



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02 289 76 11
Fax : 02 289 76 99

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

RAPPORT

TE2007-02

relatif aux

«tarifs de réseau de distribution appliqués par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité au cours de l'exercice d'exploitation 2007»

adopté en application de l'article 12 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs de raccordement aux réseaux de distribution et d'utilisation de ceux-ci, de services auxiliaires fournis par les gestionnaires de ces réseaux et en matière de comptabilité des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité

20 mars 2008

TABLE DES MATIERES

1.	INTRODUCTION.....	3
2.	LA PROCÉDURE.....	4
2.1.	La proposition tarifaire initiale (1).....	7
2.2.	Renseignements complémentaires (3).....	7
2.3.	Décisions relatives aux propositions tarifaires initiales (4).....	8
2.4.	Séance d'audition (5).....	8
2.5.	La proposition tarifaire remaniée (6).....	9
2.6.	Décisions relatives aux propositions tarifaires remaniées (7) :.....	9
2.7.	Prolongations de la validité des tarifs provisoires (8, 9 et 10).....	10
2.8.	Publication des tarifs.....	10
2.9.	Procédures devant le Conseil d'Etat et la Cour d'Appel.....	11
3.	REMARQUES DE LA CREG.....	16
3.1.	Les paramètres de la rémunération équitable.....	16
3.2.	Data Envelopment Analysis.....	16
3.3.	L'excédent d'exploitation en 2005.....	18
3.4.	Coûts opérationnels.....	20
3.5.	Coûts de la compensation des pertes de réseau (services auxiliaires).....	20
3.6.	Les obligations de service public.....	21
3.7.	Adéquation entre les tarifs et les coûts.....	22
3.8.	Réserve.....	23
4.	TARIFS.....	24
5.	CONCLUSION.....	37

1. INTRODUCTION

Dans l'attente d'un arrêté d'exécution sur les tarifs pluriannuels, la CREG soumet par la présente son rapport annuel relatif aux tarifs du réseau de distribution de l'année 2007. La CREG satisfait ainsi à l'obligation stipulée à l'article 12¹ de l'arrêté royal du 11 juillet 2002².

Le comité de direction de la CREG a approuvé le présent rapport pendant sa réunion du 20 mars 2008.

Il se compose de quatre parties :

- (i) le déroulement de la procédure tarifaire ;
- (ii) les principales remarques de fond de la CREG par rapport aux propositions tarifaires, en ce compris les adaptations souhaitées, afin que les propositions respectent les dispositions légales ;
- (iii) le récapitulatif des tarifs imposés ou approuvés par la CREG, en ce compris l'impact financier des tarifs proposés sur les utilisateurs de réseau types ;
- (iv) une brève conclusion.

¹ L'article 12 stipule ce qui suit : « Le 31 mars de chaque année au plus tard, la commission soumet au ministre un rapport sur les tarifs appliqués durant l'exercice précédent, visés à l'article 11 du présent arrêté. Le ministre communique ce rapport aux Chambres législatives fédérales, aux Gouvernements régionaux et au Comité de Contrôle. Il veille à ce que le rapport soit publié de manière adéquate. La commission transmet également ce rapport à chaque gestionnaire de réseau de distribution par lettre recommandée de la poste. »

² Arrêté royal du 11 juillet 2002 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs de raccordement aux réseaux de distribution et d'utilisation de ceux-ci, de services auxiliaires fournis par les gestionnaires de ces réseaux et en matière de comptabilité des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité (ci-après : l'arrêté royal du 11 juillet 2002)

2. LA PROCÉDURE

Le tableau 1 de la page suivante donne un aperçu du déroulement de la procédure dans le cadre du traitement des propositions tarifaires accompagnées du budget pour l'exercice d'exploitation 2007.

Tableau 1 – aperçu du déroulement de la procédure dans le cadre du traitement des propositions tarifaires pour l'exercice d'exploitation 2007

INTERCOMMUNALE	TYPE	(1) PROPOSITION TARIFAIRE	(2) LETTRE INCOMPLET	(3) INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES	(4) DECISION	(5) AUDITION	(6) PROPOSITION ADAPTEE	(7) DECISION DEFINITIVE	(8) 1e PROLONGATION	(9) e PROLONGATION	(10) 3e PROLONGATION
AGEM	PF	29/09/2006	10/10/2006	25/10/2006	23/11/2006	NA	7/12/2006	21/12/2006	NA	NA	NA
AIEG	PW	29/09/2006	9/10/2006	24/10/2006	23/11/2006	NA	8/12/2006	21/12/2006	NA	NA	NA
AIESH	PW	29/09/2006	9/10/2006	25/10/2006	23/11/2006	NA	8/12/2006	21/12/2006	NA	NA	NA
ALE	PW	29/09/2006	9/10/2006	31/10/2006	23/11/2006	4/12/2006	11/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
DNB BA	PF	29/09/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	NA	8/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
EV/GHA	PF	29/09/2006	10/10/2006	24/10/2006	23/11/2006	4/12/2006	8/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
GASELWEST	MF	2/10/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	1/12/2006	11/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
IDEG	MW	29/09/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	NA	8/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
IEH	MW	29/09/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	NA	8/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
IMEA	MF	2/10/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	1/12/2006	11/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
IMEWO	MF	2/10/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	1/12/2006	11/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
INTER ENERGIA	PF	2/10/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	4/12/2006	11/12/2006	21/12/2006	27/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
INTEREST	MW	29/09/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	NA	8/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
INTERGEM	MF	2/10/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	1/12/2006	11/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
INTERLUX	MW	29/09/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	NA	8/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
INTERMOSANE	MW	29/09/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	NA	8/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
IVEG	PF	2/10/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	NA	11/12/2006	21/12/2006	27/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
IVEKA	MF	2/10/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	1/12/2006	11/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
IVERLEK	MF	2/10/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	1/12/2006	11/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
PBE	PF	29/09/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	4/12/2006	8/12/2006	21/12/2006	27/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
SEDILEC	MW	29/09/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	NA	8/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
SIBELGA	MB	2/10/2006	9/10/2006	25/10/2006	23/11/2006	NA	11/12/2006	21/12/2006	NA	NA	NA
SIBELGAS	MF	2/10/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	1/12/2006	11/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
SIMOGEL	MW	29/09/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	NA	8/12/2006	21/12/2006	22/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
WAVRE	PW	29/09/2006	11/10/2006	27/10/2006	23/11/2006	NA	11/12/2006	21/12/2006	NA	NA	NA
WVEM	PF	2/10/2006	10/10/2006	26/10/2006	23/11/2006	4/12/2006	11/12/2006	21/12/2006	27/03/2007	21/06/2007	20/09/2007
	MF =	mixte Flandre		PF =	pure Flandre						
	MW =	mixte Wallonie		PW =	pure Wallonie						
	MB =	mixte Bruxelles		NA	non-applicable						
		: tarifs annuels									

La procédure à suivre lors de la soumission et du traitement des propositions tarifaires accompagnées du budget est décrite au chapitre III, articles 9 et 10, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 :

« Art. 9. § 1^{er}. Chaque gestionnaire de réseau de distribution doit introduire sa proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice suivant, auprès de la commission le 30 septembre de chaque année au plus tard.

La proposition tarifaire accompagnée du budget est transmise par porteur avec accusé de réception à la commission.

§ 2. Dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire accompagnée du budget, la commission confirme au gestionnaire de réseau de distribution concerné, par porteur avec accusé de réception, que le dossier est complet ou elle lui fait parvenir une liste des informations complémentaires qu'il devra fournir.

Dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la confirmation ou de la liste mentionnée au précédent alinéa lui demandant de fournir des informations complémentaires, le gestionnaire de réseau de distribution concerné transmet ces informations à la commission, par porteur avec accusé de réception.

La commission entend le gestionnaire de réseau de distribution concerné dans le délai visé au deuxième alinéa lorsque celui-ci le demande.

§ 3. Dans les trente jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire accompagnée du budget ou, le cas échéant, suivant la réception des informations complémentaires, la commission informe le gestionnaire du réseau de distribution concerné, par lettre recommandée de la poste, de sa décision motivée d'approuver ou de refuser la proposition tarifaire.

Dans sa décision de refus, la commission mentionne les points de la proposition tarifaire accompagnée du budget que le gestionnaire de réseau de distribution concerné devra adapter pour obtenir l'approbation de la commission.

§ 4. Si la commission refuse la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau de distribution concerné, le gestionnaire de réseau de distribution doit introduire auprès de la commission sa nouvelle proposition tarifaire accompagnée du budget adaptée dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la décision de refus, conformément à la procédure visée au § 1^{er}, alinéa 2

Dans le délai visé à l'alinéa 1^{er}, la commission entend le gestionnaire de réseau de distribution concerné à sa demande.

Dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire accompagnée du budget adaptée, la commission informe le gestionnaire de réseau de distribution concerné, par lettre recommandée de la poste, de sa décision d'approuver ou de refuser la proposition tarifaire adaptée.

Art. 10. La commission peut approuver, pour une période de trois mois renouvelable, des tarifs provisoires que le gestionnaire de réseau de distribution concerné devra appliquer si ce gestionnaire de réseau de distribution ne respecte pas ses obligations dans les délais qui lui sont imposés aux articles 9 et 27 ou si la commission a décidé de refuser la proposition tarifaire ou la proposition tarifaire adaptée.

L'alinéa 1^{er} est également d'application lorsque le gestionnaire de réseau de distribution concerné ne soumet pas son plan comptable à la commission dans le délai qui lui est imposé par l'article 21 ou lorsque la commission refuse d'approuver ce plan comptable. »

2.1. La proposition tarifaire initiale (1)

Le tableau 1 indique que l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution a introduit les propositions tarifaires avec budget dans le délai légal.

Au cours de la procédure décrite ci-après, la CREG s'est toujours basée sur ces premières propositions tarifaires avec budget officiellement introduites.

2.2. Renseignements complémentaires (3)

Le 6 septembre 2006, la CREG a envoyé, par e-mail, à l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution les instructions relatives à l'élaboration des propositions tarifaires. Ces instructions contiennent les valeurs des paramètres nécessaires au calcul de la rémunération équitable et du pourcentage de croissance attendu pour l'énergie transportée :

- pourcentage indicatif de la croissance de la consommation = 1,5 % ;
- paramètres de calcul du WACC :
 - Alpha : 0,2 ;
 - OLO : 0,034230 ;
 - Bêta : 1,0330 ;
 - Rp : 0,0254.

Après introduction des propositions tarifaires avec budget, la CREG a constaté que celles-ci étaient incomplètes et ne contenaient pas suffisamment de données pour rendre un avis sur les tarifs proposés. Dès lors, en application de l'article 9, §2, premier alinéa, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, la CREG a envoyé à chaque gestionnaire de réseau de distribution une lettre attestant du caractère incomplet de la proposition tarifaire accompagnée du budget avec, en annexe, une liste des renseignements complémentaires à fournir. Ces renseignements complémentaires demandés portaient, d'une part, sur les éléments requis afin de déterminer la valeur des capitaux investis et, d'autre part, sur l'absence générale de justification constatée pour tous les types de coûts.

La CREG a reçu les renseignements complémentaires concernant la proposition tarifaire 2007 d’ALE le 31 octobre 2006. La CREG a accepté, à titre exceptionnel, le retard de 6 jours étant donné qu’ALE a pu démontrer qu’il s’agissait d’un cas de force majeure. La CREG a reçu les renseignements complémentaires de tous les autres gestionnaires de réseau de distribution dans le délai légal de quinze jours calendrier. Par ailleurs, la CREG a également invité plusieurs gestionnaires de réseau de distribution, par écrit ou oralement, à lui fournir des informations et des détails supplémentaires concernant les propositions tarifaires avec budget introduites.

2.3. Décisions relatives aux propositions tarifaires initiales (4)

Sur la base de l’ensemble des éléments fournis et de la communication suivie avec les gestionnaires de réseau de distribution, la CREG a pris ses premières décisions sur les propositions tarifaires de l’ensemble des gestionnaires de réseau de distribution le 23 novembre 2006. Les propositions tarifaires ont toutes été rejetées et une liste des points à corriger a été dressée afin de recevoir à terme l’approbation de la CREG. Les adaptations demandées portaient notamment sur la structure et l’exhaustivité des tarifs proposés, les éléments repris dans les capitaux investis à rémunérer, le traitement du financement à court terme, les coûts opérationnels, les coûts de la gestion du système, les pertes de réseau et l’exécution correcte des obligations de service public.

2.4. Séance d’audition (5)

Dans la lettre d’accompagnement jointe à la décision du 23 novembre 2006, la CREG a proposé que les gestionnaires de réseau de distribution, en application de l’article 9, § 4, deuxième alinéa, de l’arrêté royal du 11 juillet 2002, puissent demander à être entendus par la CREG.

Les gestionnaires de réseau de distribution mixtes flamands, EV/GHA, Inter Energa, PBE, WVEM et ALE, ont saisi cette opportunité. Au cours des séances d’audition, les gestionnaires de réseau de distribution ont pu soumettre leurs remarques et éclaircissements. Un procès-verbal des différentes séances a été rédigé et présenté pour signature aux différentes parties concernées.

2.5. La proposition tarifaire remaniée (6)

L'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution ont soumis une proposition tarifaire remaniée dans laquelle ils ont tenu compte ou non des remarques formulées par la CREG lors du rejet de la proposition tarifaire initiale.

