les différents acteurs et les différents segments :

Clés de répartition - Coûts par acteur - Full Roll Out	Client	GRD	Fournisseur	Régulateur	Total
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation	0%	100%	0%	0%	100%
Communication Déploiement	0%	99%	0%	1%	100%
IT	0%	73%	27%	0%	100%
Matériel	0%	100%	0%	0%	100%
Installation	0%	100%	0%	0%	100%
Maintenance planifiée et non planifiée	0%	100%	0%	0%	100%
IT Récurrent	0%	73%	27%	0%	100%
Gestion opérationnelle	0%	100%	0%	0%	100%
Transfert des données	0%	100%	0%	0%	100%

Clés de répartition - Coûts par segment - Full Roll Out	Compteur à budget élec	YMR								Compteur à budget gaz	YMR gaz	Total
		Prosumer	Professionnel élec	Da	Db	Dc	Dc1	Dd	De			
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation	2,8%	32,5%	7,2%	1,5%	6,2%	9,4%	10,5%	7,8%	0,7%	1,2%	20,3%	100%
Communication Déploiement	2,8%	32,5%	7,2%	1,5%	6,2%	9,4%	10,5%	7,8%	0,7%	1,2%	20,3%	100%
IT	2,8%	32,5%	7,2%	1,5%	6,2%	9,4%	10,5%	7,8%	0,7%	1,2%	20,3%	100%
Matériel	3,0%	30,0%	7,9%	1,6%	6,6%	10,1%	11,2%	9,0%	0,8%	1,2%	18,7%	100%
Installation	3,0%	28,2%	7,4%	1,6%	6,7%	10,2%	11,4%	8,5%	0,8%	1,3%	21,0%	100%
Maintenance planifiée et non planifiée	2,8%	32,5%	7,2%	1,5%	6,2%	9,4%	10,5%	7,8%	0,7%	1,2%	20,3%	100%
IT Récurrent	2,8%	32,5%	7,2%	1,5%	6,2%	9,4%	10,5%	7,8%	0,7%	1,2%	20,3%	100%
Gestion opérationnelle	2,8%	32,5%	7,2%	1,5%	6,2%	9,4%	10,5%	7,8%	0,7%	1,2%	20,3%	100%
Transfert des données	2,8%	32,5%	7,2%	1,5%	6,2%	9,4%	10,5%	7,8%	0,7%	1,2%	20,3%	100%

### 3.2.2 Smart Meter Friendly

#### Bénéfices

Pour le scénario Smart Meter Friendly, les clés de répartition des bénéfices suivantes ont été utilisées pour les différents acteurs et les différents segments :

Clés de répartition - Bénéfices par acteur - Smart Meter Friendly	Client	GRD	Fournisseur	Régulateur	Total
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	5%	79%	16%	0%	100%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0%	0%	0%	0%	0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	0%	100%	0%	0%	100%
UC4 - Détection de la fraude	0%	100%	0%	0%	100%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	0%	99%	1%	0%	100%
UC6 - Fonctionnement marché	0%	100%	0%	0%	100%
UC7 - Comptage	0%	74%	26%	0%	100%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	0%	50%	50%	0%	100%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0%	0%	0%	0%	0%

Clés de répartition - Bénéfices par segment - Smart Meter Friendly	Compteur à budget élec	Prosumer	YMR Professionnel élec	Da	Db	Dc	Dc1	Dd	De	Compteur à budget gaz	YMR gaz	Total
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	9,6%	10,2%	27,9%	0,1%	1,1%	14,3%	15,9%	17,0%	4,0%	0,0%	0,0%	100%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	73,0%	0,8%	3,0%	0,6%	2,3%	10,6%	6,3%	3,1%	0,2%	0,1%	0,3%	100%
UC4 - Détection de la fraude	0,0%	1,7%	34,1%	0,2%	1,7%	23,1%	25,8%	11,1%	2,3%	0,0%	0,0%	100%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	68,6%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	30,4%	0,6%	100%
UC6 - Fonctionnement marché	8,0%	15,9%	8,6%	0,9%	3,6%	16,6%	18,4%	9,1%	0,7%	3,5%	14,8%	100%
UC7 - Comptage	8,8%	16,5%	8,4%	0,8%	3,4%	15,7%	17,6%	8,7%	0,6%	3,9%	15,6%	100%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	7,5%	12,8%	6,8%	0,7%	2,8%	13,0%	14,6%	7,2%	0,5%	10,8%	23,2%	100%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%

#### Coûts

Pour le scénario Full Roll Out, les clés de répartition des coûts suivantes ont été utilisées pour les différents acteurs et les différents segments :

Clés de répartition - Coûts par acteur - Smart Meter Friendly	Client	GRD	Fournisseur	Régulateur	Total
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation	90%	10%	0%	0%	100%
Communication Déploiement	89%	10%	0%	1%	100%
IT	0%	68%	32%	0%	100%
Matériel	0%	100%	0%	0%	100%
Installation	90%	10%	0%	0%	100%
Maintenance planifiée et non planifiée	0%	100%	0%	0%	100%
IT Récurrent	0%	68%	32%	0%	100%
Gestion opérationnelle	0%	100%	0%	0%	100%
Transfert des données	0%	100%	0%	0%	100%

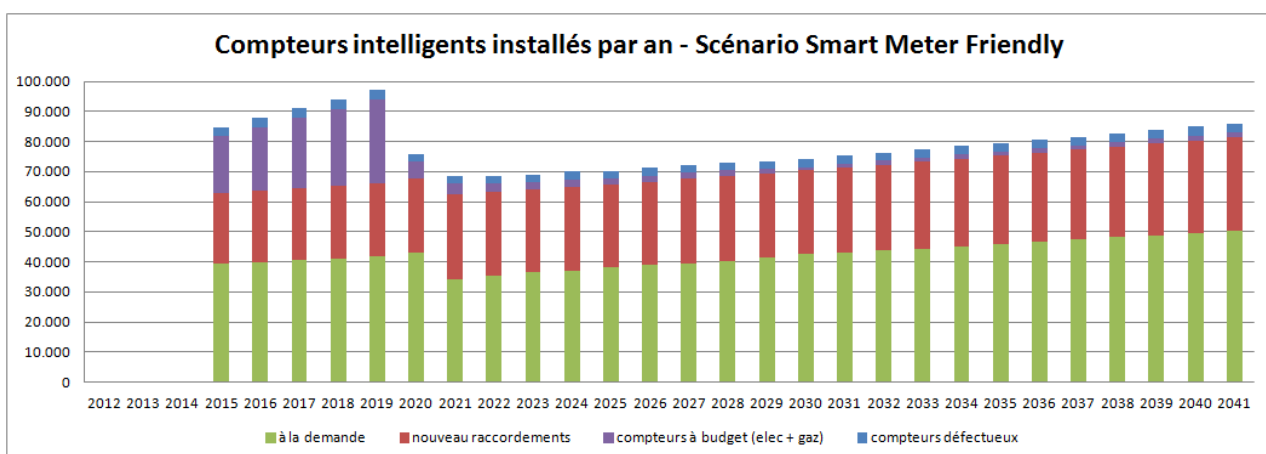
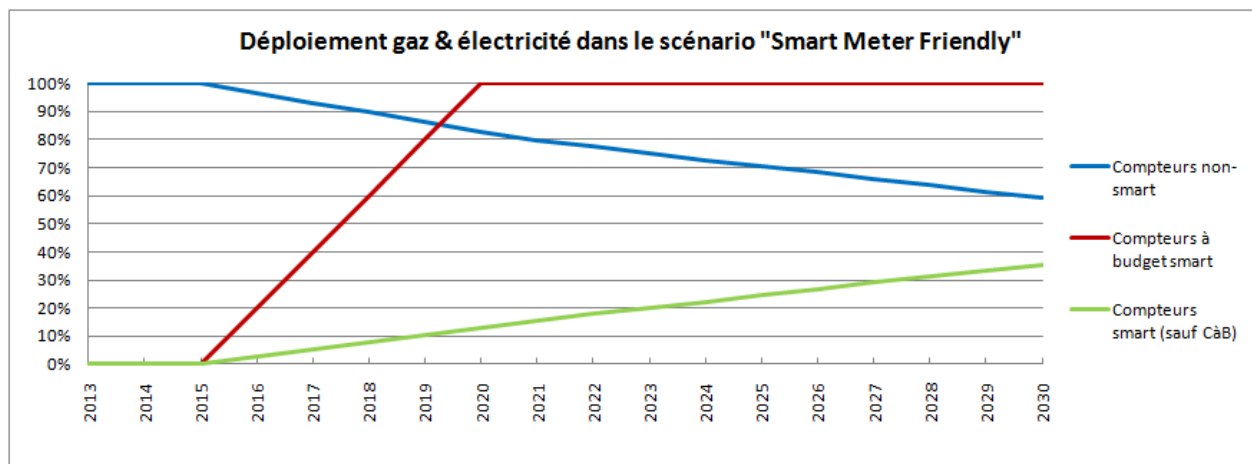
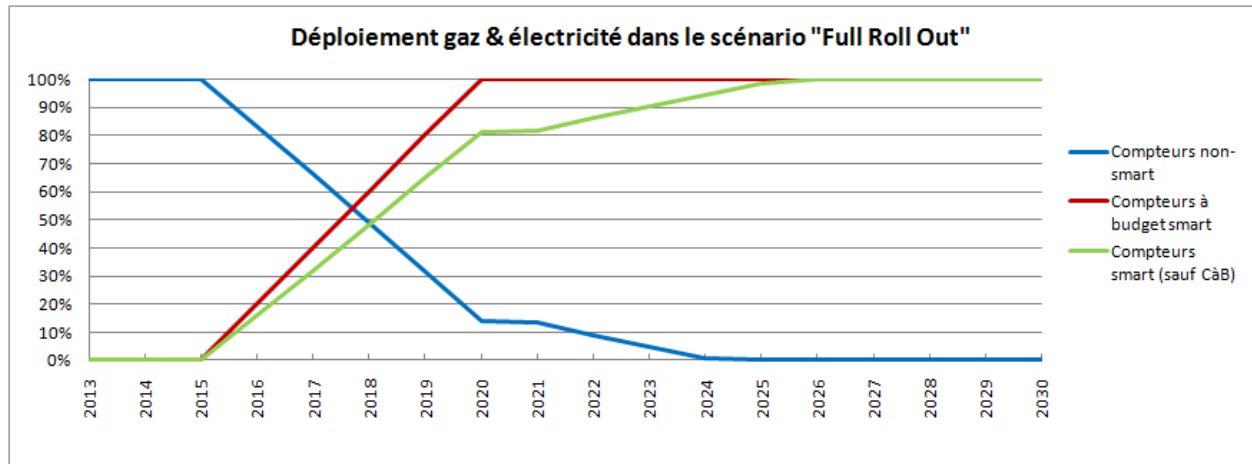
Clés de répartition - Coûts par segment - Smart Meter Friendly	Compteur à budget élec	Prosumer	YMR Professionnel élec	Da	Db	Dc	Dc1	Dd	De	Compteur à budget gaz	YMR gaz	Total
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation	6,9%	20,5%	8,4%	0,8%	3,0%	14,1%	15,8%	7,8%	0,5%	3,0%	19,3%	100%
Communication Déploiement	6,9%	20,5%	8,4%	0,8%	3,0%	14,1%	15,8%	7,8%	0,5%	3,0%	19,3%	100%
IT	6,9%	20,5%	8,4%	0,8%	3,0%	14,1%	15,8%	7,8%	0,5%	3,0%	19,3%	100%
Matériel	8,0%	19,5%	8,9%	0,8%	3,2%	15,0%	16,7%	8,9%	0,6%	3,2%	15,1%	100%
Installation	10,1%	18,0%	8,1%	0,8%	3,1%	14,3%	16,0%	7,9%	0,5%	4,4%	16,6%	100%
Maintenance planifiée et non planifiée	6,9%	20,5%	8,4%	0,8%	3,0%	14,1%	15,8%	7,8%	0,5%	3,0%	19,3%	100%
IT Récurrent	6,9%	20,5%	8,4%	0,8%	3,0%	14,1%	15,8%	7,8%	0,5%	3,0%	19,3%	100%
Gestion opérationnelle	6,9%	20,5%	8,4%	0,8%	3,0%	14,1%	15,8%	7,8%	0,5%	3,0%	19,3%	100%
Transfert des données	6,9%	20,5%	8,4%	0,8%	3,0%	14,1%	15,8%	7,8%	0,5%	3,0%	19,3%	100%



### 3.3 Comparaison des deux scenarii

Dans ce chapitre, nous donnons les résultats consolidés des deux scenarii afin de permettre une comparaison aisée. Ces deux scenarii sont explicités en détails aux chapitres 3.4 et 3.5.

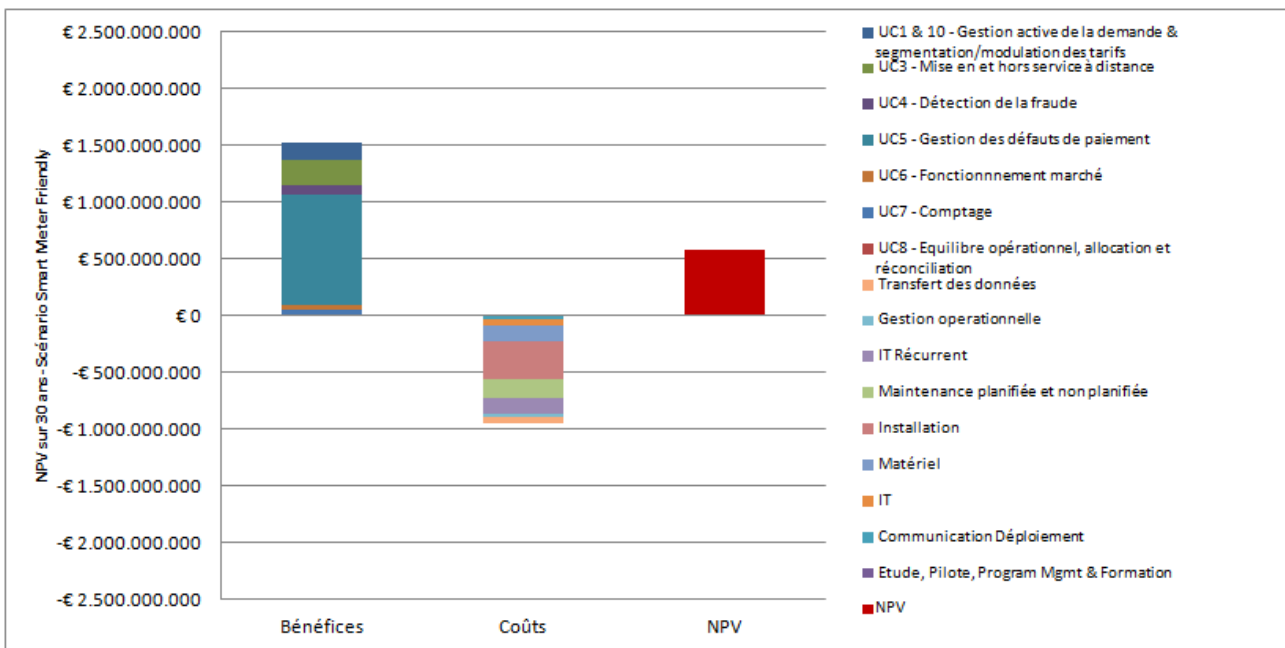
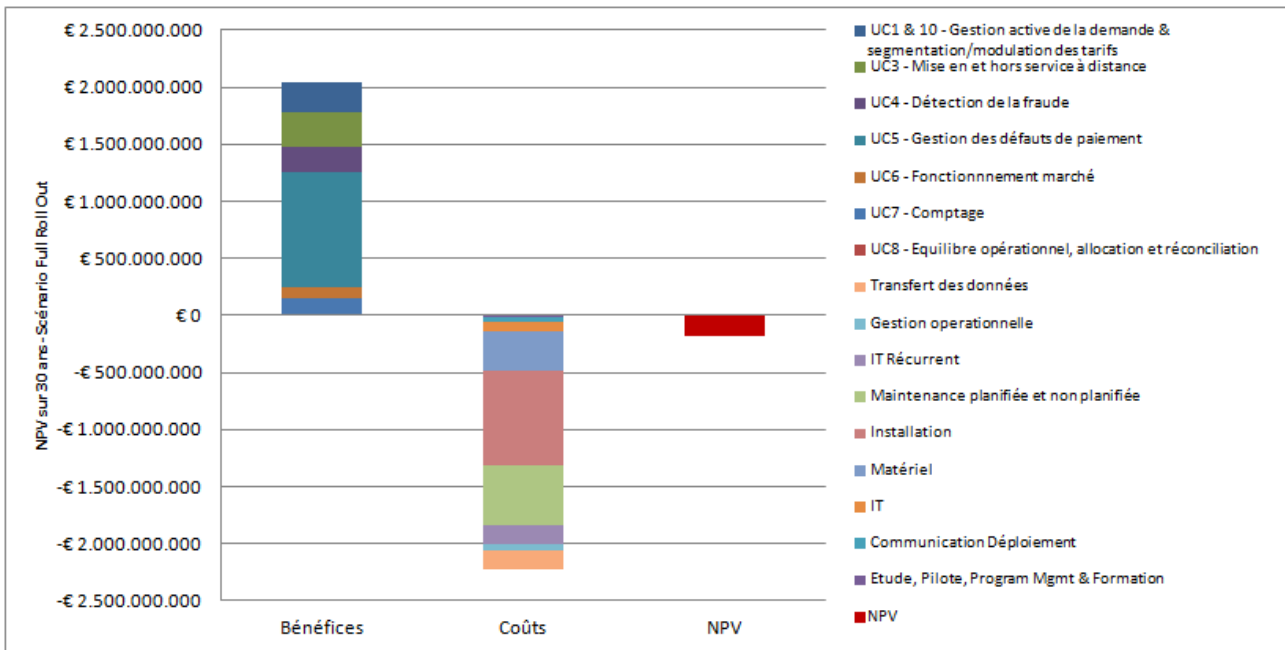
#### 3.3.1 Volume et rythme de déploiement



Comme vous le constatez dans les graphiques ci-avant, le rythme d'installation des compteurs à budget est identique dans les deux scenarii alors que celui des compteurs intelligents diffère fortement.

Dans le scénario Full Roll Out, on a atteint les objectifs Européens de 80% de compteurs intelligents installés en 2020 alors que dans le scénario Smart Meter Friendly, on estime qu'environ 15% de compteurs intelligents seront installés en 2020 pour atteindre environ 35% en 2030.

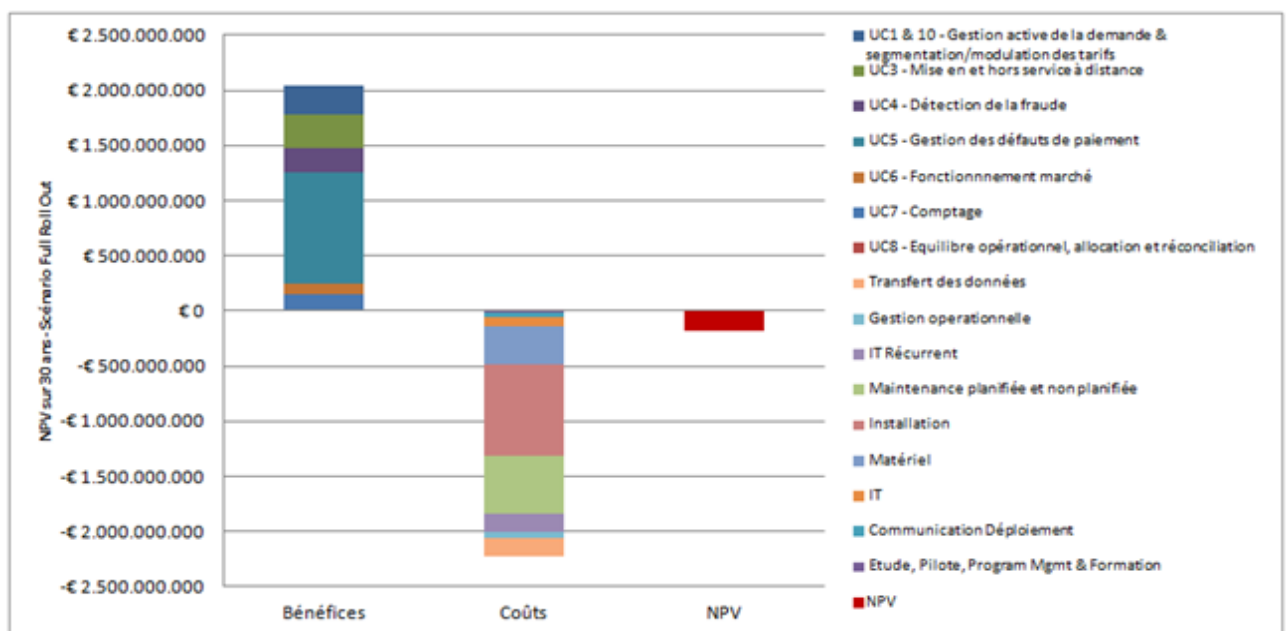
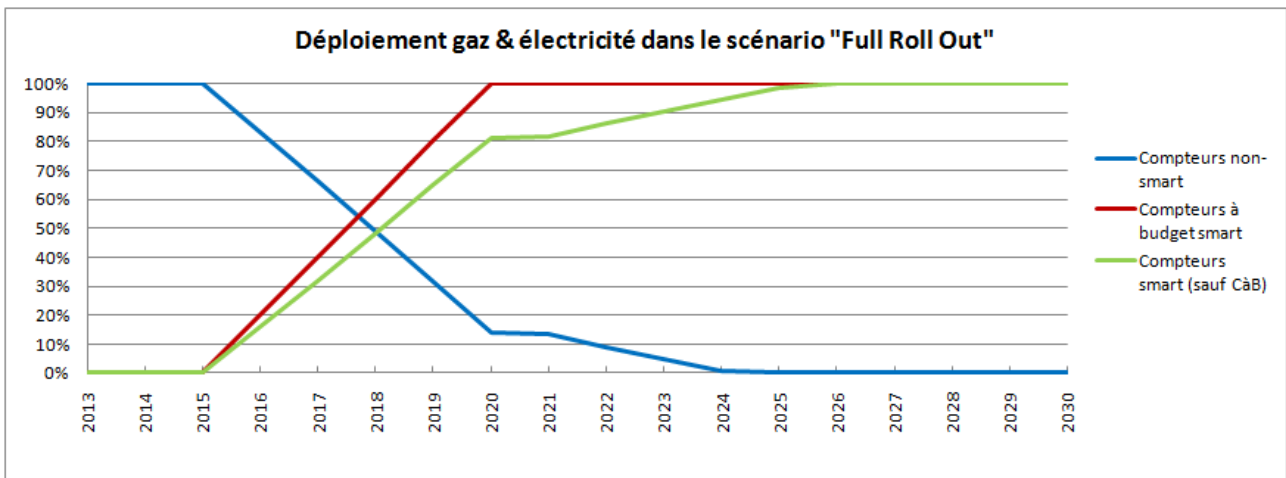
### 3.3.2 Analyse coûts / bénéfices



Comme vous le constatez dans les graphiques ci-avant, les résultats de l'évaluation économique pour les deux scénarii varient fortement de - 186 millions d'euros pour le Full Roll Out comparé à + 584 millions d'euros pour le Smart Meter Friendly.

### 3.4 Analyse détaillée du scénario Full Roll Out

#### 3.4.1 Vue consolidée



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 – 186 millions d'euros.

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

Scénario Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	262.595.799			12,8%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			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			0,0%
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%
<b>Total</b>	<b>2.046.518.066</b>	<b>-2.232.426.983</b>	<b>-185.908.916</b>	

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%).

