Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tel. : 02/289.76.11
Fax: 02/289.76.99

COMMISSION DE REGULATION
DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

RAPPORT

TE2004-2

portant sur

les tarifs des réseaux de distribution, visés à l'article 12, §1er, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, concernant l'exercice d'exploitation 2004

fait 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

Le 17 mars 2005

1. Introduction

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 :

> '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 de cet 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 du réseau de distribution par lettre recommandée de la poste.'

Le présent compte rendu a été rédigé dans le but d'exécuter cette disposition. La première partie offre un aperçu du déroulement de l'ensemble de la procédure qui a conduit à l'approbation des tarifs des gestionnaires des réseaux de distribution pour l'année 2003 ou l'imposition de tarifs provisoires lorsque les propositions tarifaires des gestionnaires des réseaux de distribution ne pouvaient être approuvées. La deuxième partie aborde l'ensemble de l'exercice tarifaire en s'axant plus sur le contenu et indique les points sur lesquels la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (ci-après: CREG) a fait adapter les propositions tarifaires afin que celles-ci puissent mieux remplir les critères fixés dans la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité) et dans l'arrêté royal du 11 juillet 2002. Les troisième et dernière parties regroupent tous les tarifs approuvés ou imposés par la CREG et expliquent la signification des tarifs pour les clients en se basant sur des clients types.

Le présent compte rendu a été approuvé par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 17 mars 2005.

2. La procédure

Le tableau figurant à la page suivante offre un aperçu du déroulement de la procédure prévue pour le traitement des propositions tarifaires pour l'exercice d'exploitation 2004.

La procédure à suivre pour l'introduction et le 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. 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 a la procédure visée au § 1er, alinéa 2.
> La commission entend le gestionnaire de réseau de distribution concerné dans le délai visé au premier alinéa lorsque celui-ci le 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 1er 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.'

Tableau 1 -Déroulement de la procédure

Numéro du dossier		NATURE DU GRD	(1) PROPOSITION TARIFAIRE	(2) LETTRE PROP. INCOMPLET	(3) INF. COMPLEMENTAIRES	(4) DECISION	(5) SEANCE D'AUDITION	(6) PROPOSITION ADAPTEE	(7) DECISION DEFINITIVE	(8) 1ere PROLONGATION	(9) 2me PROLONGATION	(10) 3me PROLONGATION	(11) Recours C.E.
136	**IMEA**	GV	30/09/2003	14/10/2003	28/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	25/03/2004	24/06/2004	16/09/2004	
137	**IMEWO**	GV	30/09/2003	14/10/2003	28/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	25/03/2004	24/06/2004	16/09/2004	
138	**IVEKA**	GV	30/09/2003	14/10/2003	28/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	25/03/2004	24/06/2004	16/09/2004	
139	**PBE**	ZV	30/09/2003	15/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	1/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	11/03/2004	17/06/2004	16/09/2004	X
140	**WVEM**	ZV	1/10/2003	15/10/2003	30/10/2003	20/11/2003	1/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	D	D	D	X
141	**IVERLEK**	GV	30/09/2003	14/10/2003	28/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	25/03/2004	24/06/2004	16/09/2004	
142	**EV/GHA**	ZV	29/09/2003	10/10/2003	24/10/2003	20/11/2003	1/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	D	D	D	
143	**GASELWEST**	GV	30/09/2003	14/10/2003	28/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	25/03/2004	24/06/2004	16/09/2004	
144	**INTERELECTRA**	ZV	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	1/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	D	D	D	X
145	**INTERGEM**	GV	30/09/2003	14/10/2003	28/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	25/03/2004	24/06/2004	16/09/2004	
146	**IVEG**	ZV	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	1/12/2003	8/12/2003	18/12/2003	D	D	D	X
147	**SIBELGAS NOORD**	GV	30/09/2003	14/10/2003	28/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	25/03/2004	24/06/2004	16/09/2004	
150	**SIMOGEL**	GW	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	18/03/2004	24/06/2004	23/09/2004	
151	**IEH**	GW	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	18/03/2004	24/06/2004	23/09/2004	
152	**SEDILEC**	GW	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	18/03/2004	24/06/2004	23/09/2004	
153	**INTEREST**	GW	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	18/03/2004	24/06/2004	23/09/2004	
154	**INTERMOSANE**	GW	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	18/03/2004	24/06/2004	23/09/2004	
155	**IDEG**	GW	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	18/03/2004	24/06/2004	23/09/2004	
156	**INTERLUX**	GW	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	18/03/2004	24/06/2004	23/09/2004	
158	**ETIZ**	Regie	-	-	-	-	-	-	18/12/2003	26/02/2004	24/06/2004	16/09/2004	
159	**AGEM**	Regie	24/09/2003	10/10/2003	24/10/2003	20/11/2003	1/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	25/03/2004	24/06/2004	16/09/2004	
160	**ALE**	ZW	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	1/12/2003	8/12/2003	18/12/2003	18/03/2004	24/06/2004	23/09/2004	
161	**AIESH**	ZW	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	1/12/2003	8/12/2003	18/12/2003	18/03/2004	24/06/2004	23/09/2004	
165	**SIBELGA**	GB	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	2/12/2003	5/12/2003	18/12/2003	18/03/2004	24/06/2004	23/09/2004	
171	**AIEG**	ZW	30/09/2003	14/10/2003	30/10/2003	20/11/2003	-	25/11/2003	11/12/2003	12/03/2004	24/06/2004	30/09/2004	
204	**WAVRE**	Regie	30/09/2003	14/10/2003	29/10/2003	20/11/2003	-	28/11/2003	11/12/2003	26/03/2004	24/06/2004	30/09/2004	
211	**BIAC**	ZV	30/09/2003	15/10/2003	30/10/2003	27/11/2003	-	12/12/2003	18/12/2003	D	D	D	

MF=	mixte Flandre	PF=	pure Flandre
MW=	mixte Wallonie	PW=	pure Wallonie
MB=	mixte Bruxelles	PB=	pure Bruxelles

2.1. La proposition tarifaire initiale (1):

On peut lire, sur le tableau 1, que 26 des 27 dossiers introduits au total ont été introduits dans les délais légaux prescrits. Seul le dossier d'ETIZ n'a pas été introduit dans les délais légaux, mais le 4 janvier 2004.

Dans l'ensemble de la procédure décrite ci-dessous, la CREG s'est systématiquement basée sur ces premiers dossiers officiellement introduits.

2.2. Informations complémentaires (3) :

Afin d'obtenir plus d'uniformité entre les dossiers tarifaires introduits par les différents gestionnaires du réseau de distribution, la CREG a transmis des recommandations à tous les gestionnaires du réseau de distribution par lettre du 25 juillet 2003 concernant la composition des dossiers. Ces recommandations contiennent, notamment, un projet de modèle de rapport dans lequel figure la structure tarifaire imposée par arrêté royal du 11 juillet 2002 et les informations devant être transmises, au minimum, à la CREG, une modification des paramètres du calcul de la marge bénéficiaire équitable et une description (accompagnée de l'exemple y afférent) de la manière dont les coûts doivent être cascadés.

Ces tableaux standards contiennent:

- des tableaux indiquant l'affectation des types de coûts aux différents objets de coût (tarifs) pour les différents groupes de clients et pour le gestionnaire du réseau de distribution complet (tableaux 1-6);
- des tableaux indiquant la cascade interne des coûts par groupe de client (tableaux 7-11)
- un tableau indiquant l'ensemble des coûts des objets de coût par groupe de clients (tableau 12) ;
- trois tableaux qui, via les tarifs et les quantités, génèrent les revenus escomptés, ce qui devrait permettre de vérifier si les tarifs proposés couvrent les coûts proposés (tableaux 13-15) ;
- un tableau indiquant les coûts et les revenus des activités non régulées (tableau 19) ;
- des tableaux indiquant l'évolution des CI et le calcul du capital social net (tableaux 20-22) ;
- un tableau pour le calcul de la rémunération équitable (tableau 23) ;

- un tableau pour le calcul des amortissements à inclure dans les tarifs (tableau 24) ;
- des tableaux contenant des données supplémentaires relatives au personnel et au charges du personnel, au cash-flow, aux prélèvements et surcharges et aux obligations de service public (tableaux 25-29) ;
- des tableaux pour le calcul des coûts pour les clients types (tableaux 30-31) ;
- des tableaux pour les données demandées à l'article 20 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 (tableaux 32a et 32b) ;
- un tableau pour l'estimation de l'énergie transportée (tableau 33) ;
- une liste des informations à fournir :
- une fiche de budget demandant une justification, pour chaque type de coût, des montants budgétés ;
- un document contenant de brèves instructions devant permettre de compléter les documents joints.

La CREG a constaté que toutes les propositions tarifaires introduites étaient fort incomplètes et ne contenaient pas assez d'informations permettant de se prononcer sur les tarifs proposés. C'est pourquoi elle a envoyé à tous les gestionnaires de réseau de distribution, en application de l'article 9, §2, premier alinéa, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, une lettre déclarant la proposition tarifaire accompagnée du budget incomplète et joignant en annexe une liste d'informations complémentaires à fournir. Les informations complémentaires demandées avaient trait à la fois aux éléments nécessaires au calcul de la valeur des capitaux investis en fonction desquels la marge bénéficiaire devait être calculée et à l'absence généralisée de justification pour tous les coûts éventuels caractérisant les propositions tarifaires.

La CREG a reçu toutes les informations complémentaires de la part de tous les gestionnaires du réseau de distribution qui avaient introduit un dossier tarifaire dans le délai légal prévu de quinze jours calendrier. La CREG a également demandé, par le biais de contacts écrits et oraux, des explications complémentaires et de plus amples détails auprès de différents gestionnaires du réseau de distribution à propos des dossiers introduits.

2.3. Décisions relatives aux propositions tarifaires initiales (4):

Sur la base de tous les éléments introduits et d'une communication poussée avec les gestionnaires de réseau de distribution, la CREG a pris les premières décisions relatives aux

propositions tarifaires pour tous les gestionnaires de réseau de distribution les 20 ou 27 novembre 2003. Dans toutes les décisions, la proposition tarifaire a été rejetée et une liste indiquant les points sur lesquels la proposition devait être adaptée a été fournie afin que celle-ci puisse être approuvée par la CREG. Les adaptations demandées concernaient notamment la structure et le caractère complet des tarifs proposés, les amortissements portés en compte, les investissements repris dans les capitaux investis à rémunérer, su structure financière correcte de l'activité de distribution d'électricité, l'exécution correcte des obligations de service public et les pertes du réseau.

2.4. Séance d'audition (5) :

Dans la même lettre d'accompagnement, la CREG a également déclaré que les gestionnaires de réseau de distribution, vu l'article 9, §4, deuxième alinéa, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, pouvaient demander à être entendus par la CREG à deux dates proposées par la CREG.

Tous les gestionnaires du réseau de distribution ont fait usage de cette possibilité, à l'exception d'ETIZ, AIEG, Wavre et BIAC. Durant les séances d'audition, les gestionnaires de réseau de distribution ont eu l'occasion d'exposer leurs remarques et clarifications. Un procès-verbal des séances d'audition a été rédigé et envoyé pour signature aux différentes parties.

2.5. La proposition tarifaire adaptée (6):

Tous les gestionnaires de réseau de distribution, à l'exception d'ETIZ, ont introduit une proposition tarifaire adaptée dans laquelle ils ont pris en compte ou non les remarques formulées par la CREG dans ses décisions de rejet initiales.

La CREG a veillé, dans ses décisions, à ce que les propositions tarifaires accompagnées du budget adaptées soient identiques aux propositions tarifaires initialement introduites, sauf sur les points indiqués par la CREG, dans sa décision de rejet des propositions tarifaires initialement introduites, comme devant être modifiés en vue d'obtenir l'approbation de la CREG. D'autres modifications n'ont pas été prises en compte, sauf lorsqu'il s'agissait de corrections d'erreurs matérielles ou de points indissociablement liés à un ou plusieurs points indiqués par la CREG comme devant être adaptés en vue d'obtenir l'approbation de la CREG. Dans le dernier cas, le gestionnaire du réseau de distribution a dû démontrer qu'il existait effectivement un lien indissociable de ce type entre ces points.

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

La CREG a ensuite pris une décision d'approbation ou de rejet des propositions tarifaires adaptées sur la base d'un examen des propositions tarifaires adaptées introduites et, en cas de rejet, a imposé des tarifs provisoires.

Cinq des vingt-six gestionnaires du réseau de distribution ayant introduit une proposition tarifaire adaptée proposaient des adaptations à leur proposition tarifaire initiale répondant de manière suffisante aux remarques formulées par la CREG, de sorte que leur proposition tarifaire adaptée pouvait être approuvée à compter du premier jour de la nouvelle année d'exploitation. Des tarifs provisoires ont été imposés aux vingt et un autres gestionnaires de réseau de distribution, valables pour trois mois à compter de la décision définitive. Les tarifs provisoires ont été calculés comme suit : l'impact budgétaire des éléments rejetés par la CREG de par leur caractère inacceptable ou leur justification insuffisante, a été enlevé du budget total du gestionnaire de réseau de distribution concernant les coûts devant être couverts par les tarifs pour la puissance souscrite et complémentaire et pour la gestion du système. Le pourcentage obtenu de la sorte a été déduit des tarifs proposés dans la proposition tarifaire adaptée pour la puissance souscrite et complémentaire et/ou pour la gestion du système ont été réduits.

Seuls deux gestionnaires du réseau de distribution dont le dossier n'avait pas encore été introduit (ETIZ) ou dont le dossier ne contenait pas assez d'éléments fiables permettant d'accepter une des parties de la proposition tarifaire (WAVRE) se sont vu imposer comme tarifs provisoires les tarifs approuvés les moins élevés d'un autre gestionnaire de réseau de distribution actif dans la même région.

2.8. Les prolongations de la validité des tarifs provisoires (8, 9 & 10) :

Etant donné qu'en vertu de l'article 10 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, les tarifs provisoires imposés par la CREG ne sont chaque fois valables que pour une période de trois mois, mais sont toutefois chaque fois renouvelables pour une même période, il a fallu systématiquement recommencer la procédure pour les gestionnaires de réseau de distribution auxquels des tarifs provisoires ont été imposés à l'issue d'une période de trois mois. Aucun délai n'a toutefois été prévu pour cette procédure dans l'arrêté royal du 11 juillet 2002.

La plupart des gestionnaires de réseau de distribution auxquels des tarifs provisoires ont été imposés ont soumis une nouvelle proposition tarifaire adaptée à la CREG dans le courant de l'année 2004, à l'issue de chaque période de trois mois.

Conformément à l'article 10, premier alinéa, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, la CREG peut, si elle a décidé de rejeter la proposition tarifaire adaptée, imposer des tarifs provisoires pour une période de trois mois renouvelable. La CREG ne peut, par conséquent, plus imposer de tarifs définitifs dans le courant de l'exercice d'exploitation qui seraient valables pour le restant de l'année d'exploitation. Une fois que l'approbation de tarifs provisoires a eu lieu pour le premier trimestre d'une année, l'ensemble de l'exercice d'exploitation se déroule sous le régime des tarifs provisoires, même si les gestionnaires du réseau de distribution devaient répondre, dans leur proposition tarifaire suivante, à toutes les remarques formulées par la CREG.

C'est dans ce cadre, à savoir le renouvellement des tarifs provisoires pour une nouvelle période de trois mois, que la CREG a décidé, après examen des propositions tarifaires accompagnées du budget introduites, d'approuver systématiquement des tarifs provisoires pour une nouvelle période de trois mois. La CREG considère que les propositions tarifaires constituent, dans ce cadre, une source d'informations utile permettant de décider, après examen de celles-ci, de la mesure dans laquelle les tarifs provisoires approuvés antérieurement peuvent éventuellement être adaptés en fonction de celles-ci.

2.9. La publication des tarifs :

La publication des tarifs approuvés ou imposés est réglée comme suit dans 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.'

En exécution de cette disposition, la CREG a proposé des tarifs pour publication au Moniteur belge et les a, en outre, mis à disposition par voie électronique sur son propre site Internet.

La CREG a également insisté afin que les gestionnaires de réseau de distribution mettent à disposition, sur leur site Internet, un module de calcul devant permettre de calculer le tarif du réseau de distribution sur la base de données personnelles à compléter par chaque utilisateur du réseau concerné, et ce dans le but de faciliter le fonctionnement du marché et de rendre, notamment, le calcul des tarifs du réseau de distribution aussi accessible que possible pour chaque utilisateur du réseau concerné.

2.10. Procédures auprès du Conseil d'Etat (11)

La colonne 11 du tableau 1 indique les gestionnaires de réseau de distribution ayant introduit un recours auprès du Conseil d'Etat contre une décision tarfaire de la CREG

3. Les remarques de la CREG

Sans toutefois se vouloir exhaustive, la présente partie abordera les principales remarques formulées par la CREG à propos des propositions tarifaires introduites.

3.1. Le caractère complet des tarifs de raccordement

L'article 4, § 1er, 1° et 2° de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 prévoit des tarifs de raccordement uniques pour, respectivement, l'étude d'orientation et de l'étude de détail. Plusieurs gestionnaires du réseau de distribution n'avaient toutefois pas repris ces tarifs dans leur proposition tarifaire initiale. La CREG a insisté sur le fait qu'elle ne pouvait accepter cela.

La plupart des gestionnaires du réseau de distribution ne prévoyaient pas non plus de tarif périodique pour la location des compteurs dans leurs propositions tarifaires. La CREG a toutefois constaté que l'article 2.1.1. du Chapitre 2 de la Partie V du 'Code de mesure' du Règlement technique distribution d'électricité en Région flamande (publié au Moniteur Belge du 7 novembre 2003) stipule que le gestionnaire du réseau de distribution est le seul autorisé à mettre l'installation de mesure à disposition, à la placer, à l'adapter, à l'entretenir, à la remplacer, à la supprimer et à l'exploiter et que seuls les utilisateurs du réseau situés sur des parties d'infrastructure supérieures à 30 kV, ayant leur propre service d'électricité à disposition, peuvent être propriétaires eux-mêmes d'installations de mesure. Etant donné qu'aucune possibilité n'est donc offerte aux utilisateurs du réseau raccordés aux réseaux de

distribution d'acheter l'installation de mesure, chaque gestionnaire du réseau de distribution doit prévoir un tarif de raccordement périodique pour la location de l'installation de mesure.

La plupart des gestionnaires du réseau de distribution ont déclaré qu'ils ne prévoyaient pas de tarif périodique pour la location de l'installation de mesure parce qu'ils ne connaissaient pas les coûts à inclure dans ce tarif.

La CREG a estimé que les tarifs pour la location du compteur devaient présenter un lien évident avec les coûts générés par cette activité. Ainsi, les amortissements sur l'installation de mesure et l'entretien de celle-ci doivent être repris dans le tarif, de même qu'une partie proportionnelle de la rémunération équitable. Les différences au niveau des coûts pour l'installation de mesure entre les différents niveaux de raccordement doivent, bien entendu, être répercutés dans les tarifs de la location des compteurs. Les coûts correspondants ne peuvent dès lors, bien entendu, plus être repris dans d'autres composants tarifaires.

3.2. Structure des tarifs :

L'article 5, §2, alinéa cinq, et §4, alinéa trois, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 stipule qu'en ce qui concerne les utilisateurs du réseau dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 56 kVA, les tarifs sont fonction de l'énergie active, à savoir les kWh**.** Par contre, en ce qui concerne les utilisateurs du réseau dont la puissance est supérieure ou égale à 56 kVa, les tarifs sont fonction de la puissance, à savoir les kW.

Certains gestionnaires du réseau de distribution se sont écartés de cette règle dans leurs propositions tarifaires; la CREG leur a rappelé leurs obligations.

La CREG a également rappelé aux gestionnaires du réseau de distribution que les propositions tarifaires devaient contenir des tarifs pour le dépassement du prélèvement forfaitaire d'énergie réactive; les dispositions du règlement technique en vigueur devaient être prises en compte dans ce cadre.

3.3. Mêmes tarifs au sein des groupes de clients

Quelques gestionnaires du réseau de distribution ont inclus, dans leurs propositions tarifaires, un tarif pour l'éclairage public composé de deux éléments, à savoir un terme pour les heures pleines, équivalant au tarif appliqué aux autres utilisateurs du réseau raccordés à la basse tension dont la puissance inférieure à 56 kVA, et un tarif pour les heures creuses,

équivalant au tarif ‘nuit exclusivement’ des autres utilisateurs du réseau raccordés à la basse tension. Normalement, le tarif ‘nuit exclusivement’ est attribué uniquement aux raccordements qui ne peuvent fonctionner réellement que 9 heures par nuit et qui sont fermés le reste du temps ; par contre, en ce qui concerne l’éclairage public, il s’agit d’appareils qui ne peuvent pas être fermés durant les heures normales, étant donné qu’un tarif ‘heures normales’ est également prévu. Etant donné que l’ensemble de l’infrastructure de la distribution d’électricité destinée à l’éclairage public est entièrement aux mains de ces mêmes gestionnaires du réseau de distribution, il n’y a aucune raison, selon la CREG, d’appliquer dans les coûts un tarif réduit pour l’éclairage public à des conditions différentes de celles appliquées aux autres utilisateurs du réseau sur la basse tension.

Par conséquent, la CREG n’a pas pu accepter ce tarif réduit et a souhaité que l’éclairage public soit soumis aux mêmes tarifs que les autres utilisateurs du réseau sur la basse tension se trouvant dans la même situation.

3.4. Les obligations de service public

La CREG a demandé à tous les gestionnaires du réseau de distribution un calcul clair de l’ensemble des coûts des différentes obligations de service public.

La CREG a également veillé à ce que le calcul de ces coûts soit effectué correctement ; ainsi, elle a obligé les gestionnaires du réseau de distribution à calculer les coûts du renforcement de la quantité d’énergie prévus à l’article 18*bis* du décret flamand du 4 juillet 2003 modifiant le décret sur l'Electricité du 17 juillet 2000 comme prévu dans l’arrêté du Gouvernement flamand du 14 novembre 2003 fixant les règles détaillées en vue de l'attribution et des décomptes d'électricité gratuite au profit de clients domestiques. Aux termes de ces dispositions, il faut déduire la quantité totale d'électricité gratuite de la première facture du fournisseur suivant mai 2004 comme prévu à l'article 18*bis,* §3 et 4, du décret électricité précité. En ce qui concerne la quantité gratuite pour la deuxième moitié de 2003, il faut porter entièrement en compte la quantité totale sur la première facture 2004. S'il s'agit d'un client résidentiel recevant sa première facture pour 2004 en juillet, il faut déduire, par conséquent, un montant correspondant au droit à de l’électricité gratuite pour 18 mois au lieu de 12.

Par ailleurs, l’électricité gratuite pour 2004 ne peut être facturée par le fournisseur que dans la première facture suivant le 1er mai 2004, de sorte que les factures émises avant cette date ne peuvent contenir qu’une compensation du droit à l'électricité gratuite pour 2003, mais encore rien pour 2004.

En ce qui concerne le montant par lequel la quantité d'électricité gratuite doit être multipliée, les intercommunales ont utilisé différentes évaluations du prix unitaire par kWh en septembre ou durant un autre mois, alors que l'arrêté prévoit que le prix unitaire par kWh est le prix maximum des kWh consommés, hors éventuels frais fixes, valable au 1er janvier de l'année de facturation, et donc en l'espèce au 1er janvier 2004. Seul ce prix au 1er janvier 2004, fixé pour le terme proportionnel, sans évolution ultérieure, peut être utilisé. La CREG a dès lors imposé, dans ses décisions, une évaluation du prix au 1er janvier 2004.

3.5. L'infrastructure de l'éclairage public

Une part importante des intercommunales flamandes a inclus, via les investissements, l'ensemble du réseau d'éclairage public, y compris les poteaux et les armatures, dans les CI, ce qui a donné lieu au paiement d'une rémunération équitable supplémentaire. Le dossier ne permettait pas non plus de définir clairement si les coûts de l'entretien et de l'exploitation des réseaux étaient inclus dans le budget à la base de la proposition tarifaire.

La question s'est dès lors posée de savoir si les réseaux d'éclairage public et les coûts y afférents pouvaient être repris dans les éléments déterminant le montant du tarif de distribution devant être approuvé par la CREG.

Conformément à l'article 7, §1er, du décret du 17 juillet 2000 du Conseil flamand relatif à l'organisation du marché de l'électricité : ci-après : le décret électricité flamand), le gestionnaire du réseau est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de distribution. A cet effet, le gestionnaire du réseau est notamment chargé des tâches suivantes **:**

1° assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de distribution;
2° assurer l'approvisionnement en électricité des clients liés raccordés à son réseau de distribution à une tension inférieure à 20 kV;
3° assurer une capacité suffisante pour la distribution d'électricité;
4° exploiter, entretenir et, le cas échéant, développer des interconnexions avec d'autres réseaux ;
5° accomplir les obligations de service public visées aux articles 18bis et 19, premier alinéa, 1°;

Il faut tout d'abord signaler que, conformément à l'article 5, §2, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, les coûts en matière d'éclairage public ne peuvent être portés en compte à titre de

coûts d'obligations de service public dans les tarifs pour la puissance souscrite et la puissance complémentaire.

Par décret flamand du 18 juillet 2003 modifiant le décret du Conseil flamand sur l'électricité du 17 juillet 2000, pour ce qui concerne l'éclairage public, il est ajouté à l'article 19, 1° du décret sur l'électricité du 17 juillet 2000, un j), rédigé comme suit :

" j) l'exploitation de l'éclairage public ".

Sur la base de l'article 19, 1°, j), du décret électricité flamand, le Gouvernement flamand peut donc, après avis de l'instance de régulation, imposer des obligations de service public aux gestionnaires du réseau, pouvant avoir trait à l'exploitation de l'éclairage public.

Par conséquent, cette disposition requiert un arrêté d'exécution, lequel n'avait pas encore été pris au moment de l'adoption des décisions tarifaires; à ce moment, le projet d'arrêté en question n'avait pas encore été approuvé par le Gouvernement flamand. Par conséquent, il était impossible de connaître le contenu exact de cette obligation et les coûts de celle-ci ne pouvaient pas encore être repris sous cette appellation dans les tarifs pour 2004 du gestionnaire du réseau de distribution.

La CREG a constaté, par ailleurs, que les tâches du gestionnaire du réseau de distribution visées à l'article 7, §1er, 1° à 4° du décret électricité flamand avaient toutes trait, en réalité, au réseau de distribution, à la distribution d'électricité et aux couplages avec d'autres réseaux.

Le terme 'réseau de distribution' est défini à l'article 2, 2°, du décret précité comme 'l'ensemble de lignes situées dans une zone géographique délimitée, opérant à une tension nominale égale ou inférieure à 70 kV et les stations de transformation, les postes de sectionnement, les stations de distribution et les sous-stations électriques et autres équipements pour la transmission d'électricité à des clients au niveau régional ou local'. Le terme 'distribution' signifie, conformément à l'article 2, 1°, de ce même décret 'le transport d'électricité sur des réseaux de distribution aux fins de fourniture à des clients'.

Par conséquent, en ce qui concerne l'éclairage public, il faut établir une distinction entre les réseaux utilisés pour la distribution d'électricité et les autres installations d'éclairage public, comme les poteaux et les armatures, qui ne font pas partie du réseau de distribution ou servent à la distribution d'électricité au niveau régional ou local. Alors que les

investissements effectués dans ces réseaux peuvent être repris dans les CI et que l'entretien de ceux-ci peut être repris dans les coûts, et par conséquent dans les tarifs parce que cela incombe au gestionnaire du réseau de distribution en vertu de l'article 7, §1er, du décret électricité flamand, il n'en va pas de même pour l'autre infrastructure d'éclairage public. Tous les coûts et les investissements réalisés à cet effet doivent être repris en tant qu'activité non régulée et ne peuvent pas être portés en compte dans les tarifs régulés pour la gestion du réseau de distribution. Par conséquent, ces coûts doivent être repris dans un tarif non régulé.

Ceci signifie qu'il a fallu rejeter des investissements le montant qui correspondait à l'achat de poteaux, d'armatures et autres, de même que le montant correspondant des amortissements, repris au Tableau 24 de la proposition tarifaire.

En outre, la CREG a demandé que les gestionnaires du réseau de distribution spécifient les coûts d'entretien et d'exploitation pour l'infrastructure d'éclairage public ayant été repris en dehors des réseaux, car il a également fallu rejeter ceux-ci et éventuellement les inclure dans un tarif non régulé.

En outre, la CREG a demandé une justification claire des prix unitaires utilisés dans le cadre de l'estimation des câbles repris, quant à eux, correctement dans les CI et a souhaité savoir si les distances indiquées proviennent d'un inventaire détaillé. En outre, la CREG a souhaité connaître la valeur à laquelle ces réseaux ont été repris dans la comptabilité des communes avant que le montant ne puisse être repris dans les CI.

3.6. Le traitement des subsides reçus

Les montants versés par l'Etat aux gestionnaires du réseau de distribution pour des travaux de déplacement de l'infrastructure électrique réalisés dans le cadre de travaux publics étaient répartis par le passé entre les communes proportionnellement aux dividendes immatériels octroyés à chaque commune. Ces coûts liés à ces travaux subsidiés étaient toutefois repris, soit dans les comptes d'exploitation en tant que travaux d'entretien, soit en tant qu'investissements, après quoi ils devaient être repris dans les CI.

Les subsides de l'Etat pour les travaux de déplacement n'étaient pas portés en déduction par les gestionnaires du réseau de distribution jusqu'au moment du calcul des CI 2003. Les gestionnaires du réseau de distribution ont proposé, avec la proposition tarifaire pour

l'exercice d'exploitation 2003, de porter à l'avenir les subsides reçus durant l'année concernée en déduction des CI repris dans la proposition tarifaire pour l'exercice d'exploitation suivant. Les subsides reçus au cours de l'exercice d'exploitation 2003 devaient être portés en déduction des CI 2004.

La CREG a marqué son accord avec le mode de règlement proposé.

Dans la proposition tarifaire pour l'exercice d'exploitation 2004, les subsides reçus ont été portés en déduction des CI.

3.7. Le calcul de la rémunération équitable

Dans la proposition tarifaire pour l'exercice d'exploitation 2004, toutes les intercommunales mixtes flamandes ont fait état d'une structure financière totalement modifiée, très proche de la proportion Fonds Propres/Fonds de Tiers de 33% avancée par la CREG. Cette modification de la structure financière résultait d'une division comptable du gestionnaire du réseau de distribution. Les dossiers tarifaires introduits ont révélé que cette séparation comptable des éléments relatifs aux différentes activités de l'intercommunale dans le système SAP a eu lieu par le biais de l'utilisation d'une société spécifique pour la gestion stricte du réseau d'électricité, appelée 'secteur GESTION DU RESEAU'. Cette société spécifique devait enregistrer tous les éléments ayant trait à la gestion du réseau, mais également uniquement ces éléments. Par analogie, une société spécifique devait également être instaurée pour la gestion du réseau de l'activité de gaz. Les éléments liés à toutes les autres activités (notamment le placement d'éventuels excédents de trésorerie) devaient être traités dans une société distincte, créée de manière comptable et appelée 'secteur AUTRES ACTIVITES'.