Dans ses décisions, la CREG a veillé à ce que les propositions tarifaires remaniées accompagnées du budget soient identiques aux propositions tarifaires initiales et soient uniquement adaptées au niveau des points demandés par la CREG. Les autres modifications n'ont pas été prises en considération, sauf s'il s'agissait de corrections d'erreurs matérielles ou d'éléments indéfectiblement liés aux adaptations demandées par la CREG. Dans ce dernier cas, le gestionnaire de réseau de distribution devait démontrer le lien indéfectible.

2.6. Décisions relatives aux propositions tarifaires remaniées (7) :

Sur la base d'un examen des propositions tarifaires remaniées accompagnées du budget introduites, la CREG a pris une décision d'approbation ou de rejet des propositions tarifaires remaniées et, en cas de rejet, d'imposition de tarifs provisoires.

Il s'est avéré que 5 gestionnaires de réseau de distribution avaient satisfait aux remarques de la CREG dans leurs adaptations de la proposition tarifaire initiale. Leurs propositions tarifaires remaniées ont été approuvées et applicables à compter du premier jour du nouvel exercice d'exploitation 2007. Les 21 autres gestionnaires se sont vu imposer des tarifs provisoires valables trois mois suivant celui de la décision définitive. Lesdits tarifs provisoires ont été calculés comme suit :

- le rapport entre, d'une part, l'incidence budgétaire des éléments rejetés par la CREG et, d'autre part, le budget total du gestionnaire de réseau de distribution relatif aux coûts devant être couverts par les tarifs en vigueur pour la puissance souscrite et pour la gestion du système ;
- les tarifs de la proposition tarifaire remaniée pour la puissance souscrite et/ou pour la gestion du système ont été diminués du pourcentage ainsi obtenu.

2.7. Prolongations de la validité des tarifs provisoires (8, 9 et 10)

Conformément à l'article 10, premier alinéa, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, la CREG peut imposer des tarifs provisoires pour une période de trois mois renouvelable si elle a décidé de refuser la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget. Dès lors, au cours de l'exercice d'exploitation, la CREG ne peut plus approuver de tarifs définitifs qui seraient d'application pour le reste de l'exercice. En d'autres termes, une fois que des tarifs provisoires ont été approuvés pour le premier trimestre d'une année, l'exercice d'exploitation entier suit le régime des tarifs provisoires, même si les gestionnaires de réseau de distribution se conforment à l'ensemble des remarques de la CREG dans leur dossier d'information suivant.

La plupart des gestionnaires de réseau de distribution qui s'étaient vu imposer des tarifs provisoires ont soumis un dossier d'information à la CREG au terme de chaque période de trois mois pendant l'année 2007. ALE et EV/GHA n'ont pas introduit de nouveaux dossiers d'information, mais ont confirmé leurs positions initiales par courrier et par e-mail.

C'est dans ce cadre, c.-à-d. le renouvellement des tarifs provisoires pour une nouvelle période de trois mois, que la CREG a systématiquement décidé, après examen des dossiers d'information introduits, d'approuver les tarifs provisoires pour une nouvelle période de trois mois. La CREG a estimé que les dossiers d'information constituaient des informations utiles pour déterminer, après examen, dans quelle mesure les tarifs provisoires précédemment approuvés devaient éventuellement être adaptés conformément à ces propositions.

2.8. Publication des tarifs

La publication des tarifs approuvés ou imposés est régie comme suit par l'arrêté royal du 11 juillet 2002 :

« Art. 11. § 1^{er}. La commission publie sa décision d'approbation de la proposition tarifaire visée à l'article 9 pour l'exercice à venir au Moniteur belge, de même que par voie électronique, dans les plus brefs délais.

§ 2. La commission publie dans les plus brefs délais sa décision visée à l'article 10 au Moniteur belge, de même que par voie électronique.

§ 3. Chaque gestionnaire de réseau de distribution communique dans les plus brefs délais aux utilisateurs du réseau les tarifs approuvés par la commission de la manière qu'il juge appropriée, et les met à la disposition de toutes les personnes qui lui en font la demande. Il les communique également dans les plus brefs délais par voie électronique. »

Conformément à cette disposition, la CREG a publié les tarifs au Moniteur belge ainsi que sur son propre site Internet, en version électronique.

En outre, la CREG a insisté pour que les gestionnaires de réseau de distribution, afin de faciliter le bon fonctionnement du marché et notamment de rendre le calcul des tarifs du réseau de distribution aussi accessible que possible à tout utilisateur du réseau intéressé, mettent à disposition, sur leur site Internet, un module de calcul qui permette à tout utilisateur du réseau intéressé de calculer le tarif du réseau de distribution en introduisant ses coordonnées personnelles.

2.9. Procédures devant le Conseil d'Etat et la Cour d'Appel

Résumé

Les gestionnaires de réseau de distribution qui se sont vu imposer des tarifs provisoires ont introduit un recours auprès de la Cour d'Appel contre la décision tarifaire de la CREG.

En raison de plusieurs arrêts rendus par la Cour d'Appel de Bruxelles en 2007, la CREG a vu ses compétences tarifaires fortement limitées.

En raison de ces arrêts entre autres, la CREG a conclu fin 2007 une transaction avec les gestionnaires de réseau de distribution mixtes flamands et wallons. Cette transaction visait d'une part à mettre un terme aux affaires en cours et d'autre part, à assurer des réductions de coûts que la CREG avait réussi à obtenir par le passé pour les tarifs de réseau de distribution.

Des négociations identiques comportant un contenu et un objectif similaires sont menées actuellement avec les gestionnaires de réseau de distribution purs, mais à l'heure de la rédaction du présent rapport, les procédures intentées (environ 60) par ces gestionnaires de réseau de distribution étaient toujours en cours.

Incidence de la jurisprudence sur les tarifs de réseau

Une conséquence directe de la jurisprudence est que la CREG doit réécrire les décisions qui ont été annulées par la Cour. Ces nouvelles décisions ont à leur tour une influence sur les exercices tarifaires ultérieures.

Dans le cadre des recours introduits contre les décisions de la CREG, la Cour dispose d'une compétence de « pleine juridiction », sans que, pour autant, une définition précise et concrète de ce terme ne soit disponible.

Dans le tout premier arrêt relatif au contentieux de l'énergie, la Cour a déclaré que, vu le principe de la séparation des pouvoirs, elle ne pouvait pas contrôler l'opportunité des évaluations discrétionnaires du régulateur.

Toutefois, dans certains arrêts, la Cour semble rejeter certaines appréciations discrétionnaires du régulateur et les remplacer par sa propre évaluation, p.ex. :

- en adoptant son propre point de vue quant au caractère raisonnable des coûts d'amortissement,
- en adoptant un point de vue sur la durée de vie des câbles, lequel diverge de la réalité technique telle qu'évaluée par la CREG ;
- en déterminant des modalités d'évaluation du caractère raisonnable des coûts sur la base d'une comparaison entre les entreprises elles-mêmes (c.-à-d. quelles sont les entreprises à comparer et quelle est l'exigence maximale de maîtrise des coûts qui peut être posée).
- en adoptant son propre point de vue quant au fait qu'un gestionnaire de réseau ait maîtrisé ses coûts au maximum ;
- en évaluant elle-même la situation financière d'un gestionnaire de réseau, avec rejet de l'évaluation de la CREG ;
- en appliquant un concept d' « erreur manifeste d'appréciation », beaucoup plus large que ce qui est d'application dans la jurisprudence et la doctrine administratives ;
- etc.

En outre, dans ces mêmes arrêts, la Cour interprète certaines dispositions réglementaires de manière extrêmement restrictive. Elle limite ainsi de façon très importante les compétences du régulateur, au point même qu'il est presque impossible pour la CREG de remplir ses missions légales. C'est le cas, par exemple, en ce qui concerne :

- la possibilité de fixer la marge bénéficiaire équitable ;
- le rôle des données comptables en matière de tarifs ;
- la détermination des coûts que la CREG peut contrôler (à savoir quels coûts « [sont] des coûts imposés par une autorité ») ;
- la manière dont la CREG doit évaluer le caractère raisonnable des coûts (à savoir en interdisant à la fois que la CREG rejette un coût en se basant uniquement sur des éléments individuels, ou en se basant uniquement sur une comparaison d'entreprises similaires) ;
- en établissant une distinction entre le contrôle du caractère raisonnable des coûts et un contrôle par rapport aux limites de l'obligation de maîtrise des coûts ;
- l'interdiction d'appliquer à l'avance certains critères d'évaluation du caractère raisonnable des coûts (p. ex. l'évolution prévue des prix de l'électricité) ;
- même la question de la nécessité d'obtenir une approbation du régulateur avant de pouvoir appliquer les tarifs ;
- etc.

La Cour reconnaît peut-être bien les limites qui découlent du principe de la séparation des pouvoirs. Elle souligne en effet expressément que le législateur n'a pas voulu qu'elle endosse le rôle de régulateur en appel.

Mais, en pratique, elle intervient bel et bien dans l'évaluation de la CREG. Et elle rejette l'évaluation de celle-ci, non pas en raison d'une violation formelle de la loi, mais sur la base d'une lecture ou d'une interprétation de la loi différente de celle de la CREG. Celle-ci est rendue possible grâce au fait que la législation n'est pas toujours claire ou complète au point de permettre une lecture ou une application unique du texte.

Par souci de cohérence, la CREG a appliqué la juridiction de la Cour relative à l'électricité, à cette dernière mais également au gaz naturel. Ces arrêts ont exercé une influence à la hausse sur les tarifs de distribution.

Incidence de la transaction sur les tarifs de réseau

Les arrêts de la Cour d'Appel ont pour conséquence une hausse des tarifs de réseau qui se fera sentir à partir de 2008. Comme évoqué précédemment, pour mettre un terme aux nombreux recours et assurer les réductions de coûts pour les tarifs de distribution que la CREG avait réussi à acquérir par le passé, celle-ci a conclu une transaction avec les GRD.

Les négociations qui ont précédé la transaction ont débouché sur une série d'accords importants :

- le maintien des pourcentages d'amortissement proposés par la CREG ;
- l'acceptation définitive par la CREG de la valeur RAB (= Regulated Asset Base – valeur des immobilisations régulées) comme base pour le calcul de la rémunération équitable et comme base d'amortissement ;
- l'incorporation des actifs régulés dans le projet d'AR tarifs pluriannuels.

Une initiative légale peut neutraliser les effets de la jurisprudence et de la transaction

La CREG estime que les conséquences de la jurisprudence et le résultat de la transaction peuvent être neutralisés par une initiative légale.

Ci-après suit une énumération non exhaustive d'éléments qui doivent figurer dans cette initiative légale selon la CREG :

- détermination d'une base d'amortissement pour les immobilisations corporelles (pas d'indexation) ;
- détermination d'un taux d'amortissement pour les immobilisations corporelles (en fonction de la durée de vie réelle) ;
- détermination de la méthode de calcul de la valeur bêta, comme élément de la marge bénéficiaire équitable ;
- changement de la compétence légale de la Cour d'Appel lors du traitement des appels contre les décisions tarifaires de la CREG (accorder une compétence d'appréciation marginale au lieu de la pleine compétence) ;

- coûts des obligations de service public (la CREG est habilitée à apprécier le caractère raisonnable de tous les coûts) ;
- renforcement des compétences légales de la CREG afin de pouvoir se baser sur des informations correctes et complètes dans ses décisions tarifaires :
 - mission de réviseurs afin de certifier les allocations de coûts par activité ;
 - sanctionner directement dans les décisions tarifaires la non-transmission des informations demandées.

Selon la CREG, une telle initiative légale pourrait compenser à l'avenir des hausses inutiles de tarifs de réseau.

3. REMARQUES DE LA CREG

Cette partie est consacrée aux principales remarques formulées par la CREG au sujet des propositions tarifaires introduites mais ne se veut pas exhaustive.

3.1. Les paramètres de la rémunération équitable

Les paramètres utilisés pour calculer la rémunération équitable pour l'année 2007 sont les suivants :

- taux d'intérêt sans risque : 3,4230 % (a) ;
- prime de risque : 2,5400 % (b) ;
- le bêta recalculé : 1,0330 (c) ;
- facteur d'illiquidité : 20 % (d).

Ceci entraîne une rémunération de 7,25 % ($[(a)+(b) \times (c)] \times (d)$) sur 33 % des CI et une rémunération de 4,5045 % (soit une prime de risque majorée d'une surcharge de crédit de 70 pb) sur la partie des fonds propres supérieure à 33 % du total du bilan.

Le gestionnaire de réseau de distribution a le droit de récupérer les charges financières effectives qui sont considérées comme raisonnables (embedded cost).

3.2 Data Envelopment Analysis

Le mécanisme tarifaire prévu par l'ancienne loi électricité repose sur la méthode « cost-plus » et implique que les tarifs doivent couvrir les coûts réels de l'activité de distribution et assurer une rémunération équitable des capitaux investis³. Cependant, un système « cost-plus » pur ne stimule pas directement la gestion efficace des réseaux puisqu'il garantit la couverture de tous les coûts, y compris ceux qui résultent de l'inefficacité des gestionnaires de réseau⁴. Pour remédier à cet inconvénient, le législateur impose aux gestionnaires de

³ Article 12 de l'ancienne loi électricité.

