



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz naturel
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 NATUREL

ETUDE

(F)080513-CDC-763

relative aux

« composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel »

réalisée en application de l'article 23, § 2, 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de l'article 15/14, §2, 2° de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

13 mai 2008

INTRODUCTION

Le 18 janvier 2008, la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL (CREG) a reçu un courrier du Ministre du Climat et de l'Energie (ci-après : le Ministre) lui demandant de lui transmettre un avis sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel au client final.

L'étude a pour objet l'évolution du prix de l'électricité et du gaz naturel au client final raccordé sur les réseaux de distribution, sur une période de cinq ans (de 2003 à 2008), de manière à établir la contribution des différents composantes à la hausse des prix. L'étude doit permettre d'identifier les composantes de prix suivantes :

1. le prix final au consommateur, toutes taxes incluses ;
2. le tarif du gestionnaire du réseau de transport, hors prélèvements publics et hors missions de service public imposées par le législateur fédéral ;
3. le tarif du gestionnaire du réseau de distribution, hors prélèvements publics et hors missions de service public imposées par le législateur fédéral ;
4. les prélèvements publics et missions de service public visés ci-dessus ;
5. le coût des dispositions en matière de certificats verts ;
6. la taxe sur l'énergie et la TVA ;
7. le prix du fournisseur (énergie), calculé par différence entre le point 1 et les éléments 2 à 6 ;
8. l'excédent / déficit reporté dans les tarifs du gestionnaire du réseau de transport ;
9. l'excédent / déficit reporté dans les tarifs du gestionnaire du réseau de distribution ;
10. tarifs des services auxiliaires en transport (électricité) ;
11. tarifs des services auxiliaires en distribution (électricité).

Le Ministre précise également dans sa demande l'échantillonnage minimum à considérer dans l'étude. Celui-ci doit couvrir deux fournisseurs, ECS et Luminus, dont le tarif le plus représentatif et comparable sera pris en compte. A la fois pour l'électricité et pour le gaz naturel, six zones de distribution devront être couvertes, à savoir :

- Gaselwest Flandre Occidentale et Orientale (sud)
- IEH / IGH Hainaut
- Imewo Flandre Occidentale et Orientale (nord)
- Inter-Energa Limbourg
- Tecteo (ex-ALE) / ALG Liège
- Sibelga Bruxelles

Les calculs devront être réalisés, en électricité, pour cinq clients types (Db, Dc, Dc1, Ib et Ic) et, en gaz naturel, pour quatre clients types (T1, T2, T3, T4).

Le Ministre demande enfin que l'étude reprenne les données, les indices et les graphiques ainsi que :

- 1°. un commentaire méthodologique indiquant les lacunes éventuelles dans les données ou les précautions à prendre dans l'interprétation des données ;
- 2°. un commentaire sur l'évolution des différentes composantes.

L'avis demandé à la CREG par le Ministre s'inscrit dans le cadre de l'article 23, §2, 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de l'article 15/14, §2, 2° de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations stipulant que le Ministre peut demander à la CREG de réaliser des études relatives au marché de l'électricité et du gaz naturel.

L'étude est structurée de la façon suivante. Le chapitre I présente la méthodologie de l'étude (description des clients types et méthode de calcul des composantes). Les chapitres II et III présentent les calculs des clients types en électricité (section II) et en gaz naturel (section III) et commentent les évolutions des différentes composantes. Le chapitre IV conclut.

Eu égard à la quantité d'informations traitées dans l'étude, les données et indices sont repris dans un cd-rom joint à la présente étude.

La présente étude a été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 13 mai 2008.

I. HYPOTHÈSES DE CALCULS

I.1. Description des clients type Eurostat ou dérivés

I.1.1. ELECTRICITÉ

1. L'étude se base sur les définitions des clients types telles qu'entérinées par Eurostat. De manière à assurer la consistance des évolutions tarifaires dans le temps, l'étude tient compte pour les clients types Dc et Ic (Ic1) du changement de répartition entre consommations de jour et de nuit induit par l'extension des heures creuses aux week-ends à partir de janvier 2007 (voir ci-dessous).

2. Les clients types électricité sont définis de la manière suivante.

- Db est un client domestique consommant 1.200 kWh par an sans comptage de nuit. Il a une puissance de raccordement entre 3 et 4 kW¹ et est alimenté en basse tension (BT). Il est représentatif d'un logement de 70 m² composé de 3 pièces plus cuisine. Les calculs tiennent compte d'un ménage de 2 personnes (300 kWh gratuits en Flandre).
- Dc est un client domestique consommant 3.500 kWh par an. Il a une puissance de raccordement entre 4 et 9 kW et est alimenté en BT. La consommation de ce client se répartit entre heures de jour et heures de nuit de la façon suivante :
 - jusque janvier 2007, l'étude tient compte de la définition Eurostat qui considère une consommation de 2.200 kWh le jour et de 1.300 kWh la nuit ;
 - à partir de janvier 2007, l'étude tient compte de l'extension des heures creuses au week-end faisant passer les consommations à 1.600 kWh le jour et à 1.900 kWh la nuit. Ce client est représentatif d'un logement de 90 m² composé de 4 pièces plus cuisine. Les calculs tiennent compte d'un ménage de 4 personnes (500 kWh gratuits en Flandre).
- Dc₁ est un client domestique dérivé du client Dc Eurostat et consommant la même quantité d'énergie (3.500 kWh), mais ne disposant pas de comptage de nuit.

¹ Pour le calcul du montant du droit prélevé pour le financement des obligations de service public en Région de Bruxelles-Capitale, l'étude tient compte du droit s'appliquant à une puissance de raccordement située entre les bornes suivantes [1,44 kVA ; 6 kVA].

- Ib est un client professionnel ayant une puissance annuelle maximum de 55 kVA et consommant 50.000 kWh par an sans comptage de nuit (soit une utilisation d'approximativement 1.000 heures/an). Il est alimenté en BT (0,23 à 0,4 kV).
- Ic est un client professionnel ayant une puissance annuelle maximum de 111 kVA alimenté en BT (0,23 à 0,4 kV). La consommation de ce client se répartit entre heures de nuit et heures de jour de la façon suivante :
 - jusque janvier 2007, l'étude tient compte des critères de répartition de consommation Eurostat dont l'application résulte en une consommation de 144.000 kWh le jour et de 16.000 kWh la nuit ;
 - à partir de janvier 2007, suite à l'extension heures creuses au week-end, les consommations se répartissent entre 135.000 kWh le jour et 25.000 kWh la nuit.
- Ic1. Les clients professionnels, et en particulier le client Ic, pouvant être raccordés à un niveau de tension supérieur à la BT, l'étude présente également les principales évolutions des composantes du prix d'un client dont le profil de consommation est identique à celui d'Ic mais dont le raccordement est réalisé en moyenne tension (réseau 26-1kV). Ce client type est référencé Ic1 dans la suite du texte.

I.1.2. GAZ NATUREL

3. Les clients types gaz naturel sont définis de la manière suivante.

- T1 est un client domestique avec application « cuisine – eau chaude » (0 à 5 MWh/an), anciennement tarif A. Le client-type Eurostat correspondant est le D1 avec une consommation de 2.326 kWh/an et une capacité estimée de 0,5 m³/h.
- T2 est un client domestique avec application « chauffage » (5 à 150 MWh/an), anciennement tarif B. Le client-type Eurostat correspondant est le D3 avec une consommation de 23.260 kWh/an et une capacité estimée de 2,5 m³/h.
- T3 est un client tertiaire (150 à 1.000 MWh/an), anciennement tarif ND2. Il n'y a pas de client-type Eurostat correspondant, la CREG a repris un client-type d'une consommation moyenne de 330.000 kWh/an et d'une capacité estimée de 20 m³/h.
- T4 est un petit client industriel (de 1.000 à 10.000 MWh/an), anciennement tarif ND3, utilisation annuelle 200 jours/an. Il n'y a pas de client-type Eurostat correspondant, la CREG a repris un client-type d'une consommation moyenne de 2.300.000 kWh/an et d'une capacité estimée de 100 m³/h.

I.2. Méthode de calcul

I.2.1. ELECTRICITÉ

4. Les chapitres suivants reprennent un commentaire méthodologique quant à la définition et au calcul des différentes composantes en électricité.

5. Prix final au consommateur, toutes taxes comprises. Il s'agit du prix final au consommateur² calculé mois par mois sur base de la somme des six composantes suivantes :

1. prix du fournisseur ;
2. cotisations énergie renouvelable et de cogénération ;
3. transport (hors prélèvements publics) ;
4. distribution (hors prélèvements publics) ;
5. prélèvements publics ;
6. TVA et taxe sur l'énergie.

6. Prix du fournisseur (énergie). Il s'agit du prix de l'énergie hors contribution pour l'énergie renouvelable et de cogénération et hors TVA et taxe sur l'énergie.

Sur demande de la CREG, les deux fournisseurs, Luminus et Electrabel, ont transmis les fiches tarifaires de leur tarif le plus représentatif pour les différents clients types couverts par l'étude. Luminus a transmis les fiches « Luminus standaard », applicables jusqu'en octobre 2004, et « Luminus actif » et « Luminus Actief Pro », applicables à partir d'octobre 2004. Electrabel a transmis les fiches tarifaires correspondant au tarif « EnergyPlus »³ et « EnergyProfessional » ainsi que, à partir du mois de septembre 2006, le tarif « Electrabel Expert ». Les fiches transmises pour les différents clients types portent toutes sur une tarification en BT. Ne disposant pas des fiches tarifaires des fournisseurs pour la moyenne tension (MT), il a été supposé pour le client Ic1 qui est raccordé à ce niveau de tension que le prix du fournisseur (énergie) est identique à celui pratiqué en BT.

² L'étude ne retrace donc pas l'évolution, mois par mois, de la facture annuelle finale mais bien celle du prix final mensuel au consommateur. Retracer l'évolution, mois par mois, de la facture annuelle finale consisterait, pour chaque mois, à considérer le prix final au consommateur des 12 derniers mois ainsi que des volumes facturés pour chaque mois (répartition uniforme des consommations annuelles ou prise en compte des profils de consommations sur base des courbes SLP).

³ Ou son équivalent avant utilisation de la dénomination « EnergyPlus ».

Les calculs du prix des fournisseurs reposent sur les formules tarifaires mensuelles indexées sur la base des paramètres d'indexation applicables pour le mois en cours. Les paramètres utilisés dans l'étude sont ceux calculés par la CREG jusqu'en avril 2008 ; les valeurs de mai à décembre 2008 étant le résultat de prévisions. Les résultats de ces derniers mois doivent donc être interprétés avec prudence.

Il est important de garder à l'esprit lors de l'interprétation des résultats que le tarif « Luminus standaard » qui a été appliqué jusqu'en octobre 2004 est un tarif « all-in »⁴ ; le prix du fournisseur (énergie) ayant par conséquent été estimé par différence entre, d'une part, le tarif « all-in » et d'autre part les tarifs de transport et de distribution ainsi que les cotisations énergie renouvelable et de cogénération. Ce calcul ne fournit par conséquent qu'une approximation du prix du fournisseur (énergie). Lorsque l'on s'intéresse au prix final au consommateur, toutes taxes comprises, le tarif « all-in » est par contre représentatif du tarif recommandé par le Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz.

Afin de disposer de séries complètes des composantes relatives au transport et à la distribution depuis 2003, les calculs du prix final au consommateur en régions wallonne et de Bruxelles-Capitale ont été réalisés en supposant que la clientèle était éligible depuis 2003. Ils reposent donc sur les tarifs de transport et de distribution approuvés par la CREG. Le prix des fournisseurs utilisé dans les calculs est celui appliqué à la clientèle éligible en Flandre⁵. Pour la même raison (exhaustivité des séries), l'étude suppose également que Luminus est actif sur le segment de la clientèle résidentielle de la Région de Bruxelles-Capitale. Les mêmes formules tarifaires que celles appliquées en Wallonie et en Flandre ont été utilisées.

7. Cotisations énergie renouvelable et de cogénération. Les valeurs utilisées dans les calculs sont celles reprises par les fournisseurs dans leurs fiches tarifaires.

Les fiches tarifaires de Luminus ne comprenaient pas jusqu'en janvier 2007 les montants de cotisation sur l'énergie renouvelable applicables en régions wallonne et de Bruxelles-Capitale. Par conséquent, l'hypothèse a été prise selon laquelle, pour la période précédant janvier 2007, les montants de cotisations sont facturés à concurrence de l'amende administrative déterminée par l'autorité régionale. Ceci correspond à la méthode de calcul spécifiée dans les conditions générales du tarif Luminus Actief en 2008 et est en phase avec ce qui a été facturé en 2007 et en 2008.

⁴ Comprenant les coûts de transport et de distribution mais pas la cotisation fédérale et la taxe sur l'énergie.

En région de Bruxelles-Capitale, la cotisation énergie renouvelable est entrée en application en juillet 2004. Pour les autres régions, les calculs tiennent compte d'une application à partir de 2003.

8. Transport (hors prélèvements publics). Les tarifs de transport sont ceux pratiqués par les gestionnaires des réseaux de distribution. Ils sont basés sur les tarifs de transport approuvés pour Elia System Operator tels que répercutés par les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) sur base des spécificités techniques de leur réseau (prise en compte des taux de pertes de la distribution), de la structure de leur clientèle et de leur mode de tarification. On retrouve en effet deux grands modes de tarification : une tarification moyenne (en fonction des kWh) non différenciée par groupe de clients, pratiquée par Sibelga, et une tarification différenciée par groupe de clients tenant compte des puissances prélevées (pratiquée par les autres gestionnaires des réseaux de distribution de l'échantillon).

Les prélèvements publics qui ont été déduits des tarifs de transport sont présentés ci-dessous.