Les dossiers tarifaires introduits ont révélé que le bilan de la société 'secteur GESTION DU RESEAU' comportait les éléments suivants sous la forme d'une énumération non limitative :

- à l'ACTIF
  - les immobilisations incorporelles, dans la mesure où celles-ci ont été acceptées par la CREG ;
  - les immobilisations corporelles qui sont la propriété de l'intercommunale ; la valeur de celles-ci est égale à la valeur des CI telle que retenue par la CREG ;
  - les travaux en cours ;
  - les créances :

- o relatives à la facturation de travaux ou de dommages causés aux installations par des tiers ;
- o relatives à l'utilisation des réseaux ;
- o le solde éventuel de la TVA ;
- - les comptes de régularisation contenant les revenus liés à la période en cours, lesquels n'avaient toutefois pas encore été facturés;

- au PASSIF ;
  - - les fonds propres mis à disposition par le secteur GESTION DU RESEAU électricité ; afin d'être en conformité avec les lignes directrices distribution, le total des fonds propres de l'activité GESTION DU RESEAU est assimilé à 33% des fonds totaux de l'activité.

    Les fonds propres se composent de :
    - o le capital mis à disposition de l'activité GESTION DU RESEAU ;
    - o la plus-value résultant du traitement comptable des CI pour ce qui concerne les immobilisations corporelles au 31 décembre 2001 ; celle-ci équivaut à la différence entre la valeur comptable réévaluée des installations concernées et la valeur régulée des réseaux de distribution d'électricité retenue par la CREG dans le cadre de la détermination de la rémunération équitable des capitaux investis;
  - - les dettes à long terme :
    - o les fonds complémentaires mis à disposition par le secteur AUTRES ACTIVITES ; ces fonds, lesquels sont mis à disposition de manière permanente, sont remboursés à des taux d'intérêt sans risque majorés de 70 pb ;
    - o les dettes à l'égard des institutions financières pour le financement des installations qui sont la propriété du gestionnaire du réseau ;
    - o le cas échéant, les dettes à l'égard des locataires dans le cadre d'un règlement de financement de location ;
  - - les dettes à court terme :
    - o les dettes à plus d'un an, arrivant à échéance dans l'année ;
    - o les montants dus aux fournisseurs ;
    - o le solde éventuel de la TVA ;
    - o le solde des dividendes (pour la partie comprise dans la rémunération équitable des capitaux investis, à l'exception des '*embedded finance cost*' comme déterminé par la CREG) ;
  - - les comptes de régularisation pour les dettes liées à la période en cours, lesquelle n'avaient toutefois pas encore été facturées;

Dans les informations complémentaires demandées, la CREG a demandé une explication circonstanciée et chiffrée des critères sur la base desquels le bilan du gestionnaire du réseau de distribution avait été divisé en comptes 'Electricité', 'Gaz' et 'Autres', de la manière dont les différents types de fonds avaient été attribués aux trois parties et du statut juridique des trois éléments. Dans les informations complémentaires transmises aux membres, les gestionnaires du réseau de distribution concernés ont insisté sur le fait que le Conseil d'administration était compétent, d'un point de vue juridique, pour réaliser une séparation comptable distincte entre la Gestion du Réseau et le Financement, sans que les statuts ne doivent être adaptés à cet effet. Le gestionnaire du réseau de distribution a toutefois souligné que cette séparation devait être acceptée par le régulateur.

Ces renseignements n'ont pas apporté de nouveaux éléments rendant cette opération acceptable. Le fait est que la séparation du bilan a eu lieu uniquement dans l'optique d'une optimisation de la rémunération équitable; dans ce cadre, la séparation des fonds propres ne s'est pas faite sur la base d'un quelconque critère objectif, mais uniquement dans le but d'obtenir les 33% de fonds propres.

En outre, les différents secteurs de la même intercommunale ne possédaient pas de statut juridique indépendant propre, et demeuraient tous un élément du même gestionnaire du réseau de distribution (intercommunale) ; il n'y avait dès lors aucun contrat déterminant la rémunération des fonds dits de tiers et du taux d'intérêt à payer. Le dossier relatif à la terminologie utilisée a révélé la même chose également. Les coûts des emprunts réellement contractés auprès d'institutions financières ont été appelés 'partie emprunts réels'. Ces dépenses financières artificielles ne peuvent être incluses dans les *embedded costs* étant donné que ces derniers visent uniquement la rémunération des coûts financiers réels.

Alors que les entités fictives créées de manière comptable constituent un ensemble juridique unique, la politique financière de l'entreprise toute entière s'applique, comme le révèle le bilan de l'intercommunale complète au 31 décembre 2002, à chacun de ces trois éléments. Par conséquent, la CREG n'a pas pu accepter ce bilan artificiel. Dans la proposition tarifaire adaptée, les gestionnaires du réseau de distribution concernés ont à nouveau procédé à une restitution correcte de leur structure financière.

3.8. Les frais d'exploitation

Coûts du personnel

Dans ses premières décisions, la CREG a examiné l'évolution de l'effectif du personnel et des coûts du personnel des différents gestionnaires du réseau de distribution. Elle a également annoncé, dans les décisions relatives aux propositions tarifaires adaptées, que tous les coûts du personnel et les coûts y afférents allaient faire l'objet, ultérieurement, d'un contrôle approfondi.

Amortissements

La CREG a envoyé à tous les gestionnaires du réseau de distribution, par courrier électronique du 17 septembre 2003, une modification de la méthode de calcul des amortissements à reprendre dans les tarifs. Cette modification consistait à empêcher les gestionnaires du réseau de distribution de tenir compte des valeurs résiduelles. Il faut donc calculer les amortissements sur la valeur d'acquisition et les appliquer jusqu'à ce que la valeur d'acquisition soit totalement amortie.

Etant donné que les gestionnaires du réseau de distribution n'avaient pas encore appliqué cette règle correctement dans les premières propositions tarifaires, la CREG avait à nouveau insisté sur cette application dans ses décisions.

Autres

A côté des remarques générales figurant ci-dessus, la CREG a également pris, dans différents dossiers, des décisions individuelles concernant les frais d'exploitation, qui ne peuvent toutefois pas être ramenées à une règle générale, mais qui concernent des cas individuels très spécifiques. Ainsi, la CREG a refusé d'accepter un tampon général pour les coûts qui ne sont pas détaillés, calculé sous la forme d'un pourcentage des frais de gestion généraux.

Maîtrise des coûts

L'arrêté royal du 11 juillet 2002 comporte une disposition relative à l'obligation de maîtrise des coûts :

> Art. 22**.** § 1. Chaque gestionnaire de réseau de distribution maintient le coût par unité d'énergie transportée à un niveau aussi bas que possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant le coût.
>
> § 2. Le gestionnaire de réseau de distribution remet un rapport à la commission concernant le résultat de ses efforts en vue de maîtriser les coûts, basé

sur des indicateurs de performance figurant dans le modèle de rapport, visé à l'article 14.

Pour cette raison, la CREG a vérifié, dans ses décisions, les mesures ou les actions de maîtrise des coûts appliquées au cours de l'exercice d'exploitation 2004, entreprises par les gestionnaires du réseau de distribution, ou que ces derniers envisageaient d'entreprendre.

Volume d'énergie transportée

Etant donné que les tarifs traduisent les coûts totaux du gestionnaire du réseau de distribution dans un coût par unité transportée, l'évaluation de la quantité d'unités transportées est très importante, voire déterminante à l'égard du niveau du tarif. Afin d'apporter l'unité nécessaire à ces évaluations et d'obtenir également une évaluation acceptable, la CREG a imposé, sur la base de l'estimation la plus récente du Bureau du Plan, un pourcentage d'accroissement de 1.8% pour l'exercice d'exploitation 2004. Il a été demandé aux gestionnaires du réseau de distribution de se baser sur ce chiffre, étant entendu qu'ils pouvaient, s'ils le souhaitaient, utiliser une autre évolution s'ils parvenaient à motiver suffisamment le choix de celle-ci.

Concordance entre les tarifs et les coûts

Le principe de concordance entre les coûts et le chiffre d'affaires est formulé clairement dans l'une des orientations reprises à l'article 12, §2, 2° de la loi électricité, aux termes duquel les tarifs sont orientés en fonction des coûts et permettent au gestionnaire du réseau de couvrir l'ensemble des coûts réels imputables à ses tâches légales.

La CREG a veillé à ce que la concordance entre les coûts et le chiffre d'affaires soit présentée de manière à ce qu'elle soit elle-même en mesure de contrôler entièrement les calculs réalisés et qu'elle puisse suivre l'impact des éventuelles modifications sur les coûts.

Réserve

Les dossiers des différents gestionnaires du réseau de distribution comportent encore des lacunes, notamment au niveau de la justification des frais de fonctionnement, ce qui a empêché la CREG d'examiner la justification complète des tarifs proposés. C'est pourquoi la CREG a formulé une réserve générale dans ses décisions, aux termes de laquelle il ne fallait pas interpréter le fait qu'aucune remarque n'avait été formulée dans les décisions au sujet de certains frais de fonctionnement comme une acceptation tacite pour les exercices d'exploitation suivants. La CREG maintient une réserve à l'égard de tous ces postes et

examinera plus en détails la justification et le caractère raisonnable de ceux-ci dans les années à venir.

3.9. La cascade

Dans ses décisions, la CREG a également spécifié ce qu'il fallait entendre par la cascade des coûts prévue à l'article 18, 2°, c, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002. Deux phases doivent être parcourues lors de la détermination du montant total des coûts facturés dans les tarifs pour chaque groupe de clients (= partie d'infrastructure).

Dans une première phase, les différents coûts sont alloués à chacune des parties d'infrastructure. Cette allocation peut avoir lieu directement, lorsque les coûts concernés peuvent être imputés clairement et entièrement à une seule partie d'infrastructure (par exemple les amortissements de câbles et de lignes, les travaux d'entretien effectués sur les lignes de 26 kV, etc.), ou indirectement, lorsque les coûts se rapportent à différentes parties d'infrastructure en même temps et qu'ils ne peuvent être alloués que sur la base de clés de répartition (par exemple les frais généraux d'administration, les bâtiments administratifs, etc.). A terme, un affinement du système comptable devrait pouvoir permettre une allocation directe des coûts sans cesse plus importante.

Dans une deuxième phase, l'article 18, 2°, c) de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 doit être exécuté ; aux termes de cet article, il faut inclure, dans les coûts liés à l'utilisation du réseau, les coûts d'étude, de construction et d'entretien de l'infrastructure, au niveau desquels, suivant un système en cascade, les coûts pour les parties d'infrastructure situées à un niveau de tension plus élevé sont à la charge des parties d'infrastructure situées à un niveau de tension moins élevé, dans la mesure où ces dernières utilisent les premières. Par conséquent, il faut séparer, dans le montant des coûts alloués au cours de la première phase à chacune des parties d'infrastructure situées au-dessus du réseau basse tension, les coûts d'étude, de construction et d'entretien de l'infrastructure et les facturer, en partie, aux parties d'infrastructure inférieures. Par conséquent, seule une partie de ces coûts, tels qu'ils ont été alloués au cours de la première phase aux parties d'infrastructure concernées, sera maintenue dans cette partie d'infrastructure, tandis que le reste des coûts sera facturé aux parties d'infrastructure inférieures. Tous les autres coûts qui n'ont pas trait à l'étude, à la construction et à l'entretien de l'infrastructure, demeurent hors de la cascade et demeurent entièrement à la charge de la partie d'infrastructure à laquelle ils ont été alloués au cours de la première phase.

Tableau 2 – Exemple de cascade

Klanten-groepen	Kosten	Niet te cascaderen kosten	Kosten infrastructuur	cascade TransHS	cascade 26-1kV	cascade TransLS	cascade LS	Totale kost in tarieven
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Trans HS	15	11	4	0,57				11,57
26-1 kV	35	26	9	1,14	3,00			30,14
TransLS	15	11	4	0,57	1,50	1,00		14,07
LS	35	26	9	1,71	4,50	3,00	9,00	44,21
Totaal	100	74	26	4,00	9,00	4,00	9,00	100,00

Percentages cascade			
Verbruik in MWh	**% verbruik**		
25000	14,29%		
50000	28,57%	33,33%	
25000	14,29%	16,67%	25,00%
75000	42,86%	50,00%	75,00%
175000	100,00%	100,00%	100,00%

Groupe de clients	Coûts	Coûts qui ne doivent pas être cascadés	Coûts de l'infrastructure	Cascade TransHT	Cascade 26-1 kV	Cascade TransBT	Cascade BT	Coût total dans les tarifs
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
TransHT	15	11	4	0,57				11,57
26-1 kV	35	26	9	1,14	3,00			30,14
TransBT	15	11	4	0,57	1,50	1,00		14,07
BT	35	26	9	1,71	4,50	3,00	9,00	44,21
Total	100	74	26	4,00	9,00	4,00	9,00	100,00

Pourcentages de la cascade			
Consommation en kW	**% consommation**		
25000	14,29%		
50000	28,57%	33,33%	
25000	14,29%	16,67%	25,00%
75000	42,86%	50,00%	75,00%
175000	100,00%	100,00%	100,00%

Un exemple est présenté ci-après en vue d'expliquer ce processus. Prenons, à titre d'exemple, un gestionnaire du réseau de distribution dont le coût total équivaut à 100. Dans une première phase, ces coûts sont alloués directement ou indirectement aux différents niveaux d'infrastructure, ce qui nous donne la répartition dans la colonne 1 du tableau Pour ce qui concerne la deuxième phase, il faut tenir compte uniquement des coûts d'étude, de construction et d'entretien de l'infrastructure, figurant dans la colonne (3); au cours de cette phase, une partie de ces coûts alloués à un niveau d'infrastructure doit être imputée à un niveau d'infrastructure inférieur. La clé de répartition selon laquelle est réalisée cette cascade est la consommation. Les coûts de l'infrastructure sont cascadés vers tous les niveaux d'infrastructure inférieurs (colonnes (4), (5) et (6)) à l'aide de ces clés. Les coûts de la BT ne sont pas cascadés en raison de l'absence de niveaux d'infrastructure inférieurs.

3.10. Facturation des coûts de transport

Aux termes des articles 5, §2, et 18, 2°, c), de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, les coûts de transport sont également inclus dans les objets de coût faisant partie des coûts liés à l'utilisation du réseau de distribution et doivent, par conséquent, être inclus dans les tarifs du

gestionnaire du réseau de distribution. Etant donné que les coûts de transport ne sont pas encore connus au moment de l'introduction des tarifs du réseau de distribution, les gestionnaires du réseau de distribution ne peuvent pas encore en tenir compte au moment de l'introduction de leur proposition tarifaire. C'est pourquoi les gestionnaires du réseau de distribution doivent mentionner expressément, lors de la publication de leurs tarifs du réseau, que la part des coûts de transport fera l'objet d'une publication distincte dès qu'elle sera connue.

Le calcul du coût de transport facturé aux utilisateurs du réseau de distribution se fait via la totalisation de tous les coûts de transport pour tous les points de prélèvement du gestionnaire du réseau de distribution. En vertu de l'article 18, 2, b), de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, ces coûts de transport ne doivent plus être cascadés après allocation aux groupes de clients et restent donc entièrement à la charge de la partie d'infrastructure à laquelle ils ont été alloués.

La CREG a proposé le système suivant pour la facturation de ce coût total aux clients finals :

- Pour les utilisateurs du réseau raccordés au poste vers la moyenne tension, au réseau de moyenne tension ou au poste vers la basse tension, les tarifs pour la puissance souscrite et la puissance complémentaire, calculés sur la base de la puissance (kW), sont facturés directement, mais moyennant toutefois l'application d'un coefficient de dégressivité E1.

  Les coûts ainsi facturés aux clients 'haute tension' sont déduits des coûts en kW totaux facturés par le gestionnaire du réseau de transport. La différence est facturée aux utilisateurs du réseau raccordés au réseau basse tension, sur la base du nombre de MWH, compte tenu des pertes du réseau du réseau de distribution.

- Les tarifs restants, exprimés en MWh, sont facturés à tous les utilisateurs du réseau sur la base de leur consommation d'énergie (MWh), compte tenu des pertes du réseau sur le réseau de distribution.

  Pour les groupes de clients poste vers la moyenne tension, réseau de moyenne tension et poste vers la basse tension, le prix moyen, exprimé en MWh, découlant de l'application du terme de puissance et des termes proportionnels pour les MWh actifs transportés, est limité à un prix maximum équivalant à €13,00/MWh.

Ce qui précède est illustré à l'aide d'un exemple.

Tableau 3 – Exemple de facturation des tarifs de transport

Overzicht van de door te rekenen tarieven

Tariefstructuur	Tarieven Elia System Operator N.V.	Doorrekening van de tarieven door de distributienetbeheerder	
	Netwerk 70/36/30kV	Tranfo naar MS/ Middenspanningsnet (MS)/ Transfo naar LS	Laagspanningsnet (LS)
Gebruik van het net Dossierkosten (vast bedrag) Onderschreven vermogen (kW) & bijkomende vermogen (kW)	€43,8192/kW	= €43,8192/kW * E1 (a)	Totale kost van de distributie-netbeheerder voor gebruik van het transmissienet - Doorgerekende kosten aan de hogere infrastructuurdelen (rekening houdend met de maximumprijs van €13,00/MWh) = Totale kost te dragen door het infrastructuurdeel laagspannings- net (uitgedrukt in MWh)
Systeembeheer (MWh)	€0,8674/MWh	Tarieven op basis van MWh worden doorgerekend - ook op basis van MWh - mits rekening te houden met de netverliezen op het distributienet	
Ondersteunende diensten (MWh)	€1,8997/MWh		
Andere tarifaire posten (MWh)	€1,7491/MWh		
	Totale kost voor de distributie-netbeheerder	**Totale kost uitgedrukt in MWh** Wanneer de totale kost voor de netgebruiker > €13,00/MWh dan wordt deze beperkt tot een maximumprijs van €13,00/MWh.	

(a) degressiviteitscoëfficiënt E1 E1= 0,1+[796,5/(885+kW)]

Résumé des tarifs à facturer

Structure taruifaire	Tarifs Elia System . Operator S.A	Facturation des tarifs par le gestionnaire de réseau de distribution	
	Réseau 70/36/30 kV	TransHT/ Réseau HT/TransBT	BT
Utilisation du réseau Frais de dossier (montant fixe) Puissance souscrite (kW) & Puissance complémentaire (kW)	€ 43,8192/kW	€43,8192/kW*E1 (a)	Coûts totaux du GRD pour l'utilisation du réseau de transport moins Les coûts de transport facturés aux niveaux de tensions supérieurs égalent Les coûts totaux à porter par le niveau de tension Basse tension) en ce qui concerne les coûts d'Elia
Gestion de système (MWh) Services auxiliaires (MWh) Autres postes tarifaires (MWh)	€ 0,8674/MWh € 1,8997/MWh € 1,7491/MWh	Tarifs exprimés en €/MWh sont facturés en €/MWh, tout en tenant compte des pertes de réseau,	
	Coûts totaux pour le GRD	Coûts totaux exprimés en MWh Si le coût total pour l' utilisateur du réseau dépasse € 13,00/MWh, le coût est limité à ce dernier montant	

(a) coefficient de dégressivité E1=0,1+(796,5/(885+kW))

4. Les tarifs

Tous les tarifs du réseau de distribution approuvés ou imposés par la CREG sont publiés sur le site Internet de la CREG ; le but du présent rapport n'est dès lors pas de reprendre tous ces tarifs. Dans les tableaux suivants, les tarifs pour les exercices d'exploitation 2003 et 2004 approuvés ou imposés par la CREG sont bien appliqués à un certain nombre de clients-types, ce qui offre une idée du rapport, en termes de prix de la distribution, entre les différents types de clients raccordés auprès d'un même gestionnaire du réseau de distribution (figures 2 à 29 inclus) et pour chaque type de client séparément, par rapport aux différents gestionnaires du réseau de distribution (figures 30 à 45 inclus) ; l'évolution entre 2003 et 2004 peut systématiquement être prise en compte dans ce cadre.

Pour les clients types, ce sont les définitions telles que rédigées par Eurostat qui sont utilisées; elles figurent au Tableau 2. Pour le calcul des tarifs, les clients types ont toutefois dû être attribués à un groupe de client. A cet effet, on a considéré que tous les clients types industriels, jusqu'au client type lg2, sont raccordés au réseau moyenne tension (le réseau dont la tension nominale est comprise entre 26 kV et 1 kV), que les tarifs pour les clients types industriels lh1, lh2, li1 et li2 sont calculés en fonction d'un raccordement aux transformateurs vers le réseau de moyenne tension et que pour tous les clients types résidentiels, des raccordements sont prévus sur le réseau de basse tension. Pour les clients résidentiels en Flandre, il faut souligner que les coûts des kWh gratuits sont bien inclus dans les tarifs, mais que la déduction elle-même n'a pas été calculée dans le prix par kWh.

Tableau 4 – Clients types Eurostat

Typeklanten EUROSTAT

Industriële klanten

Huishoudelijke klanten

Jaarlijkse consumptie in kWh

Totaal | Dag (Piekuren) | Nacht (Daluren) | Weekend

Onderschreven vermogen (indicatief) in kW

Lagespanningsnet met een vermogen <= 56kVA

Middenspanningsnet met een vermogen > 56kVA

Transformatie naar middenspanning met een vermogen > 56kVA

		Jaarlijkse consumptie in kWh	Maximaal vermogen in kW	Jaarlijkse gebruiksduur in uren: Totaal	Piekuren	Daluren	Onderschreven vermogen (indicatief) in kW
	Ia	30.000	30	1.000	1.000	0	0
	Ib	50.000	50	1.000	1.000	0	0
	Ic	160.000	100	1.600	1.600	0	0
	Id	1.250.000	500	2.500	2.500	0	0
	Ie	2.000.000	500	4.000	4.000	0	0
	If	10.000.000	2.500	4.000	4.000	0	0
	Ig1	24.000.000	4.000	6.000	4.500	1.500	0
	Ig2	24.000.000	4.000	6.000	3.000	3.000	0
	Ih1	50.000.000	10.000	5.000	3.750	1.250	0
	Ih2	50.000.000	10.000	5.000	2.500	2.500	0
	Ii1	70.000.000	10.000	7.000	5.250	1.750	0
	Ii2	70.000.000	10.000	7.000	3.500	3.500	0

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

Dd 7.500 5.000 2.500 0 7,5

De 20.000 5.000 15.000 0 9,0

		Clients types industriels EUROSTAT					
		Consommation annuelle en kWh	Puissance maximale en kW	Total	Durée d'utilisation annuelle: heures de pointe	heures creuses	week-end
Réseau HT, puissance>56kVA	Ia	30.000	30	1.000	1.000	0	0
	Ib	50.000	50	1.000	1.000	0	0
	Ic	160.000	100	1.500	1.500	0	0
	Id	1.250.000	500	2.500	2.500	0	0
	Ie	2.000.000	500	4.000	4.000	0	0
	If	10.000.000	2.500	4.000	4.000	0	0
	Ig1	24.000.000	4.000	6.000	4.500	1.500	0
	Ig2	24.000.000	4.000	6.000	3.000	3.000	0
Transfo HT puissance >56 kVA	Ih1	50.000.000	10.000	5.000	3.750	1.250	0
	Ih2	50.000.000	10.000	5.000	2.500	2.500	0
	Ii1	70.000.000	10.000	7.000	5.250	1.750	0
	Ii2	70.000.000	10.000	7.000	3.500	3.500	0

		Clients type EUROSTAT - ménages				
		Consommation annuelle en kWh: Total	heures de pointe	heures creuses	week-end	Puissance souscrite
BT puiisance =<56 kVA	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
	Dd	7.500	5.000	2.500	0	7,5
	De	20.000	5.000	15.000	0	9,0