⁴ Mémoire à l'intention du ministre chargé de l'énergie en vue d'une meilleure organisation de la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz, 22 mai 2003, paragraphe 10.

réseau de distribution de maîtriser au mieux les facteurs déterminant leurs coûts⁵ et donne à la CREG le pouvoir de refuser la répercussion sur les tarifs des coûts qu'elle juge déraisonnables dans une perspective d'efficacité des gestionnaires de réseau⁶. Le système « cost-plus » est donc corrigé. Afin de pouvoir analyser de manière uniforme et chiffrable les mesures de maîtrise des coûts, la CREG a conçu la méthode « Data Envelopment Analysis (DEA) ». Cette méthode consiste en une analyse belge interne de l'efficacité (entre les gestionnaires de réseau de distribution, actifs sur le territoire belge), sans avoir recours à des comparaisons étrangères, où le facteur de production (input) est le total des coûts non maîtrisables.

Le modèle repose sur les huit outputs suivants :

- énergie transportée⁷ (total sans pertes de réseau) ;
- énergie transportée (basse tension)
- nombre de points d'accès (haute tension)
- nombre de points d'accès (basse tension)
- puissance maximale
- longueur du circuit (haute tension)
- longueur du circuit (basse tension)
- nombre de transformateurs

Pour pouvoir évaluer de façon objective et quantifiée les efforts de maîtrise des coûts des gestionnaires de réseau de distribution, la CREG a développé un modèle qui repose sur les principes fondamentaux suivants :

- les coûts maîtrisables présentés dans le budget pour l'exercice d'exploitation 2007 ne peuvent aucunement être supérieurs, en termes réels, aux coûts maîtrisables réels acceptés par la CREG pour l'exercice d'exploitation 2003, soit le premier exercice pour lequel la CREG dispose de chiffres contrôlés et qui donne une indication du niveau de coûts acceptable dans le secteur du réseau de distribution ;
- le gestionnaire de réseau de distribution doit, sur la base d'une comparaison par *Data Envelopment Analysis* (ci-après : *DEA*) avec des économies d'échelle constantes basées sur les coûts réels pour 2003, sur quatre années à compter de 2005,

⁵ Article 22, § 1^{er}, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002.

⁶ Article 23 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002.

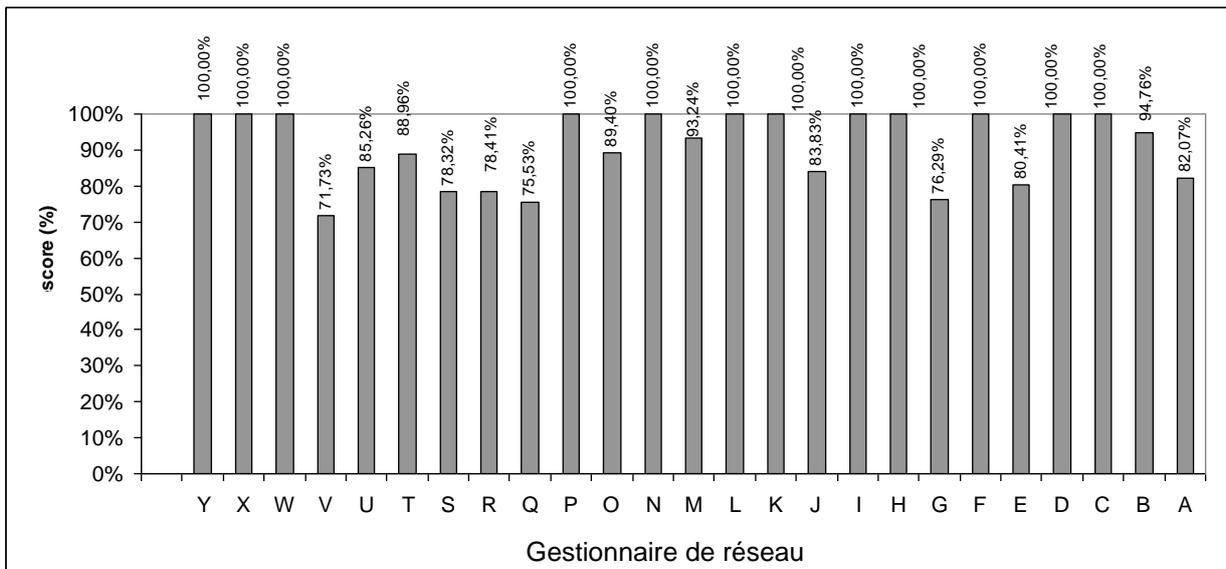
⁷ Les volumes des pertes de réseau ont été déduits de l'énergie fournie, pour tenir compte du fait que les coûts de compensation des pertes de réseau sont déduits de la base utilisée pour la définition des coûts totaux (cf. supra).

atteindre le score d'efficacité maximal (100 %) ; par conséquent, trois quarts de l'amélioration de l'efficacité doivent avoir été réalisés dans le budget 2007, sans préjudice des dispositions du dernier point) ;

- afin de comparer les coûts de différentes années, ceux-ci sont exprimés en termes réels de 2003 ;
- l'effort d'économie annuel total maximal qui peut être demandé d'un gestionnaire de réseau de distribution est limité à 8 % pour l'amélioration de l'efficacité.

La relation entre les *outputs* et les *inputs*, dans le cadre d'une comparaison mutuelle entre les différents gestionnaires de réseau de distribution belges, donne pour chaque gestionnaire de réseau de distribution un score situé entre 0 (totalement inefficace) et 100 (totalement efficace) (cf. figure 1). Ce dernier score est l'objectif final de tout gestionnaire de réseau de distribution.

Figure 1 – Scores des gestionnaires de réseau de distribution



3.3. L'excédent d'exploitation en 2005

L'article 24, premier alinéa de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 dispose que si la CREG constate, lors de son étude du rapport annuel visé à l'article 13, § 3 dudit arrêté royal, que les tarifs appliqués au cours de l'exercice d'exploitation concerné ont résulté en un boni ou un mali, elle en informe immédiatement le gestionnaire de réseau de distribution concerné. Dans les quinze jours calendrier après réception de la présente décision, le gestionnaire de

réseau de distribution peut transmettre ses remarques à la CREG. Le gestionnaire de réseau de distribution peut également demander à être entendu par la CREG dans le délai susvisé.

Dans les trente jours calendrier suivant l'expiration du délai susvisé, la CREG doit décider de manière définitive si les tarifs ont résulté en un boni ou un mali. Selon l'article 24, troisième alinéa de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, ce boni ou mali est imputé pour moitié sur les tarifs qui seront applicables au cours de l'exercice d'exploitation suivant l'exercice d'exploitation au cours duquel la CREG a adopté cette décision et pour moitié au gestionnaire de réseau concerné.

Afin de rendre concrète la notion de « boni-mali », la CREG fait référence à l'article 12, §3, 5°, de l'ancienne loi électricité qui stipule que le Roi fixe les règles relatives aux objectifs que doit poursuivre le gestionnaire de réseau en matière de maîtrise des coûts. Les dispositions de cet article de loi sont exécutées en application du chapitre 7 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 intitulé « Maîtrise des coûts », chapitre dont fait également partie l'article 24 relatif au boni/mali, lequel peut dès lors être considéré comme un instrument de maîtrise des coûts à exécuter en tenant compte des autres dispositions de ce chapitre.

Concrètement, cela signifie que le calcul de la différence entre les coûts et les revenus budgétisés et les coûts et les revenus réels, ne peut aboutir à la constatation d'un boni que si une différence positive résulte de mesures de maîtrise des coûts délibérément prises par le gestionnaire de réseau. En outre, lors de différence négative entre les coûts et les revenus budgétisés d'une part, et les coûts et les revenus réels d'autre part, il ne pourra pas non plus être question d'un mali, si tous les coûts, même ceux supérieurs aux coûts budgétisés, répondent à l'exigence de caractère raisonnable imposé par la CREG et si le gestionnaire de réseau a bel et bien consenti tous les efforts nécessaires pour engranger les revenus nécessaires, l'origine de la diminution de ces revenus ne lui étant pas imputable.

Si les différences entre le budget et la réalité, dans le cadre de ce qui est expliqué au paragraphe précédent, n'entraînent pas la détermination d'un boni ou d'un mali, on parlera uniquement d'un excédent ou d'un déficit d'exploitation.

En 2006, la CREG a pris pour la troisième fois des décisions boni/mali en exécution des articles susmentionnés, notamment au sujet de l'application des tarifs du réseau de distribution imposés ou approuvés pour l'exercice d'exploitation 2005, si les coûts et les revenus concernaient les clients éligibles. Pour la période tarifaire 2005, la CREG a calculé, pour la distribution, un montant global de 174.835.871,83 euros qui devait être déduit des

tarifs 2007. Dans l'ensemble, tous les GRD ont subi un impact de réduction des coûts sur leurs tarifs 2007.

Dans plusieurs arrêts pris en 2007, la Cour d'Appel de Bruxelles s'est prononcée sur la forme concrète que la CREG avait donnée jusqu'alors au concept de « boni-mali » visé à l'article 24 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002.

La conséquence concrète des arrêts précités est que la CREG ne peut faire de distinction entre le concept « boni-mali » et les concepts « excédent et déficit d'exploitation ». La Cour part du principe qu'un « boni-mali » est la différence entre les produits réels moins les coûts (résultat comptable corrigé) et la rémunération équitable budgétisée telle qu'acceptée à l'occasion de la décision définitive relative à la proposition tarifaire (adaptée) du gestionnaire de réseau concerné.

3.4. Coûts opérationnels

Plusieurs coûts opérationnels (services généraux et services à la clientèle) et les coûts de la gestion du système ont connu de fortes augmentations par rapport aux budgets 2006 approuvés. Dans sa demande de renseignements complémentaires, la CREG a demandé des justificatifs. Les gestionnaires de réseau de distribution n'ont fourni qu'une série de données chiffrées sans le moindre texte explicatif des évolutions, bien que la CREG l'avait explicitement demandé. La CREG n'a pas accepté de telles augmentations budgétaires injustifiées et, par là, déraisonnables et a décidé que les gestionnaires de réseau de distribution concernés devaient maintenir le budget au niveau de l'année 2006.

3.5. Coûts de la compensation des pertes de réseau (services auxiliaires)

Les gestionnaires de réseau de distribution doivent compenser les pertes de réseau sur leur réseau de distribution. Puisque les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent pas posséder d'installations de production, à quelques exceptions près, ils sont contraints d'acheter à l'extérieur l'énergie pour compenser les pertes de réseau. La CREG a constaté d'énormes augmentations de prix entre 2006 et 2007 pour les prix d'achat de cette énergie.

En outre, la CREG a constaté que la forte augmentation des coûts pour l'achat d'énergie en vue de compenser les pertes de réseau repose sur des estimations ou offres non encore acceptées et que le niveau de l'augmentation est bien plus élevé que l'évolution des coûts réels de production en Belgique. Un calcul de l'évolution des tarifs sur la base des anciennes formules énergétiques primaires, indexées en fonction des paramètres Nc et Ne représentatifs de ces coûts, indique que l'augmentation devrait se situer entre 6 et 7 % de 2006 pour les premiers 11 mois de 2007.

En vertu des articles 22 et 23 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, la CREG a refusé cette augmentation déraisonnable des coûts pour l'achat d'énergie en vue de compenser les pertes de réseau et a décidé que les gestionnaires de réseau de distribution concernés ne pouvaient procéder qu'à une augmentation de 7 % de ces coûts par rapport au prix contracté repris dans le budget 2006.

La Cour d'Appel de Bruxelles s'est récemment prononcée dans un arrêt sur le traitement accordé par la CREG aux pertes de réseau. Par le passé, la CREG comparait la hausse de ce prix de revient avec l'évolution des paramètres Nc et Ne précités afin d'en apprécier le caractère raisonnable, position avec laquelle la Cour n'est pas en accord. Dans l'arrêt, la Cour stipule que la CREG, lorsqu'elle s'est forgée une opinion sur le caractère déraisonnable du prix de revient, n'a pas fait de comparaison avec le prix de revient que d'autres gestionnaires de réseau de distribution avaient porté en compte pour le même objet de coût. La Cour a dès lors annulé la décision du gestionnaire de réseau de distribution concerné et a imposé à la CREG de déterminer le caractère raisonnable du prix de revient à l'aide du benchmarking précité. L'arrêt auquel il est fait référence signifie qu'une décision tarifaire concernant l'exercice d'exploitation 2007 a été frappée de nullité, ce qui oblige la CREG à prendre une nouvelle décision tarifaire.

3.6. Les obligations de service public

Il s'agit d'obligations imposées au gestionnaire de réseau qui concernent les aspects socio-économiques, écologiques et techniques de la fourniture d'électricité. L'imposition d'obligations de service public aux gestionnaires de réseau de distribution flamands trouve sa base légale dans les articles 18bis, 19 et 20 du décret du Gouvernement flamand du 17 juillet 2000 relatif à l'organisation du marché de l'électricité. En vertu de plusieurs arrêtés du Gouvernement flamand, des obligations de service public spécifiques ont été imposées aux gestionnaires de réseau de distribution flamands. En Région wallonne, elles trouvent leur

origine dans les articles 34 et 35 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité. En Région de Bruxelles-Capitale enfin, les obligations de service public trouvent leur fondement légal principalement à l'article 24 de l'ordonnance du 19 juillet 2001 et à l'article 38 de l'ordonnance du 1^{er} avril 2004 qui modifie et complète l'obligation de service public en matière de distribution d'électricité.