Notons que IEH a informé la CREG qu'elle n'avait pas facturé de coûts de transport en 2003. Pour IEH en 2003, cette composante n'est donc pas prise en compte dans les calculs.

Les tarifs de transport pratiqués par Inter-Energa en 2003 n'ont pas été communiqués à la CREG. Pour cette année, l'étude s'est par conséquent basée sur les tarifs repris dans les fiches tarifaires d'Electrabel.

La composante transport comprend les sous-composantes suivantes :

- Transport - services auxiliaires. Il s'agit de la part des tarifs de transport qui couvre les services auxiliaires d'Elia System Operator, à savoir :
 - le réglage primaire de la fréquence, réglage de l'équilibre secondaire et service du black-start (incluant la compensation des pertes sur le réseau de transport) ;
 - le réglage de la tension et de la puissance réactive ;
 - la levée des congestions.

Pour la plupart des GRD et des années, les tarifs des services auxiliaires de transport sont identifiables dans les tarifs publiés par les gestionnaires de réseaux de distribution. Pour Inter-Energa et Tecteo dont les tarifs pour services auxiliaires

n'étaient pas identifiables en 2003 et en 2004, l'étude suppose une part relative identique à celle observée chez d'autres GRD. Cette hypothèse paraît réaliste dans la mesure où la part des services auxiliaires dans les tarifs de transport s'établissait en 2003 et 2004 uniformément chez les autres GRD à approximativement 20%. Pour Sibelga qui a pratiqué pour l'ensemble de la période étudiée un tarif moyen applicable à l'ensemble des groupes de clients, cette part a été identifiée sur la base de la découpe de la facture annuelle émise par Sibelga aux fournisseurs.

- Transport - excédent/déficit reporté. Il s'agit de la différence entre les tarifs de transport appliqués par les GRD et les tarifs de transport estimés en annulant les excédents/déficits des exercices antérieurs résultant des décisions de bonus/malus prises par la CREG⁶. Les calculs prennent aussi bien en compte les excédents/déficits d'exploitation (bonus/malus) qui apparaissent dans les coûts d'Elia System Operator que ceux qui apparaissent en application de la cascade des tarifs de transport par les distributeurs.

Les valeurs calculées pour cette composante doivent être interprétées avec prudence étant donné les lacunes des chiffres présentés :

1. il a été supposé que les excédents/déficits d'exploitation constatés au niveau d'Elia System Operator se répartissent uniformément entre les différents groupes de clients de la distribution, ce qui n'est pas le cas pour les GRD pratiquant une tarification différenciée par niveau de tension⁷ ;
2. pour la plupart des GRD et des années considérées dans l'étude, les calculs des excédents/déficits d'exploitation réalisés dans le cadre des décisions de bonus/malus de la CREG n'identifient pas l'excédent/déficit d'exploitation propre à la cascade des tarifs de transport réalisée par les GRD. Celui-ci est par conséquent englobé dans l'excédent/déficit d'exploitation des tarifs de distribution. Gaselwest et Imewo ont tenu compte depuis 2007 d'un report spécifique sur les tarifs de transport et ont fourni un calcul des tarifs de

⁶ L'excédent/déficit reporté est donc isolé durant l'exercice d'exploitation auquel il est imputé sur les tarifs (en principe, deux années après l'exercice d'exploitation durant lequel il a été créé).

⁷ Pour les GRD répartissant les coûts de transport de manière différenciée par groupe de clients, une modification des tarifs de transport ne se répartit pas proportionnellement entre groupes de clients. Idéalement, chaque GRD aurait dû recalculer l'ensemble des tarifs de transport des différentes années sur base des tarifs de transport d'Elia System Operator hors excédent/déficit d'exploitation. Un tel calcul était cependant hors de portée de la présente étude.

transport des années 2007 et 2008 dans lequel l'excédent/déficit d'exploitation propre au transport a été isolé. IEH a également fourni une estimation de ce chiffre pour 2008 ;

3. certains GRD enregistrent les tarifs de transport dans des comptes de dettes envers la clientèle qui n'influencent pas directement le résultat du GRD et par conséquent le calcul des excédents/déficits d'exploitation réalisé dans le cadre des décisions de bonus/malus de la CREG. Sibelga procède de la sorte et a restitué les excédents/déficits cumulés au 31/12/2006 en les reportant en une seule fois sur les tarifs de transport de 2008 ;
4. Inter-Energa possède un réseau de 70 kV ayant une fonction de transport local et dont les coûts sont comptabilisés avec ceux d'Elia System Operator pour calculer les tarifs de transport du GRD. Les excédents/déficits d'exploitation dégagés sur cette infrastructure sont intégrés depuis 2006 dans les tarifs de transport. Inter-Energa a fourni une estimation des tarifs de transport neutralisant ces reports d'exploitation.

- Transport – hors prélèvements publics, services auxiliaires et excédent/déficit reporté. Ce tarif est calculé par différence entre la composante « Transport (hors prélèvements publics) » et les sous composantes « Transport - services auxiliaires » « Transport - excédent/déficit reporté ».

9. Distribution (hors prélèvements publics). Il s'agit des tarifs de distribution tels qu'approuvés par la CREG, hors prélèvements publics. Notons que pour répondre au mieux à la demande du Ministre et améliorer la comparabilité des tarifs de distribution entre régions, la « surcharge pour occupation du domaine public » applicable en Région wallonne et la « redevance occupation de voirie » applicable en Région de Bruxelles-Capitale ont été déduites des tarifs de gestion de système pour être reprises en prélèvements publics (voir ci-dessous). Les prélèvements publics qui ont été déduits des tarifs de distribution sont présentés ci-dessous.

Toute comparaison entre GRD doit tenir compte du fait que, pour la période étudiée, le degré d'ouverture des marchés n'était pas identique d'une région à l'autre et que les coûts couverts par les tarifs correspondent par conséquent à des réalités différentes.

Le tarif de distribution comprend les composantes suivantes :

- Distribution - services auxiliaires. Il s'agit de la part des tarifs de distribution qui couvre les coûts de compensation des pertes de réseau de distribution. Cette composante a été calculée sur la base des tarifs de compensation des pertes de réseaux approuvés par la CREG.
- Distribution - OSP. Cette composante présente la part des tarifs de distribution (hors prélèvements publics) imputable à des obligations de service public (OSP) imposées par les autorités régionales. Elle a été calculée par différence entre les tarifs de distribution (hors prélèvements publics) appliqués par les GRD et les tarifs de distribution estimés en annulant les coûts des OSP couverts par les tarifs.
- Distribution - excédent/déficit reporté. Il s'agit de la différence entre les tarifs de distribution (hors prélèvements publics) appliqués par les GRD et les tarifs de distribution estimés en annulant les excédents/déficits des exercices antérieurs qui ont fait l'objet des décisions bonus/malus de la CREG. Comme déjà mentionné ci-dessus, il convient d'interpréter avec prudence les résultats dans la mesure où les calculs des excédents/déficits d'exploitation (bonus/malus) réalisés dans le cadre des décisions de bonus/malus de la CREG ne permettent pas toujours d'identifier l'excédent/déficit d'exploitation propre à la cascade des tarifs de transport, celui-ci est dans certains cas englobé dans l'excédent/déficit d'exploitation des tarifs de distribution.
- Distribution – hors prélèvements publics, services auxiliaires, OSP et excédent/déficit reporté. Ce tarif est calculé par différence entre la composante « Distribution (hors prélèvements publics) » et les sous composantes «Distribution - services auxiliaires» « Distribution - OSP » et « Distribution - excédent/déficit reporté ».

Il convient finalement de noter que la décision relative à la proposition tarifaire pour l'exercice d'exploitation 2007 de Tecteo a été annulée dans un arrêt de la cour d'appel et qu'il appartient à la CREG de prendre une nouvelle décision.

10. Prélèvements publics. Ce poste comprend les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires :

- Transport. Les prélèvements publics applicables à la sortie des transformateurs vers la MT ont été pris en comptes. Il s'agit de :
 - la surcharge pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) – Flandre uniquement ;
 - la surcharge pour occupation du domaine public (Flandre, jusqu'en décembre 2004 ; Wallonie « Taxe de Voirie » applicable sur l'ensemble de la période⁸) ;
 - la cotisation en faveur des communes (« Elia-heffing » (uniquement Flandre, à partir de juin 2005) ;
 - la surcharge clients protégés (jusqu'au 1^{er} octobre 2005, regroupé ensuite dans la cotisation fédérale) ;
 - la cotisation fédérale (jusqu'au 1^{er} octobre 2005 ; facturée ensuite par les fournisseurs) ;
 - la surcharge pour le raccordement des parcs éoliens offshore (à partir de 2008).

Les valeurs utilisées sont, dans la grande majorité des cas, celles utilisées par les GRD dans leurs tarifs de transport cascades et tiennent donc compte des taux de pertes spécifiques à chaque GRD. Lorsque le détail des tarifs de transport ne permettait pas d'identifier séparément les montants des surcharges, les valeurs hors correction pour taux de pertes ont été utilisées.

- Distribution. Les prélèvements publics suivants ont été pris en compte :
 - la surcharge pour occupation du domaine public - « Taxe de Voirie » Wallonie ;
 - la redevance occupation de voirie – Région de Bruxelles-Capitale, à partir du 1^{er} juillet 2004 ;
 - la rétribution des communes – Flandre ; prise en compte à partir du deuxième trimestre 2005.

⁸ La surcharge redevance occupation de voirie applicable en Région de Bruxelles-Capitale à partir du 1^{er} juillet 2004 n'est pas applicable au niveau de la transformation vers les réseaux de moyenne tension d'ELIA SYSTEM OPERATOR.

Les valeurs utilisées ont été déterminées sur base des tarifs de distribution approuvés par la CREG.

- Fourniture. Les prélèvements publics suivants ont été pris en compte :
 - la redevance de raccordement – Région wallonne, applicable depuis le 15 juillet 2003 ;
 - le droit pour le financement des obligations de service public – Région de Bruxelles-Capitale. Les calculs considèrent une prise en compte à partir du troisième trimestre de 2004 ;
 - la cotisation fédérale (facturée à partir du 1^{er} octobre 2005 par les fournisseurs).

Les valeurs utilisées sont celles qui figurent dans les fiches tarifaires des fournisseurs à l'exception de la cotisation fédérale dont le montant facturé par les deux fournisseurs diffère de manière négligeable et qui a par conséquent été supposée identique pour les deux fournisseurs (les valeurs facturées par Electrabel ont été utilisées)⁹.

Pour les clients types Ib et Ic, les calculs tiennent compte de la dégressivité de la cotisation fédérale.

11. Taxe sur l'énergie et TVA. Pour les clients résidentiels, la TVA de 21% a été appliquée sur l'ensemble des composantes, sauf sur la redevance de raccordement en Région wallonne dont les montants ne sont pas soumis à la TVA et sur la cotisation fédérale pour la période juillet 2003-avril 2004, période durant laquelle la TVA n'a pas été appliquée. Pour les clients professionnels, il n'a pas été tenu compte de la TVA déductible dans le calcul du prix final au consommateur. La « taxe sur l'énergie » ou « cotisation sur l'énergie » consiste en un montant de 0,19088 c€/kWh en BT (depuis août 2003, 0,1634 c€/kWh en juillet 2003) et 0 c€/kWh en haute tension (définie comme > 1 kV).

⁹ En réalité, le montant de la cotisation facturé par chaque fournisseur dépend de son fuelmix (exonération pour l'énergie verte fournie accordée sur les composantes Kyoto et dénucléarisation de la cotisation fédérale).

I.2.1. GAZ NATUREL

Les chapitres suivants reprennent un commentaire méthodologique quant à la définition et au calcul des différentes composantes en gaz naturel. Il est important de souligner que l'étude pour le gaz naturel prend 2004 comme point de départ, les premiers tarifs de distribution ayant été fixés par la CREG en 2004.

12. Prix final au consommateur, toutes taxes comprises. Il s'agit du prix final au consommateur calculé mois par mois ou année par année sur base de la somme des cinq composantes suivantes :

1. prix du fournisseur (énergie) ;
2. transport ;
3. distribution (hors prélèvements publics) ;
4. prélèvements publics ;
5. TVA et taxe sur l'énergie.

13. Prix du fournisseur. Il s'agit du prix de l'énergie. Contrairement à l'électricité, le prix de l'énergie repris sur les fiches tarifaires inclut la composante transport. Celle-ci a donc dû être estimée et retirée pour pouvoir identifier uniquement la composante « commodity ».

A la demande de la CREG, les deux fournisseurs, SPE et Electrabel, ont transmis les fiches tarifaires de leur tarif le plus représentatif pour les différents clients types visés.

SPE a transmis les fiches¹⁰ :

- « Luminus Standaard », applicables jusque fin 2004
- « Luminus actif » (résidentiel et PME < 1 GWh/an)

Electrabel a transmis les fiches

- Aardgastarieven – Vlaams Gewest, applicables jusque fin 2004
- « Energy Plus »
- « Expert ».

¹⁰ SPE n'a transmis ni fiches ni formules tarifaires relatives aux clients T4 (> 1 GWh/an). SPE a signalé que ces fiches tarifaires n'existent pas pour ce type de clientèle. Pour le T4, SPE a ainsi uniquement transmis des moyennes de prix. En l'absence de formule tarifaire, la CREG n'est pas en mesure de vérifier si les chiffres communiqués sont conformes à la réalité. La CREG a donc dû utiliser les formules tarifaires applicables aux résidentiels et aux PME afin de calculer elle-même le tarif T4.

Les calculs du prix des fournisseurs reposent sur les formules tarifaires mensuelles indexées sur base des paramètres d'indexation applicables pour le mois en cours. Les paramètres utilisés dans l'étude sont ceux calculés par la CREG jusqu'en avril 2008 ; les valeurs de mai à décembre 2008 étant le résultat de prévisions. Les résultats de ces derniers mois doivent donc être interprétés avec prudence.