Figure 1 - AGEM
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

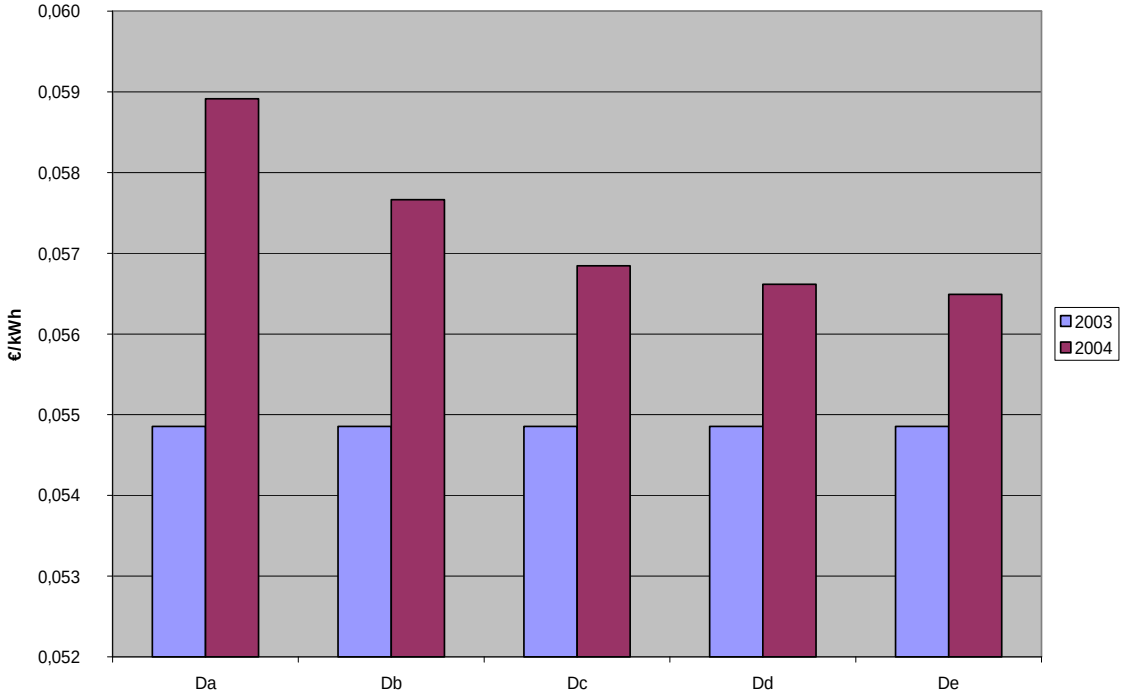


Figure 2 - AGEM
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

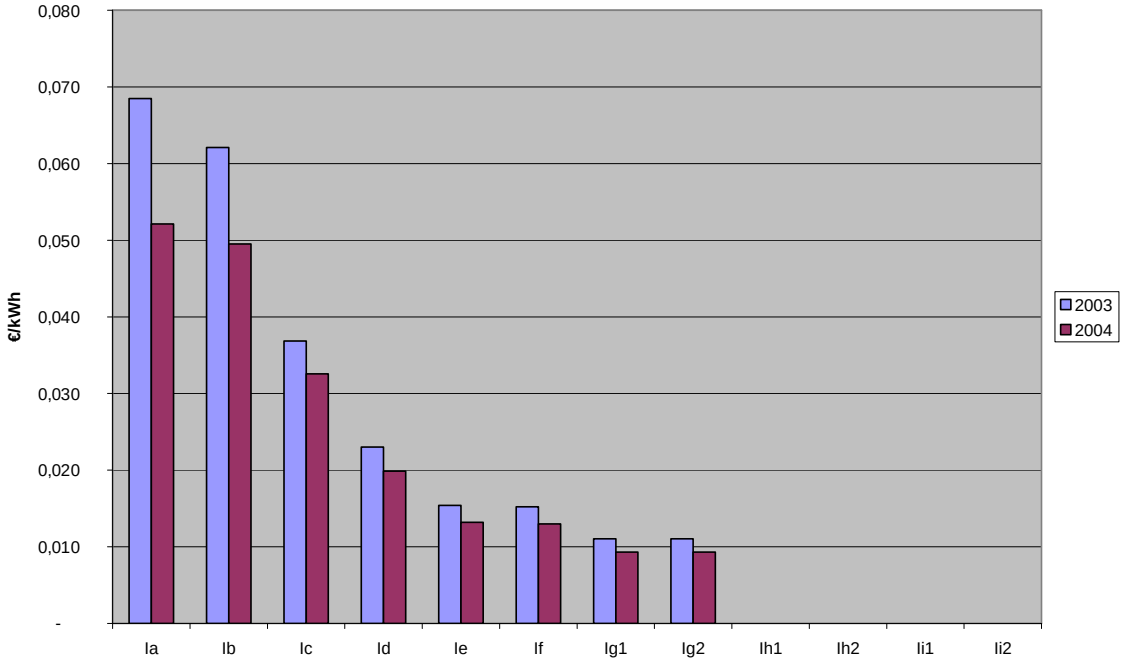


Figure 3 - AIEG
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

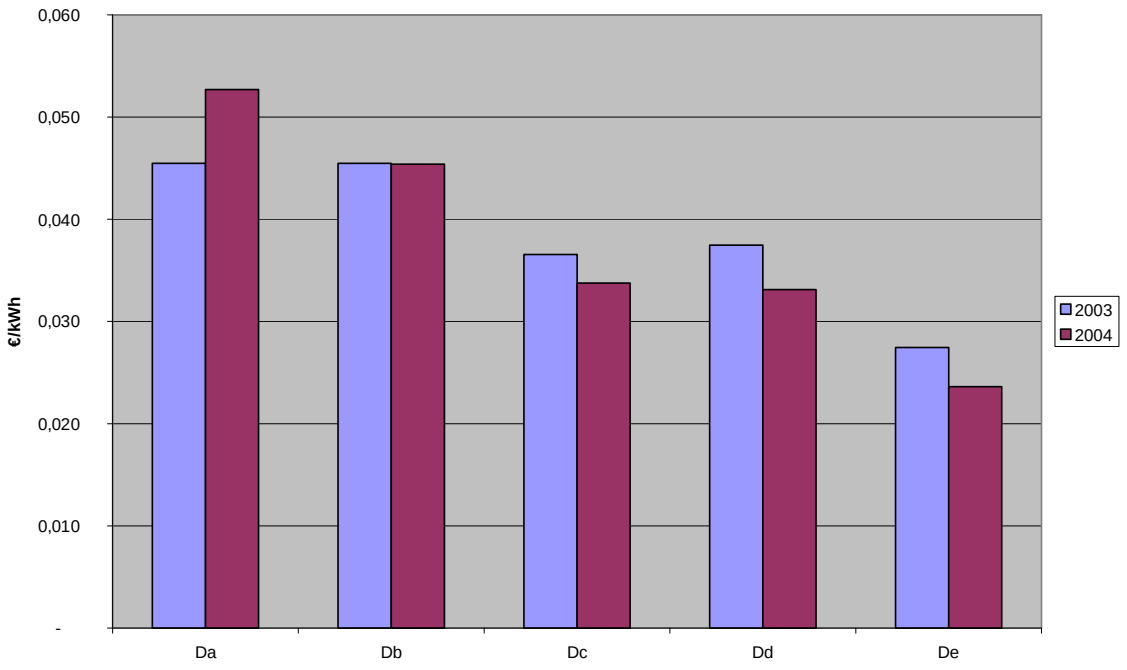


Figure 4 - AIEG
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

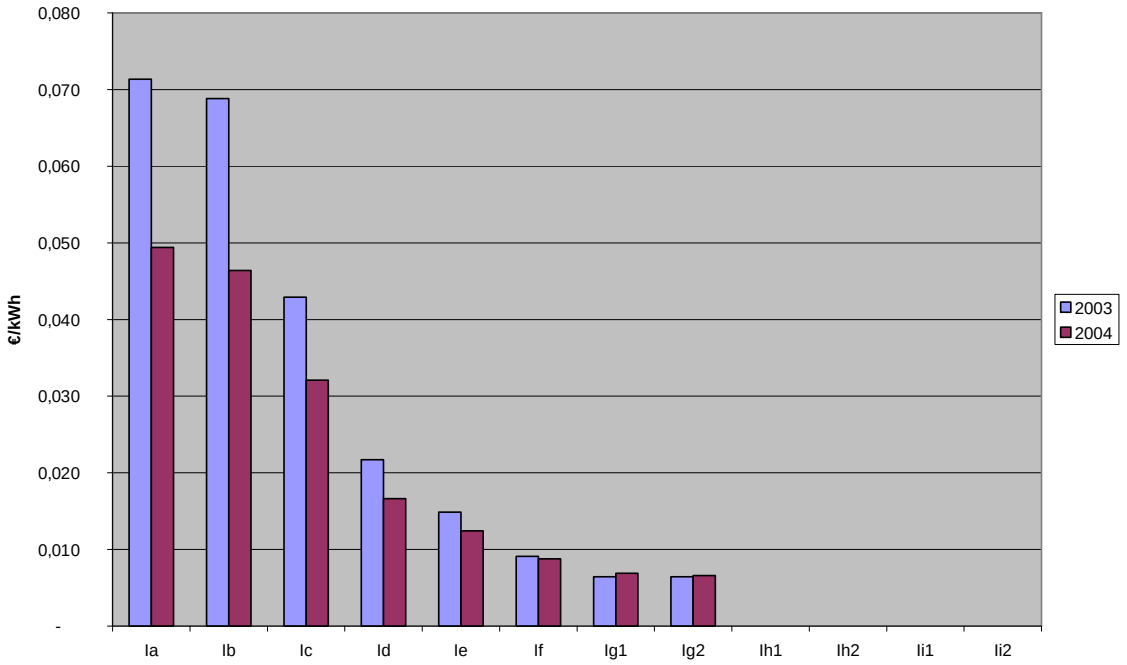


Figure 3bis - AIESH
Clients types résidentiels

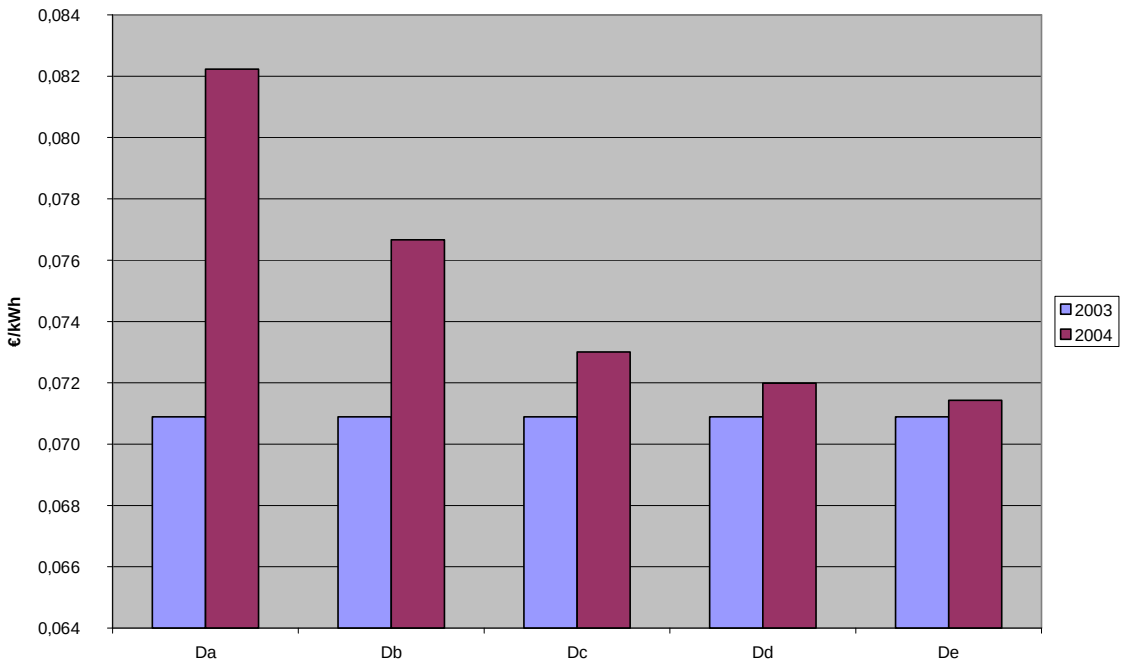


Figure 4bis - AIESH
Clients types industriels

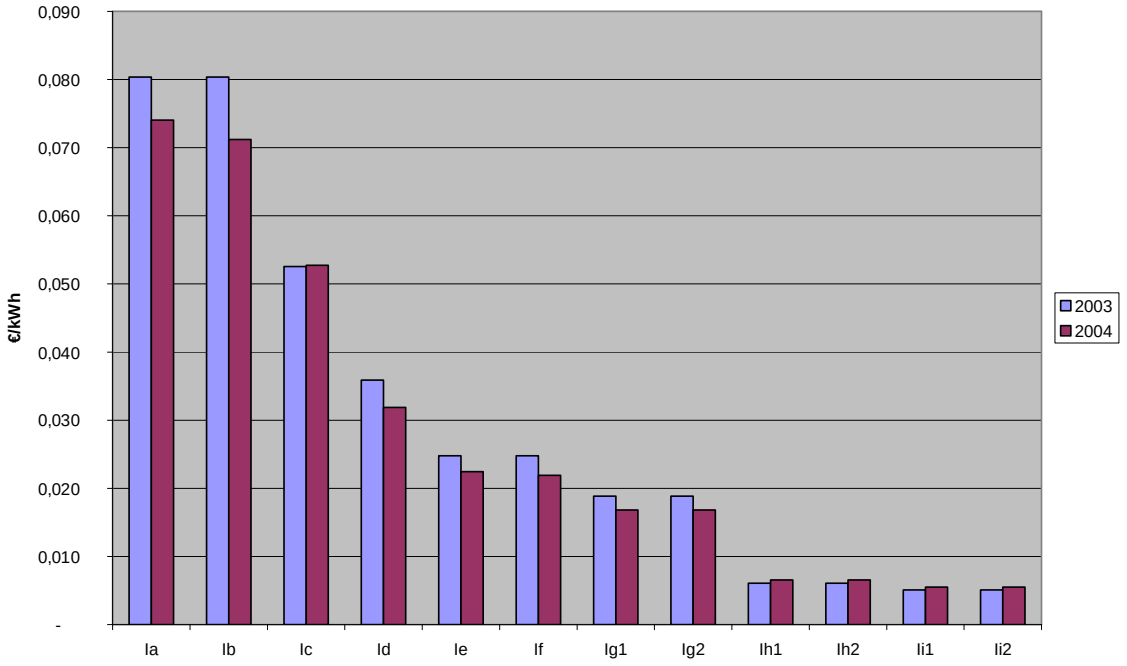


Figure 5 - ALE
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

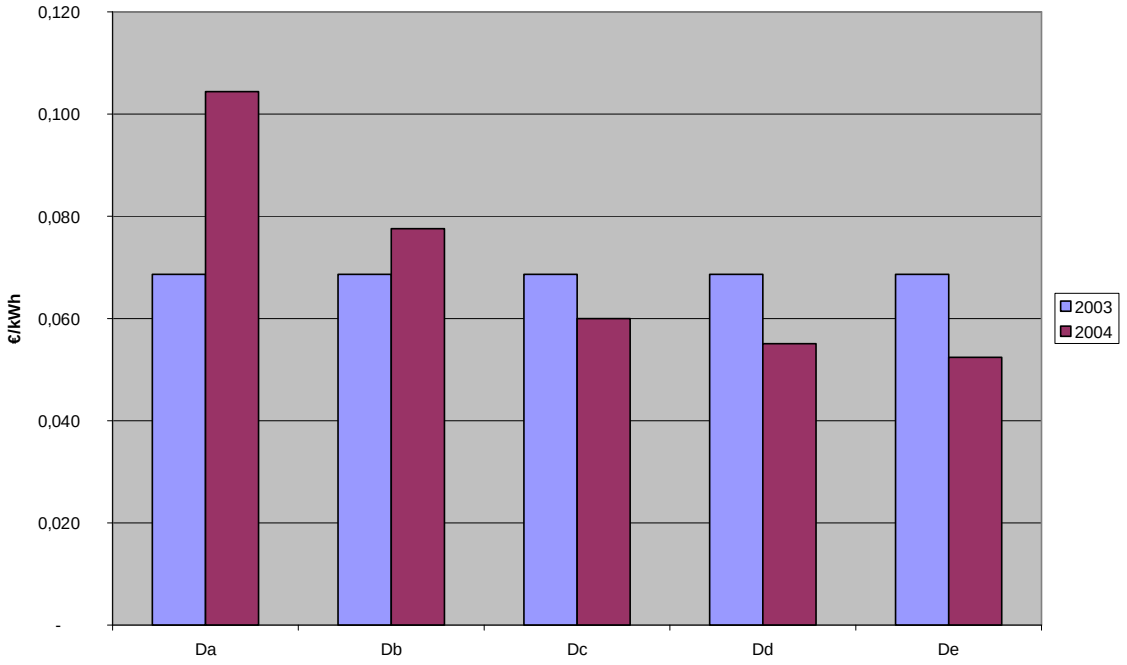


Figure 6 - ALE
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

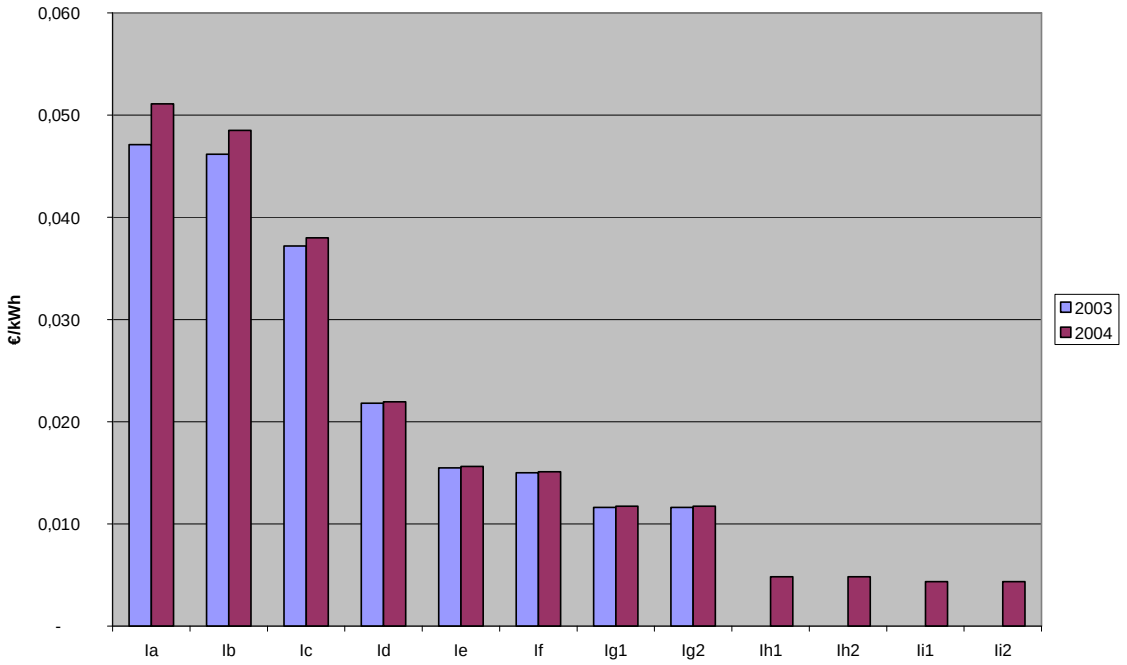


Figure 7 - BIAC
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

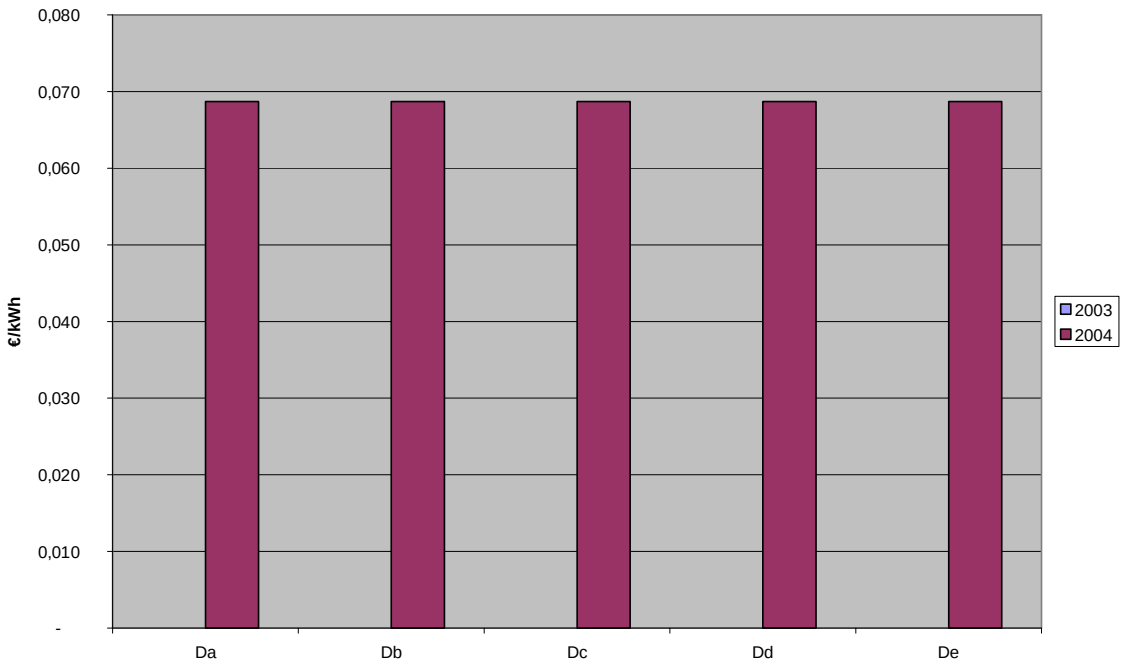


Figure 8 - BIAC
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

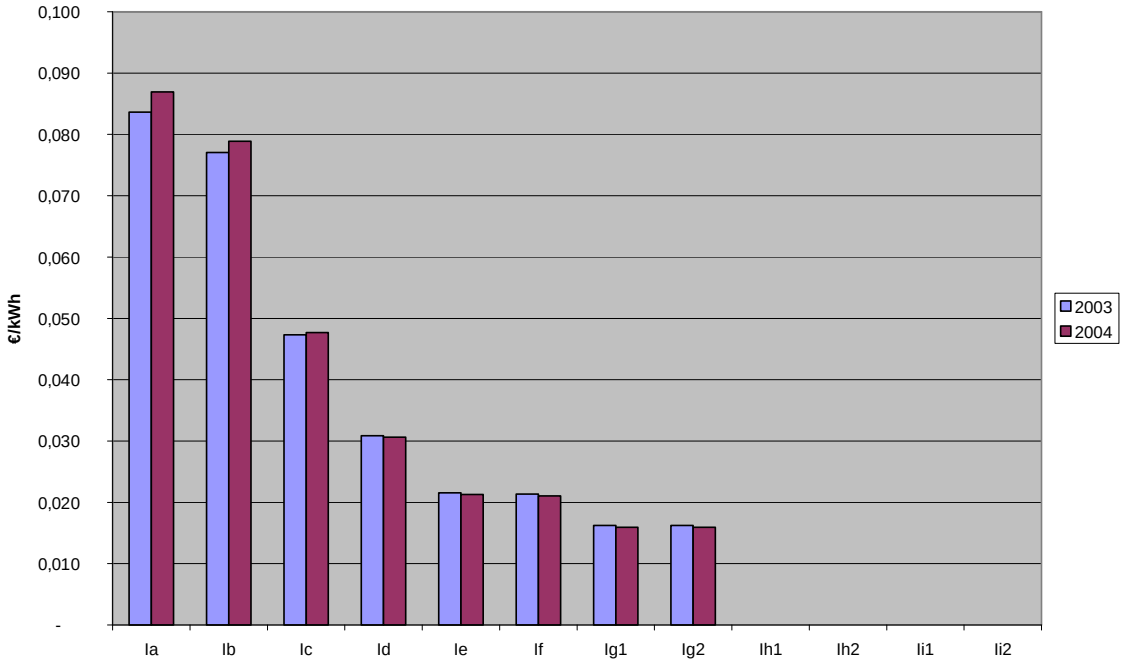


Figure 9 - ETIZ
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

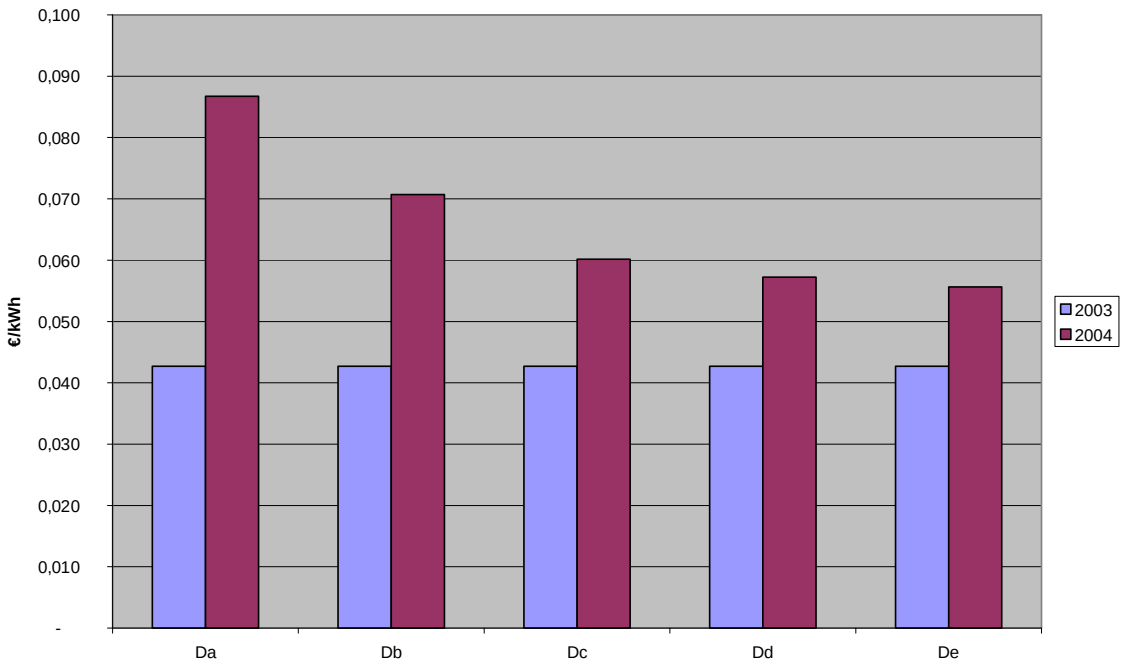


Figure 10 - ETIZ
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

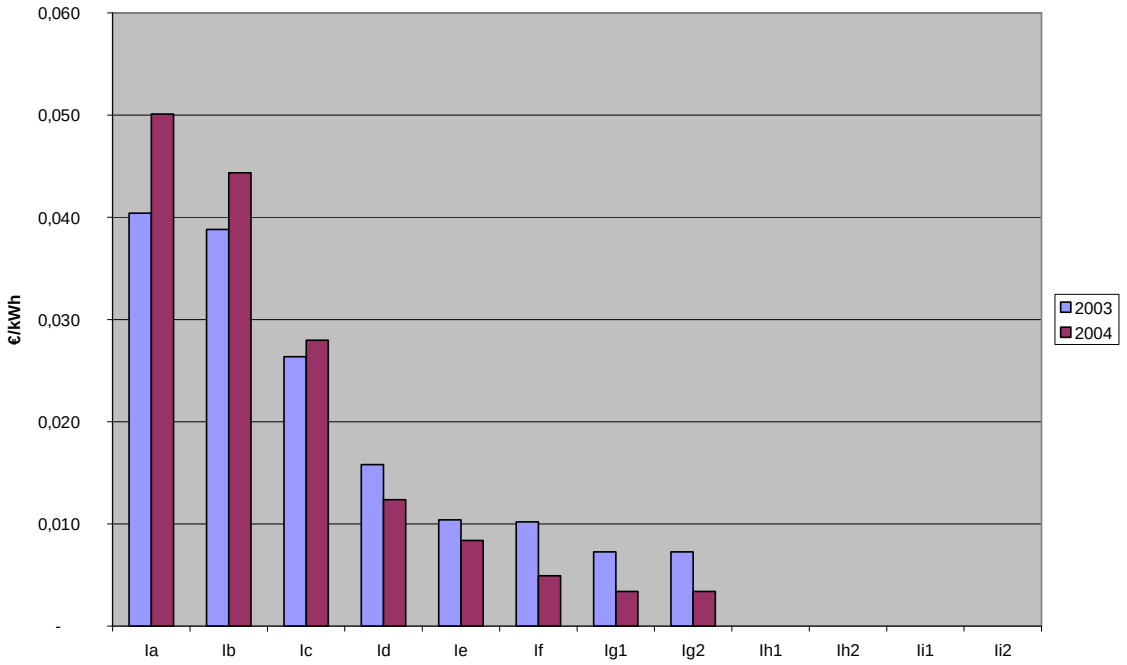


Figure 11 - EV/GHA
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

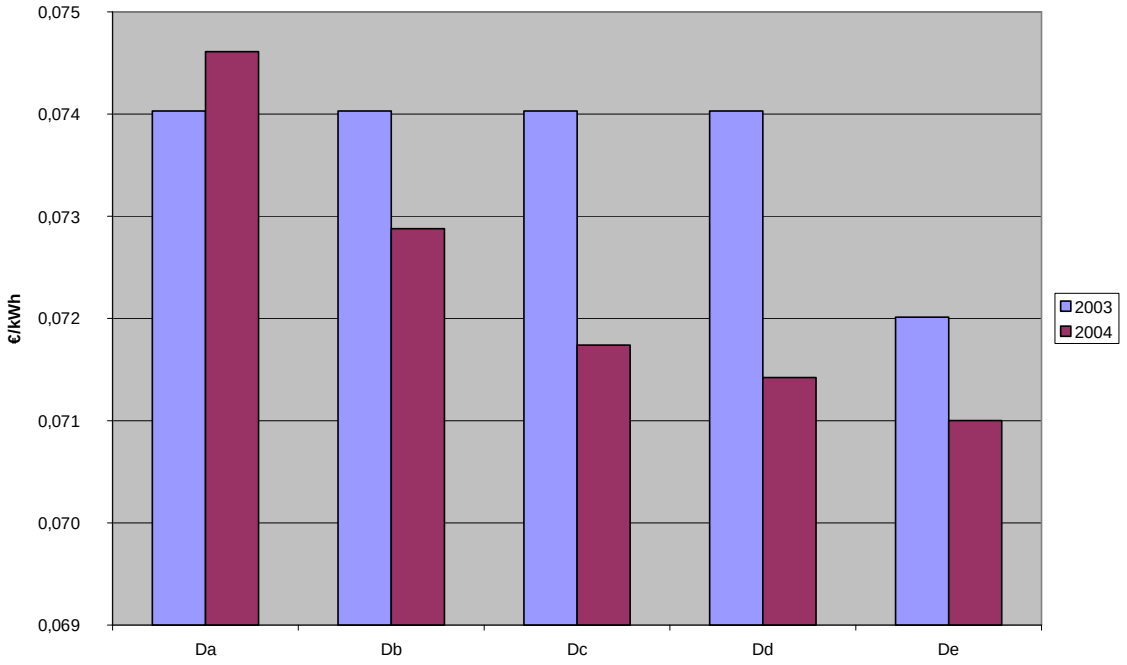


Figure 12 - EV/GHA
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

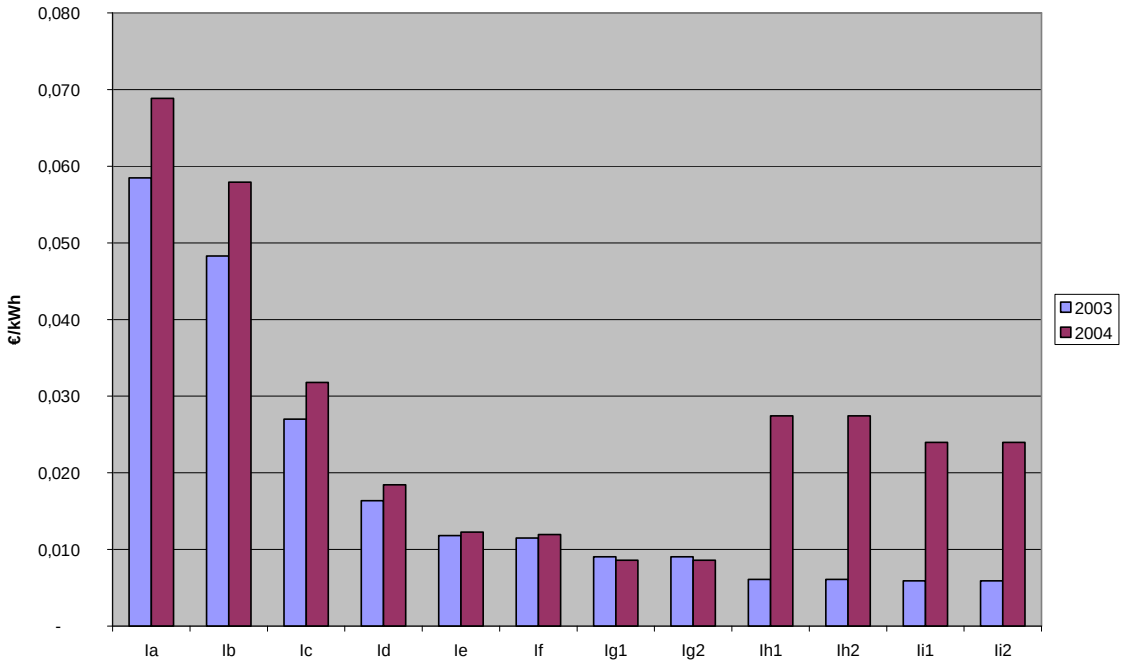


Figure 13 - GASELWEST
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

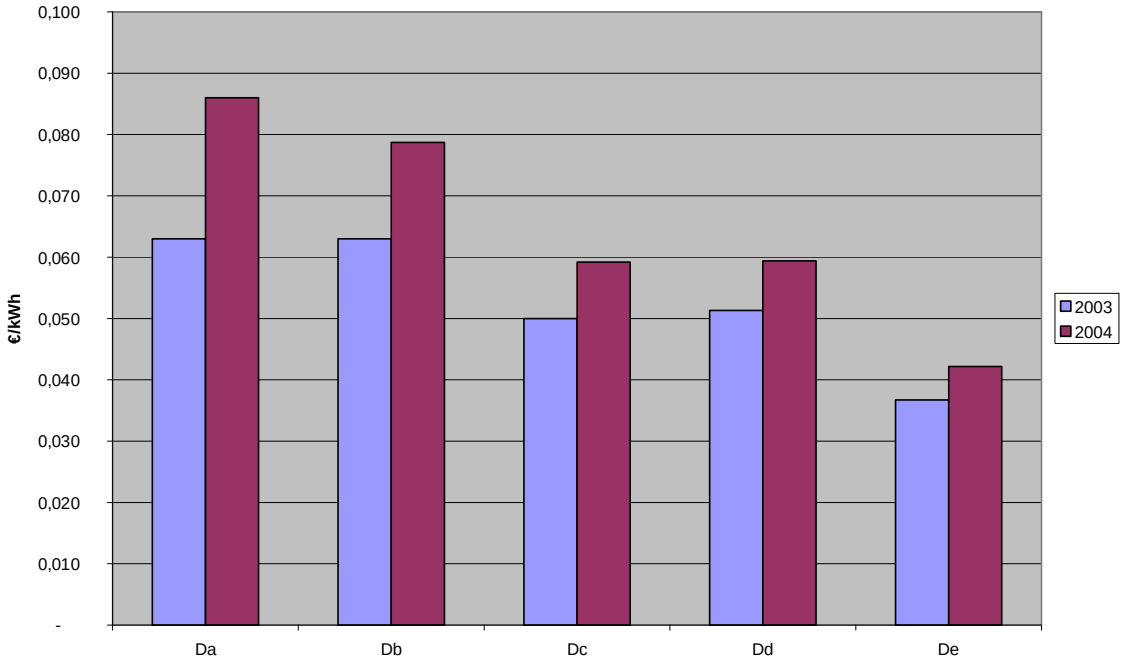


Figure 14 - GASELWEST
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

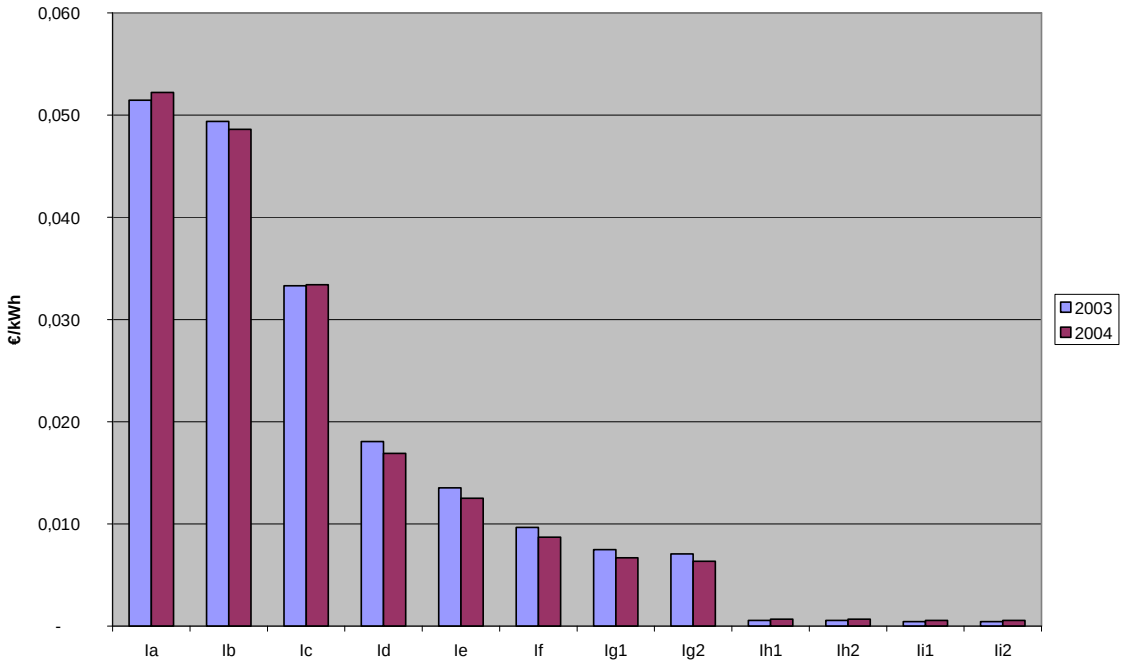


Figure 15 - GASELWEST Wallonië
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