Les obligations de service public s'accompagnent de coûts pour les différents gestionnaires de réseau de distribution. Les gestionnaires de réseau de distribution intègrent ces coûts dans leurs propositions tarifaires annuelles soumises à la CREG, qui en évalue le caractère raisonnable. Nous trouvons leur répercussion au niveau de la puissance souscrite où ils sont principalement pris en charge par la basse tension, même si une partie se répercute aussi sur les niveaux de tension supérieurs (URE et éclairage public).

Les coûts des obligations de service public ont connu en 2007 de très fortes augmentations, d'une part, à cause de l'extension du nombre d'obligations qui a entraîné une hausse des coûts directement allouables et, d'autre part, à cause d'une augmentation des coûts internes des gestionnaires de réseau de distribution associés à la réalisation des obligations de service public.

3.7. Adéquation entre les tarifs et les coûts

Le principe d'adéquation entre les coûts et le chiffre d'affaires est clairement exprimé dans une des lignes directrices reprises à l'article 12, § 2, 2°, de l'ancienne loi électricité, où il est dit que les tarifs sont orientés en fonction des coûts et permettent au gestionnaire de réseau de couvrir l'ensemble des coûts réels imputables à ses tâches légales.

La CREG a veillé à ce que l'adéquation des coûts avec le chiffre d'affaires soit présentée de telle sorte qu'elle soit elle-même en mesure de contrôler les calculs effectués et de suivre l'incidence d'éventuelles modifications au niveau des coûts.

3.8. Réserve

Les dossiers des différents GRD contiennent encore des lacunes, notamment la justification des frais de fonctionnement, ce qui ne permet pas à la CREG d'obtenir une justification complète des tarifs proposés.

La CREG a dès lors formulé dans ses décisions du 21 décembre 2006 une réserve générale. Cette réserve générale était déjà présente dans les décisions bonus/malus de l'année précédente et elle est de la plus haute importance pour le futur.

« La CREG souligne que le fait qu'aucune remarque ne soit formulée au sujet de certains coûts de fonctionnement dans ses décisions ne peut pas être interprété comme un accord tacite pour les exercices d'exploitation à venir. La CREG émet une réserve à l'égard de tous ces postes et étudiera plus en détail leur justification et leur caractère raisonnable au cours des années à venir. »

4. TARIFS

Le tableau 3 ci-dessous donne un aperçu des budgets qui, au terme de la procédure entière d'approbation par la CREG, sont incorporés dans les tarifs du réseau de distribution.

Tableau 3 – Budgets portés en compte (€)

2007	Mixtes Flamandes
Budget total	682.220.708

2007	Pures Flamandes
Budget total	224.351.449

2007	Bruxelles
Budget total	172.143.588

2007	Mixtes Wallonnes
Budget total	424.631.268

2007	Pures Wallonnes
Budget total	111.285.960

La CREG a publié sur son site Internet tous les tarifs de réseau de distribution approuvés ou imposés. Les graphiques ci-joints présentent, pour certains clients types, les tarifs approuvés ou imposés pour les exercices d'exploitation 2005, 2006 et 2007. Ils donnent une idée, en ce qui concerne le prix de revient de la distribution, du rapport entre les différents clients types auprès d'un même gestionnaire de réseau de distribution et pour plusieurs clients-types séparément auprès des différents gestionnaires de réseau de distribution.

Les définitions des clients-types utilisées sont celles élaborées par Eurostat et reprises au tableau 4. Pour le calcul des tarifs, les clients types devaient toutefois être rattachés à un groupe de clients. A cet égard, il a été supposé que l'ensemble des clients-types industriels, jusqu'au client type lg2 inclus, sont raccordés au réseau à moyenne tension (le réseau dont la tension nominale est comprise entre 26 kV et 1 kV). Les tarifs pour les clients-types industriels lh1, lh2, li1 et li2 sont calculés pour un raccordement aux transformateurs vers le réseau à moyenne tension. Pour l'ensemble des clients-types résidentiels, les raccordements prévus le sont au réseau à basse tension.

Tableau 4 – Clients-types Eurostat

Clients type EUROSTAT							
Réseau MT avec une puissance supérieure à 56kVA	Clients industriels						
		Consommation annuelle en kWh	Puissance maximale appelée en kW	Durée d'utilisation annuelle (en heures)			
				Total	Jour (Heures de pointes)	Nuit (Heures creuses)	Weekend
la	30.000	30	1.000	1.000	0	0	
lb	50.000	50	1.000	1.000	0	0	
lc	160.000	100	1.600	1.600	0	0	
ld	1.250.000	500	2.500	2.500	0	0	
le	2.000.000	500	4.000	4.000	0	0	
lf	10.000.000	2.500	4.000	4.000	0	0	
lg1	24.000.000	4.000	6.000	4.500	1.500	0	
lg2	24.000.000	4.000	6.000	3.000	3.000	0	
Transformation vers MT avec une puissance supérieure à 56kVA	lh1	50.000.000	10.000	5.000	3.750	1.250	0
	lh2	50.000.000	10.000	5.000	2.500	2.500	0
	li1	70.000.000	10.000	7.000	5.250	1.750	0
	li2	70.000.000	10.000	7.000	3.500	3.500	0

Clients type EUROSTAT						
Réseau BT avec une puissance inférieure ou égale à 56kVA	Clients domestiques					
		Consommation annuelle en kWh				Puissance souscrite (indicative) en kW
		Total	Jour (Heures de pointes)	Nuit (Heures creuses)	Weekend	
Da	600	600	0	0	3,0	
Db	1200	1200	0	0	3,5	
Dc	3500	2200	1300	0	6,5	
Dd	7500	5000	2500	0	7,5	
De	20000	5000	15000	0	9,0	

Suite à l'extension du tarif de nuit (depuis 2007), les clients-types Eurostat n'étaient plus pertinents pour les utilisateurs du réseau résidentiels et la consommation standard par client-type a fait l'objet d'une nouvelle répartition, en tenant compte d'une augmentation du nombre d'heures de nuit et d'une diminution du nombre d'heures de jour (cf. tableau 5).

Tableau 5 – Clients-types résidentiels belges

h	Avant introduction tarif weekend			Après introduction tarif weekend		
	jour	nuit	excl. Nuit	jour	nuit	excl. Nuit
Da	600			600		
Db	1200			1200		
Dc	2200	1300		1600	1900	
Dc1	3500			3500		
Dd	5000	2500		3600	3900	
De	5000	2500	12500	3600	3900	12500

Figure 2 – Clients Db Gestionnaires de réseau de distribution flamands (prix annuel en euros)

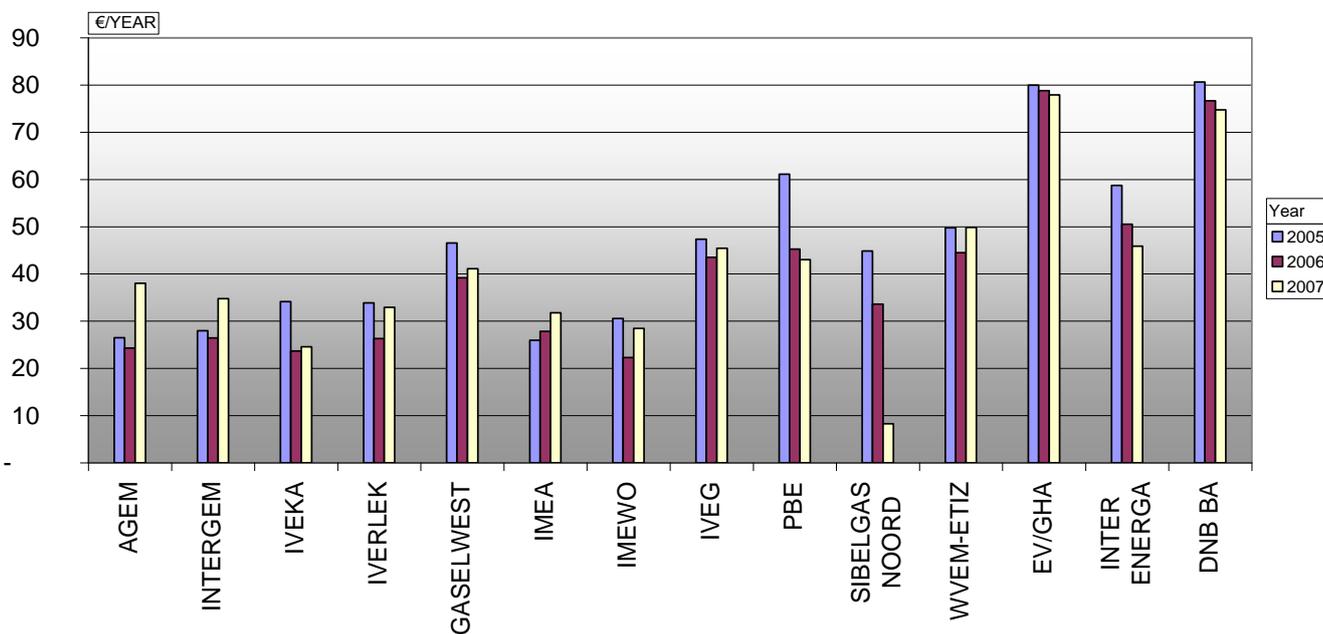


Figure 3 – Clients Dc Gestionnaires de réseau de distribution flamands (prix annuel en euros)

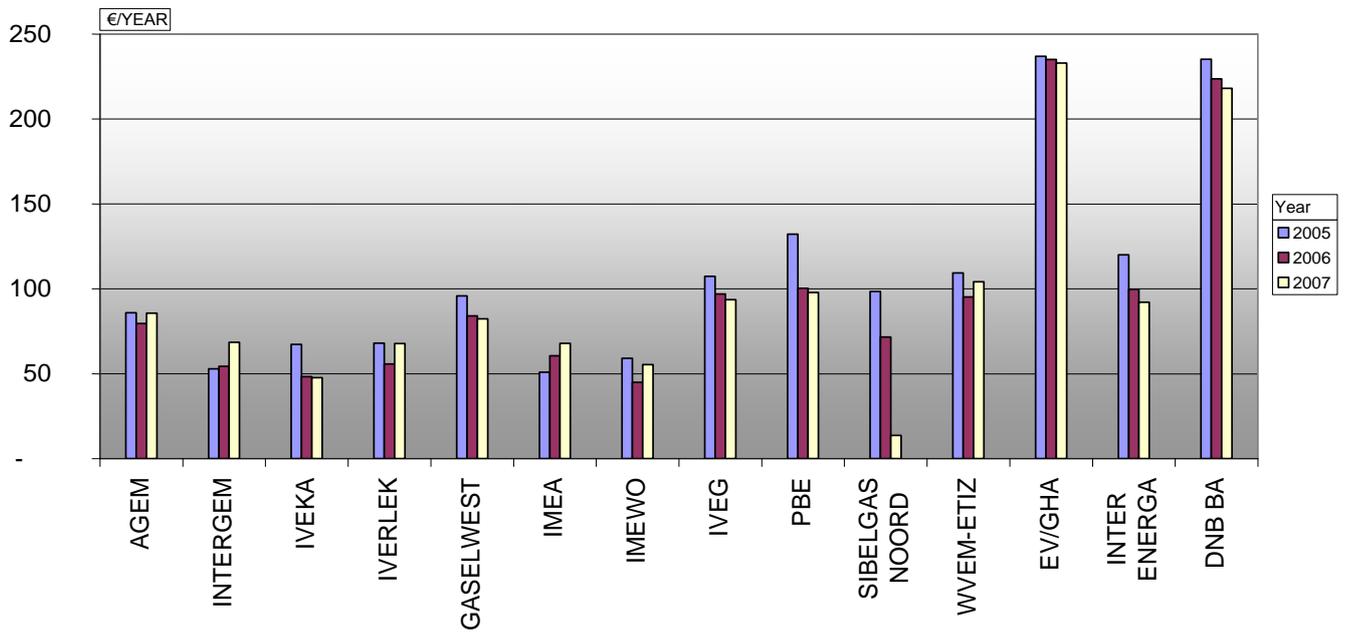


Figure 4 – Clients Dd Gestionnaires de réseau de distribution flamands (prix annuel en euros)

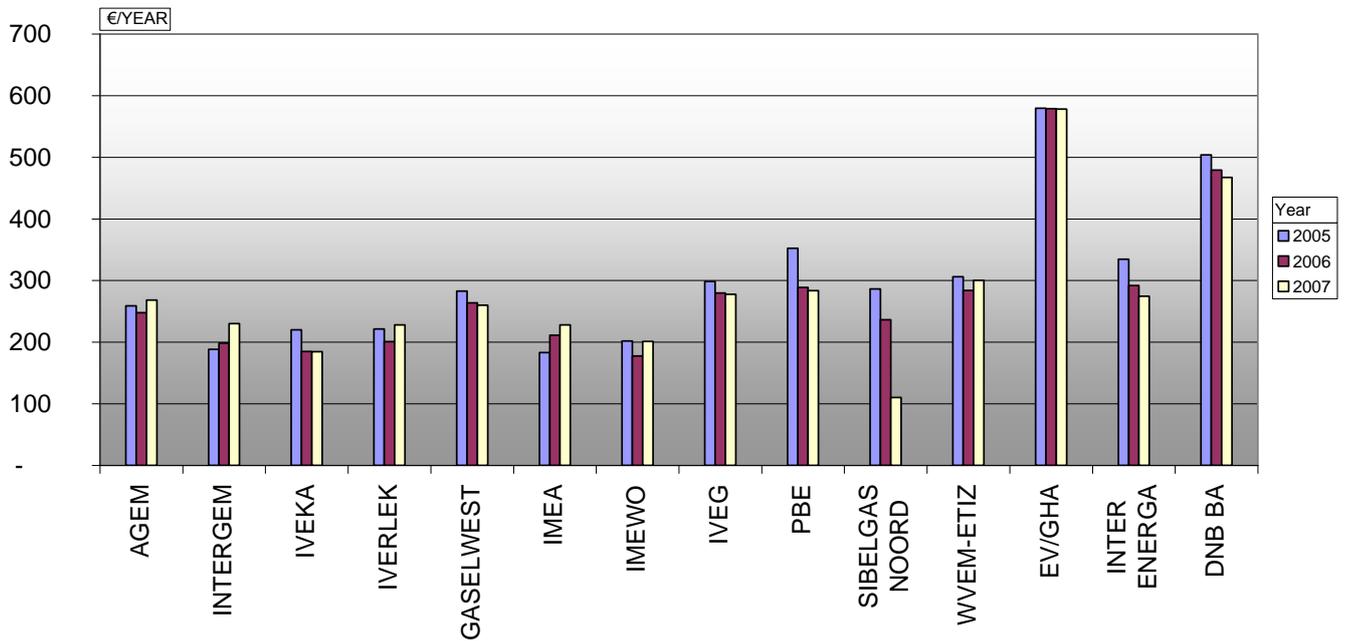


Figure 5 – Clients De Gestionnaires de réseau de distribution flamands (prix annuel en euros)