Afin de disposer de séries complètes des composantes depuis 2004, les calculs du prix final au consommateur en Wallonie et à Bruxelles ont été réalisés en supposant que la clientèle était éligible depuis 2004. Ils reposent donc sur les tarifs de transport et de distribution approuvés par la CREG. Le prix des fournisseurs utilisé dans les calculs est celui appliqué à la clientèle éligible en Flandre. Pour la même raison (exhaustivité des séries), l'étude suppose également que Luminus est actif à Bruxelles, ce qui n'est pas le cas actuellement.

Par ailleurs, relevons que les tarifs pratiqués par Electrabel et Luminus sur le marché libéralisé en Flandre en 2004 étaient encore identiques aux tarifs du marché captif. La composante « prix du fournisseur » (énergie) a donc été déterminée pour cette année-là par la soustraction des autres composantes. Pour rappel, les tarifs de distribution de gaz ont été fixés pour la première fois par la CREG en août 2004 avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2004.

14. Transport (Fluxys) Comme indiqué plus haut, les tarifs de transport de gaz sont intégrés au prix de l'énergie dans les fiches tarifaires des fournisseurs, prix exprimé en c€/kWh. Or, les tarifs de transport approuvés par la CREG sont exprimés en €/m³/h/an. Une estimation du prix du transport par client type par an a donc été effectuée. Contrairement à l'électricité, on note encore pour le transport que :

- le prix est identique quel que soit la zone de distribution
- il n'existe pas de cascade des coûts
- il n'existe pas de prélèvements publics

On relève la sous composante suivante dans le transport.

- Transport - excédent/déficit reporté. Il s'agit de la différence entre les coûts/recettes de transport réels et les coûts/recettes de transport budgétés des exercices antérieurs résultant des décisions de bonus/malus relatives à Fluxys prises par la CREG.

15. Distribution (GRD). Il s'agit des tarifs de distribution tels qu'approuvés par la CREG, hors prélèvements publics (voir plus loin).

Toute comparaison entre GRD doit tenir compte du fait que, pour la période étudiée, le degré d'ouverture des marchés n'était pas identique d'une région à l'autre et que les coûts couverts par les tarifs correspondent à des réalités différentes.

Le tarif de distribution comprend les composantes suivantes :

- Distribution - OSP. Cette composante présente la part des tarifs de distribution imputable à des obligations de service public (OSP) imposées par les autorités régionales. Elle a été calculée par la différence entre les tarifs de distribution (hors prélèvements publics) appliqués par les GRD et les tarifs de distribution estimés en annulant les coûts des OSP couverts par les tarifs.
- Distribution - excédent/déficit reporté. Il s'agit de la différence entre les tarifs de distribution (hors prélèvements publics) appliqués par les GRD et les tarifs de distribution estimés en annulant les excédents/déficits des exercices antérieurs qui ont fait l'objet des décisions bonus/malus de la CREG.

16. Prélèvements publics. Ce poste comprend les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires :

- Distribution. Les prélèvements publics suivants ont été pris en compte :
 - la redevance de voirie (Bruxelles et Flandre)
 - l'impôt des personnes morales sur les dividendes attribués au partenaire privé (GRD mixtes)
- Fourniture. Les prélèvements publics suivants ont été pris en compte :
 - la cotisation fédérale
 - la surcharge clients protégés
 - la redevance de raccordement (Wallonie)

17. Taxe sur l'énergie et TVA. La TVA de 21% a été appliquée sur l'ensemble des composantes, sauf sur la surcharge clients protégés et la redevance de raccordement wallonne dont les montants ne sont pas soumis à la TVA. La « taxe sur l'énergie » est de :

- 0,09889 c€/kWh depuis 2007 (auparavant 0,11589 c€/kWh) pour les clients T1 à T3
- 0,03642 c€/kWh depuis 2007 (auparavant 0) pour les clients T4

II. CALCULS CLIENTS TYPES EN ÉLECTRICITÉ

II.1. Prix final au consommateur, toutes taxes comprises (TTC)

18. Les figures 1.1. à 1.12. présentent les évolutions du prix final au consommateur en indice juillet 2003=100. Les montants en valeurs absolues sont repris en annexe 1.

Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur – 07/2003=100

Figure 1.1. – Db – **Electrabel** – 07/2003=100

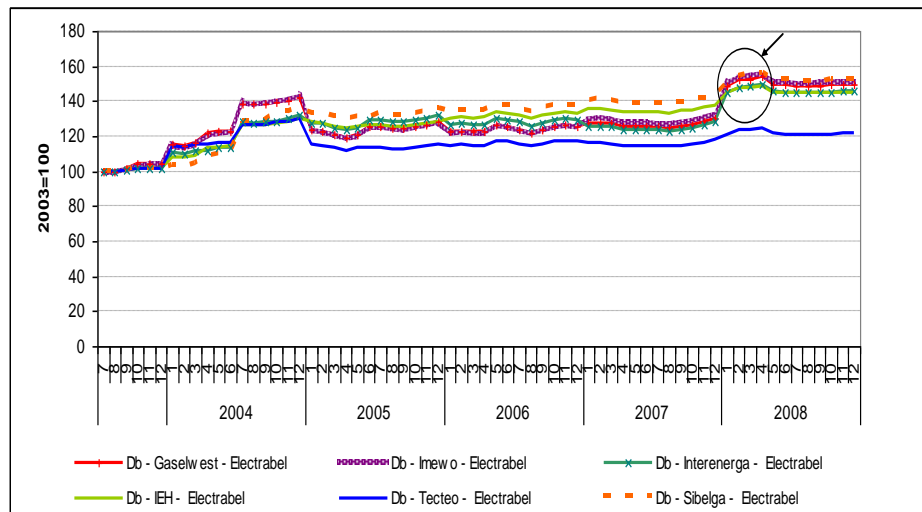


Figure 1.2. – Db – **Luminus** – 07/2003=100

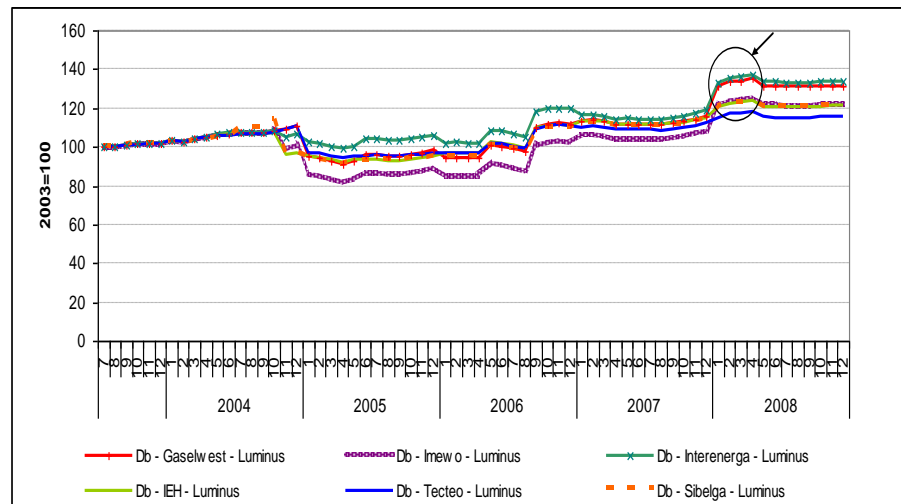


Figure 1.3. – **Dc** – Electrabel – 07/2003=100

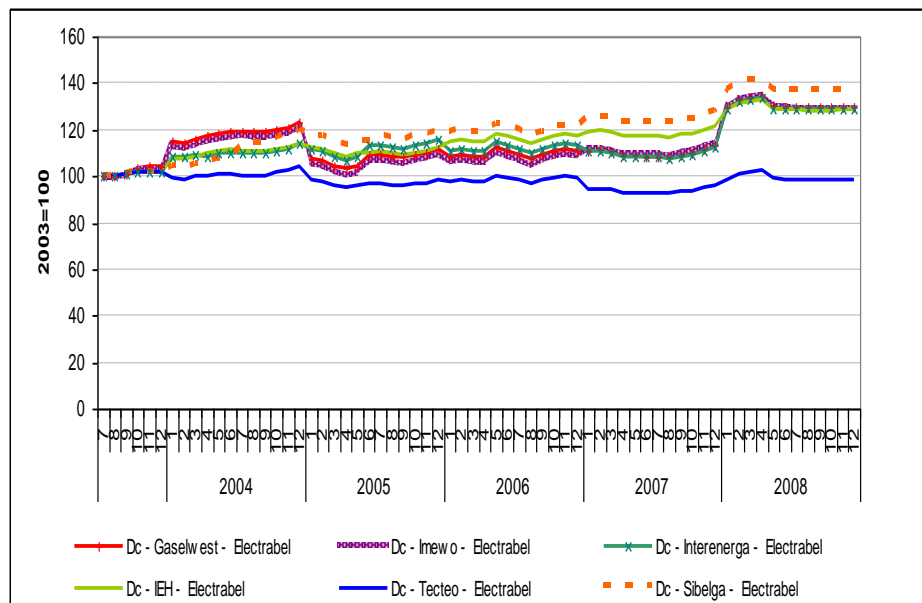


Figure 1.4. – Dc – Luminus – 07/2003=100

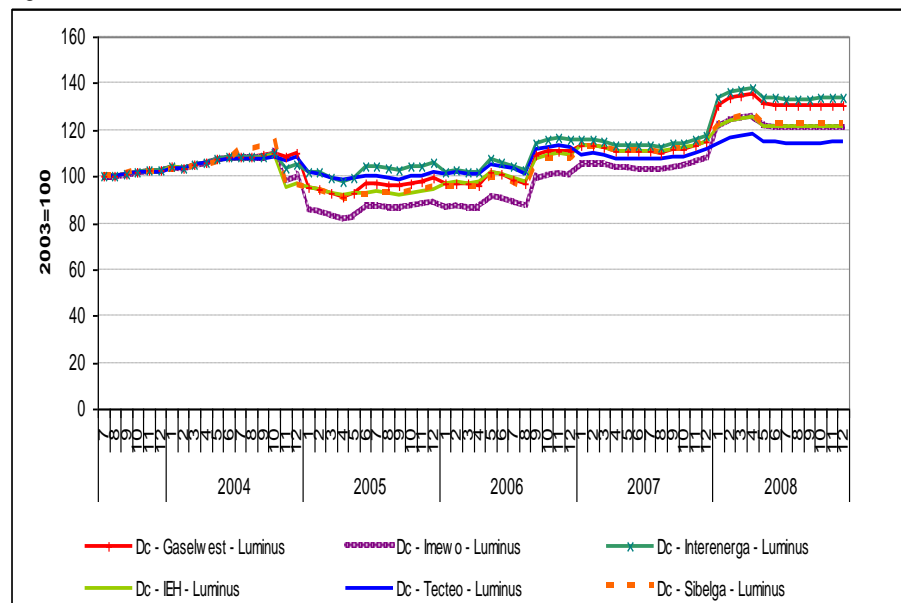


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur – 07/2003=100

Figure 1.5. – Dc1 – Electrabel – 07/2003=100

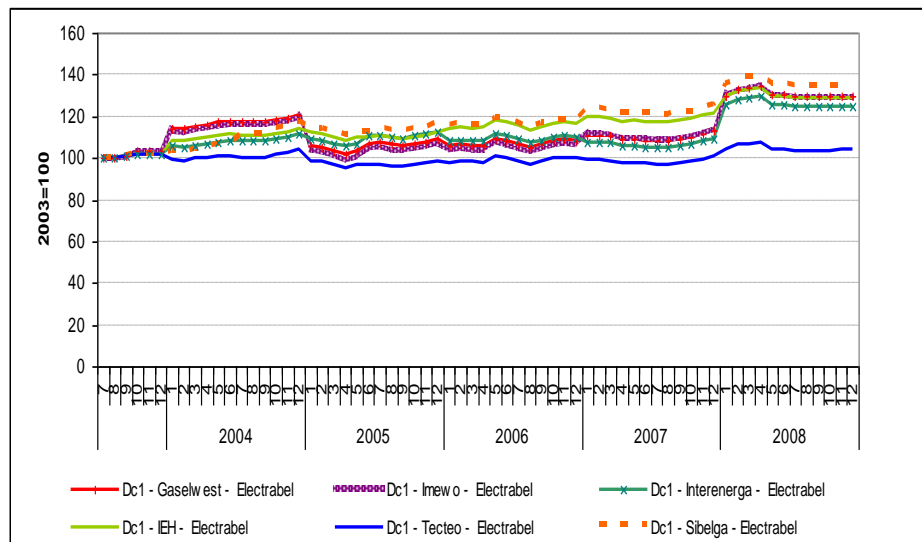


Figure 1.6. – Dc1 – Luminus – 07/2003=100

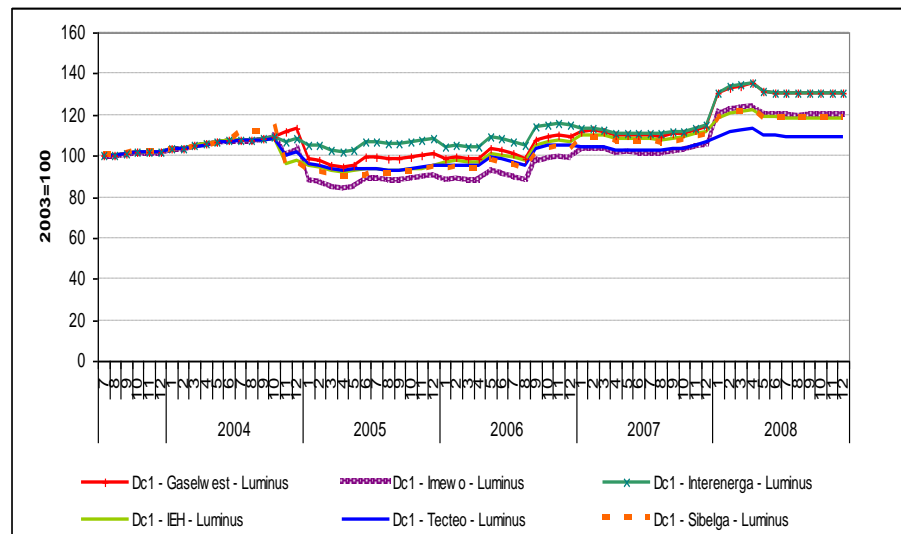


Figure 1.7. – Ib – Electrabel – 07/2003=100

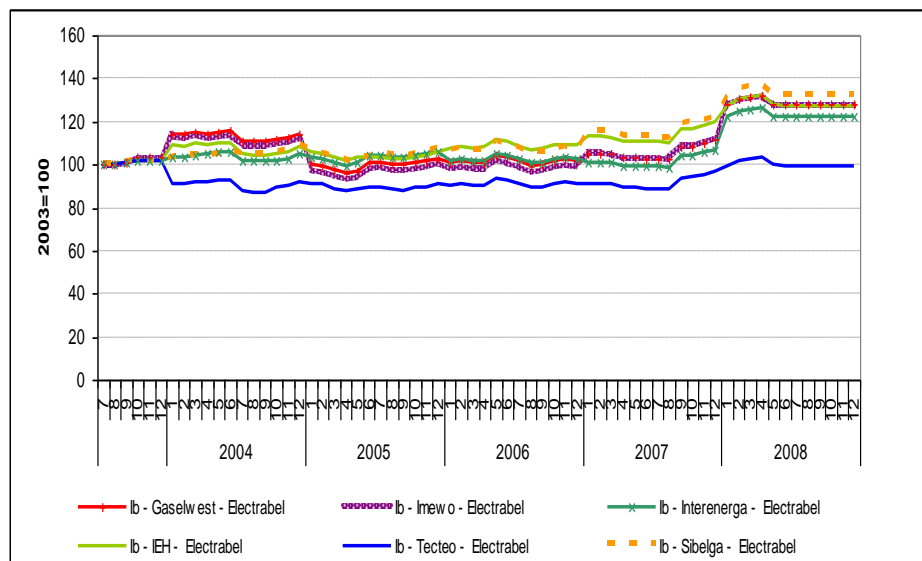


Figure 1.8. – Ib – Luminus – 07/2003=100

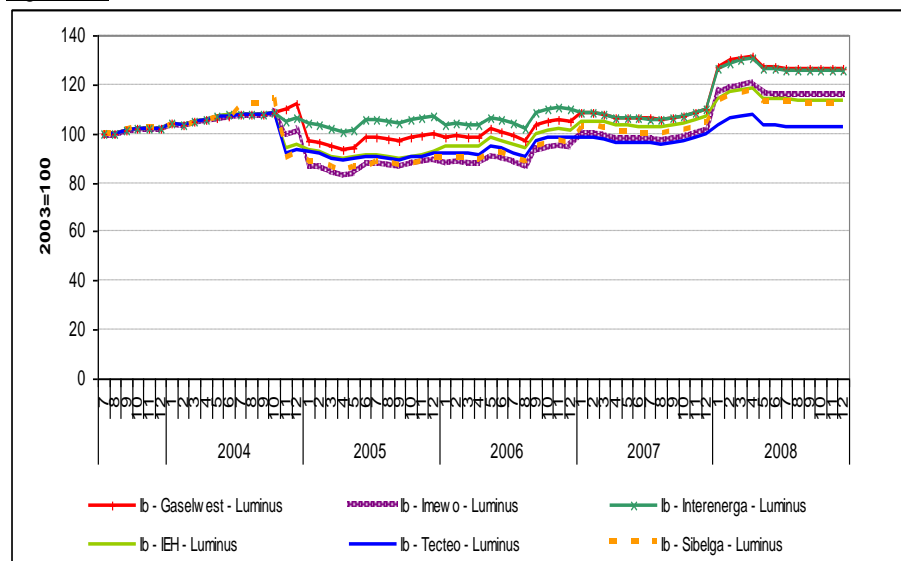


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur – 07/2003=100

Figure 1.9. – Ic – Electrabel – 07/2003=100

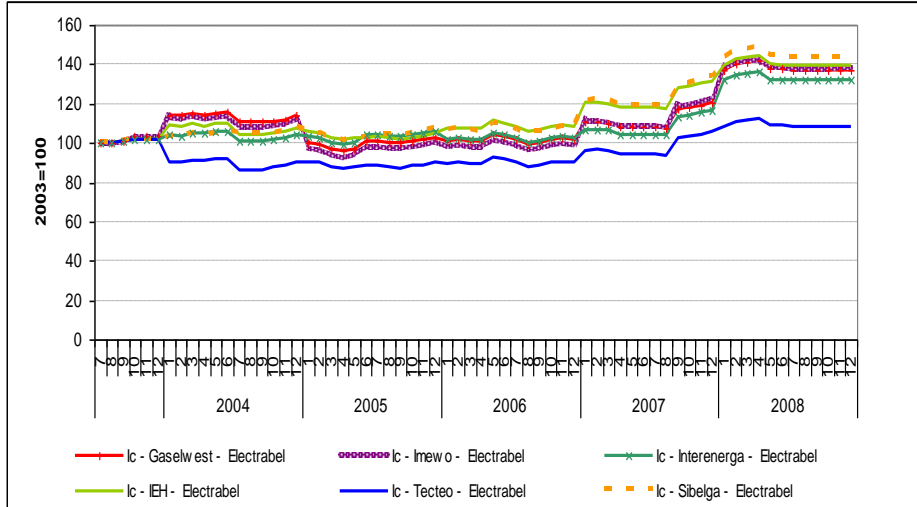


Figure 1.10. – Ic – Luminus – 07/2003=100

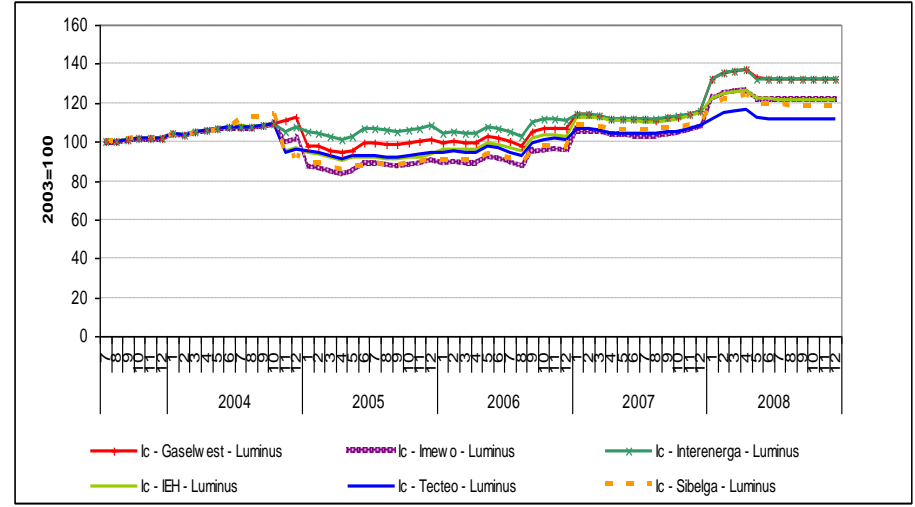


Figure 1.11. – Ic1 – Electrabel – 07/2003=100

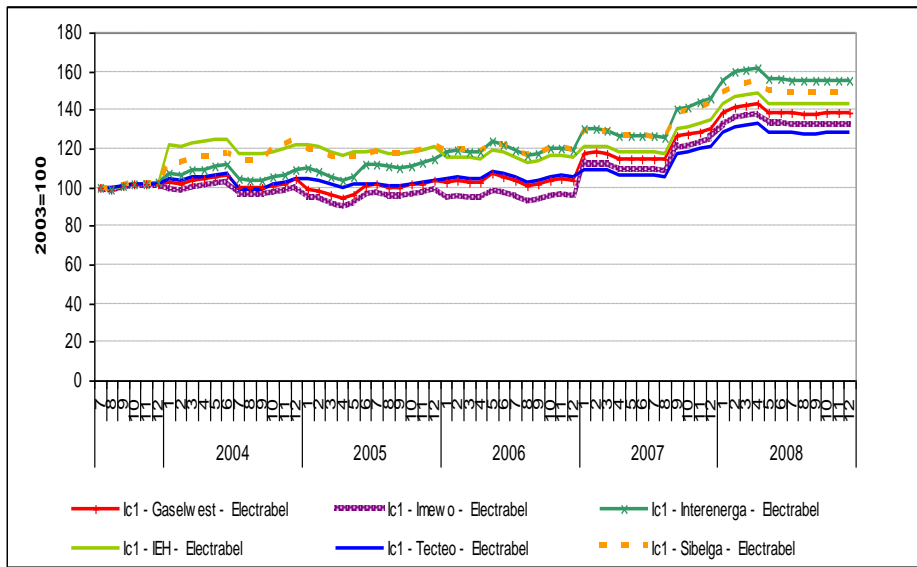
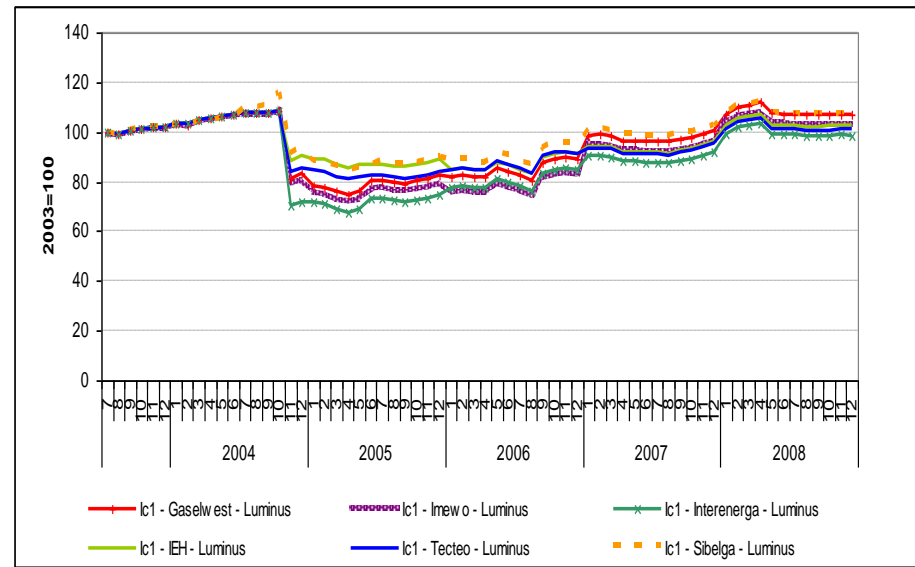


Figure 1.12. – Ic1 – Luminus – 07/2003=100



19. En avril 2008, le prix final au consommateur est à son niveau le plus élevé depuis juillet 2003 et ce aussi bien pour les clients résidentiels que pour les clients professionnels. La baisse du prix qui apparaît après avril 2008 est le résultat d'une prévision de l'indexation en Ne et Nc du prix du fournisseur (énergie) et n'est nullement garantie.

20. La moitié des hausses constatées se sont produites au cours des six à neuf derniers mois. Cette conclusion est valable pour les deux fournisseurs.

21. Entre juillet 2003 et avril 2008, on constate les évolutions suivantes du prix final au consommateur, toutes taxes comprises :

CLIENTÈLE RÉSIDENTIELLE

- Db subit, une hausse de son prix final qui peut atteindre pour Electrabel, dans certaines zones de distribution, près de 60% de la facture de juillet 2003 (59% dans la zone Sibelga ; Figure 1.1.). Chez Luminus, la hausse maximale est de l'ordre de 40% (Figure 1.2.) ;
- Dc et Dc1 subissent des hausses de prix final qui peuvent atteindre 40% de la facture de juillet 2003 dans certaines zones de distribution (voir figures 1.3. à 1.6.). Une telle hausse est constatée chez les deux fournisseurs mais les zones de distribution qui connaissent les croissances les plus fortes sont différentes pour les deux fournisseurs. Par exemple, pour Electrabel, la fourchette des hausses s'étend entre 5% (zone Tecteo) et 42% (zone Sibelga) tandis qu'elles s'étendent chez Luminus entre 21% (zone Tecteo) et 40% (zone Inter-Energa) ;

CLIENTÈLE PROFESSIONNELLE

- chez Luminus, les clients professionnels Ib (sans consommation de nuit) et Ic (avec consommation de nuit) connaissent des croissances de prix similaires à celles constatées pour les clients résidentiels Dc1 (sans consommation de nuit) et Dc (avec consommation de nuit), les formules tarifaires étant, depuis octobre 2004, identiques pour les deux catégories de clientèle (voir ci-dessous). Pour Ic1, les hausses sont restreintes à une fourchette allant de 0% à 7% suivant les zones de distribution (Figure 1.12.) ;
- chez Electrabel qui procède à une tarification de l'énergie différenciée en fonction du niveau de consommation, les croissances de prix sont légèrement plus contrastées. Elles atteignent au maximum 37% pour Ib (Figure 1.7.), près de 50% pour Ic (Figure 1.9.) et jusqu'à 60% pour Ic1 (Figure 1.11).

Les différences de croissance entre les deux fournisseurs sont principalement liées à l'importance relative du prix du fournisseur (énergie) dans le prix final ainsi qu'au fait que le prix facturé par Luminus en 2003¹¹ était un prix « all-in », ce qui appelle une interprétation prudente des résultats des indices, voir ci-dessous composante prix du fournisseur (énergie).

