



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

TE2006-02

relatif aux

*« tarifs du réseau de distribution, visés à l'article 12, § 1<sup>er</sup>, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, concernant l'exercice d'exploitation 2006 »*

établi 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

15 mars 2007

# TABLE DES MATIERES

1.	Introduction.....	3
2.	La procédure.....	4
<b>2.1.</b>	<b>La proposition tarifaire initiale (1) :.....</b>	<b>8</b>
<b>2.2.</b>	<b>Renseignements complémentaires (3) :.....</b>	<b>8</b>
<b>2.3.</b>	<b>Décisions relatives aux propositions tarifaires initiales (4) :.....</b>	<b>9</b>
<b>2.4.</b>	<b>Séance d'audition (5) :.....</b>	<b>9</b>
<b>2.5.</b>	<b>La proposition tarifaire remaniée (6) :.....</b>	<b>9</b>
<b>2.6.</b>	<b>Décisions relatives aux propositions tarifaires remaniées (7) :.....</b>	<b>10</b>
<b>2.7.</b>	<b>Prolongations de la validité des tarifs provisoires (8, 9 et 10) :.....</b>	<b>10</b>
<b>2.8.</b>	<b>Publication des tarifs :.....</b>	<b>11</b>
<b>2.9.</b>	<b>Procédures devant le Conseil d'Etat et la Cour d'Appel (11) :.....</b>	<b>12</b>
3.	Remarques de la CREG.....	13
<b>3.1.</b>	<b>Les paramètres de la rémunération équitable.....</b>	<b>13</b>
<b>3.2</b>	<b>Data Envelopment Analysis.....</b>	<b>13</b>
<b>3.3.</b>	<b>L'excédent d'exploitation en 2004.....</b>	<b>16</b>
<b>3.4.</b>	<b>Les « embedded costs ».....</b>	<b>18</b>
<b>3.5.</b>	<b>Obligations de service public.....</b>	<b>18</b>
<b>3.6.</b>	<b>Adéquation entre les tarifs et les coûts.....</b>	<b>19</b>
<b>3.7.</b>	<b>Réserve.....</b>	<b>19</b>
4.	Tarifs.....	20
5.	Conclusion.....	57

# 1. Introduction

La loi du 20 juillet 2006 portant des dispositions diverses a été publiée au Moniteur belge du 28 juillet 2006. L'article 129, 2°, de ladite loi, qui ajoute un §4 à l'article 12 de l'ancienne loi électricité relative à l'organisation du marché de l'électricité stipule que les dispositions de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 restent en vigueur pour les années d'exploitation 2005, 2006, 2007 et 2008.

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 (ci-après : l'arrêté royal du 11 juillet 2002), 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 transmet ce dossier aux Chambres législatives fédérales, aux gouvernements de région 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. »

Le présent rapport a été rédigé en application de cette disposition. La première partie donne un aperçu du déroulement de la procédure intégrale ayant débouché sur l'approbation des tarifs des gestionnaires de réseau de distribution pour l'exercice 2006 ou sur l'imposition de tarifs provisoires lorsque les propositions tarifaires des gestionnaires de réseau de distribution n'ont pu être approuvées. La deuxième partie s'intéresse à l'exercice tarifaire sur le plan du contenu et contient les principales remarques de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (ci-après : la CREG) au sujet des propositions tarifaires en vue du respect maximal des critères définis dans l'ancienne loi électricité relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : l'ancienne loi électricité) et dans l'arrêté royal du 11 juillet 2002. La troisième partie réunit l'ensemble des tarifs approuvés ou imposés par la CREG et précise, sur la base des clients types, ce que ces tarifs impliquent pour les clients. Une brève conclusion reprend enfin les grandes lignes.

Le présent rapport a été approuvé par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 15 mars 2007.

## 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 pour l'exercice d'exploitation 2006.

Tableau 1 – aperçu du déroulement de la procédure dans le cadre du traitement des propositions tarifaires pour l'exercice d'exploitation 2006

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	(11) RECOURS
A.I.E.G.	PW	30/09/2005	13/10/2005	27/10/2005	24/11/2005	NVT	09/12/2005	19/12/2005	NVT	NVT	NVT	
A.I.E.S.H.	PW	30/09/2005	10/10/2005	24/10/2005	17/11/2005	NVT	07/12/2005	15/12/2005	NVT	NVT	NVT	
A.L.E.	PW	30/09/2005	10/10/2005	24/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	NVT	NVT	NVT	
AGEM	PF	29/09/2005	06/10/2005	21/10/2005	17/11/2005	NVT	06/12/2005	15/12/2005	NVT	NVT	NVT	
DNB BA N.V.	PF	28/09/2005	12/10/2005	26/10/2005	17/11/2005	NVT	06/12/2005	15/12/2005	NVT	NVT	NVT	
EV/GHA	PF	23/09/2005	06/10/2005	20/10/2005	17/11/2005	NVT	06/12/2005	15/12/2005	NVT	NVT	NVT	
GASELWEST	MF	30/09/2005	06/10/2005	21/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	16/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
I.E.H.	MW	30/09/2005	13/10/2005	28/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	23/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
I.V.E.G.	PF	30/09/2005	06/10/2005	21/10/2005	17/11/2005	NVT	06/12/2005	15/12/2005	NVT	NVT	NVT	X
IDEG	MW	30/09/2005	13/10/2005	28/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	23/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
IMEA	MF	30/09/2005	06/10/2005	21/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	16/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
IMEWO	MF	30/09/2005	06/10/2005	21/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	16/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
INTERELECTRA	PF	29/09/2005	06/10/2005	21/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	NVT	NVT	NVT	X
INTEREST	MW	30/09/2005	13/10/2005	28/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	23/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X

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	(11) RECOURS
INTERGEM	MF	30/09/2005	06/10/2005	21/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	16/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
INTERLUX	MW	30/09/2005	13/10/2005	28/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	23/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
INTERMOSANE	MW	30/09/2005	13/10/2005	28/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	23/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
IVEKA	MF	30/09/2005	06/10/2005	21/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	16/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
IVERLEK	MF	30/09/2005	06/10/2005	21/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	16/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
P. B. E.	PF	30/09/2005	06/10/2005	21/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	05/12/2005	15/12/2005	NVT	NVT	NVT	X
SEDILEC	MW	30/09/2005	13/10/2005	28/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	23/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
SIBELGA	MB	30/09/2005	06/10/2005	21/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	07/12/2005	15/12/2005	NVT	NVT	NVT	
SIBELGAS NOORD	MF	30/09/2005	06/10/2005	21/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	16/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
SIMOGEL	MW	30/09/2005	13/10/2005	28/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	15/12/2005	23/03/2006	22/06/2006	26/09/2006	X
W.V.E.M.	PF	29/09/2005	06/10/2005	18/10/2007	17/11/2005	30/11/2005	02/12/2005	15/12/2005	NVT	NVT	NVT	X
WAVRE	PW	30/09/2005	13/10/2005	28/10/2005	17/11/2005	30/11/2005	06/12/2005	19/12/2005	NVT	NVT	NVT	

**MF** = mixte Flandre  
**MW** = mixte Wallonie  
**MB** = mixte Bruxelles

**PF** = pure Flandre  
**PW** = pure Wallonie  
     : 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<sup>er</sup>. 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<sup>er</sup>, alinéa 2.

Dans le délai visé à l'alinéa 1<sup>er</sup>, 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<sup>er</sup> 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) :**

L'on peut déduire du tableau 1 que l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution ont introduit leurs dossiers dans le délai légal.

Au cours de la procédure décrite ci-après, la CREG s'est toujours basée sur ces premiers dossiers officiellement introduits.

### **2.2. Renseignements complémentaires (3) :**

Le 9 septembre 2005, la CREG a envoyé par e-mail à tous les 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 ainsi qu'un texte résumant les principaux points relatifs aux résultats d'un groupe de travail sur l'uniformisation des tarifs. Hormis plusieurs formalités, la détermination ex post de la puissance souscrite constitue le point principal.

Après introduction des propositions tarifaires, la CREG a constaté qu'elles 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 sur la base de laquelle la redevance équitable devait être calculée et d'autre part, sur l'absence générale de justification constatée pour tous les types de coûts.

La CREG a reçu les renseignements complémentaires de l'ensemble des 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 dossiers introduits.

### **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 17 ou le 24 novembre 2005. 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 investissements repris dans les capitaux investis à rémunérer, le traitement du financement à court terme et l'exécution correcte des obligations de service public (100 kWh gratuits).

### **2.4. Séance d'audition (5) :**

Dans la lettre d'accompagnement jointe à la décision des 17 et 24 novembre 2005, 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.

A l'exception d'AGEM, de DNB BA, d'EV/GHA, d'IVEG, d'AIESH et d'AIEG, tous les gestionnaires de réseau de distribution 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 à l'exception

des points que la CREG avait indiqués dans sa décision de rejet des propositions tarifaires initiales comme des points devant être adaptés en vue d'être approuvés par la CREG. Les autres modifications n'ont pas été prises en considération, à moins qu'il ne s'agisse de corrections d'erreurs matérielles ou de points irrémédiablement liés à un ou plusieurs des points que la CREG avait indiqués comme des points devant être modifiés pour obtenir l'approbation de la CREG. Dans ce dernier cas, le gestionnaire de réseau de distribution a dû démontrer qu'il existait bel et bien un lien indéfectible entre ces points.

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

Sur la base d'un examen des propositions tarifaires remaniées introduites, la CREG a alors 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 12 gestionnaires de réseau de distribution avaient suffisamment tenu compte des remarques de la CREG dans leur adaptation de la proposition tarifaire initiale, de sorte que leur proposition tarifaire remaniée a pu être approuvée, avec entrée en vigueur le premier jour du nouvel exercice d'exploitation. Les 14 autres gestionnaires se sont vu imposer des tarifs provisoires valables trois mois après le mois de la décision définitive. Lesdits tarifs provisoires ont été calculés comme suit : rapport entre, d'une part, l'incidence budgétaire des éléments rejetés par la CREG en raison de leur caractère inacceptable ou insuffisamment justifié 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 la puissance complémentaire et pour la gestion du système. Les tarifs proposés dans la proposition tarifaire remaniée pour la puissance souscrite et supplémentaire et/ou pour la gestion du système ont ensuite 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. 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 2006.

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. 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 (11) :**

La colonne 11 du tableau 1 indique quels gestionnaires de réseau de distribution ont saisi le Conseil d'Etat et/ou la Cour d'Appel contre une décision tarifaire de la CREG.

### 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 2006 sont les suivants:

- taux d'intérêt sans risque : 4,1293 % (a)
- prime de risque : 2,5400 % (b)
- le bêta recalculé : 1,0358 (c)
- facteur d'illiquidité : 20 % (d)

Ceci entraîne une rémunération de 8,11 % ( $[(a)+(b) \times (c)] \times (d)$ ) sur 33 % des CI et une rémunération de 4,8293 % (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).

#### 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 investis<sup>1</sup>. 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 réseau<sup>2</sup>. Pour remédier à cet inconvénient, le législateur impose aux gestionnaires de réseau de distribution de maîtriser au mieux les facteurs déterminant leurs coûts<sup>3</sup> et donne à la CREG le pouvoir de refuser de répercuter sur les tarifs les coûts qu'elle juge déraisonnables dans une perspective d'efficacité des gestionnaires de réseau<sup>4</sup>. Le système « cost-plus » est donc corrigé.

---

<sup>1</sup> Article 12 de l'ancienne loi électricité.

<sup>2</sup> Mémoire au 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.

<sup>3</sup> Article 22, § 1<sup>er</sup>, 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, Moniteur belge, 27 juillet 2002

<sup>4</sup> Article 23 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002.

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 :

- a) les coûts maîtrisables présentés dans le budget pour l'exercice d'exploitation 2006 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 ;
- b) 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, atteindre le score d'efficacité maximal (100%) ; par conséquent, deux quarts de l'amélioration de l'efficacité doivent avoir été réalisés dans le budget 2006, sans préjudice des dispositions du point d) ;
- c) afin de comparer les coûts de différentes années, l'ensemble des coûts sont exprimés en termes réels de 2003 ;
- d) 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.

Afin de pouvoir effectuer l'analyse pour l'exercice 2006 sur la base de données correctes, la CREG, dans sa lettre du 6 octobre 2005, dans laquelle elle demandait des informations complémentaires, a également demandé les données manquantes dont elle avait besoin pour calculer le score des différents gestionnaires de réseau de distribution. Plusieurs gestionnaires de réseau de distribution n'ont pas fourni (entièrement) les données demandées. Les données manquantes portent sur :

- tableau « EAN » : nombre de numéros EAN/points de fourniture/nombre de compteurs ;
- tableau « longueurs de circuit » : données relatives au coût de l'éclairage public ;
- tableau « tarif transit ».

Puisque la *DEA* peut uniquement être réalisée correctement si les données de tous les gestionnaires de réseau de distribution concernés par la comparaison sont disponibles, la CREG n'avait pas été en mesure d'effectuer un calcul sur la base des données les plus récentes. Par conséquent, la CREG a prié les gestionnaires de réseau de distribution, et au besoin les a mis en demeure, en vertu de l'article 31 de l'ancienne loi électricité précitée, de transmettre les données manquantes aux fins de l'application de la *DEA* au plus tard 15

jours calendrier après la réception de la première décision.

La CREG a attiré l'attention des gestionnaires de réseau de distribution sur le fait que la procédure instaurée en vertu de l'article 31 de l'ancienne loi électricité précitée peut déboucher sur des amendes administratives à charge du gestionnaire de réseau de distribution pour cause de non-respect des dispositions de l'ancienne loi électricité et de ses arrêtés d'exécution, dont l'arrêté précité du 11 juillet 2002.

La procédure visée à l'article 31 de l'ancienne loi électricité précitée n'affecte pas les autres moyens permettant de réparer ou de sanctionner le non-respect de ladite loi et de ses arrêtés d'exécution.

La CREG a également renvoyé les gestionnaires de réseau de distribution à sa lettre du 15 septembre 2003<sup>5</sup>, dans laquelle elle stipulait ce qui suit :

« Si la proposition tarifaire avec budget a été remise en temps voulu, mais qu'elle est incomplète en des points essentiels (même après la période de 15 jours calendrier dont question ci-dessous permettant de compléter le dossier), le Comité de direction ne considérera pas ladite proposition tarifaire avec budget comme la proposition tarifaire avec budget visée à l'article 9 de l'arrêté royal du 11 juillet 2003. En outre, il assimilera cette situation au cas où le gestionnaire de réseau de distribution ne respecte pas ses obligations dans les délais prescrits par la loi.

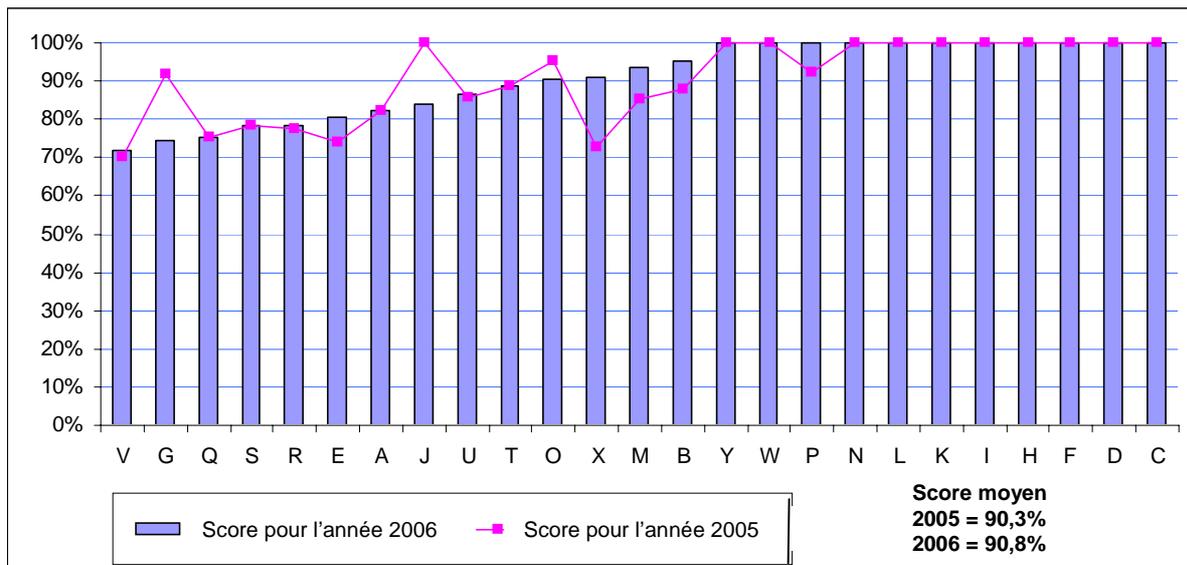
Dès lors, le Comité de direction de la CREG n'examinera pas ladite proposition tarifaire en vertu de la procédure (normale) visée à l'article 9 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, mais procédera à l'approbation des tarifs provisoires conformément à l'article 10 du même arrêté royal. Le Comité de direction de la CREG n'est à cet égard pas tenu de se baser sur la proposition tarifaire avec budget incomplète. »

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 inefficent) et 100 (totalement efficient) (cf. figure 1). Ce dernier score est l'objectif final de tout gestionnaire de réseau de distribution.

---

<sup>5</sup> Lettre portant la référence CD110903-P-CHV/cdv03 299/16 (7) du 15 septembre 2003.

Figure 1 – Scores des gestionnaires de réseau de distribution



Par une *Data Envelopment Analysis*, la CREG évalue l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution en comparant leurs coûts maîtrisables à huit données physiques (notamment l'énergie transportée, le nombre de points d'accès, la longueur de circuit). Le modèle utilisé en 2005 a été amélioré (notamment rejet du réseau d'éclairage public, adaptation des paramètres d'index). Sur la base de cette amélioration, un seul gestionnaire de réseau de distribution s'est vu imposer des réductions de coûts supplémentaires en 2006 pour un montant total de 661.480,00 EUR.

### 3.3. L'excédent d'exploitation en 2004

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.

Pour que la notion de « boni-mali » prenne une forme bien concrète, la CREG a 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 étant un instrument de maîtrise des coûts devant être exécuté en tenant compte des autres dispositions de ce chapitre. Citons, à titre d'exemple, l'article 22, § 1<sup>er</sup>, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, qui dispose qu'il incombe au gestionnaire de réseau de maintenir le coût par unité d'énergie transportée à un niveau aussi bas que possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant le coût. La CREG a affirmé qu'afin d'encourager le gestionnaire de réseau dans cette voie, elle peut constater un boni ou un mali si ce dernier trouve son origine dans des mesures qui portent exécution de l'article 22, § 1<sup>er</sup>, précité de l'arrêté royal du 11 juillet 2002.

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 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.

Cette limitation du boni/mali en fonction des résultats des efforts de maîtrise des coûts :

- est conforme aux dispositions de l'article 12, §1<sup>er</sup>, 3° de l'ancienne loi électricité, lequel dispose que les tarifs comprennent une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis,
- une autre interprétation de la notion de boni/mali autoriserait en effet le gestionnaire de réseau à réaliser un bénéfice supplémentaire en établissant le budget de manière négligente, ce qui saperait et rendrait inopérante la notion de marge bénéficiaire équitable.

Si les différences entre le budget et la réalité, dans le cadre de ce qui vient d'être 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 qui sera, si nécessaire, répercuté

dans les coûts susceptibles d'être récupérés par le biais des tarifs appliqués au cours des années suivantes.

En 2005, la CREG a pris pour la deuxième 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 2004, si les coûts et les revenus concernaient les clients éligibles. Pour la période tarifaire 2004, la CREG a calculé, pour la distribution, un montant global de 147.189.071,21 euros qui devait être déduit des tarifs 2006. Dans l'ensemble, tous les GRD ont subi un impact de réduction des coûts sur leurs tarifs 2006 variant entre €0,00 et €M29,3.

### **3.4. Les « embedded costs »**

Les *embedded costs* des propositions tarifaires augmentent considérablement par rapport à 2005. Cette augmentation va de pair avec la forte hausse du montant des emprunts connexe à la réduction des fonds propres et au passage à un financement complet par le biais de prêts à long terme. Si la CREG a argué qu'elle ne peut accepter le passage de certificats de trésorerie à des prêts à long terme en vertu du principe de maîtrise des coûts de l'article 22 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, cela a également des conséquences pour les *embedded costs*, qui doivent aussi être recalculés par le GRD sur la base d'un financement partiel par certificats de trésorerie. Dans le cadre du calcul du fonds de roulement net, le gestionnaire de réseau de distribution doit respecter la même proportion de financement par certificats de trésorerie que dans la proposition tarifaire 2005, pour le montant total des emprunts diminué de la baisse des fonds propres. Comme taux pour les certificats de trésorerie, la CREG propose, en se basant sur les estimations du Bureau fédéral du Plan<sup>6</sup>, un pourcentage de 2,2 % + 33 pb = 2,53 % et pour le financement des prêts à long terme, maximum 3,63 %.

### **3.5. Obligations de service public**

Il s'agit d'obligations imposées à un gestionnaire de réseau (ou un fournisseur) 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

---

<sup>6</sup> Quarterly Newsletter of the Federal Planning Bureau, Economic Forecasts.

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<sup>er</sup> 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 leur proposition tarifaire annuelle soumise 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 pour une partie il y a aussi répercussion sur les niveaux de tension supérieurs (URE et éclairage public).

### **3.6. 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<sup>o</sup>, 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 intégralement les calculs effectués et de suivre l'incidence d'éventuelles modifications au niveau des coûts.

### **3.7. Réserve**

Les dossiers des différents gestionnaires de réseau de distribution contiennent encore des lacunes, notamment en ce qui concerne la justification des coûts de fonctionnement, qui n'ont pas permis à la CREG d'étudier la justification complète des tarifs proposés. C'est pourquoi la CREG a inséré une réserve générale dans ses décisions qui stipulait que le fait qu'aucune remarque n'ait été formulée au sujet de certains coûts de fonctionnement dans les décisions ne pouvait pas être interprété comme une approbation tacite pour les exercices d'exploitation futurs. La CREG émet une réserve à l'égard de tous ces postes et étudiera plus en détail leur justification et leur bien-fondé au cours des années à venir.

## 4. Tarifs

Le tableau 2 ci-dessous donne un aperçu des budgets qui, au terme de la procédure entière d'approbation par la CREG, ont reçu l'approbation d'être incorporés dans les tarifs du réseau de distribution.

Tableau 2 – Budgets portés en compte (€)

	Mixtes flamandes
	2006
<b>OPEX</b>	180.315.200,00
<b>CAPEX (amortissements)</b>	136.155.496,55
<b>Gestion système</b>	6.190.700,00
<b>Données de mesure et de comptage</b>	19.905.000,00
<b>OSP</b>	89.428.900,00
<b>Services auxiliaires (pertes du réseau)</b>	54.422.800,00
<b>Pensions</b>	51.301.000,00
<b>Total :</b>	537.719.096,55
Rémunération équitable	140.822.229,12
Embedded costs	22.998.093,26
<b>Total (hors plus-value d'exploitation)</b>	<b>701.539.418,93</b>
Plus-value d'exploitation	-133.304.110,91
<b>Total</b>	<b>568.235.308,02</b>

	Pures flamandes
	2006
<b>OPEX</b>	128.985.884,08
<b>CAPEX (amortissements)</b>	41.547.709,73
<b>Services auxiliaires (pertes du réseau)</b>	17.019.769,22
<b>Total :</b>	187.553.363,03
Rémunération équitable	53.791.246,08
Embedded costs + solde fin. charges et produits	7.936.274,92
<b>Total (hors plus-value d'exploitation)</b>	<b>249.280.884,04</b>
Plus-value d'exploitation	-8.744.509,30
<b>Total</b>	<b>240.536.374,74</b>

	Bruxelles
<b>OPEX</b>	61.692.537,09
<b>Données de mesure et de comptage</b>	4.638.357,62
<b>ODV</b>	2.503.797,08
<b>CAPEX</b>	17.230.843,09
<b>Pertes du réseau</b>	9.117.047,00
<b>Total :</b>	95.182.581,88
Rémunération équitable	22.901.385,91
Embedded costs	2.682.457,96
<b>Total (hors plus-value d'exploitation)</b>	<b>120.766.425,75</b>
Plus-value d'exploitation	-785.785,00
<b>Total</b>	<b>119.980.640,75</b>

	Mixtes wallones
<b>OPEX</b>	46.019.417,40
<b>CAPEX</b>	20.225.500,00
<b>Gestion du système + redevance de voirie</b>	11.321.400,00
<b>Données de mesure et de comptage</b>	4.682.900,00
<b>OSP</b>	893.800,00
<b>Services auxiliaires</b>	18.584.400,00
<b>Pensions</b>	12.948.800,00
<b>Totaal :</b>	119.384.317,40
<b>Rémunération équitable</b>	35.473.792,74
<b>Embedded costs</b>	3.126.280,54
<b>Total (hors plus-value d'exploitation)</b>	157.984.390,68
Plus-value d'exploitation	-5.970.800,00
<b>Total</b>	152.013.590,68

	Pures wallones
<b>OPEX</b>	53.697.489,69
<b>CAPEX</b>	20.685.400,28
<b>Pertes du réseau</b>	10.888.341,09
<b>Total :</b>	85.271.231,06
<b>Rémunération équitable</b>	25.849.340,22
<b>Embedded costs</b>	967.880,34
<b>Total (hors plus-value d'exploitation)</b>	112.088.451,62
Plus-value d'exploitation	1.616.134,00
<b>Total</b>	113.704.585,62

L'ensemble des tarifs du réseau de distribution imposés ou approuvés par la CREG sont publiés sur le site Internet de la CREG. Il est donc inutile de reprendre ces tarifs dans le présent rapport. Les tableaux ci-après illustrent les tarifs imposés ou approuvés par la CREG pour les exercices d'exploitation 2003, 2004, 2005 et 2006 appliqués à plusieurs clients types afin d'illustrer le rapport en termes de prix de revient de la distribution entre les différents clients types raccordés au même gestionnaire de réseau de distribution (figures 2 à 52 incluses) et pour chaque client type séparément sur les différents gestionnaires de réseau de distribution (figures 53 à 69 incluses), indiquant chaque fois l'évolution entre 2003 et 2006.

Les définitions des clients types utilisées sont celles élaborées par Eurostat et reprises au tableau 3. Aux fins du 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

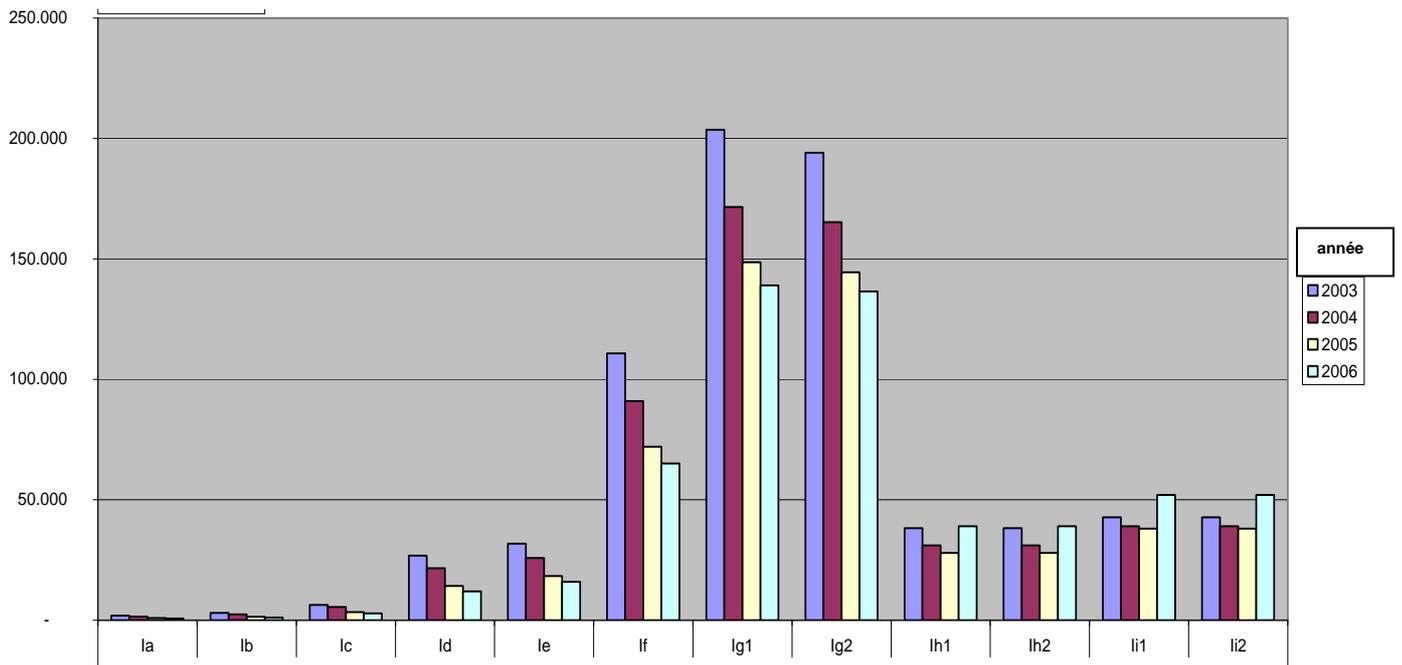
raccordements prévus le sont au réseau à basse tension.