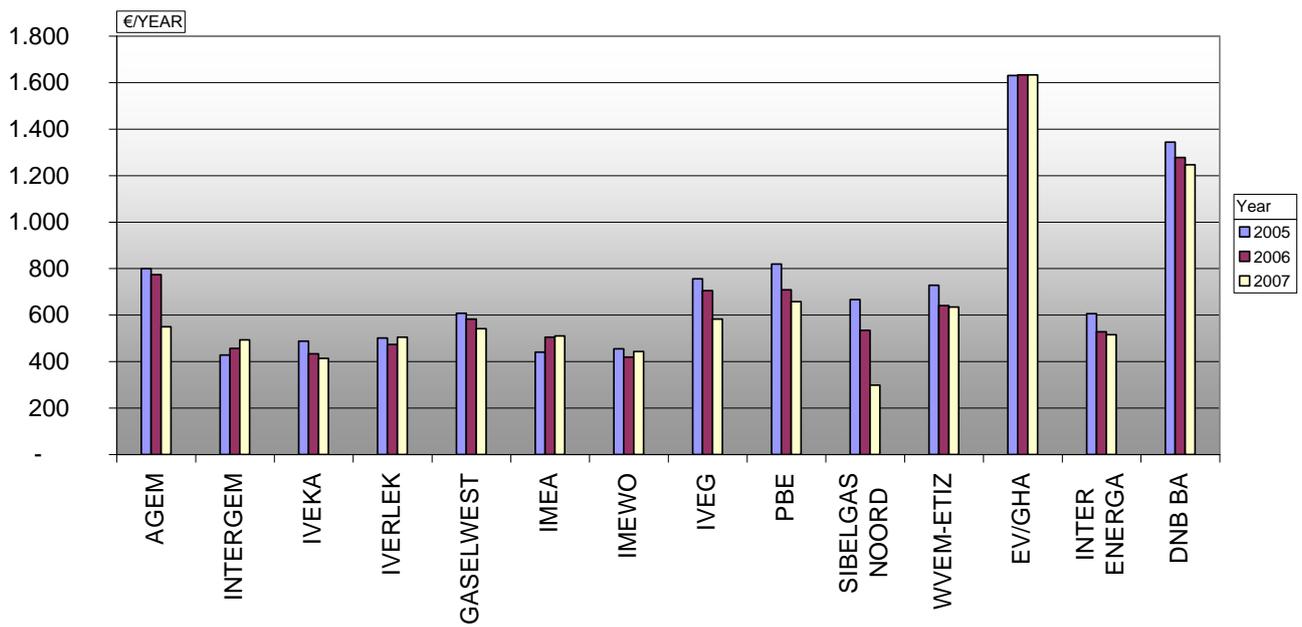


Figure 6 – Clients Ib Gestionnaires de réseau de distribution flamands (prix annuel en euros)

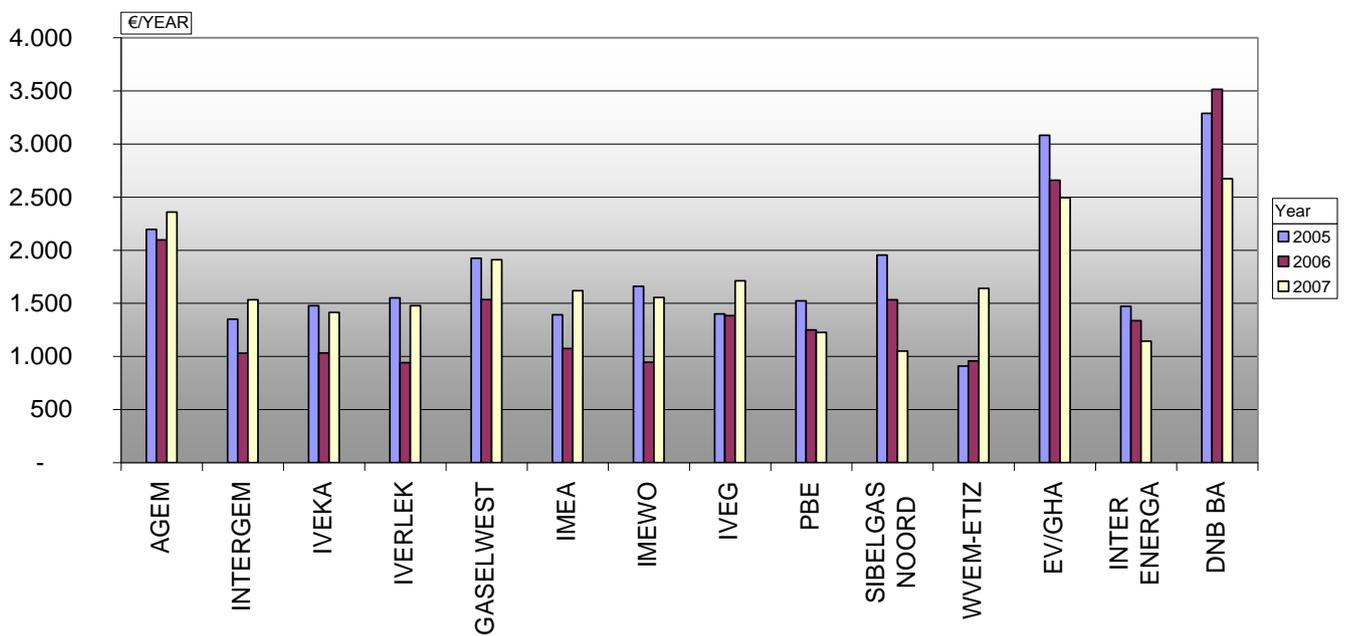


Figure 7 – Clients le Gestionnaires de réseau de distribution flamands (prix annuel en euros)

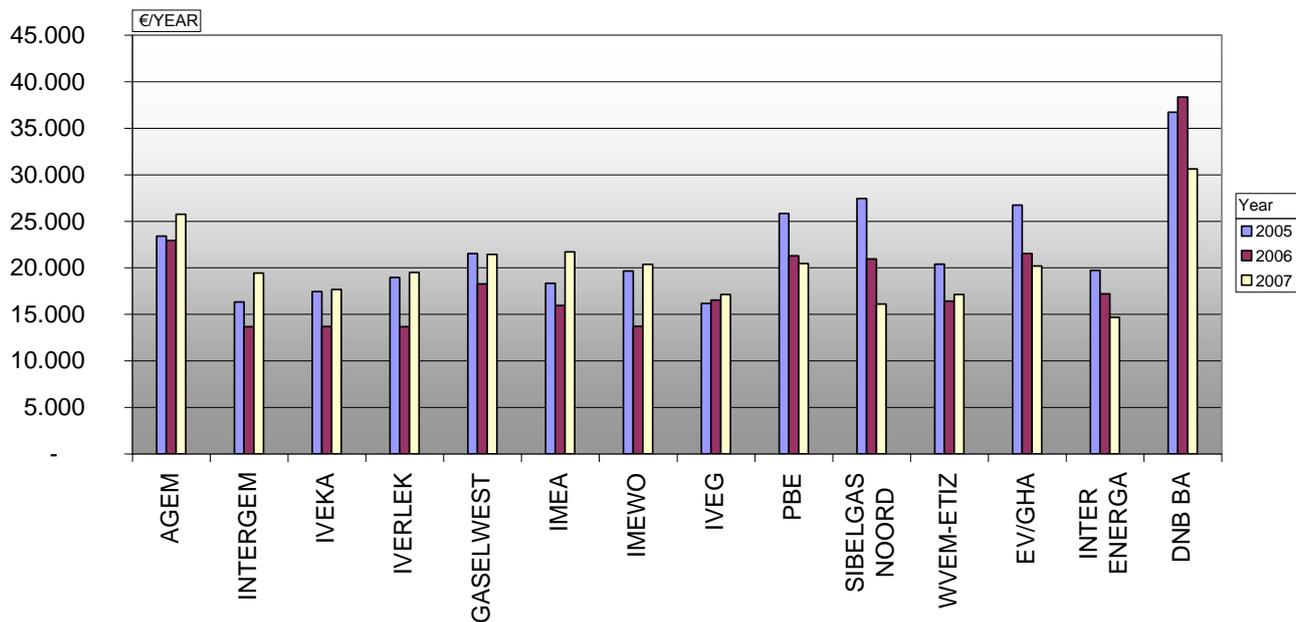


Figure 8 – Clients lh Gestionnaires de réseau de distribution flamands (prix annuel en euros)

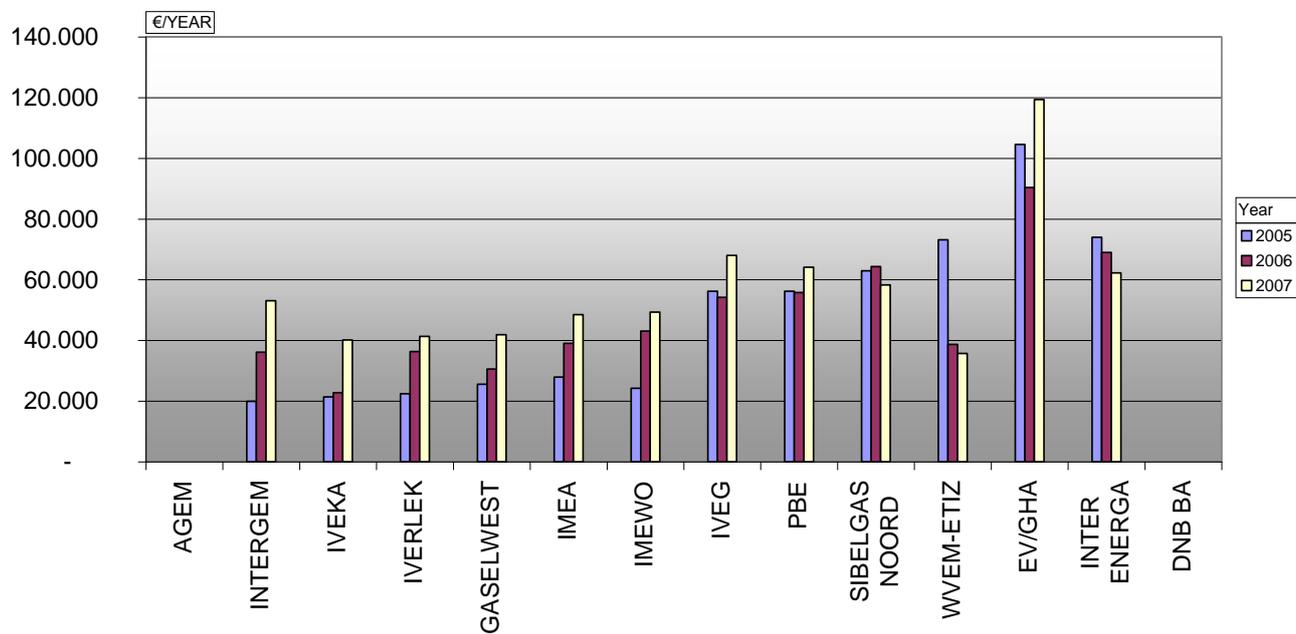


Figure 9 – Clients Db Gestionnaires de réseau de distribution wallons (prix annuel en euros)