Les évolutions disparates entre les zones de distribution sont liées aux évolutions des tarifs de distribution (voir figures 6.1. à 6.12.).

On peut néanmoins conclure que le prix final au consommateur a cru de manière substantielle durant la période de libéralisation. Dans les zones de distribution situées en Flandre où la clientèle est éligible depuis juillet 2003, des hausses de prix de l'ordre de 35% - 40% sont constatées chez les deux fournisseurs pour les différents clients types ; ces hausses pouvant dépasser les 50% pour le client Db et 55% pour le client Ic1.

II.2. Aperçu des principales composantes

22. Les figures 2.1. à 2.18. présentent les six principales composantes du prix final au consommateur en valeurs absolues pour les clients types Dc, Ic et Ic1.

1. le prix du fournisseur (énergie) ;
2. la cotisation énergie renouvelable et de cogénération ;
3. le tarif de transport (hors prélèvements publics) ;
4. les tarifs de distribution (hors prélèvements publics) ;
5. les prélèvements publics ;
6. la taxe sur l'énergie et la TVA.

Les sections II.2. à II.9. passent en revue ces différentes composantes.

Les données et les indices présentant la décomposition du prix final au consommateur pour les autres clients types sont repris dans le cd-rom joint à l'étude.

¹¹ Et ce jusqu'en octobre 2004, ce qui apparaît clairement dans les graphiques par l'évolution quasi identique du prix final au consommateur dans les différentes zone de distribution.

Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur – €/MWh

Figure 2.1. – Dc – **Gaselwest** – Electrabel – 500 kWh gratuits

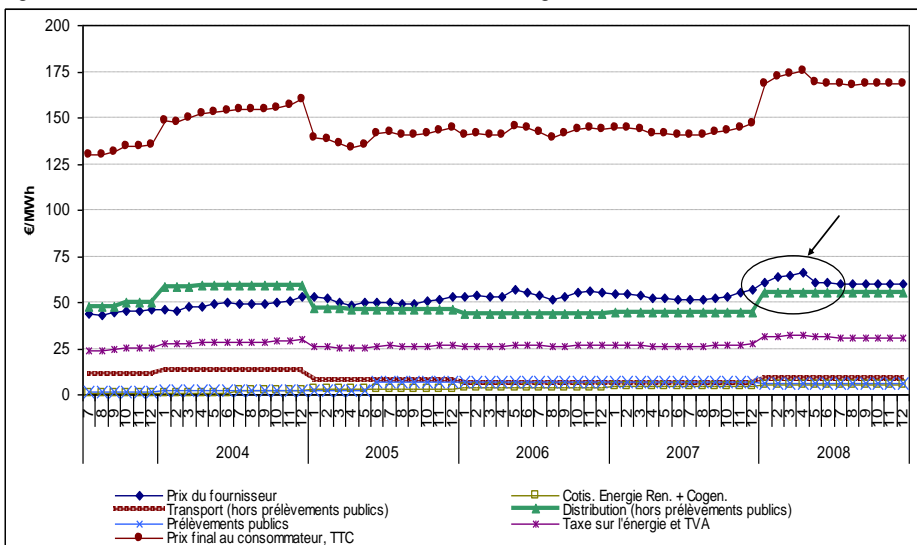


Figure 2.3. – Dc – **IEH** – Electrabel

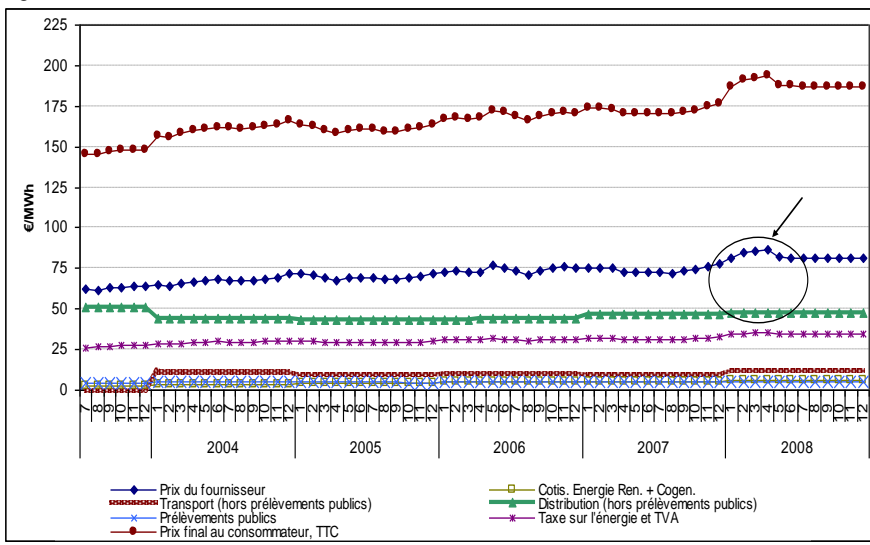


Figure 2.2. – Dc – **Imewo** – Electrabel – 500 kWh gratuits

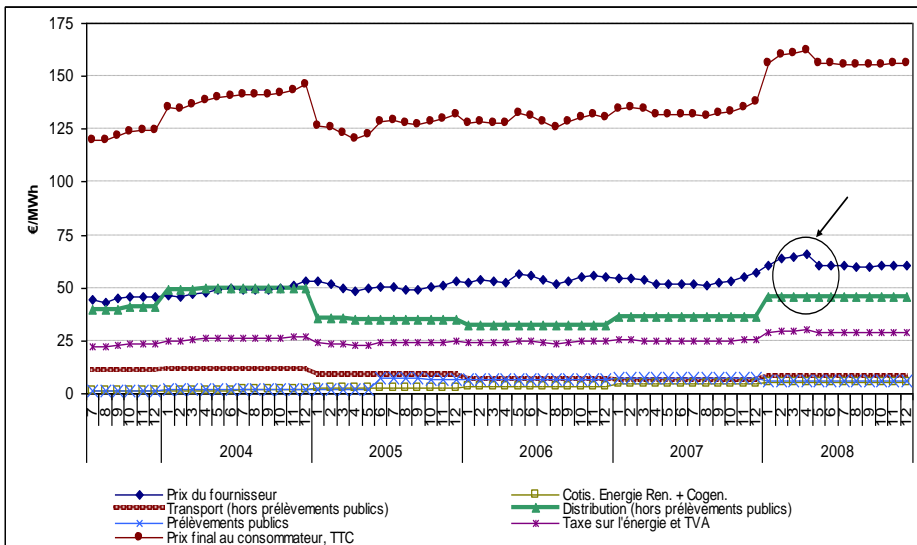


Figure 2.4. – Dc – **Tecteo** – Electrabel

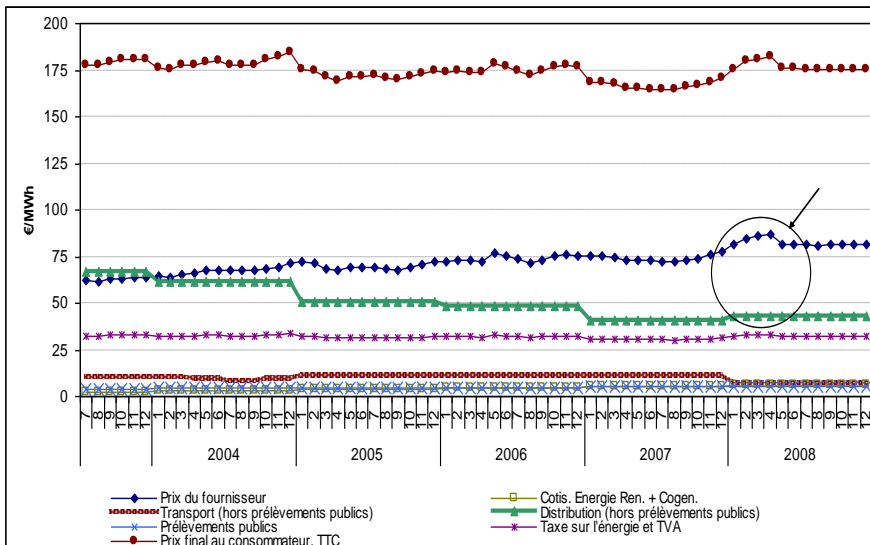


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur – €/MWh

Figure 2.5. – Dc – Inter-Energa - Electrabel – 500 kWh gratuits

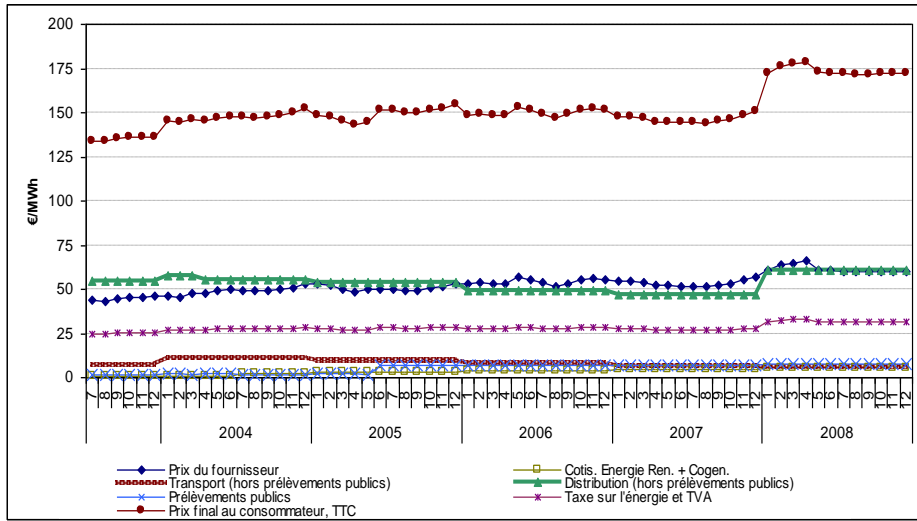


Figure 2.7. – Dc – Sibelga – Electrabel

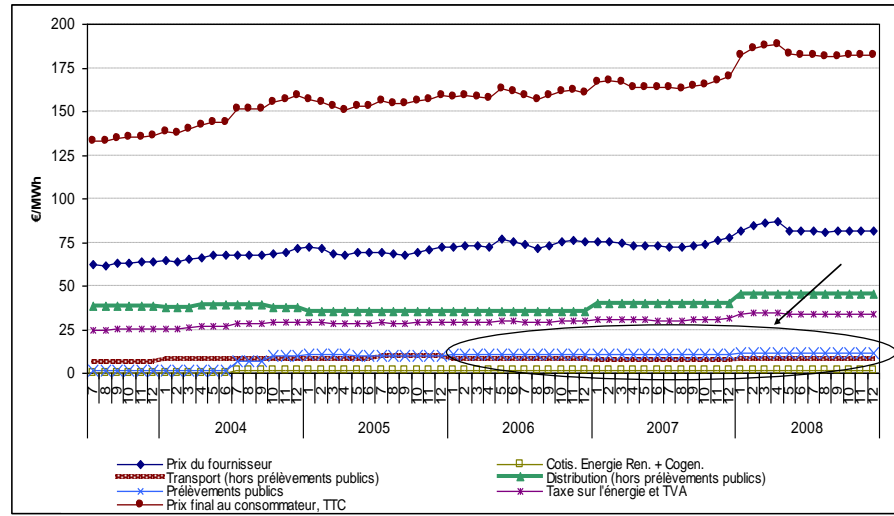


Figure 2.6. – Ic – Gaselwest – Luminus

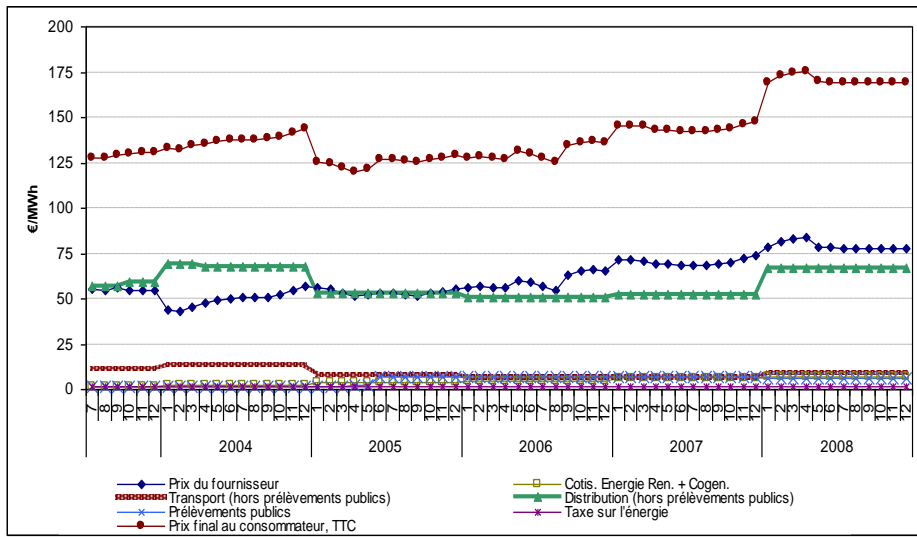


Figure 2.8. – Ic – IEH – Luminus

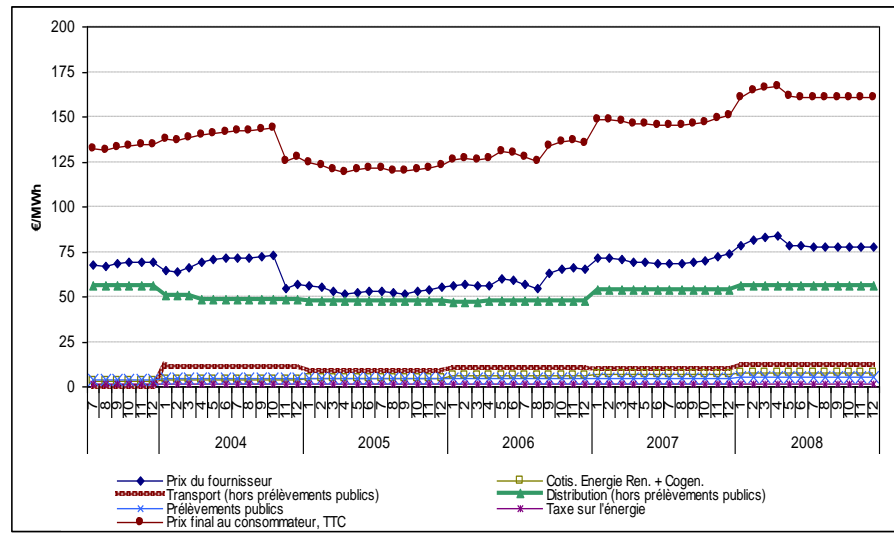


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur – €/MWh

Figure 2.9. – Ic – Imewo – Luminus

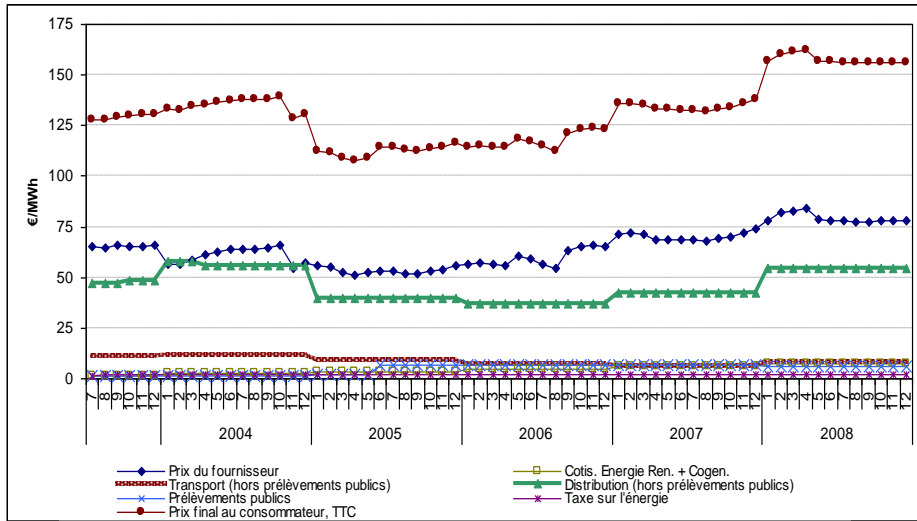


Figure 2.11. – Ic – Tecteo – Luminus

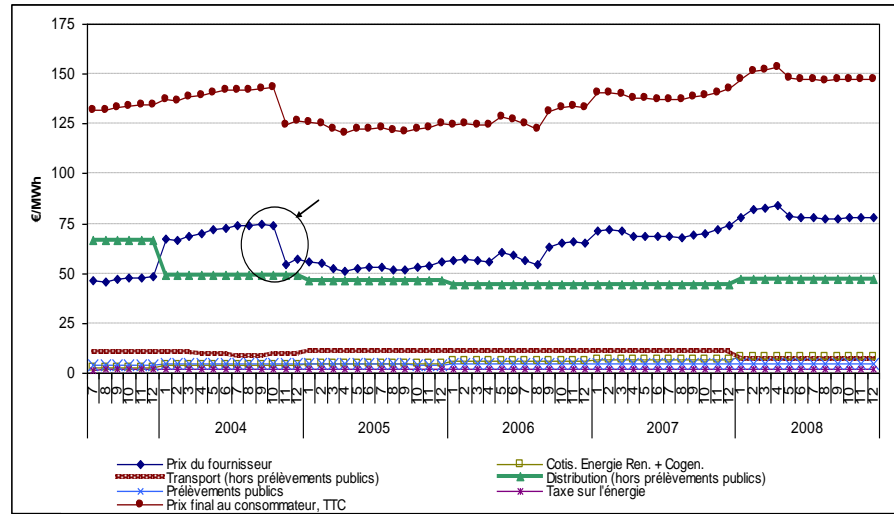


Figure 2.10. – Ic – Inter-Energa – Luminus

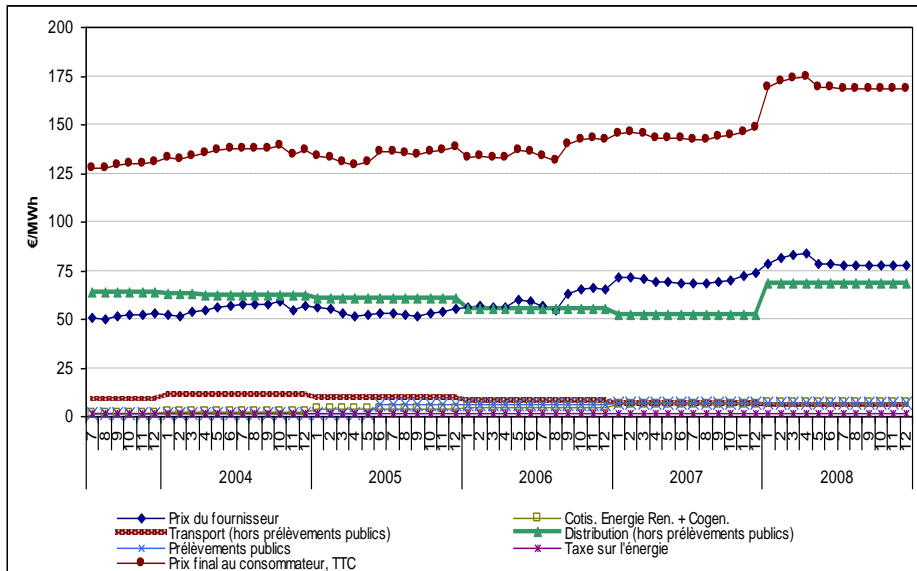


Figure 2.12. – Ic – Sibelga – Luminus

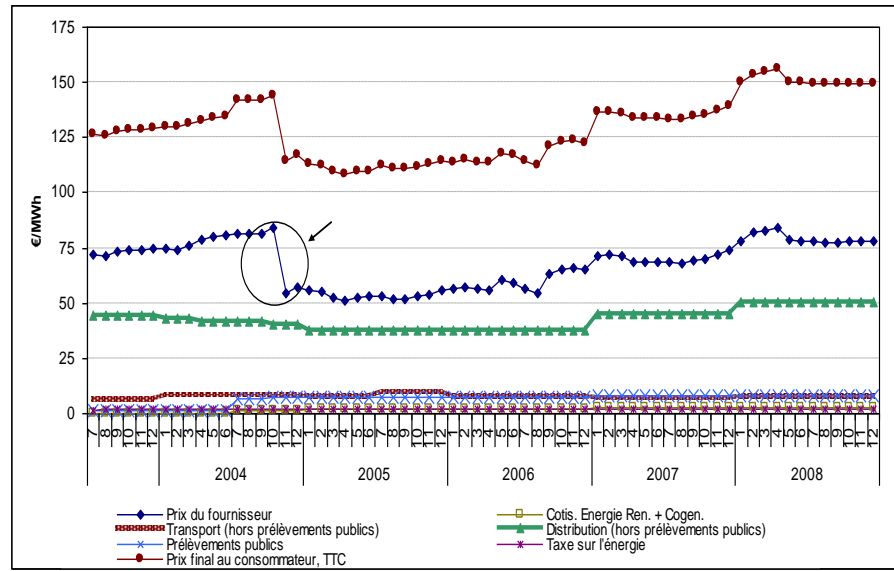


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur – €/MWh

Figure 2.13. – Ic1 – Gaselwest – Electrabel

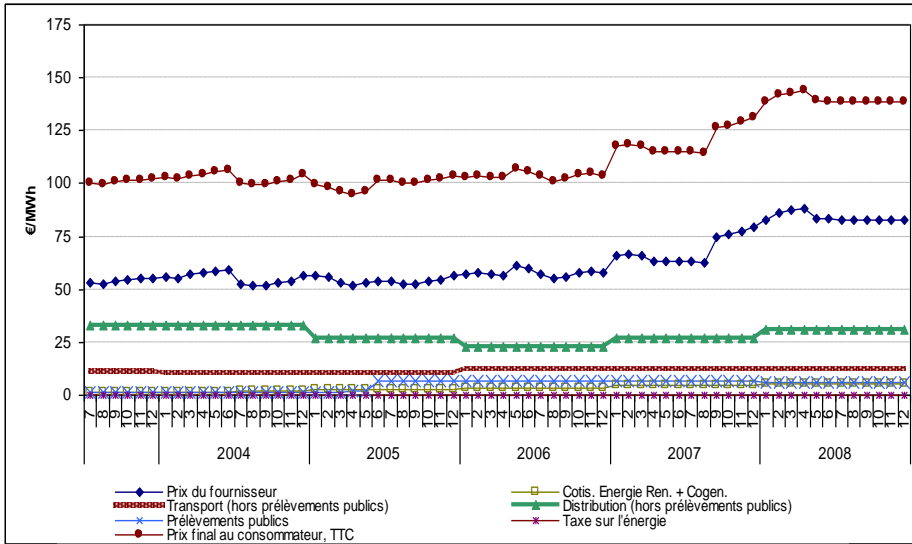


Figure 2.15. – Ic1 – IEH – Electrabel

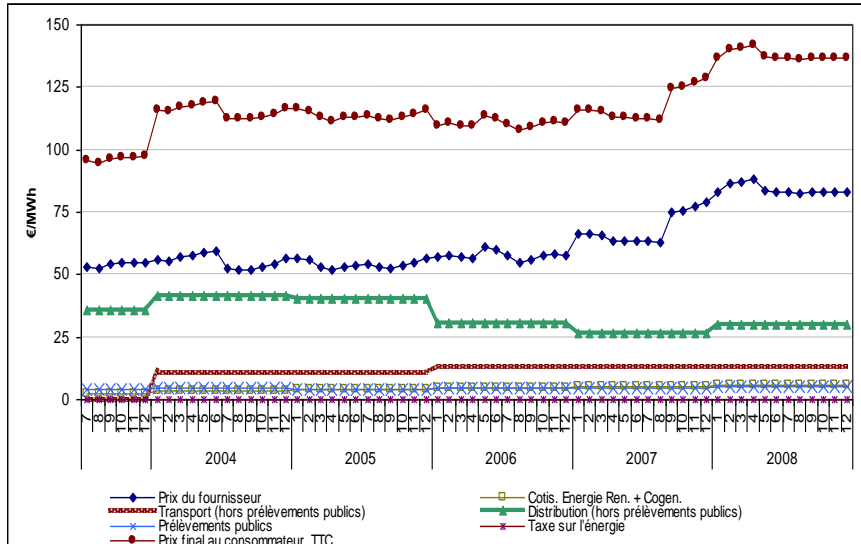


Figure 2.14. – Ic1 – Imewo – Electrabel

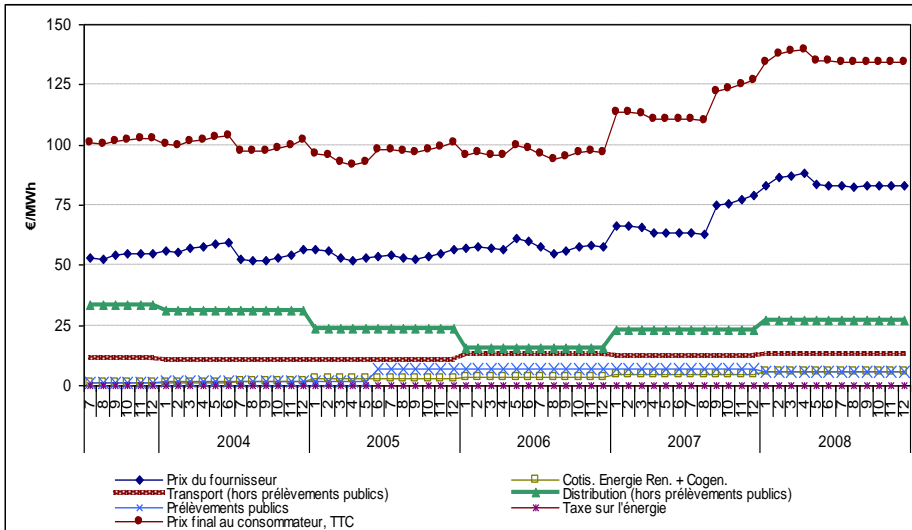


Figure 2.16. – Ic1 – Tecteo – Electrabel

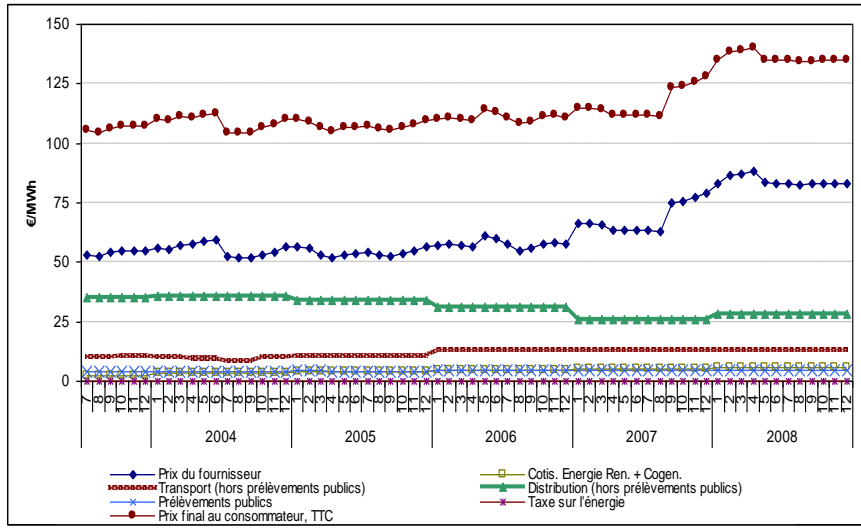


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur – €/MWh

Figure 2.17. – Ic1 – Inter-Energa – Electrabel

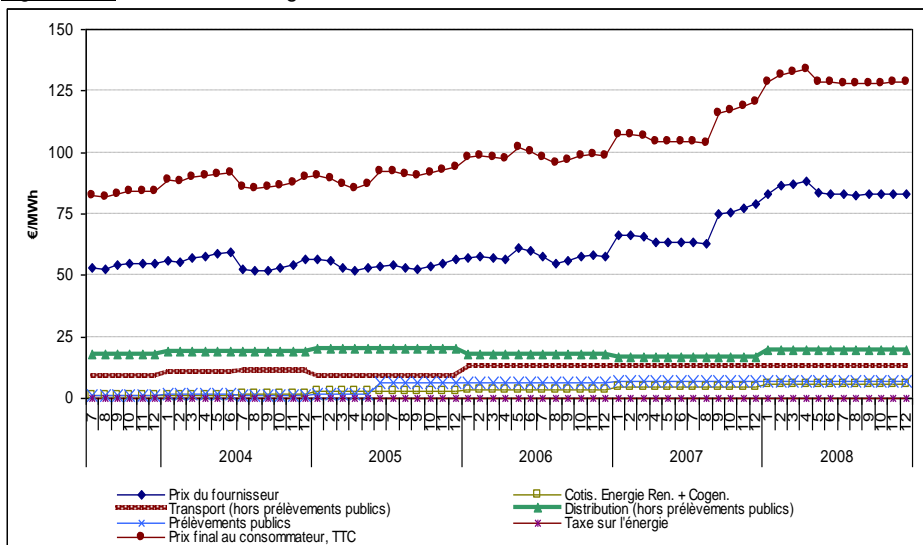
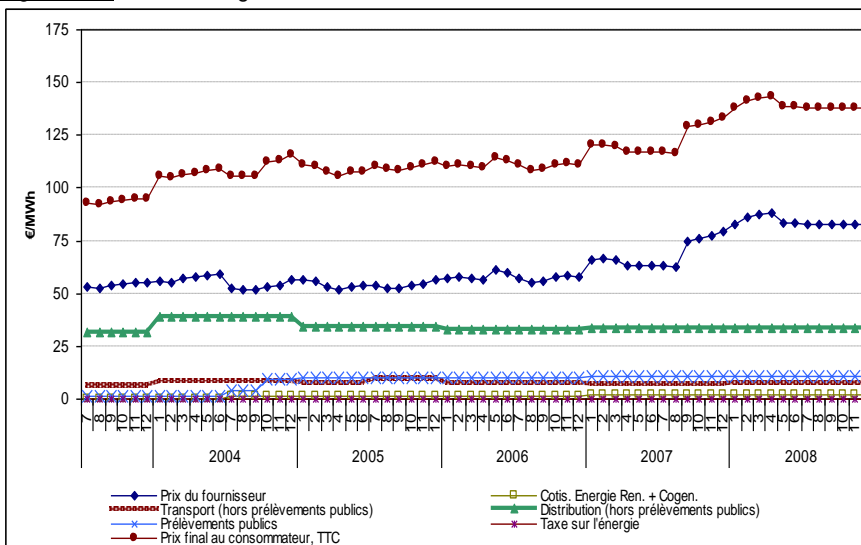


Figure 2.18. – Ic1 – Sibelga – Electrabel



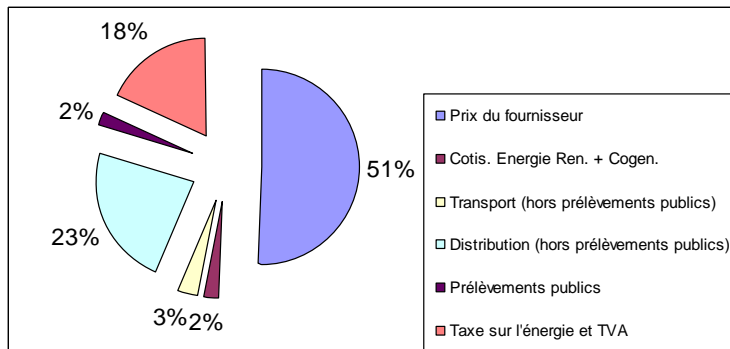
23. Les trois composantes tarifaires qui déterminent les grandes tendances des prix sont, dans l'ordre d'importance :

1. le prix du fournisseur (énergie) ;
2. les tarifs de distribution ;
3. la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels¹²).

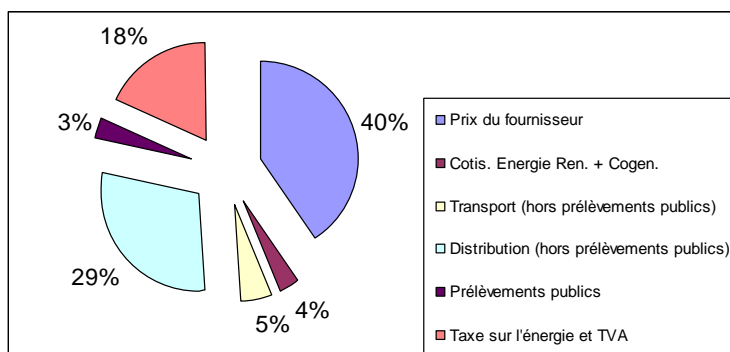
Les tarifs de transport, les prélèvements publics et les cotisations énergie renouvelable et de cogénération ont une importance relative moindre dans le prix final au consommateur. En région de Bruxelles-Capitale, les prélèvements publics se dégagent graphiquement comme la quatrième composante la plus importante (voir par exemple Figure 2.7.).

24. Comme l'illustre les exemples suivants, les poids relatifs des différentes composantes peuvent varier fortement entre les clients types (profil de consommation et niveau de tension du raccordement), les zones de distribution, les régions ainsi que les fournisseurs.

Db Tecteo - Electrabel

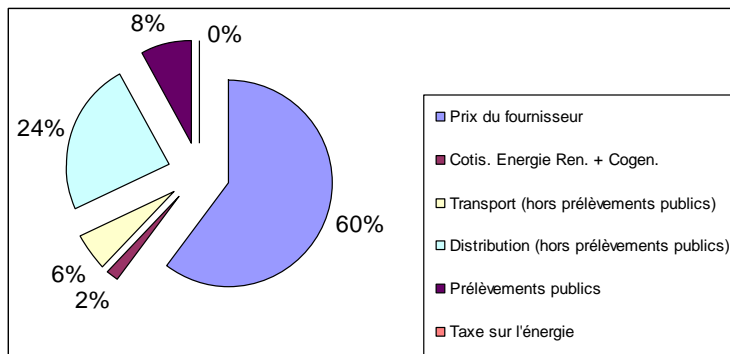


Dc Gaselwest - Luminus