Tableau 3 – Clients types Eurostat

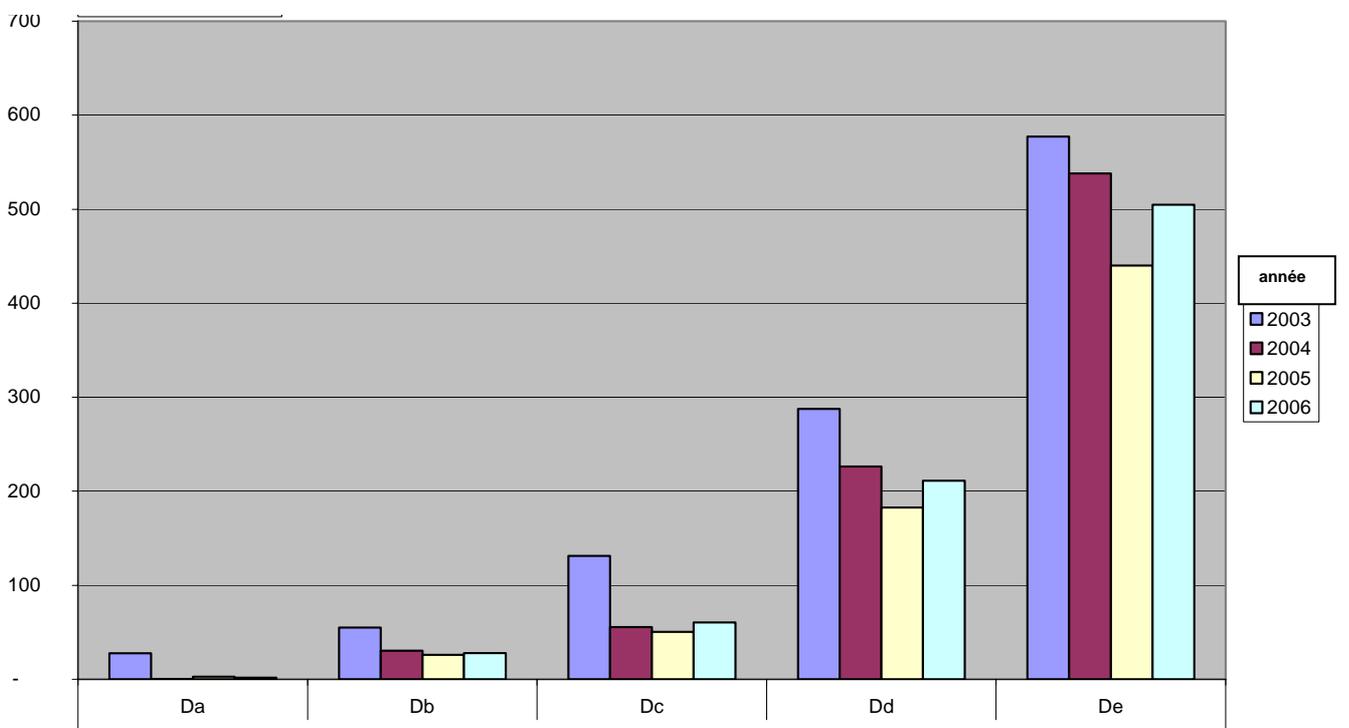
Clients type EUROSTAT							
Réseau MT avec une puissance supérieure à 56kVA	Clients industriels						
		Consommation annuelle en kWh	Puissance maximale appelée en kW	Durée d'utilisation annuelle (en heures)			
				Total	Jour (Heures de pointes)	Nuit (Heures creuses)	Weekend
la	30.000	30	1.000	1.000	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 - WEFA/DAFSA						
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	1.200	1.200	0	0	3,5	
Dc	3.500	2.200	1.300	0	6,5	
Dc1	3.500	3.500	0	0	10,0	
Dd	7.500	5.000	2.500	0	7,5	
De	20.000	5.000	15.000	0	9,0	

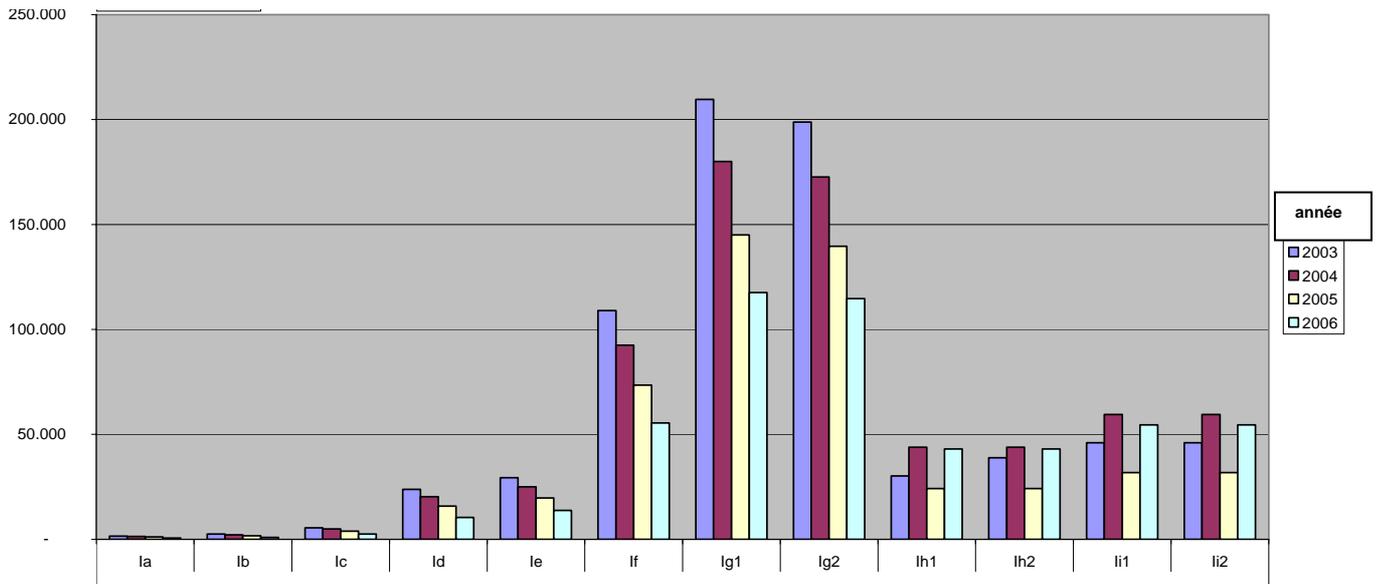
**Figure 2 – clients industriels IMEA (Prix annuel total en euros)**



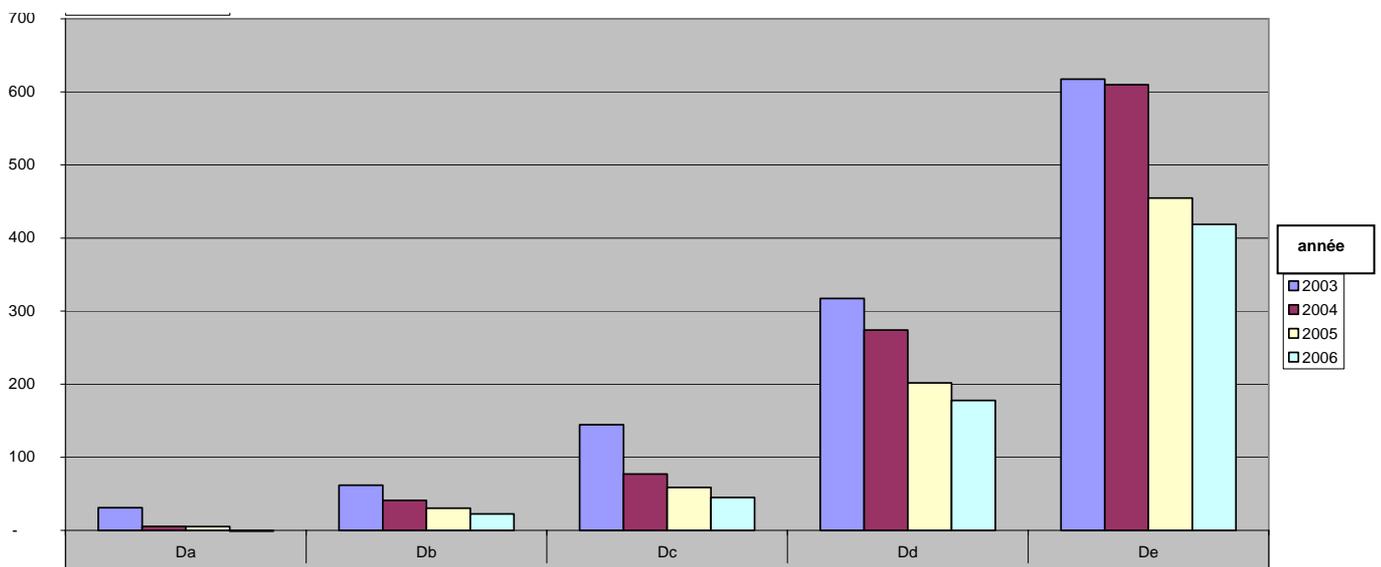
**Figure 3 – clients résidentiels IMEA (Prix annuel total en euros)**



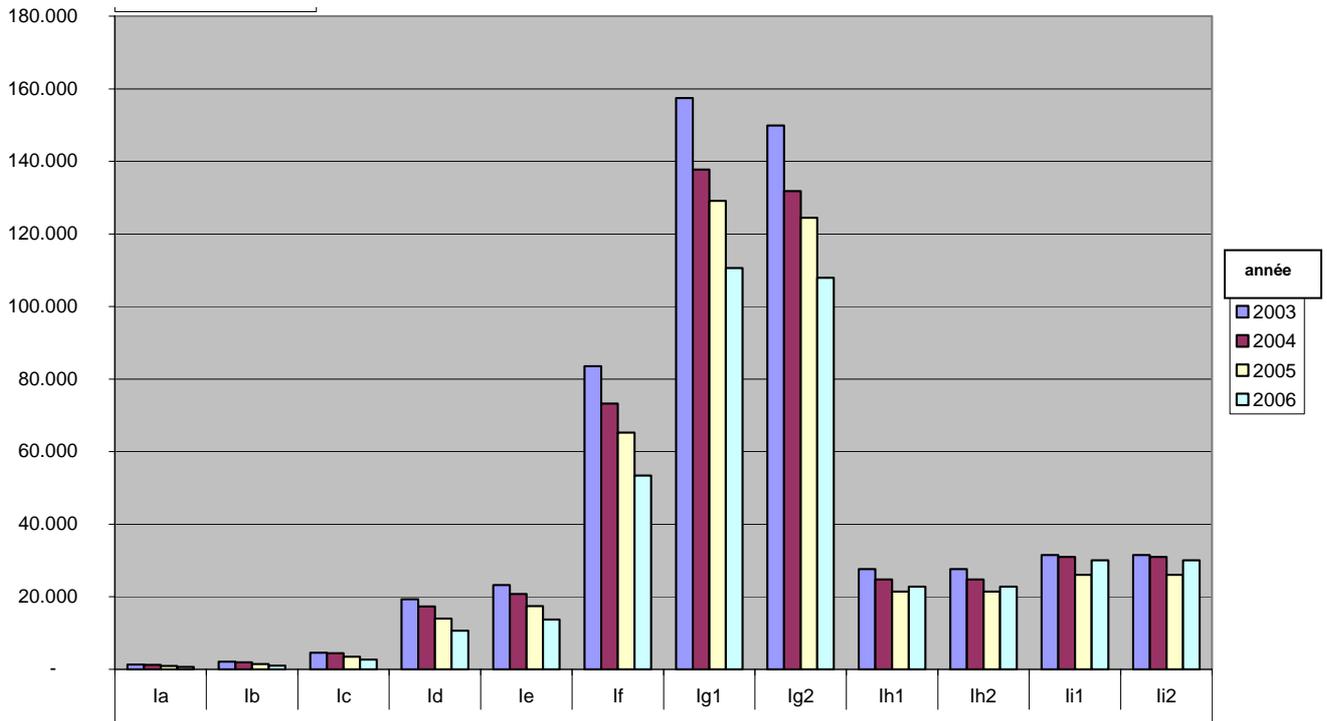
**Figure 4 – clients industriels IMEWO (Prix annuel total en euros)**



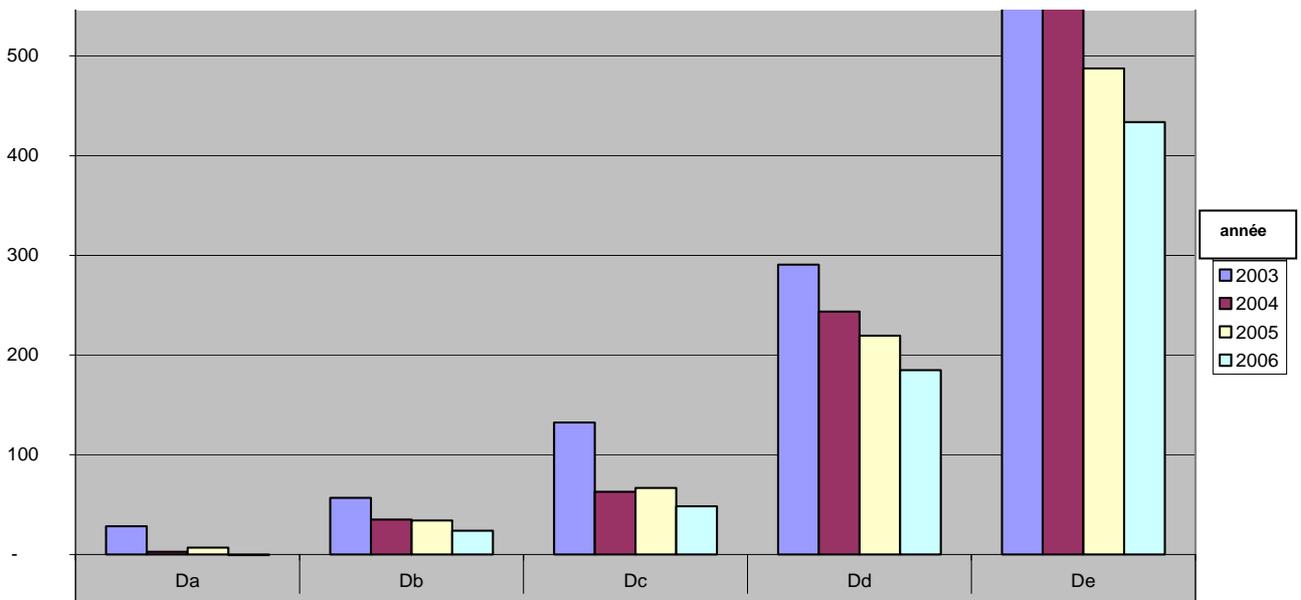
**Figure 5 – clients résidentiels IMEWO (Prix annuel total en euros)**



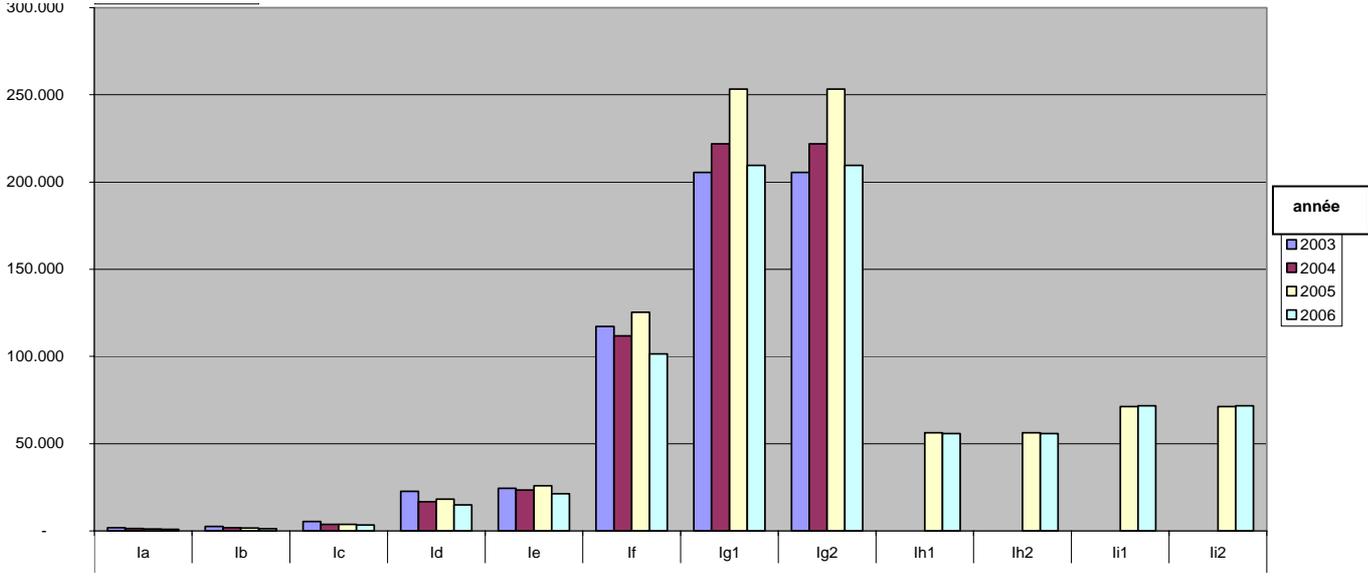
**Figure 6 – clients industriels IVEKA (Prix annuel total en euros)**



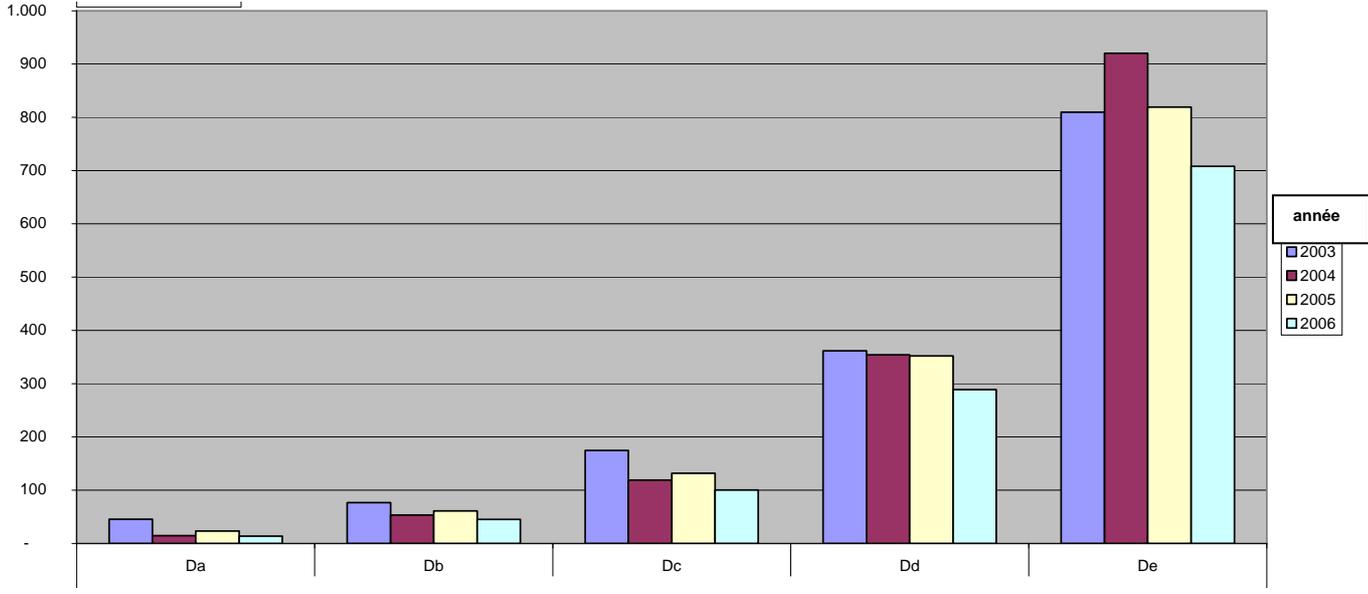
**Figure 7 – clients résidentiels IVEKA (Prix annuel total en euros)**



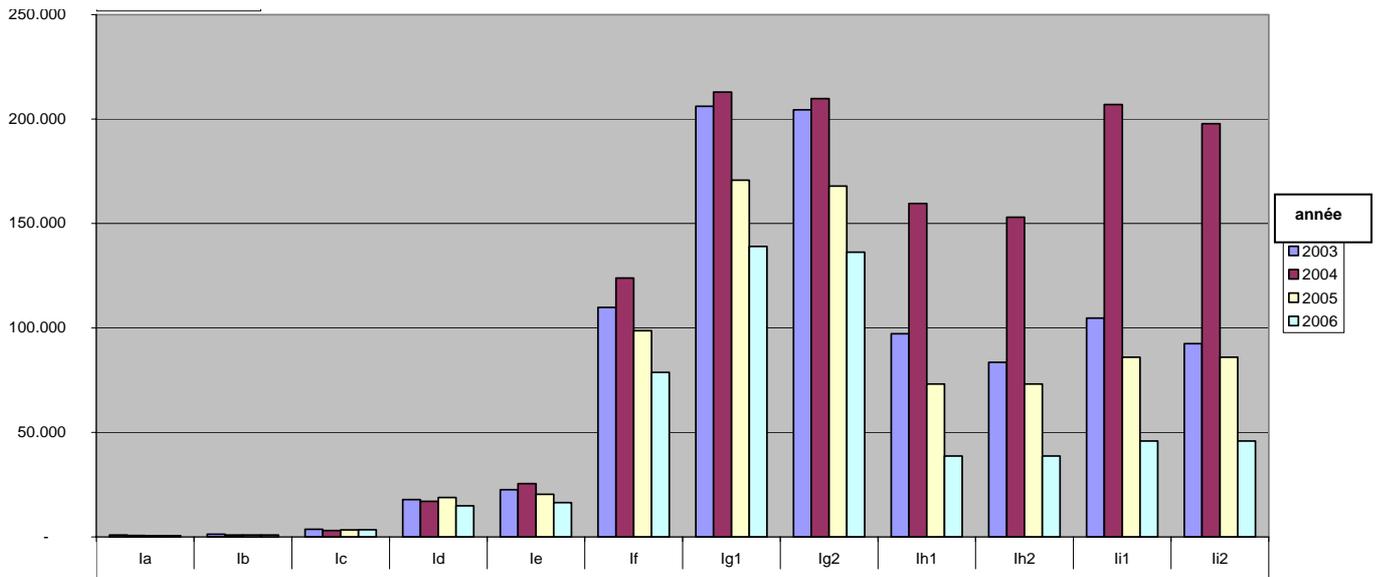
**Figure 8 – clients industriels PBE (Prix annuel total en euros)**



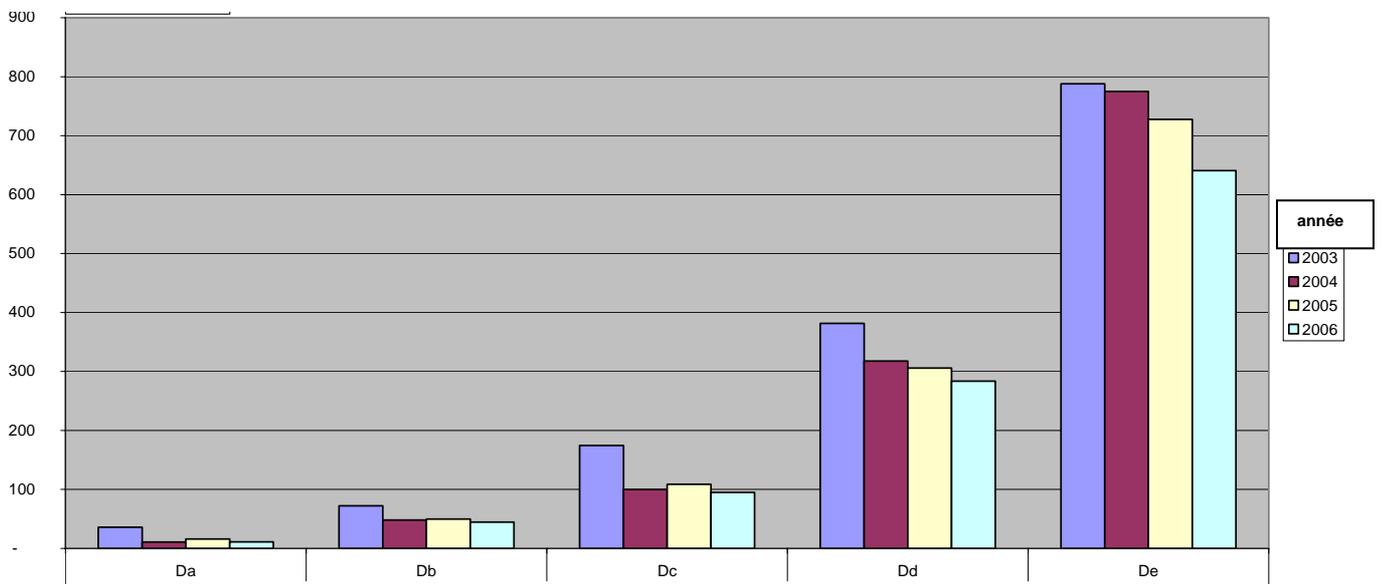
**Figure 9 – clients résidentiels PBE (Prix annuel total en euros)**



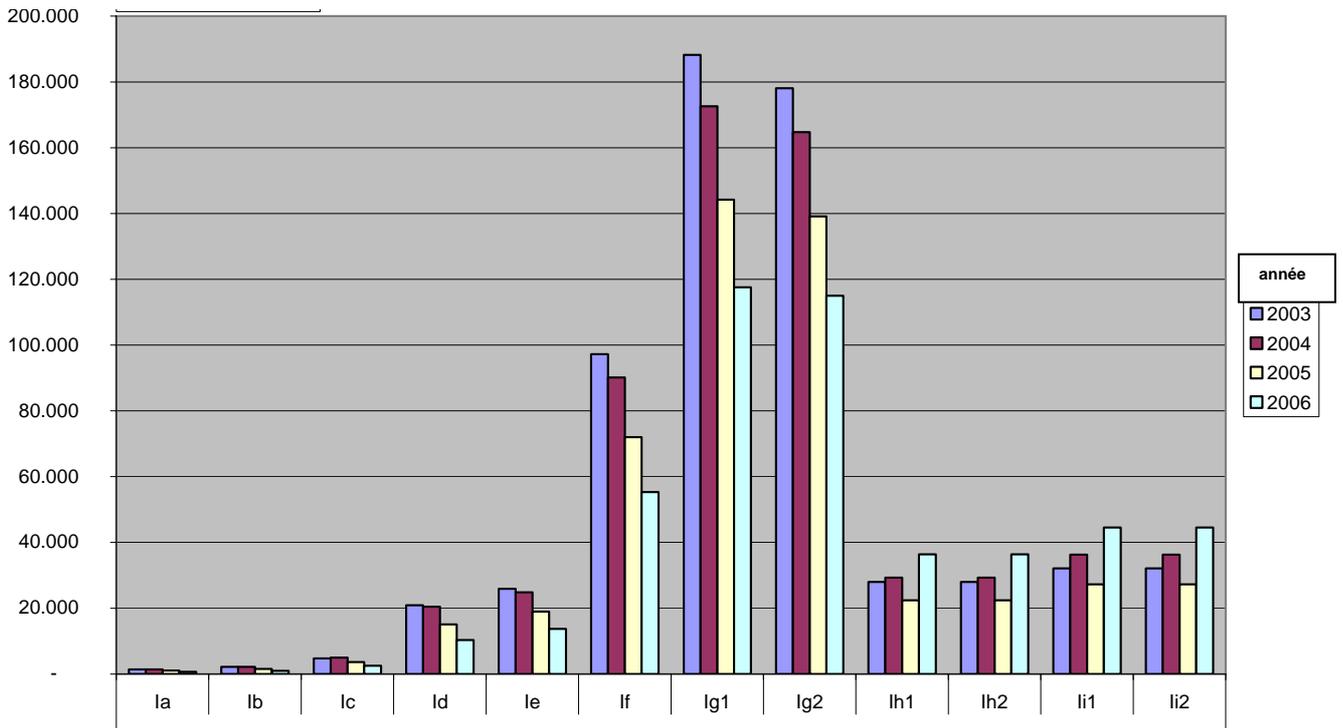
**Figure 10 – clients industriels WVEM (Prix annuel total en euros)**