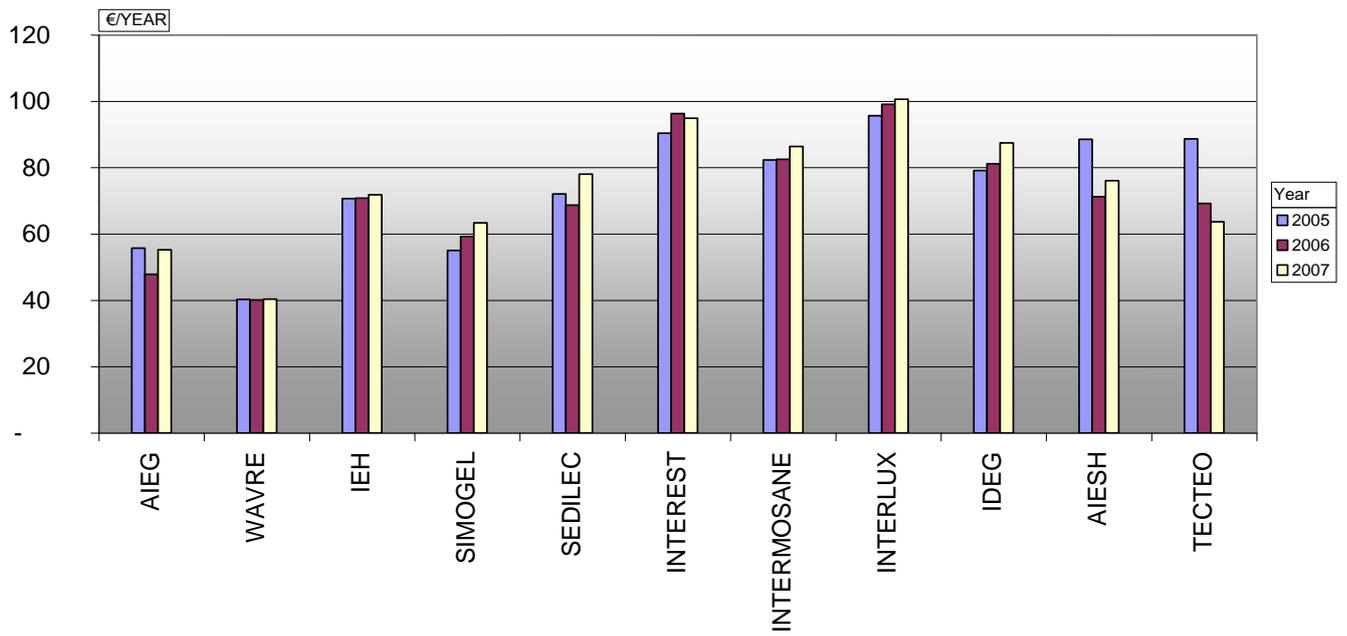


Figure 10 – Clients Dc Gestionnaires de réseau de distribution wallons (prix annuel en euros)

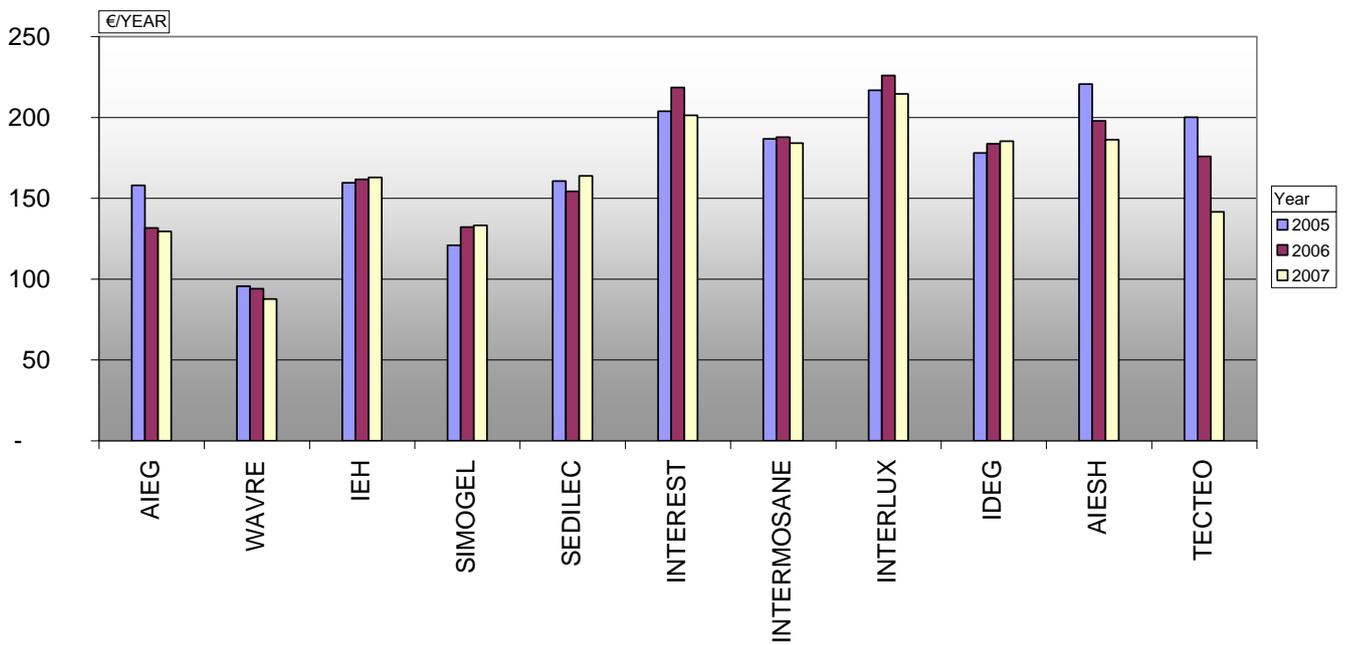


Figure 11 – Clients Dd Gestionnaires de réseau de distribution wallons (prix annuel en euros)

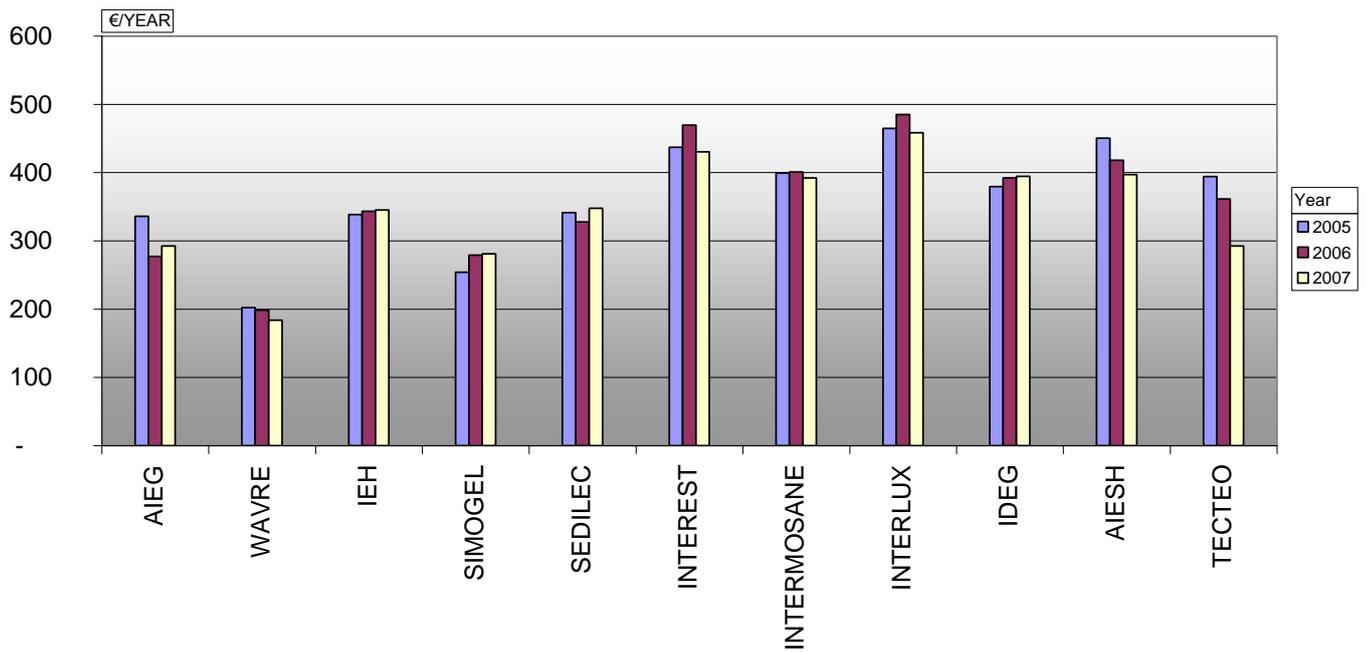


Figure 12 – Clients De Gestionnaires de réseau de distribution wallons (prix annuel en euros)

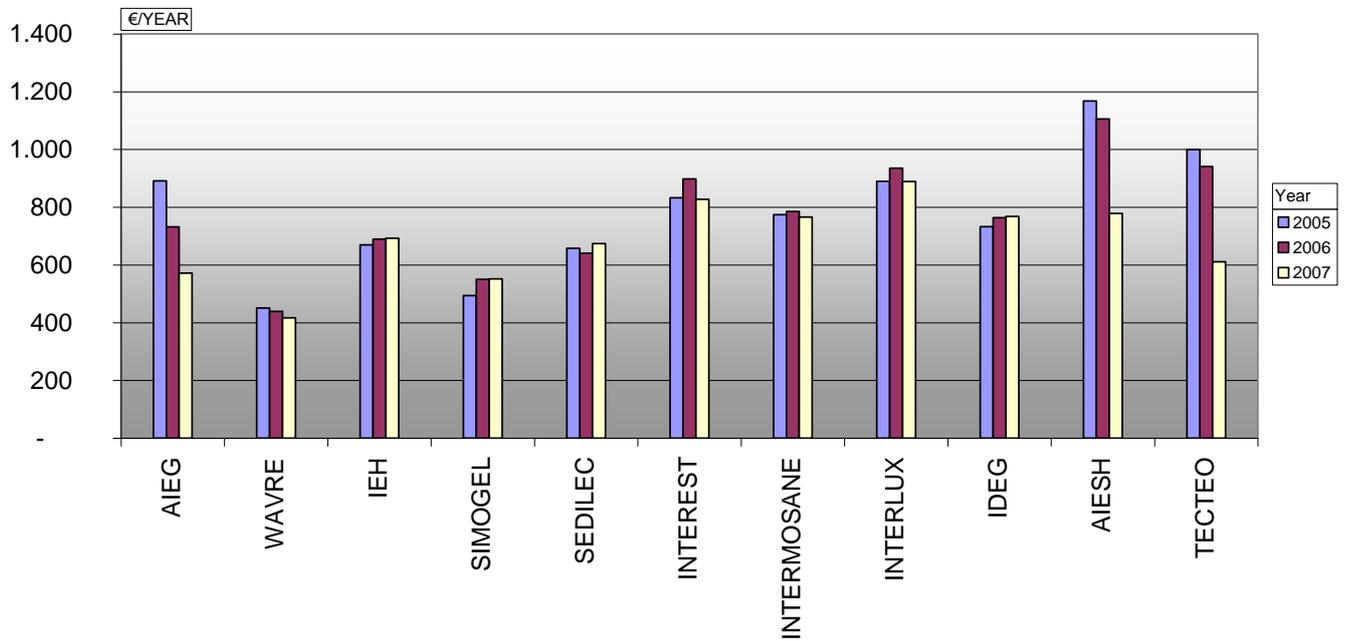


Figure 13 – Clients Ib Gestionnaires de réseau de distribution wallons (prix annuel en euros)

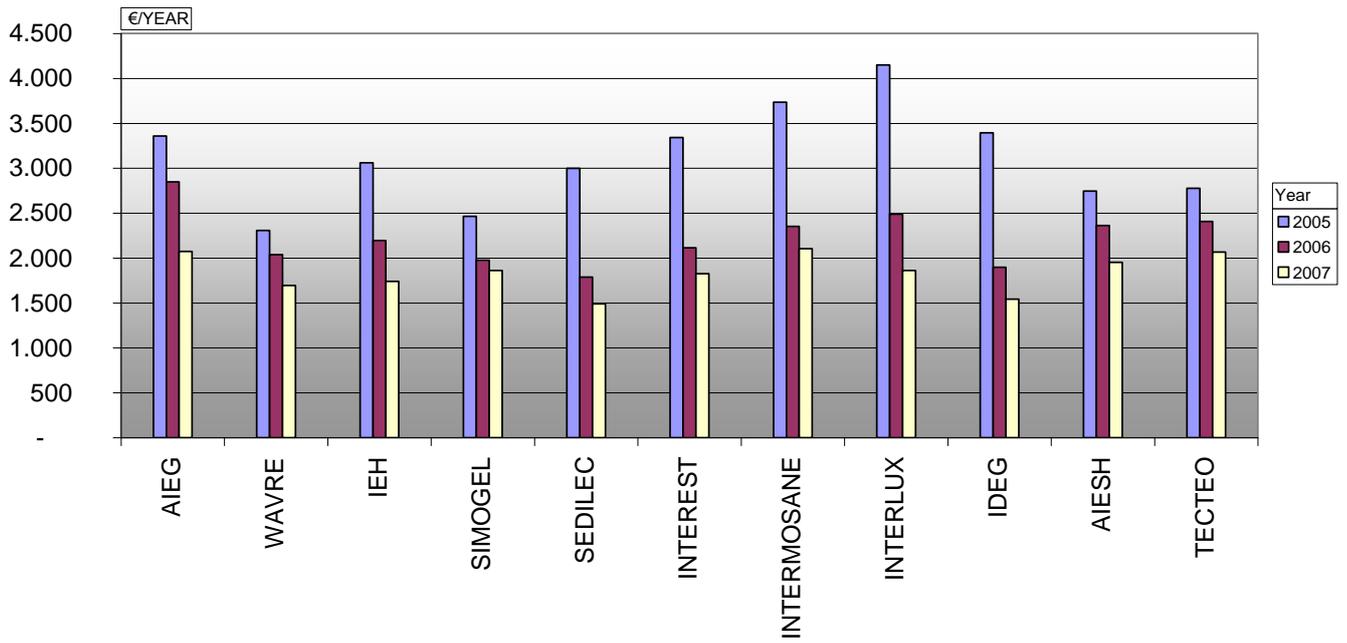


Figure 14 – Clients le Gestionnaires de réseau de distribution wallons (prix annuel en euros)