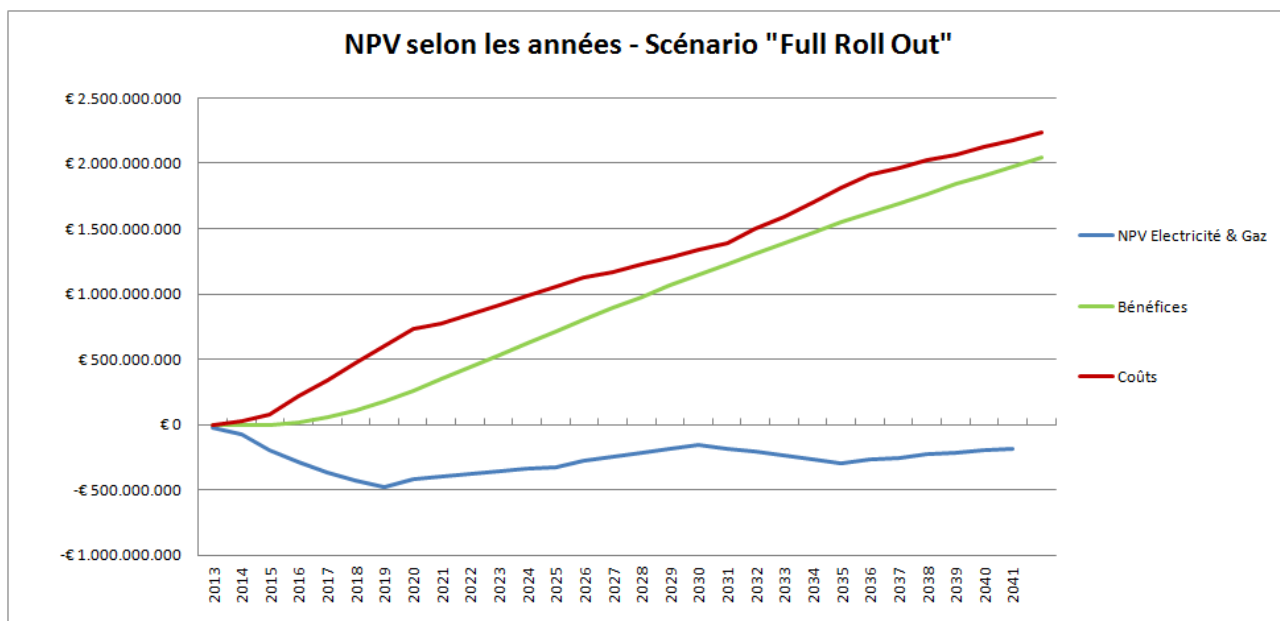
#### Total coûts électricité & gaz sur 30 ans

Scénario Full Roll Out	EUR	%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation	2,5	0,5%
Communication Déploiement	12,7	2,3%
IT	18,5	3,3%
Matériel	87,0	15,7%
Installation	206,2	37,3%
<b>Total coûts uniques</b>	<b>327,0</b>	<b>59,1%</b>
Maintenance planifiée et non planifiée	129,8	23,4%
IT Récurrent	39,2	7,1%
Gestion opérationnelle	16,8	3,0%
Transfert des données	40,9	7,4%
<b>Total coûts récurrents</b>	<b>226,7</b>	<b>40,9%</b>
<b>Total coûts E&amp;G par compteur sur 30 ans (Full Roll Out)</b>	<b>553,6</b>	<b>100%</b>

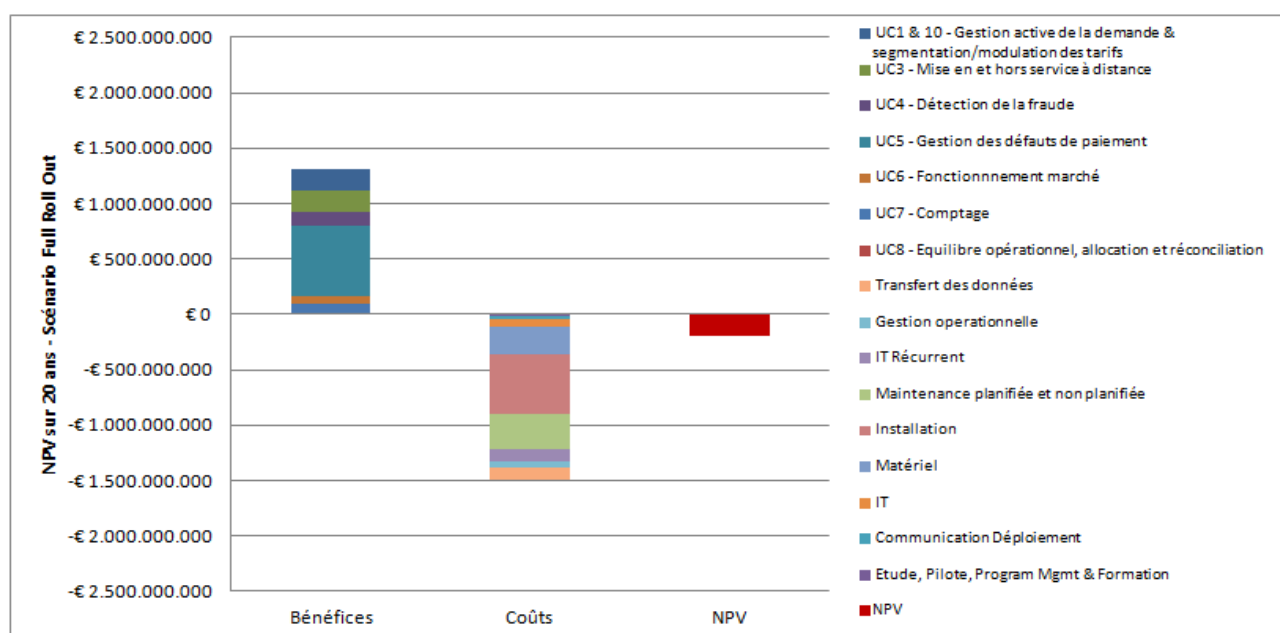
Les coûts ci-avant sont calculés en divisant la somme de tous les coûts pour la période par le nombre de compteurs installés.

### NPV selon les années

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.



**Scénario sur 20 ans**



Scénario Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	187.082.210			14,3%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	206.551.696			15,7%
UC4 - Détection de la fraude	115.218.885			8,8%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	643.427.106			49,1%
UC6 - Fonctionnement marché	70.261.759			5,4%
UC7 - Comptage	83.495.900			6,4%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	5.577.972			0,4%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-10.116.844		0,7%
Communication Déploiement		-34.242.422		2,3%
IT		-74.572.503		5,0%
Matériel		-237.732.721		15,8%
Installation		-550.067.525		36,7%
Maintenance planifiée et non planifiée		-305.364.813		20,3%
IT Récurrent		-118.430.253		7,9%
Gestion operationnelle		-47.542.132		3,2%
Transfert des données		-122.514.751		8,2%
<b>Total</b>	<b>1.311.615.528</b>	<b>-1.500.583.965</b>	<b>-188.968.437</b>	

Le résultat (NPV) diffère peu et est légèrement plus négatif en faisant l'évaluation sur une période limitée à 20 ans.

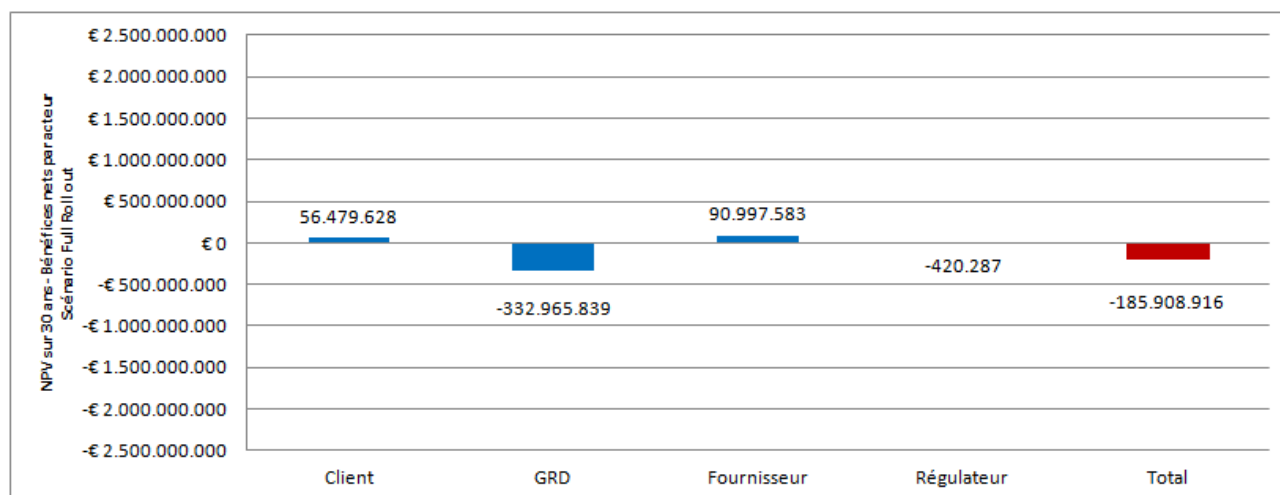
### 3.4.2 Analyse par acteur

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.

Acteurs - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	Net
Client	56.479.628	0	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	0	-420.287	-420.287
<b>Total</b>	<b>2.046.518.066</b>	<b>-2.232.426.983</b>	<b>-185.908.916</b>

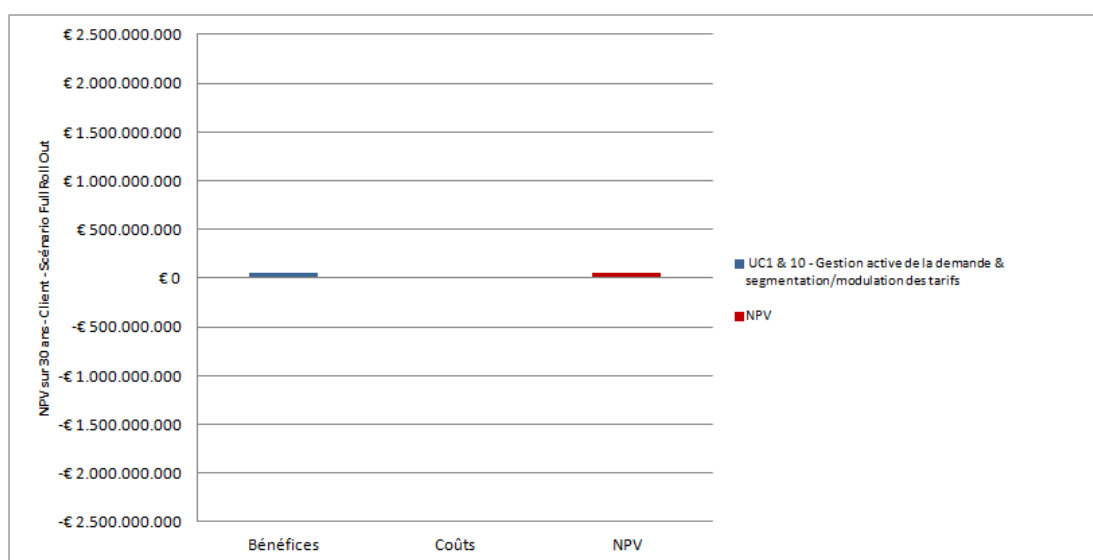


### 3.4.2.1 Le Client

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 incidences sociales et environnementales.



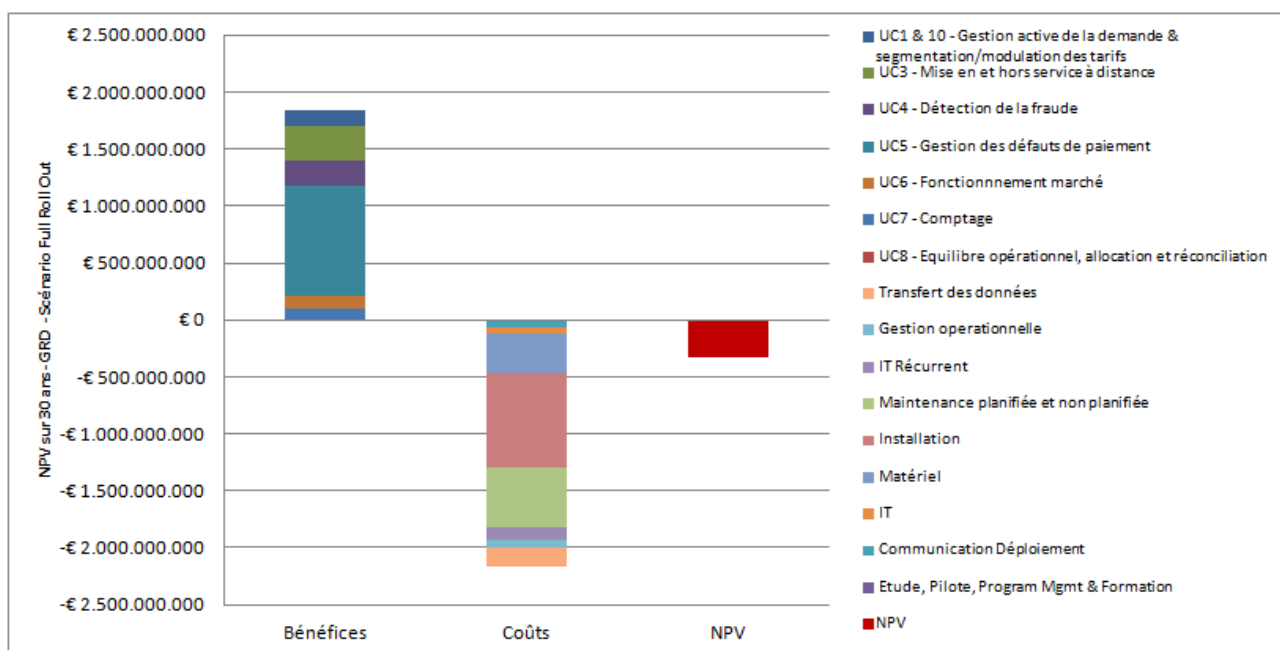
Client - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	56.479.628			100,0%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	0			0,0%
UC4 - Détection de la fraude	0			0,0%
UC5 - Gestion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



### 3.4.2.2 Le Gestionnaire du Réseau de Distribution

Le gestionnaire de réseau de distribution est l'acteur de marché qui supporte la majorité des coûts et bénéfices 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 montants à investir sont de l'ordre de 2,2 milliards d'euros, 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.



Dans le scenario Full Roll Out, le total des bénéfices pour le gestionnaire de réseau s'élève à 1,8 milliards d'euros et le total des coûts à 2,2 milliards d'euros pour résulter sur une valeur actuelle nette négative de – 332 millions d'euros.

Dans le but de comparer les deux scenarii nous avons calculé le rapport bénéfice / coût qui donne un ratio de 84,6%. Ce qui signifie que le bénéfice est inférieur à l'investissement d'environ 15%.

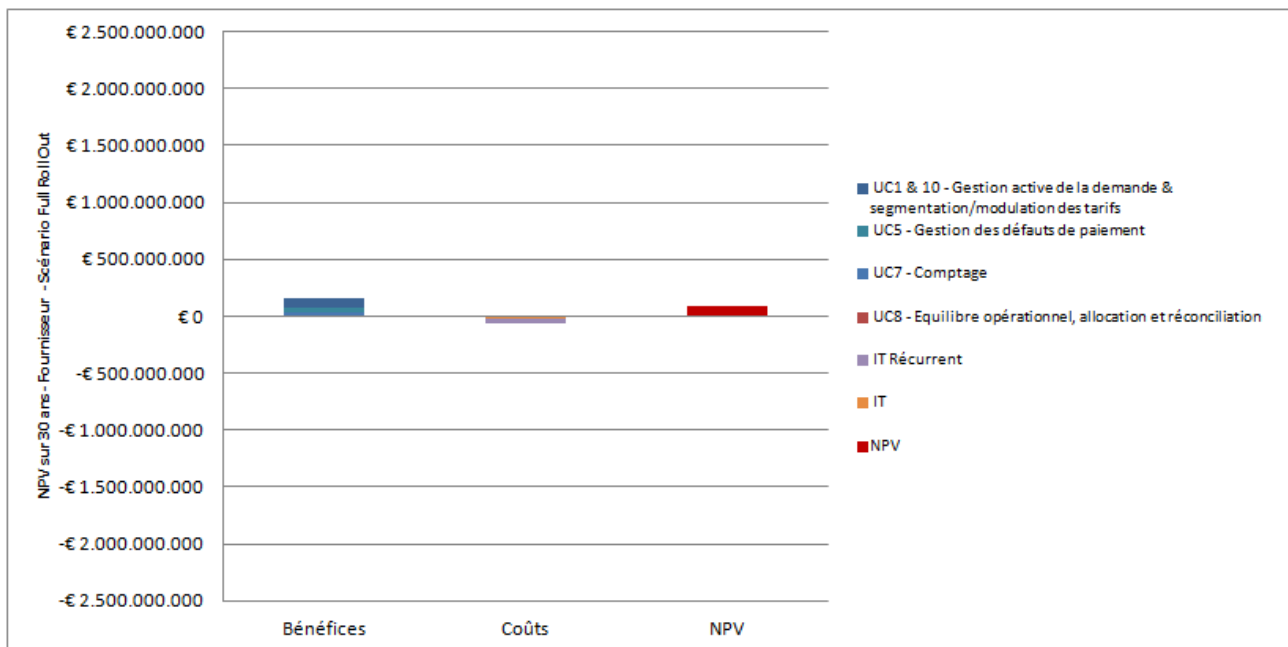
Cela est expliqué par le fait que, malgré les bénéfices importants générés pour certains segments clients, la totalité de la population ne bénéficiera pas de la mise en œuvre des compteurs intelligents.

GRD - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	129.459.977			7,1%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			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			0,0%
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%
<b>Total</b>	<b>1.836.197.917</b>	<b>-2.169.163.756</b>	<b>-332.965.839</b>	

### 3.4.2.3 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.



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 suivant récapitule les différents coûts et bénéfices.

Fournisseur - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	76.656.195			49,8%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	0			0,0%
UC4 - Détection de la fraude	0			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	37.499.650			24,4%
UC6 - Fonctionnement marché	0			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			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		0		0,0%
Communication Déploiement		0		0,0%
IT		-20.337.955		32,4%
Matériel		0		0,0%
Installation		0		0,0%
Maintenance planifiée et non planifiée		0		0,0%
IT Récurrent		-42.504.984		67,6%
Gestion opérationnelle		0		0,0%
Transfert des données		0		0,0%
<b>Total</b>	<b>153.840.522</b>	<b>-62.842.939</b>	<b>90.997.583</b>	

### 3.4.2.4 Le Régulateur

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

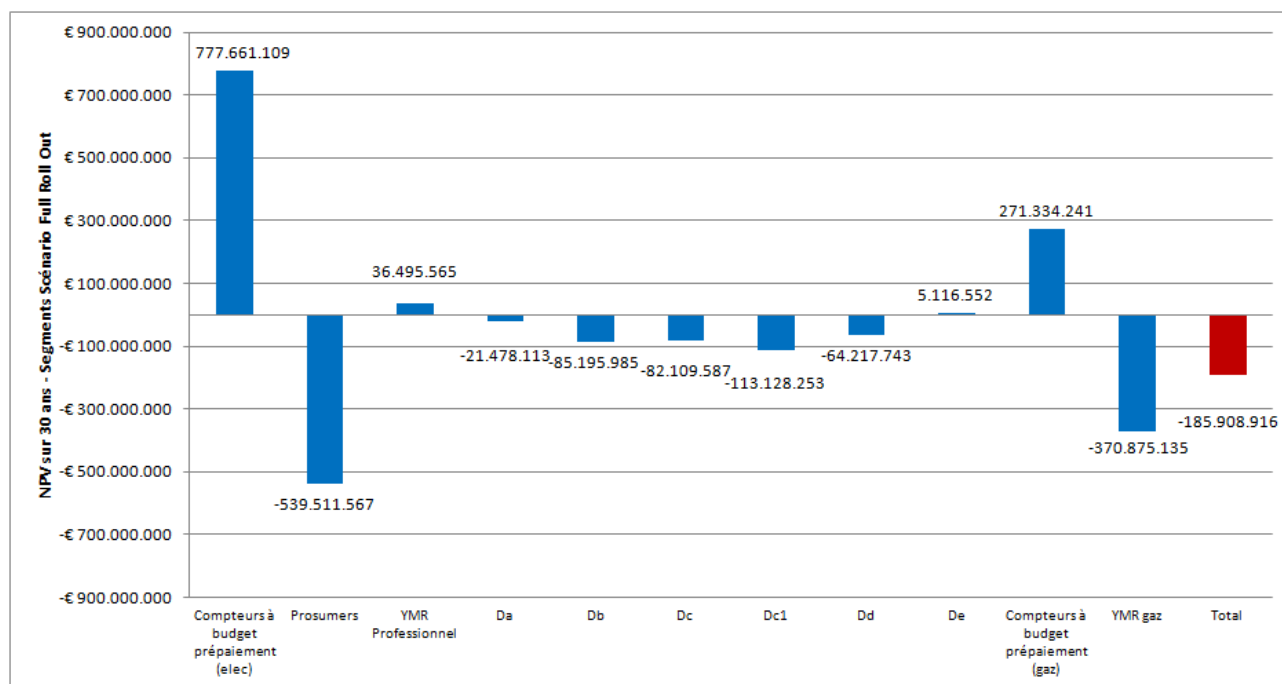
Dans la mesure où le régulateur ne retire aucun bénéfice du déploiement des compteurs intelligents, le résultat net est négatif en ce qui le concerne.

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

### 3.4.3 Analyse par segment

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

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.

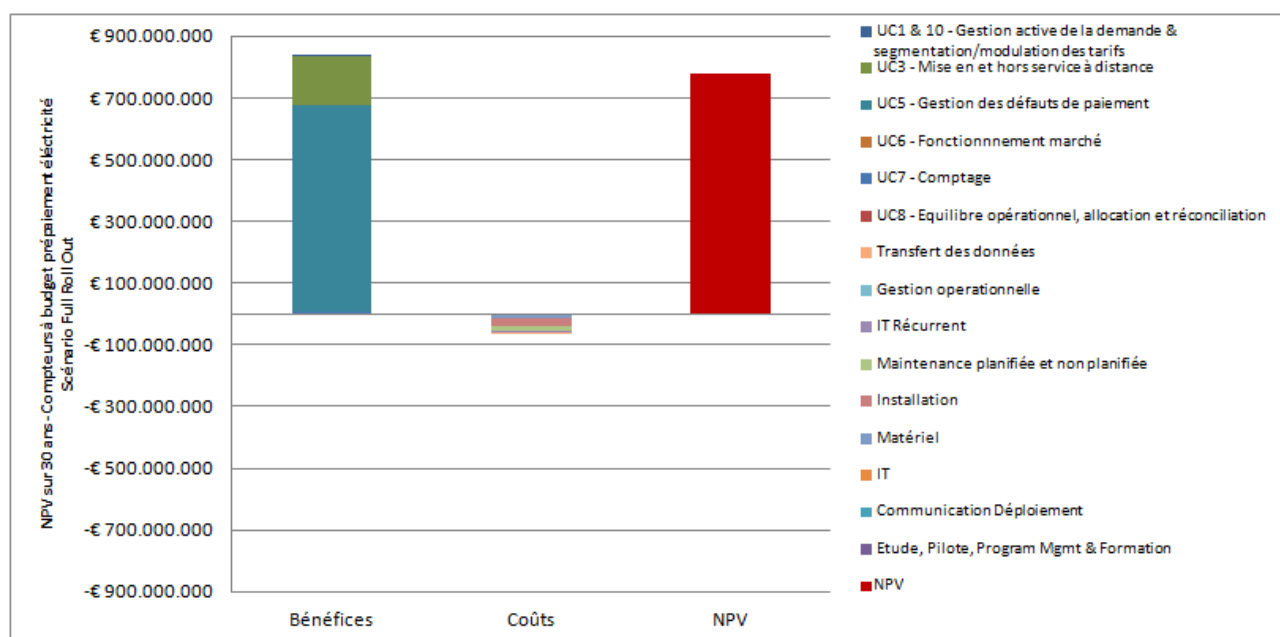


Comme l'illustre la figure ci-dessus, les segments qui engendrent plus de bénéfices que de coûts sont les clients en défaut de paiement, tant en gaz qu'en électricité, et dans une moindre mesure les clients professionnels électricité.