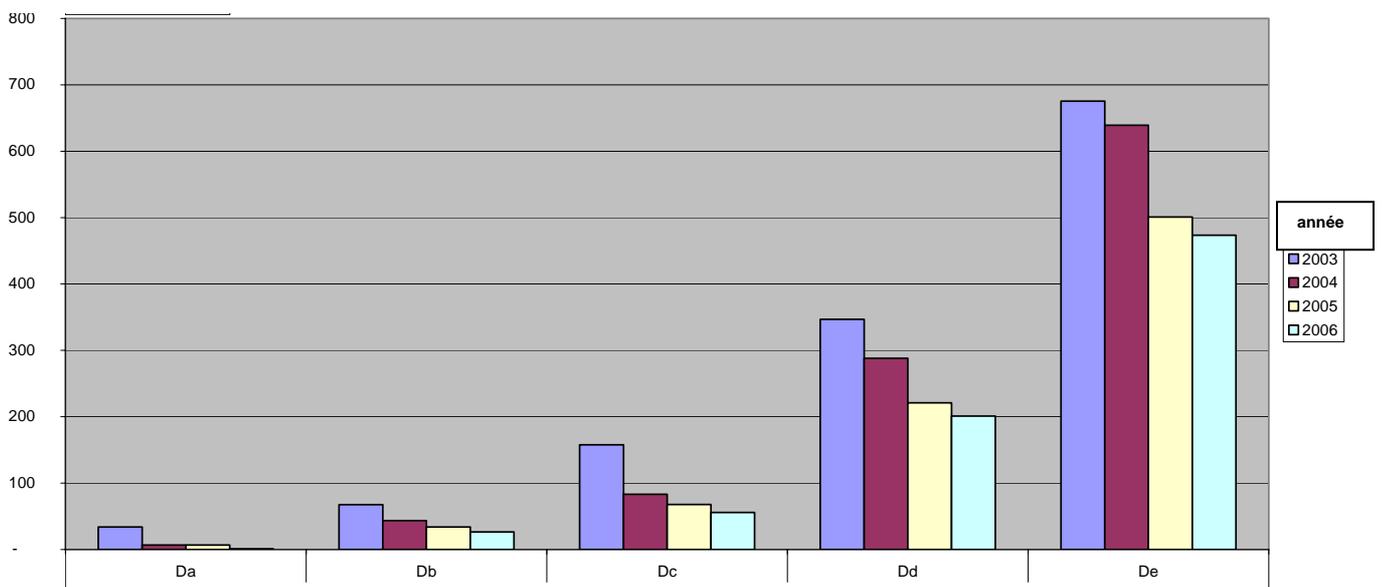
**Figure 11 – clients résidentiels WVEM (Prix annuel total en euros)**



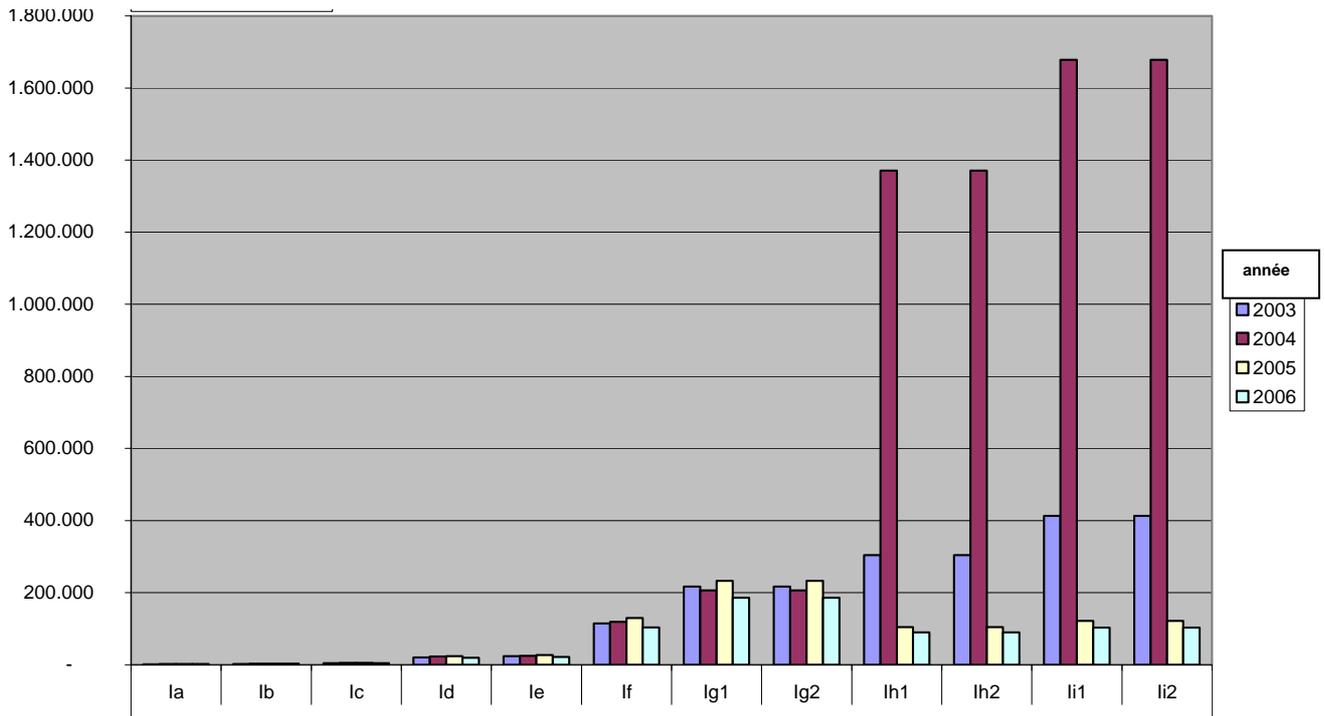
**Figure 12 – clients industriels IVERLEK (Prix annuel total en euros)**



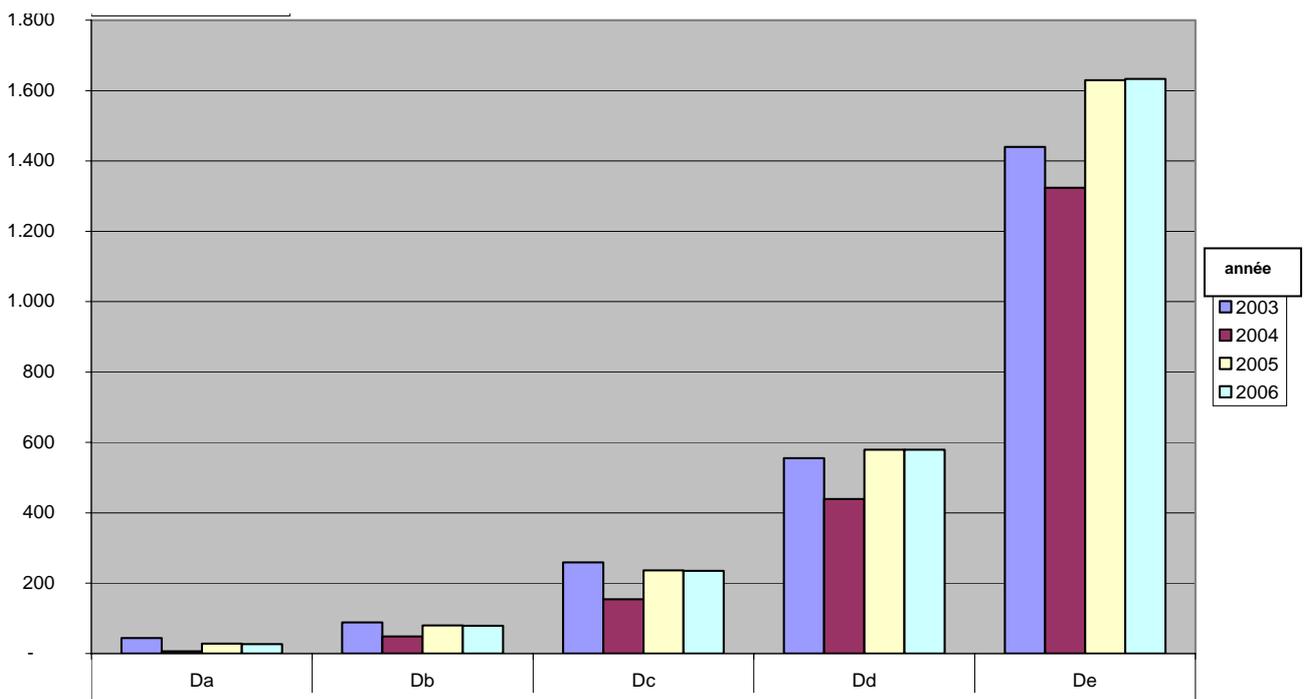
**Figure 13 – clients résidentiels IVERLEK (Prix annuel total en euros)**



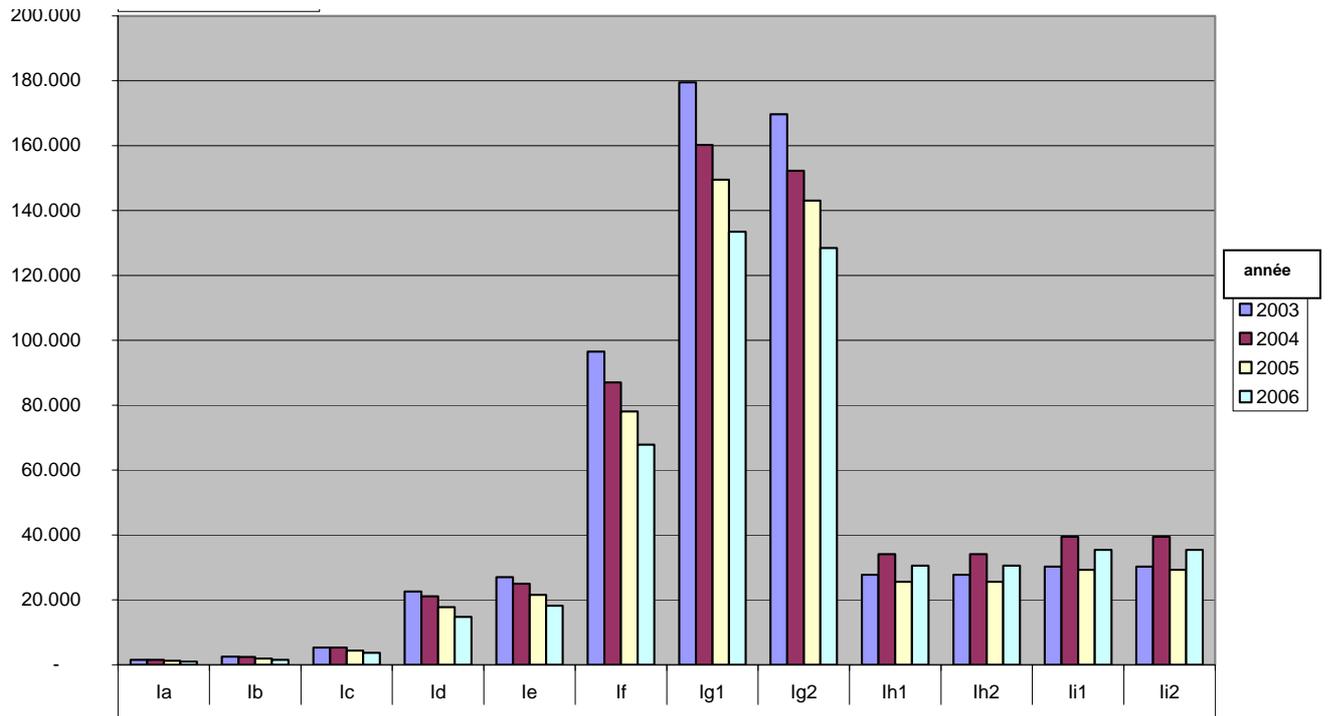
**Figure 14 – clients industriels EV/GHA (Prix annuel total en euros)**



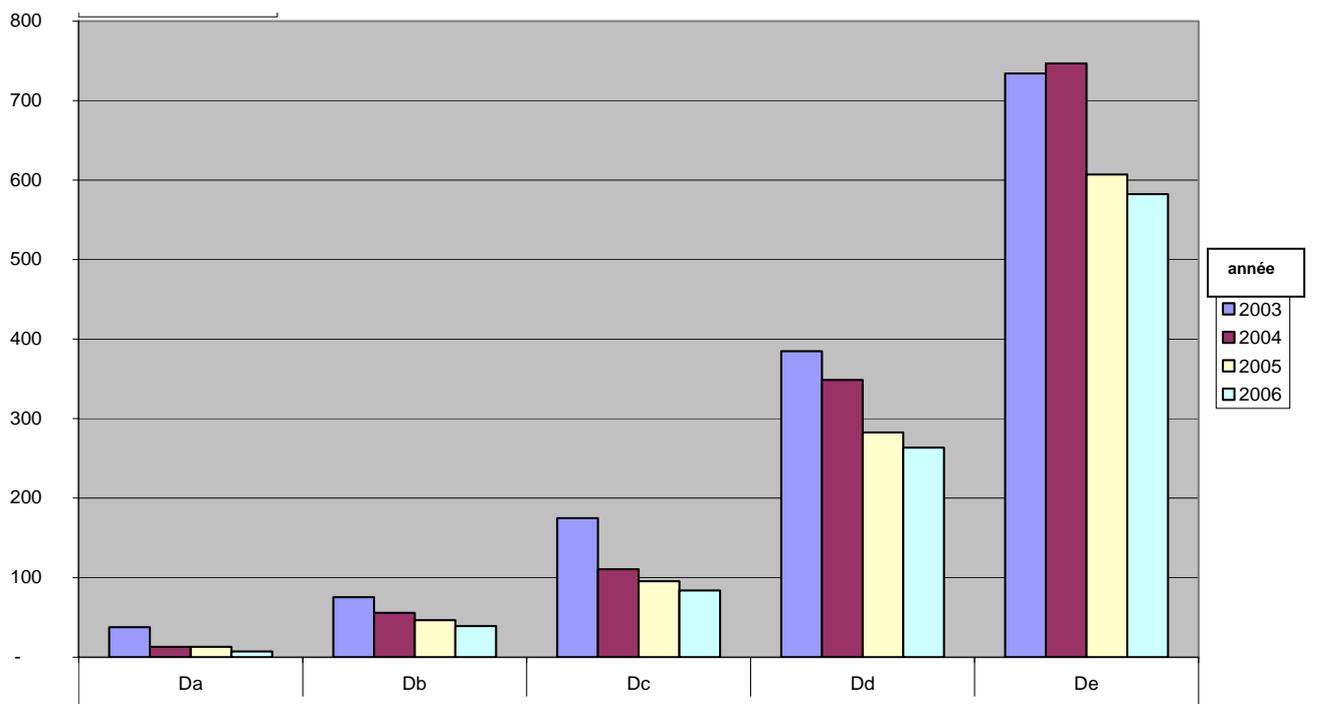
**Figure 15 – clients résidentiels EV/GHA (Prix annuel total en euros)**



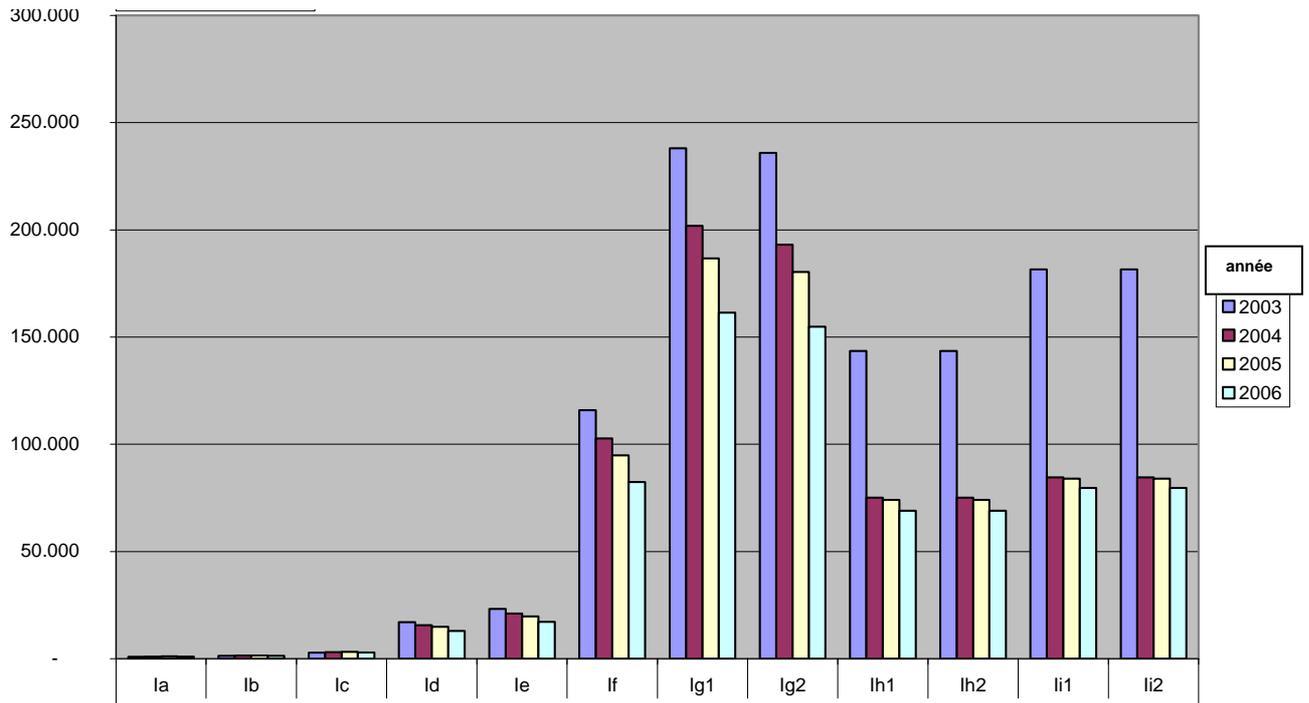
**Figure 16 – clients industriels GASELWEST (Prix annuel total en euros)**



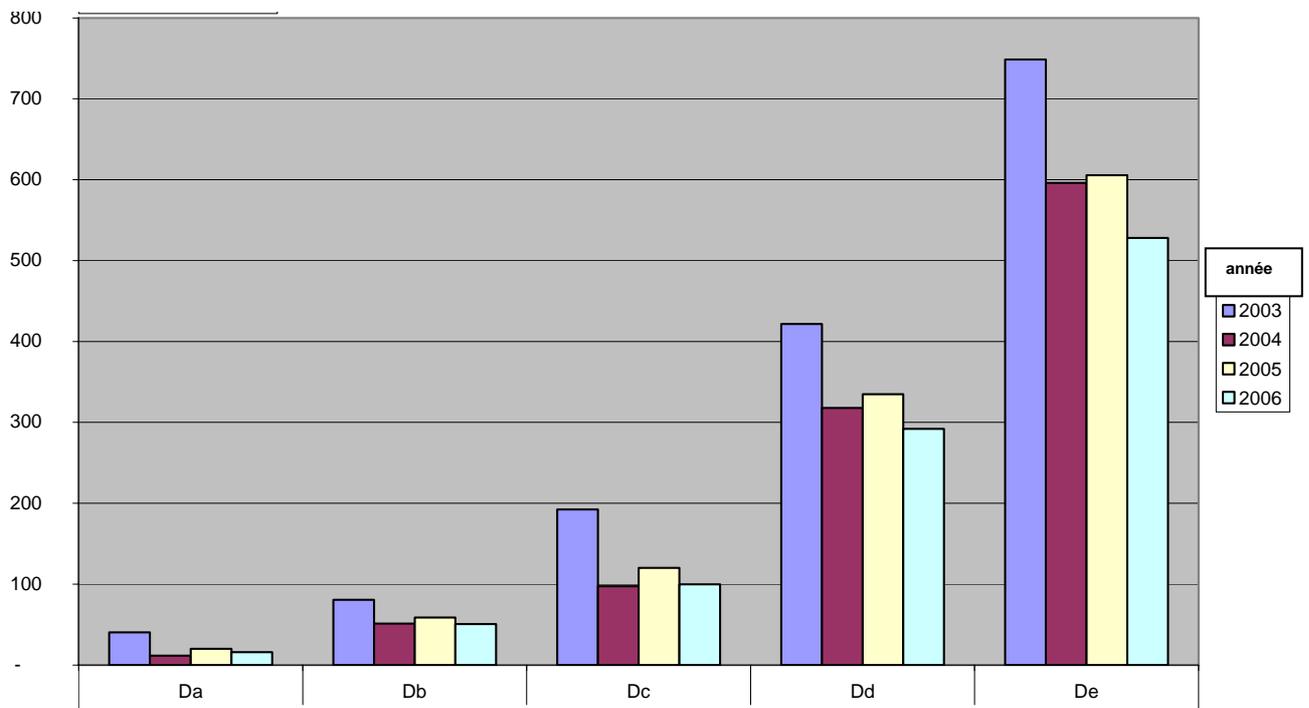
**Figure 17 – clients résidentiels GASELWEST (Prix annuel total en euros)**



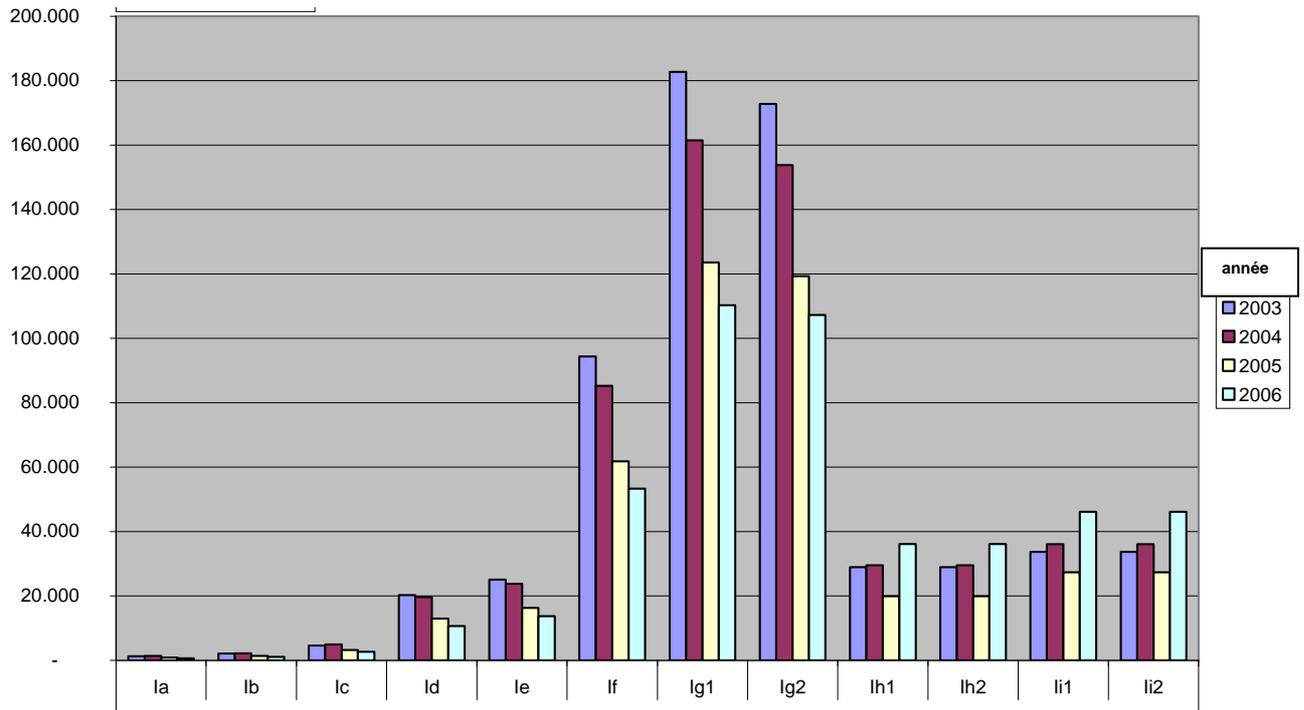
**Figure 18 – clients industriels INTER ENERGIA (Prix annuel total en euros)**



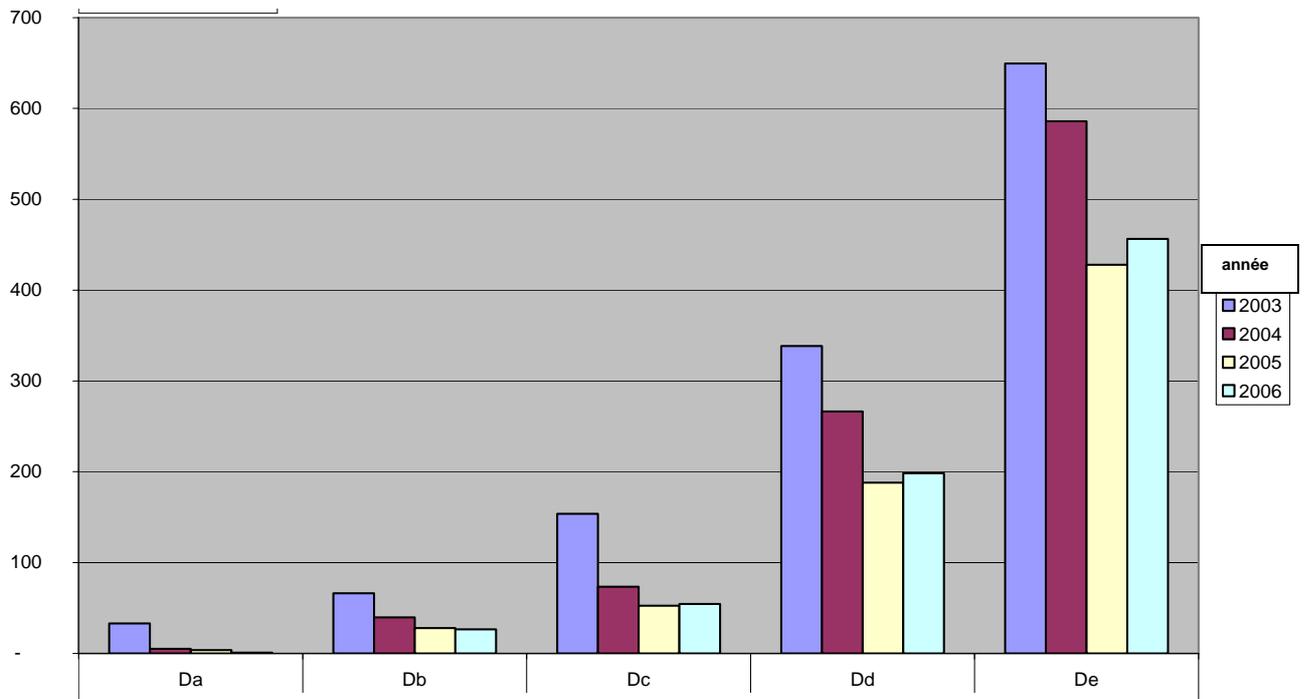
**Figure 19 – clients résidentiels INTER ENERGIA (Prix annuel total en euros)**



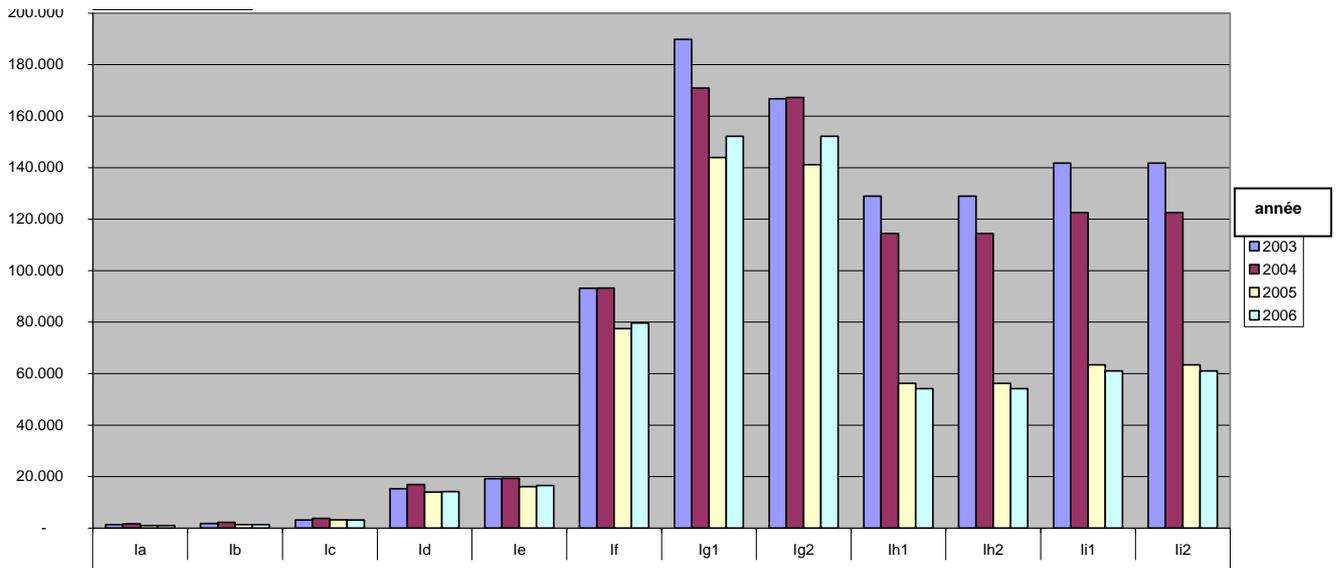
**Figure 20 – clients industriels INTERGEM (Prix annuel total en euros)**