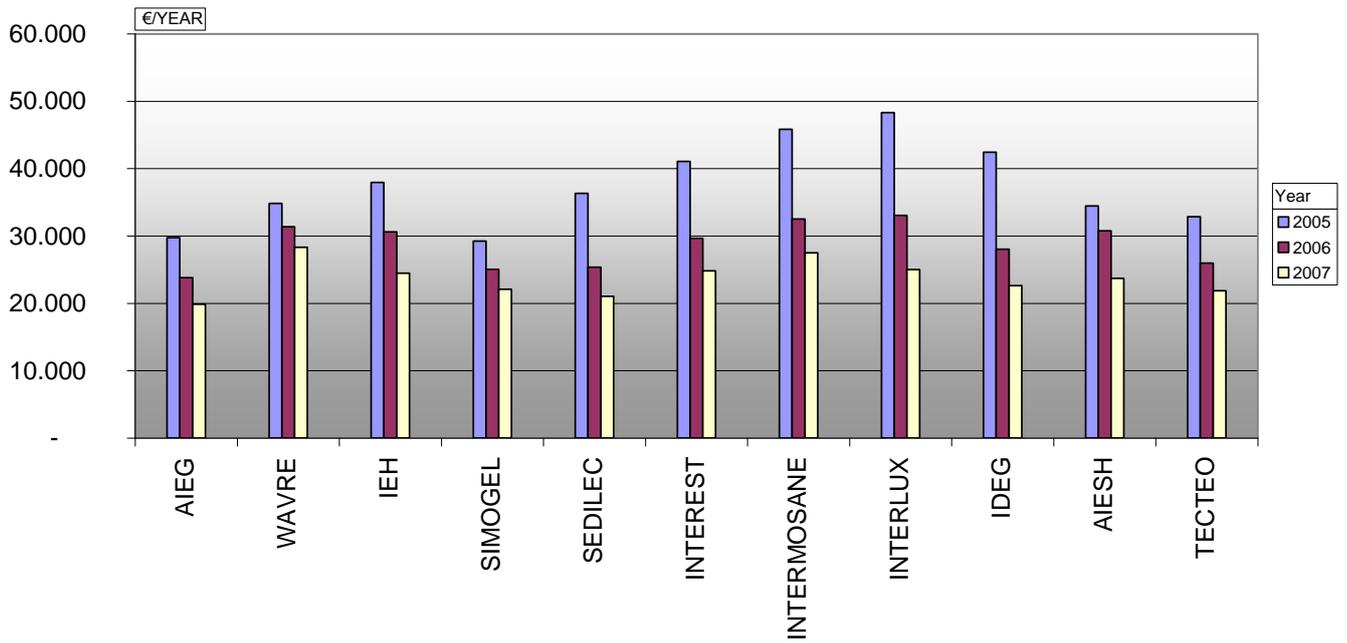


Figure 15 – Clients Ih Gestionnaires de réseau de distribution wallons (prix annuel en euros)

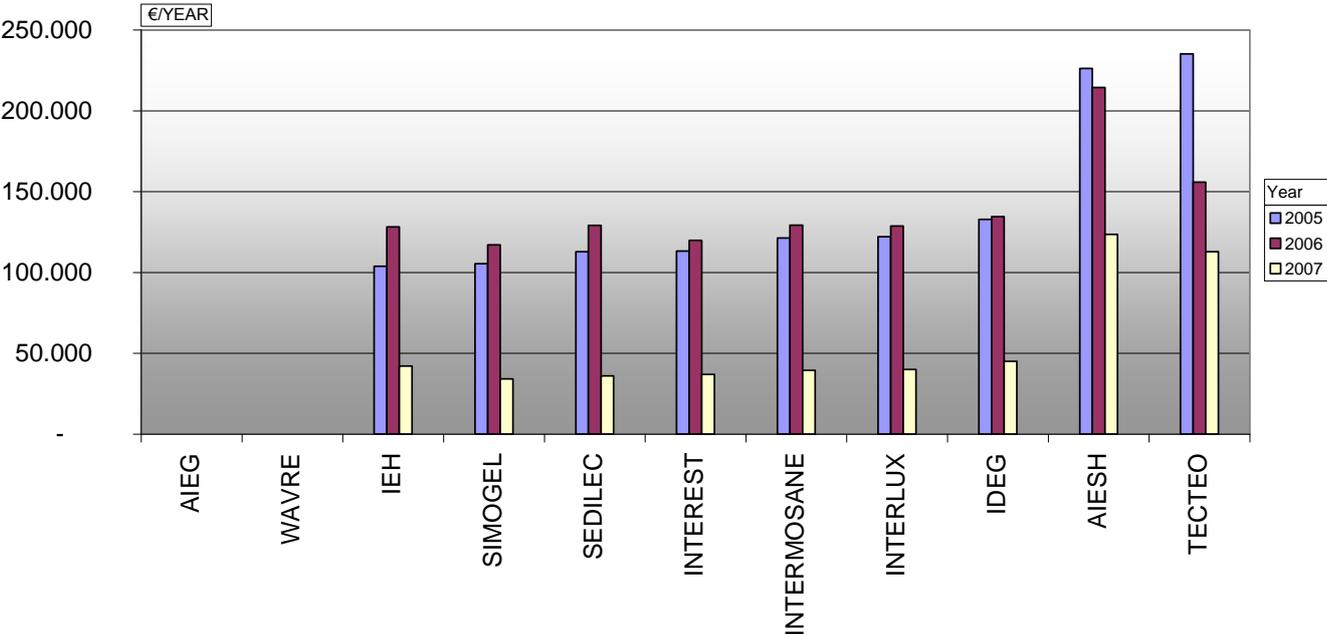


Figure 16 – Clients Db Gestionnaires de réseau de distribution bruxellois (prix annuel en euros)

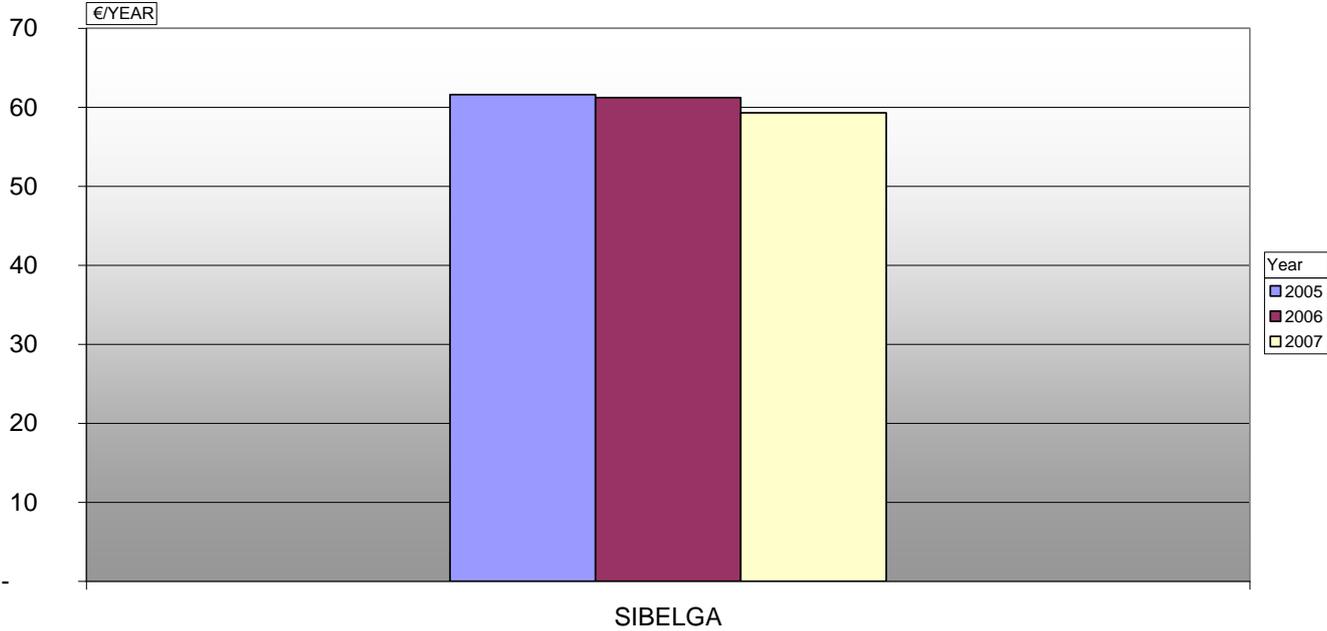


Figure 17 – Clients Dc Gestionnaires de réseau de distribution bruxellois (prix annuel en euros)

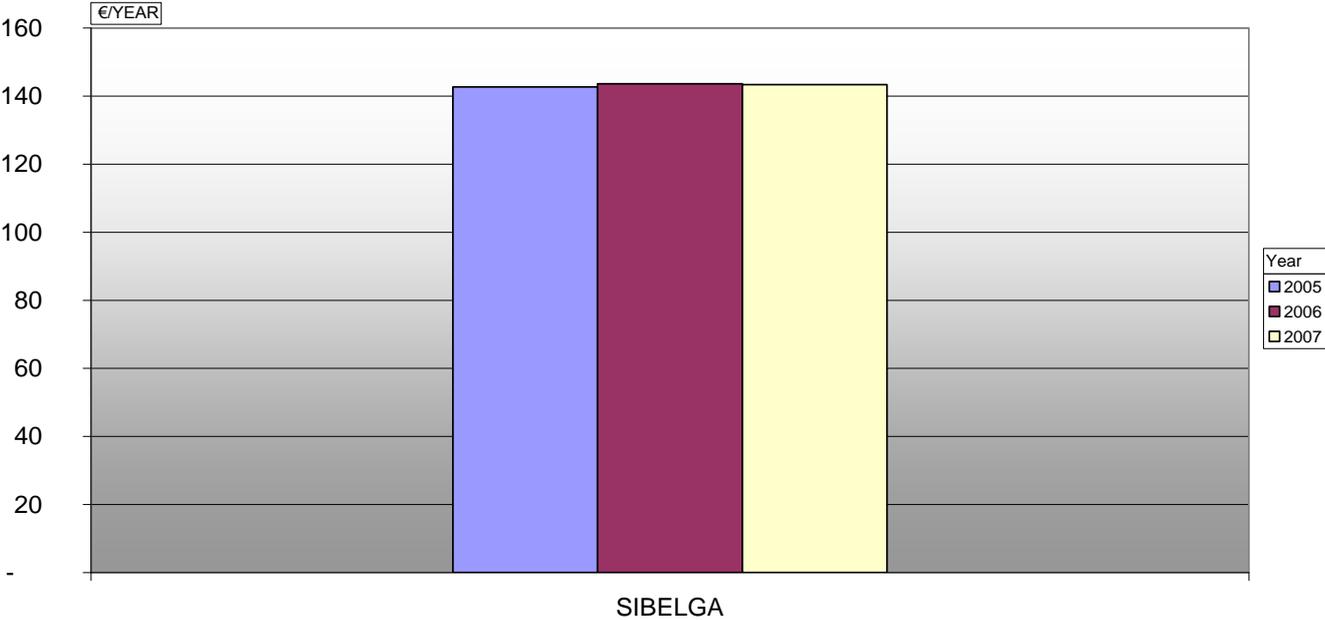


Figure 18 – Clients Dd Gestionnaires de réseau de distribution bruxellois (prix annuel en euros)

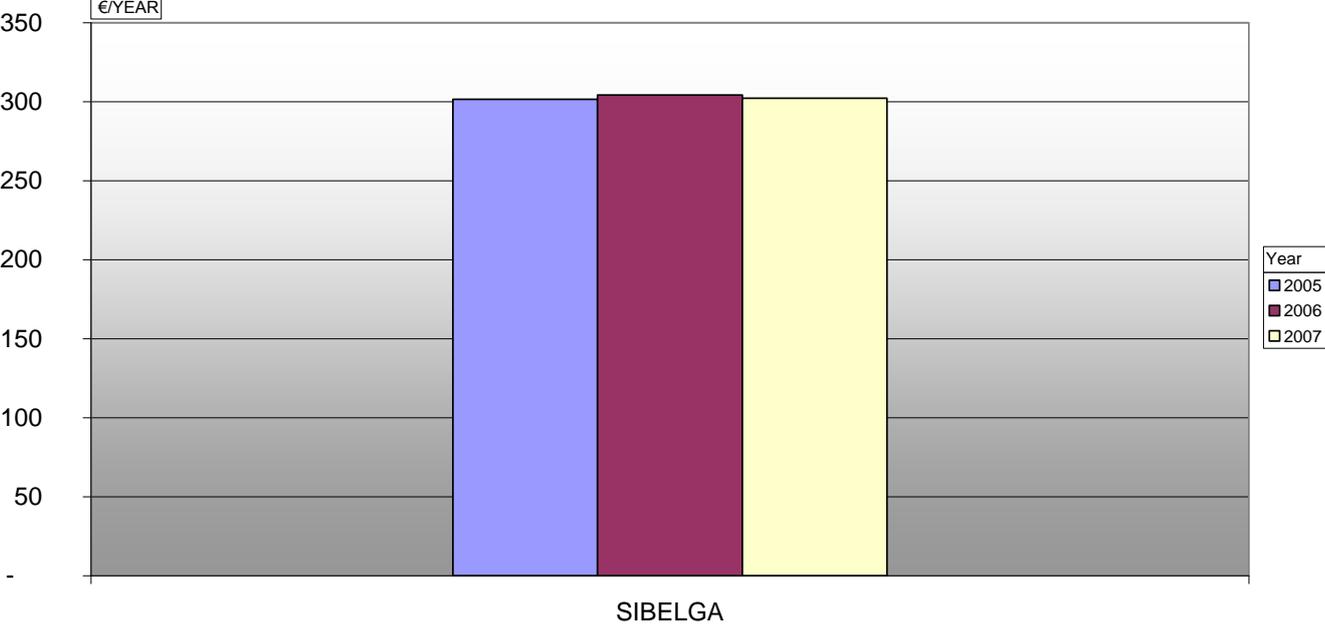


Figure 19 – Clients De Gestionnaires de réseau de distribution bruxellois (prix annuel en euros)