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.

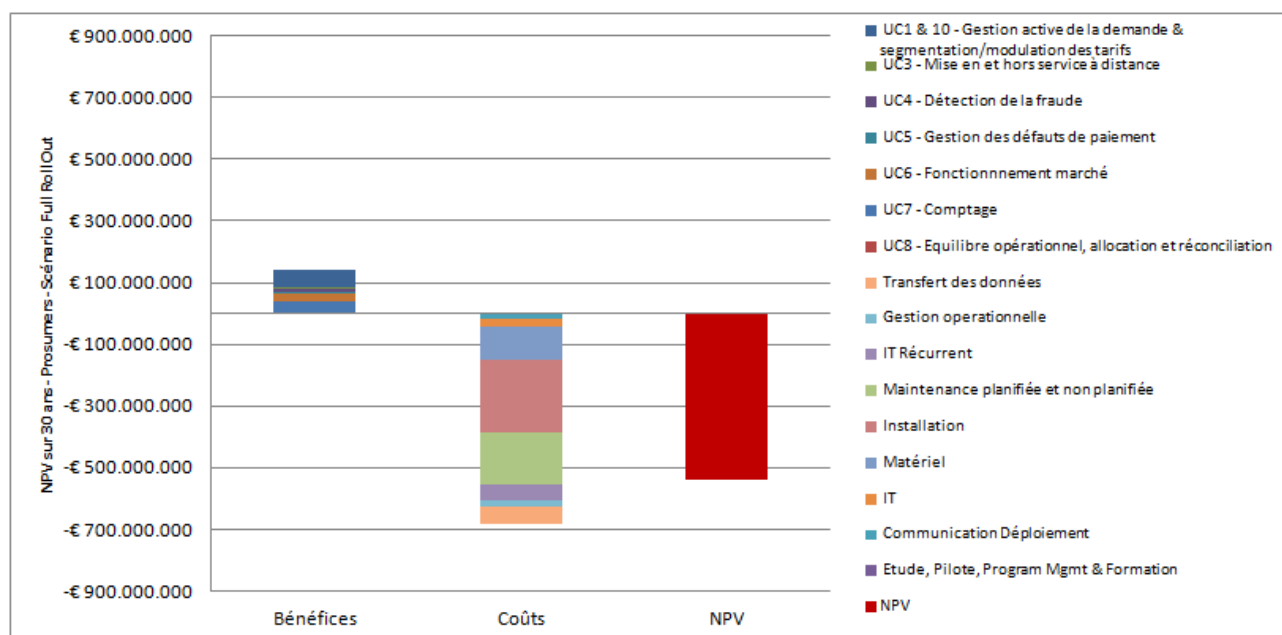
Segments - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV
Compteurs à budget prépaiement (elec)	842.663.101	-65.001.993	777.661.109
Prosumers	141.292.672	-680.804.239	-539.511.567
YMR Professionnel	201.588.648	-165.093.082	36.495.565
Da	12.486.511	-33.964.623	-21.478.113
Db	58.315.227	-143.511.212	-85.195.985
Dc	136.361.301	-218.470.887	-82.109.587
Dc1	130.686.244	-243.814.498	-113.128.253
Dd	119.871.258	-184.089.001	-64.217.743
De	21.399.815	-16.283.263	5.116.552
Compteurs à budget prépaiement (gaz)	299.462.601	-28.128.360	271.334.241
YMR gaz	82.390.689	-453.265.824	-370.875.135
<b>Total</b>	<b>2.046.518.066</b>	<b>-2.232.426.983</b>	<b>-185.908.916</b>

### 3.4.3.1 Compteurs à budget prépaiement – électricité



Compteurs à budget prépaiement électricité - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	8.583.027			1,0%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	158.047.363			18,8%
UC4 - Détection de la fraude	0			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	668.294.970			79,3%
UC6 - Fonctionnement marché	3.317.161			0,4%
UC7 - Comptage	4.197.875			0,5%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	222.706			0,0%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-287.397		0,4%
Communication Déploiement		-1.458.465		2,2%
IT		-2.118.442		3,3%
Matériel		-10.379.619		16,0%
Installation		-24.792.621		38,1%
Maintenance planifiée et non planifiée		-14.865.163		22,9%
IT Récurrent		-4.491.802		6,9%
Gestion opérationnelle		-1.928.585		3,0%
Transfert des données		-4.679.899		7,2%
<b>Total</b>	<b>842.663.101</b>	<b>-65.001.993</b>	<b>777.661.109</b>	

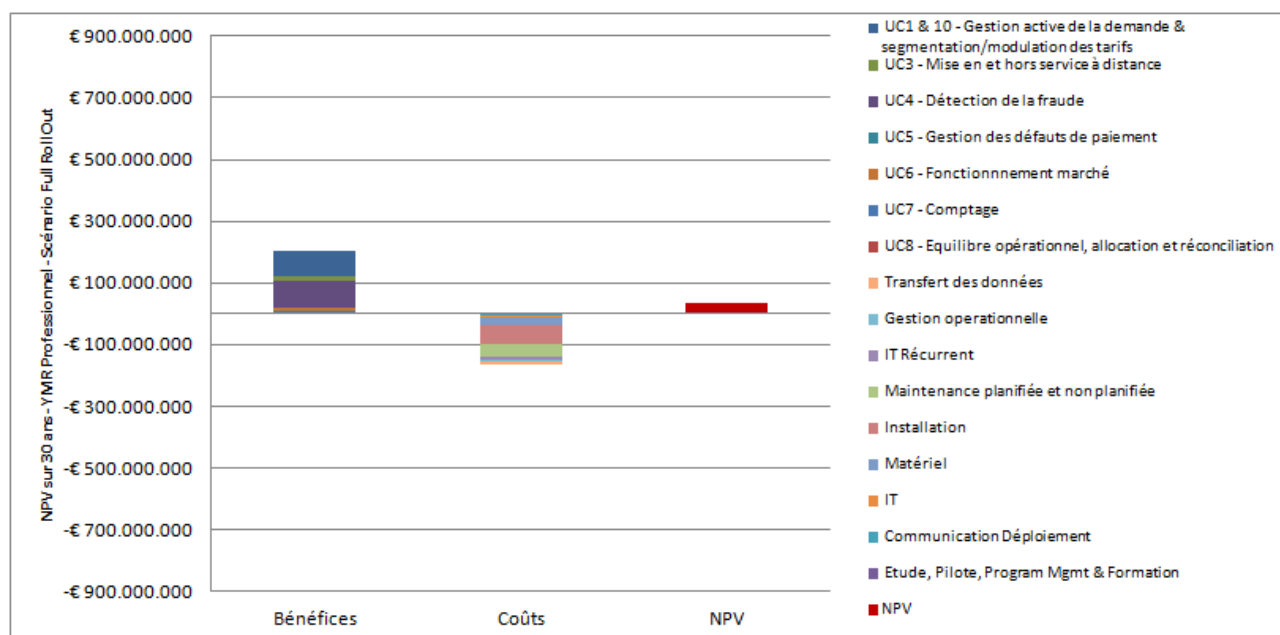
### 3.4.3.2 Prosumers



Prosumers - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	55.198.983			39,1%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	7.964.393			5,6%
UC4 - Détection de la fraude	8.016.274			5,7%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	4.289.651			3,0%
UC6 - Fonctionnement marché	27.473.158			19,4%
UC7 - Comptage	36.550.945			25,9%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	1.799.268			1,3%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-3.283.231		0,5%
Communication Déploiement		-16.661.519		2,4%
IT		-24.201.100		3,6%
Matériel		-105.341.224		15,5%
Installation		-234.687.630		34,5%
Maintenance planifiée et non planifiée		-169.819.761		24,9%
IT Récurrent		-51.314.390		7,5%
Gestion opérationnelle		-22.032.179		3,2%
Transfert des données		-53.463.206		7,9%
<b>Total</b>	<b>141.292.672</b>	<b>-680.804.239</b>	<b>-539.511.567</b>	

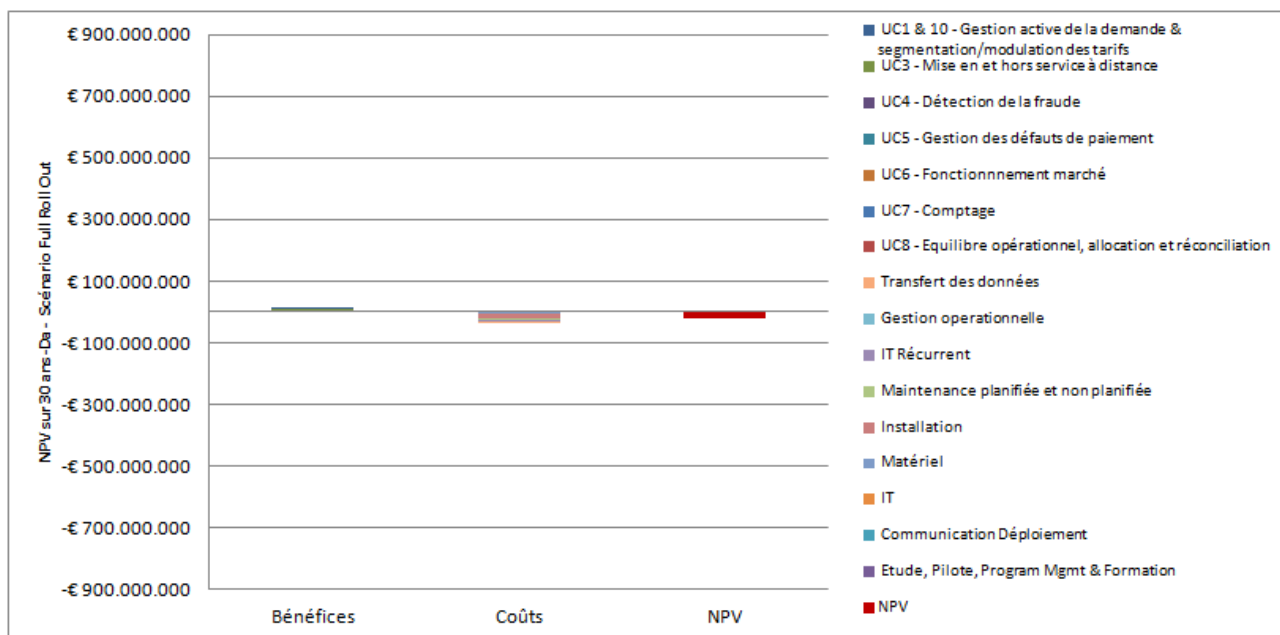


### 3.4.3.3 YMR Professionnel – électricité



YMR Professionnel - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	77.629.455			38,5%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	16.929.901			8,4%
UC4 - Détection de la fraude	86.614.810			43,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	1.219.228			0,6%
UC6 - Fonctionnement marché	8.211.597			4,1%
UC7 - Comptage	10.433.412			5,2%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	550.244			0,3%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-727.824		0,4%
Communication Déploiement		-3.693.514		2,2%
IT		-5.364.883		3,2%
Matériel		-27.632.469		16,7%
Installation		-61.917.757		37,5%
Maintenance planifiée et non planifiée		-37.645.529		22,8%
IT Récurrent		-11.375.339		6,9%
Gestion opérationnelle		-4.884.079		3,0%
Transfert des données		-11.851.687		7,2%
<b>Total</b>	<b>201.588.648</b>	<b>-165.093.082</b>	<b>36.495.565</b>	

3.4.3.4 Da

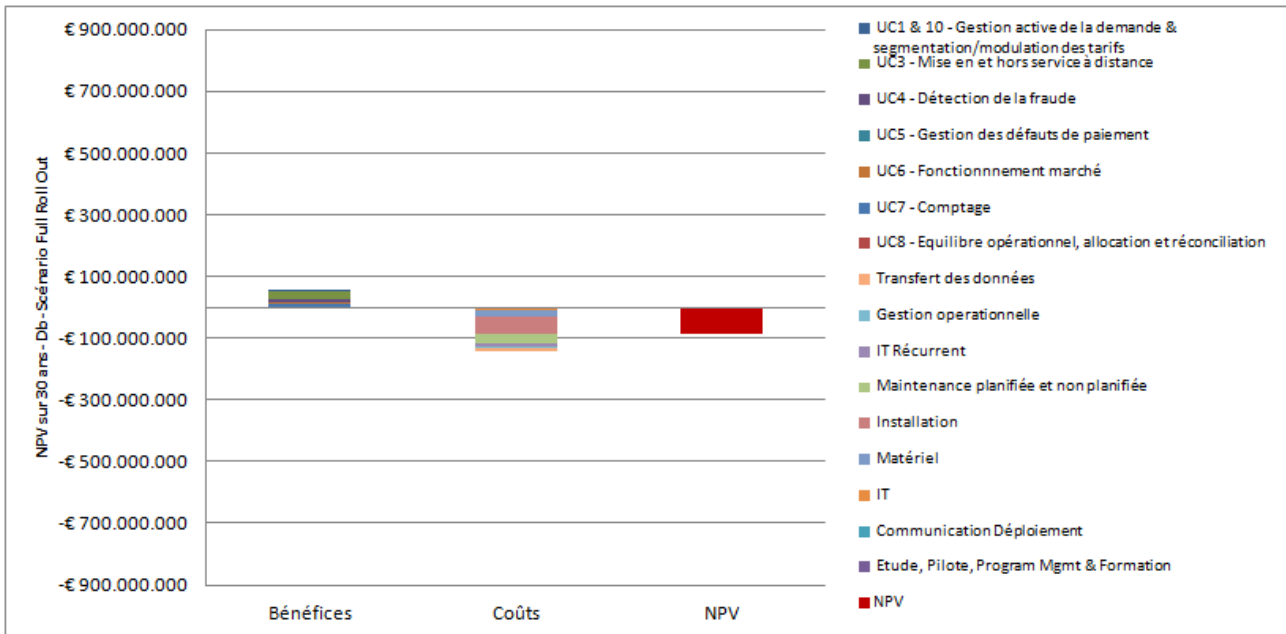


Da - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	536.709			4,3%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	6.583.218			52,7%
UC4 - Détection de la fraude	1.097.986			8,8%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	253.043			2,0%
UC6 - Fonctionnement marché	1.730.537			13,9%
UC7 - Comptage	2.168.295			17,4%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	116.724			0,9%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-147.768		0,4%
Communication Déploiement		-749.882		2,2%
IT		-1.089.215		3,2%
Matériel		-5.480.819		16,1%
Installation		-13.146.578		38,7%
Maintenance planifiée et non planifiée		-7.643.053		22,5%
IT Récurrent		-2.309.499		6,8%
Gestion opérationnelle		-991.599		2,9%
Transfert des données		-2.406.211		7,1%
<b>Total</b>	<b>12.486.511</b>	<b>-33.964.623</b>	<b>-21.478.113</b>	

Nous estimons que le segment Da ne bénéficiera pas pleinement des bénéfices liés aux UC 1 & 10 et, qu'au contraire, il sera amené à acheter l'électricité à un tarif moins favorable. Nous avons estimé ce 'bénéfice négatif' à 417.914 euros sur 30 ans, équivalent à 26% du bénéfice total pour les UC 1 & 10. Sans ce 'bénéfice négatif', le montant serait de 1.614.025 euros.

Bénéfice négative pour les clients Da en pourcentage du bénéfice total																														
Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Y21	Y22	Y23	Y24	Y25	Y26	Y27	Y28	Y29	Y30	Total
0%	0%	0%	22%	22%	22%	23%	23%	23%	24%	24%	25%	25%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	26%

3.4.3.5 Db



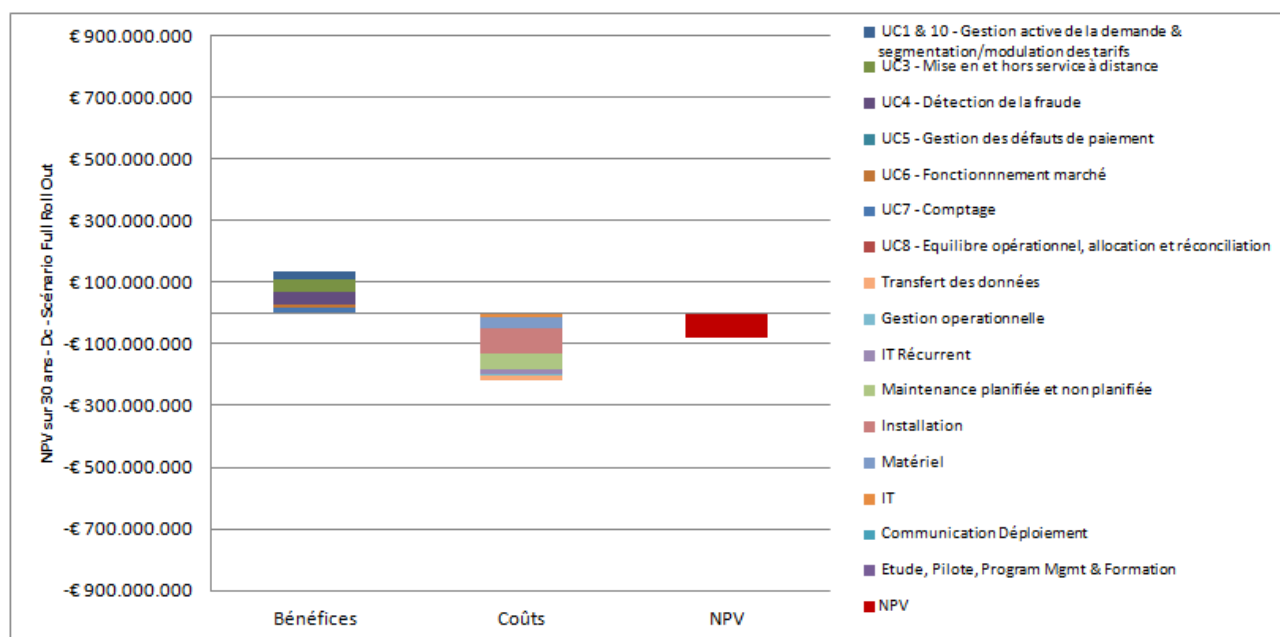
Db - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	4 487 074			7,7%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	27 191 172			46,6%
UC4 - Détection de la fraude	8 995 740			15,4%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	1 043 864			1,8%
UC6 - Fonctionnement marché	7 165 598			12,3%
UC7 - Comptage	8 947 700			15,3%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	484 079			0,8%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-623 594		0,4%
Communication Déploiement		-3 164 572		2,2%
IT		-4 596 587		3,2%
Matériel		-23 179 035		16,2%
Installation		-55 607 697		38,7%
Maintenance planifiée et non planifiée		-32 254 372		22,5%
IT Récurrent		-9 746 294		6,8%
Gestion opérationnelle		-4 184 637		2,9%
Transfert des données		-10 154 426		7,1%
<b>Total</b>	<b>58 315 227</b>	<b>-143 511 212</b>	<b>-85 195 985</b>	

Nous estimons que le segment Db ne bénéficiera pas pleinement des bénéfices liés aux UC 1 & 10 et, qu'au contraire, il sera amené à acheter l'électricité à un tarif moins favorable. Nous avons estimé ce 'bénéfice négatif' à 3.446.691 euros sur 30 ans, équivalent à 26% du bénéfice total pour les UC 1 & 10. Sans ce 'bénéfice négatif', le montant serait de 9.893.002 euros.

Bénéfice négatif pour les clients Db en pourcentage du bénéfice total

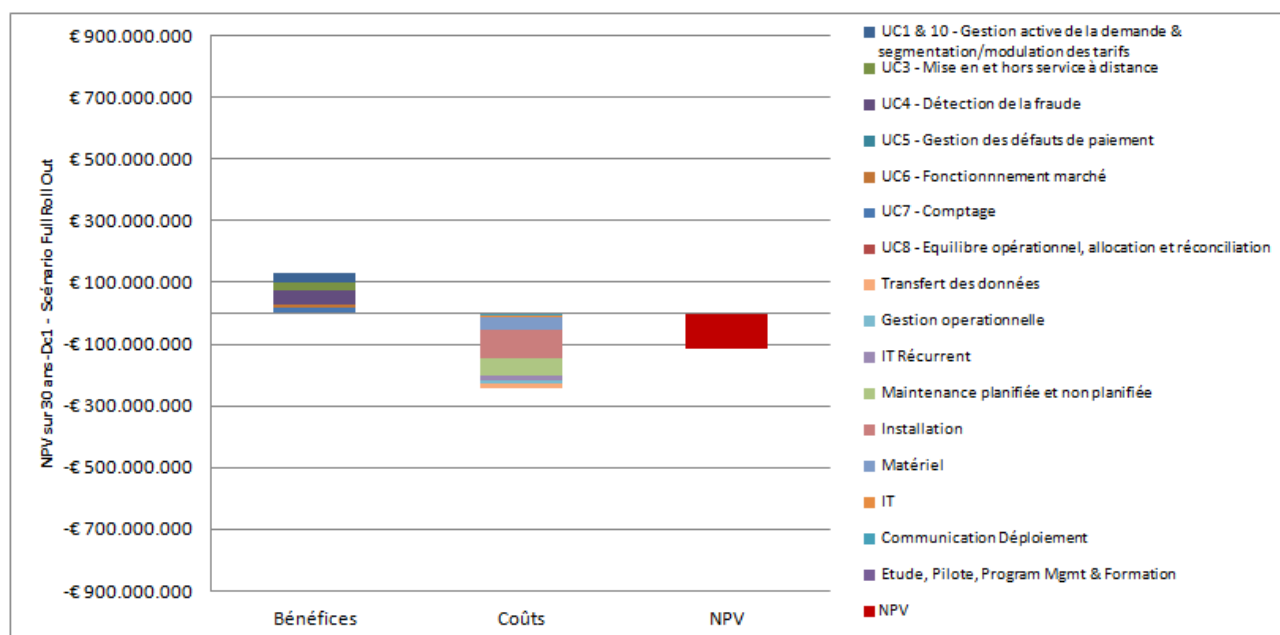
Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Y21	Y22	Y23	Y24	Y25	Y26	Y27	Y28	Y29	Y30	Total
0%	0%	0%	22%	22%	22%	23%	23%	23%	24%	24%	25%	25%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	26%