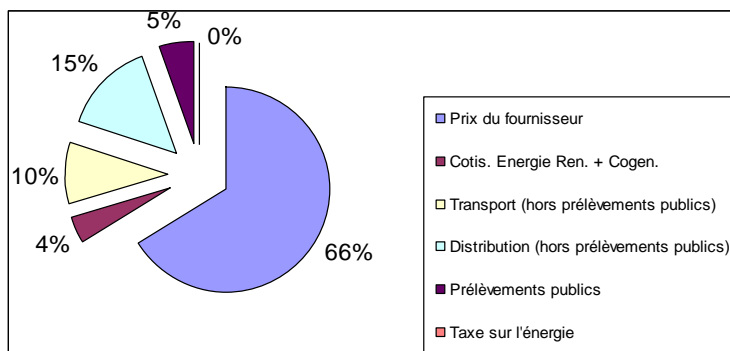


¹² La TVA est déductible pour les professionnels.

Ic1 Sibelga - Luminus



Ic1 Inter-Energa - Electrabel

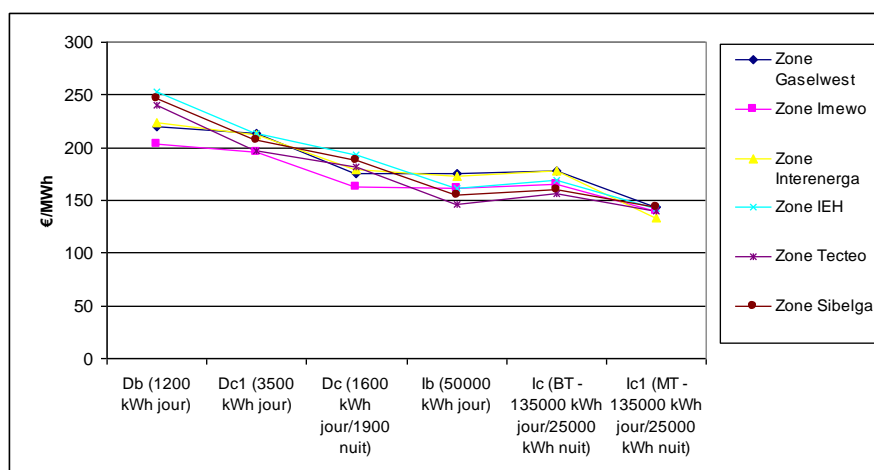


On note en particulier que la composante « TVA et taxe sur l'énergie » qui représente environ 18% du prix final des clients résidentiels BT (Db et Dc dans les exemples ci-dessus) est inexistante pour le client professionnel Ic1 raccordé en MT.

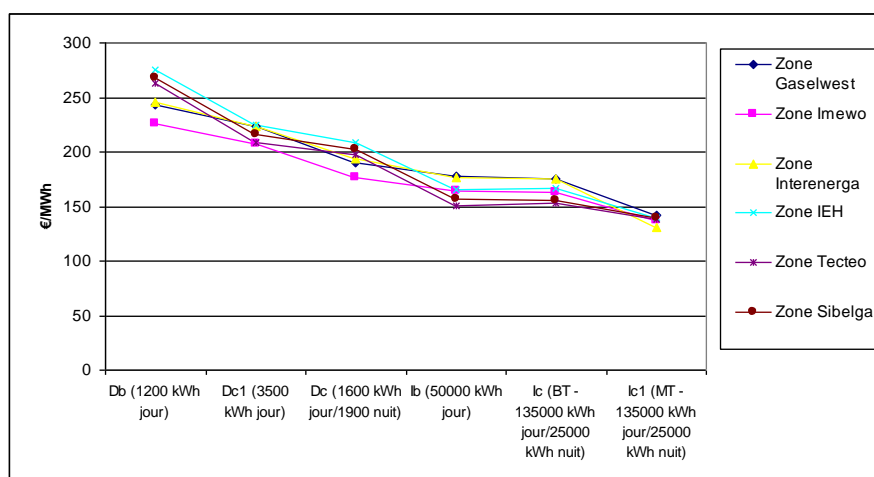
En raison de la cascade des coûts entre les niveaux de tension, la dégressivité des tarifs de distribution est importante. Le tarif MT n'atteint, dans la plupart des cas, que la moitié - voire même, dans le cas d'Inter-Energa, le tiers - de celui BT (par exemples : Figure 2.9. comparée à Figure 2.14. et Figure 2.10. comparée à Figure 2.17.). Ceci explique que le part du tarif de distribution dans le prix final peut baisser jusqu'à 15% pour Ic1 (Inter-Energa) alors qu'elle peut être près du double pour Dc (Gaselwest).

25. Les graphiques suivants présentent la dégressivité du prix final au consommateur en avril 2008 dans les différentes zones de distribution pour Electrabel et Luminus respectivement.

Electrabel – Avril 2008



Luminus – Avril 2008



La dégressivité des tarifs est en partie liée à :

- la tarification des fournisseurs qui peut être différenciée par niveau de tension (Electrabel) ;
- la consommation de nuit ou non ;
- la cascade des coûts de distribution entre niveaux de tension ;
- la TVA déductible chez les clients professionnels et la taxe énergie nulle pour les clients de la haute tension (>1 kV).

La comparaison du client Db au client Ic1 révèle clairement une convergence du prix final au consommateur entre les différentes zones de distribution. Cette convergence est le reflet de la part moins importante des tarifs de distribution dans le prix final au consommateur en amont de la basse tension.

26. La différence majeure concernant les principales composantes du prix final des clients résidentiels apparaît au niveau du prix du fournisseur (énergie) et est induite par les kWh accordés gratuitement en Flandre mais pas en régions wallonne et de Bruxelles-Capitale (comparaison par exemple des figures 2.1. et 2.2. aux figures 2.3. et 2.4.).

Les kWh gratuits permettent en Flandre de maintenir la proportion de la composante prix du fournisseur (énergie) à un niveau proche, voire quasiment identique de la composante tarif de distribution.

Pour Dc, les 500 kWh gratuits accordés permettent de maintenir le prix du fournisseur (énergie) en Flandre à approximativement 20 €/MWh (18 €/MWh en 2003 – 21 €/MWh en 2008) inférieur à celui pratiqué en régions wallonne et de Bruxelles-Capitale. Néanmoins, la récupération des manques à gagner sur les kWh gratuits se fait via une obligation de service public (OSP) imposée au GRD, ce qui alourdi les tarifs de distribution en Flandre (voir section II.5. Tarif des gestionnaires de réseau de distribution).