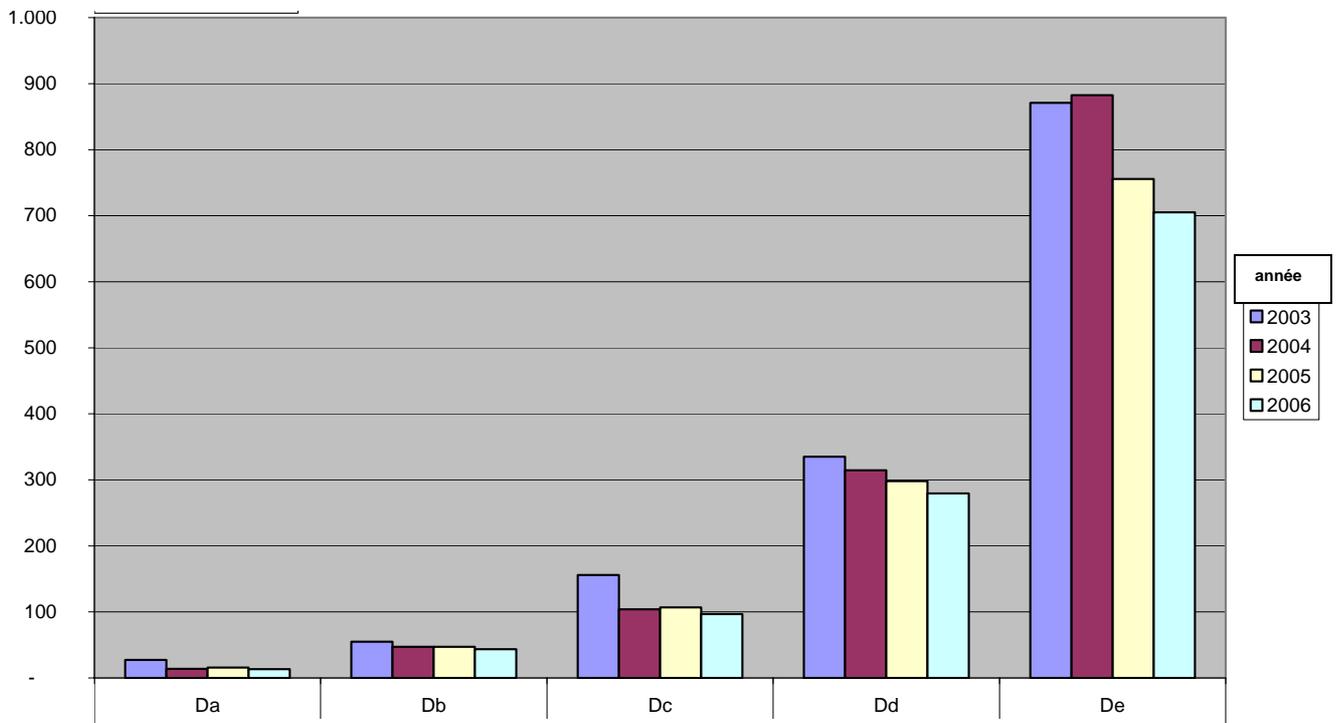
**Figure 21 – clients résidentiels INTERGEM (Prix annuel total en euros)**



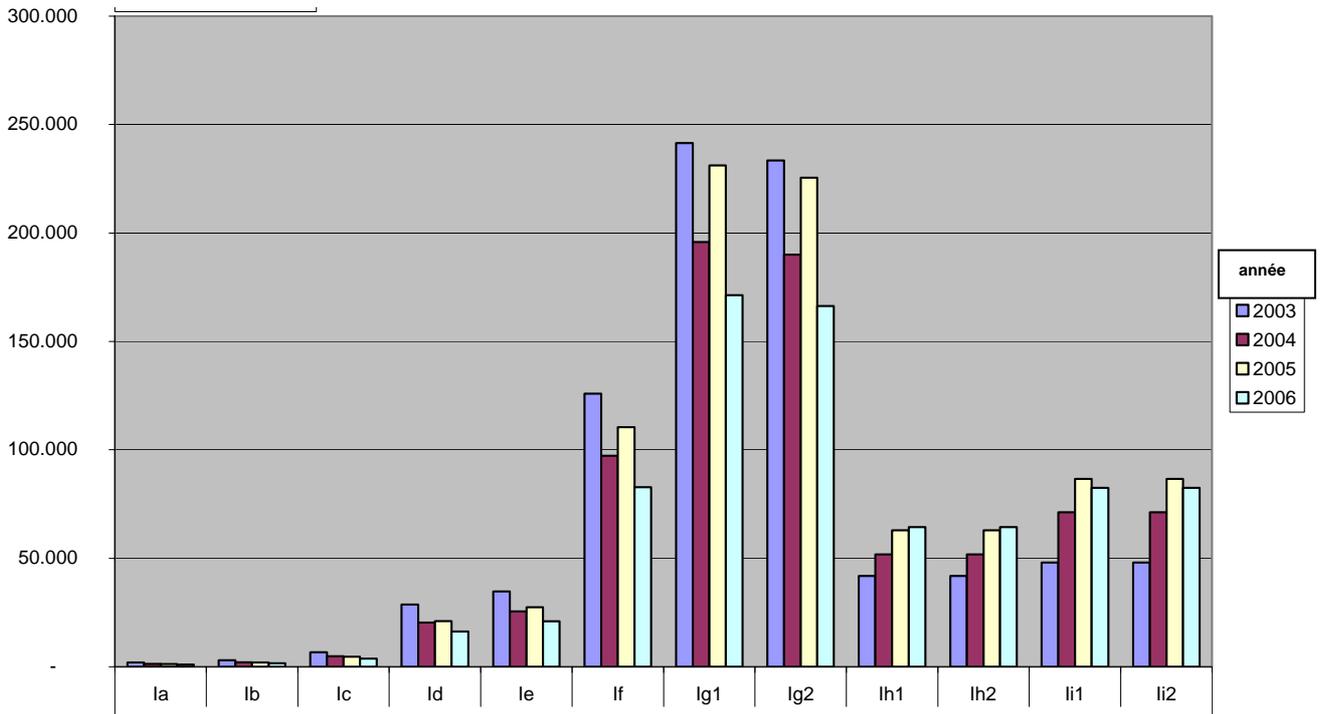
**Figure 22 – clients industriels IVEG (Prix annuel total en euros)**



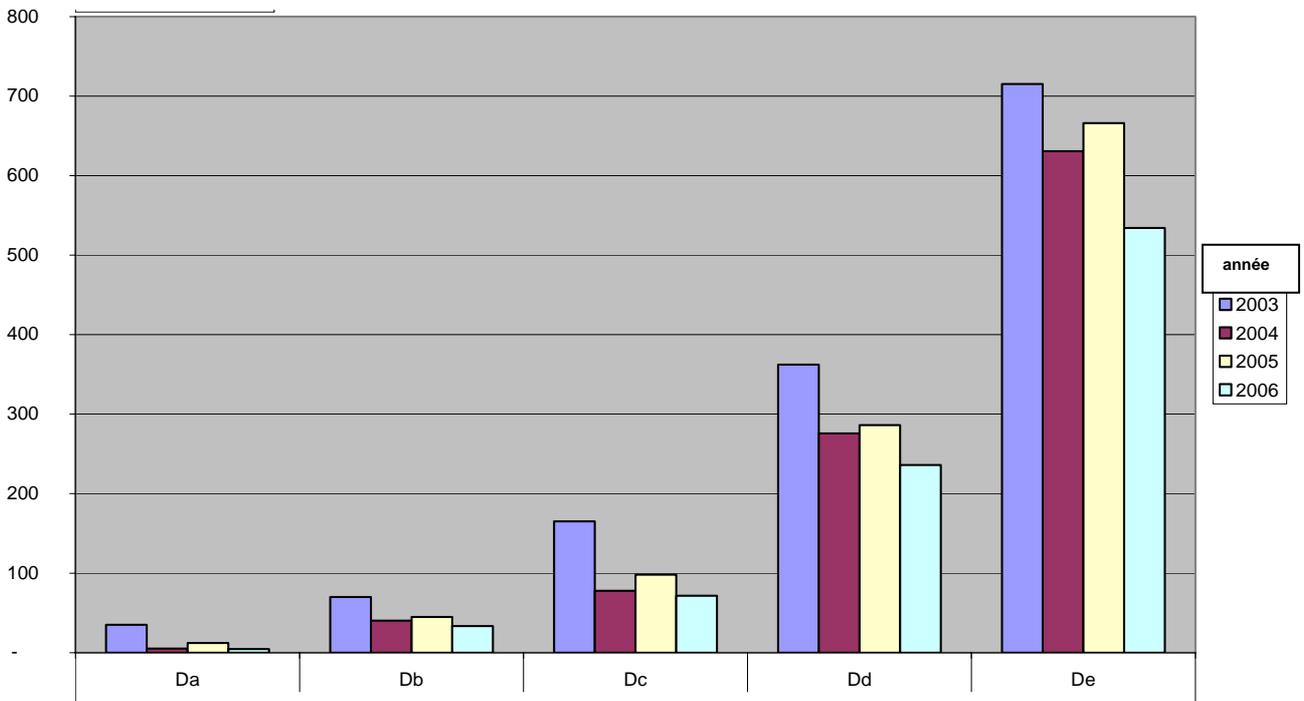
**Figure 23 – clients résidentiels IVEG (Prix annuel total en euros)**



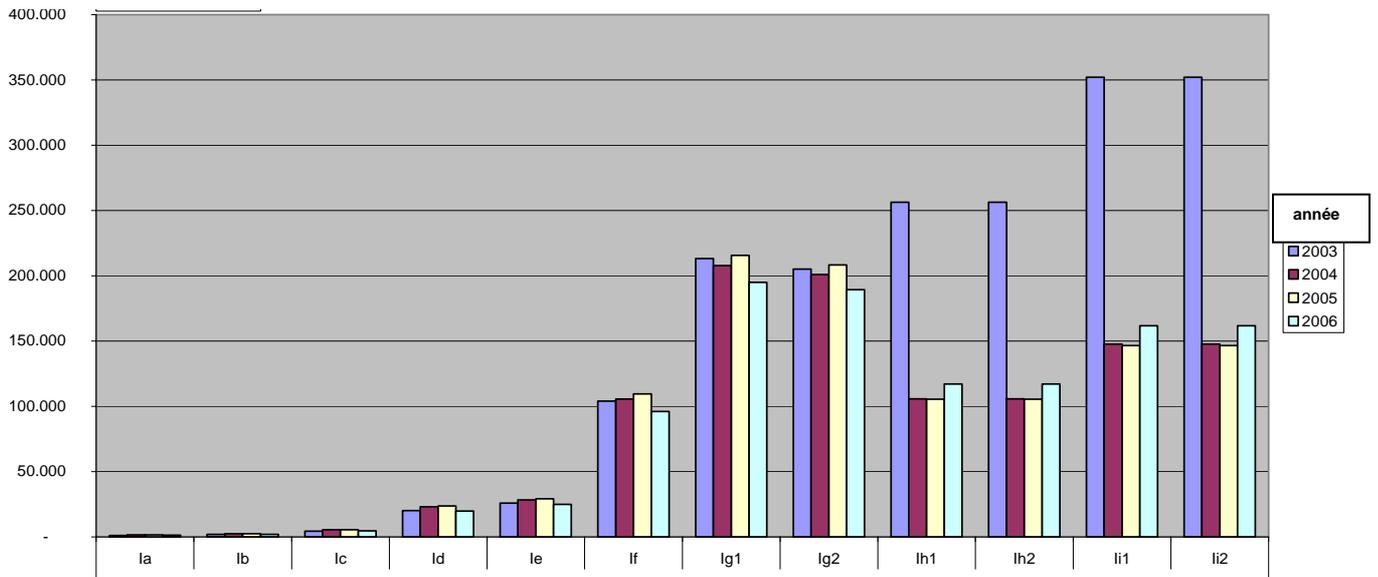
**Figure 24 – clients industriels SIBELGAS NOORD (Prix annuel total en euros)**



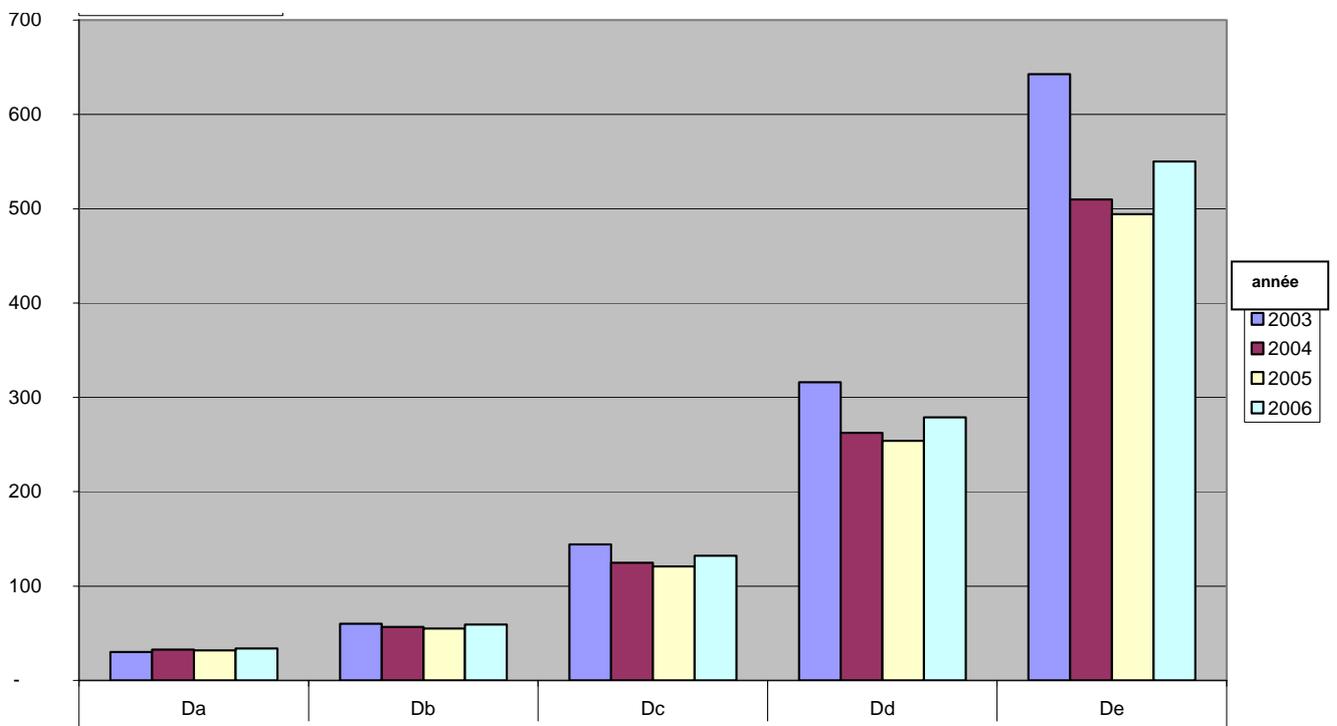
**Figure 25 – clients résidentiels SIBELGAS NOORD (Prix annuel total en euros)**



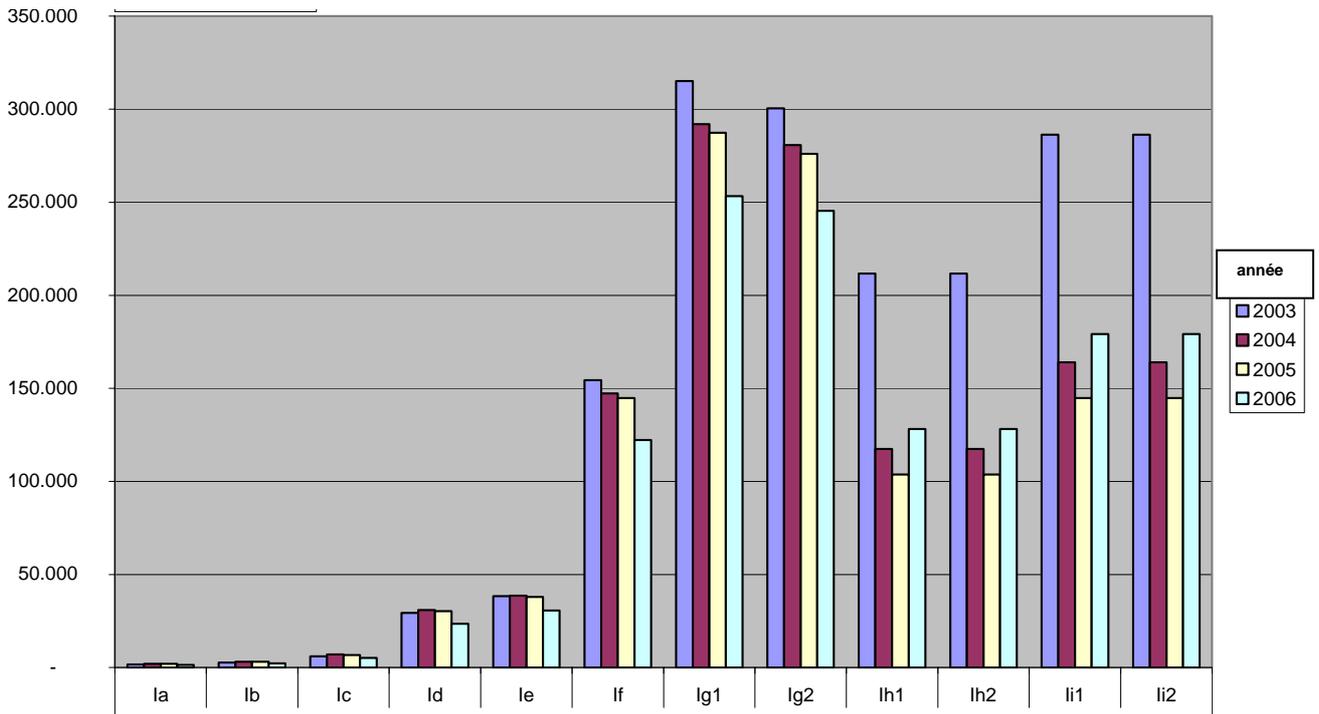
**Figure 26 – clients industriels SIMOGEL (Prix annuel total en euros)**



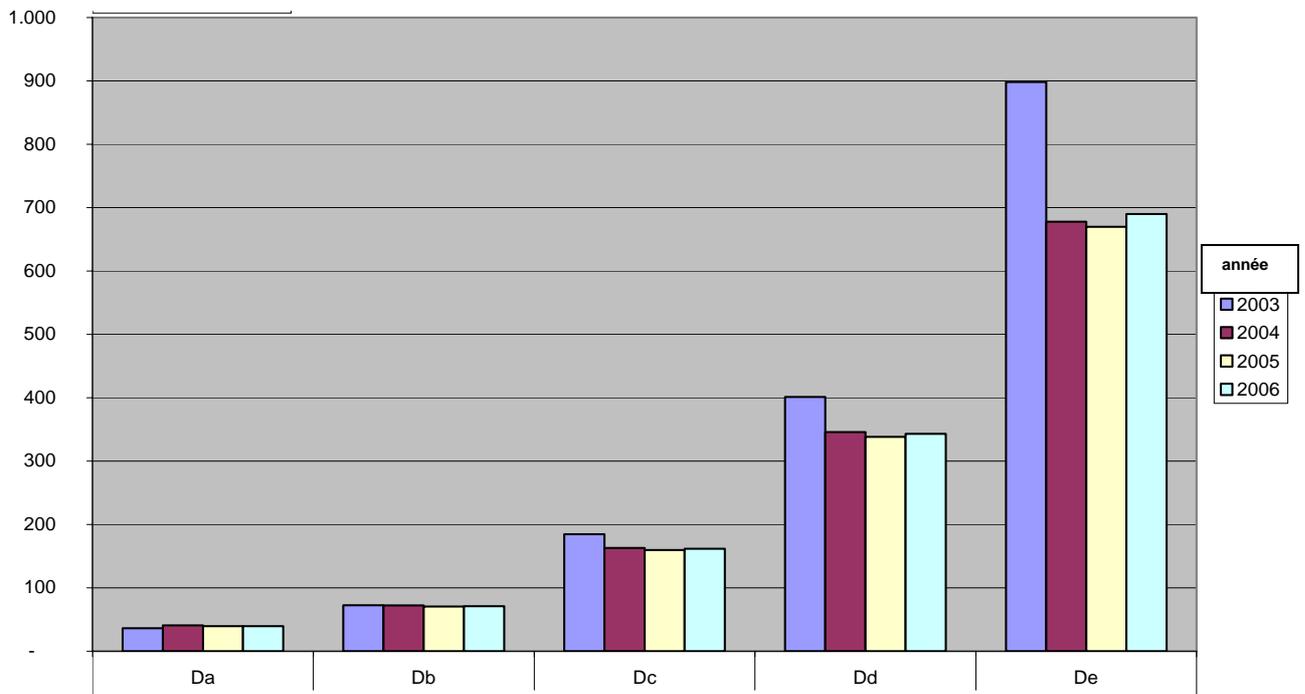
**Figure 27 – clients résidentiels SIMOGEL (Prix annuel total en euros)**



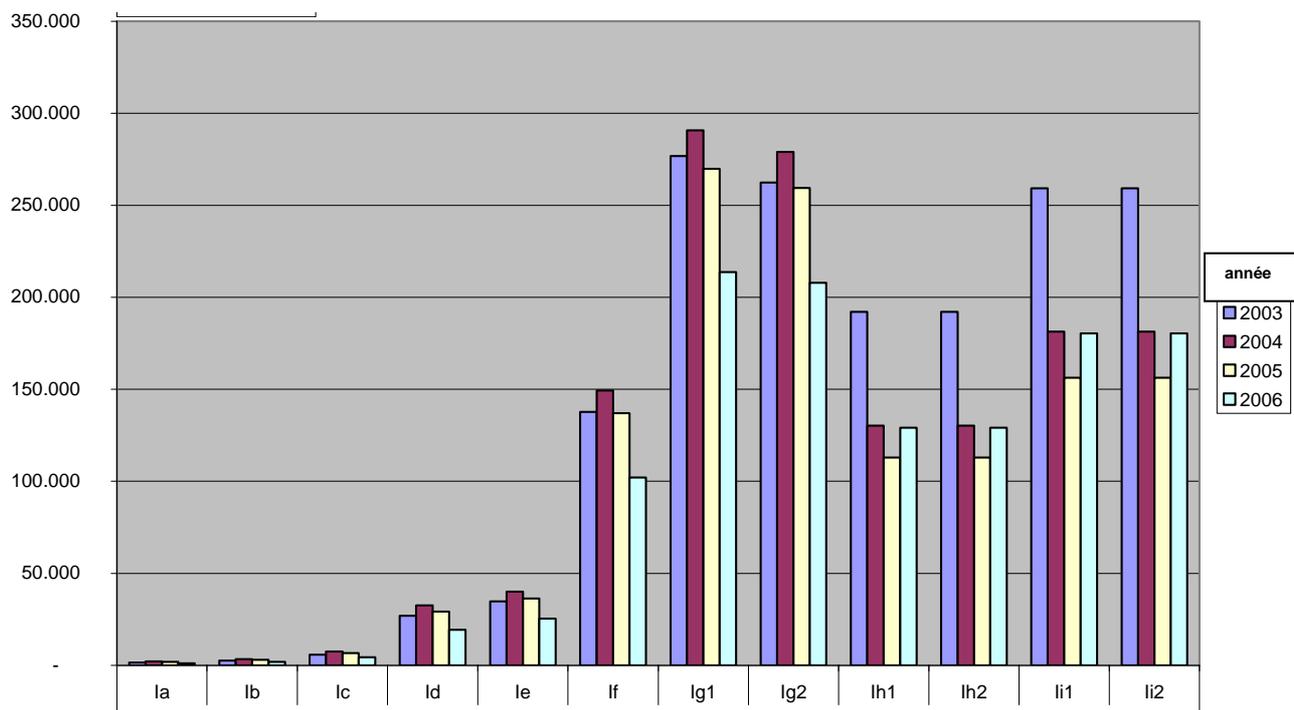
**Figure 28 – clients industriels IEH (Prix annuel total en euros)**



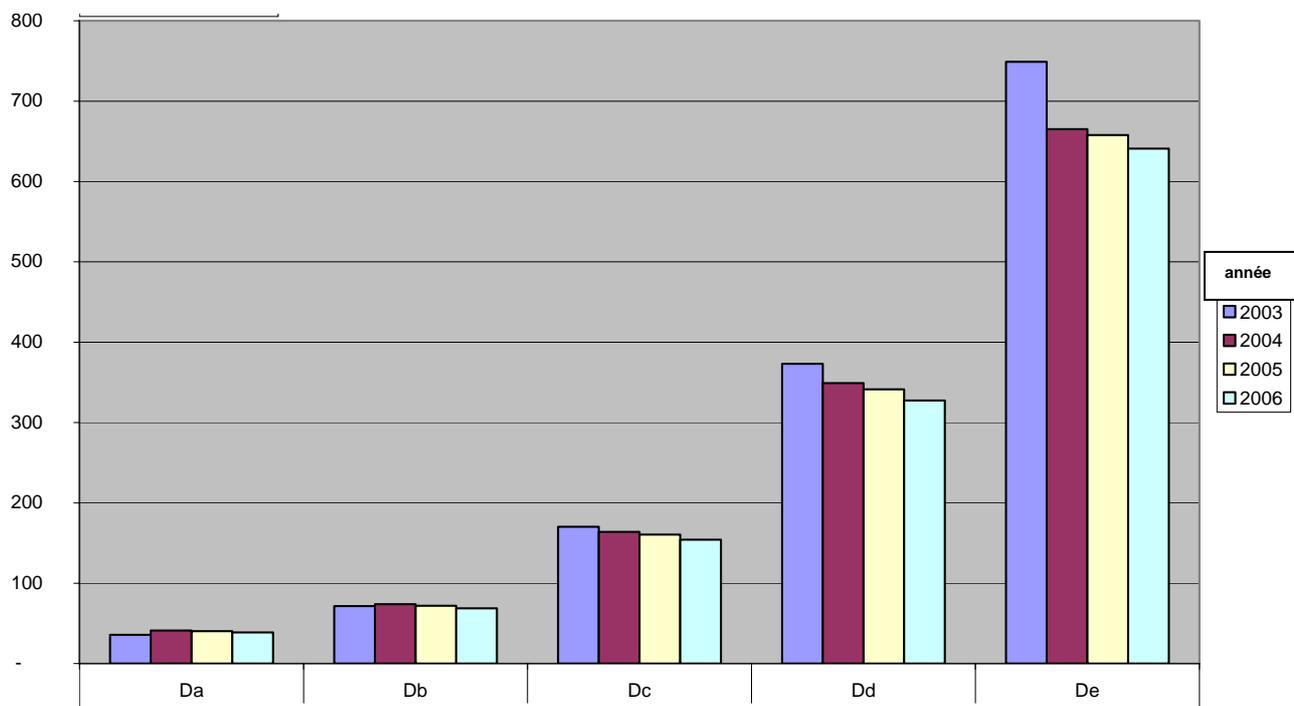
**Figure 29 – clients résidentiels IEH (Prix annuel total en euros)**



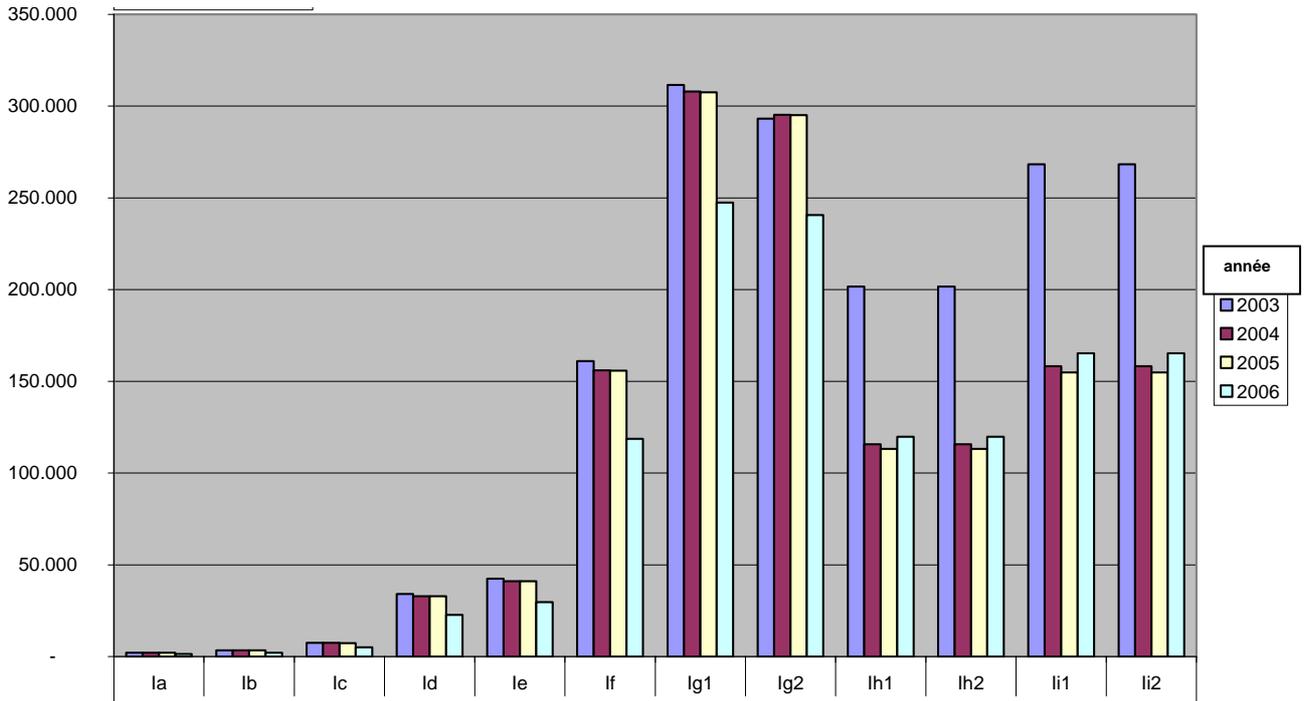
**Figure 30 – clients industriels SEDILEC (Prix annuel total en euros)**