3.4.3.6 Dc



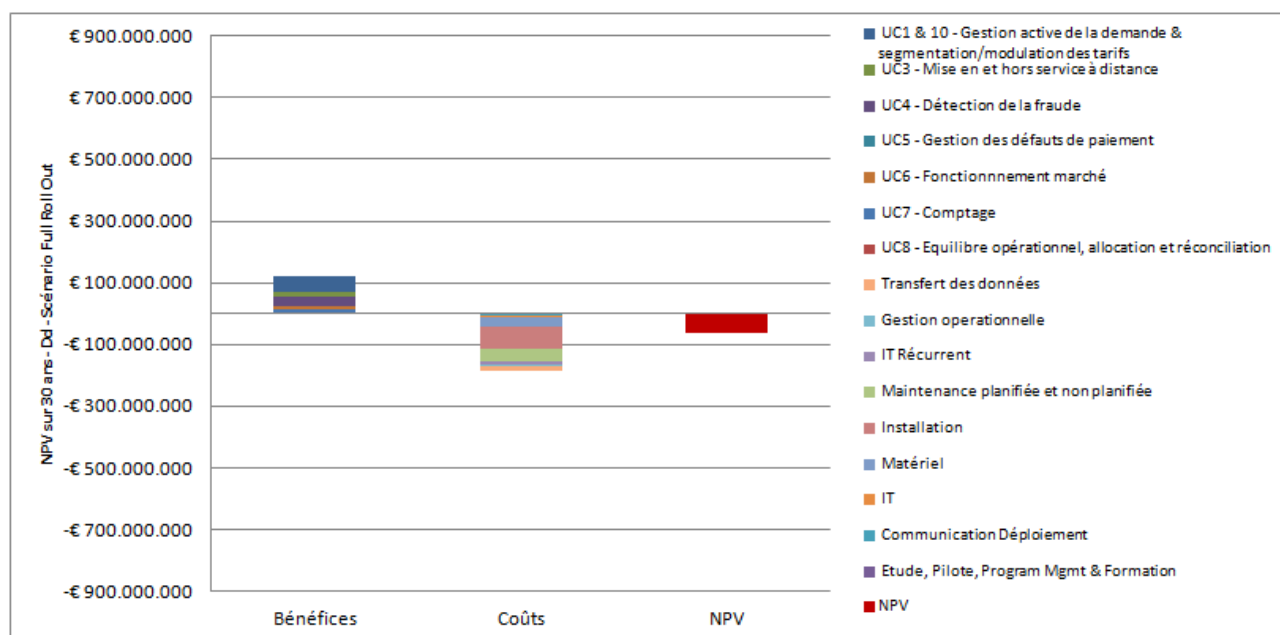
Dc - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	26.829.717			19,7%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	41.791.107			30,6%
UC4 - Détection de la fraude	40.632.273			29,8%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	1.605.003			1,2%
UC6 - Fonctionnement marché	11.004.076			8,1%
UC7 - Comptage	13.756.145			10,1%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	742.980			0,5%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-949.885		0,4%
Communication Déploiement		-4.820.414		2,2%
IT		-7.001.722		3,2%
Matériel		-35.259.347		16,1%
Installation		-84.620.374		38,7%
Maintenance planifiée et non planifiée		-49.131.272		22,5%
IT Récurrent		-14.845.983		6,8%
Gestion opérationnelle		-6.374.223		2,9%
Transfert des données		-15.467.666		7,1%
<b>Total</b>	<b>136.361.301</b>	<b>-218.470.887</b>	<b>-82.109.587</b>	

3.4.3.7 Dc1



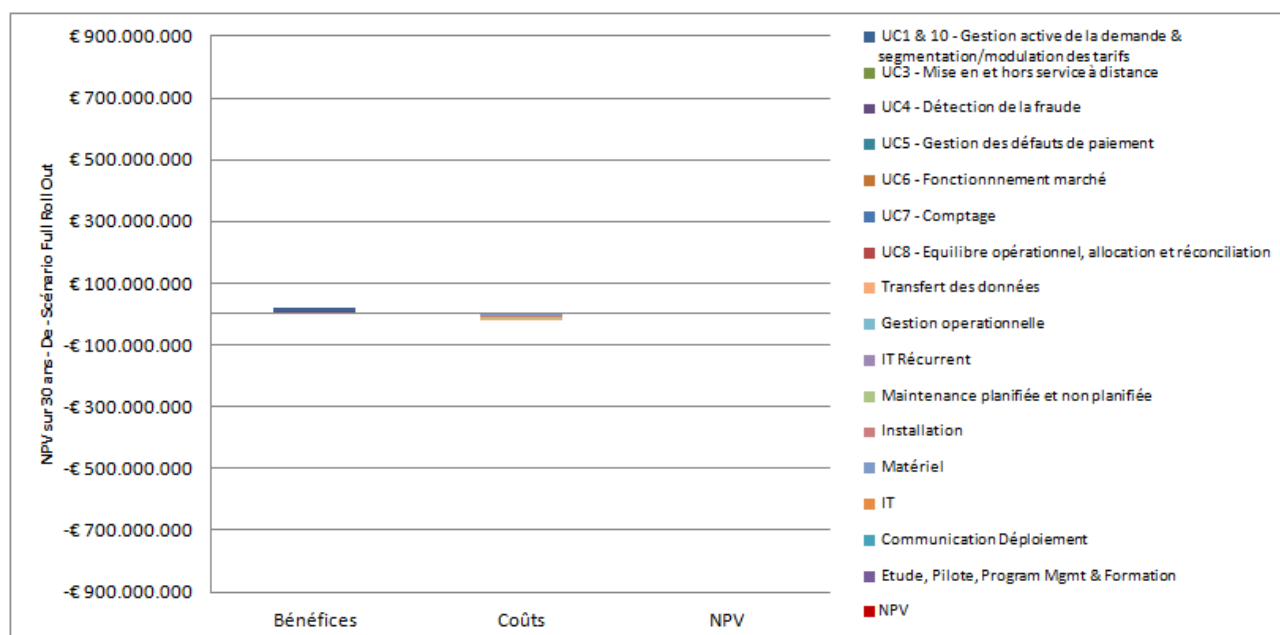
Dc1 - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	29.957.157			22,9%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	25.041.348			19,2%
UC4 - Détection de la fraude	45.409.429			34,7%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	1.792.790			1,4%
UC6 - Fonctionnement marché	12.290.256			9,4%
UC7 - Comptage	15.365.490			11,8%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	829.774			0,6%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-1.060.232		0,4%
Communication Déploiement		-5.380.392		2,2%
IT		-7.815.098		3,2%
Matériel		-39.342.076		16,1%
Installation		-94.428.119		38,7%
Maintenance planifiée et non planifiée		-54.838.753		22,5%
IT Récurrent		-16.570.611		6,8%
Gestion opérationnelle		-7.114.703		2,9%
Transfert des données		-17.264.514		7,1%
<b>Total</b>	<b>130.686.244</b>	<b>-243.814.498</b>	<b>-113.128.253</b>	

3.4.3.8 Dd



Dd - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	47.902.032			40,0%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	18.650.651			15,6%
UC4 - Détection de la fraude	30.766.337			25,7%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	1.335.124			1,1%
UC6 - Fonctionnement marché	9.155.600			7,6%
UC7 - Comptage	11.443.274			9,5%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	618.240			0,5%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-791.270		0,4%
Communication Déploiement		-4.015.481		2,2%
IT		-5.832.545		3,2%
Matériel		-31.439.406		17,1%
Installation		-70.521.594		38,3%
Maintenance planifiée et non planifiée		-40.927.127		22,2%
IT Récurrent		-12.366.939		6,7%
Gestion opérationnelle		-5.309.828		2,9%
Transfert des données		-12.884.811		7,0%
<b>Total</b>	<b>119.871.258</b>	<b>-184.089.001</b>	<b>-64.217.743</b>	

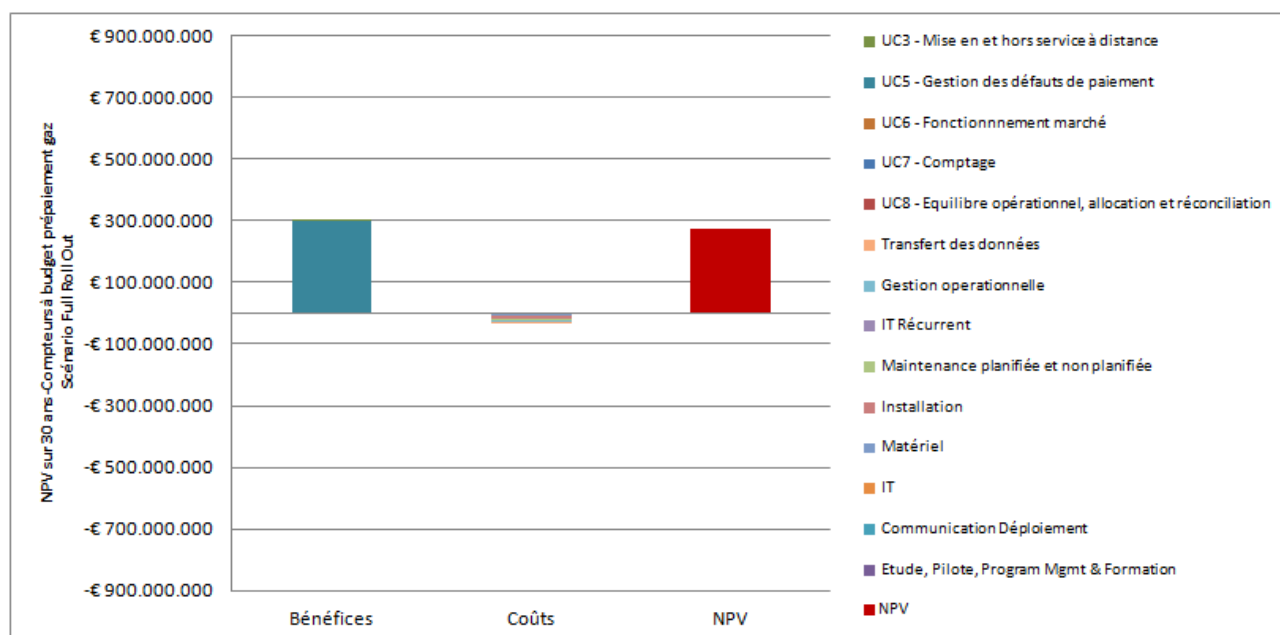
3.4.3.9 De



De - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	11.471.645			53,6%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	1.485.209			6,9%
UC4 - Détection de la fraude	6.640.798			31,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	105.541			0,5%
UC6 - Fonctionnement marché	739.833			3,5%
UC7 - Comptage	906.354			4,2%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	50.434			0,2%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-68.770		0,4%
Communication Déploiement		-348.990		2,1%
IT		-506.913		3,1%
Matériel		-2.895.286		17,8%
Installation		-6.250.139		38,4%
Maintenance planifiée et non planifiée		-3.557.023		21,8%
IT Récurrent		-1.074.825		6,6%
Gestion opérationnelle		-461.483		2,8%
Transfert des données		-1.119.834		6,9%
<b>Total</b>	<b>21.399.815</b>	<b>-16.283.263</b>	<b>5.116.552</b>	



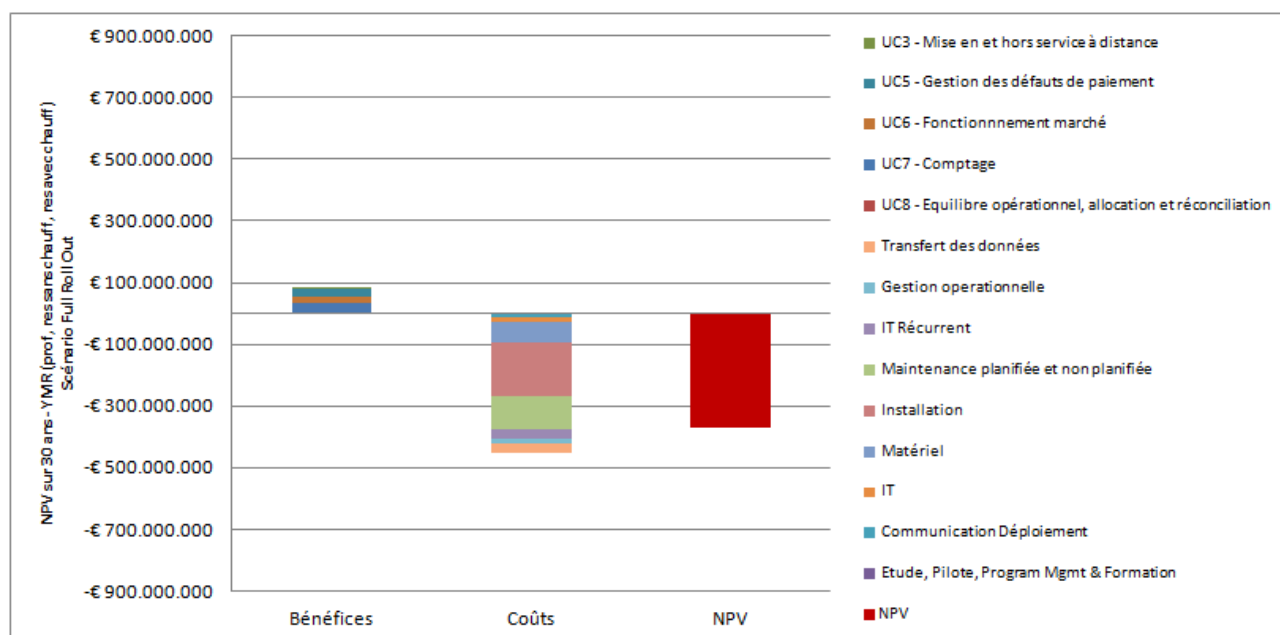
### 3.4.3.10 Compteur à budget prépaiement – gaz



Compteurs à budget prépaiement gaz - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	0			0,0%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	160.390			0,1%
UC4 - Détection de la fraude	0			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	295.831.683			98,8%
UC6 - Fonctionnement marché	1.459.379			0,5%
UC7 - Comptage	1.846.833			0,6%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	164.316			0,1%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-126.432		0,4%
Communication Déploiement		-641.608		2,3%
IT		-931.946		3,3%
Matériel		-4.098.422		14,6%
Installation		-10.907.221		38,8%
Maintenance planifiée et non planifiée		-6.539.488		23,2%
IT Récurrent		-1.976.035		7,0%
Gestion opérationnelle		-848.424		3,0%
Transfert des données		-2.058.783		7,3%
<b>Total</b>	<b>299.462.601</b>	<b>-28.128.360</b>	<b>271.334.241</b>	



3.4.3.11 YMR (professionnel, résidentiel sans chauffage, résidentiel avec chauffage) – gaz



YMR (prof, res sans chauff, res avec chauff) gaz - Full Roll Out	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	0			0,0%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	2 572 384			3,1%
UC4 - Détection de la fraude	0			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	24 215 857			29,4%
UC6 - Fonctionnement marché	23 318 288			28,3%
UC7 - Comptage	29 659 213			36,0%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	2 624 946			3,2%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-2.050.441		0,5%
Communication Déploiement		-10.405.438		2,3%
IT		-15.114.051		3,3%
Matériel		-65.712.420		14,5%
Installation		-174.732.632		38,5%
Maintenance planifiée et non planifiée		-106.055.702		23,4%
IT Récurrent		-32.046.822		7,1%
Gestion opérationnelle		-13.759.519		3,0%
Transfert des données		-33.388.799		7,4%
<b>Total</b>	<b>82.390.689</b>	<b>-453.265.824</b>	<b>-370.875.135</b>	

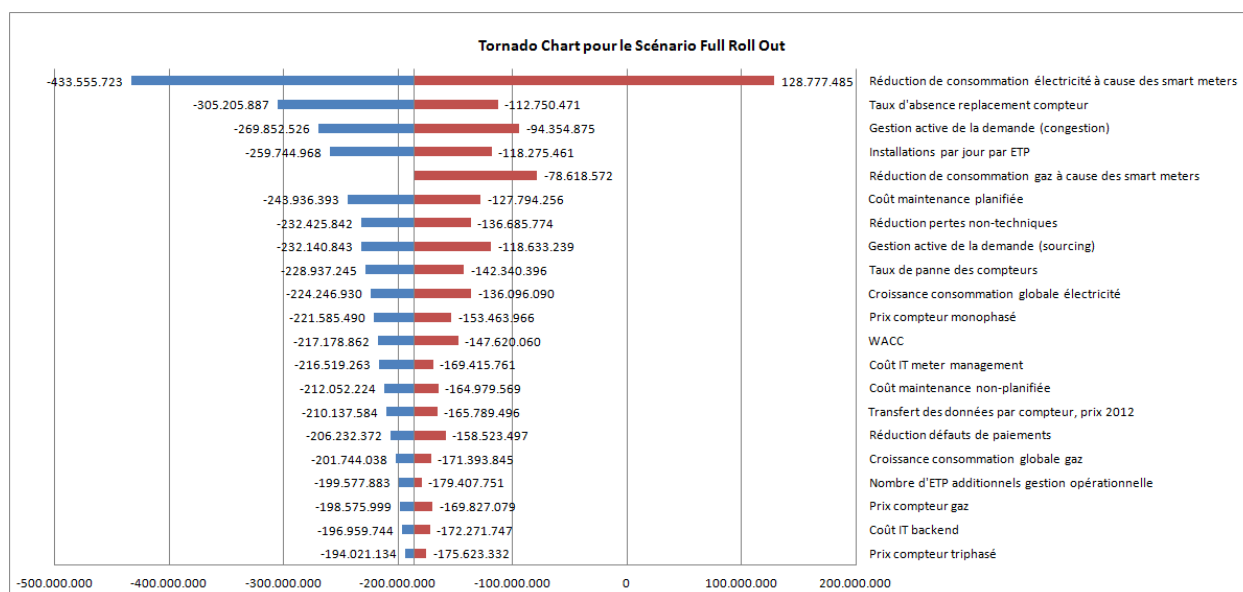
### 3.4.4 Analyse de sensibilité

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 à 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 €

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.



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 scenario Full Roll Out, le taux de réduction de consommation lié à la mise en œuvre de compteur intelligent, difficilement prévisible de manière précise, 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 scenario 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**

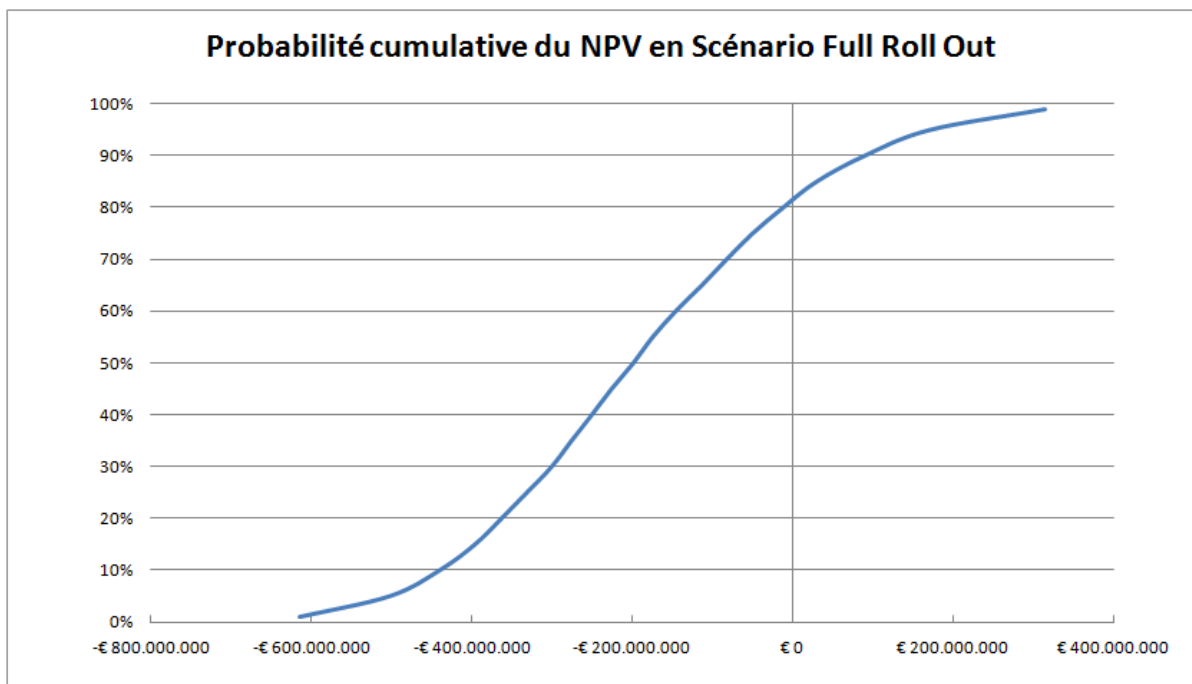
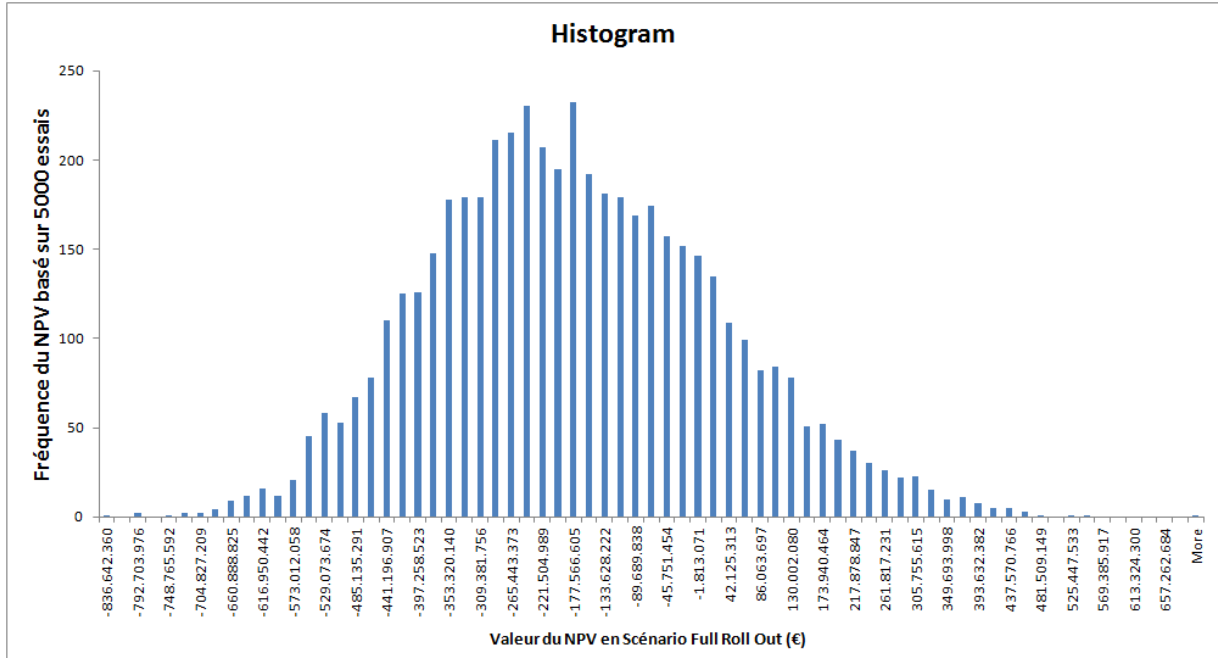
A l'exception d'un paramètre largement supérieur aux autres (voir explications ci-avant) en ce qui concerne l'impact, l'analyse de sensibilité montre que les autres paramètres sont distribués de manière cohérente, ce qui atteste de la robustesse et de la qualité de ce modèle.