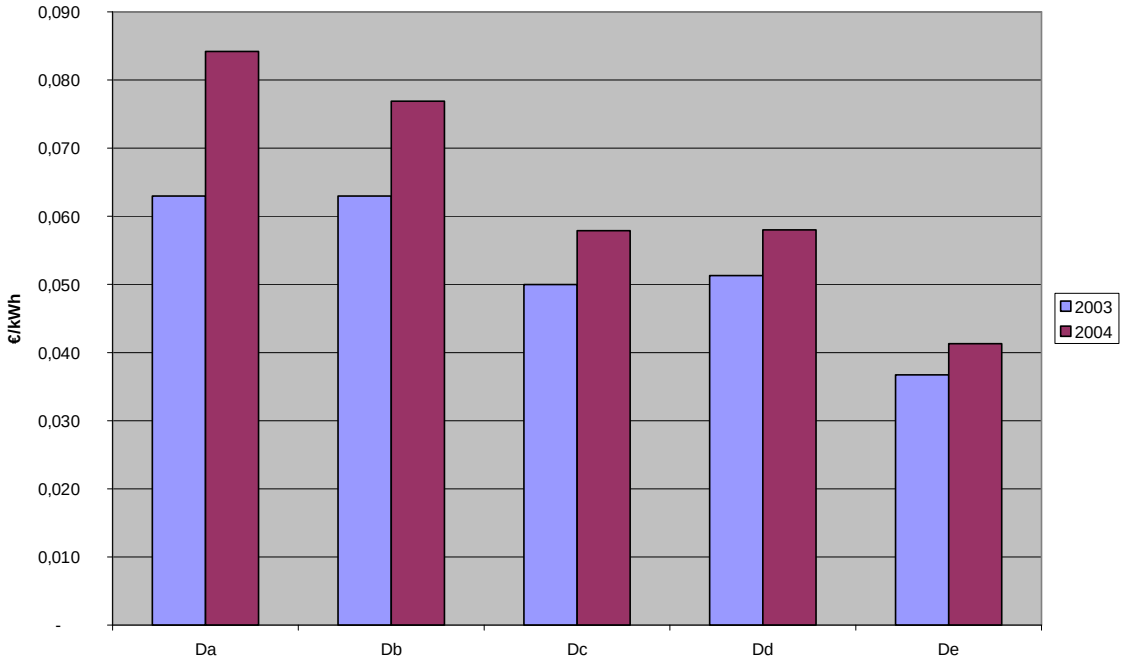


Figure 16 - GASELWEST Wallonië
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