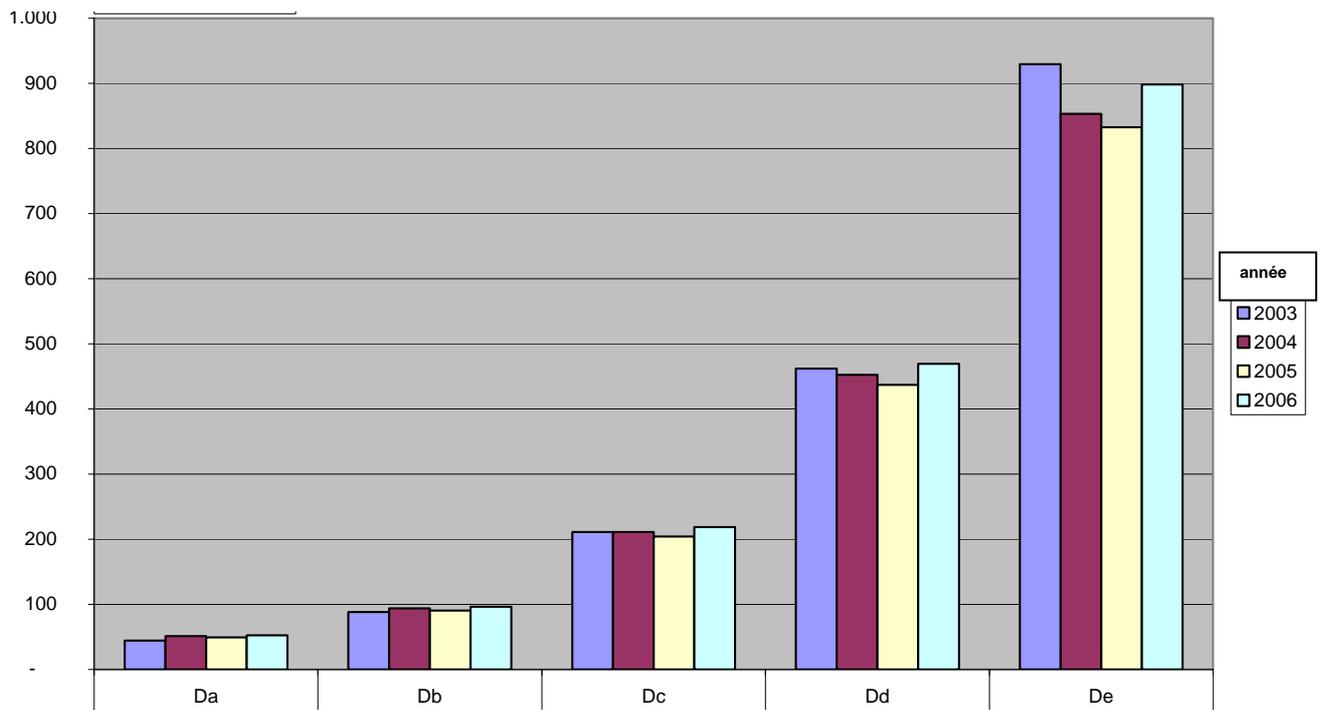
**Figure 31 – clients résidentiels SEDILEC (Prix annuel total en euros)**



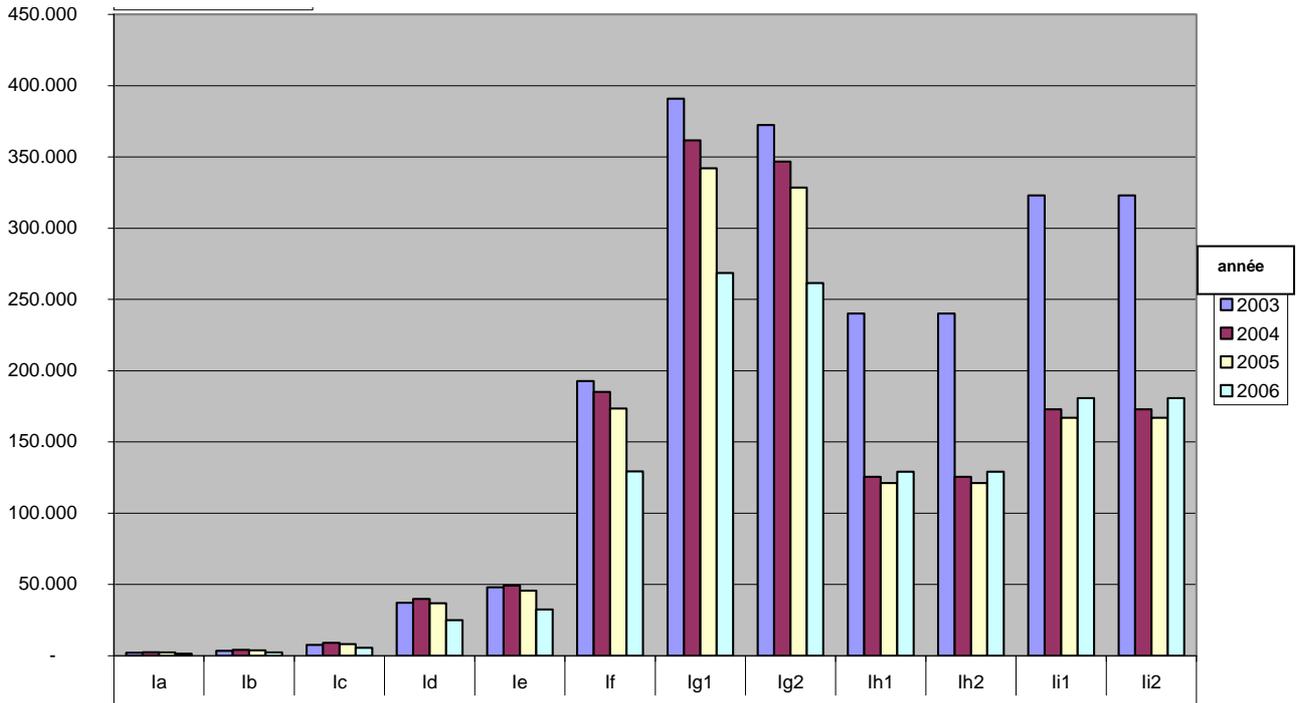
**Figure 32 – clients industriels INTEREST (Prix annuel total en euros)**



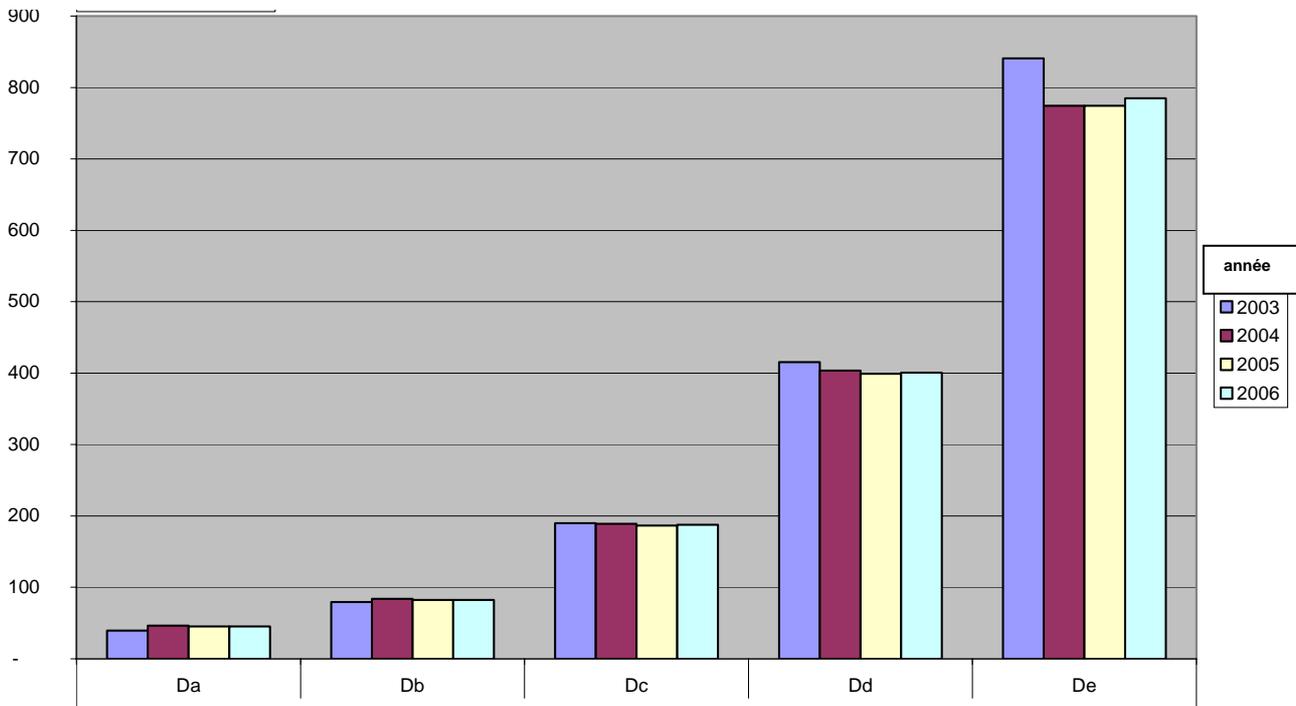
**Figure 33 – clients résidentiels INTEREST (Prix annuel total en euros)**



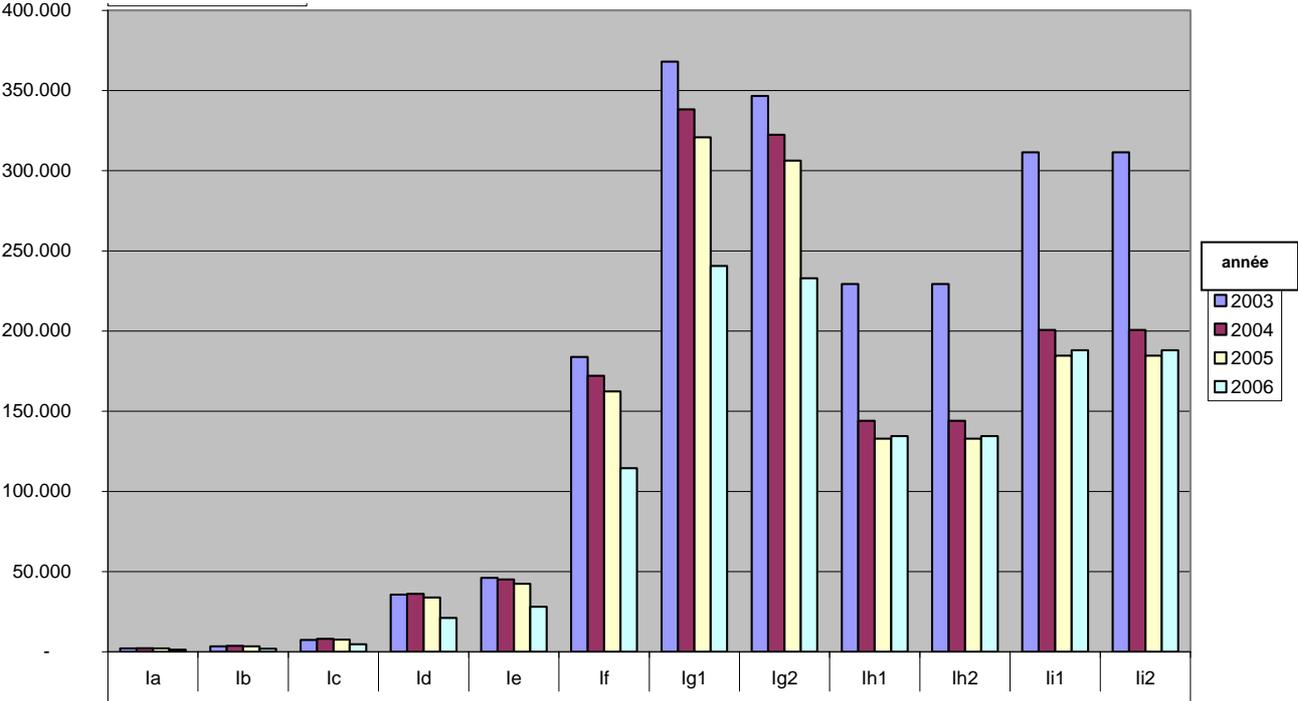
**Figure 34 – clients industriels INTERMOSANE (Prix annuel total en euros)**



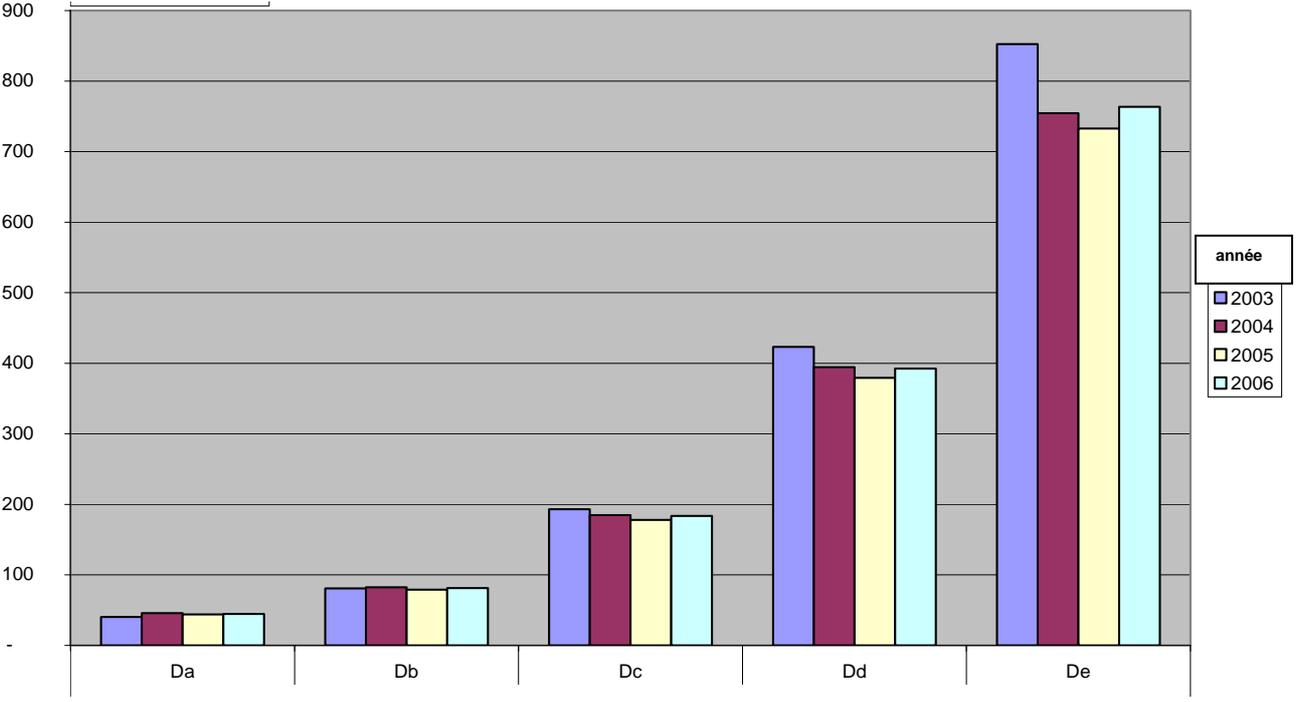
**Figure 35 – clients résidentiels INTERMOSANE (Prix annuel total en euros)**



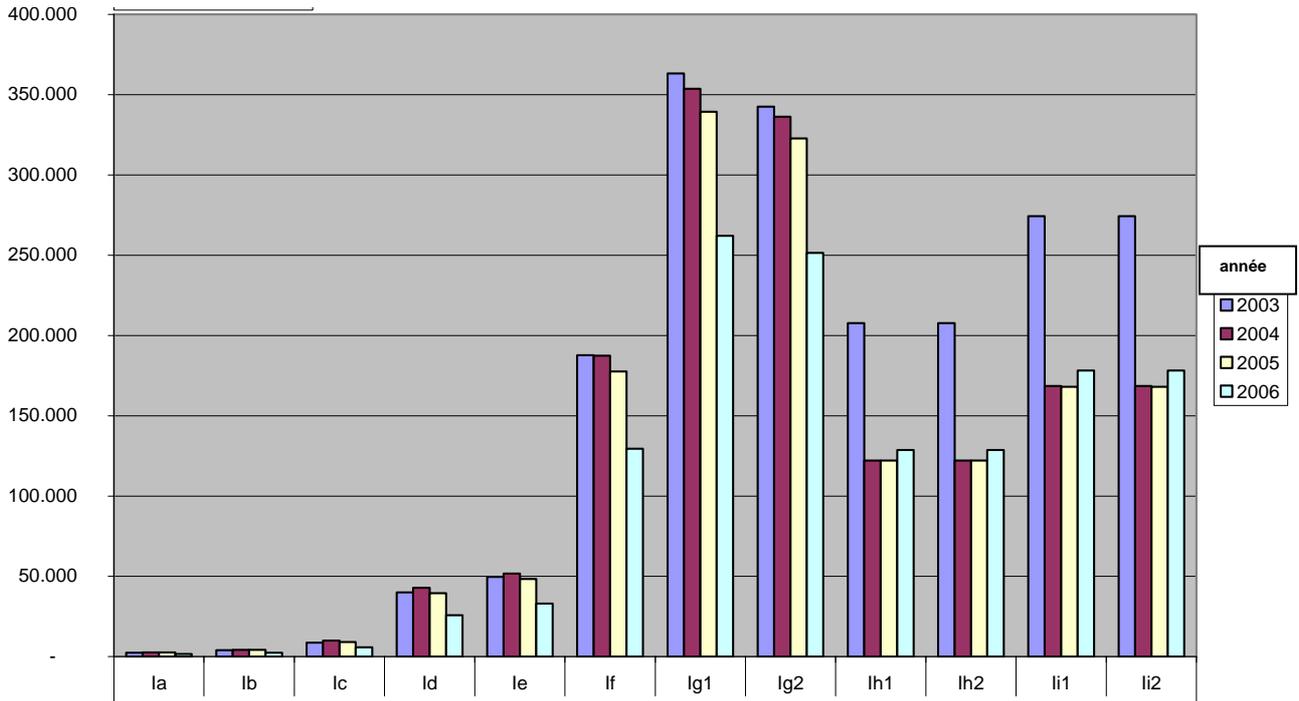
**Figure 36 – clients industriels IDEG (Prix annuel total en euros)**



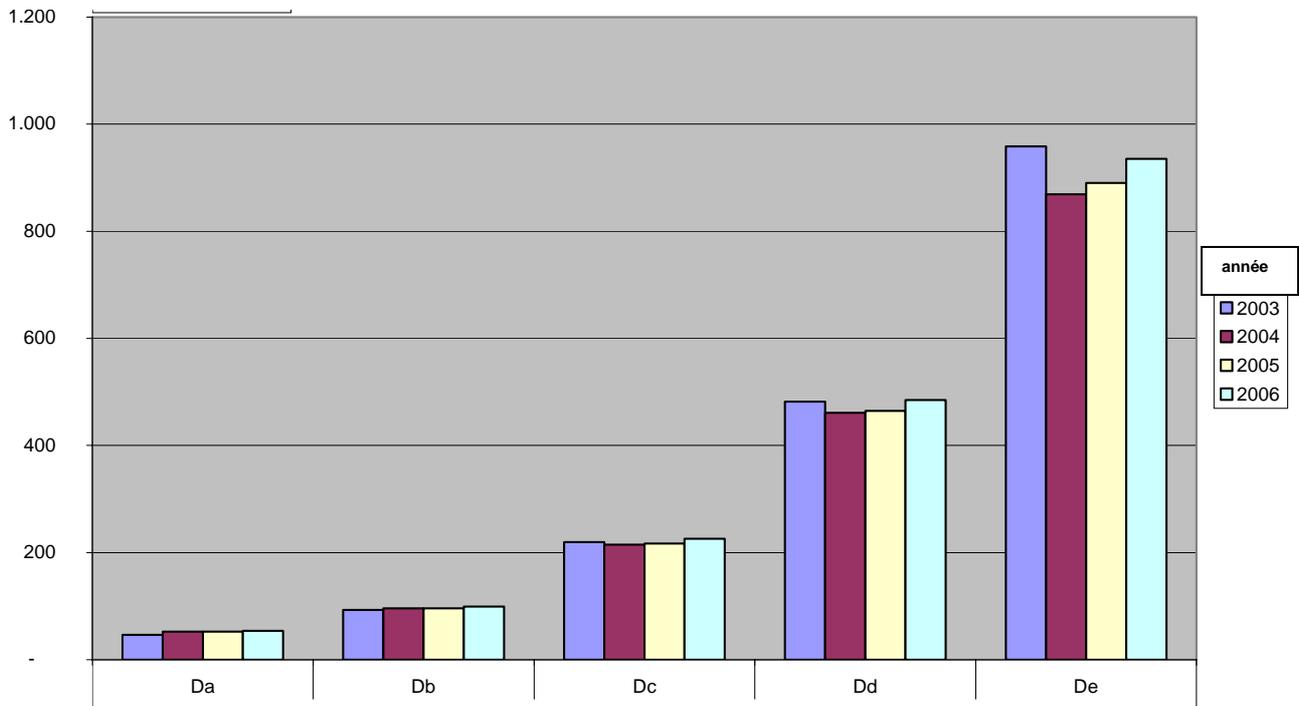
**Figure 37 – clients résidentiels IDEG (Prix annuel total en euros)**



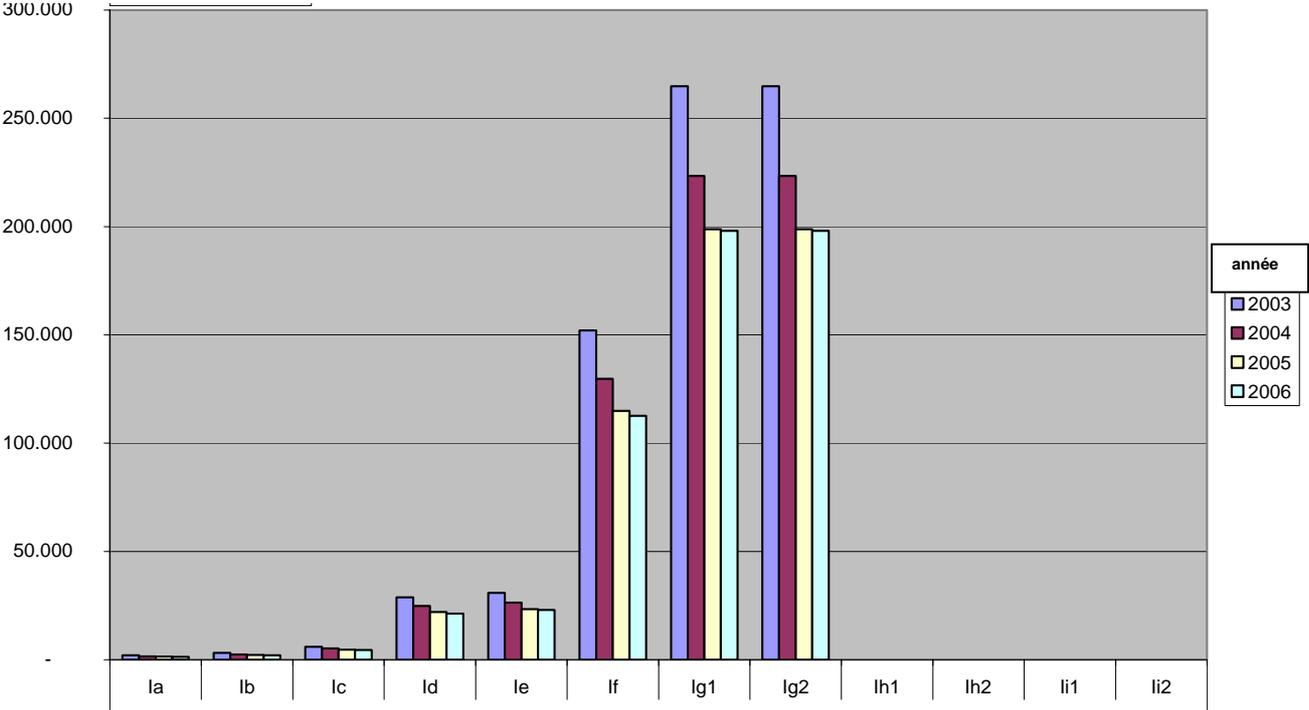
**Figure 38 – clients industriels INTERLUX (Prix annuel total en euros)**



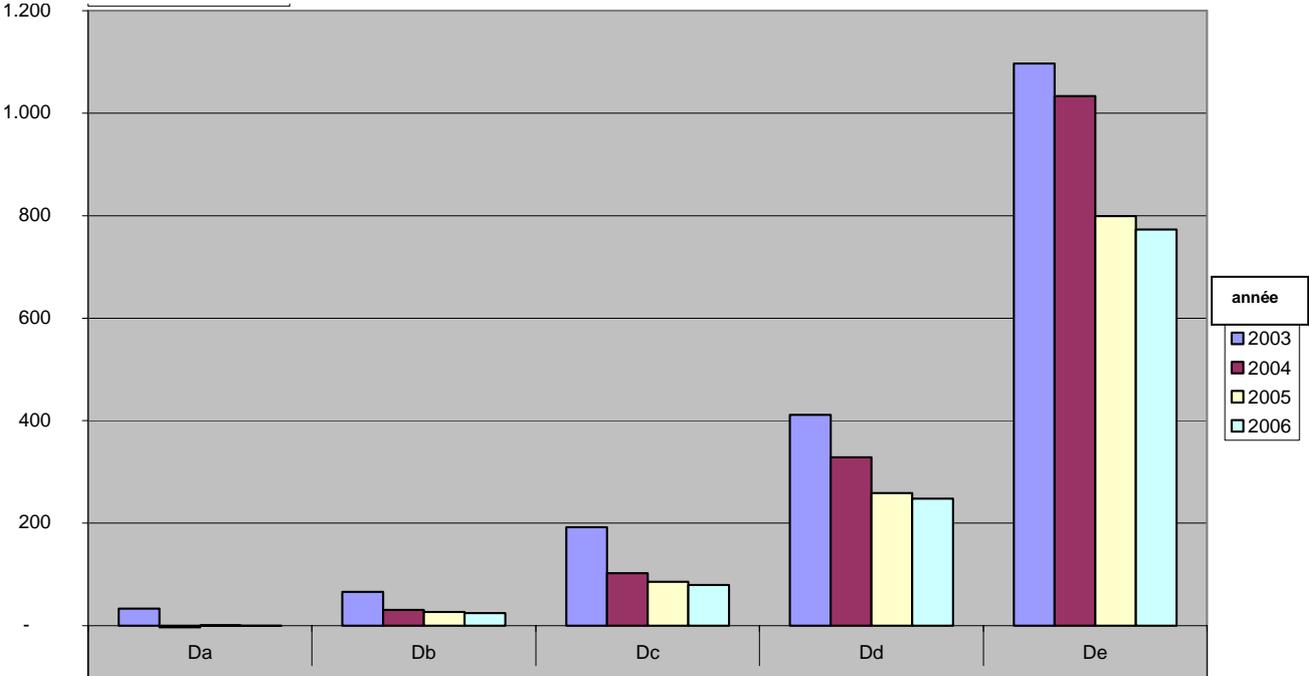
**Figure 39 – clients résidentiels INTERLUX (Prix annuel total en euros)**