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:

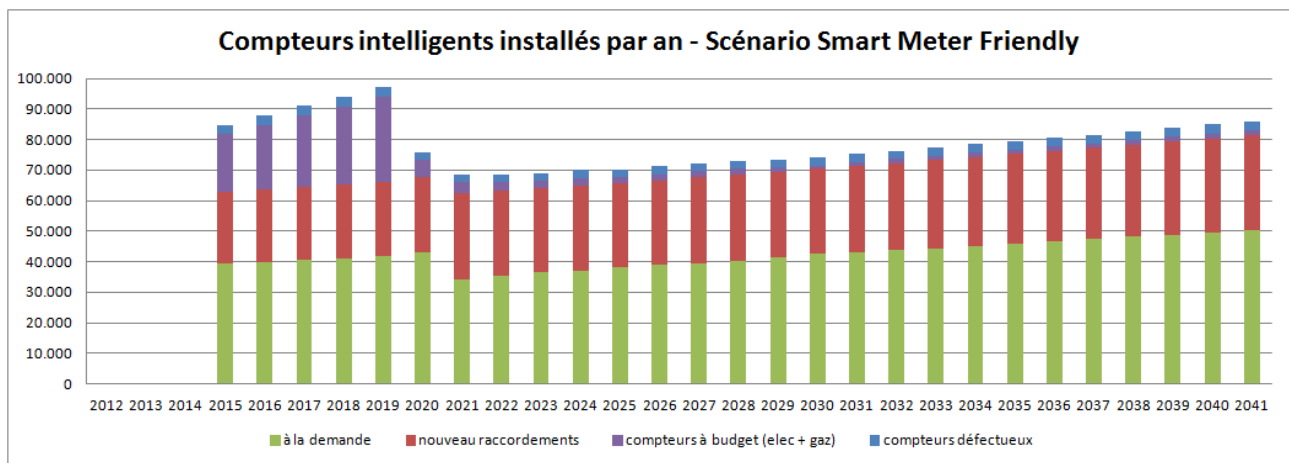
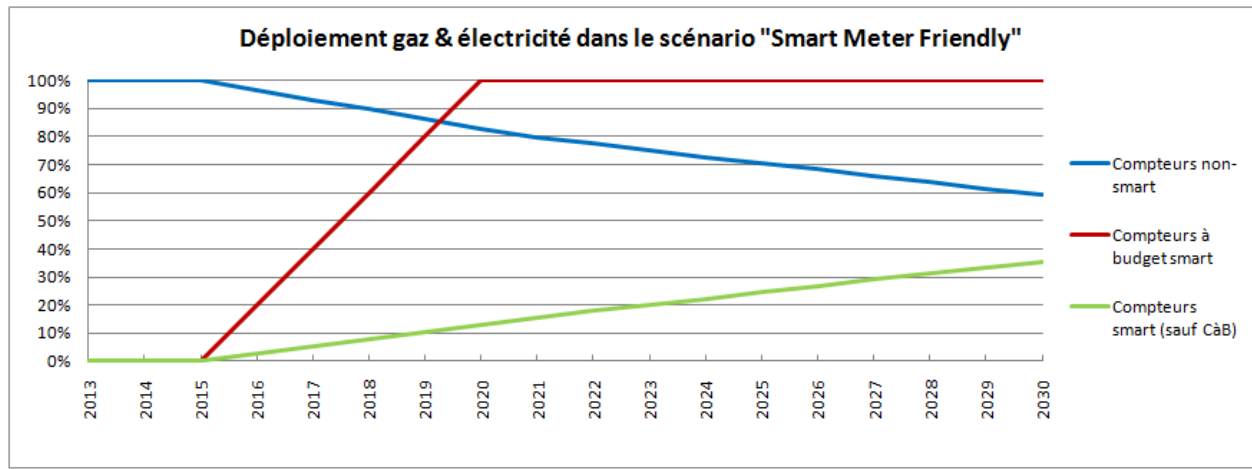
- Une capacité de placement, qui dépend de critères techniques et géographiques
- Un taux d'absence ou de refus de placement, qui dépend de l'acceptabilité sociétale des compteurs intelligents par les consommateurs

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.



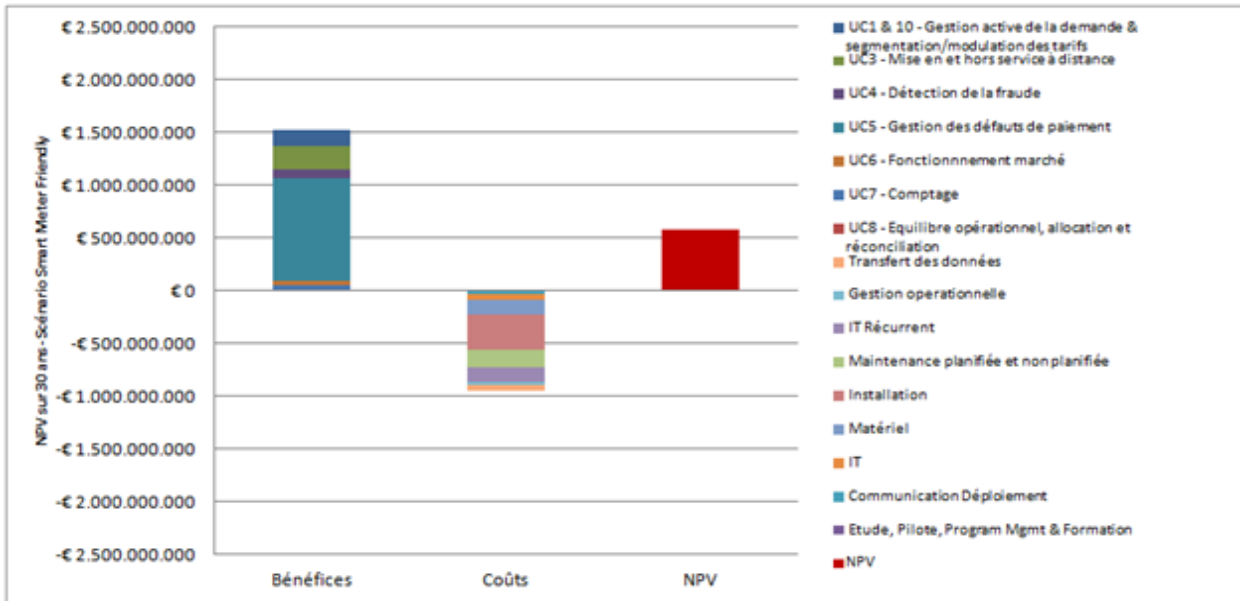
### 3.5 Analyse détaillée du scénario Smart Meter Friendly



Comme vous le constatez dans les graphiques ci-avant, le rythme d’installation des compteurs à budget est identique dans les deux scénarii alors que celui des compteurs intelligents diffère fortement.

Dans le scénario Full Roll Out, on atteint les objectifs Européens de 80% de compteurs intelligents installés en 2020 alors que dans le scénario Smart Meter Friendly, on estime qu’environ 15% de compteurs intelligents seront installés en 2020 pour atteindre environ 35% en 2030.

CWaPE – Etude coûts et bénéfices des compteurs intelligents



Sur base des éléments développés ci-avant, la valeur actuelle nette du scénario de déploiement Smart Meter Friendly, est positive et s'établit à + 584 millions d'euros.

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

Scénario Smart Meter Friendly	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			5,5%
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		-327.912.528		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%
<b>Total</b>	<b>1.531.964.506</b>	<b>-947.014.976</b>	<b>584.949.530</b>	

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 (64% des bénéfices), la mise en et hors service à distance (14%), la gestion active de la demande (11%) et la détection de la fraude (6%).

Le coût total du projet s'élève à 947 millions d'euros. Les postes de coût prépondérants sont ceux liés à l'installation (35% des coûts), à la maintenance (18%) et au matériel (15%).

Total coûts électricité & gaz sur 30 ans

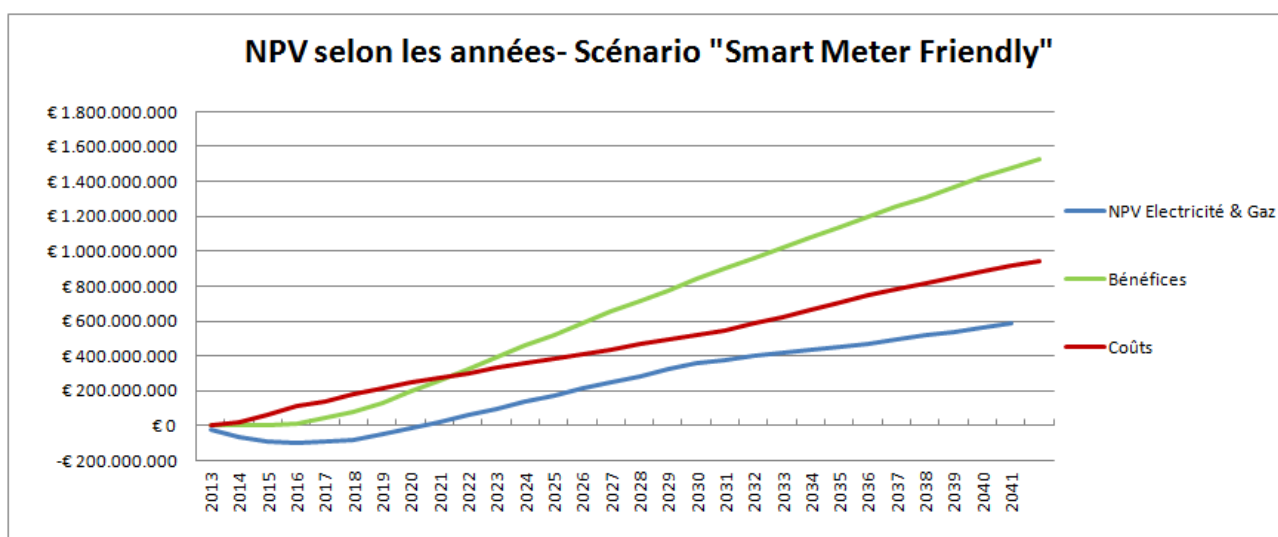
<b>Scénario Smart Meter Friendly</b>	<b>EUR</b>	<b>%</b>
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation	4,8	1,1%
Communication Déploiement	8,1	1,8%
IT	29,5	6,6%
Matériel	66,3	14,9%
Installation	154,1	34,6%
<b>Total coûts uniques</b>	<b>262,9</b>	<b>59,1%</b>
Maintenance planifiée et non planifiée	80,9	18,2%
IT Récurrent	61,5	13,8%
Gestion opérationnelle	15,0	3,4%
Transfert des données	24,8	5,6%
<b>Total coûts récurrents</b>	<b>182,2</b>	<b>40,9%</b>
<b>Total coûts E&amp;G par compteur sur 30 ans (Smart Meter Friendly)</b>	<b>445,1</b>	<b>100%</b>

Les coûts ci-avant sont calculés en divisant la somme des coûts pour la période par le nombre de compteurs installés.

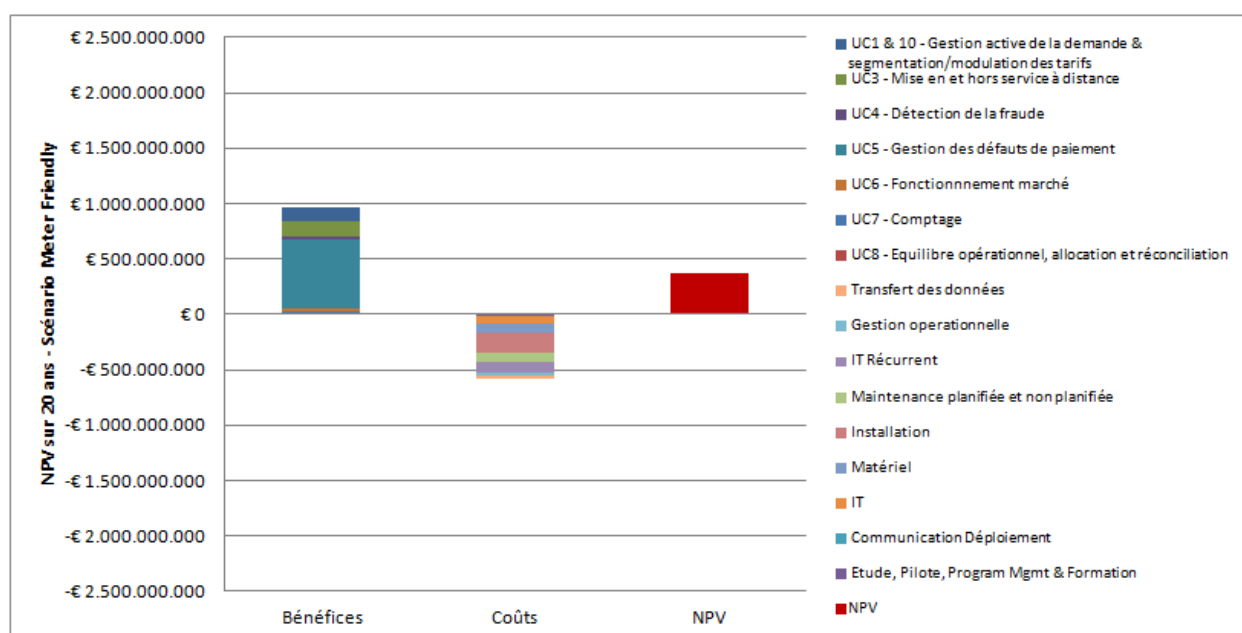


### NPV selon les années

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 nouveaux compteurs est 'à la demande', les bénéfices croient plus rapidement que les coûts. Cette évolution résulte sur un NPV très positif de + 584 millions d'euros sur la période considérée dans l'évaluation économique.



**Scénario sur 20 ans**



Scénario Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	117.176.328			12,2%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	137.273.193			14,3%
UC4 - Détection de la fraude	32.635.680			3,4%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	625.617.598			65,1%
UC6 - Fonctionnement marché	23.219.213			2,4%
UC7 - Comptage	23.923.692			2,5%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	1.894.973			0,2%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-10.116.844		1,7%
Communication Déploiement		-9.971.969		1,7%
IT		-62.821.685		10,7%
Matériel		-83.934.795		14,3%
Installation		-185.841.995		31,7%
Maintenance planifiée et non planifiée		-78.892.831		13,5%
IT Récurrent		-98.055.156		16,7%
Gestion opérationnelle		-22.372.768		3,8%
Transfert des données		-33.436.846		5,7%
<b>Total</b>	<b>961.740.678</b>	<b>-585.444.888</b>	<b>376.295.789</b>	

Le résultat (NPV) reste positif même en faisant l'évaluation sur une période limitée à 20 ans.

### 3.5.1 Analyse par acteur

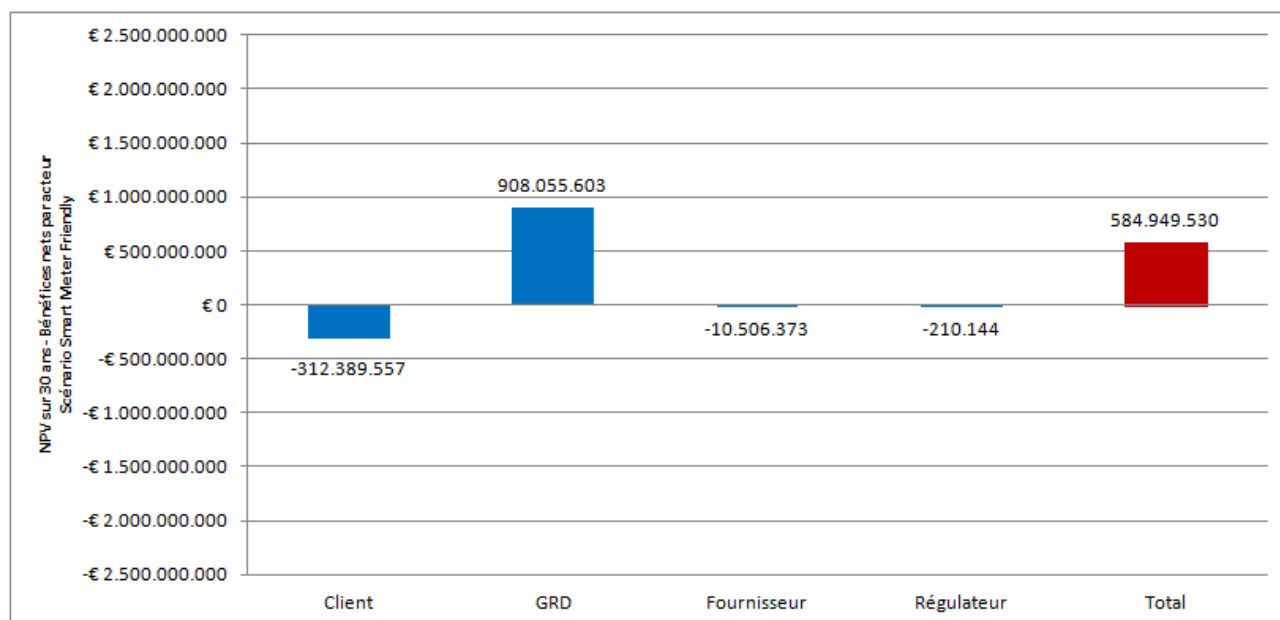
La valorisation du projet de déploiement est distinguée selon les acteurs qui supportent les coûts et ceux qui retirent les bénéfices du déploiement des compteurs intelligents.

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.

Dans le cas du scénario Smart Meter Friendly, le seul bénéficiaire est le gestionnaire de réseau de distribution.

Néanmoins, il est important de comprendre que les bénéfices potentiels du client sont relativement beaucoup moins importants que les coûts d'installation qui seront pris en compte par ces mêmes clients. Dans le cas où cette charge serait répartie entre plusieurs acteurs, le client pourrait voir son bénéfice augmenter. L'évaluation économique n'a pas considéré cette alternative et a considéré une prise en charge des coûts d'installation par le client uniquement.

Acteurs - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV
Client	7.666.174	-320.055.731	-312.389.557
GRD	1.471.961.766	-563.906.163	908.055.603
Fournisseur	52.336.566	-62.842.939	-10.506.373
Régulateur	0	-210.144	-210.144
<b>Total</b>	<b>1.531.964.506</b>	<b>-947.014.976</b>	<b>584.949.530</b>



### 3.5.1.1 Le Client

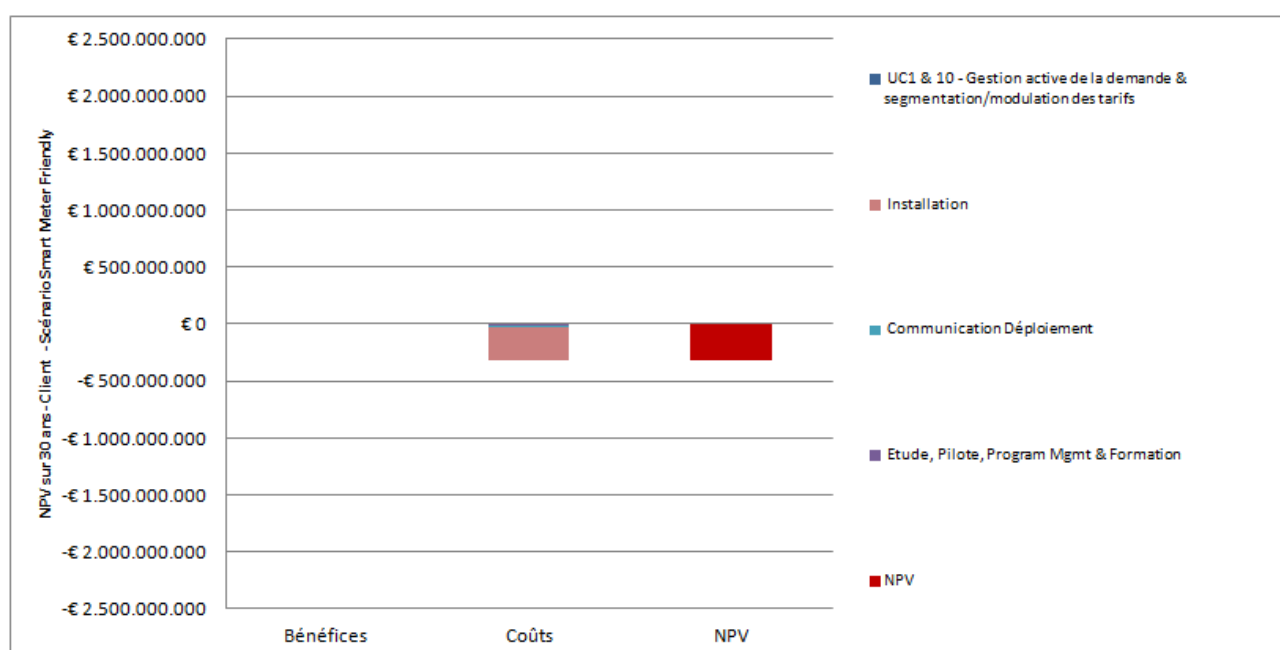
Le seul poste présentant un bénéfice pour le client concerne la gestion active de la demande. En effet, le déploiement à grande échelle des compteurs intelligents permettrait de valoriser de manière plus fine le changement de comportement des clients. Au lieu de ne disposer que d'un nombre limité de 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.

Vu que le scénario Smart Meter Friendly est basé sur une approche volontariste des clients, nous considérons que le changement de comportement sera généralisé par rapport au scénario Full Roll Out et attendons un impact positif plus fort sur la gestion active de la demande.

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 incidences sociales et environnementales.

Par contre, les coûts d'installation qui seront pris en compte par ces mêmes clients sont relativement beaucoup plus importants que les bénéfices potentiels. Dans le cas où cette charge serait répartie entre plusieurs acteurs, le client pourrait voir son bénéfice augmenter. L'évaluation économique n'a pas considéré cette alternative et a considéré une prise en charge des coûts d'installation par le client uniquement.



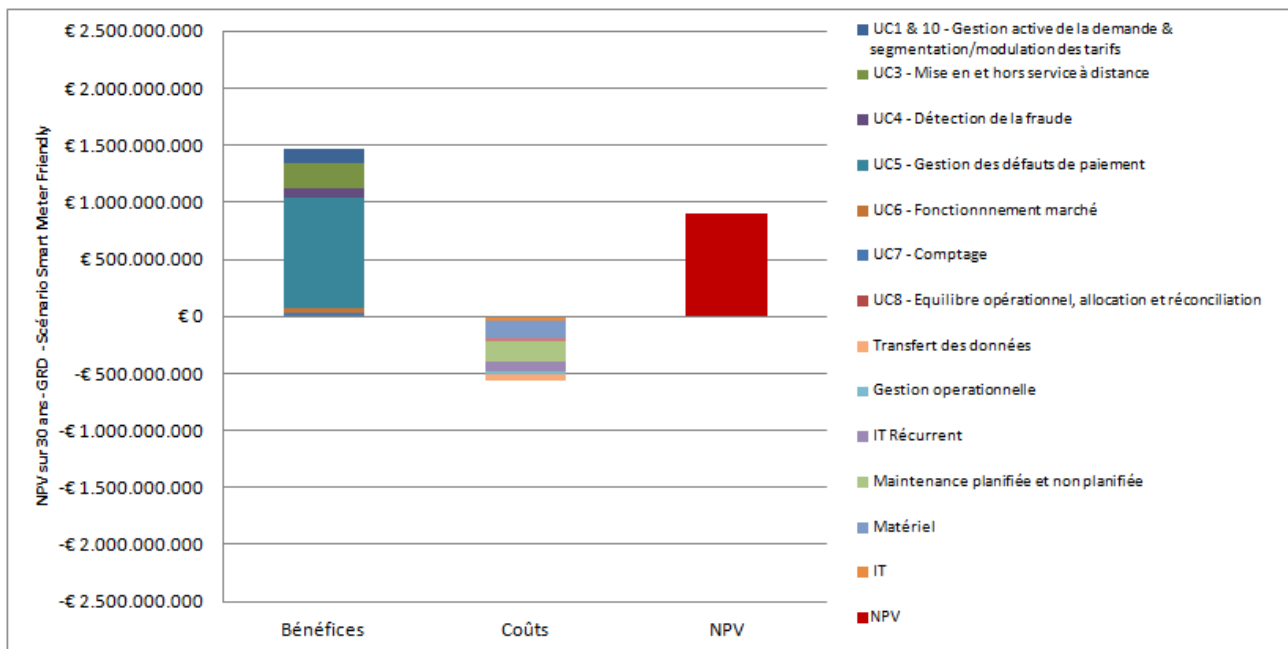
CWaPE – Etude coûts et bénéfices des compteurs intelligents

Client - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	7.666.174			100,0%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	0			0,0%
UC4 - Détection de la fraude	0			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	0			0,0%
UC6 - Fonctionnement marché	0			0,0%
UC7 - Comptage	0			0,0%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	0			0,0%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-9.118.236		2,8%
Communication Déploiement		-15.392.378		4,8%
IT		0		0,0%
Matériel		0		0,0%
Installation		-295.545.116		92,3%
Maintenance planifiée et non planifiée		0		0,0%
IT Récurrent		0		0,0%
Gestion opérationnelle		0		0,0%
Transfert des données		0		0,0%
<b>Total</b>	<b>7.666.174</b>	<b>-320.055.731</b>	<b>-312.389.557</b>	

### 3.5.1.2 Le Gestionnaire du Réseau de Distribution

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

- La valeur actualisée du projet de déploiement est positive pour le gestionnaire de réseau de distribution.
- Les montants à investir sont de l'ordre de 560 millions d'euros, 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.