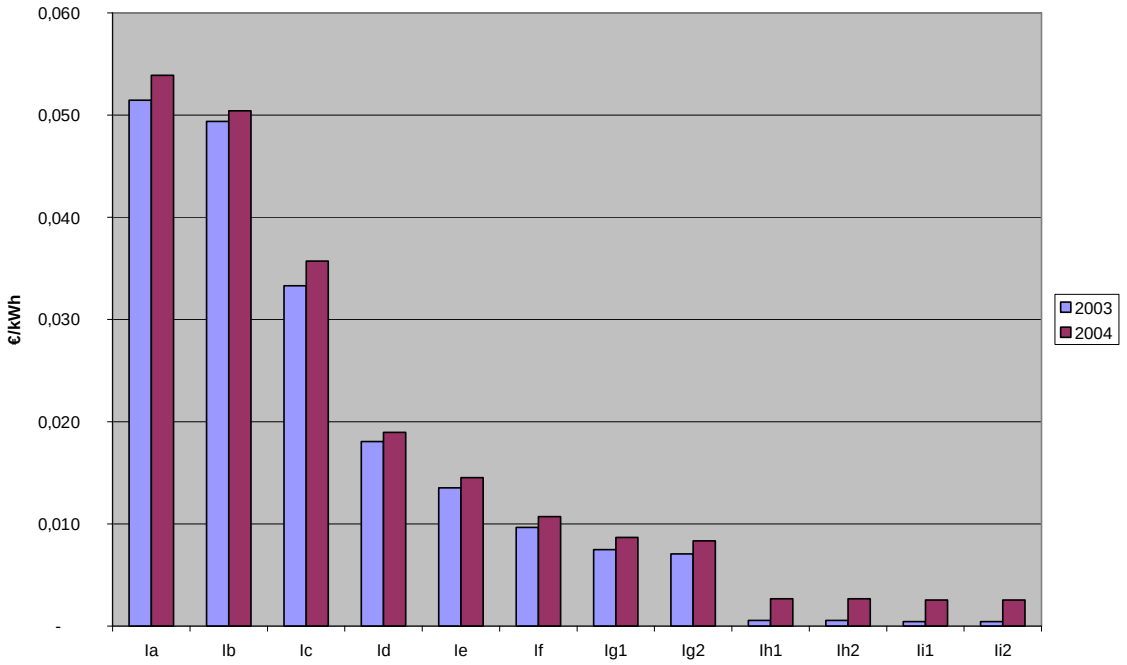


Figure 17 - IDEG
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

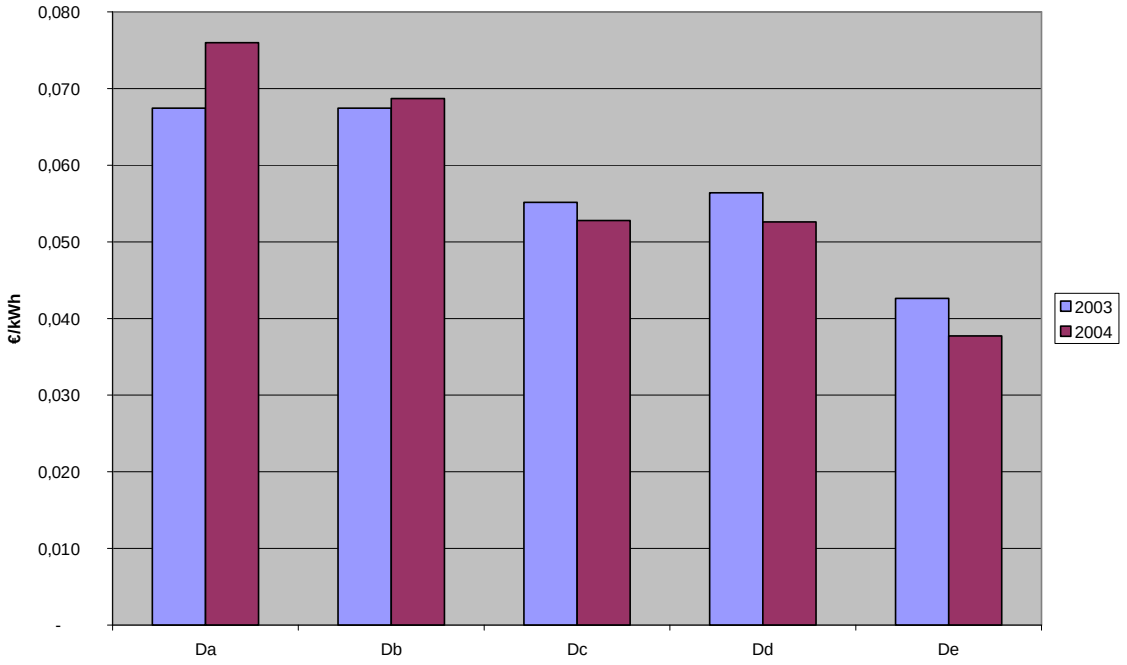


Figure 18 - IDEG
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

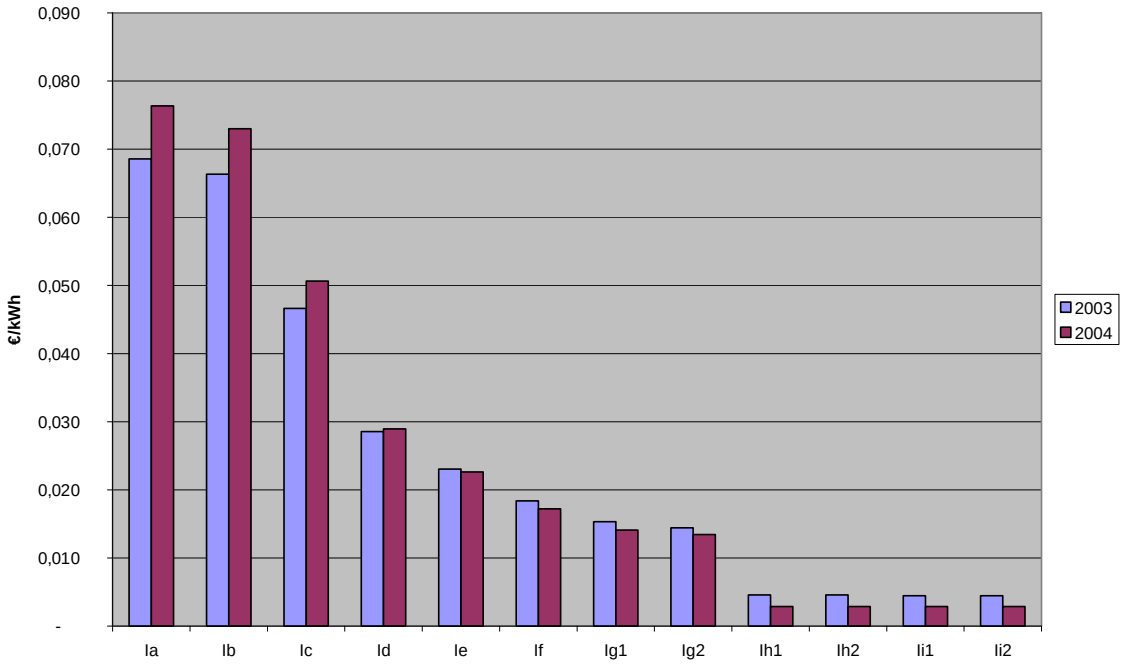


Figure 19 - IEH
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

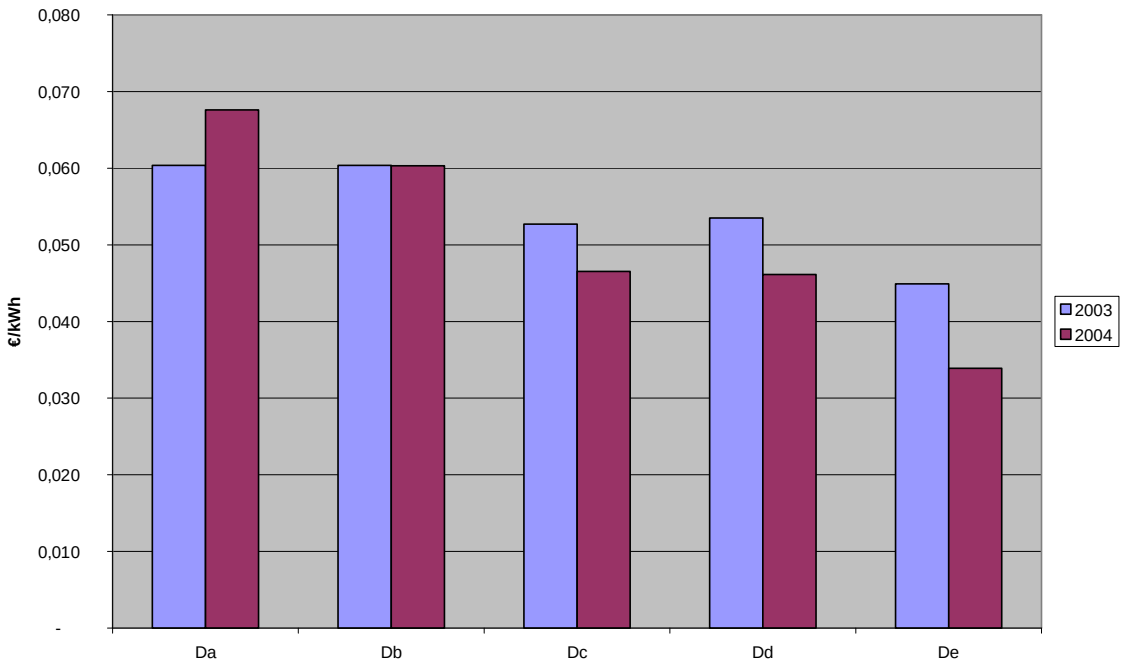


Figure 20 - IEH
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

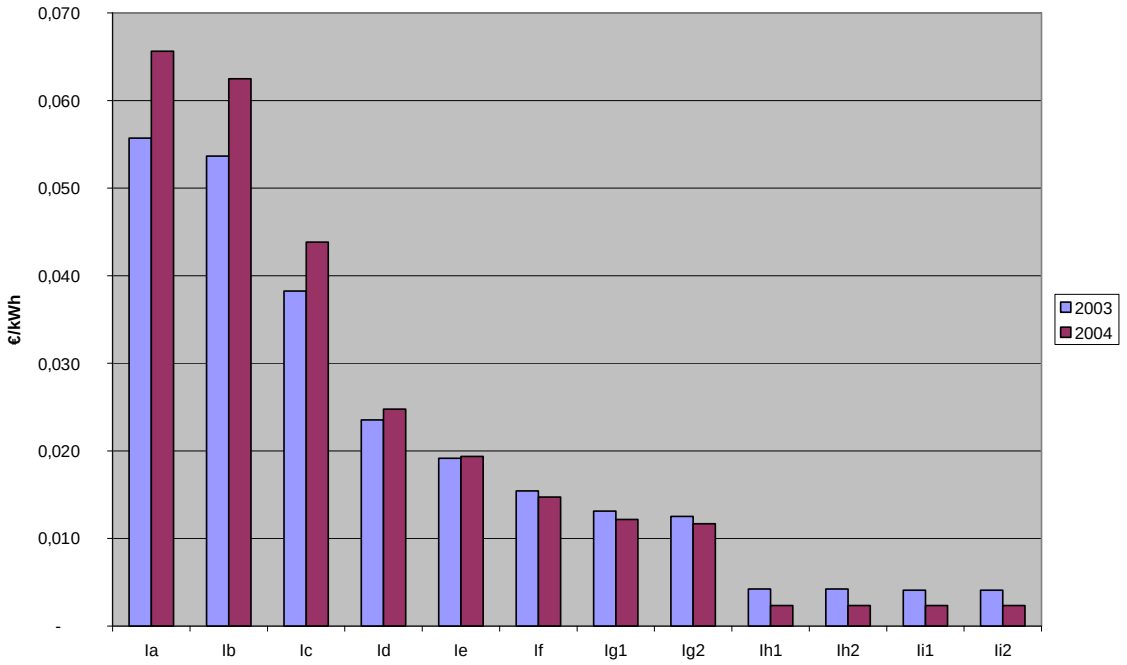


Figure 21 - IMEA
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

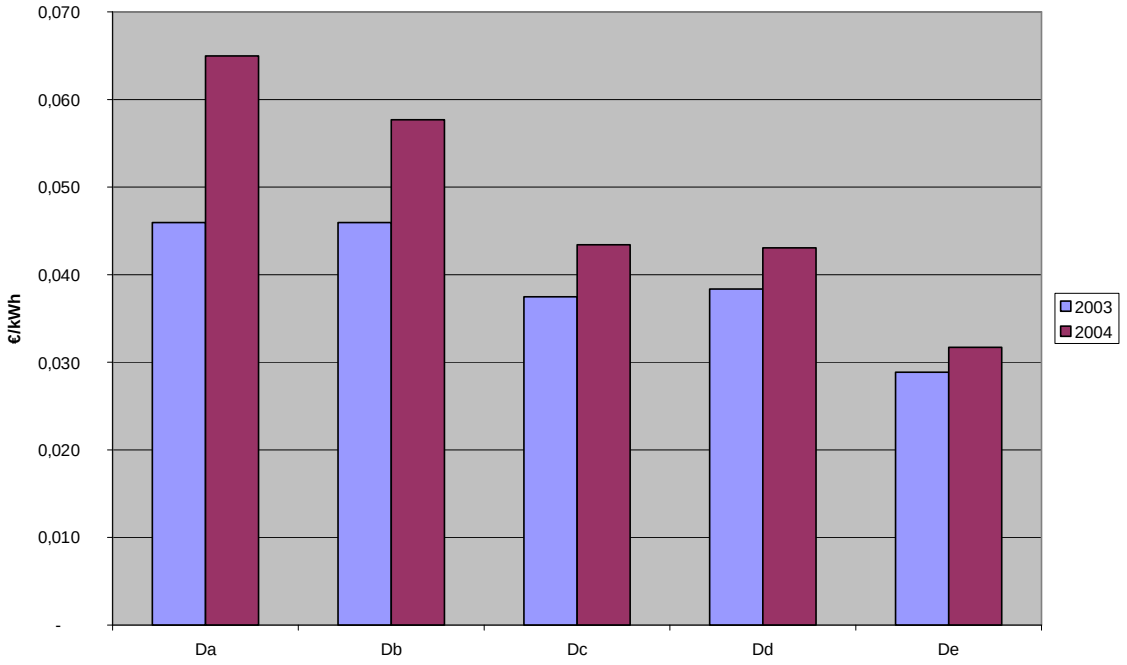


Figure 22 - IMEA
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

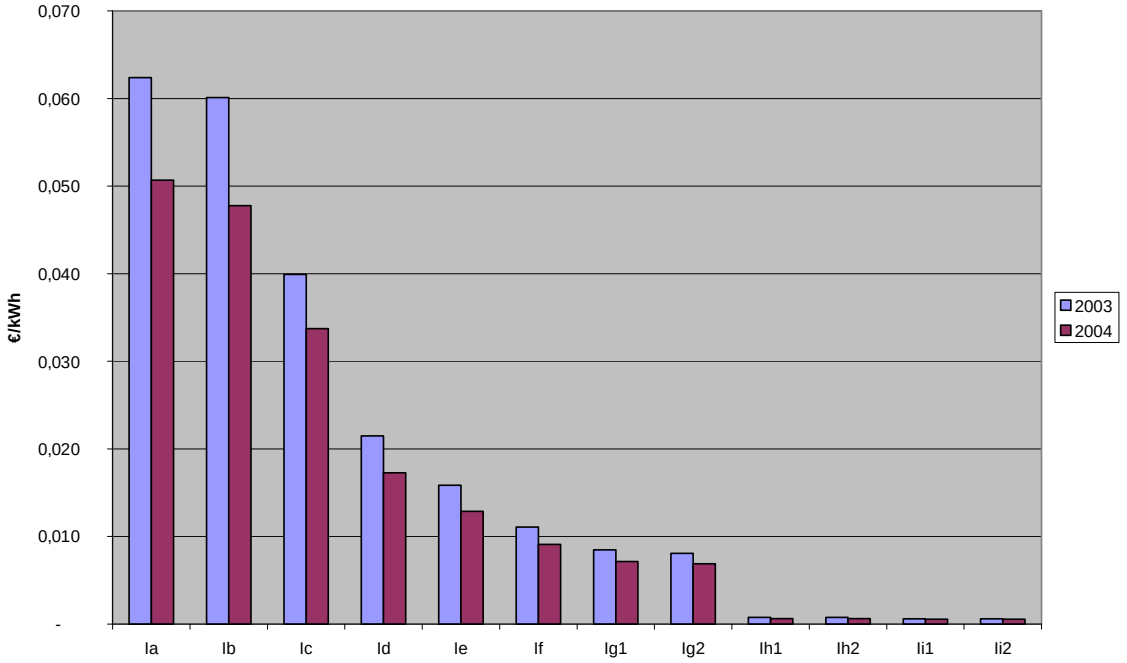


Figure 23 - IMEWO
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

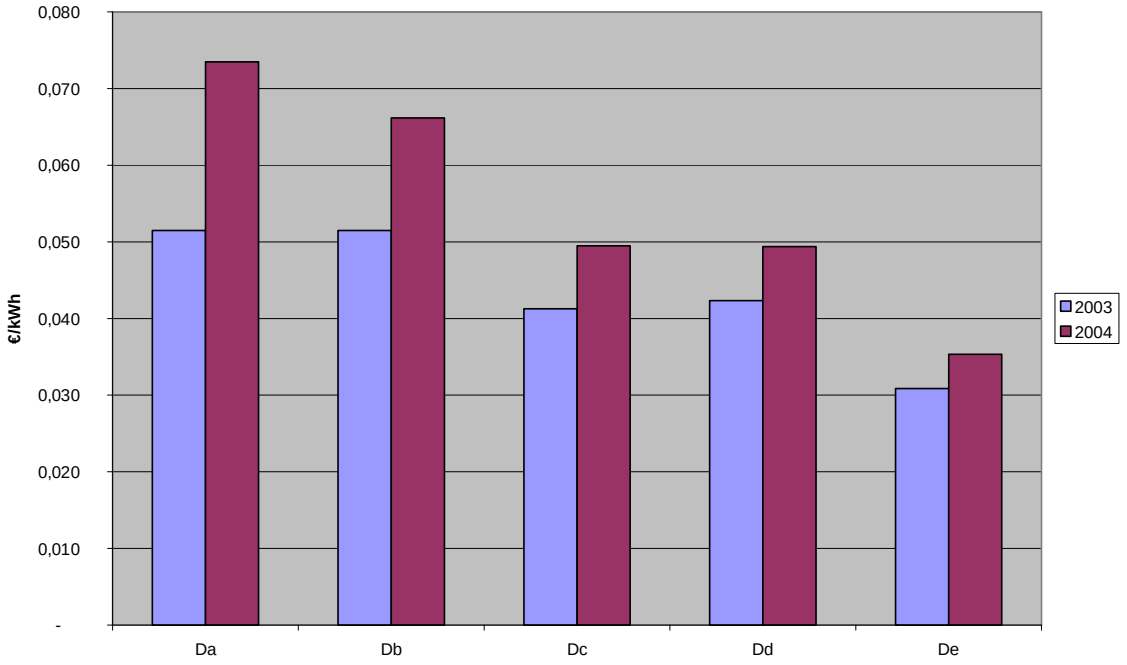


Figure 24 - IMEWO
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

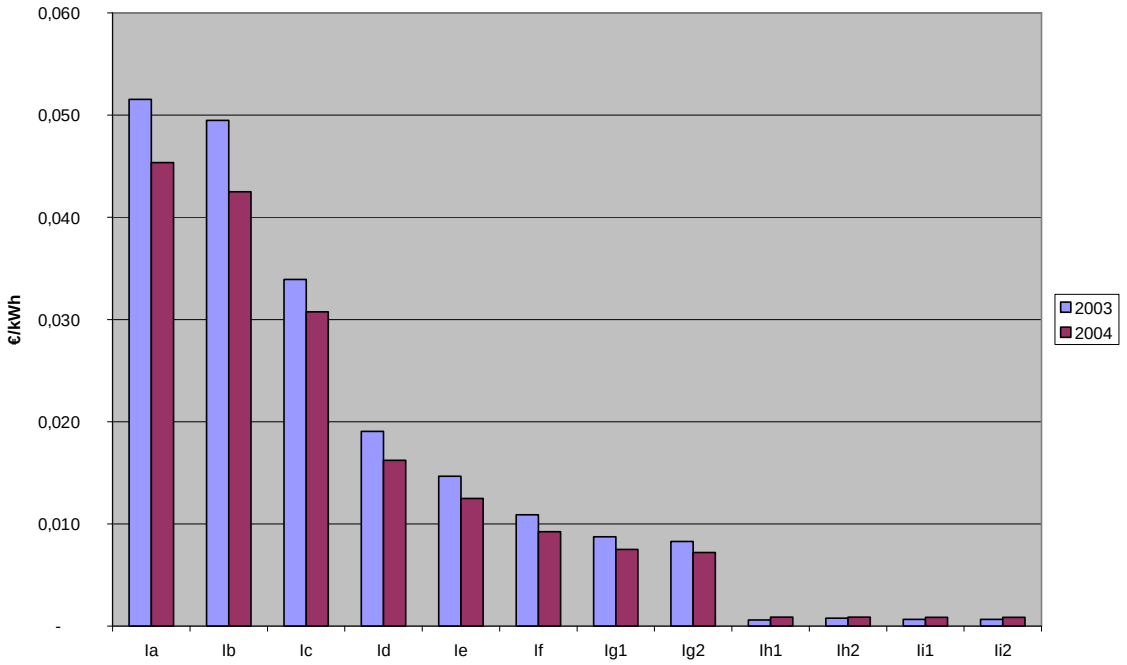


Figure 25 - INTERELECTRA
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

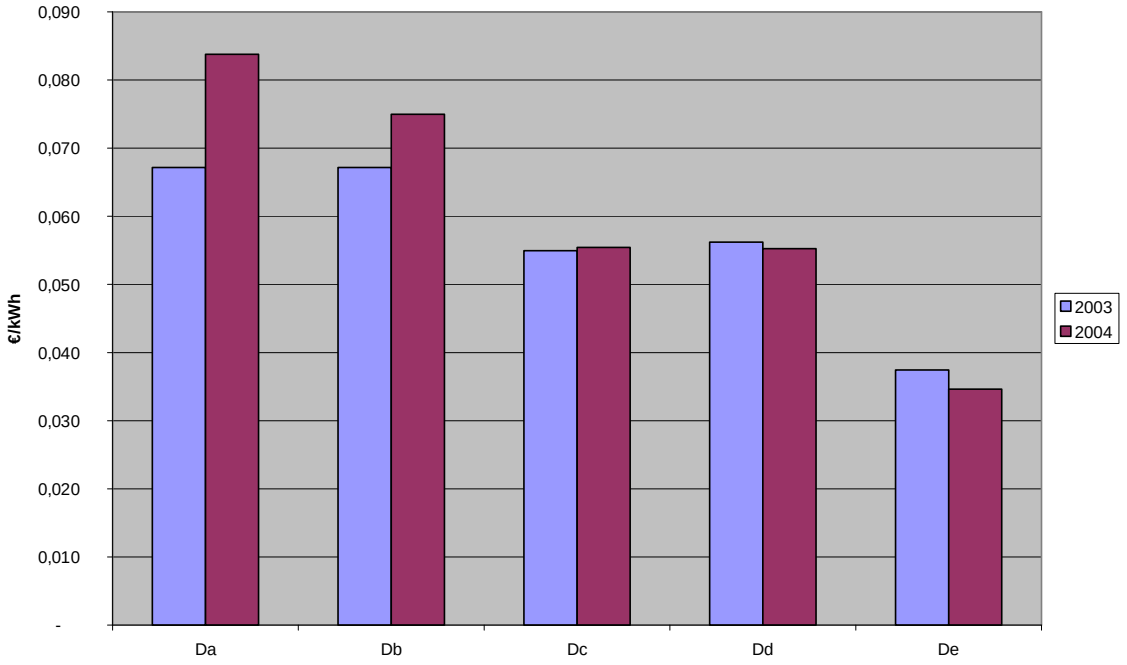


Figure26 - INTERELECTRA
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

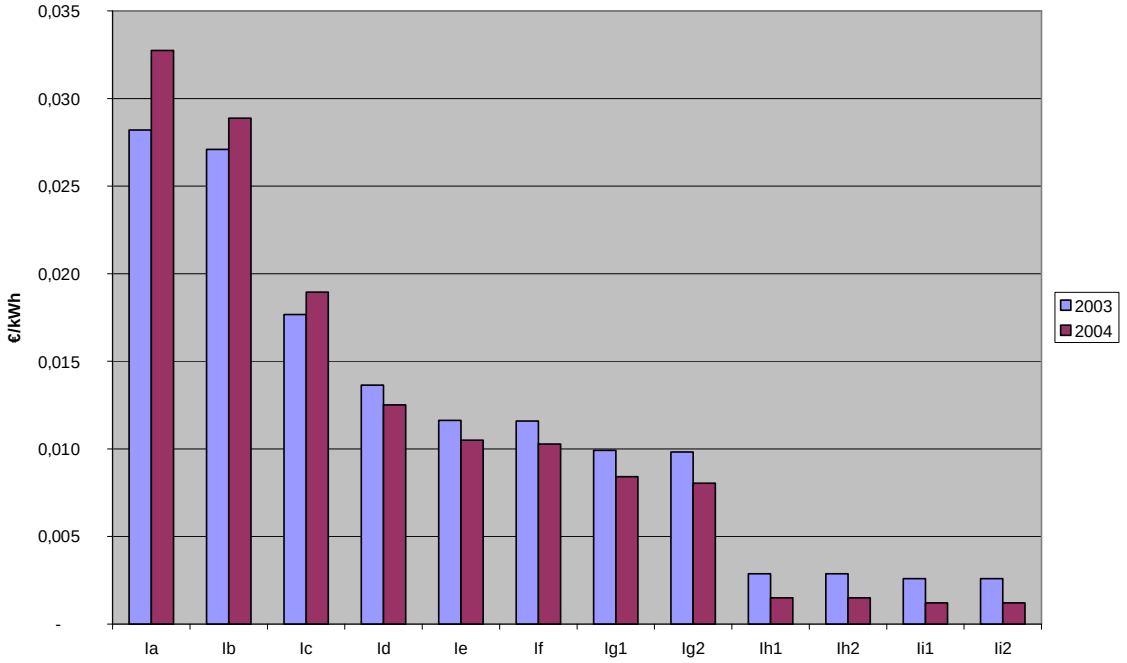


Figure 27 - INTEREST
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

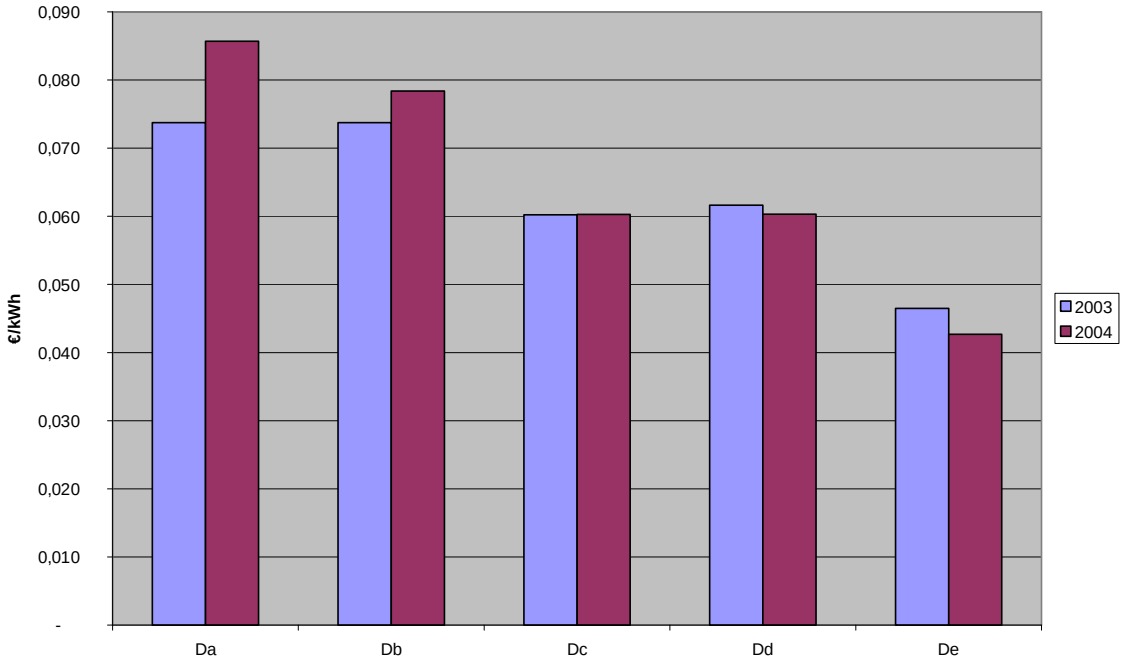


Figure 28 - INTEREST
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

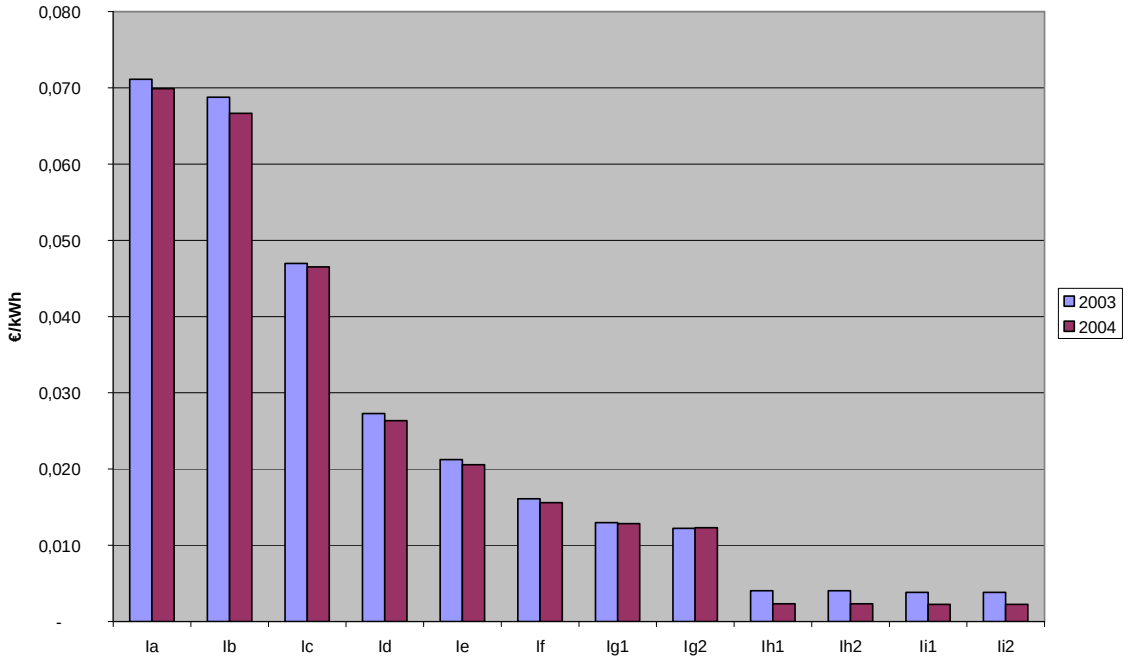


Figure 29 - INTERGEM
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

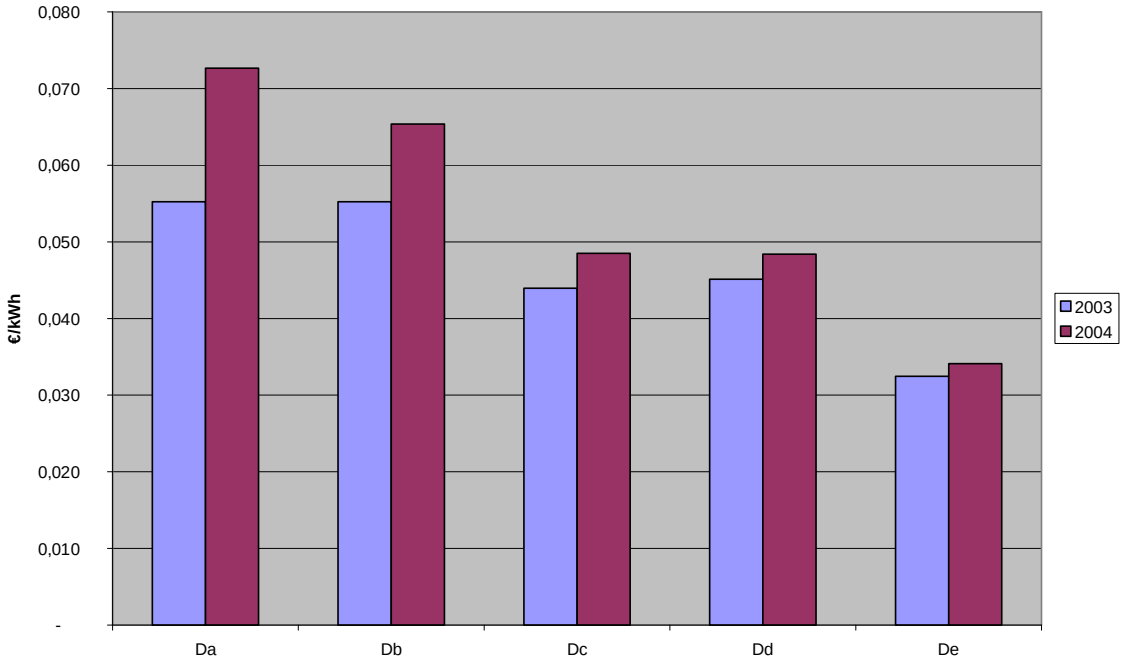


Figure 30 - INTERGEM
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

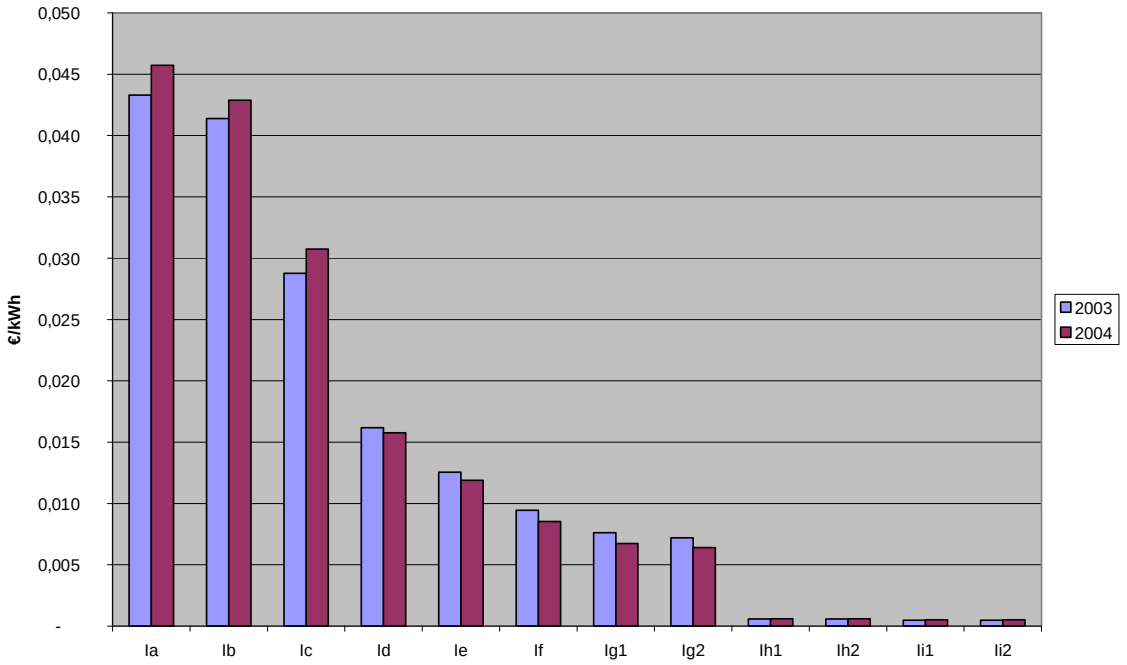


Figure 31 - INTERLUX
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

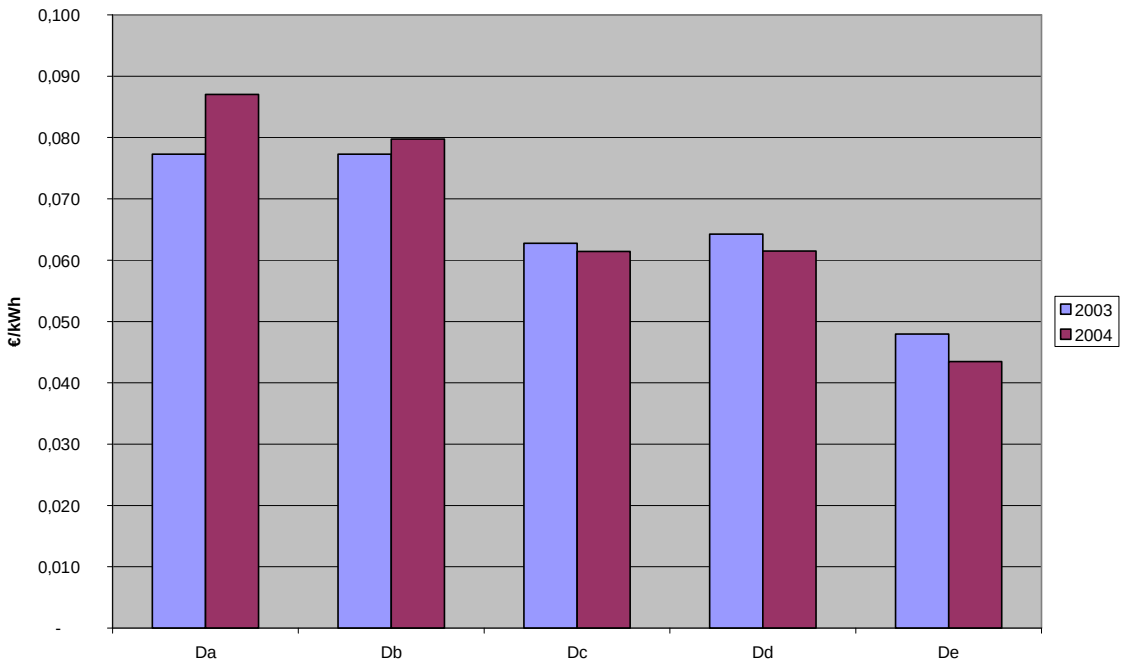


Figure32 - INTERLUX
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

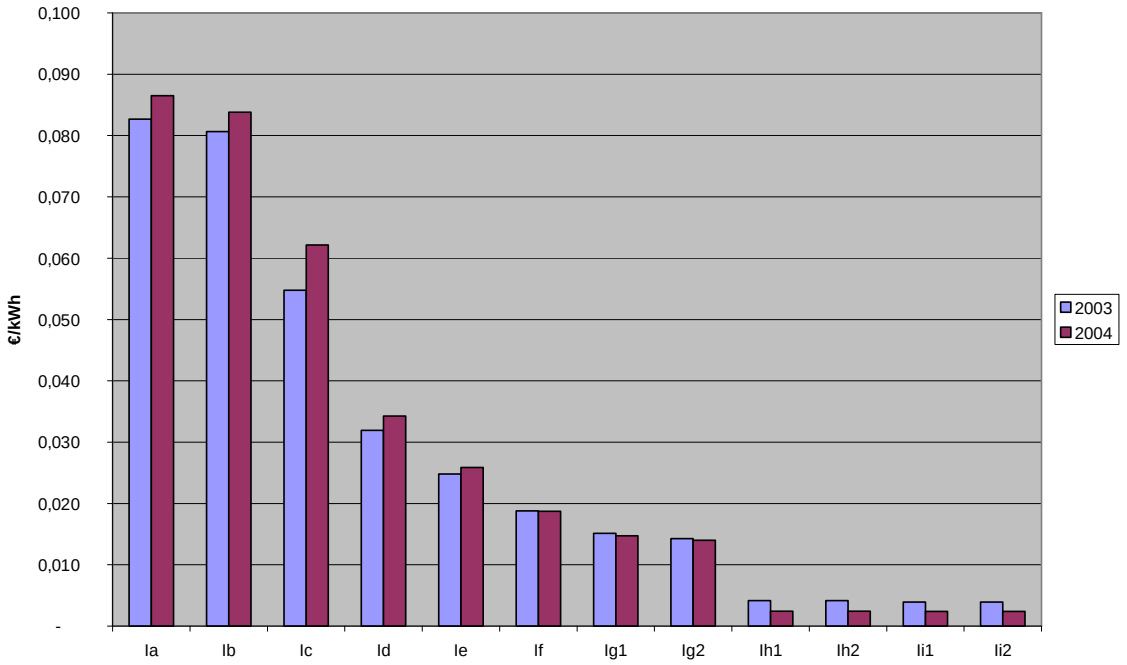


Figure 33 - INTERMOSANE
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

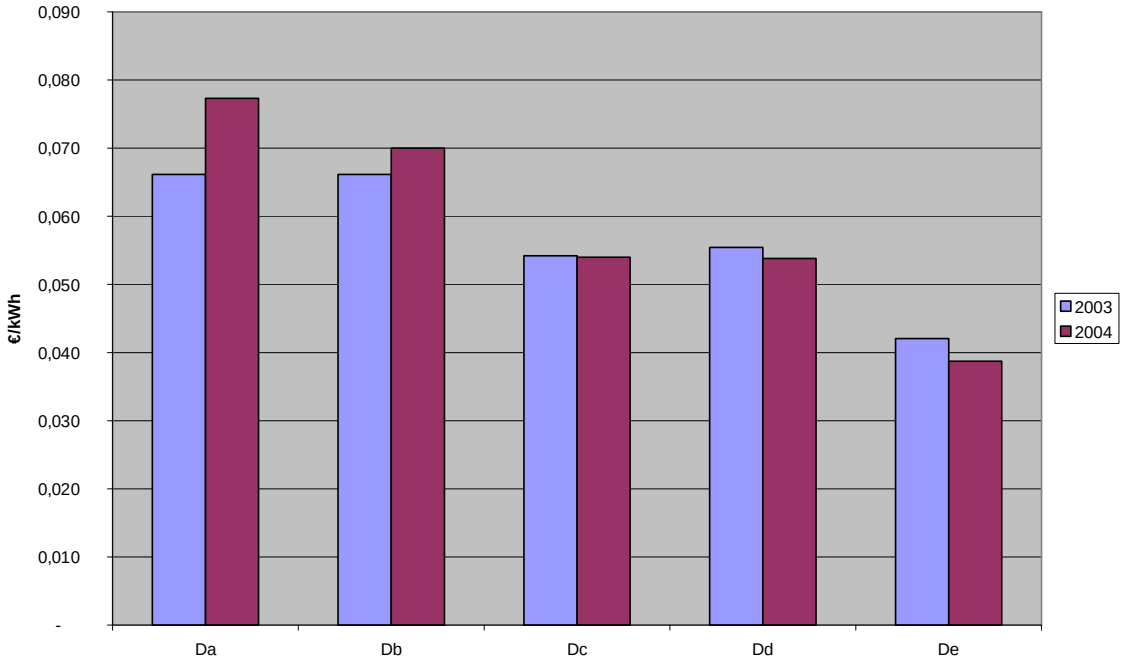


Figure 34 - INTERMOSANE
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

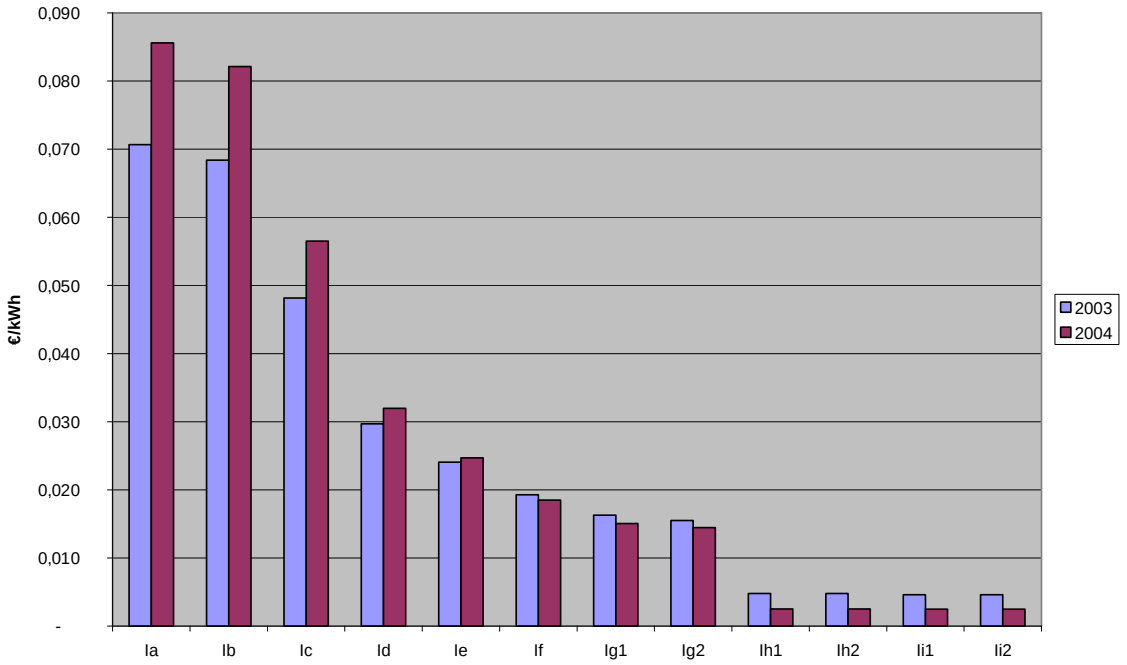


Figure35 - INTERMOSANE Vlaanderen
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

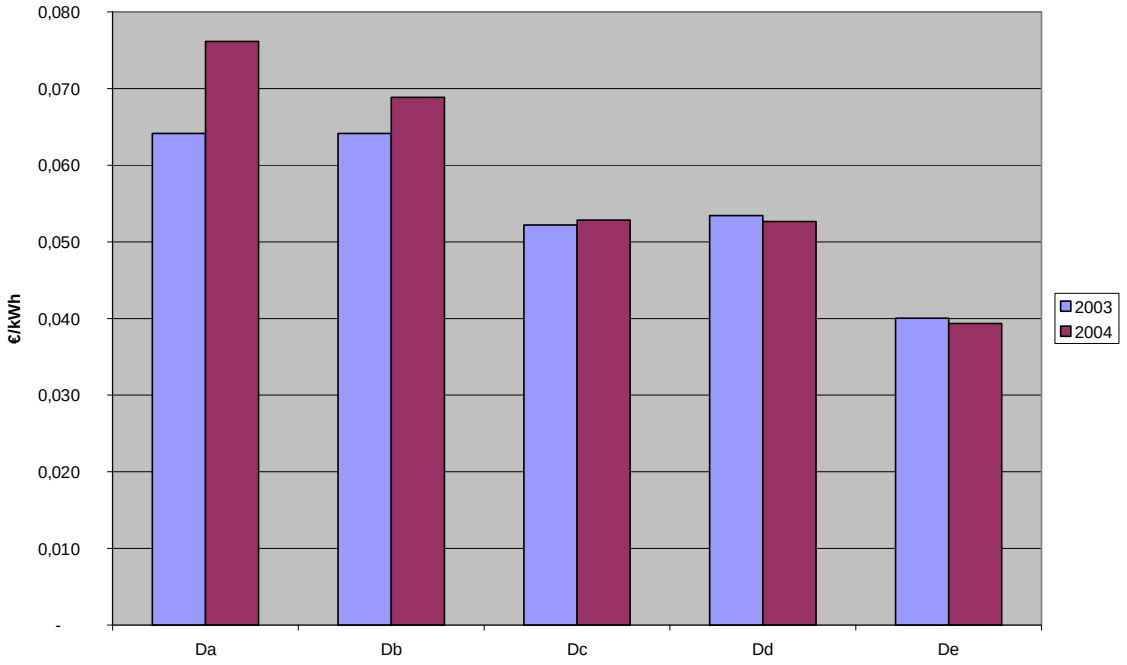


Figure 36 - INTERMOSANE Vlaanderen
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