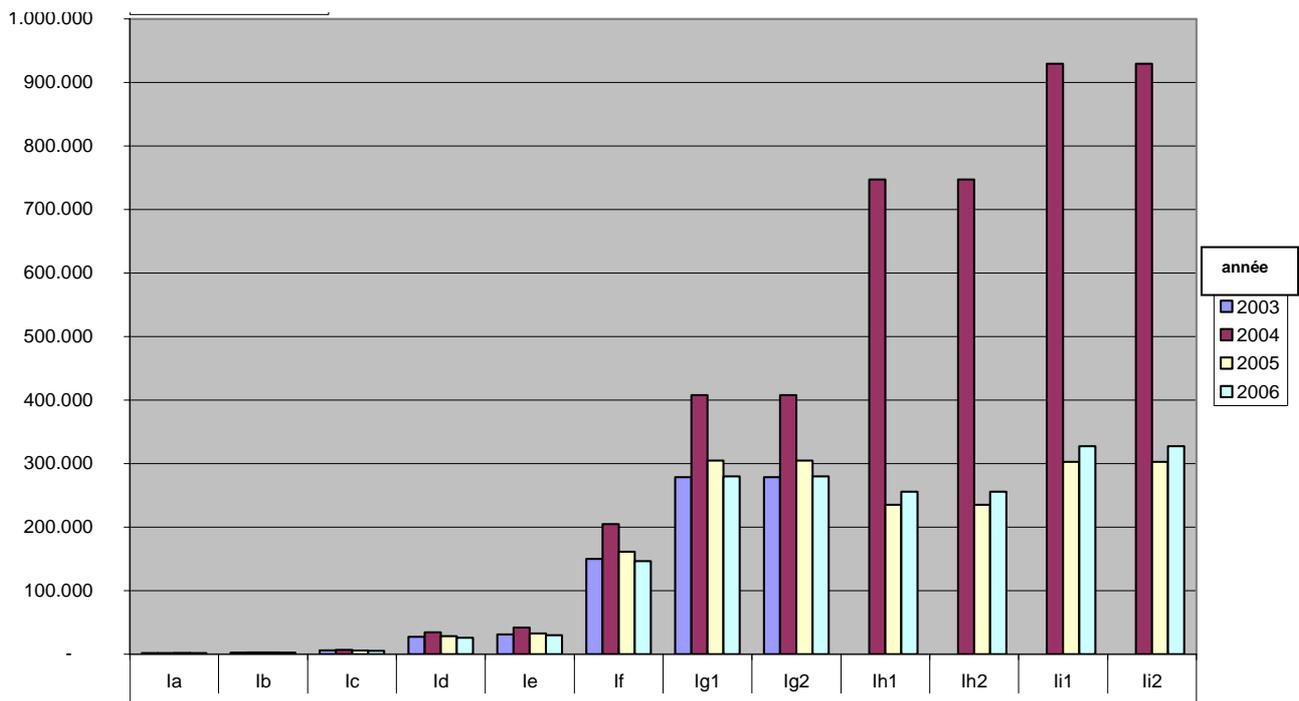
**Figure 40 – clients industriels AGEM (Prix annuel total en euros)**



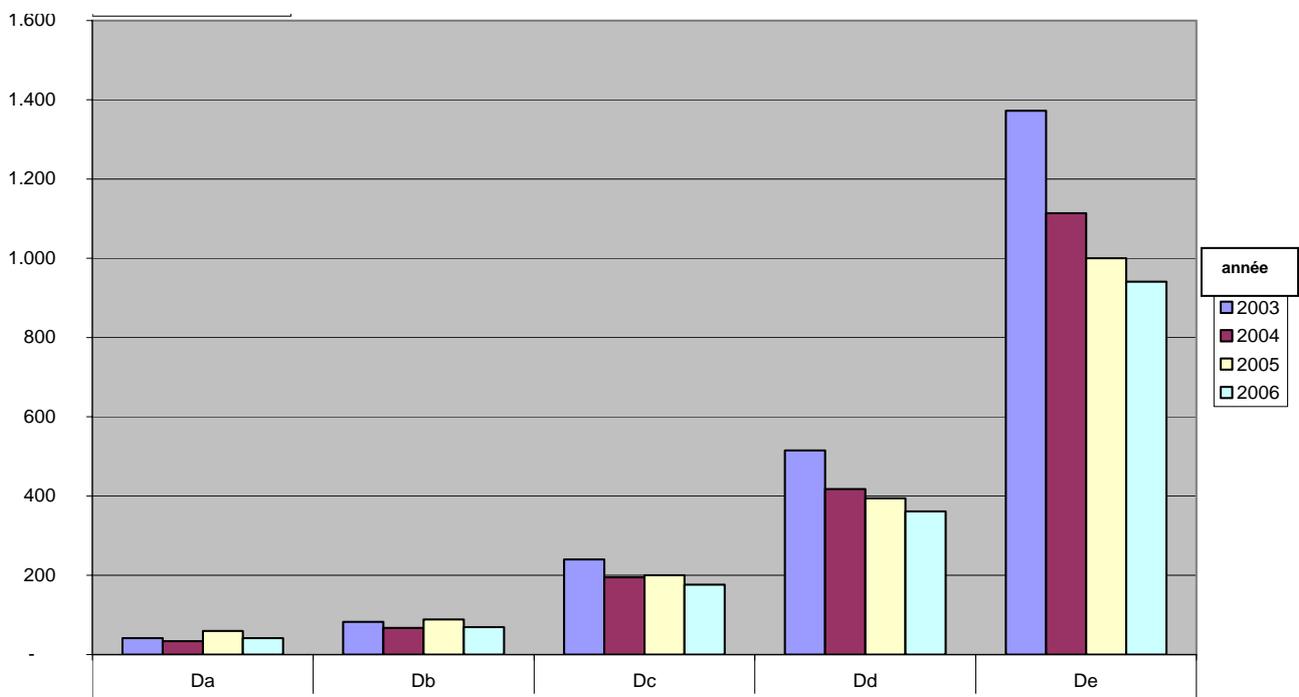
**Figure 41 – clients résidentiels AGEM (Prix annuel total en euros)**



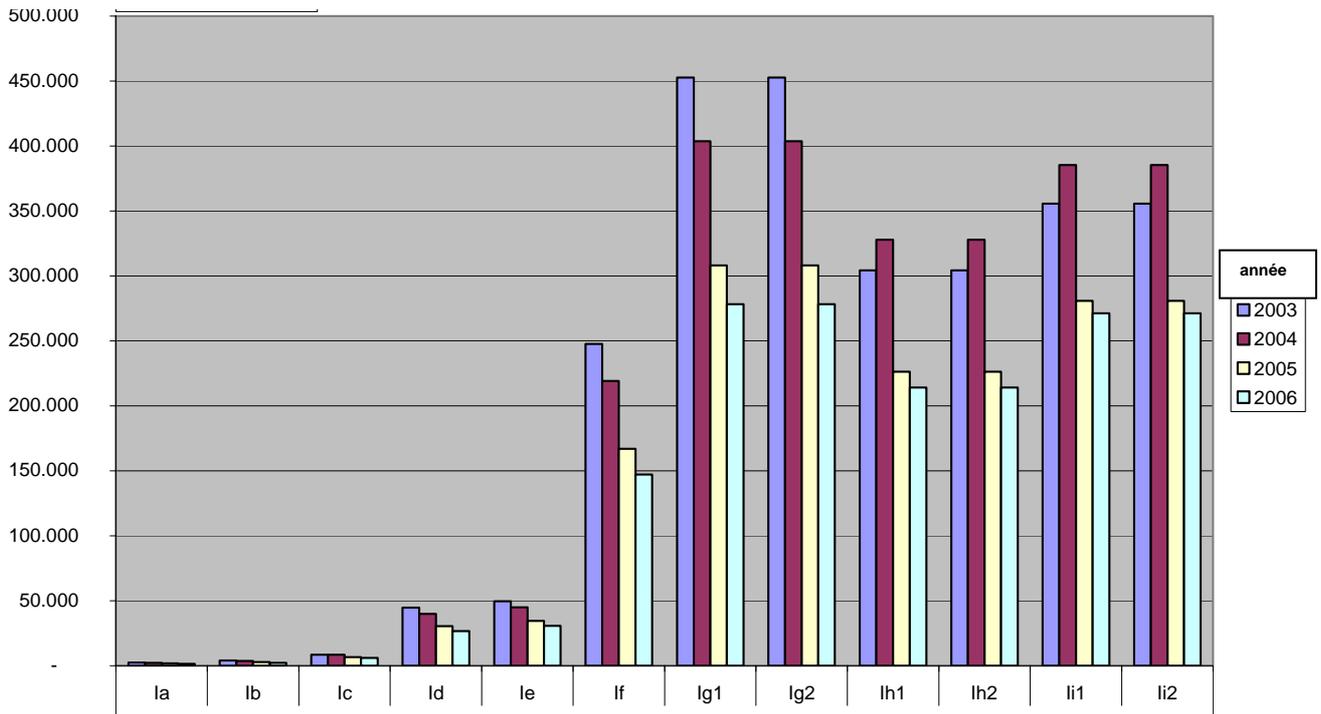
**Figure 42 – clients industriels ALE (Prix annuel total en euros)**



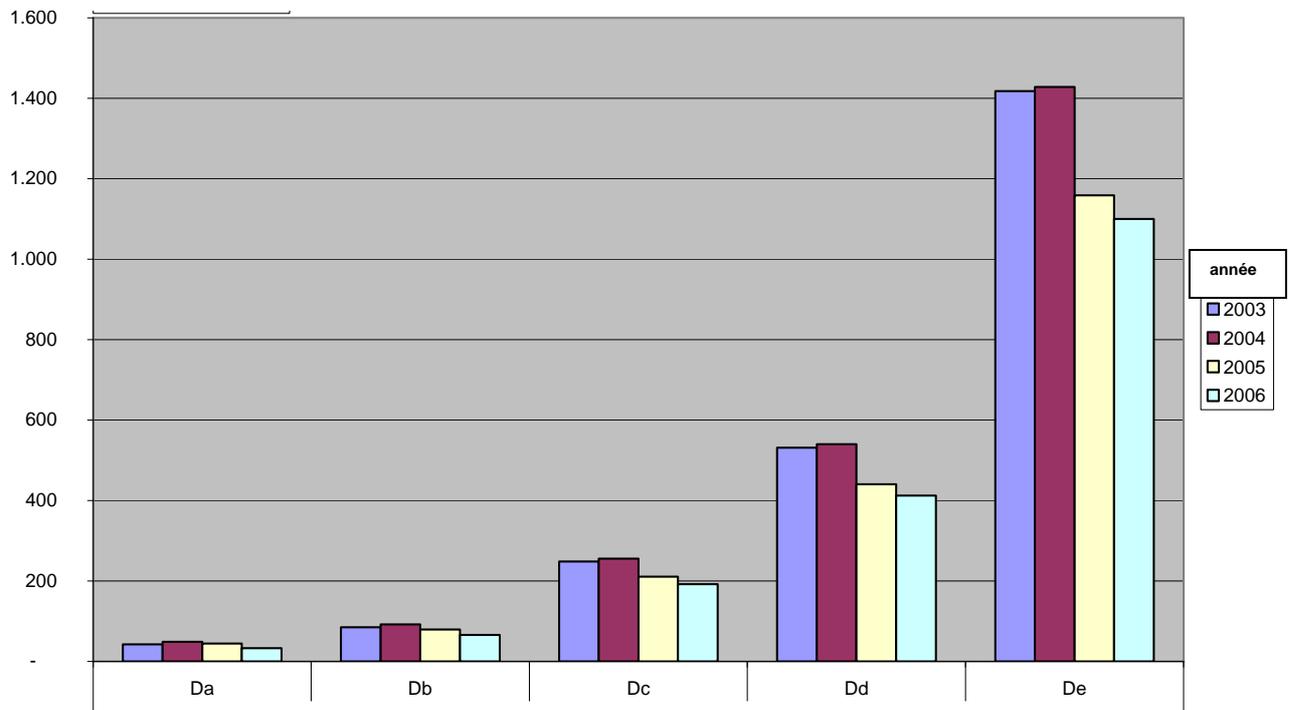
**Figure 43 – clients résidentiels ALE (Prix annuel total en euros)**



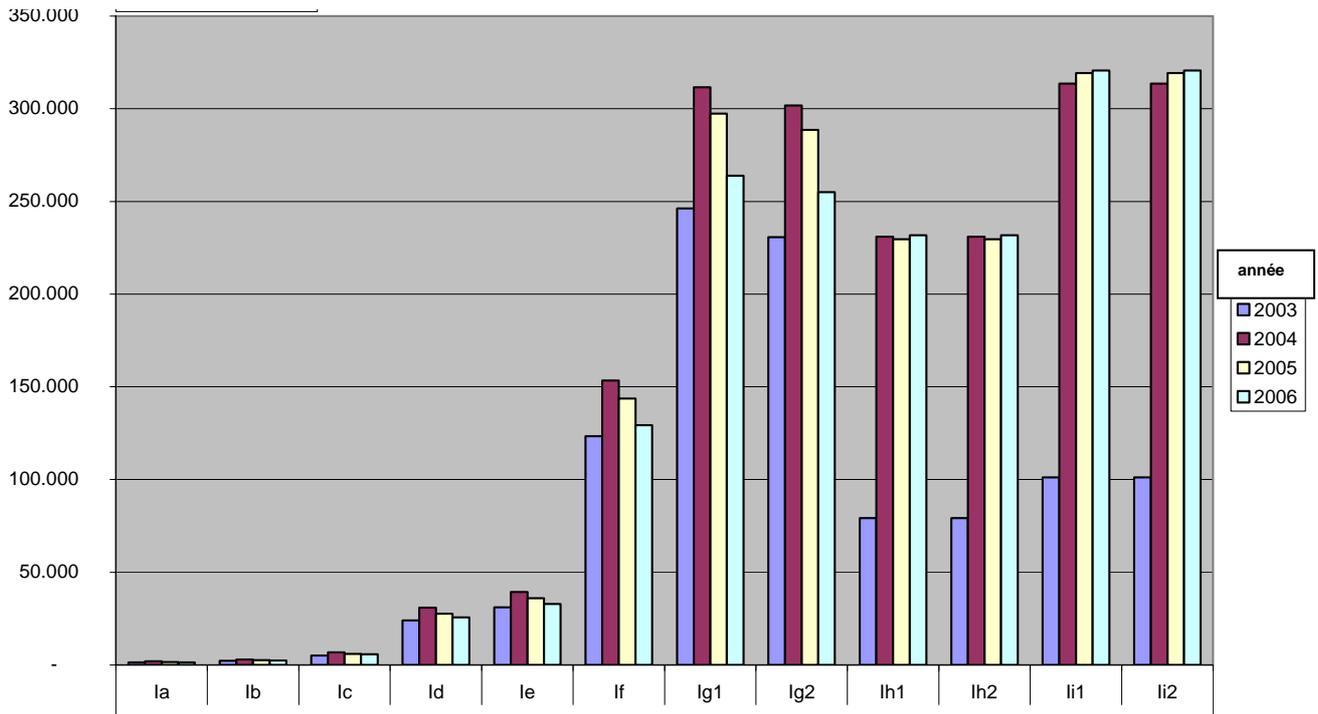
**Figure 44 – clients industriels AIESH (Prix annuel total en euros)**



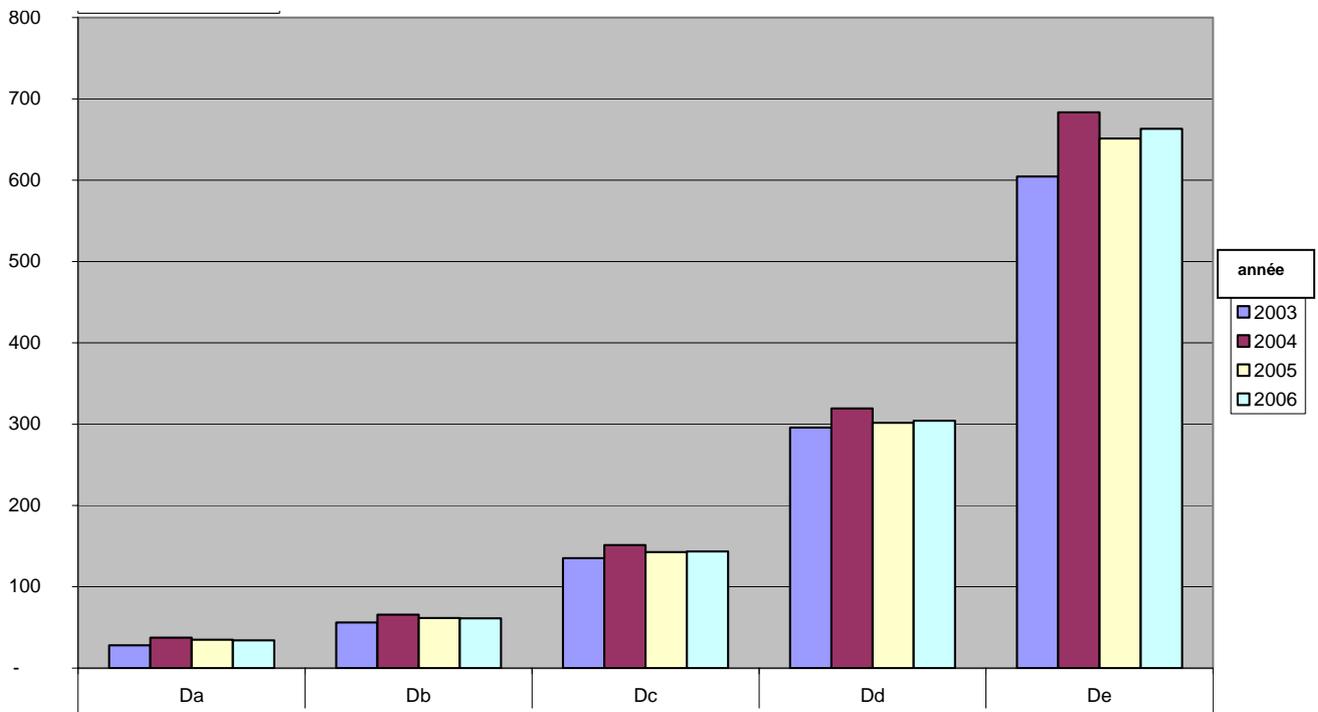
**Figure 45 – clients résidentiels AIESH (Prix annuel total en euros)**



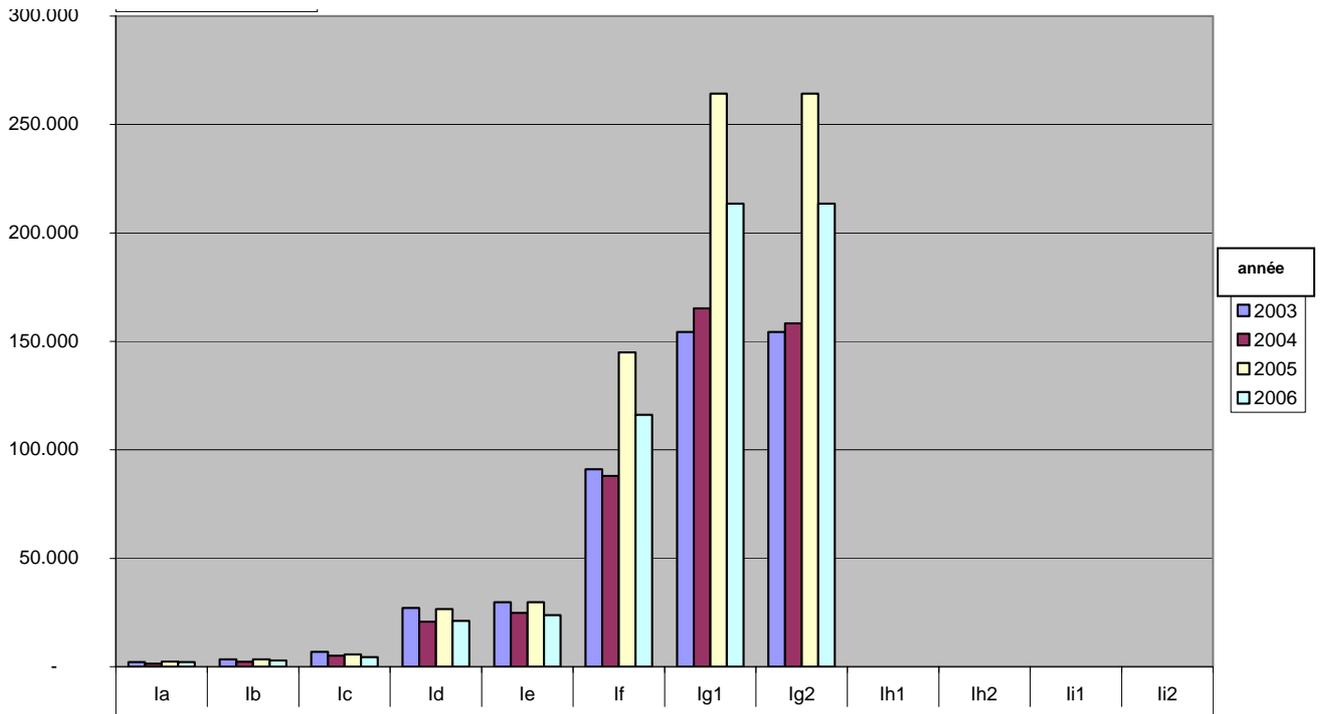
**Figure 46 – clients industriels SIBELGA (Prix annuel total en euros)**



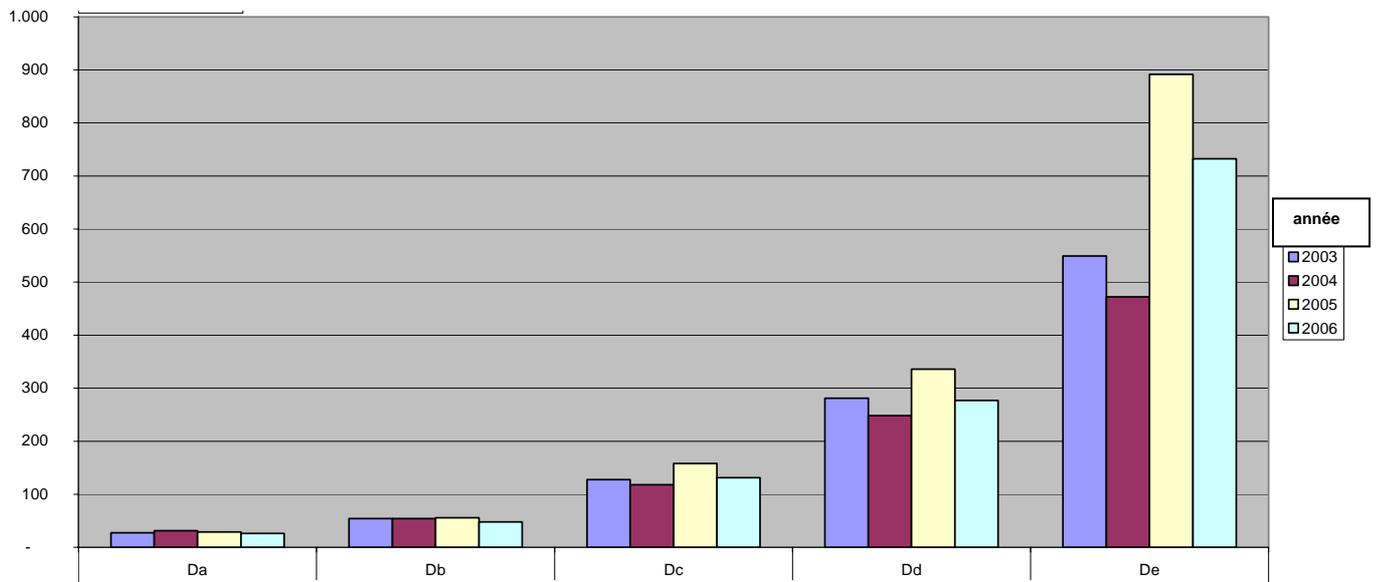
**Figure 47 – clients résidentiels SIBELGA (Prix annuel total en euros)**



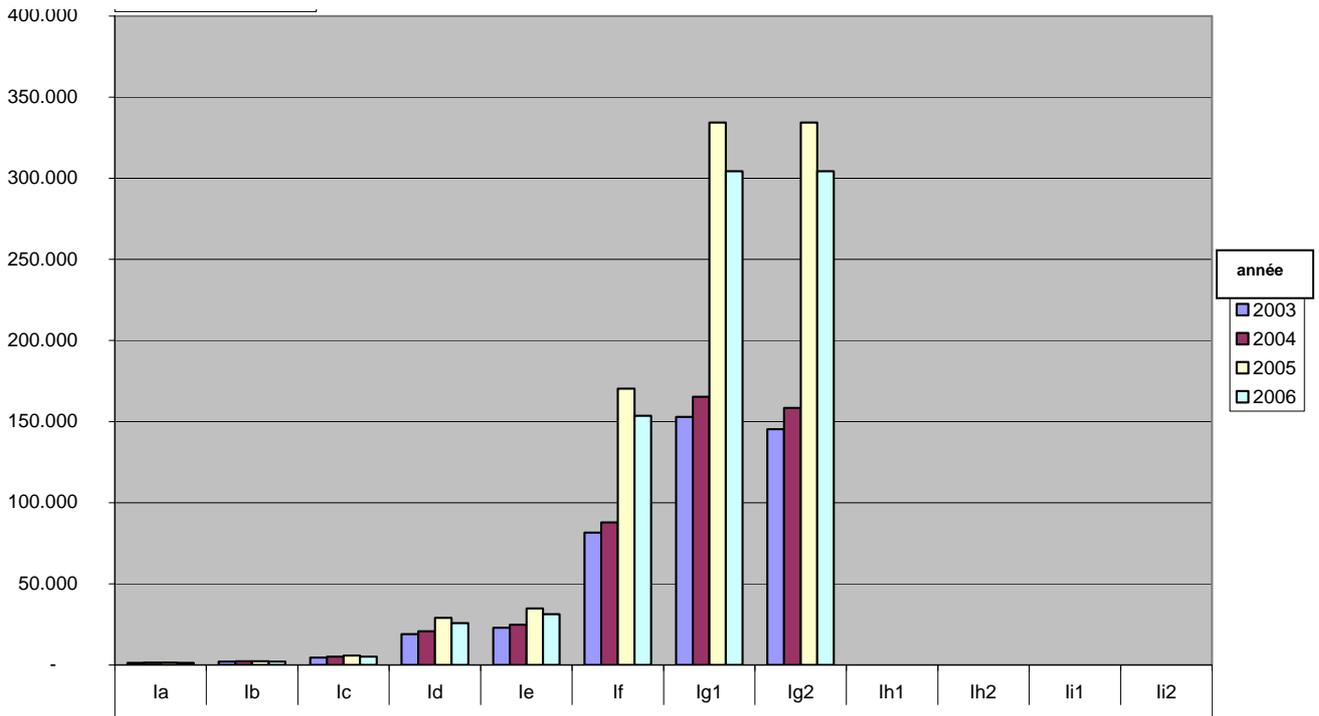
**Figure 48 – clients industriels AIEG (Prix annuel total en euros)**



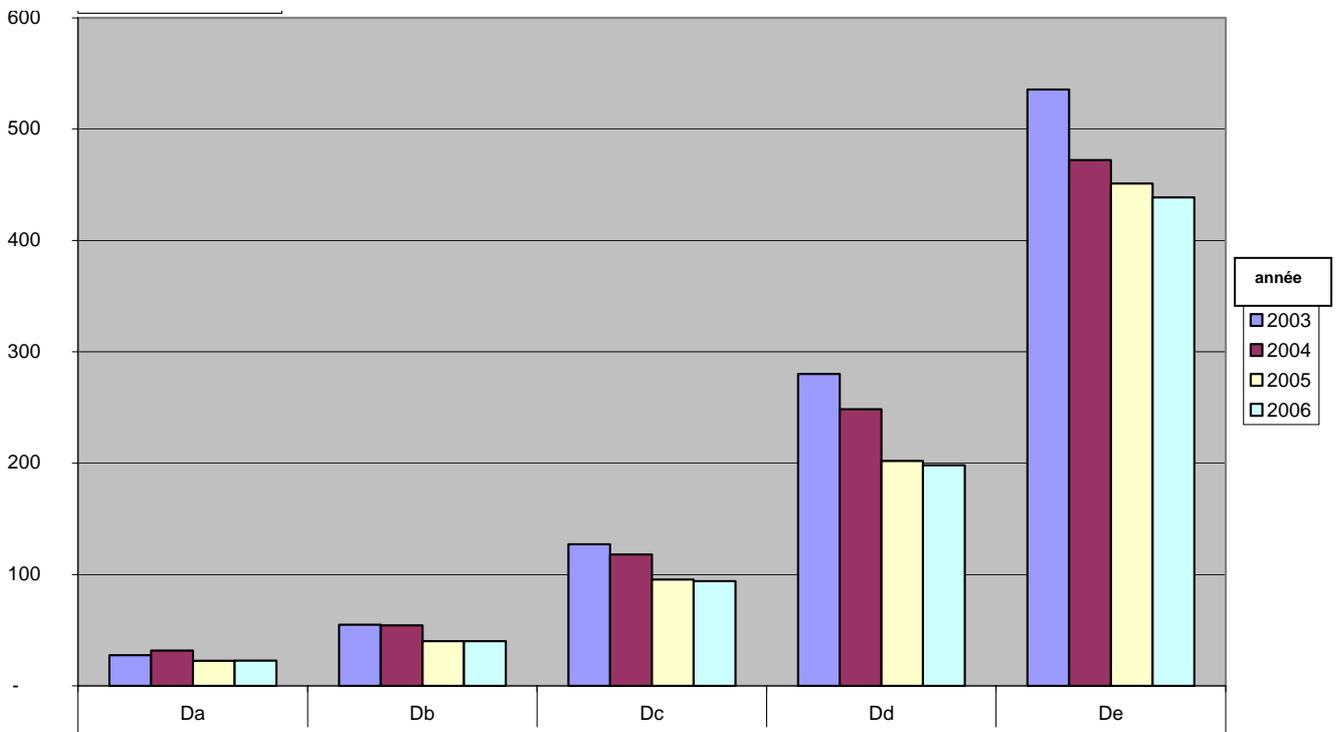
**Figure 49 – clients résidentiels AIEG (Prix annuel total en euros)**