Dans le scenario Smart Meter Friendly, le total des bénéfices pour le gestionnaire de réseau s'élève à 1,5 milliards d'euros et le total des coûts à 564 millions d'euros pour résulter sur une valeur actuelle nette positive de + 908 millions d'euros.

Dans le but de comparer les deux scenarii nous avons calculé le rapport bénéfice / coût qui donne un ratio de 260,9%. Cela signifie que le bénéfice sera environ 2,7 fois supérieur au coût.

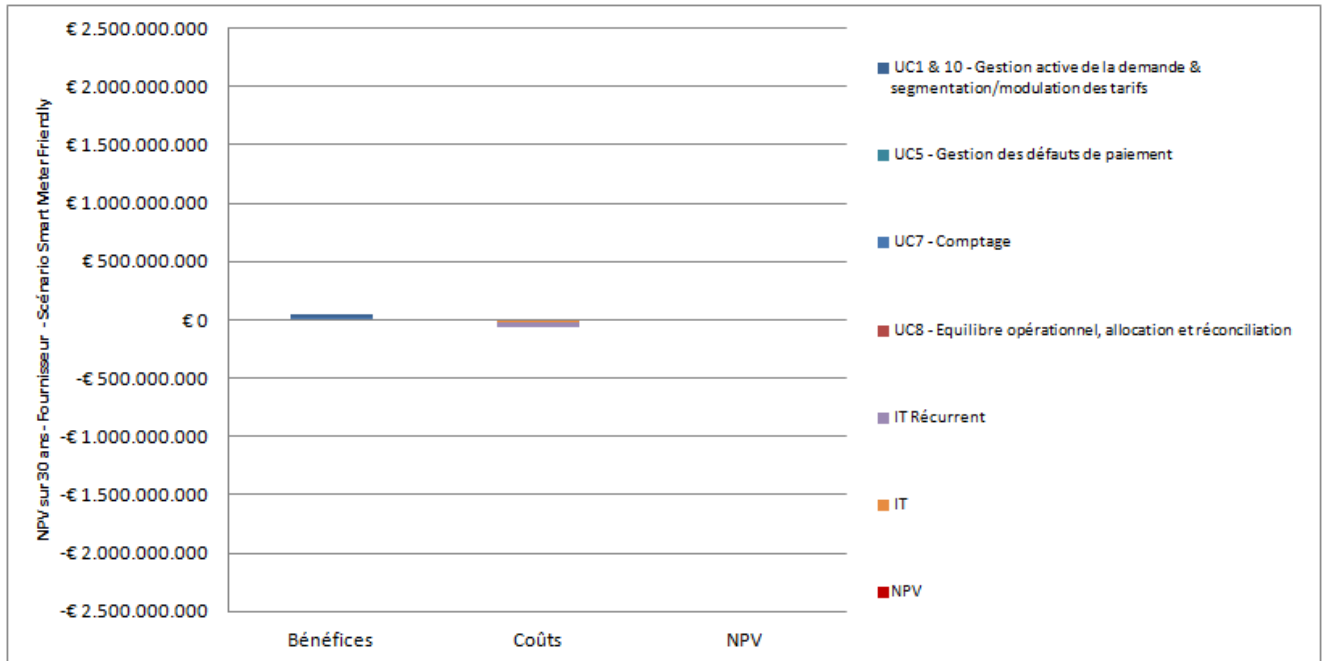
Cela est expliqué par le fait que, à l'exception des compteurs à budget, la majorité des compteurs intelligents sont placés 'à la demande' chez les clients volontaires. Ces mêmes clients étant par définition ceux qui vont rentabiliser les fonctionnalités des compteurs intelligents et qui vont engendrer les bénéfices les plus importants.

En comparaison le scenario Smart Meter Friendly au scenario Full Roll Out, les bénéfices créés sont inférieurs de 20% alors que les coûts sont inférieurs de 75%.

GRD - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	130.131.914			8,8%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	216.512.690			14,7%
UC4 - Détection de la fraude	84.494.827			5,7%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	962.487.204			65,4%
UC6 - Fonctionnement marché	41.333.370			2,8%
UC7 - Comptage	35.380.962			2,4%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	1.620.799			0,1%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-998.608		0,2%
Communication Déploiement		-1.685.737		0,3%
IT		-42.483.729		7,5%
Matériel		-141.173.196		25,0%
Installation		-32.367.412		5,7%
Maintenance planifiée et non planifiée		-172.053.171		30,5%
IT Récurrent		-88.410.366		15,7%
Gestion opérationnelle		-31.947.887		5,7%
Transfert des données		-52.786.057		9,4%
<b>Total</b>	<b>1.471.961.766</b>	<b>-563.906.163</b>	<b>908.055.603</b>	

### 3.5.1.3 Le Fournisseur

En ce qui concerne le fournisseur, la valeur actuelle nette du déploiement des compteurs intelligents présente un résultat négatif de - 10 millions d’euros.





Les bénéfices principaux sont issus des applications « Gestion active de la demande », « Comptage » et « Gestion des défauts de paiement » :

- 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.

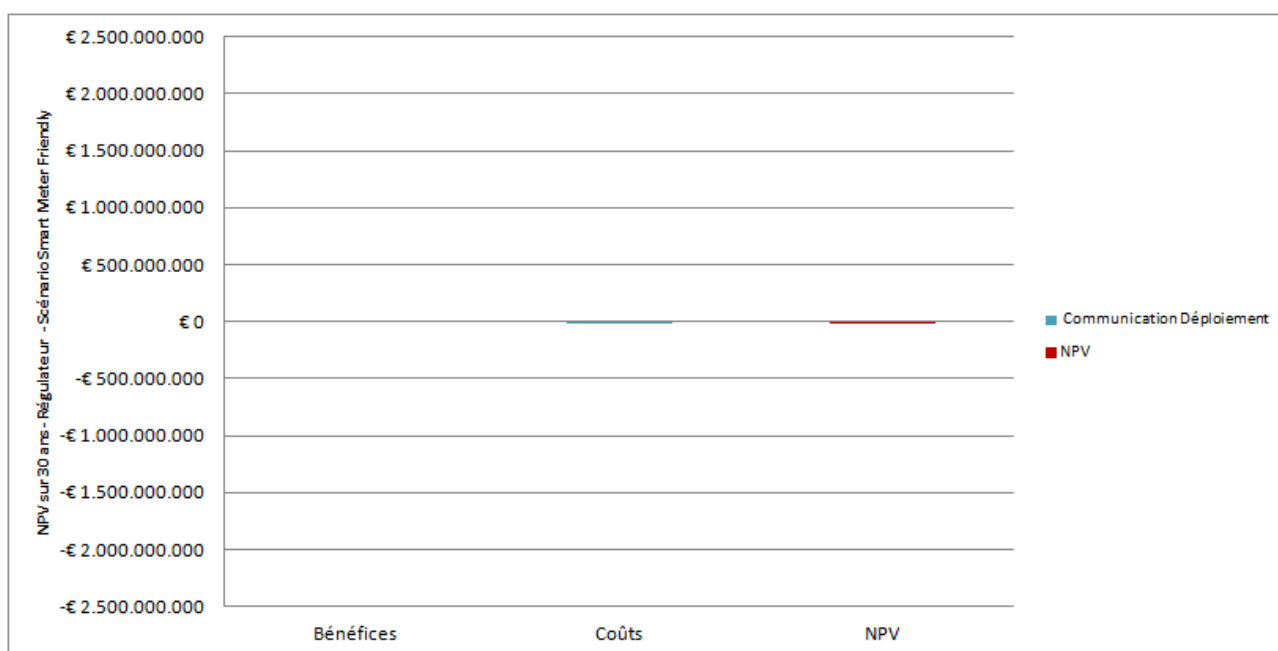
La valeur actualisée nette est toutefois négative vu le nombre limité d'installations comparé au scénario Full Roll Out alors que les coûts IT restent identiques dans les deux scénarii.

Fournisseur - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	26.256.447			50,2%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	0			0,0%
UC4 - Détection de la fraude	0			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	11.979.371			22,9%
UC6 - Fonctionnement marché	0			0,0%
UC7 - Comptage	12.479.949			23,8%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	1.620.799			3,1%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		0		0,0%
Communication Déploiement		0		0,0%
IT		-20.337.955		32,4%
Matériel		0		0,0%
Installation		0		0,0%
Maintenance planifiée et non planifiée		0		0,0%
IT Récurrent		-42.504.984		67,6%
Gestion opérationnelle		0		0,0%
Transfert des données		0		0,0%
<b>Total</b>	<b>52.336.566</b>	<b>-62.842.939</b>	<b>-10.506.373</b>	

### 3.5.1.4 Le Régulateur

Le régulateur aurait à supporter une partie des coûts liés à la communication vers le grand public. Ces coûts intégreraient 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 du déploiement des compteurs intelligents, le résultat net est négatif en ce qui le concerne mais dans une moindre mesure comparé au scénario Full Roll Out car une partie de l'interaction avec les clients sera réalisée par d'autres acteurs.



Régulateur - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	0			0,0%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	0			0,0%
UC4 - Détection de la fraude	0			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	0			0,0%
UC6 - Fonctionnement marché	0			0,0%
UC7 - Comptage	0			0,0%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	0			0,0%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		0		0,0%
Communication Déploiement		-210.144		100,0%
IT		0		0,0%
Matériel		0		0,0%
Installation		0		0,0%
Maintenance planifiée et non planifiée		0		0,0%
IT Récurrent		0		0,0%
Gestion opérationnelle		0		0,0%
Transfert des données		0		0,0%
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>-210.144</b>	<b>-210.144</b>	

### 3.5.2 Analyse par segment

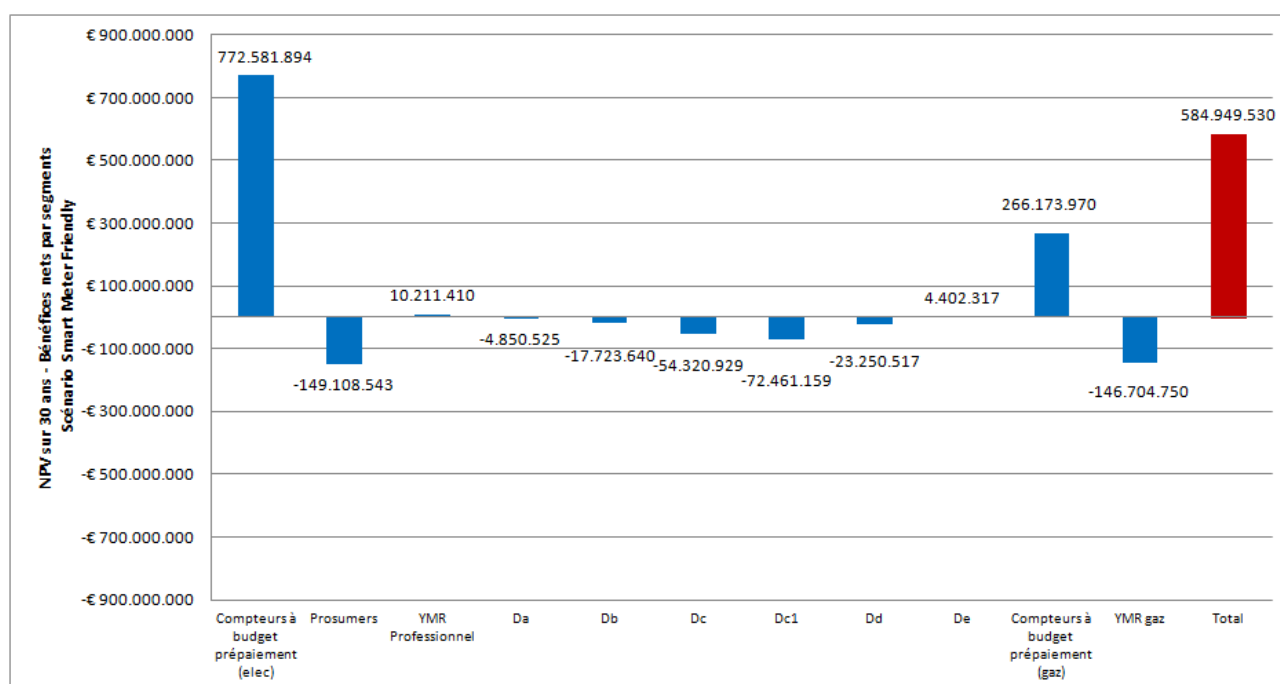
Les tableaux et graphiques précédents montraient quel acteur supporte les coûts et/ou retire des bénéfices du déploiement des compteurs intelligents. Dans ce chapitre, nous présentons les segments d'utilisateurs qui engendrent ces coûts et bénéfices.

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.

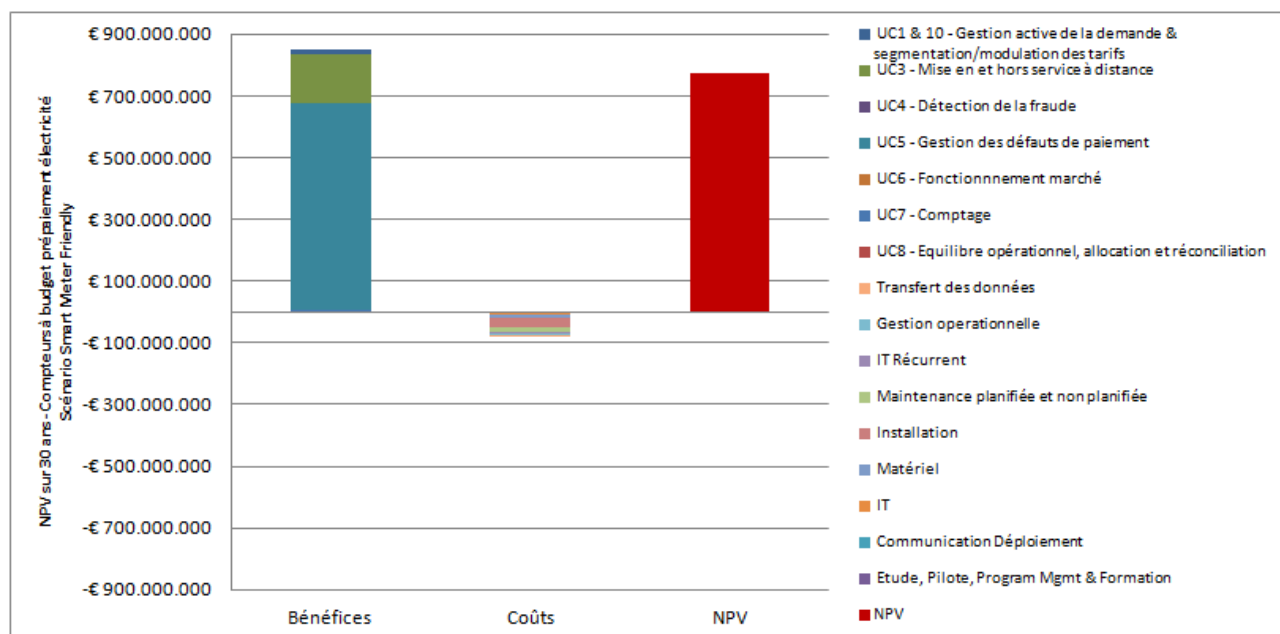
Segments - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV
Compteurs à budget prépaiement (elec)	849.841.764	-77.259.869	772.581.894
Prosumers	35.654.391	-184.762.934	-149.108.543
YMR Professionnel	89.348.034	-79.136.624	10.211.410
Da	2.412.364	-7.262.889	-4.850.525
Db	11.448.287	-29.171.927	-17.723.640
Dc	81.179.133	-135.500.062	-54.320.929
Dc1	78.961.180	-151.422.339	-72.461.159
Dd	52.649.508	-75.900.025	-23.250.517
De	9.524.660	-5.122.343	4.402.317
Compteurs à budget prépaiement (gaz)	299.648.571	-33.474.601	266.173.970
YMR gaz	21.296.612	-168.001.362	-146.704.750
<b>Total</b>	<b>1.531.964.506</b>	<b>-947.014.976</b>	<b>584.949.530</b>

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.

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.

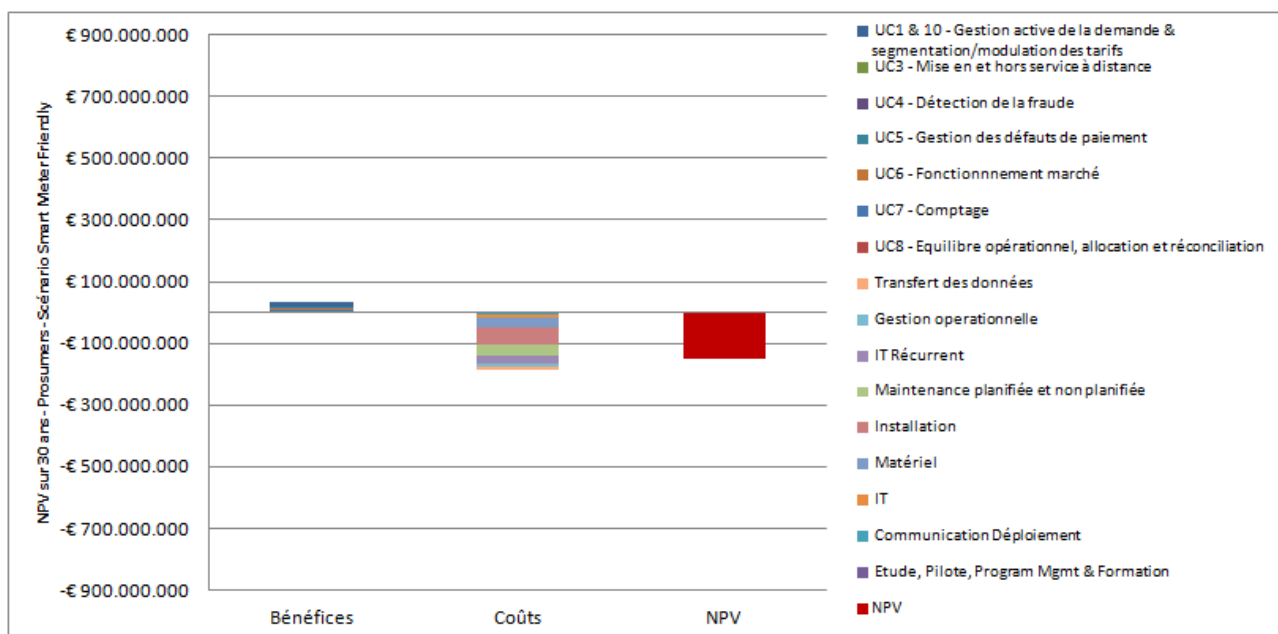


3.5.2.1 Compteurs à budget prépaiement - électricité



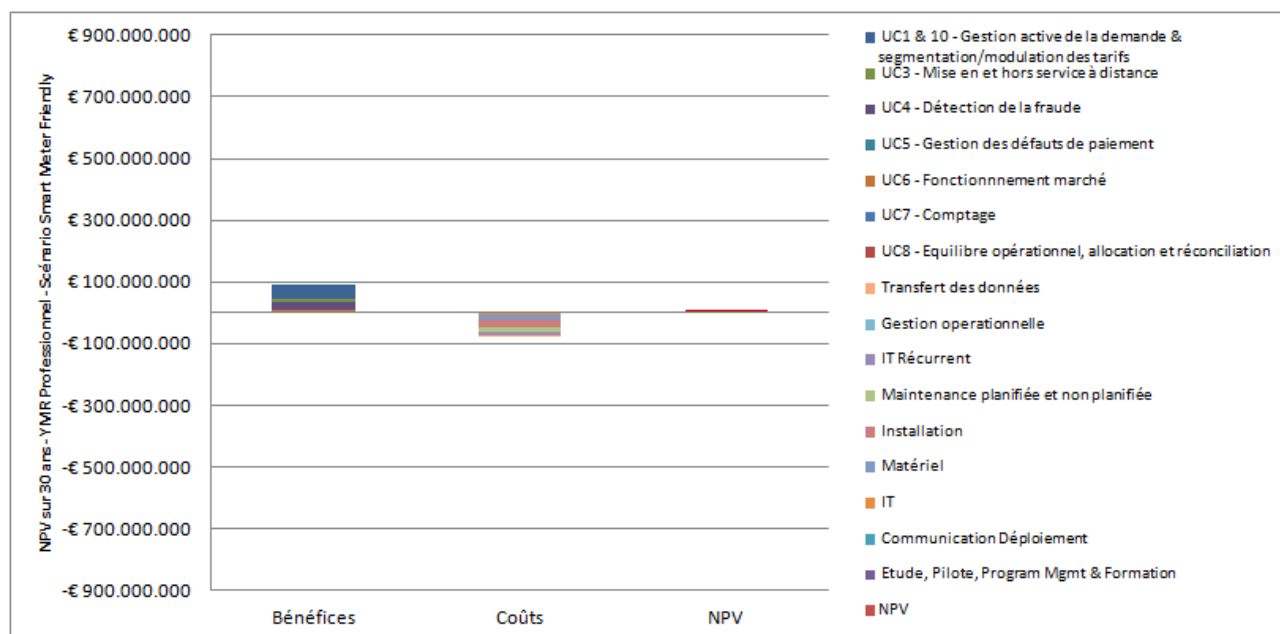
Compteurs à budget prépaiement électricité - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	15.741.538			1,9%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	158.046.633			18,6%
UC4 - Détection de la fraude	0			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	668.294.967			78,6%
UC6 - Fonctionnement marché	3.317.161			0,4%
UC7 - Comptage	4.197.855			0,5%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	243.609			0,0%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-693.514		0,9%
Communication Déploiement		-1.185.118		1,5%
IT		-4.306.455		5,6%
Matériel		-11.336.864		14,7%
Installation		-33.160.740		42,9%
Maintenance planifiée et non planifiée		-11.794.322		15,3%
IT Récurrent		-8.974.306		11,6%
Gestion opérationnelle		-2.190.042		2,8%
Transfert des données		-3.618.508		4,7%
<b>Total</b>	<b>849.841.764</b>	<b>-77.259.869</b>	<b>772.581.894</b>	

3.5.2.2 Prosumers



Prosumers - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	16.711.811			46,9%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	1.704.108			4,8%
UC4 - Détection de la fraude	1.436.190			4,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	927.795			2,6%
UC6 - Fonctionnement marché	6.577.532			18,4%
UC7 - Comptage	7.883.410			22,1%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	413.544			1,2%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-2.076.684		1,1%
Communication Déploiement		-3.548.761		1,9%
IT		-12.895.406		7,0%
Matériel		-27.534.021		14,9%
Installation		-59.124.385		32,0%
Maintenance planifiée et non planifiée		-35.317.351		19,1%
IT Récurrent		-26.872.991		14,5%
Gestion opérationnelle		-6.557.942		3,5%
Transfert des données		-10.835.393		5,9%
<b>Total</b>	<b>35.654.391</b>	<b>-184.762.934</b>	<b>-149.108.543</b>	