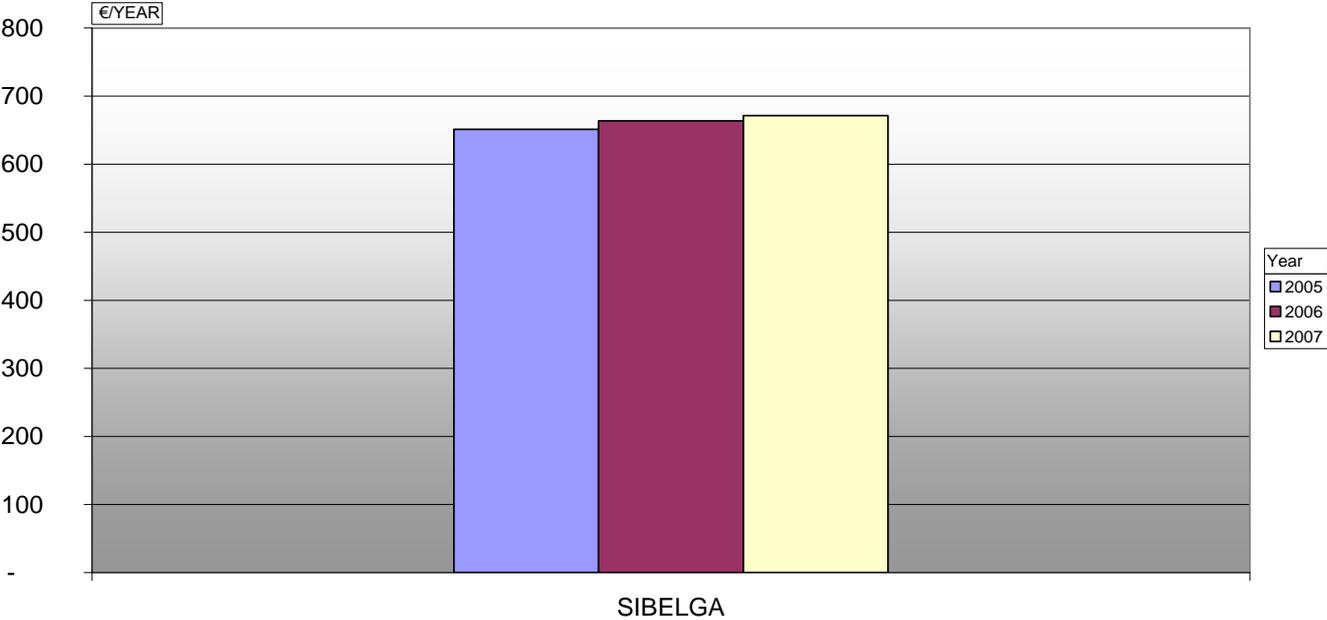


Figure 20 – Clients Ib Gestionnaires de réseau de distribution bruxellois (prix annuel en euros)

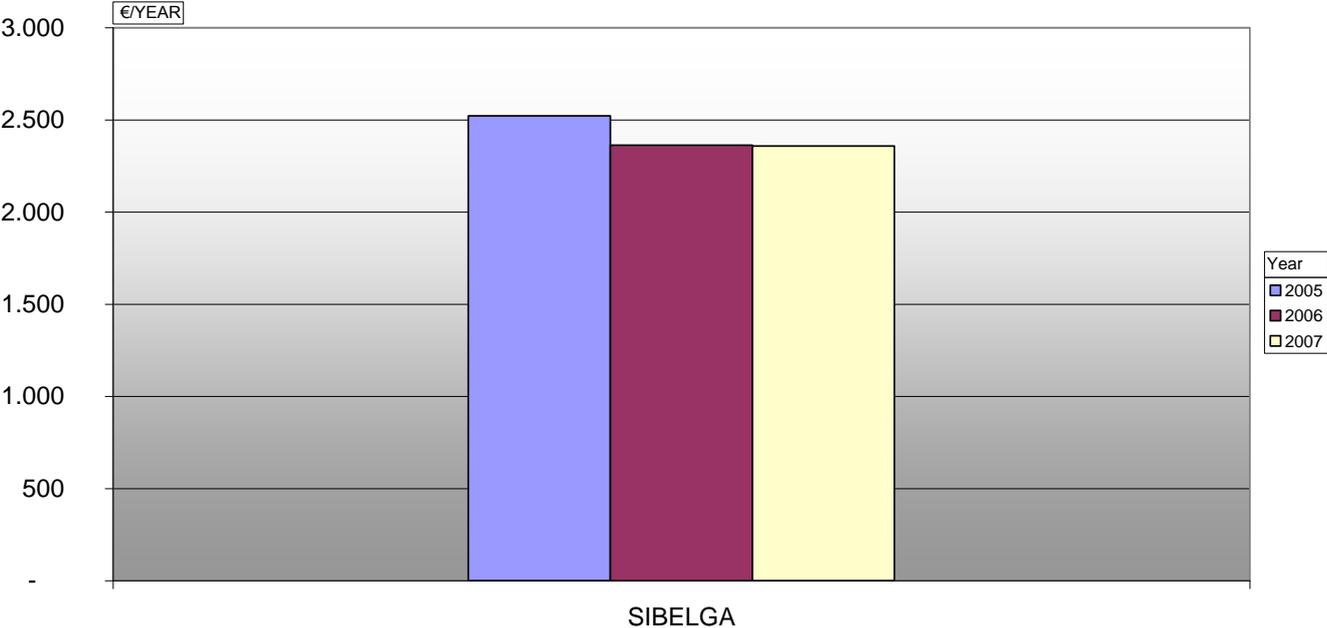


Figure 21 – Clients le Gestionnaires de réseau de distribution bruxellois (prix annuel en euros)

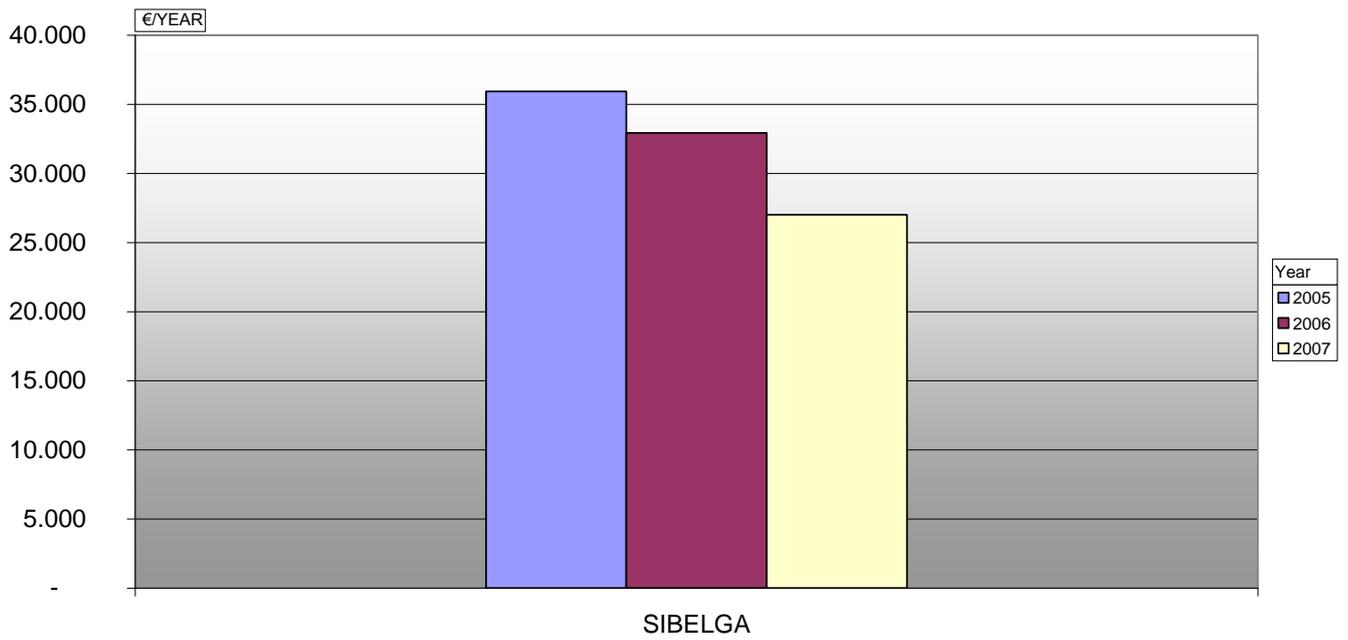
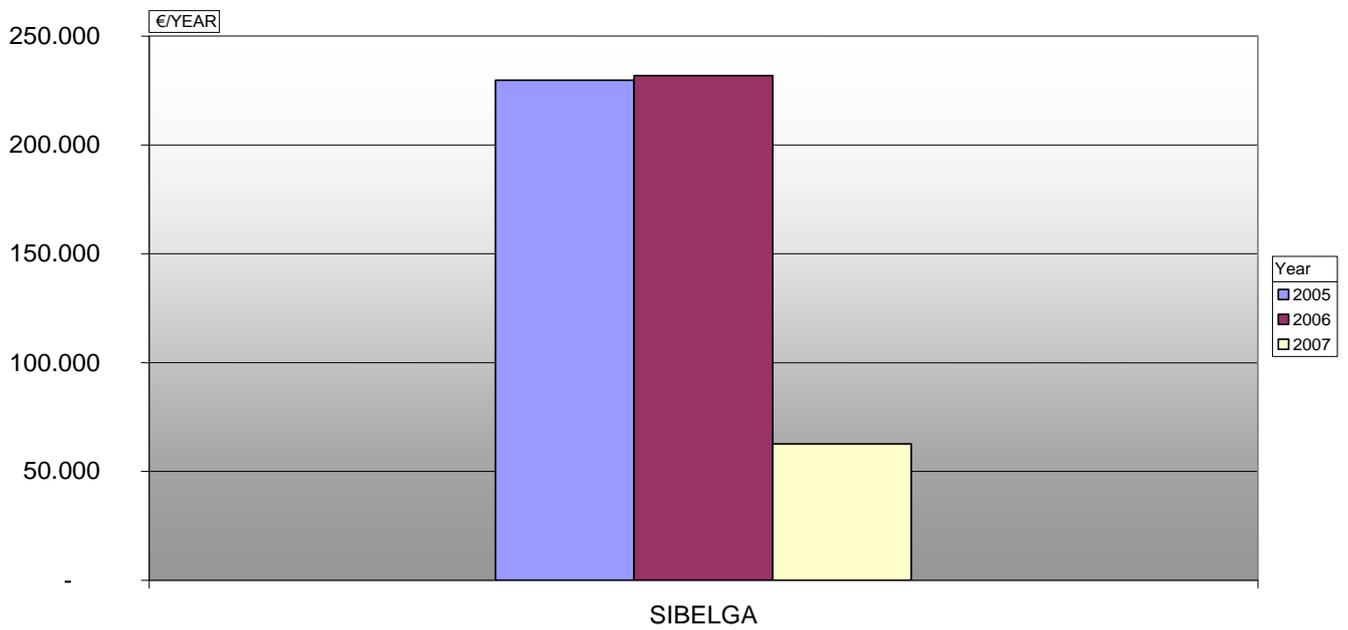


Figure 22 – Clients lh Gestionnaires de réseau de distribution bruxellois (prix annuel en euros)



5. CONCLUSION

En ce qui concerne la procédure tarifaire, tous les gestionnaires de réseau de distribution ont respecté les délais. Finalement, des tarifs provisoires ont été imposés à 21 gestionnaires de réseau de distribution, tandis que 5 autres gestionnaires de réseau de distribution ont pu appliquer des tarifs approuvés pour toute une année.

La CREG a soumis les gestionnaires du réseau de distribution à une analyse DEA afin de tendre vers une gestion plus efficace et de les inciter à atteindre une meilleure maîtrise des coûts. Cette procédure n'aura encore lieu que pour l'année 2008, étant donné la nécessité d'une initiative légale pour le contrôle des tarifs de l'année 2009.

Finalement, dans les différents jugements qui ont eu lieu en 2007, la Cour d'Appel de Bruxelles s'est montrée sévère à l'égard du pouvoir d'appréciation dont dispose la CREG concernant le caractère raisonnable des coûts. Ceci aura pour conséquence une hausse des tarifs de distribution dès 2008.

De plus, ces jugements ont contraint la CREG à conclure une transaction lui permettant de conserver une partie des réductions de coûts acquises par le passé mais dont la contrepartie se traduira également par une hausse des tarifs de distribution.



Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz

Guido Camps
Directeur

François Possemiers
Président du Comité de direction