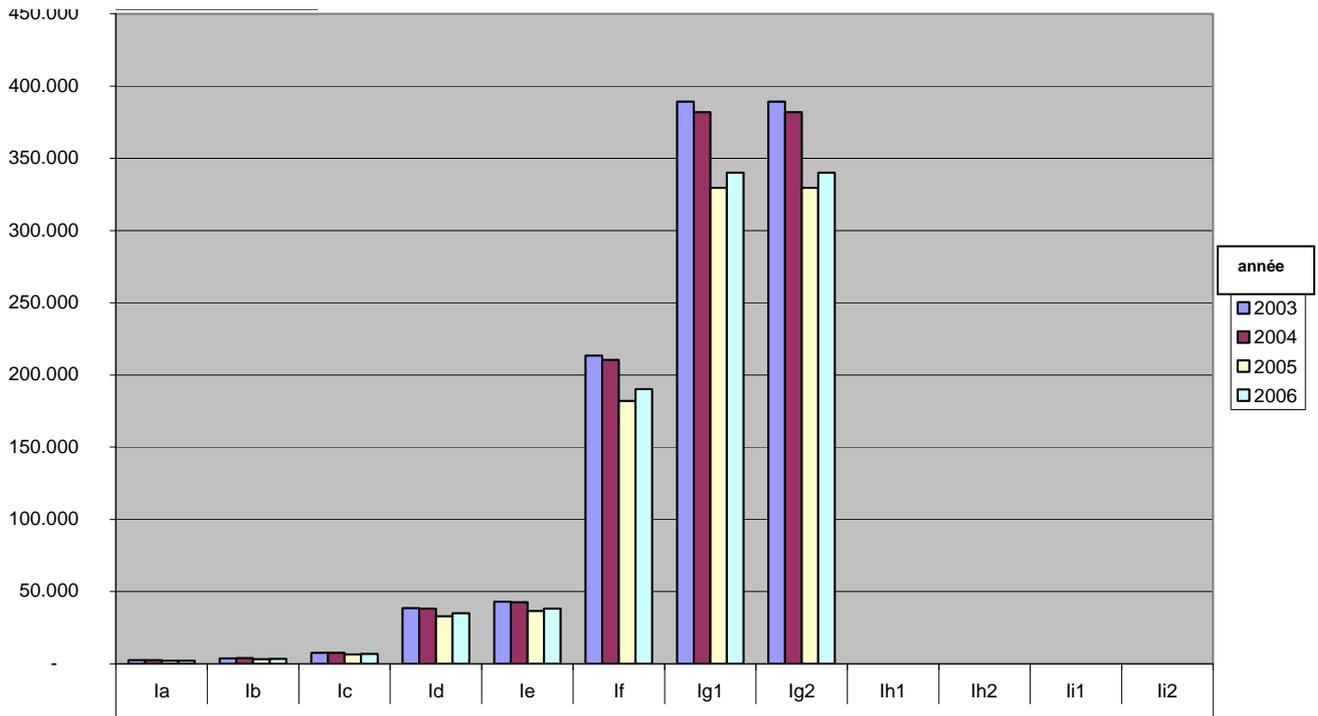
**Figure 50 – clients industriels WAVRE (Prix annuel total en euros)**



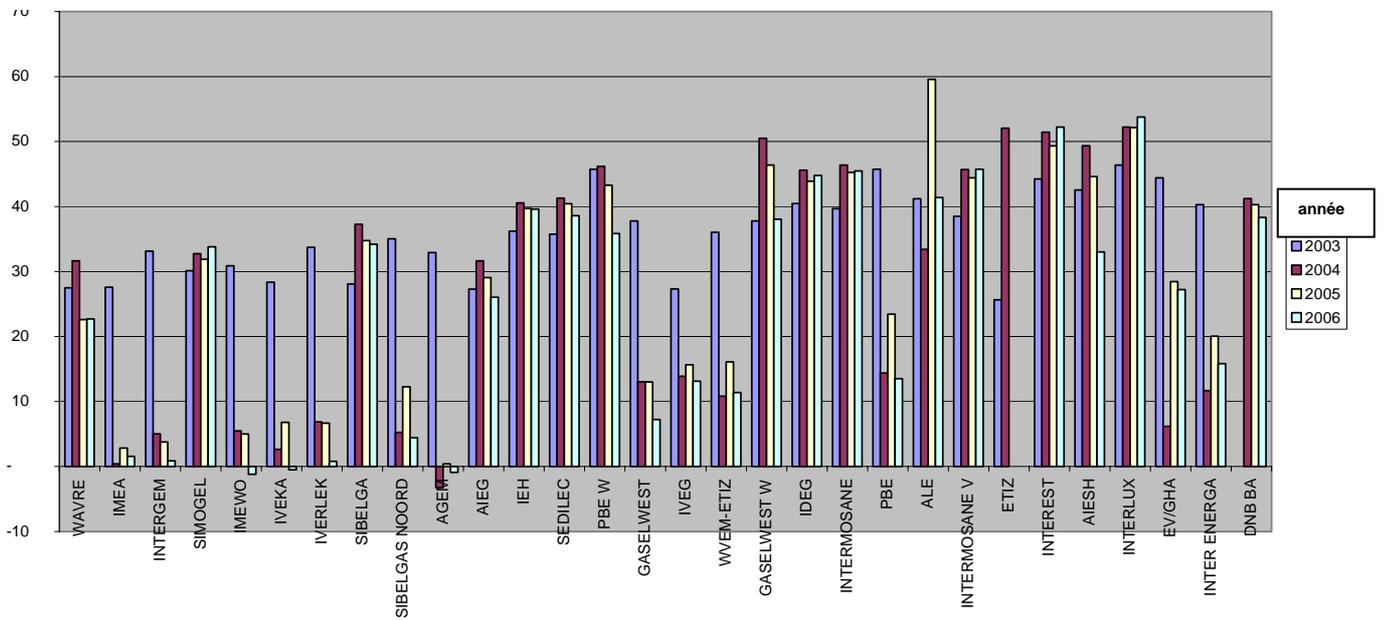
**Figure 51 – clients résidentiels WAVRE (Prix annuel total en euros)**



**Figure 52 – clients industriels DNB BA (Prix annuel total en euros)**

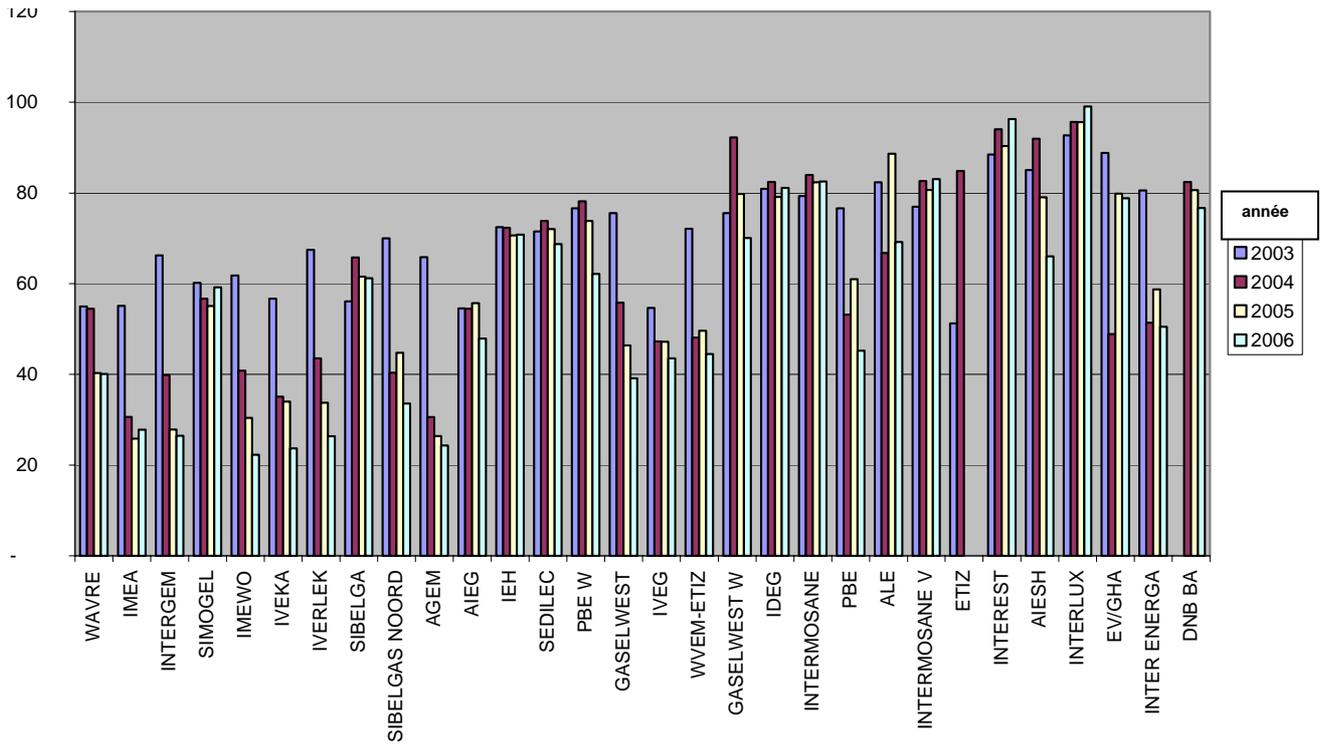


**Figure 53 – Clients domestiques - Da (600 kWh/an – en €/an)**



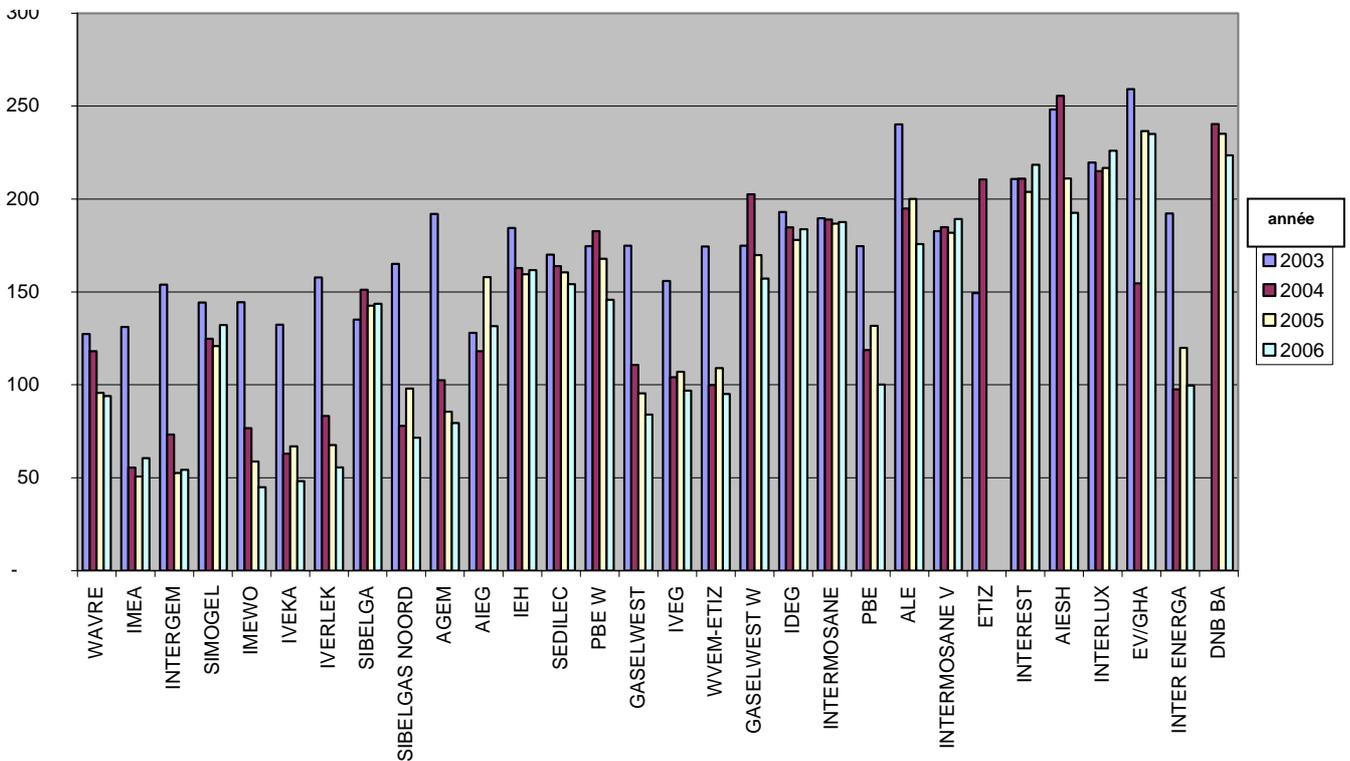
5

**Figure 54 – Clients domestiques - Db (1.200 kWh/an - en €/an)**



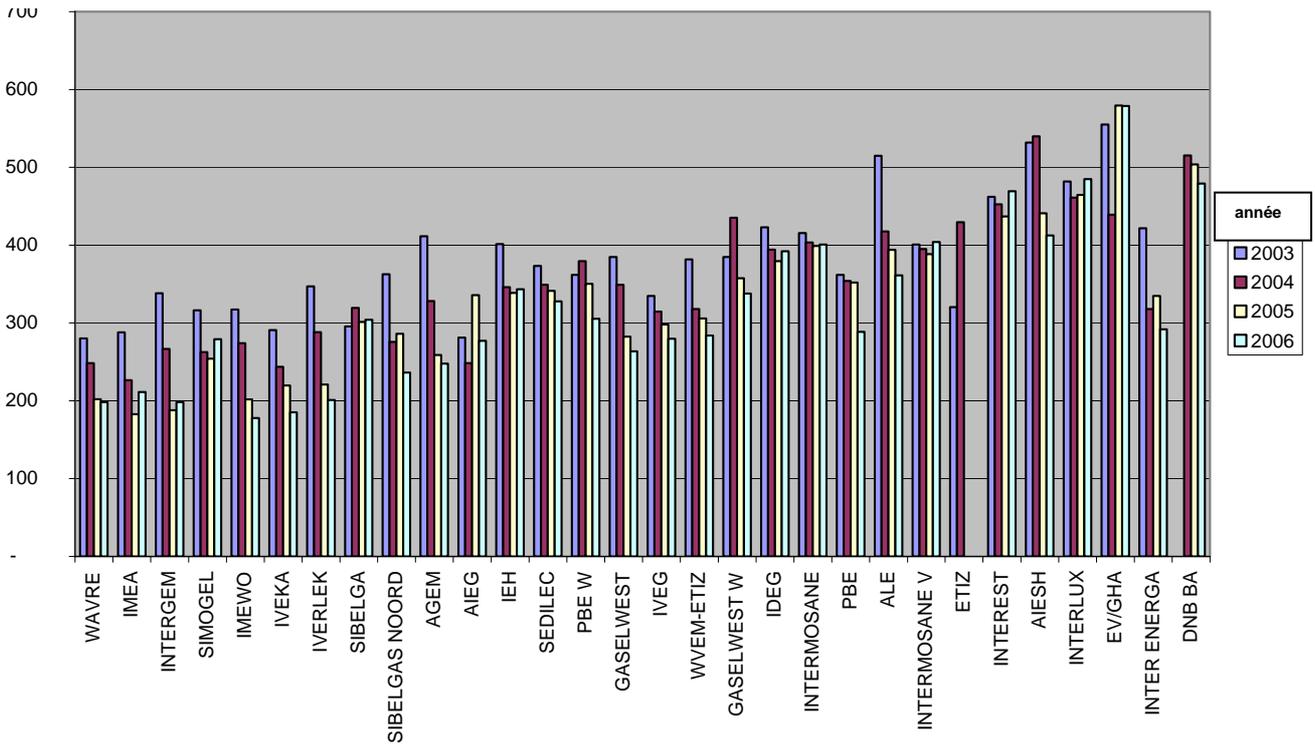
©

**Figure 55 – Clients domestiques - Dc (3.500 kWh/an – en €/an)**



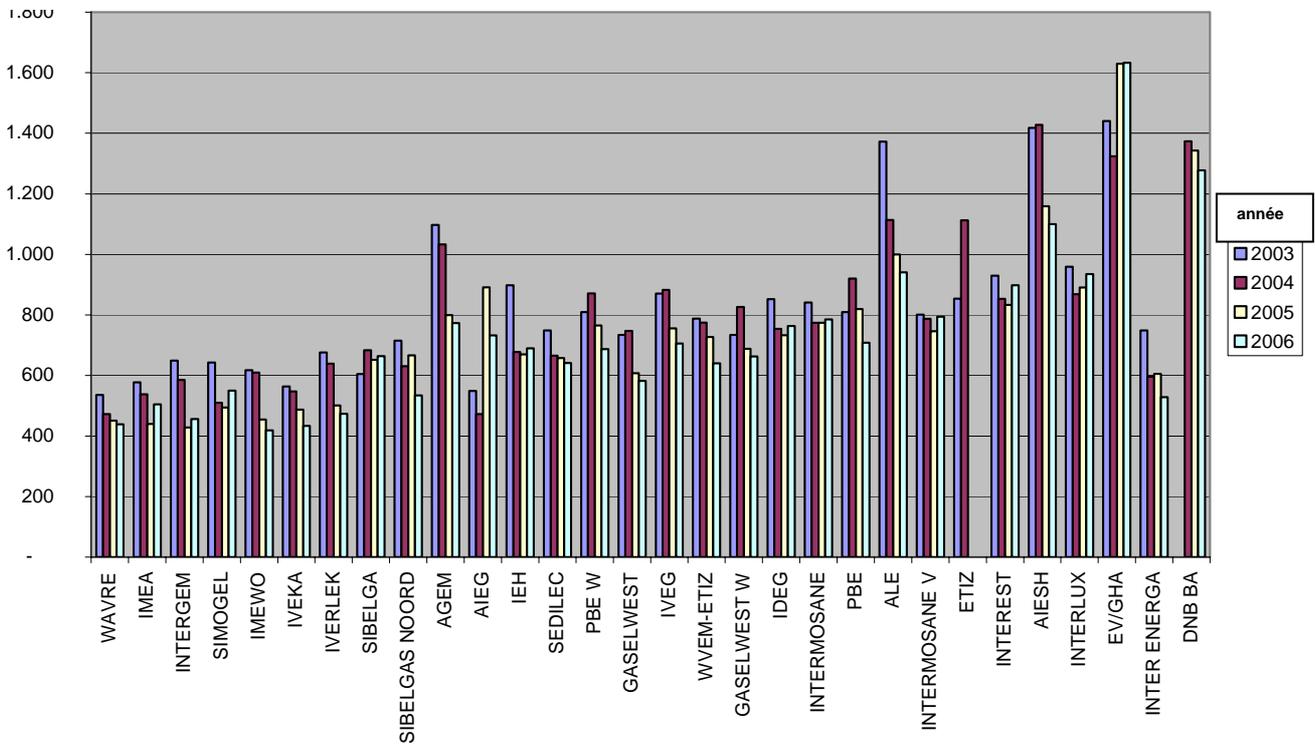
©

**Figure 56 – Clients domestiques - Dd (7.500 kWh/an – en €/an)**



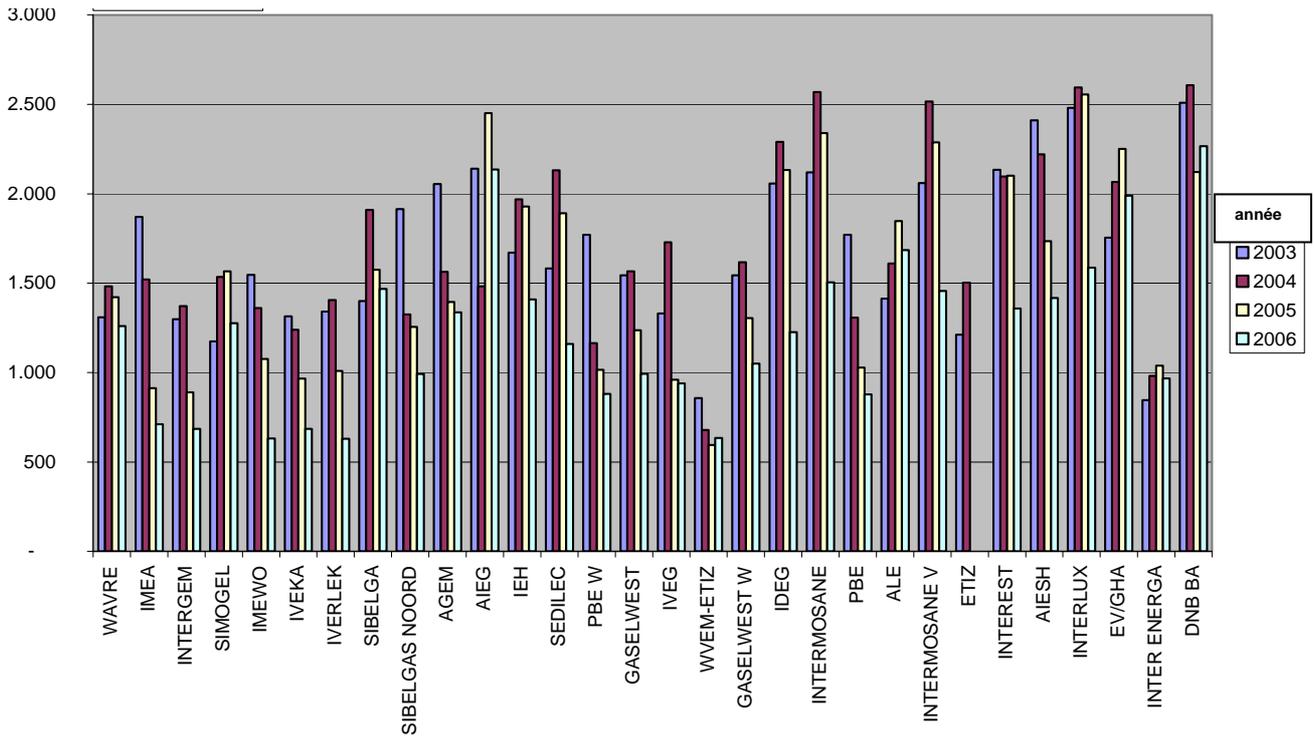
(C)

**Figure 57 – Clients domestiques - De (20.000 kWh/an – en €/an)**



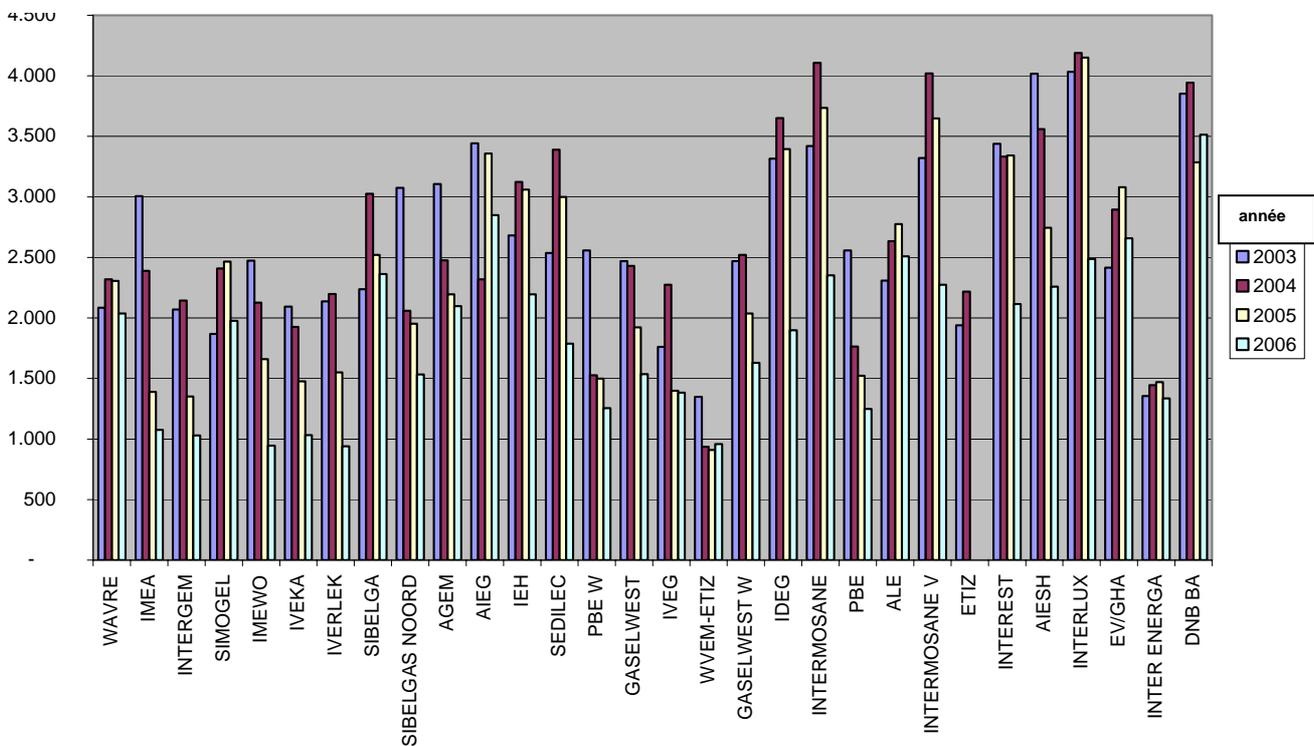
(C)