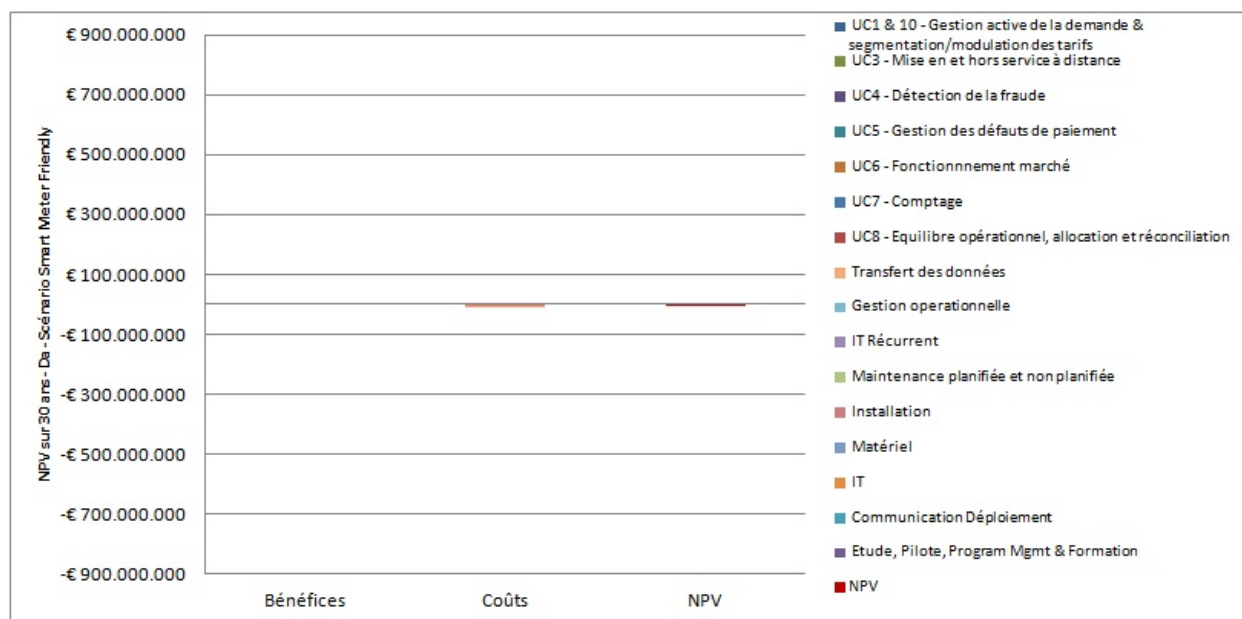
3.5.2.3 YMR Professionnel - électricité



YMR Professionnel - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	45.815.564			51,3%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	6.439.152			7,2%
UC4 - Détection de la fraude	28.850.322			32,3%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	470.046			0,5%
UC6 - Fonctionnement marché	3.544.032			4,0%
UC7 - Comptage	4.008.112			4,5%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	220.807			0,2%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-847.081		1,1%
Communication Déploiement		-1.447.542		1,8%
IT		-5.260.046		6,6%
Matériel		-12.601.101		15,9%
Installation		-26.518.609		33,5%
Maintenance planifiée et non planifiée		-14.405.975		18,2%
IT Récurrent		-10.961.514		13,9%
Gestion opérationnelle		-2.674.990		3,4%
Transfert des données		-4.419.765		5,6%
<b>Total</b>	<b>89.348.034</b>	<b>-79.136.624</b>	<b>10.211.410</b>	



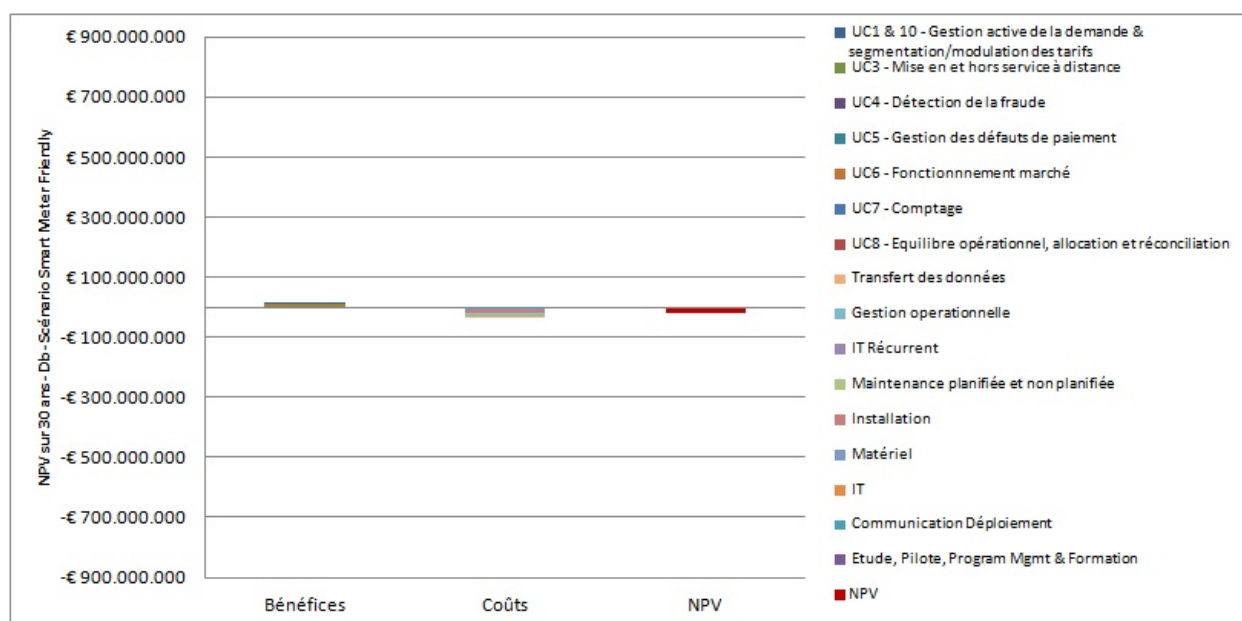
3.5.2.4 Da



Da - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	208.999			8,7%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	1.198.850			49,7%
UC4 - Détection de la fraude	176.758			7,3%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	46.721			1,9%
UC6 - Fonctionnement marché	359.793			14,9%
UC7 - Comptage	398.894			16,5%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	22.349			0,9%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-76.758		1,1%
Communication Déploiement		-131.169		1,8%
IT		-476.639		6,6%
Matériel		-1.126.615		15,5%
Installation		-2.510.142		34,6%
Maintenance planifiée et non planifiée		-1.305.397		18,0%
IT Récurrent		-993.277		13,7%
Gestion opérationnelle		-242.394		3,3%
Transfert des données		-400.497		5,5%
<b>Total</b>	<b>2.412.364</b>	<b>-7.262.889</b>	<b>-4.850.525</b>	

A l'inverse du scénario Full Roll Out, nous n'avons pas corrigé le bénéfice lié à la gestion active de la demande car nous estimons que peu ou pas de clients dans le segment Da ne demanderont le placement d'un compteur intelligent vu qu'ils ne devraient pas bénéficier de ses avantages.

3.5.2.5 Db

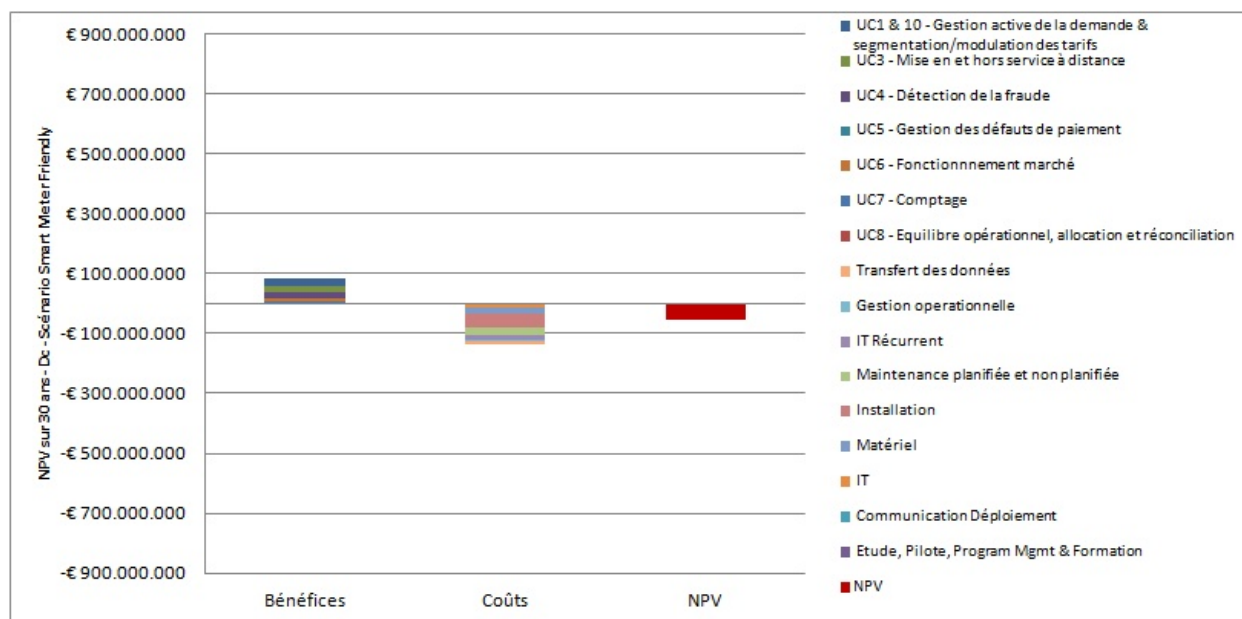


Db - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	1.738.873			15,2%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	4.891.841			42,7%
UC4 - Détection de la fraude	1.435.461			12,5%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	190.418			1,7%
UC6 - Fonctionnement marché	1.473.948			12,9%
UC7 - Comptage	1.626.259			14,2%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	91.488			0,8%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-306.592		1,1%
Communication Déploiement		-523.922		1,8%
IT		-1.903.817		6,5%
Matériel		-4.556.653		15,6%
Installation		-10.131.582		34,7%
Maintenance planifiée et non planifiée		-5.214.088		17,9%
IT Récurrent		-3.967.402		13,6%
Gestion opérationnelle		-968.184		3,3%
Transfert des données		-1.599.687		5,5%
<b>Total</b>	<b>11.448.287</b>	<b>-29.171.927</b>	<b>-17.723.640</b>	

A l'inverse du scenario Full Roll Out, nous n'avons pas corrigé le bénéfice lié à la gestion active de la demande car nous estimons que peu ou pas de clients dans le segment Db ne demanderont le placement d'un compteur intelligent vu qu'ils ne devraient pas bénéficier de ses avantages.

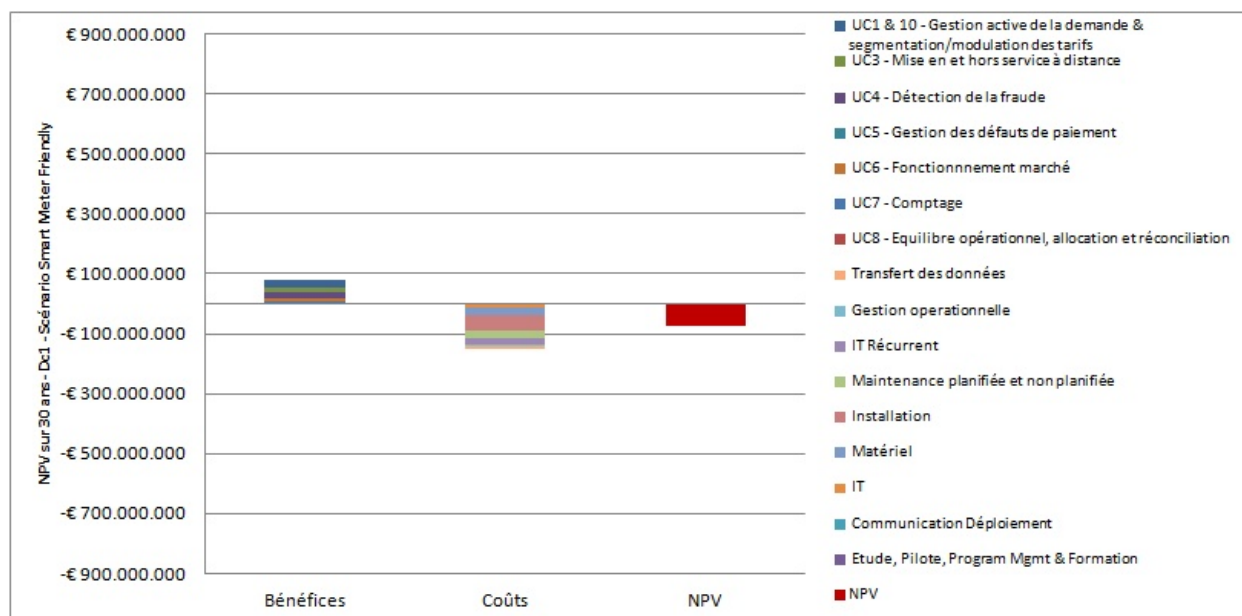


3.5.2.6 Dc



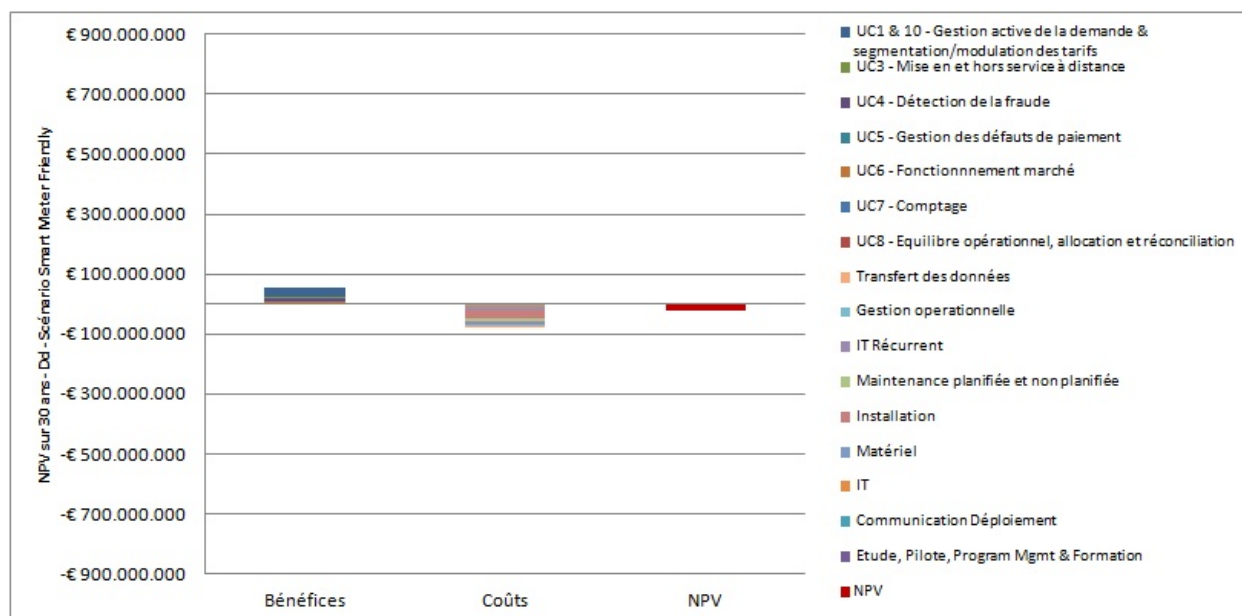
Dc - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	23.392.278			28,8%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	22.640.025			27,9%
UC4 - Détection de la fraude	19.500.612			24,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	881.587			1,1%
UC6 - Fonctionnement marché	6.813.142			8,4%
UC7 - Comptage	7.528.488			9,3%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	423.001			0,5%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-1.426.180		1,1%
Communication Déploiement		-2.437.141		1,8%
IT		-8.856.027		6,5%
Matériel		-21.123.660		15,6%
Installation		-47.002.304		34,7%
Maintenance planifiée et non planifiée		-24.254.484		17,9%
IT Récurrent		-18.455.249		13,6%
Gestion opérationnelle		-4.503.721		3,3%
Transfert des données		-7.441.296		5,5%
<b>Total</b>	<b>81.179.133</b>	<b>-135.500.062</b>	<b>-54.320.929</b>	

3.5.2.7 Dc1



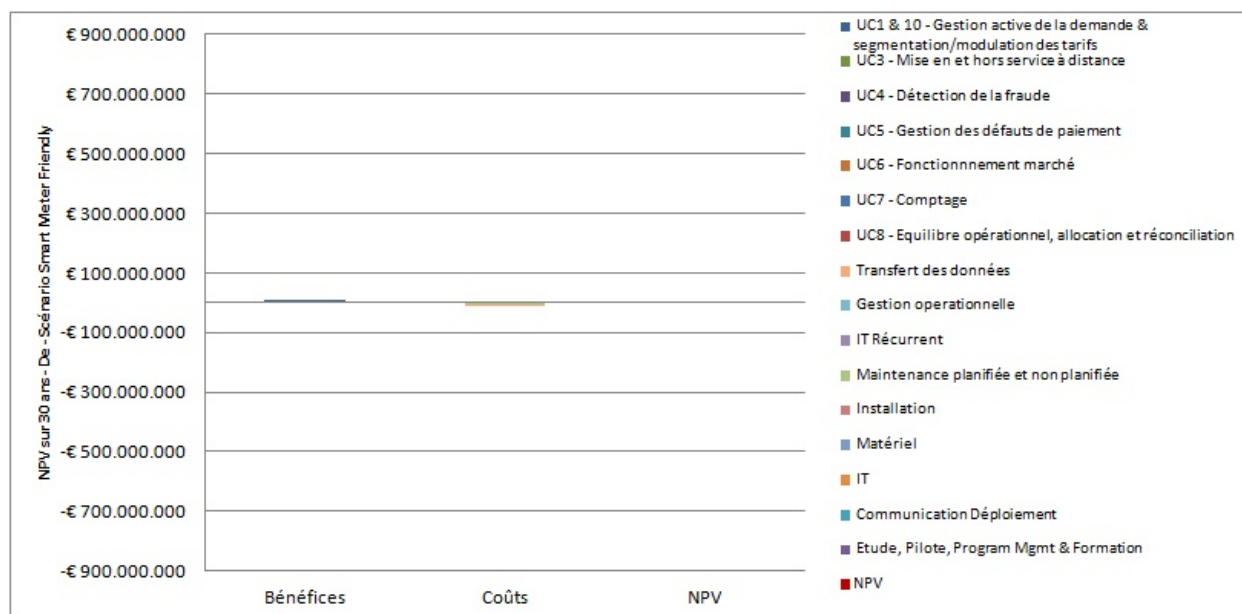
Dc1 - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	26.117.927			33,1%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	13.569.370			17,2%
UC4 - Détection de la fraude	21.793.846			27,6%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	984.971			1,2%
UC6 - Fonctionnement marché	7.611.206			9,6%
UC7 - Comptage	8.411.298			10,7%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	472.561			0,6%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-1.593.935		1,1%
Communication Déploiement		-2.723.809		1,8%
IT		-9.897.717		6,5%
Matériel		-23.601.769		15,6%
Installation		-52.521.594		34,7%
Maintenance planifiée et non planifiée		-27.107.417		17,9%
IT Récurrent		-20.626.048		13,6%
Gestion opérationnelle		-5.033.471		3,3%
Transfert des données		-8.316.578		5,5%
<b>Total</b>	<b>78.961.180</b>	<b>-151.422.339</b>	<b>-72.461.159</b>	

3.5.2.8 Dd



Dd - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	27.845.999			52,9%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	6.732.692			12,8%
UC4 - Détection de la fraude	9.396.945			17,8%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	488.677			0,9%
UC6 - Fonctionnement marché	3.777.477			7,2%
UC7 - Comptage	4.173.200			7,9%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	234.518			0,4%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-790.079		1,0%
Communication Déploiement		-1.350.134		1,8%
IT		-4.906.085		6,5%
Matériel		-12.528.732		16,5%
Installation		-26.047.218		34,3%
Maintenance planifiée et non planifiée		-13.436.561		17,7%
IT Récurrent		-10.223.886		13,5%
Gestion opérationnelle		-2.494.983		3,3%
Transfert des données		-4.122.348		5,4%
<b>Total</b>	<b>52.649.508</b>	<b>-75.900.025</b>	<b>-23.250.517</b>	

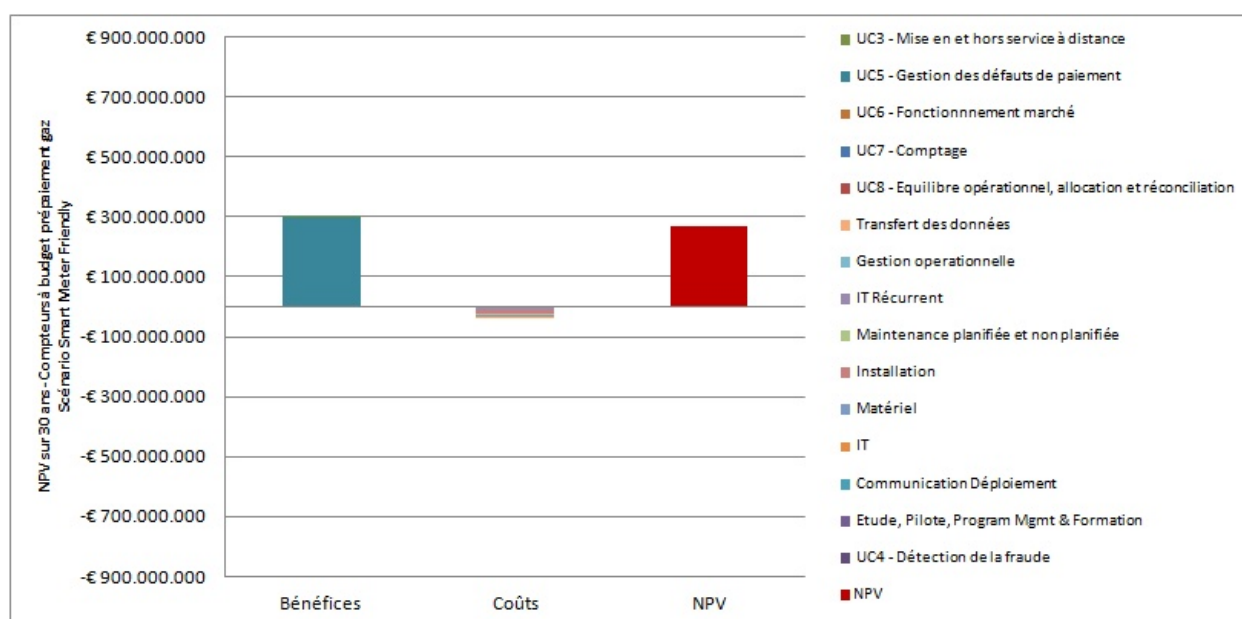
3.5.2.9 De



De - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	6.481.545			68,1%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	495.280			5,2%
UC4 - Détection de la fraude	1.904.694			20,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	35.703			0,4%
UC6 - Fonctionnement marché	284.413			3,0%
UC7 - Comptage	305.449			3,2%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	17.576			0,2%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-51.124		1,0%
Communication Déploiement		-87.364		1,7%
IT		-317.460		6,2%
Matériel		-905.172		17,7%
Installation		-1.802.030		35,2%
Maintenance planifiée et non planifiée		-869.444		17,0%
IT Récurrent		-661.560		12,9%
Gestion opérationnelle		-161.444		3,2%
Transfert des données		-266.746		5,2%
<b>Total</b>	<b>9.524.660</b>	<b>-5.122.343</b>	<b>4.402.317</b>	