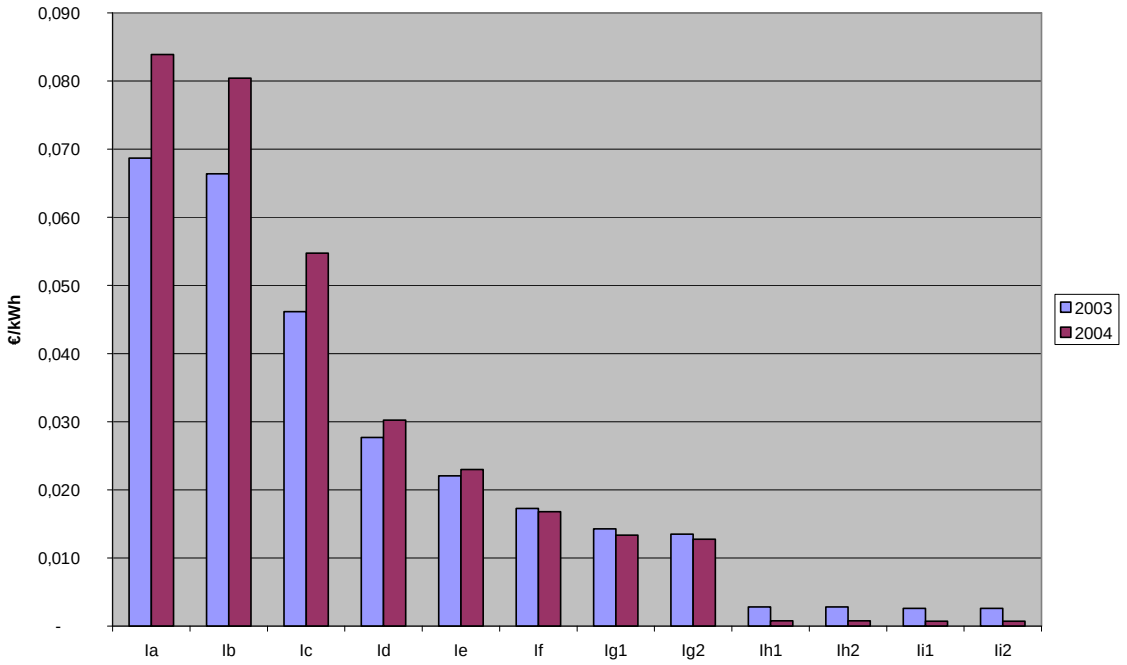


Figure 37 - IVEG
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

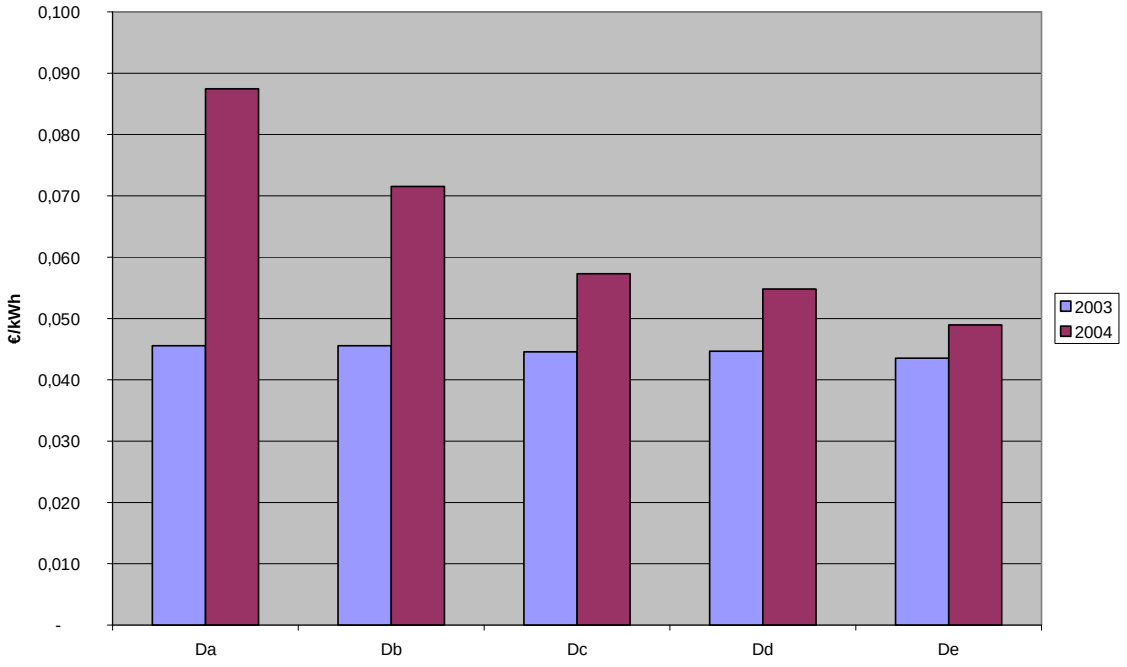


Figure 38 - IVEG
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

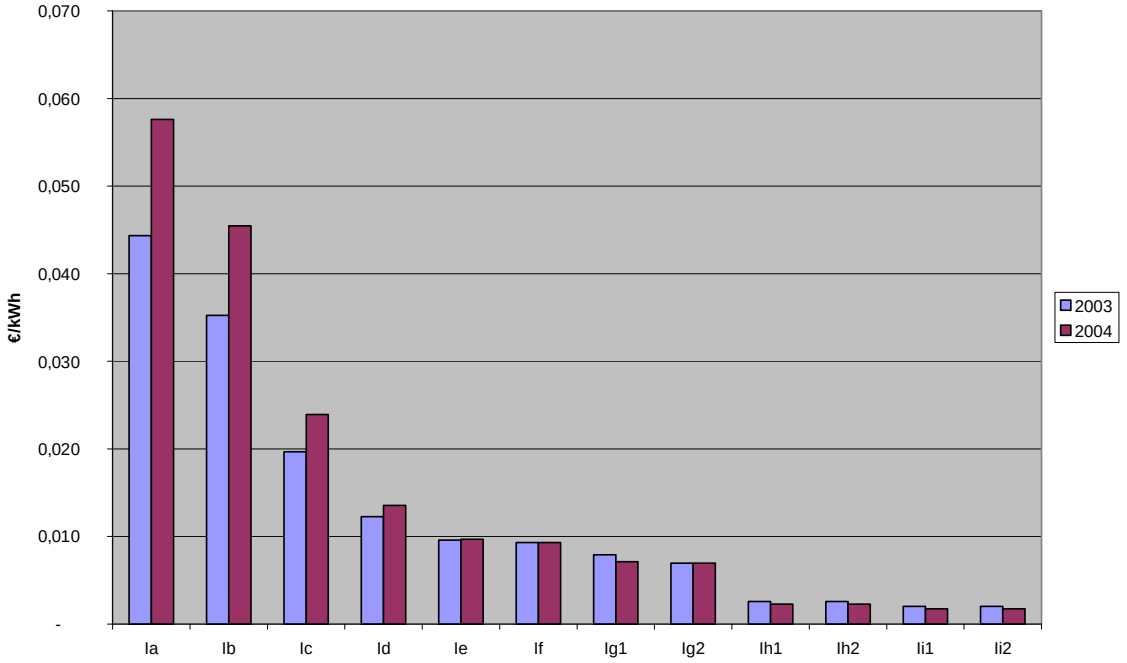


Figure 39 - IVEKA
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

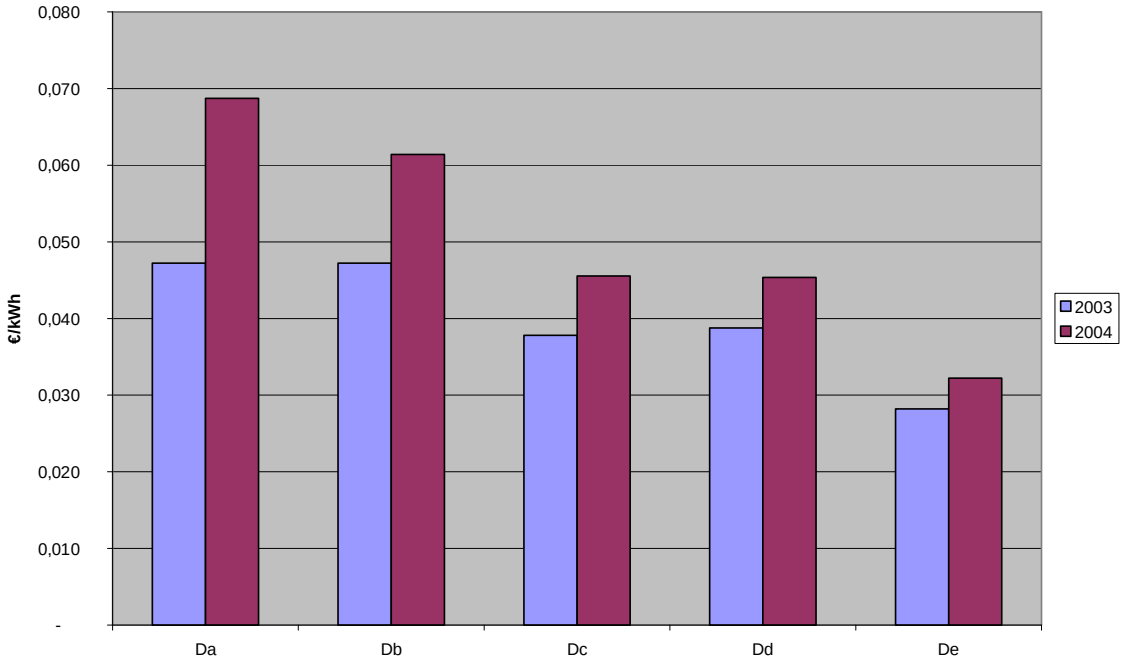


Figure 40 - IVEKA
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

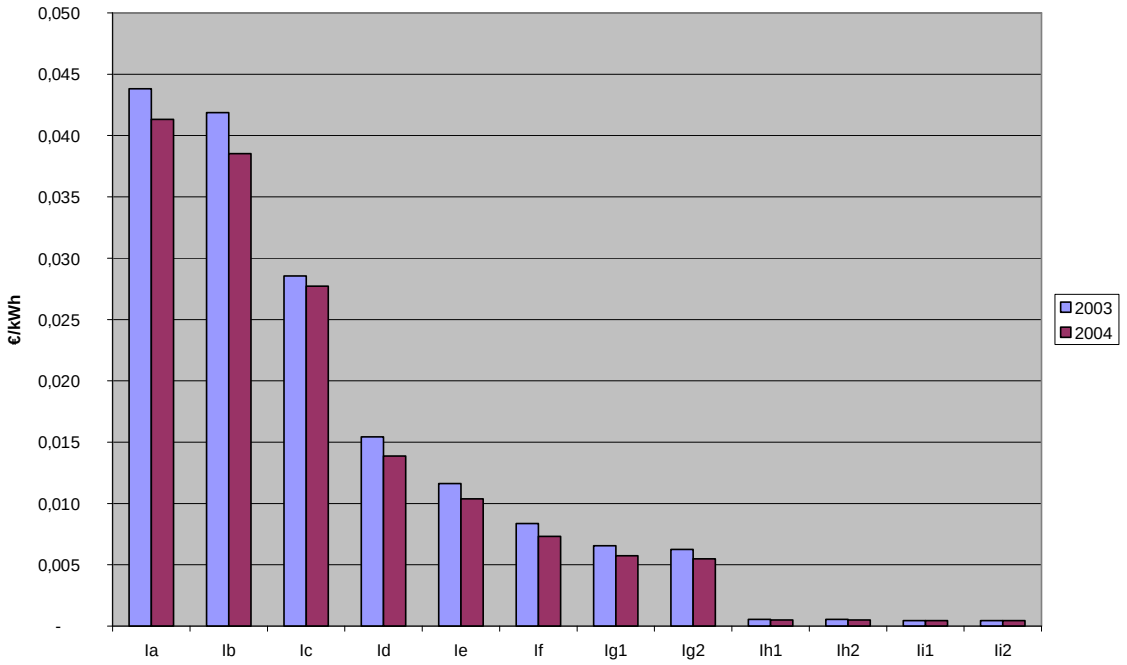


Figure 41 - IVERLEK
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

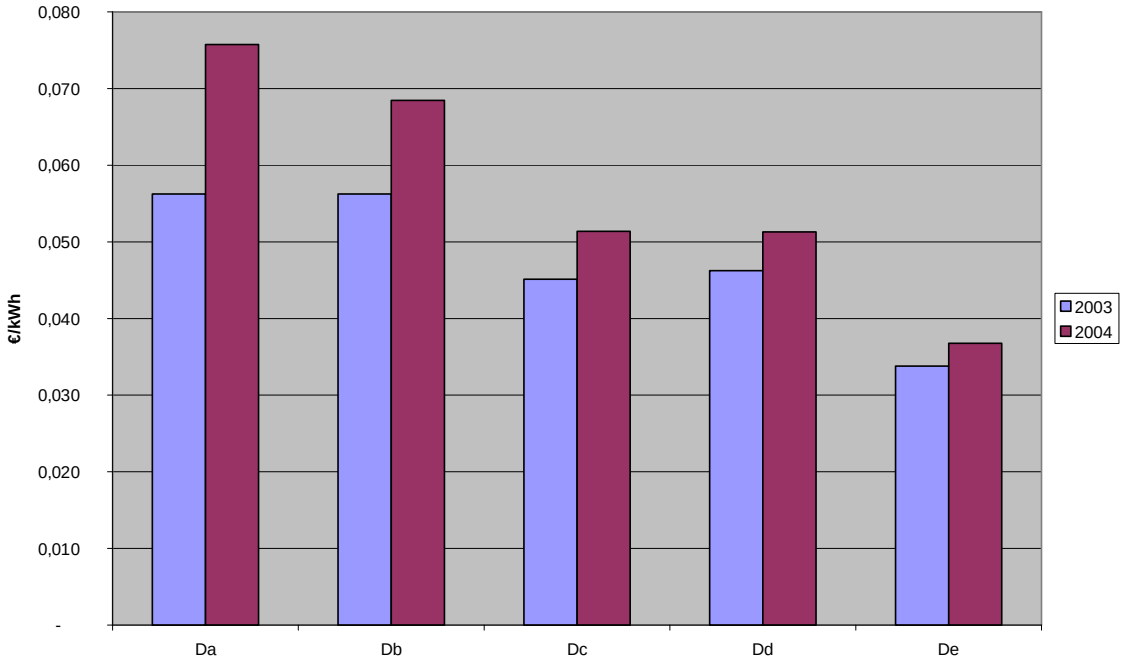


Figure 42 - IVERLEK
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

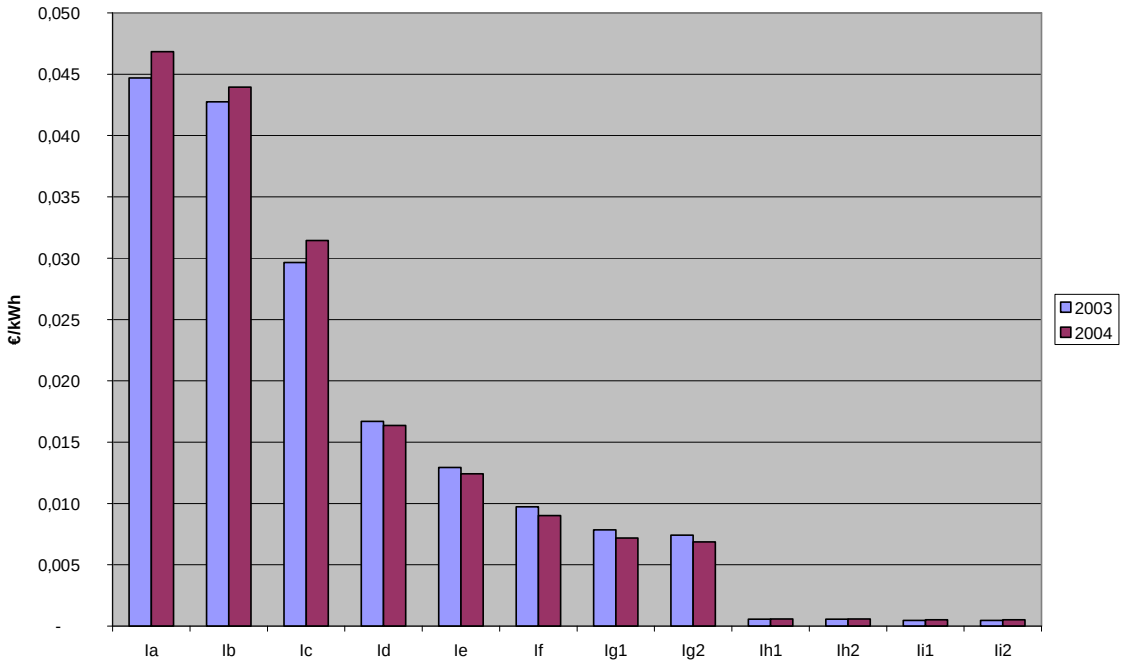


Figure 43 - PBE
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

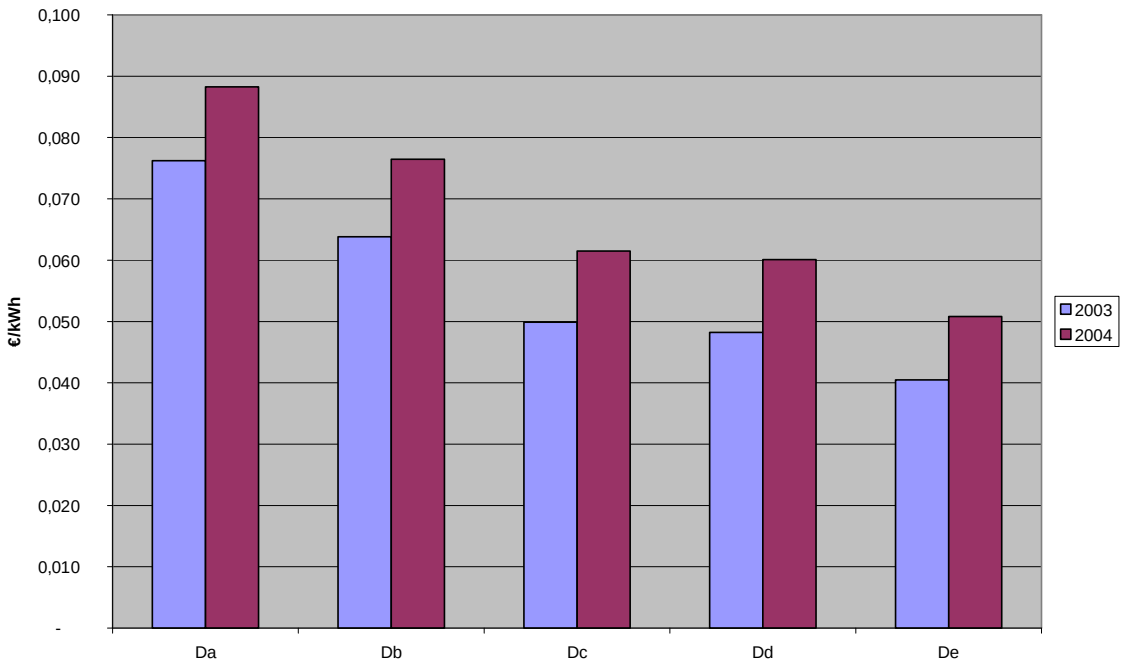


Figure 44 - PBE
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

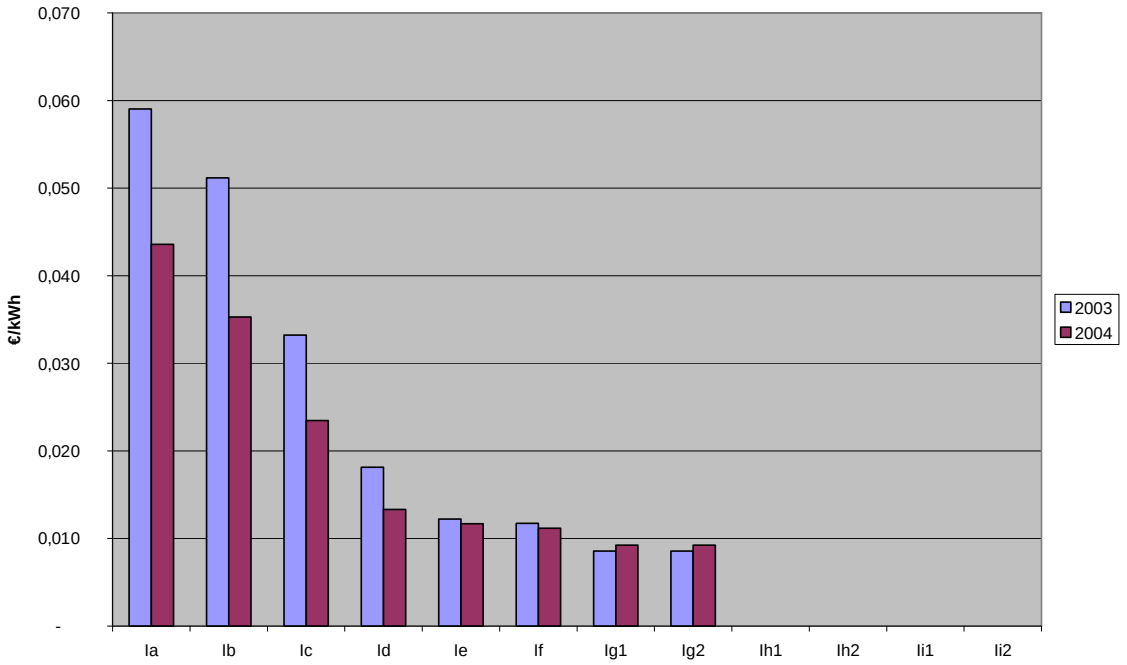


Figure 45 - PBE Wallonië
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

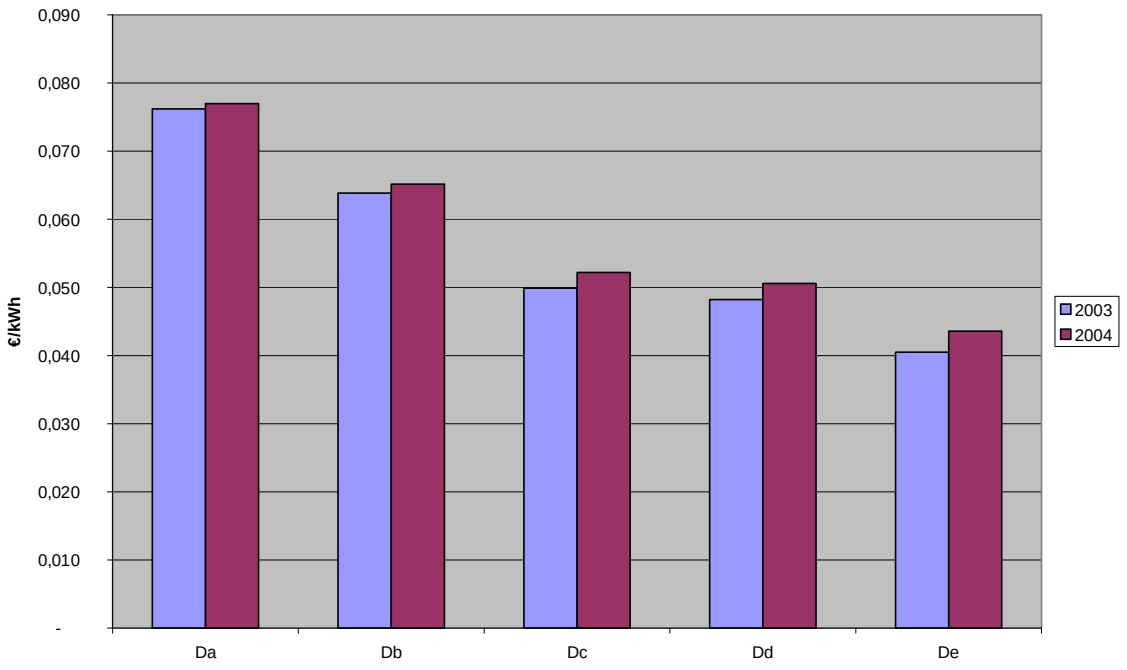


Figure 46 - PBE Wallonië
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

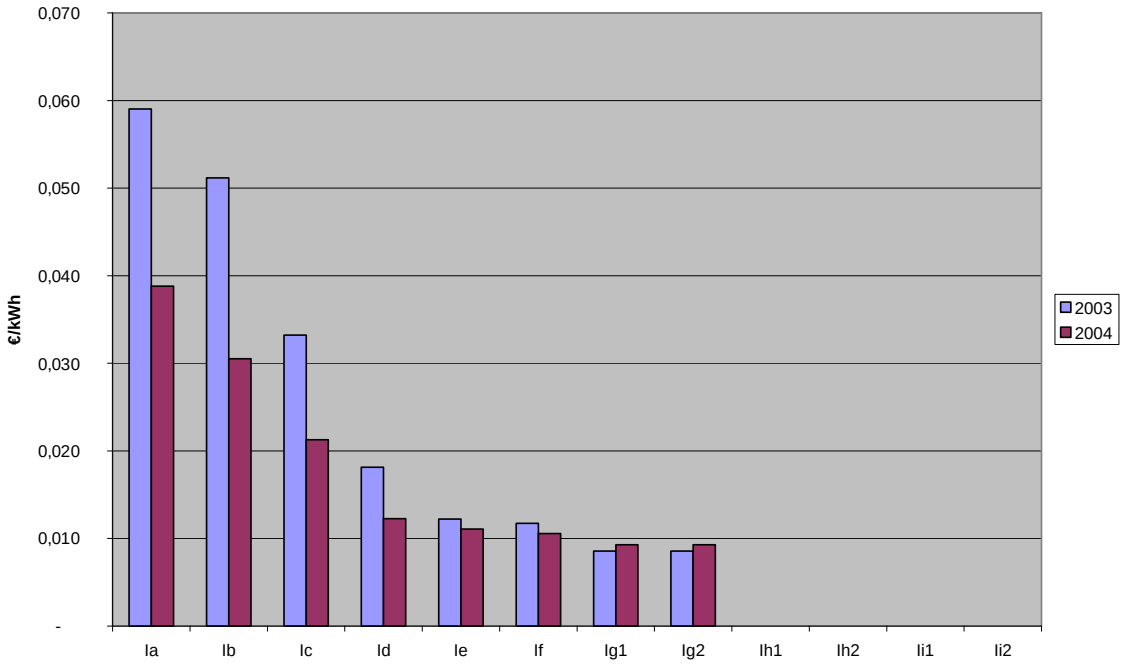


Figure 47 - SEDILEC
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

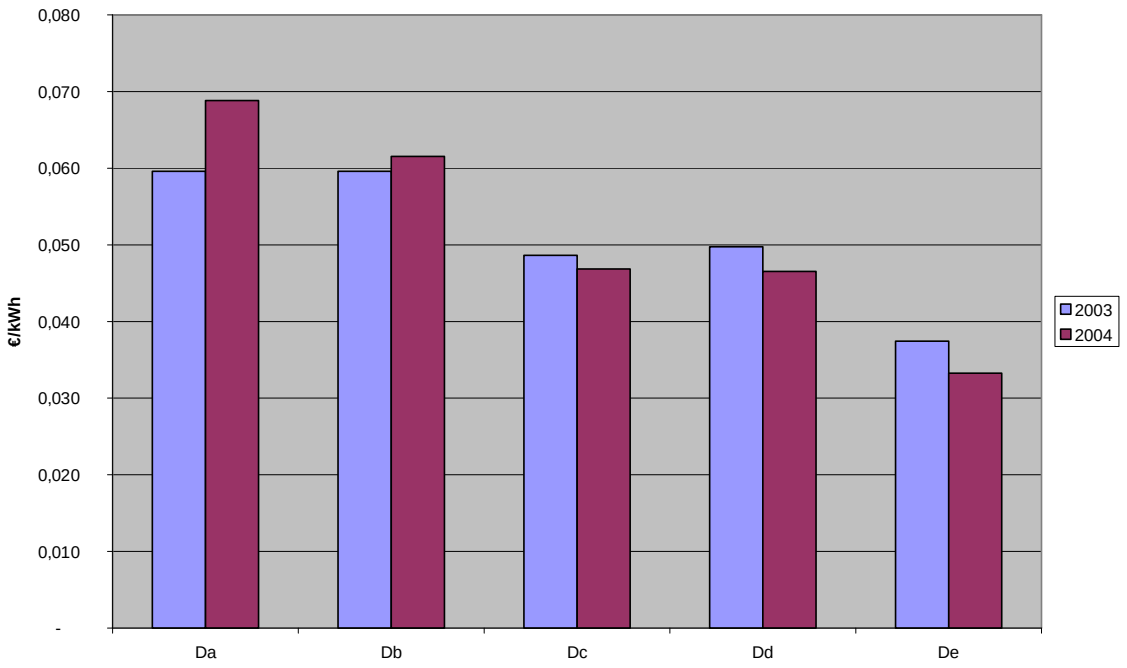


Figure 48 - SEDILEC
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

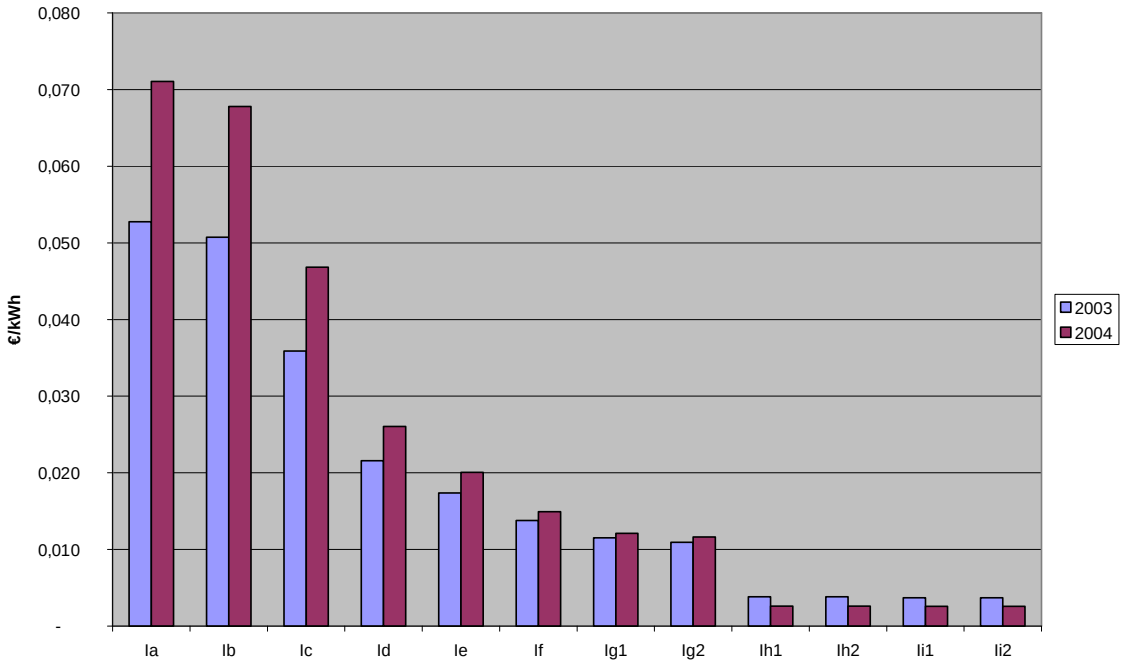


Figure 49 - SIBELGA
Tarifs du réseau de distribution clients types résidentiels

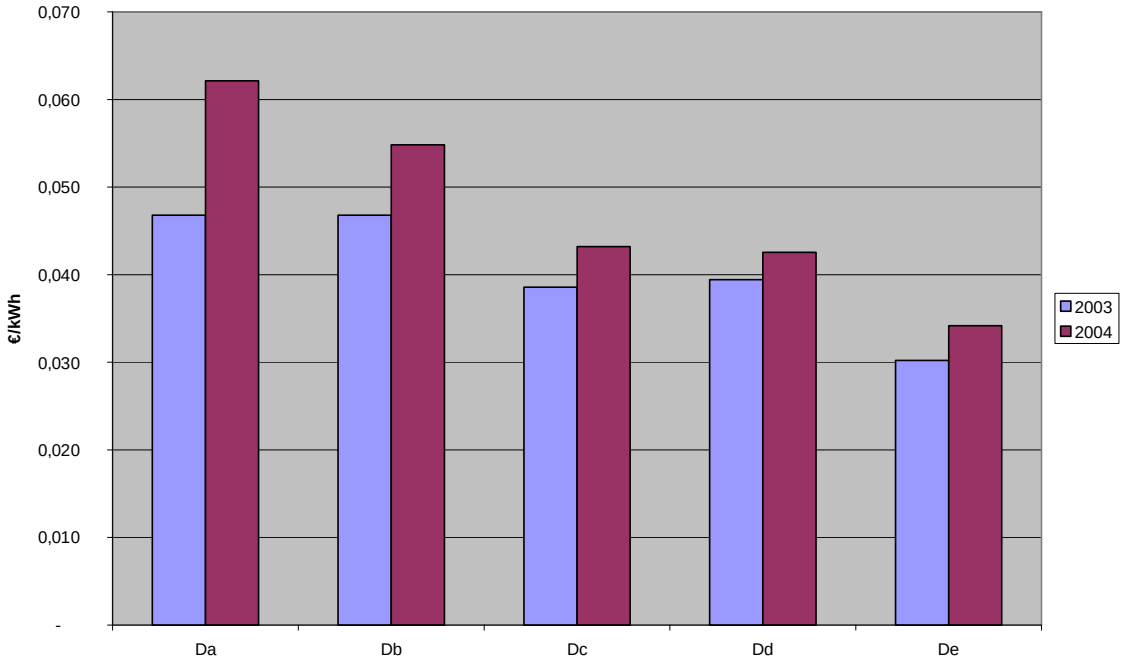


Figure 50 - SIBELGA
Tarifs du réseau de distribution clients types industriels