**Figure 58 – Clients industriels – 26-1 kV – Ia (30.000 kWh/an – en €/an)**



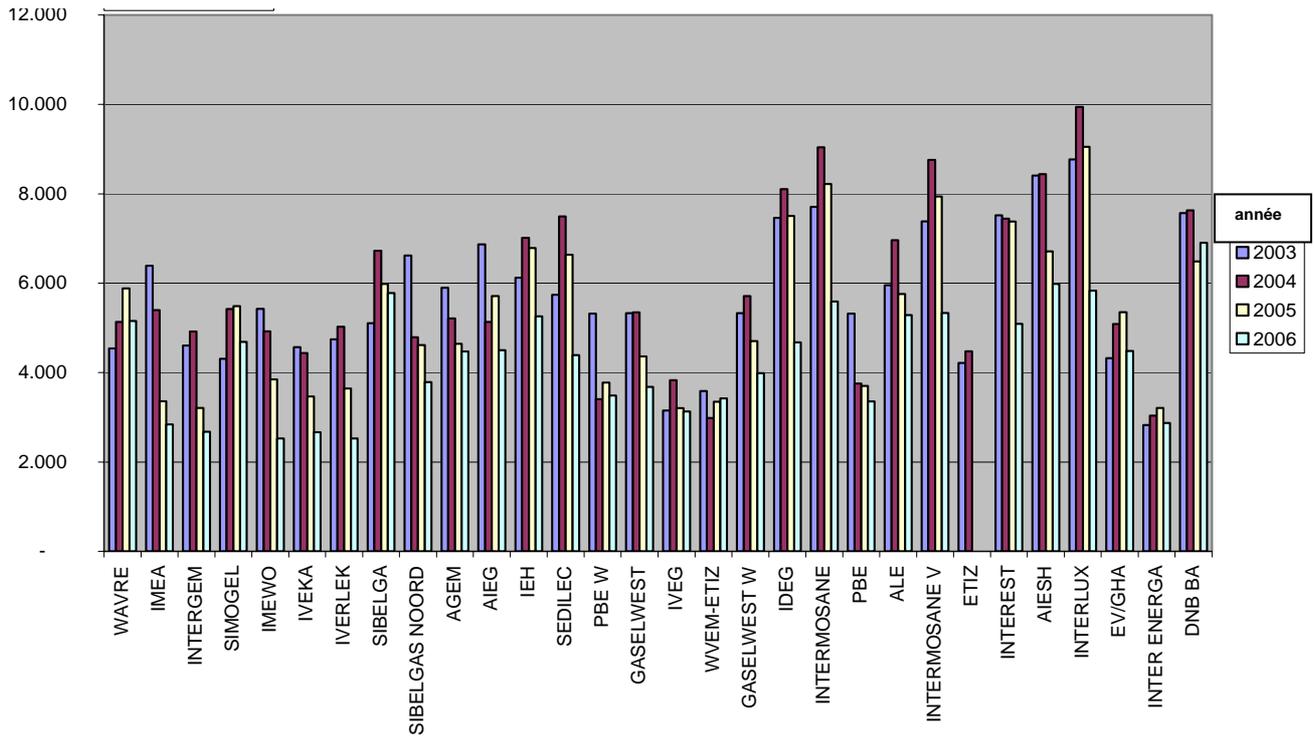
©

**Figure 59 – Clients industriels – 26-1 kV – Ib (50.000 kWh/an – en €/an)**



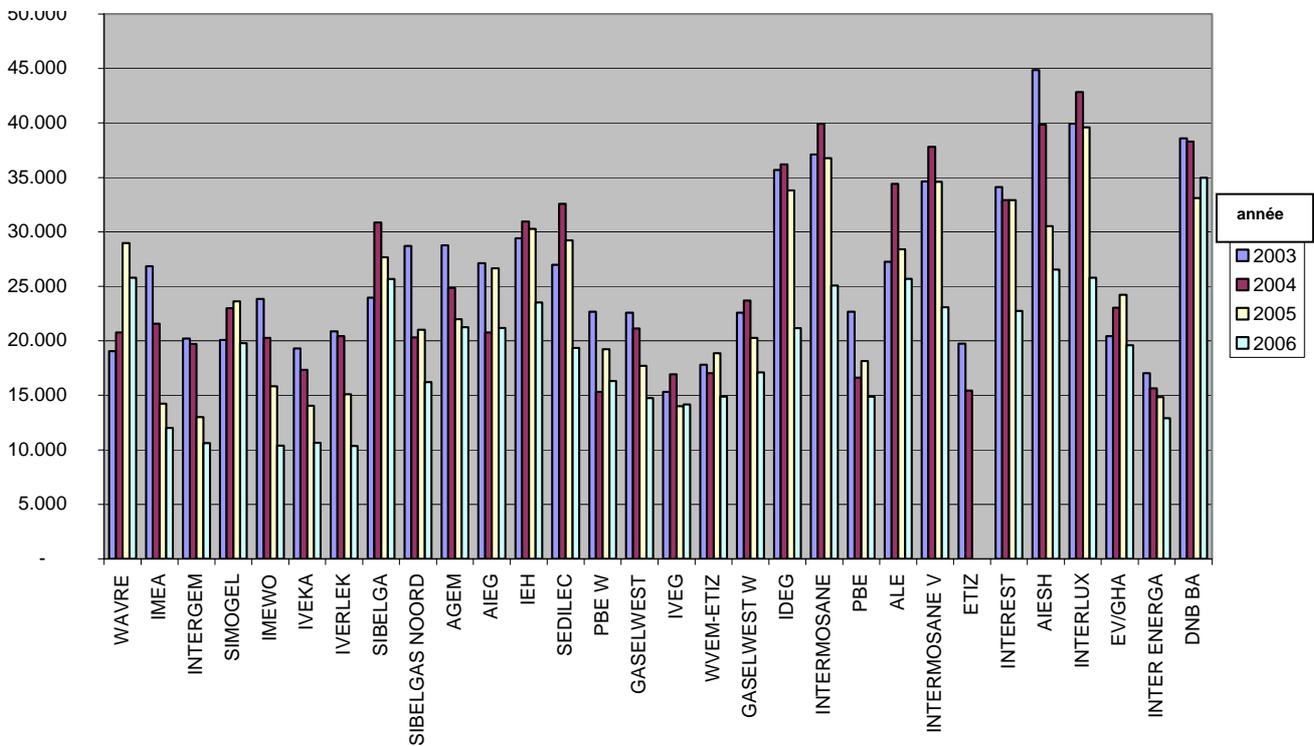
©

**Figure 60 – Clients industriels – 26-1 kV – Ic (160.000 kWh/an – en €/an)**



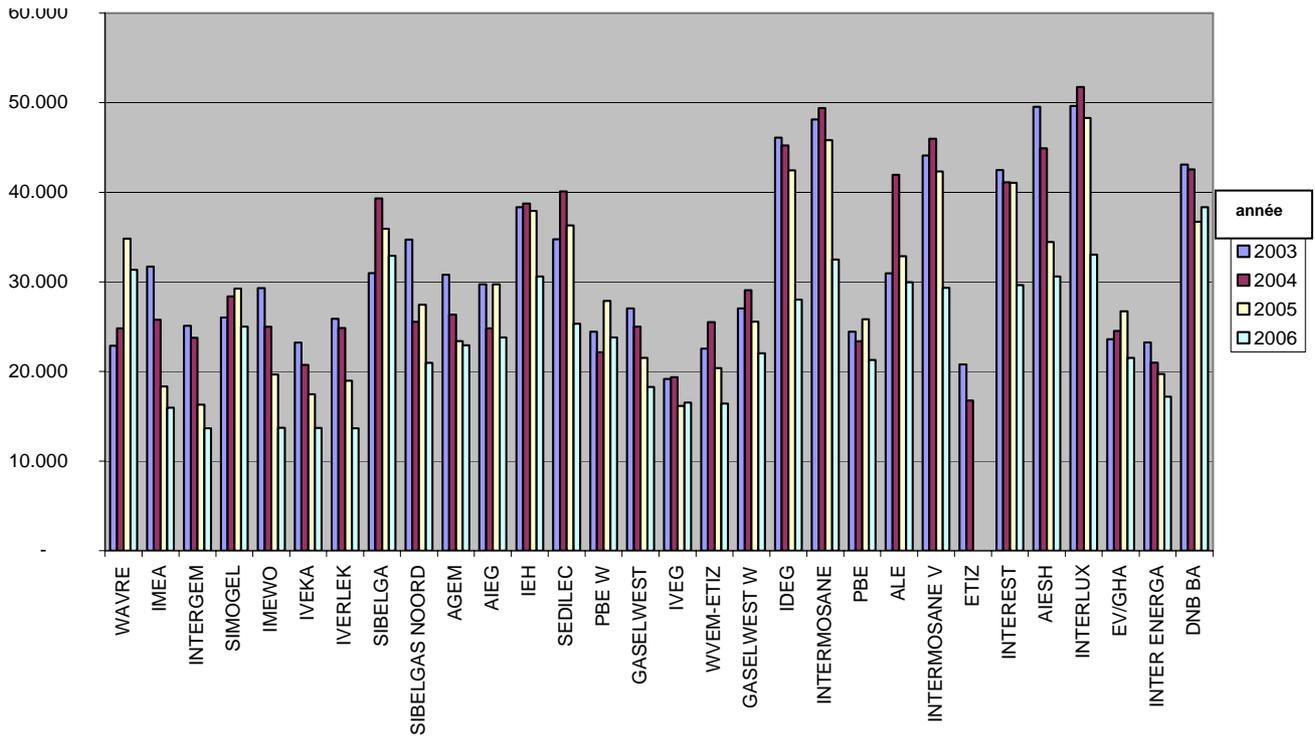
(C)

**Figure 61 – Clients industriels – 26-1 kV – Id (1.250.000 kWh/an – en €/an)**



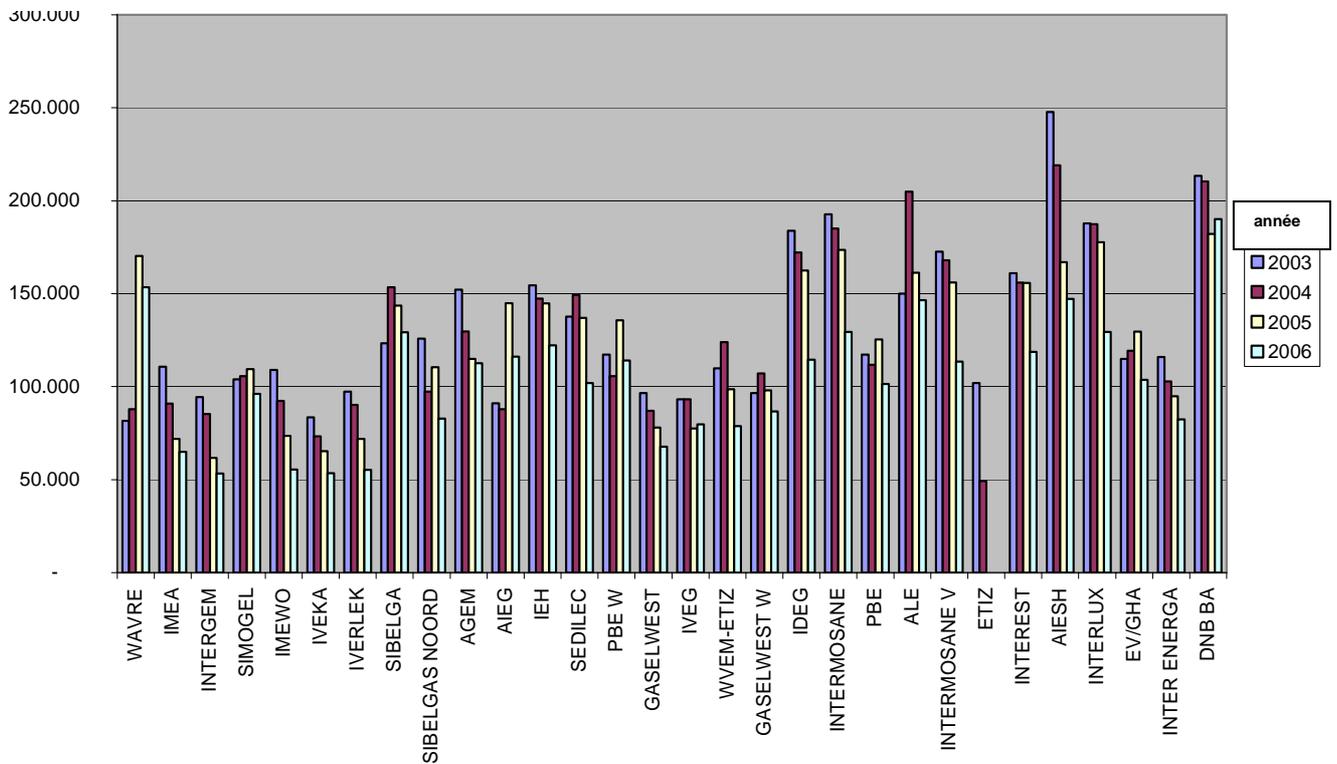
(C)

**Figure 62 – Clients industriels – 26-1 kV – Ie (2.000.000 kWh/an – en €/an)**



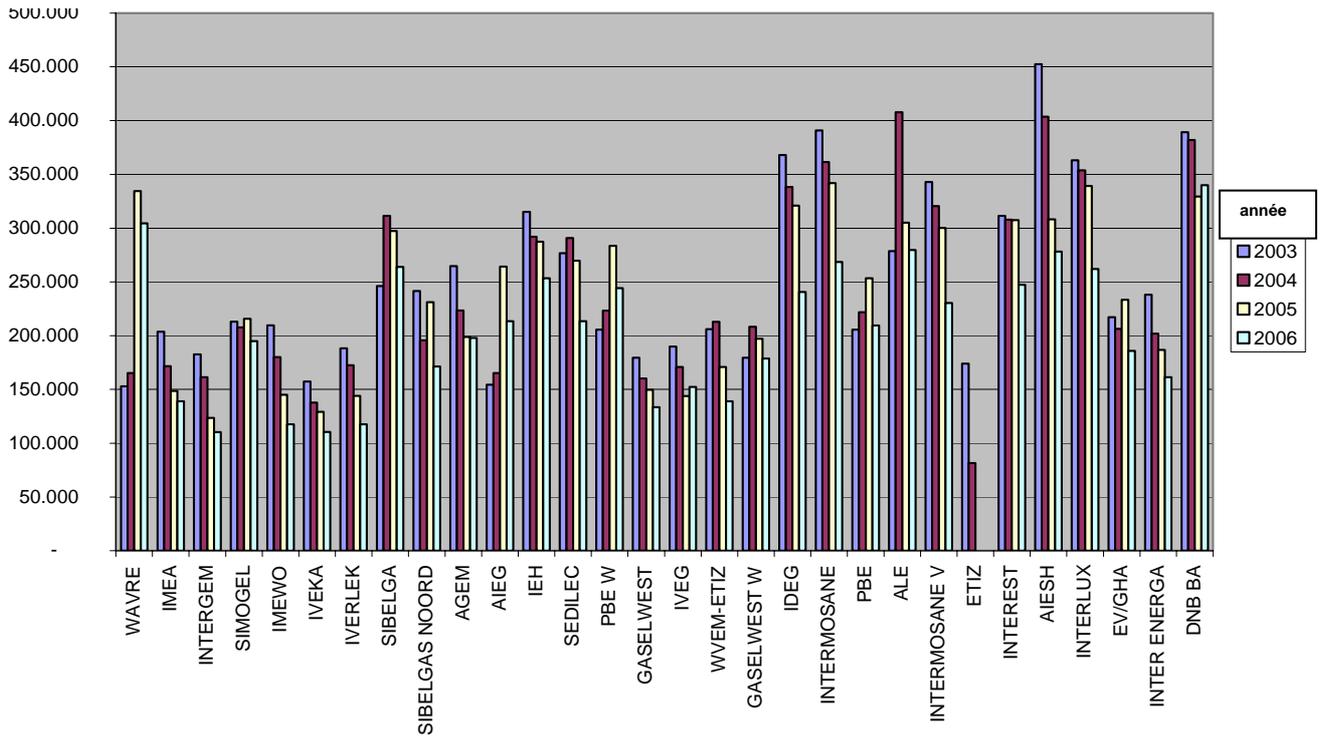
(C)

**Figure 63 – Clients industriels – 26-1 kV – If (10.000.000 kWh/an – en €/an)**



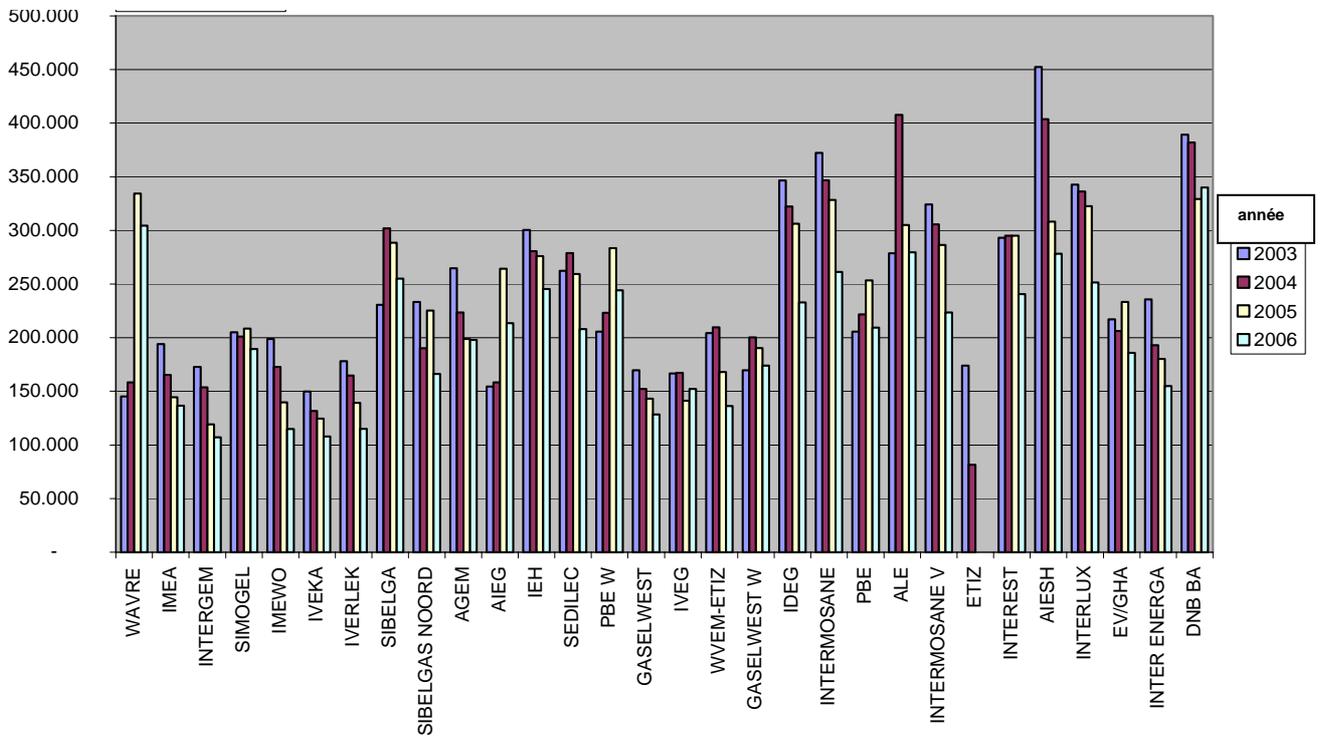
(C)

**Figure 64 – Clients industriels – 26-1 kV – Ig1 (24.000.000 kWh/an en €/an)**



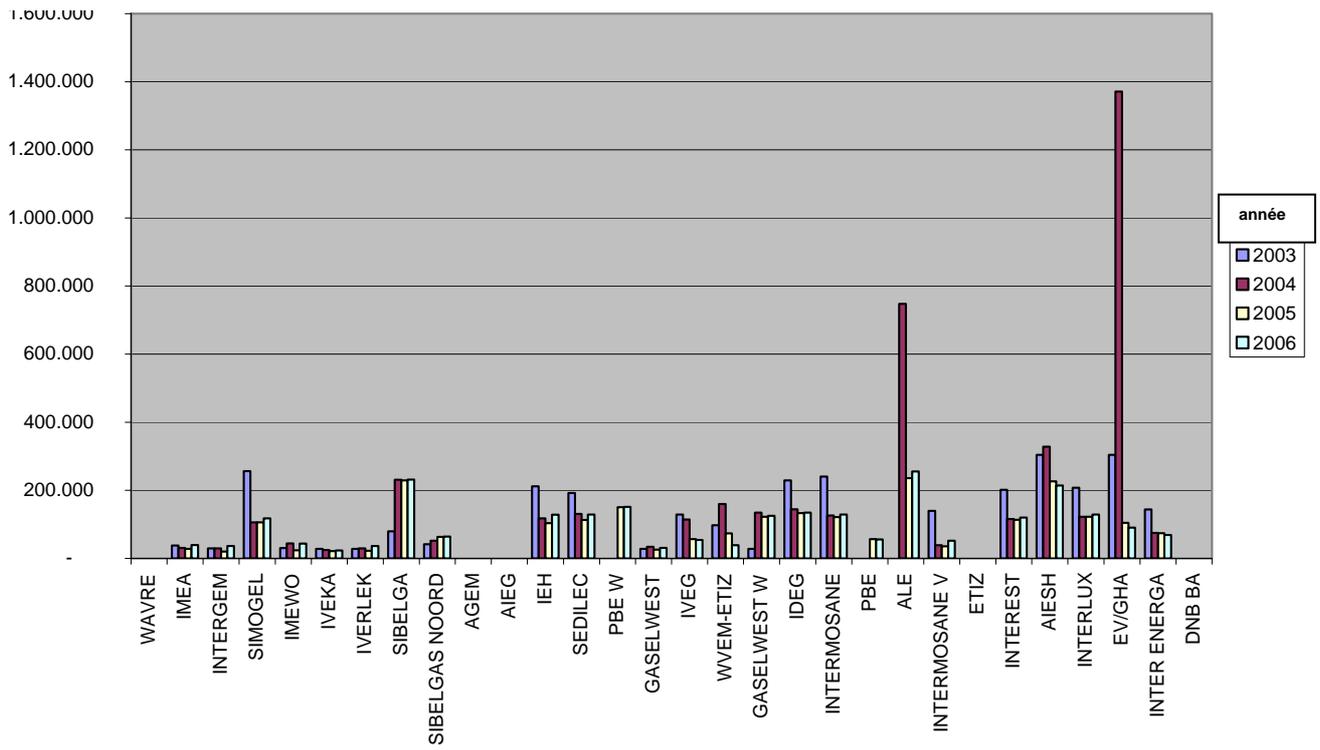
(C)

**Figure 65 – Clients industriels – 26-1 kV – Ig2 (24.000.000 kWh/an)**



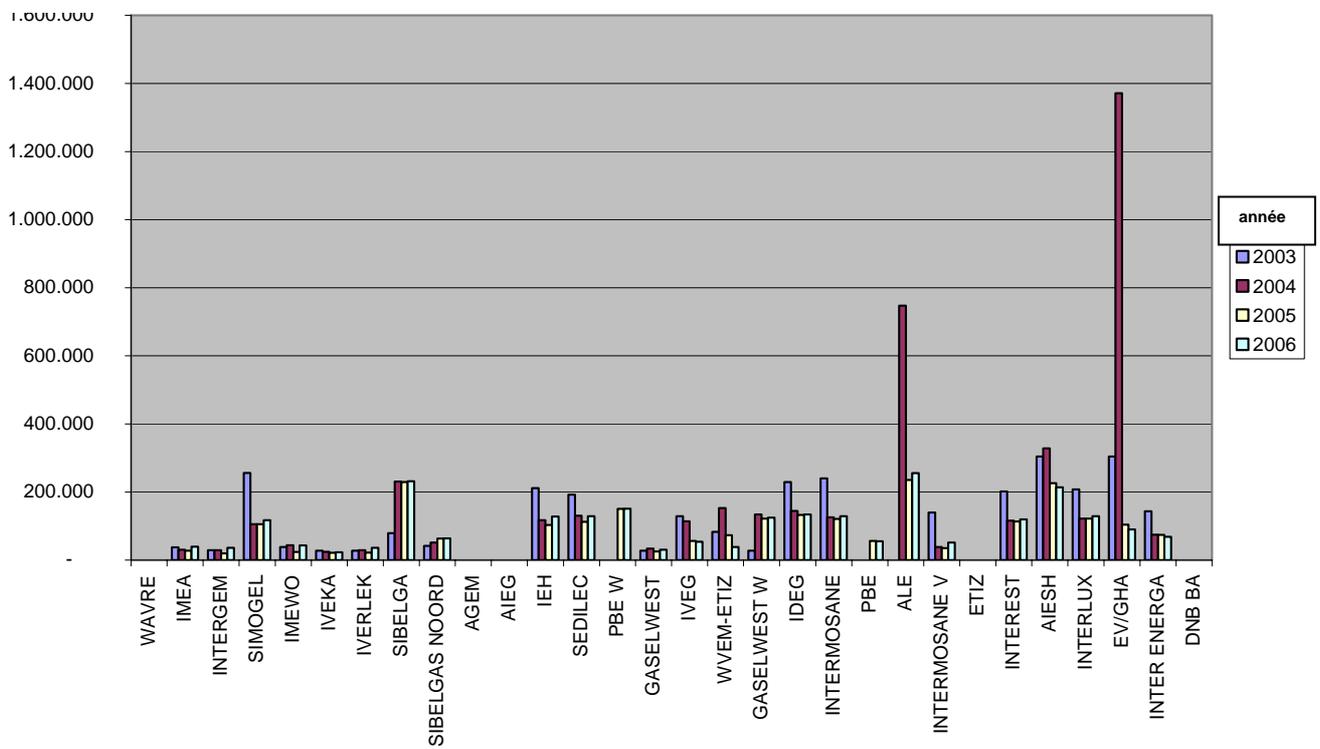
(C)

**Figure 66 – Clients industriels – TransHS – lh1 (50.000.000 kWh/an – en €/an)**



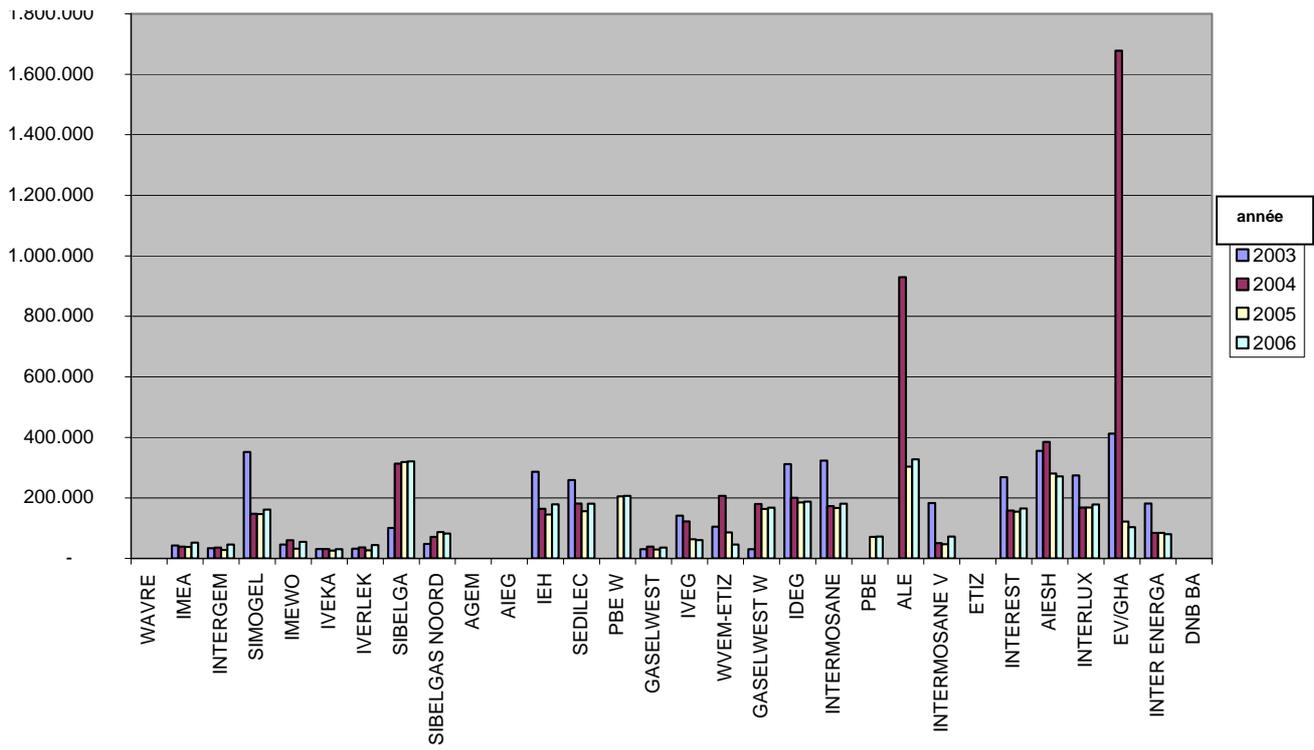
IC

**Figure 67 – Clients industriels – TransHS – lh2 (50.000.000 kWh/an – en €/an)**



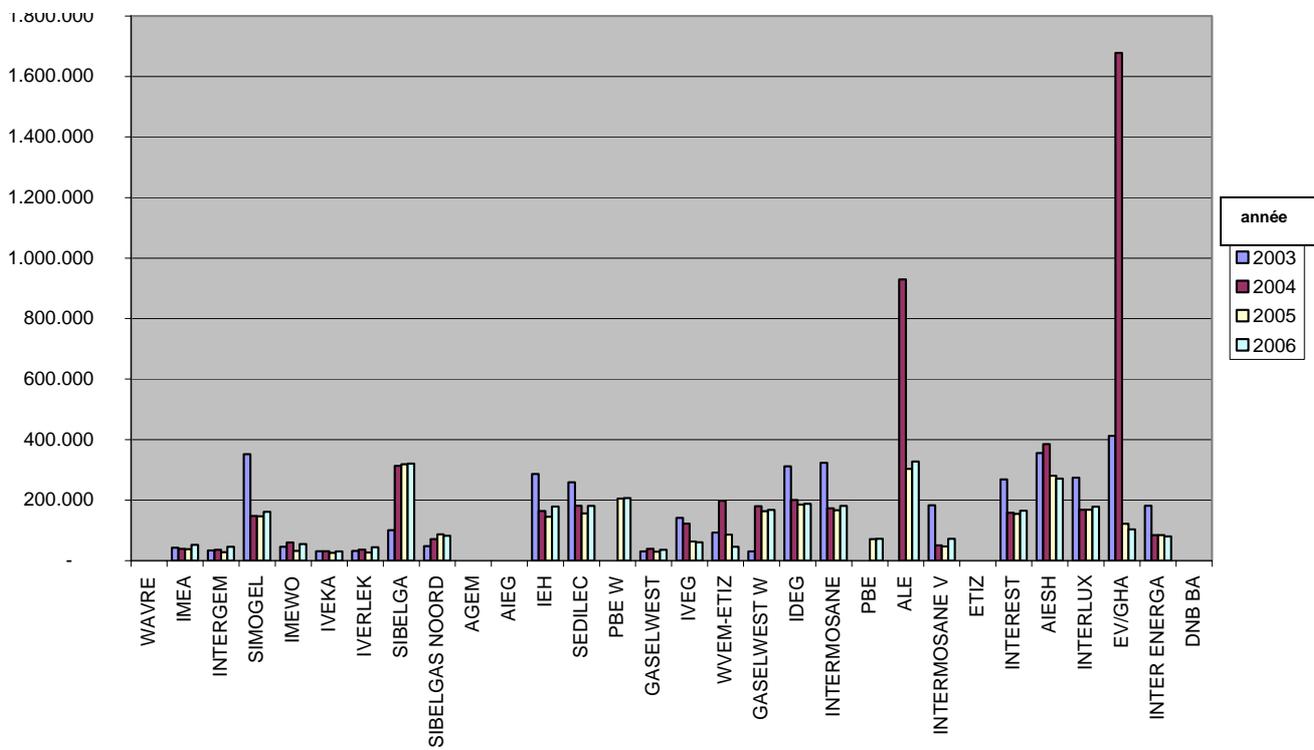
IC

**Figure 68 – Clients industriels – TransHS – li1 (70.000.000 kWh/an – en €an)**



IC

**Figure 69 – Clients industriels – TransHS – li2 (70.000.000 kWh/an – en €an)**



IC

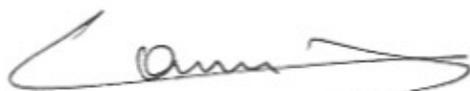
## 5. Conclusion

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 14 gestionnaires de réseau de distribution, tandis que 12 autres gestionnaires de réseau de distribution ont pu appliquer des tarifs approuvés pour toute une année.

Dans des exercices tarifaires ultérieurs, la CREG continuera d'appliquer l'analyse DEA sur les coûts des gestionnaires de réseau de distribution dans le but de tendre vers une gestion plus efficace.

MMMM

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



Guide Camps  
Directeur



François Possemiers  
Président du Comité de direction