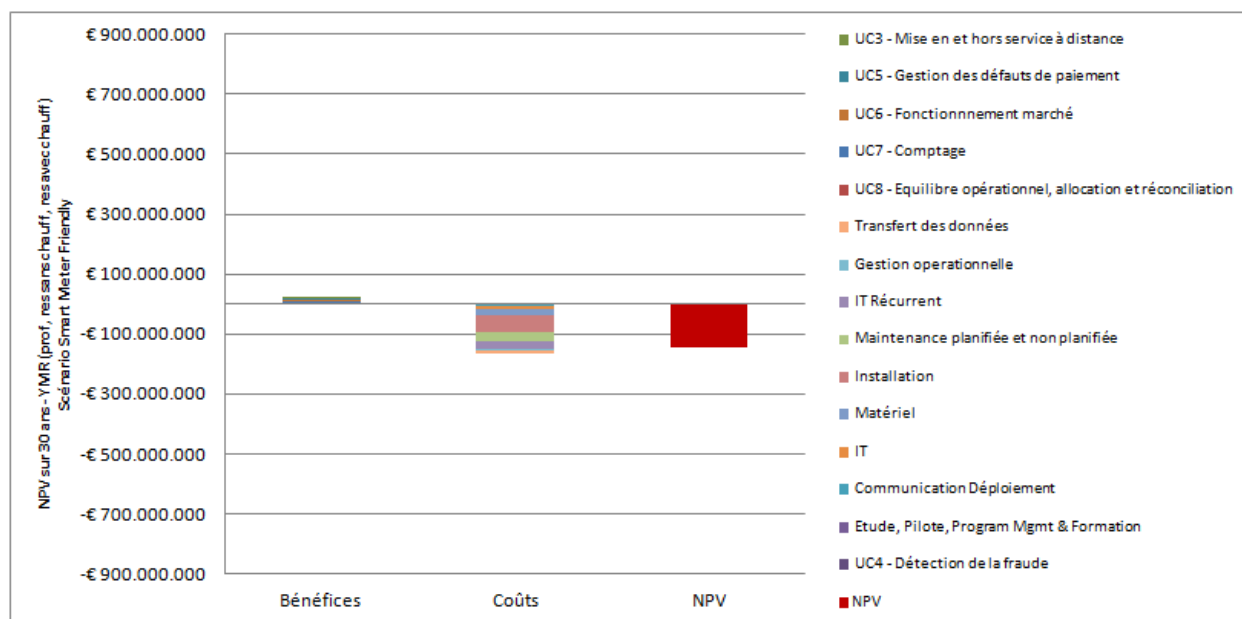


3.5.2.10 Compteur à budget prépaiement - gaz



Compteurs à budget prépaiement gaz - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	0			0,0%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	160.390			0,1%
UC4 - Détection de la fraude	0			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	295.831.683			98,7%
UC6 - Fonctionnement marché	1.459.379			0,5%
UC7 - Comptage	1.846.833			0,6%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	350.286			0,1%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-305.094		0,9%
Communication Déploiement		-521.362		1,6%
IT		-1.894.514		5,7%
Matériel		-4.472.788		13,4%
Installation		-14.588.897		43,6%
Maintenance planifiée et non planifiée		-5.188.609		15,5%
IT Récurrent		-3.948.015		11,8%
Gestion opérationnelle		-963.453		2,9%
Transfert des données		-1.591.869		4,8%
<b>Total</b>	<b>299.648.571</b>	<b>-33.474.601</b>	<b>266.173.970</b>	

3.5.2.11 YMR (professionnel, résidentiel sans chauffage, résidentiel avec chauffage) - gaz

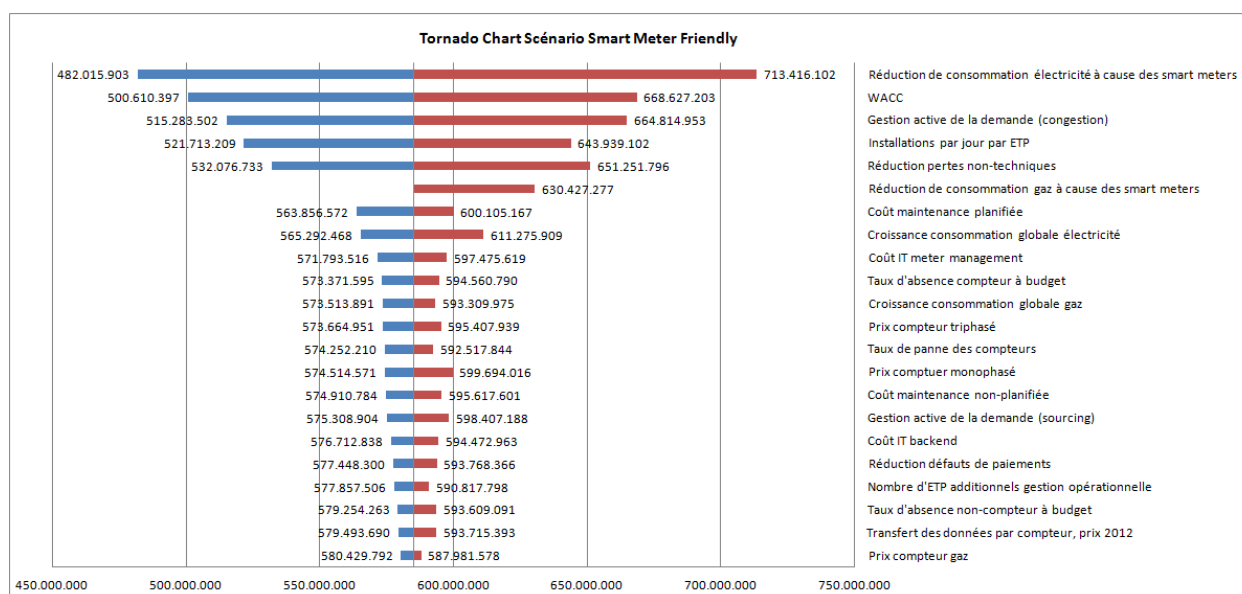


YMR (prof, res sans chauff, res avec chauff) gaz - Smart Meter Friendly	Bénéfices	Coûts	NPV	Relatif
UC1 & 10 - Gestion active de la demande & segmentation/modulation des tarifs	0			0,0%
UC2 - Utilisation rationnelle de l'énergie	0			0,0%
UC3 - Mise en et hors service à distance	634.346			3,0%
UC4 - Détection de la fraude	0			0,0%
UC5 - Gestion des défauts de paiement	6.314.008			29,6%
UC6 - Fonctionnement marché	6.115.288			28,7%
UC7 - Comptage	7.481.114			35,1%
UC8 - Equilibre opérationnel, allocation et réconciliation	751.857			3,5%
UC9 - Mesure de la production des prosumers	0			0,0%
Etude, Pilote, Program Mgmt & Formation		-1.949.803		1,2%
Communication Déploiement		-3.331.938		2,0%
IT		-12.107.520		7,2%
Matériel		-21.385.819		12,7%
Installation		-54.505.027		32,4%
Maintenance planifiée et non planifiée		-33.159.524		19,7%
IT Récurrent		-25.231.099		15,0%
Gestion opérationnelle		-6.157.264		3,7%
Transfert des données		-10.173.370		6,1%
<b>Total</b>	<b>21.296.612</b>	<b>-168.001.362</b>	<b>-146.704.750</b>	

### 3.5.3 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 à été définie en concertation avec les différentes parties prenantes impliquées lors de l'étude.



	minimum	valeur de base	maximum
<b>Réduction de consommation électricité à cause des smart meters</b>	-1%	0%	2,50%
<b>WACC</b>	4,50%	5,50%	6,50%
<b>Gestion active de la demande (congestion)</b>	50%	100%	200%
<b>Installations par jour par ETP</b>	2 par ETP par jour	2,5 par ETP par jour	3,5 par ETP par jour
<b>Réduction pertes non-techniques</b>	15%	25%	66%
<b>Réduction de consommation gaz à cause des smart meters</b>	0%	0%	3,50%
<b>Coût maintenance planifiée</b>	55 €	70 €	85 €
<b>Croissance consommation globale électricité</b>	1,50%	2,50%	3,50%
<b>Coût IT meter management</b>	23.000	26.000	29.000
<b>Taux d'absence compteur à budget</b>	20%	30%	40%
<b>Croissance consommation globale gaz</b>	0%	0,50%	1%
<b>Prix compteur triphasé</b>	99 €	121 €	132 €
<b>Taux de panne des compteurs</b>	3%	4%	6%
<b>Prix compteur monophasé</b>	77 €	99 €	121 €
<b>Coût maintenance non-planifiée</b>	50 €	62,50 €	75 €
<b>Gestion active de la demande (sourcing)</b>	50%	100%	200%
<b>Coût IT backend</b>	18.000 €	21.000 €	24.000 €
<b>Réduction défauts de paiements</b>	5%	15%	25%
<b>Nombre d'ETP additionnels gestion opérationnelle</b>	25 ETP	32 ETP	40 ETP
<b>Taux d'absence non-compteur à budget</b>	1%	5%	9%
<b>Transfert des données par compteur, prix 2012</b>	17 €	20,70 €	23 €
<b>Prix compteur gaz</b>	80 €	88 €	97 €

L'analyse montre que le paramètre "Taux de réduction de la consommation d'électricité" a le plus d'influence sur le résultat final mais dans une moindre mesure comparé au scénario Full Roll Out.

Pour la plage de variation considérée, le résultat final varie en effet de + 482 millions d'euros à + 713 millions d'euros, soit une plage de variation relativement limitée de 231 millions d'euros. Ce qui confirme l'hypothèse que l'approche volontariste basée sur le placement de compteurs intelligents 'à la demande' nous permet d'estimer de manière plus précise les bénéfices associés vu que les clients demandeurs seront les clients qui utiliseront les possibilités des compteurs intelligents de manière optimale et qui en tireront les plus grands bénéfices.

Les paramètres impactant le plus les résultats de l'évaluation économique pour le scénario Smart Meter Friendly sont :

- **Réduction de consommation d'électricité**
- **WACC**
- **Gestion active de la demande**
- **Installations par jour par ETP**
- **Réduction des pertes non-techniques**

Dans le scénario Smart Meter Friendly, les différents paramètres sont distribués de manière cohérente, ce qui atteste de la robustesse et de la qualité de ce modèle.

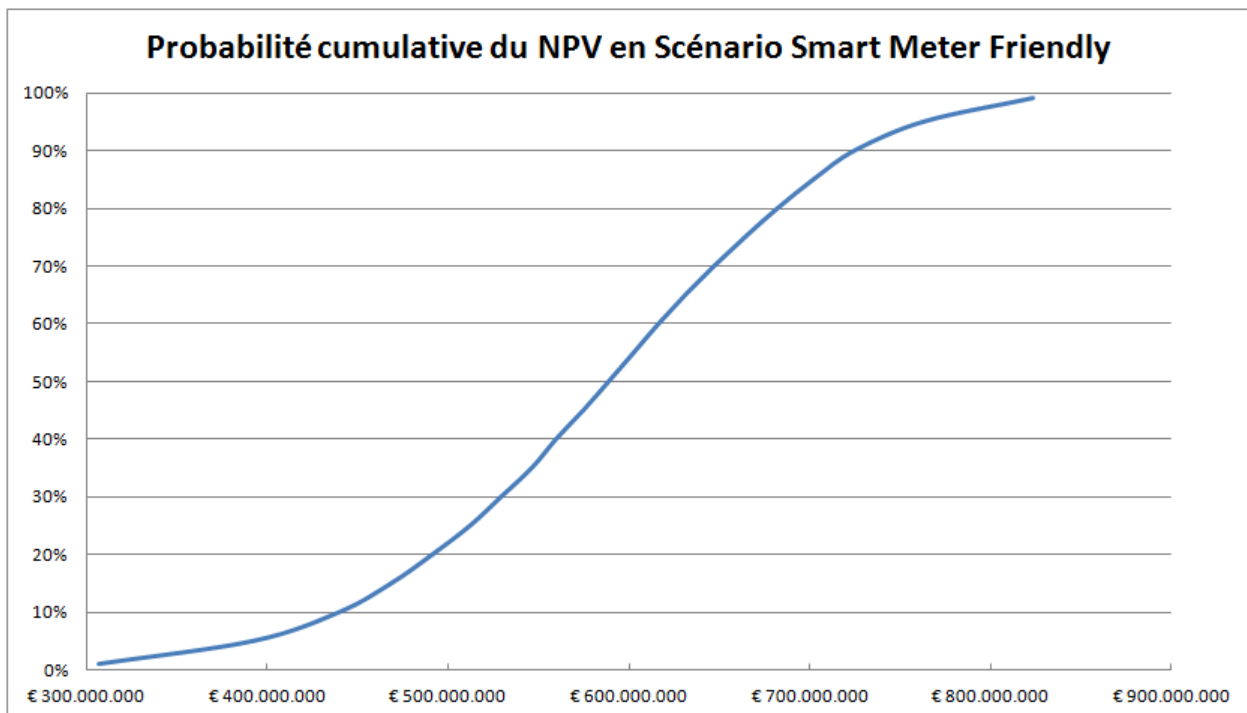
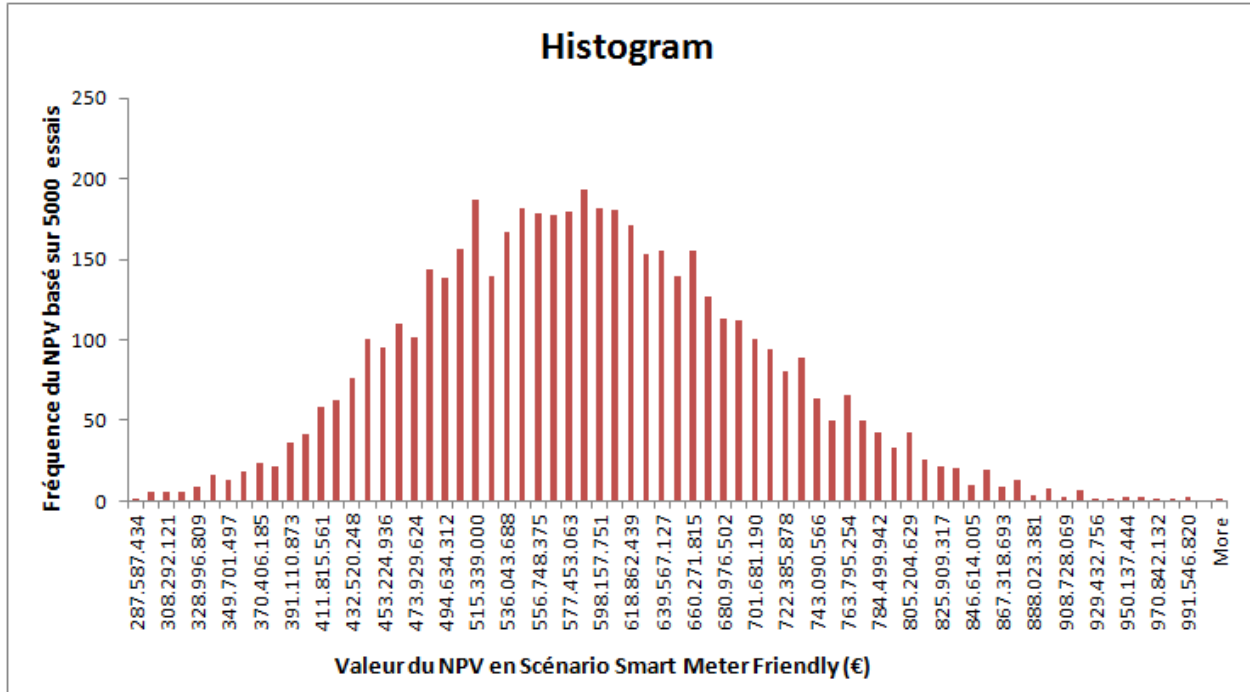
A titre d'exemple, un effort particulier a été fourni pour quantifier le poste de coût relatif à l'installation des compteurs. Plutôt que de postuler un paramètre quantifiant le nombre de compteurs effectivement placés par jour et par équivalent temps plein, nous avons distingué deux paramètres:

- 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 la totalité des simulations effectuées, la valeur actuelle nette est positive et devrait se situer entre + 500 millions d'euros et + 660 millions d'euros.



## 4 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.

### 4.1 Evaluation quantitative

***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 'bénéfice négatif' proportionnellement à la consommation des segments et à raison de 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
<b>Bénéfice négatif Da</b>	0 €	9.297 €	5.823 €	3.945 €
<b>Bénéfice négatif Db</b>	0 €	79.315 €	47.775 €	31.115 €

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 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 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.

### **4.3 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. Lors qu'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.

### **4.4 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, les données de comptage appartiennent au client et à ce titre, le fournisseur ne recevrait 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 seraient donc 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.

## 5 Conclusions et Recommandations

Dans le cadre de ce rapport, une évaluation économique du déploiement des compteurs intelligents a été réalisée, prenant en compte l'ensemble des coûts et bénéfices des différentes parties prenantes et ce pour les deux scénarii : Full Roll Out et Smart Meter Friendly.

### 5.1 Aperçu des résultats des deux scénarii

Le scénario de déploiement préconisé par la Directive Européenne 2009/72 (scénario Full Roll Out) présente une valeur actuelle nette négative se chiffrant à -186 millions d'euros. Ce scénario implique également des coûts s'élevant à 2,2 milliards d'euros, principalement à charge du gestionnaire de réseau de distribution.

Le scénario alternatif Smart Meter Friendly pour lequel un déploiement segmenté des compteurs intelligents sur une base volontaire ('à la demande') résulte sur une valeur actuelle nette positive de 584 millions d'euros pour un coût de 947 millions d'euros.

	Full Roll Out	Smart Meter Friendly
Bénéfices	2 milliards d'euros	1,5 milliards d'euros
Coûts	2,2 milliards d'euros	947 millions d'euros
Valeur actuelle nette de	- 186 millions d'euros	+ 584 millions d'euros
Nombre de compteurs installés	100% compteurs à budget et 80% des autres compteurs intelligents en 2020	100% des compteurs à budget et environ 25% des autres compteurs intelligents en 2020 (35% en 2030)
Paramètres influençant	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Réduction de consommation d'électricité (élément largement supérieur)</li> <li>· Taux d'absence remplacement compteur</li> <li>· Gestion active de la demande</li> <li>· Installations par jour par ETP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Réduction de consommation d'électricité</li> <li>· WACC</li> <li>· Gestion active de la demande</li> <li>· Installations par jour par ETP</li> <li>· Réduction des pertes non-techniques</li> </ul>
Variation de l'élément le plus influençant	Réduction de consommation d'électricité entre - 433 millions d'euros et + 128 millions d'euros ou une fourchette de 561 millions d'euros.	Réduction de consommation d'électricité entre + 482 millions d'euros et + 713 millions d'euros ou une fourchette de 231 millions d'euros.

## 5.2 Commentaires et points d'attention

Nous avons dans le cadre de l'étude relevé plusieurs points d'attention (non exhaustif) :

- Dans le cas du scénario Smart Meter Friendly, l'acceptabilité sociale sera plus aisée lorsque l'installation d'un compteur intelligent s'inscrit dans le cadre d'une démarche volontaire d'un 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.
- Les gestionnaires de réseau actifs en Wallonie signalent 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 et/ou informatiques des systèmes de comptage intelligent ne sont pas encore finalisés. Ce constat 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.
- De manière plus générale, des synergies entre les régions (et peut être hors Belgique) pourraient être trouvées par l'adoption de solutions harmonisées (p.ex. techniques ou IT) et le partage de capacités pour la mise-en-œuvre. Cette même logique pourrait s'appliquer entre les acteurs moyennant une adaptation du fonctionnement du marché actuel à l'arrivée des compteurs intelligents
- Finalement, la mise-en-œuvre des compteurs intelligents, quelque soit le scénario – doit être considérée dans un environnement plus large ensemble avec les autres composantes contribuant à l'atteinte des objectifs de réduction de consommation, d'intégration du renouvelable et de la décarbonisation tels que le Smart Grid, l'intégration de la production décentralisée en renouvelables (p.ex. éolien terrestre et off-shore, panneaux photovoltaïques...), les voitures électriques et l'efficacité énergétique.

## 5.3 Recommandation

Sur base des éléments résumés ci-avant et sur les informations détaillées les soutenant reprises dans les chapitres précédant, le développement du scénario Smart Meter Friendly devrait être privilégié par rapport au scénario Full Roll Out.

## 6 Glossaire

**Allocation:** processus d'attribution aux différents fournisseurs des quantités d'énergie, par période quart-horaire. Par extension, l'allocation SLP revêt à l'attribution de quantités d'énergie associées aux clients relevés manuellement.

**AMR :** Automated Meter Reading, mode de comptage où les informations de comptage sont mesurées sur base quart-horaire et communiquées à distance au gestionnaire des données de comptage sur base quotidienne.

**ARP (Access Responsible Party) :** Personne physique ou morale responsable de l'équilibre, à l'échelle du quart d'heure, d'un ensemble d'injections ou de prélèvements dont il a la charge à l'intérieur de la zone de réglage belge. Pour chaque point d'accès au réseau, un responsable d'accès, ou encore responsable d'équilibre doit être désigné par le détenteur d'accès. Il peut être un producteur d'électricité, un consommateur, un trader, un fournisseur, etc.

**Balancing:** mécanisme permettant au gestionnaire de réseau de transport d'assurer l'équilibre entre production et consommation sur sa zone de réglage.

**Compteur multi horaire :** compteur disposant de registres de consommation différenciés en fonction du temps. La réception de signaux de télécommande centralisée permet le basculement de ces registres (heures pleines, heures creuses, exclusif de nuit).

**Configuration-type :** dans le cadre de l'évaluation du potentiel de déplacement de charge, ce terme permet de distinguer les différentes technologies associées aux compteurs (côté réseau) et aux équipements de gestion de la charge (côté client). La définition de ces configurations a pour but de traduire un potentiel disponible en potentiel techniquement réalisable.

**Congestion :** phénomène qui apparaît lorsque les capacités physiques de transit sur une liaison sont atteintes ce qui limite les flux. Outre les problèmes de gestion et d'exploitation des réseaux de transport, les marchés de gros de l'électricité sont également impactés car certaines livraisons physiques sont rendues impossibles. Une congestion peut par exemple survenir en cas d'insuffisance du réseau par rapport à la consommation, notamment lors des périodes de froid exceptionnel.

**GRD :** Gestionnaire du réseau de distribution

**GRT :** Gestionnaire du réseau de transport

**Wh :** Unité de mesure relative au volume d'énergie. Un Watt-heure (Wh) correspond à l'énergie consommée ou délivrée par un système d'une puissance de 1 Watt pendant une heure.

**ICEDD :** Institut de conseil et d'études en développement durable

**MIG :** Acronyme de Market Implementation Guide, le MIG décrit les règles et procédures qui permettent l'échange de données entre les différents acteurs du marché du gaz et de l'électricité. Par extension, il est également associé au protocole de communication en lui-même. Le MIG 6 fait référence à la prochaine version de ce protocole de communication.

**Production décentralisée :** Unité de production dont l'appel n'est pas coordonné de manière centralisée.

**Puissance souscrite :** la puissance quart-horaire active maximum d'injection ou de prélèvement, déterminée dans un contrat d'accès et portant sur un point d'accès et une période donnée; (RT distribution)

**SLP** : acronyme de synthetic load profile. Les profils synthétiques de charge sont établis statistiquement et actualisés par les gestionnaires de réseau.

**Surtension** : phénomène qui apparaît lorsque les capacités physiques de transit sur certaines lignes basse tension sont atteintes. Il n'est donc plus possible d'augmenter les flux. Une surtension peut être ponctuelle (par ex. liée à une production importante d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques et une consommation insuffisante), ou se répéter du fait d'une insuffisance du réseau par rapport à la consommation.

**Télécommande centralisée(TCC)** : technologie permettant d'envoyer un signal à un ensemble de récepteurs sur le réseau (exemple : passage des heures pleines en heures creuses sur un compteur bi-horaire, enclenchement de l'éclairage public,...)

**WACC** : Weighted Average Cost of Capital, ou coût moyen pondéré du capital, est un terme financier désignant le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires et créanciers en retour de leur investissement. Dans le secteur de l'énergie, la CREG utilise le WACC comme base de calcul du bénéfice régulé des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.



***Personnes de contact :***

**Pour la CWaPE :**

Francis Ghigny  
Président

Route de Louvain-la-Neuve 4 bte 12  
B-5001 Belgrade (Namur)

[f.ghigny@cwape.be](mailto:f.ghigny@cwape.be)

**Pour Capgemini Consulting :**

Pierre Lorquet  
Vice-Président

Bessenveldstraat 19  
B-1831 Diegem

[pierre.lorquet@capgemini.com](mailto:pierre.lorquet@capgemini.com)