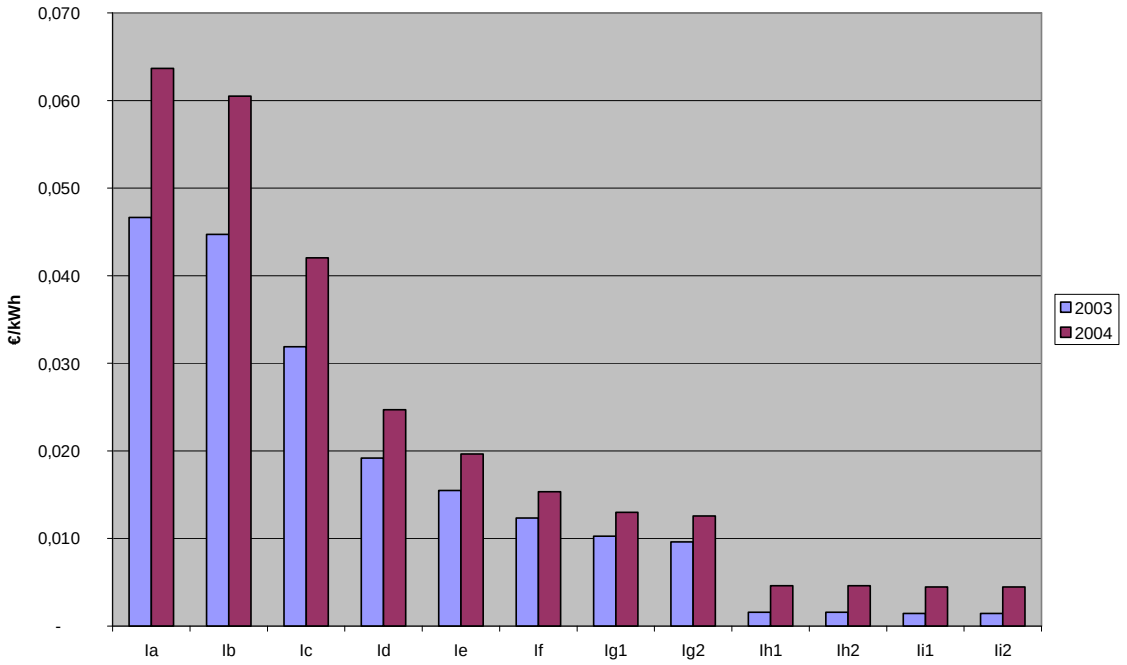


Figure 51 - SIBELGAS NOORD
Clients types résidentiels

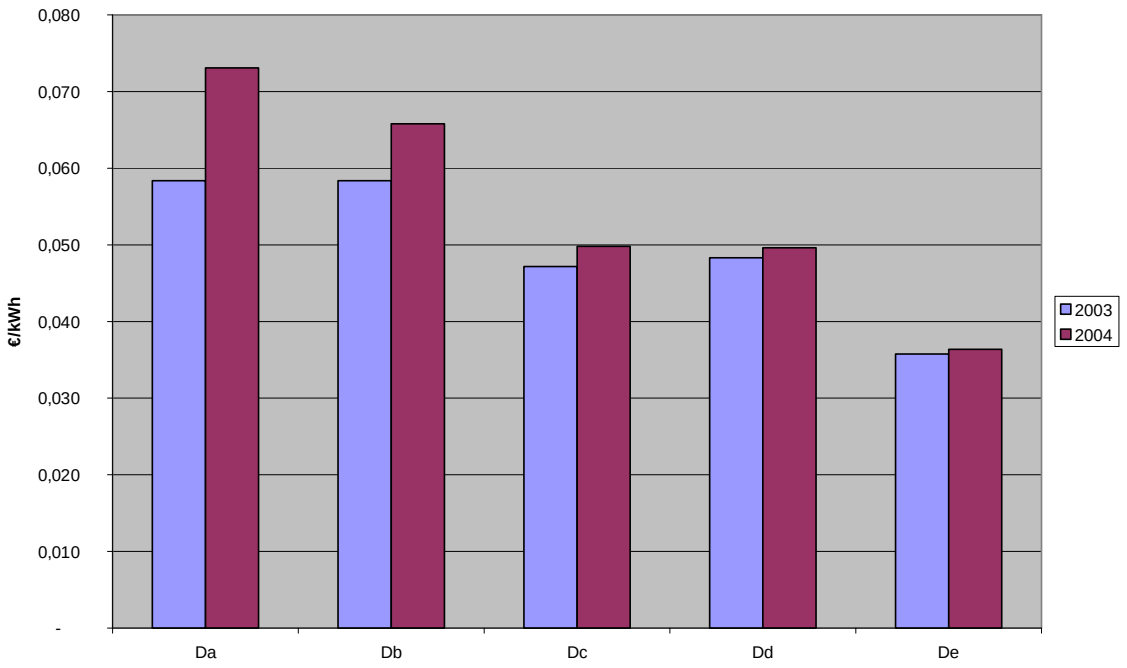


Figure 52 - SIBELGAS NOORD
Clients types industriels

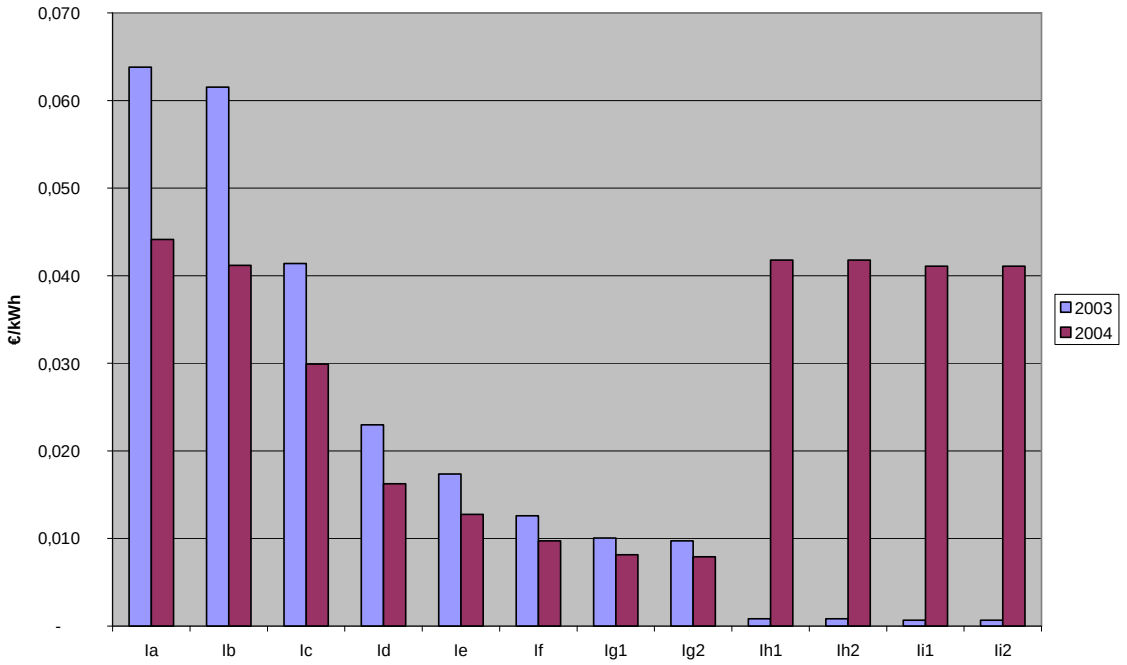


Figure 53 - SIMOGEL
Clients types résidentiels

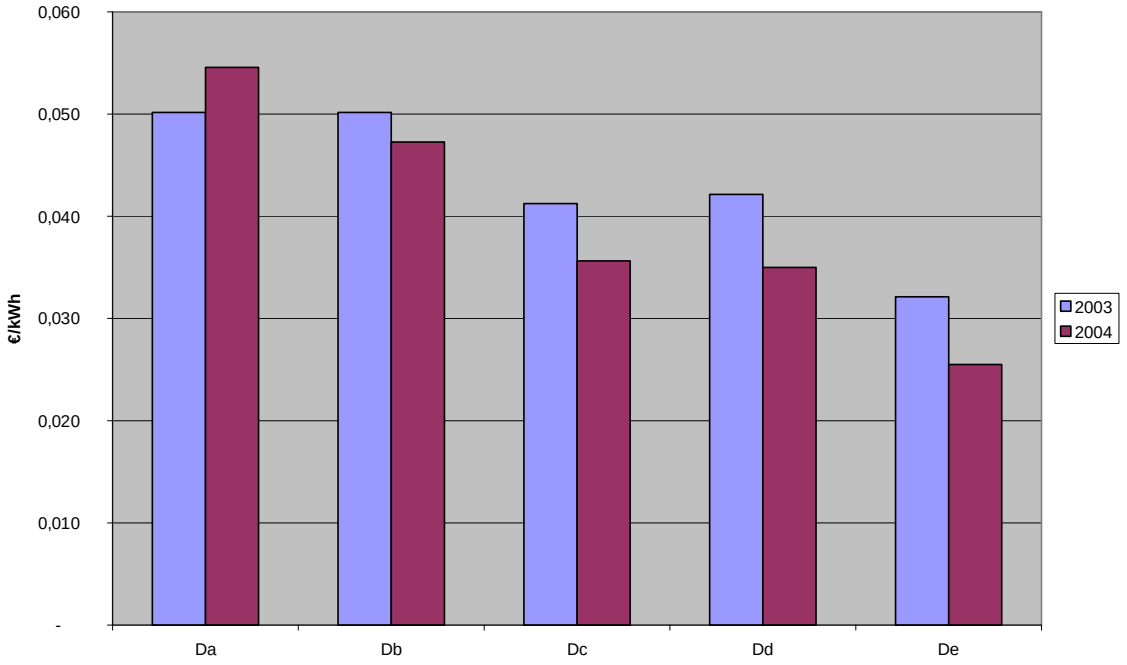


Figure 54 - SIMOGEL
Clients types industriels

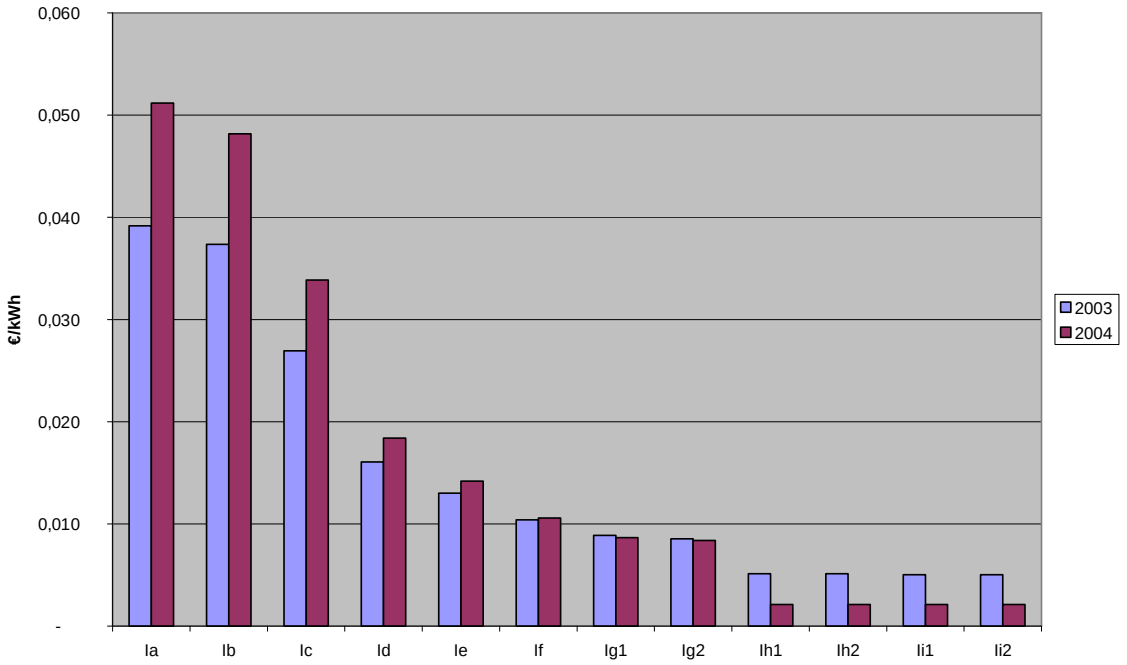


Figure 55 - WAVRE
Clients types résidentiels

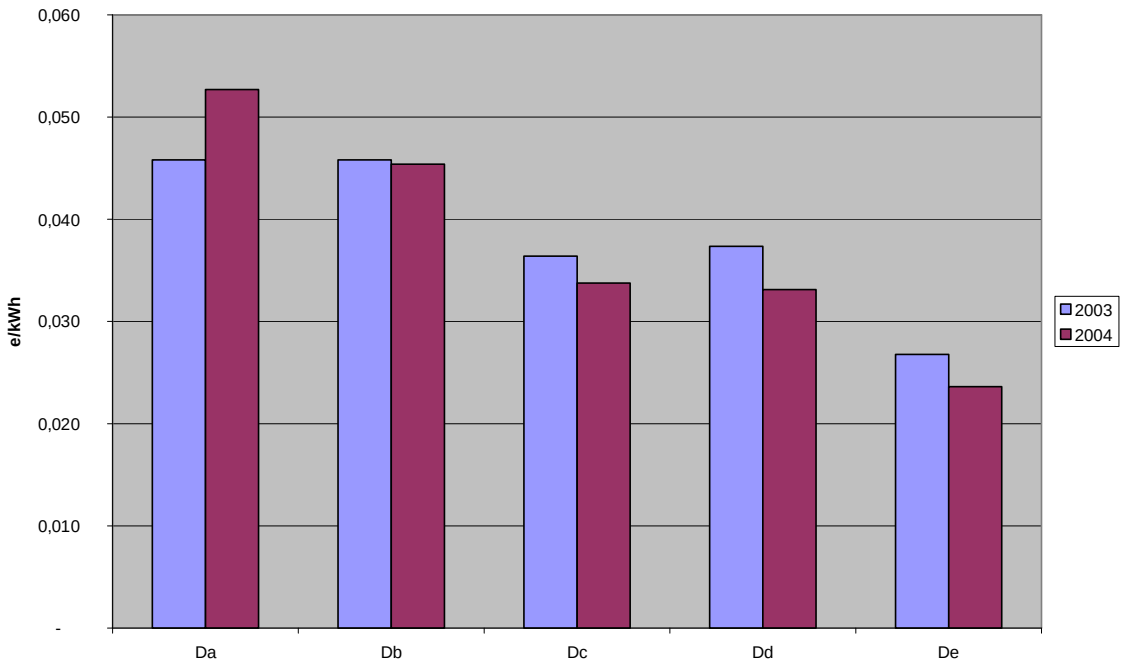


Figure 56 - WAVRE
Clients types industriels

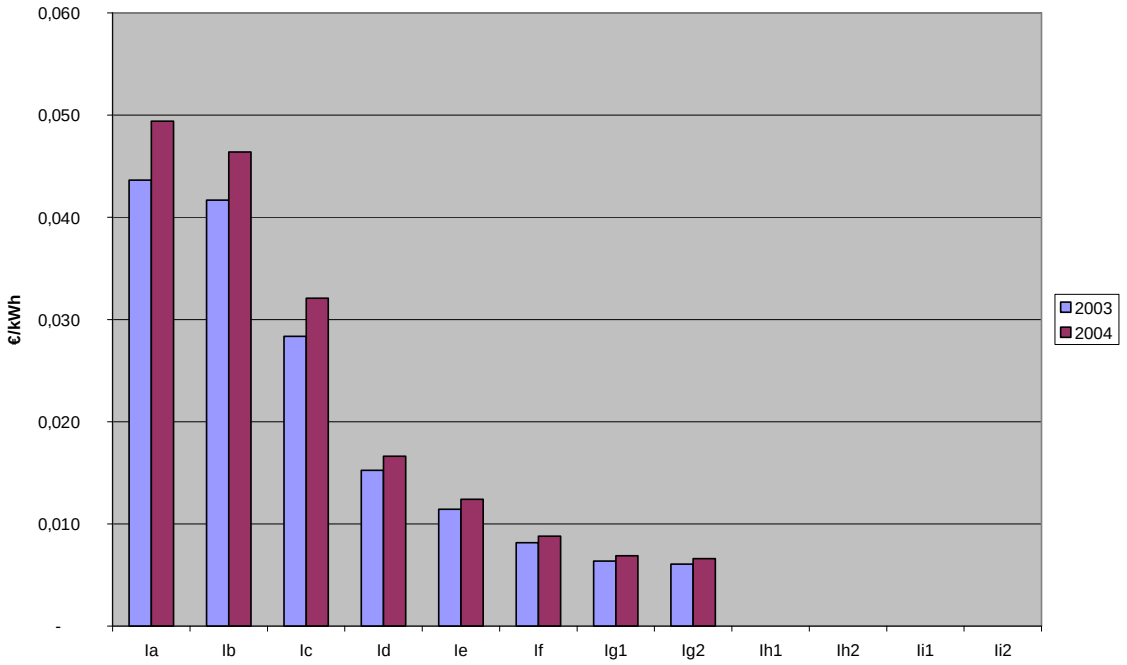


Figure 57 - WVEM
Clients types résidentiels

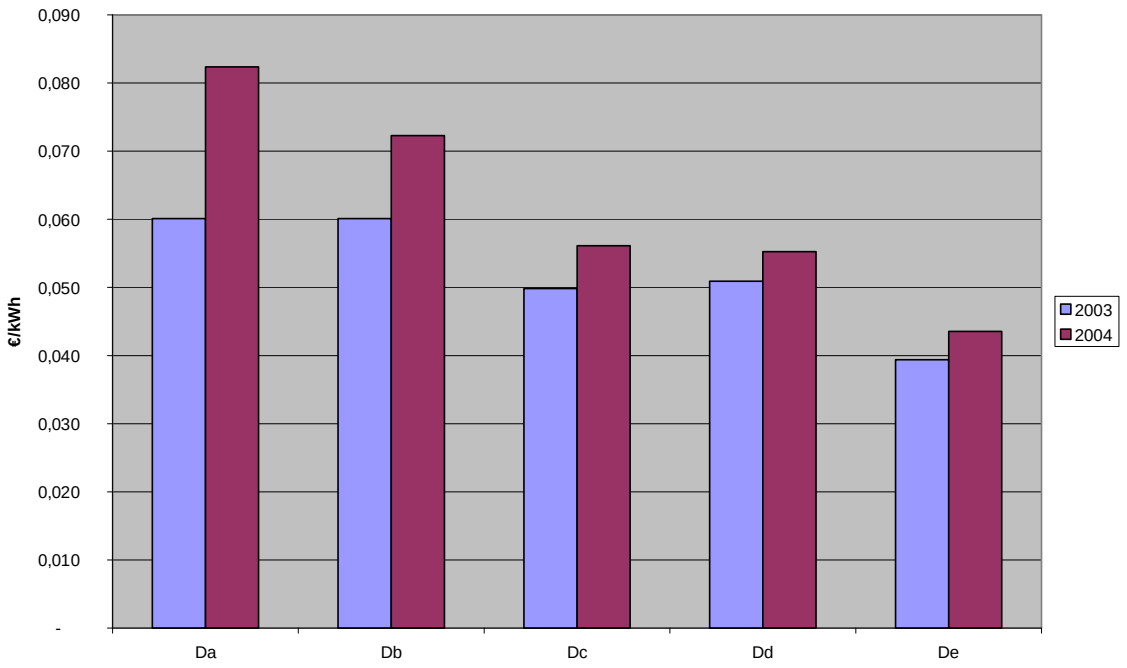


Figure 58 - WVEM
Clients types industriels

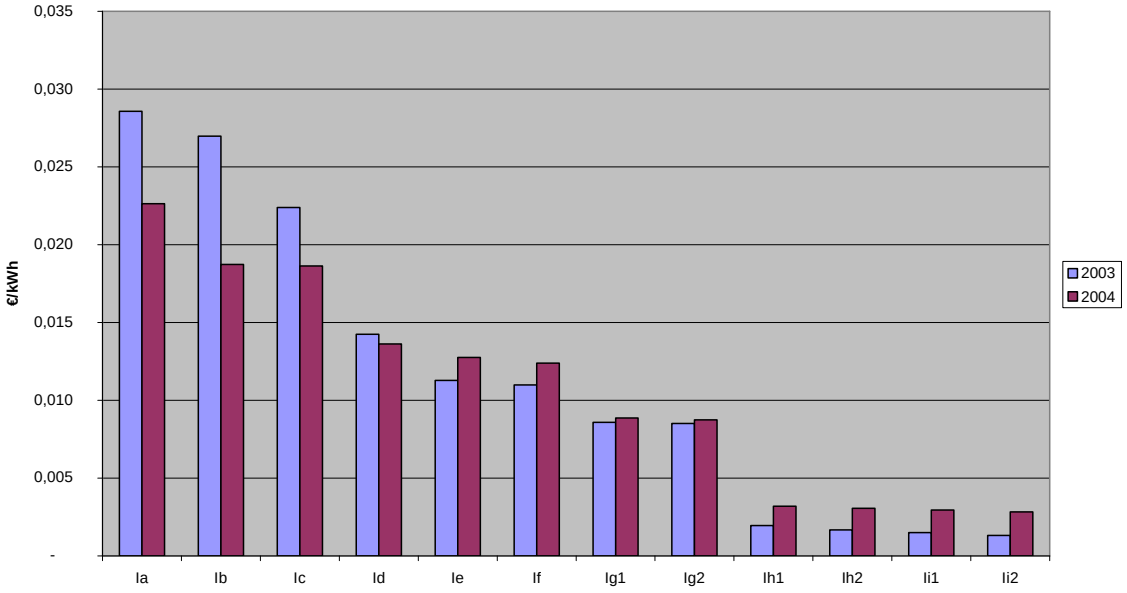


Figure 59 – Client type Da chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

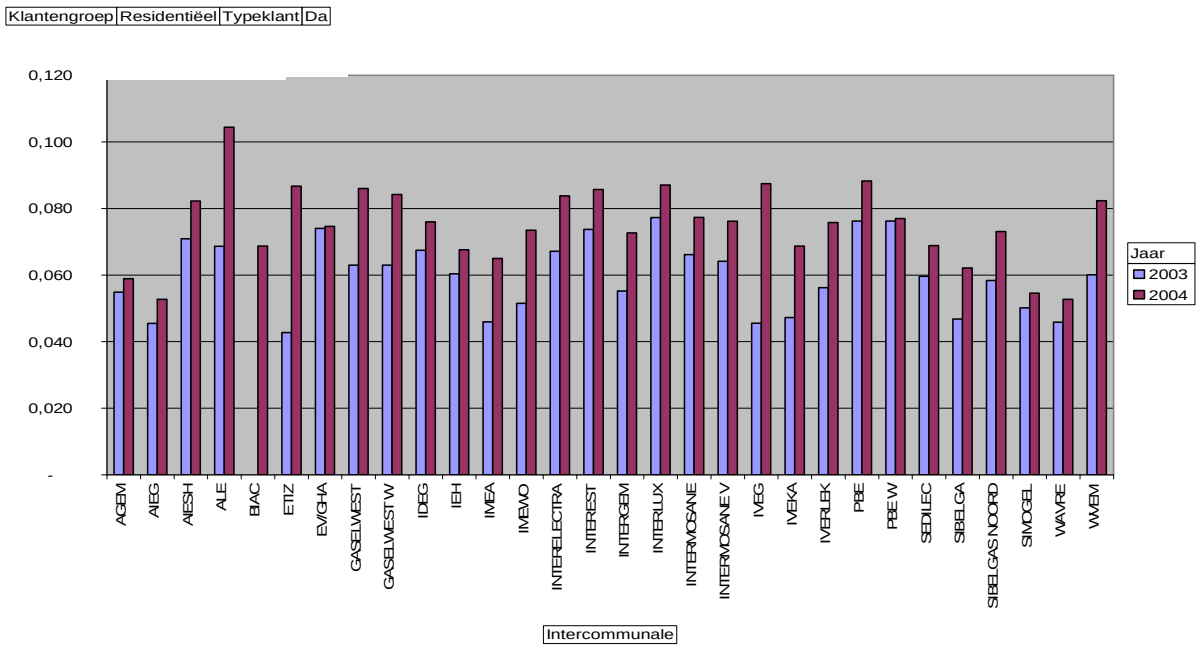


Figure 60 - Client type Db chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

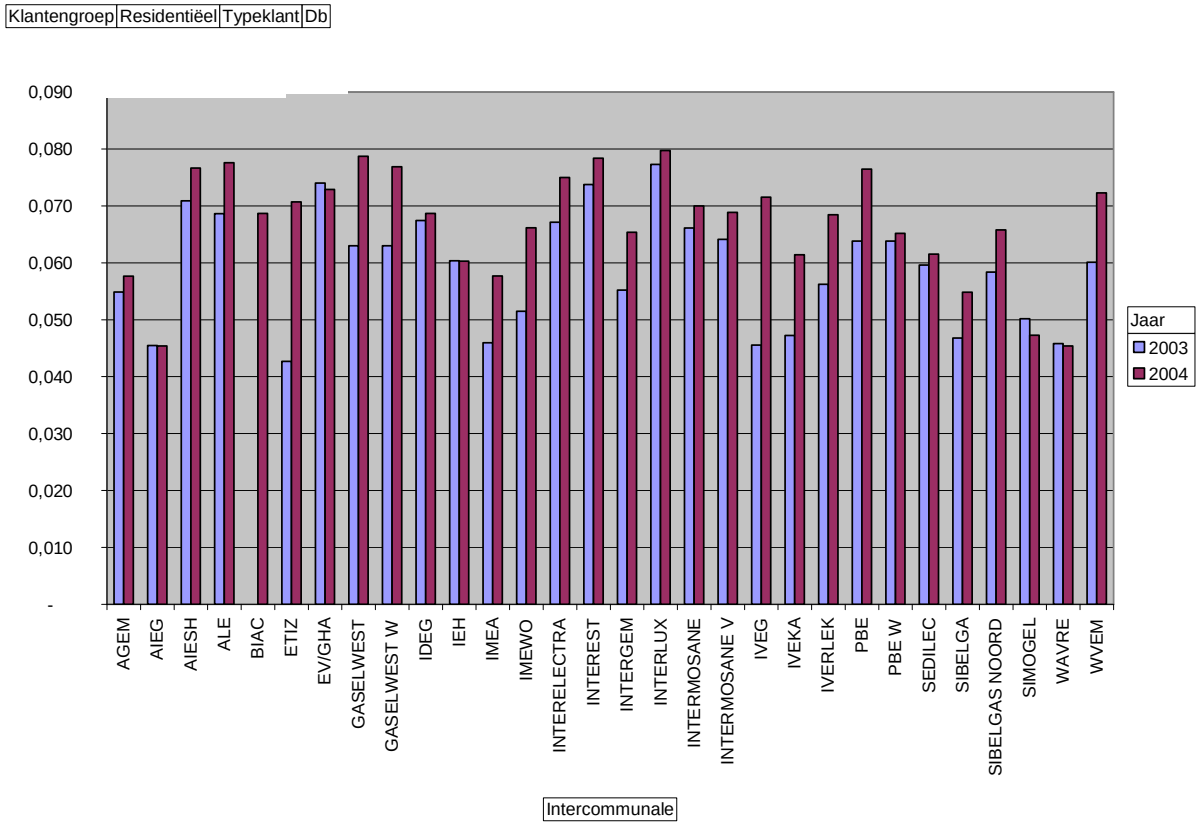


Figure 61 – Client type Dc chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

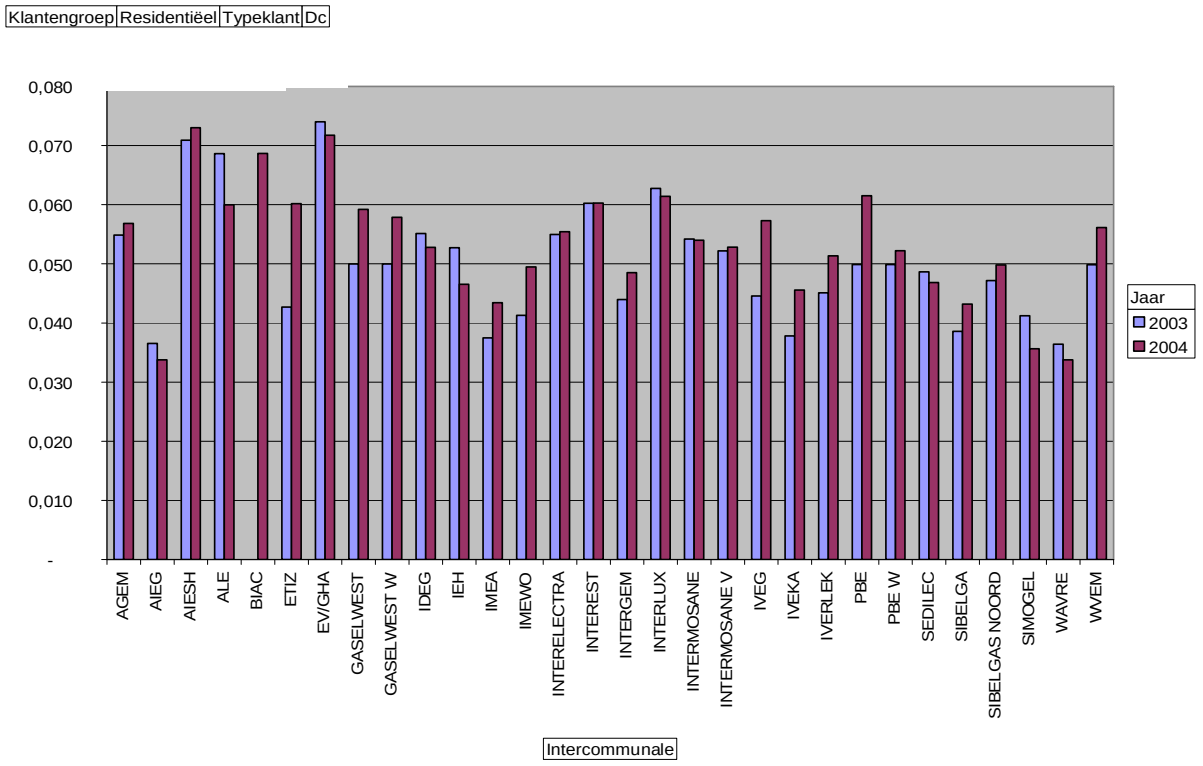


Figure 62 – Client type Dd chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

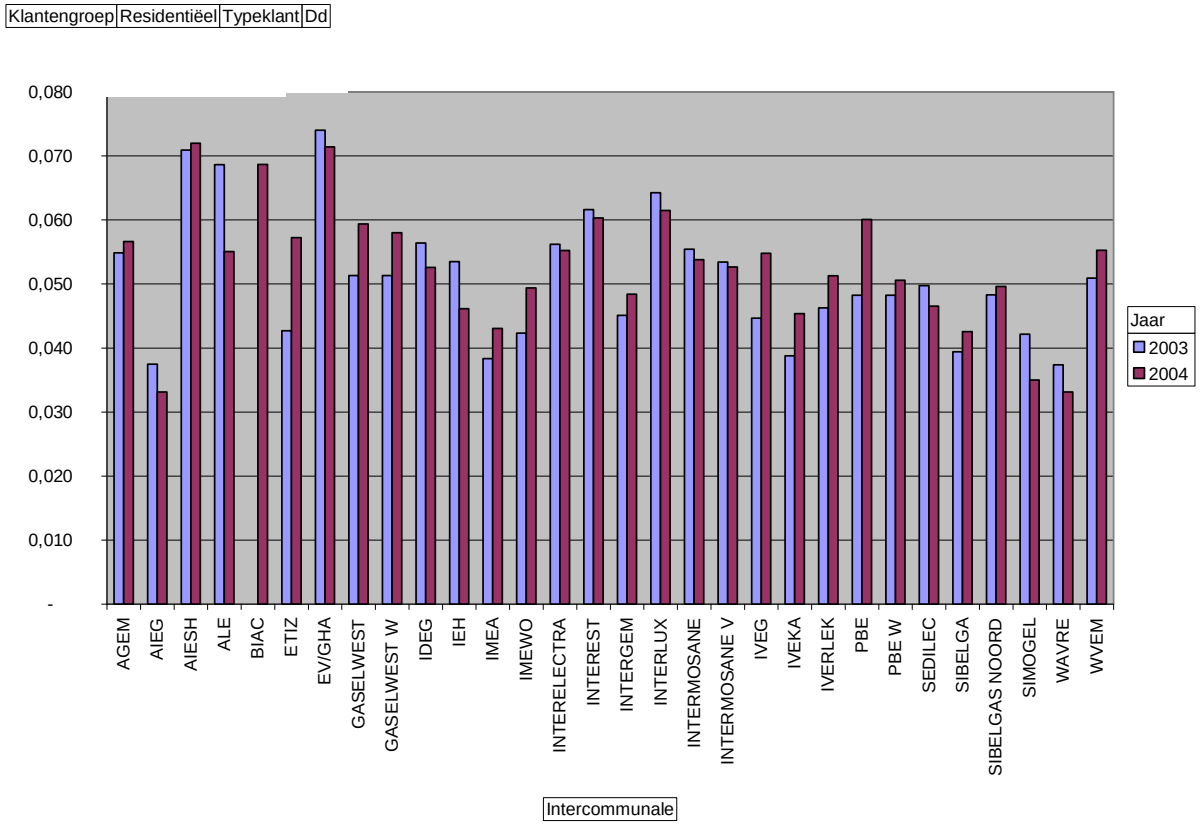


Figure 63 – Client type De chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

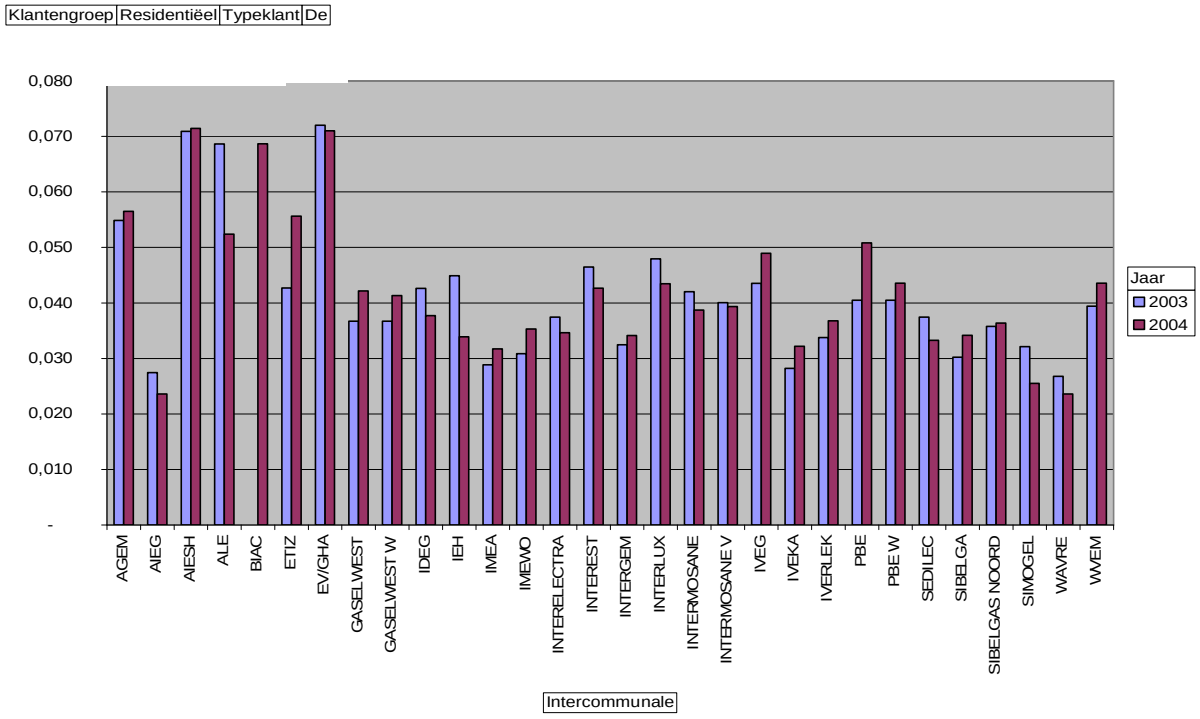


Figure 64 – Client type Ia chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

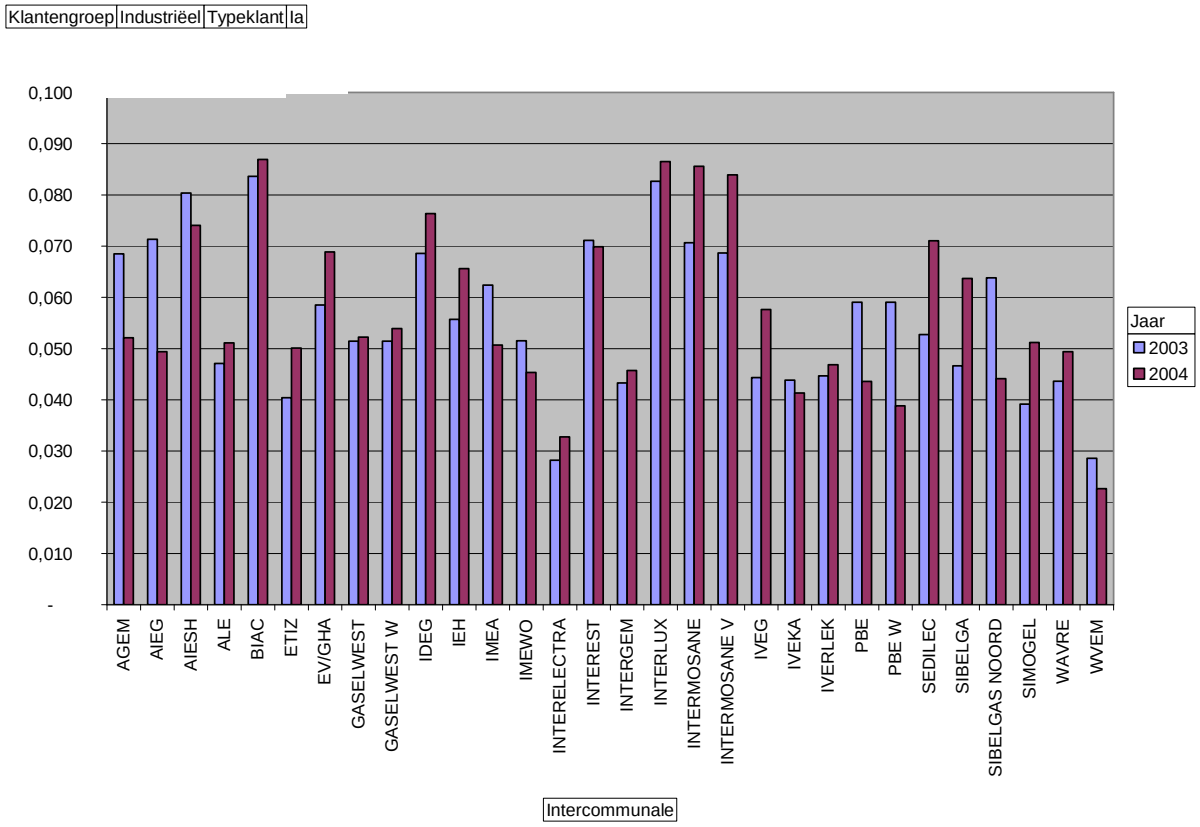


Figure 65 – Client type Ib chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

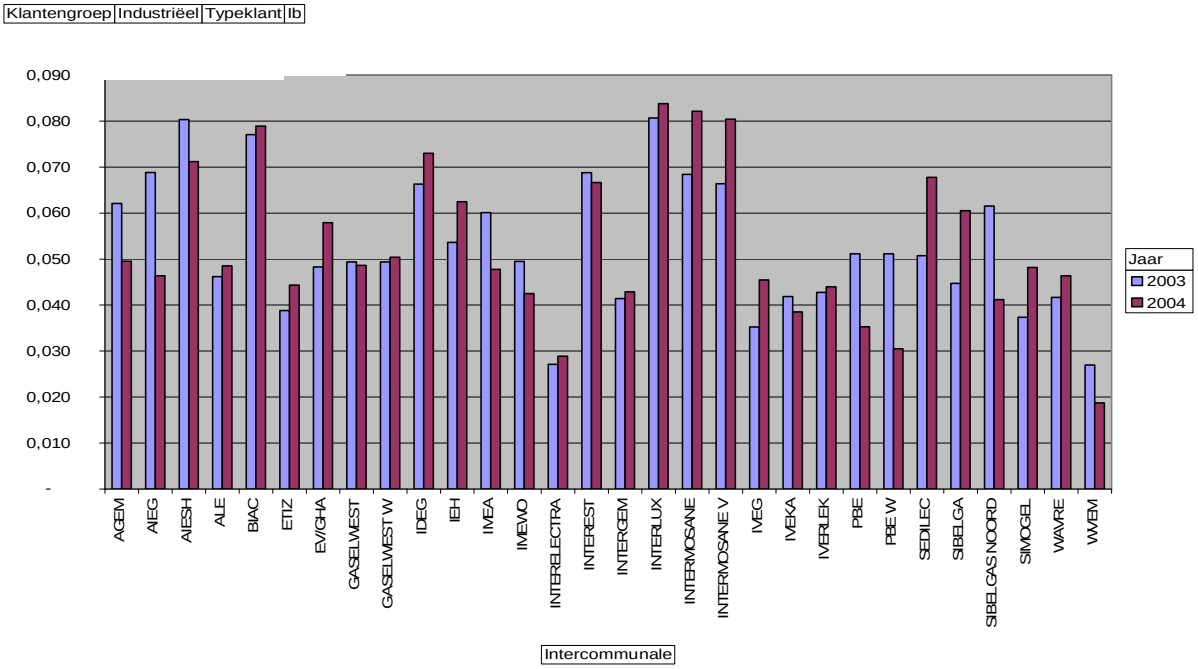


Figure 65 – Client type Ic chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

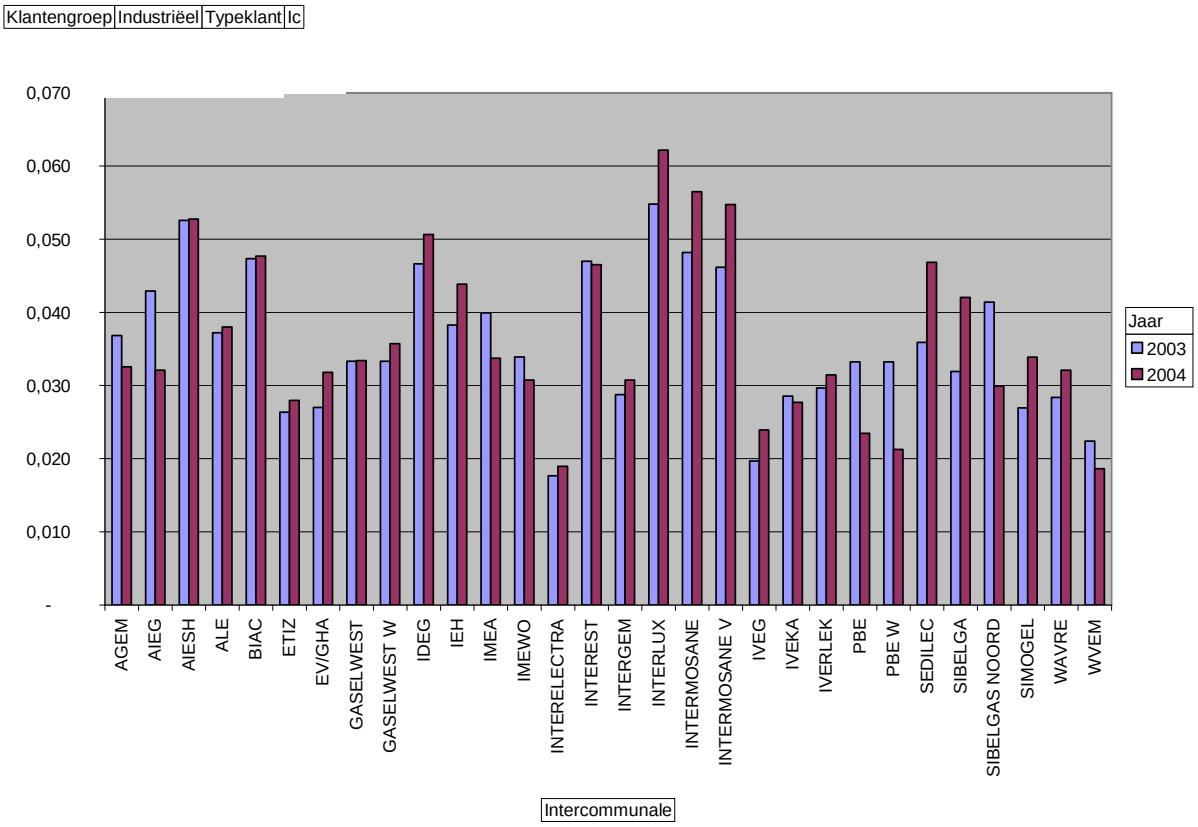


Figure 66 – Client type Id chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

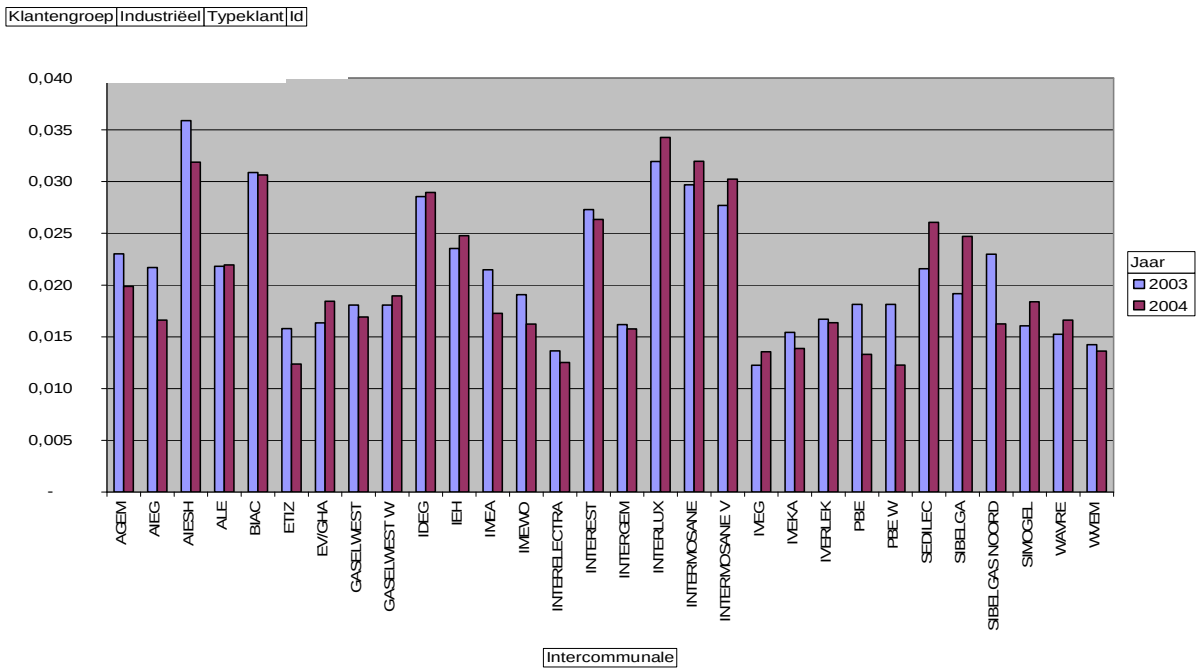


Figure 67 – Client type Ie chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

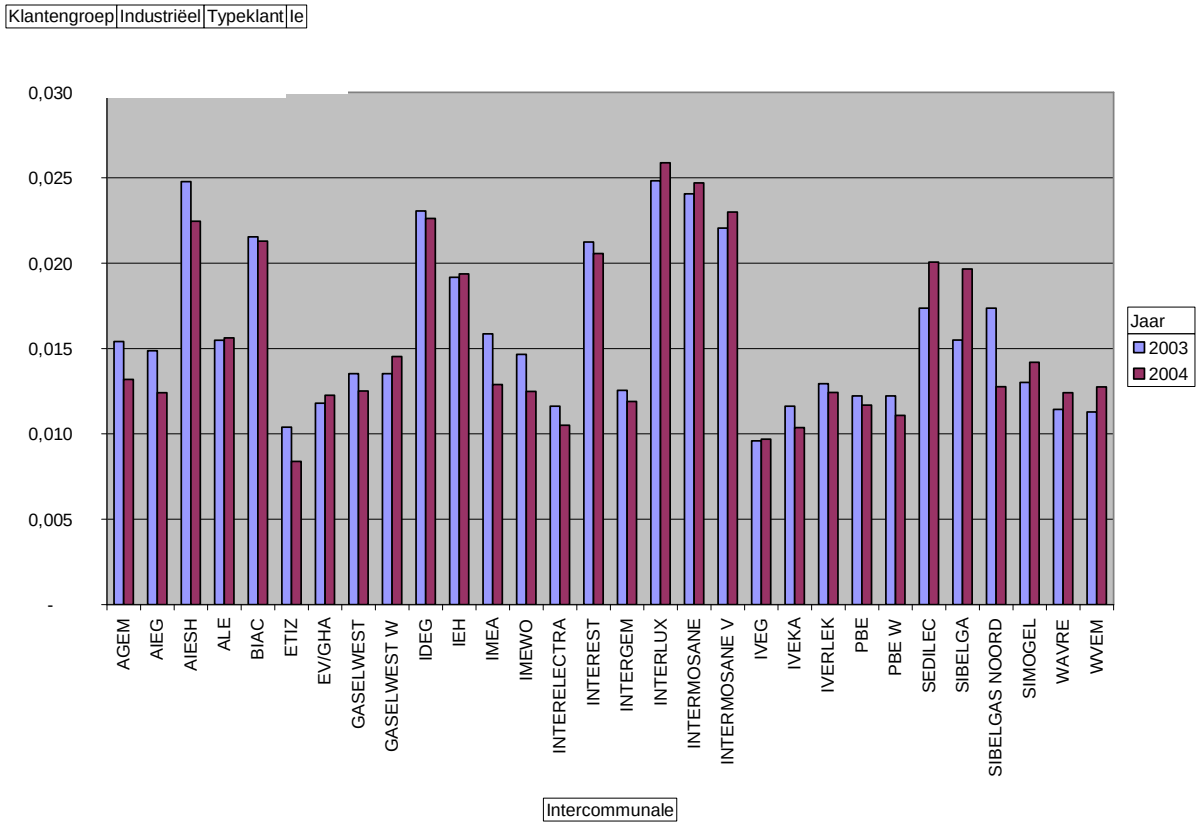


Figure 68 – Client type If chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

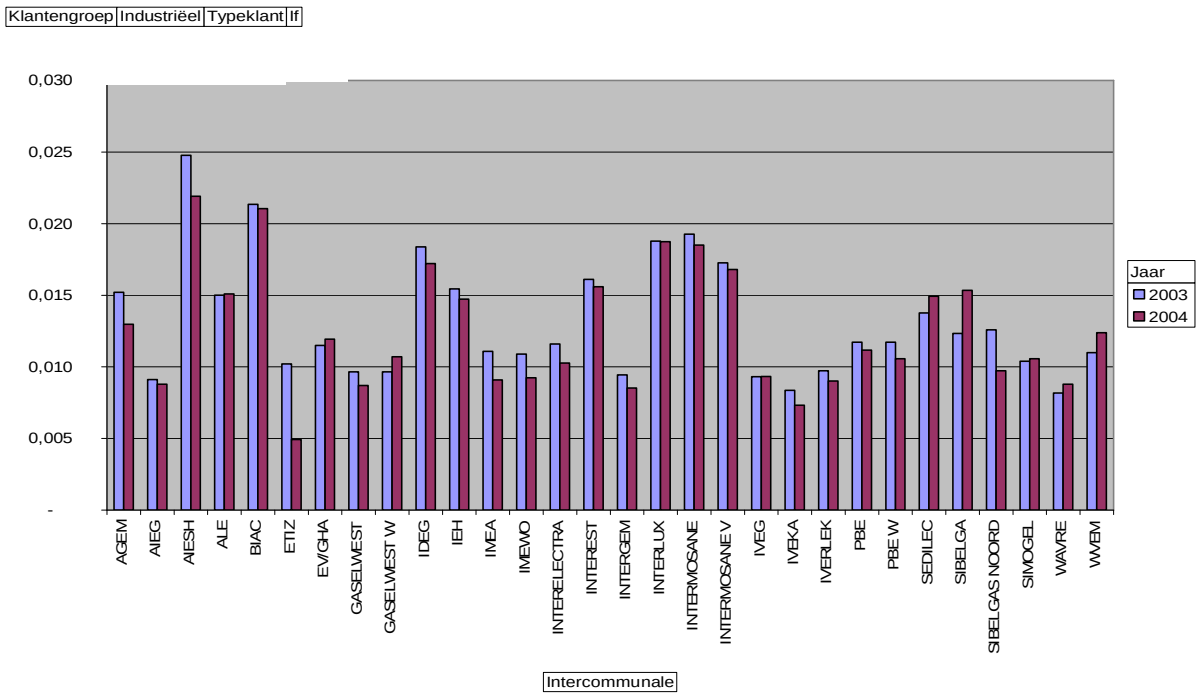


Figure 69 – Client type Ig1 chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

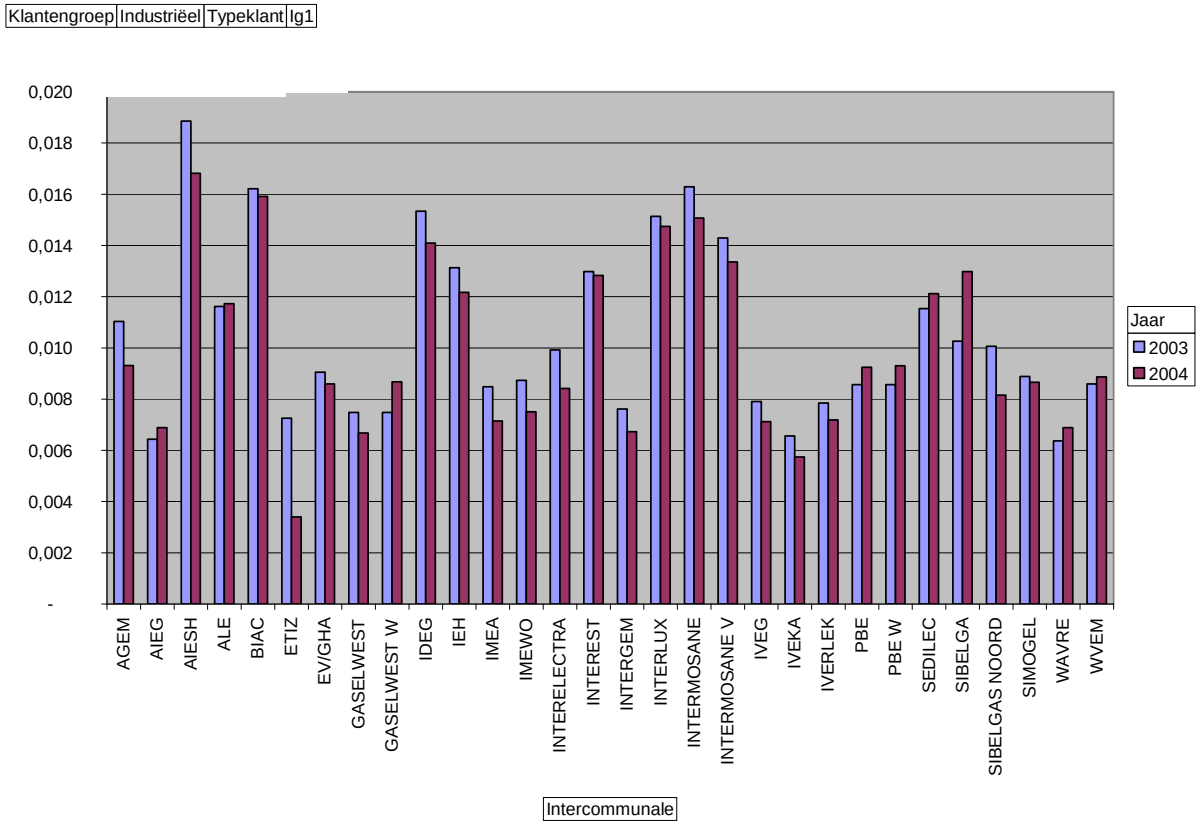


Figure 70 – Client type Ig2 chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

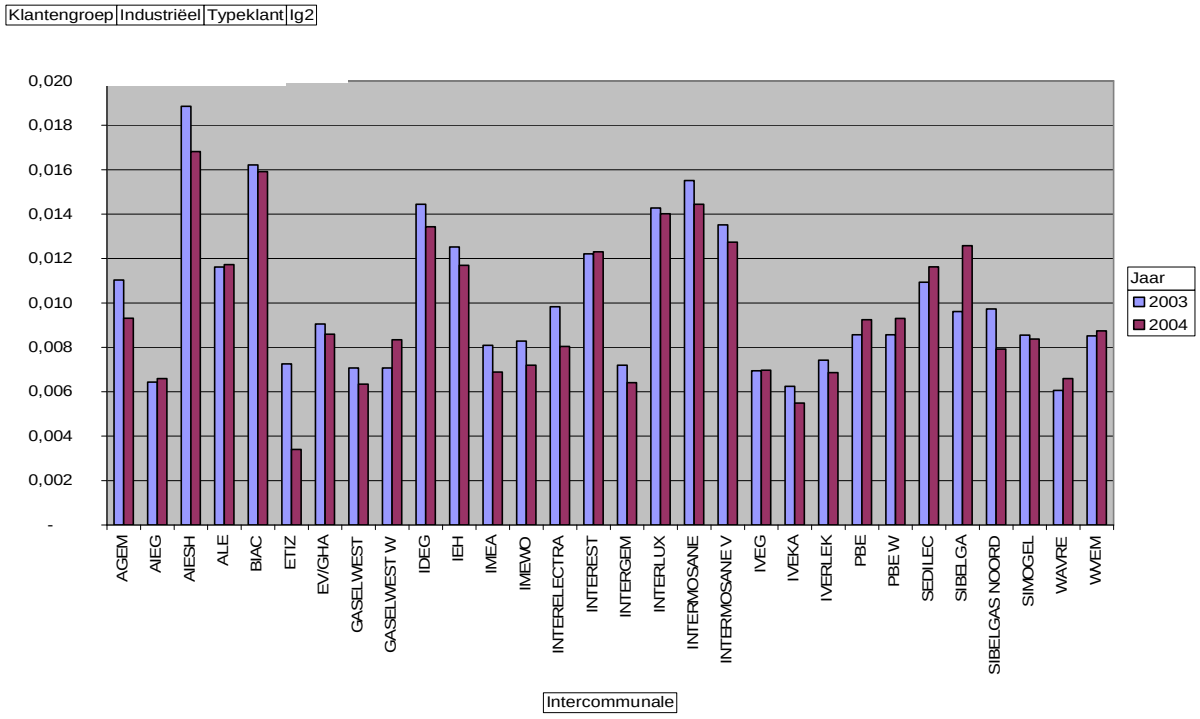


Figure 71 – Client type Ig1 chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

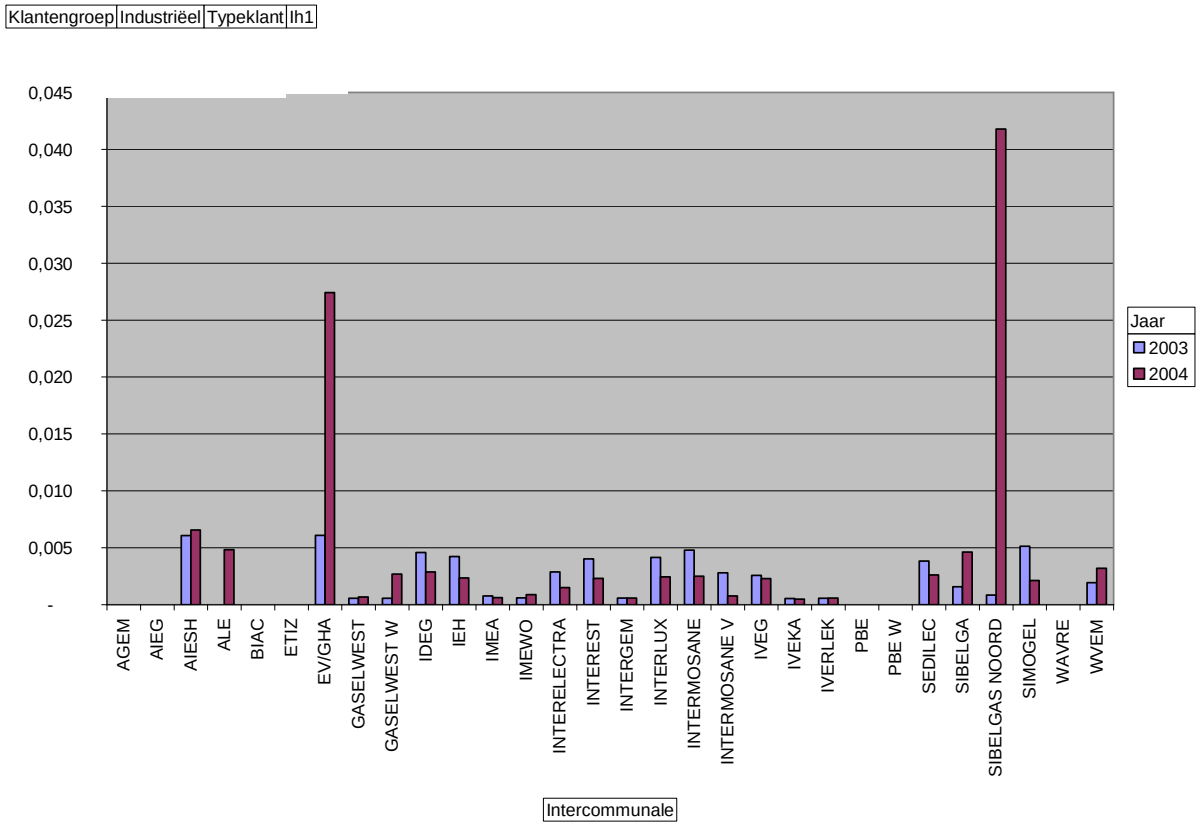


Figure 72 – Client type Ih2 chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

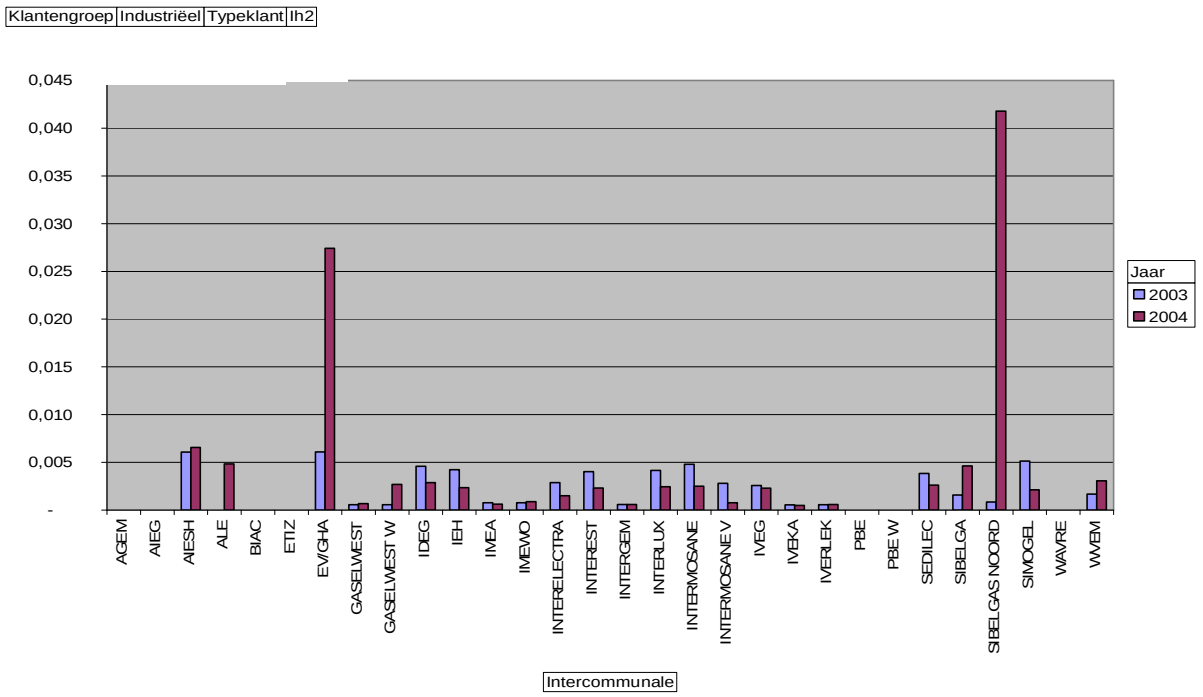


Figure 73 – Client type Ii1 chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)

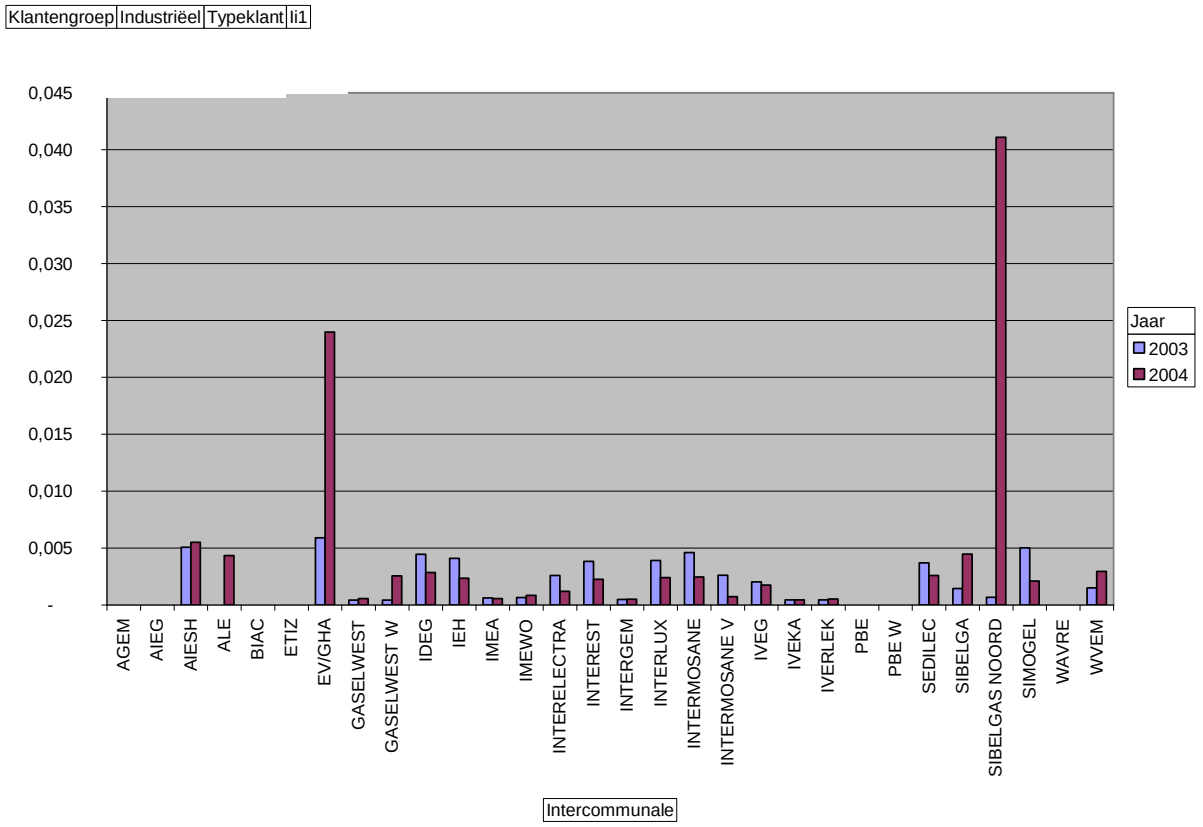
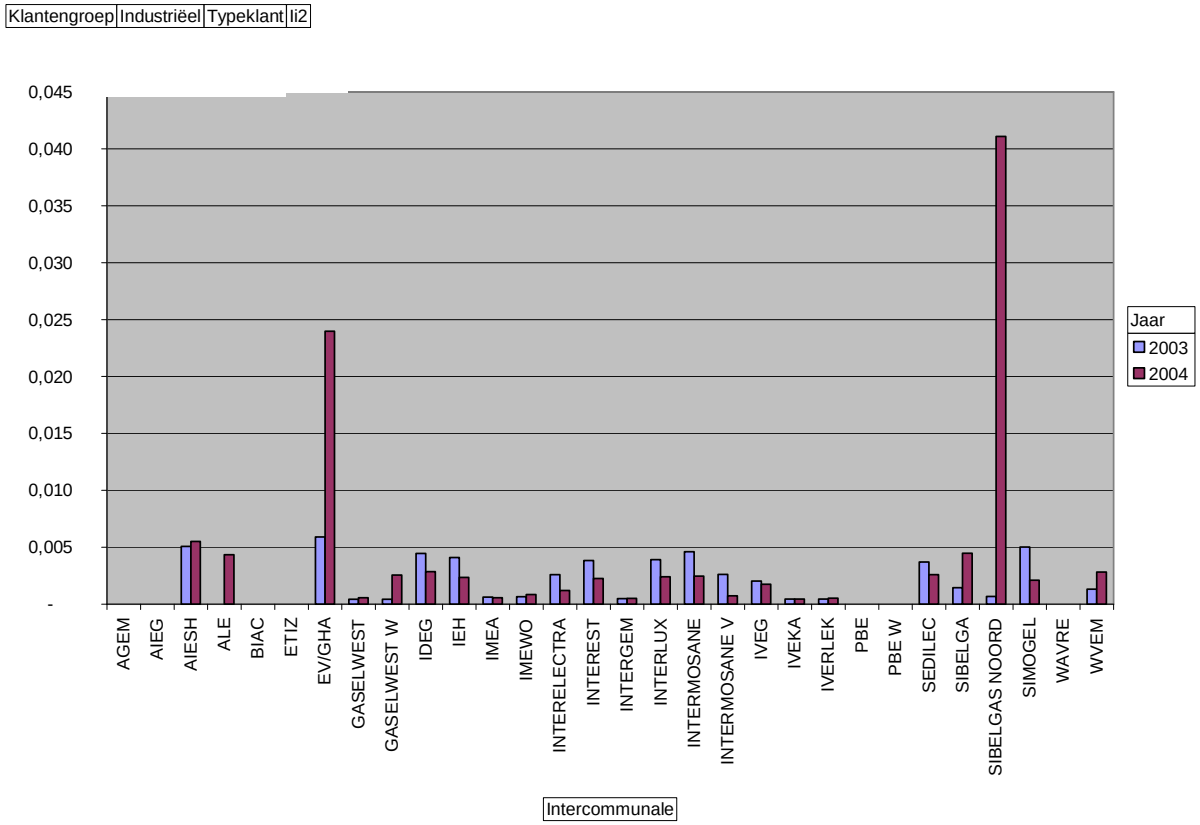


Figure 74 – Client type Ii2 chez tous les gestionnaires de réseau de distribution (€/kWh)



~ ~ ~ ~

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

Guido Camps
Directeur

Christine VANDERVEEREN
Président du Comité de direction