27. L'évolution des composantes indique que le prix du fournisseur (énergie) est principalement à l'origine de la hausse du prix final au consommateur, renforcée en 2008, et ce plus notablement dans les différentes zones de distribution en Flandre, par une hausse des tarifs de distribution. Dans les exemples repris, cette hausse est nettement plus marquée pour les clients BT (Dc et Ic) que pour le client MT (Ic1).

28. Les évolutions de prix du fournisseur Luminus constatées jusqu'en octobre 2004 (voir par exemple figures 2.11. et 2.12.) sont liées au fait que le prix facturé jusqu'à cette date était un prix « all-in » et que le prix de l'énergie a été estimé en déduisant de ce prix les coûts de transport et de distribution ainsi que les cotisations énergie renouvelable et de cogénération.

II.3. Prix du fournisseur (énergie)

29. Les résultats présentés ci-dessous correspondent au prix du fournisseur (énergie) en Wallonie (sans kWh gratuits). Les figures de gauche présentent les résultats en valeur absolue tandis que les figures de droite présentent les indices (juillet 2003=100). Pour rappel, ne disposant pas des fiches tarifaires des fournisseurs en MT, le prix du fournisseur (énergie) du client Ic1 a été calculé sur base des formules tarifaires appliquées aux clients professionnels BT.

Figure 3 – Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (énergie) – €/MWh et 07/2003=100

Figure 3.1. – Db – Wallonie (pas de kWh gratuits) – €/MWh

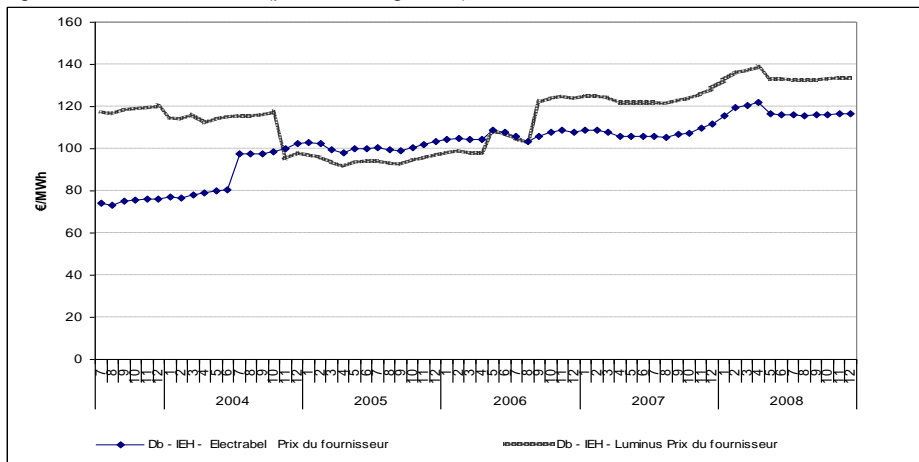


Figure 3.4. – Db – Wallonie – 07/2003=100

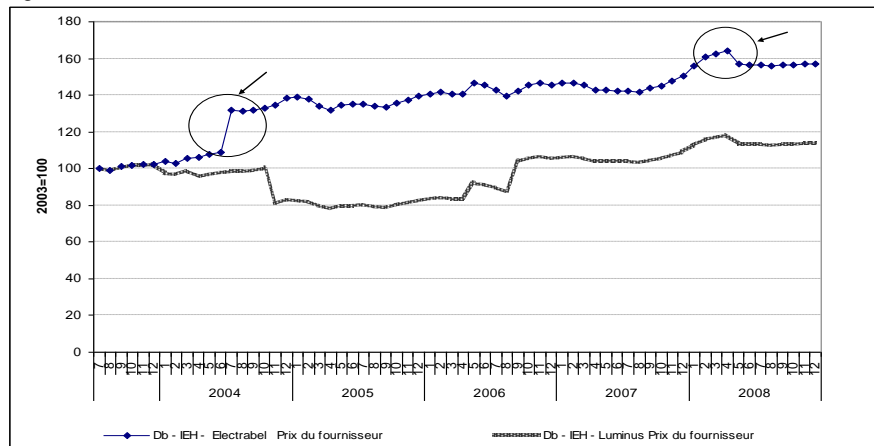


Figure 3.2. – Dc – Wallonie – €/MWh

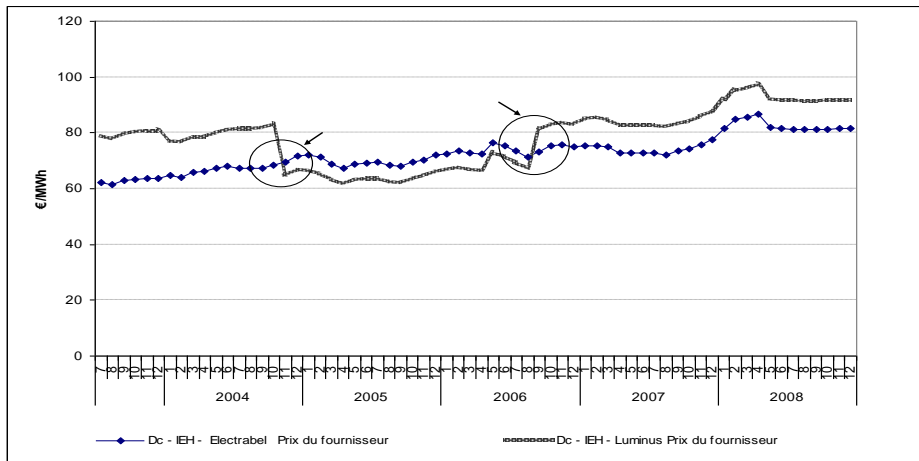


Figure 3.5. – Dc – Wallonie – 07/2003=100

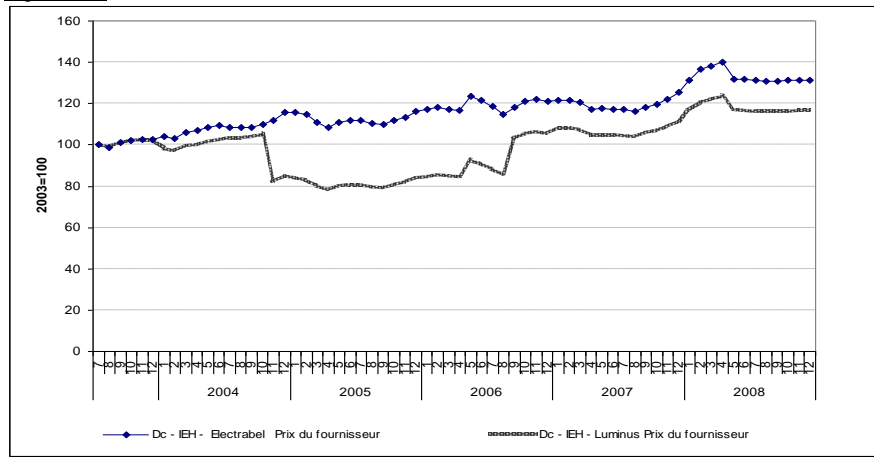


Figure 3 – Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (énergie) – €/MWh et 07/2003=100

Figure 3.3. – Dc1 – Wallonie – €/MWh

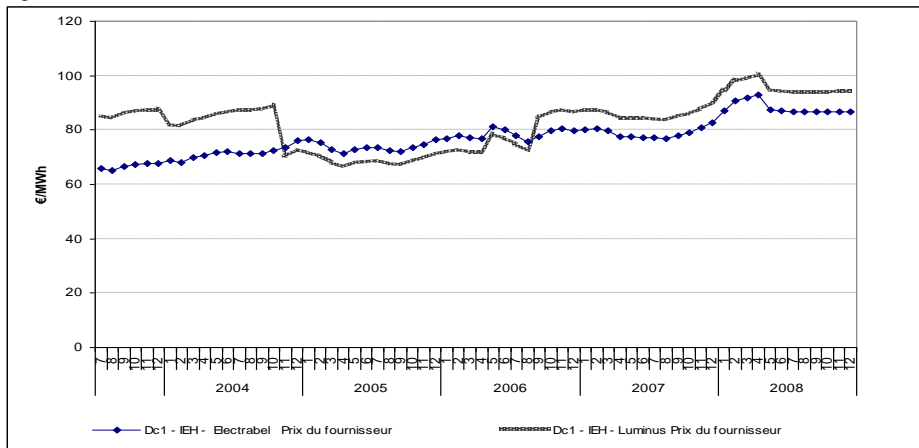


Figure 3.6. – Dc1 – Wallonie – 07/2003=100

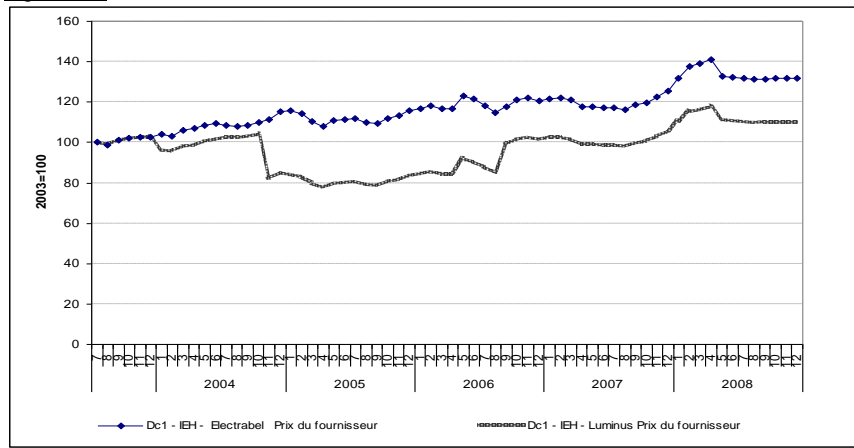


Figure 3.7. – Ib – Wallonie – €/MWh

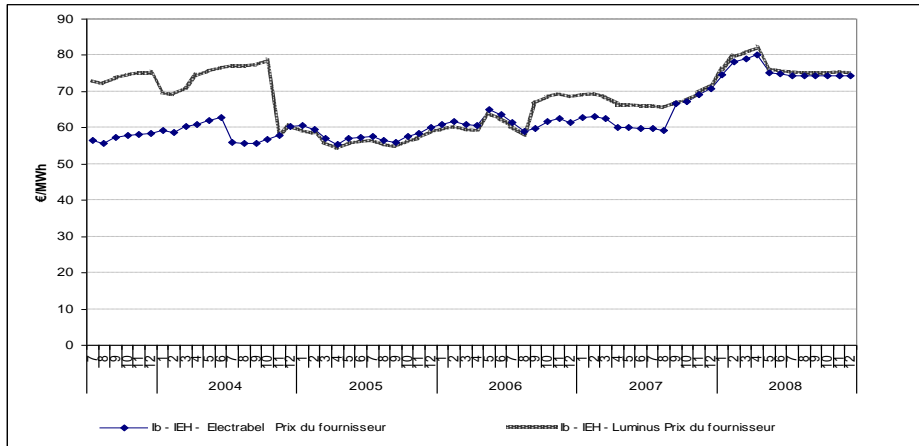


Figure 3.9. – Ib – Wallonie – 07/2003=100

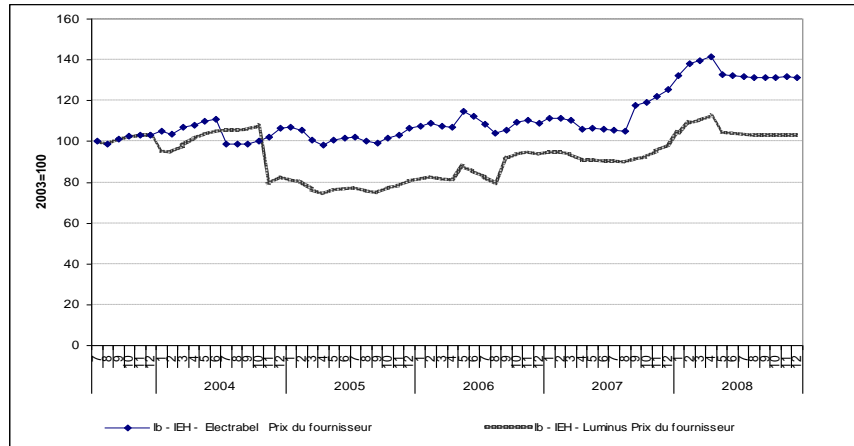


Figure 3 – Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (énergie) – €/MWh et 07/2003=100

Figure 3.8. – Ic – Wallonie – €/MWh

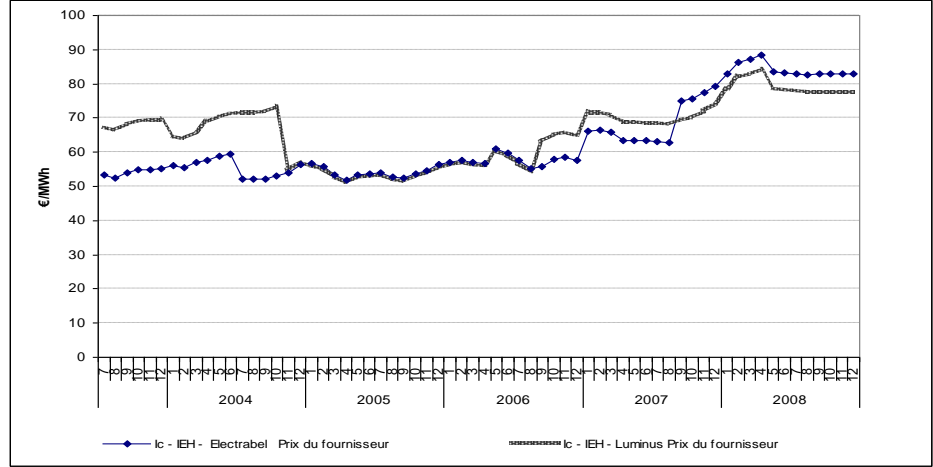
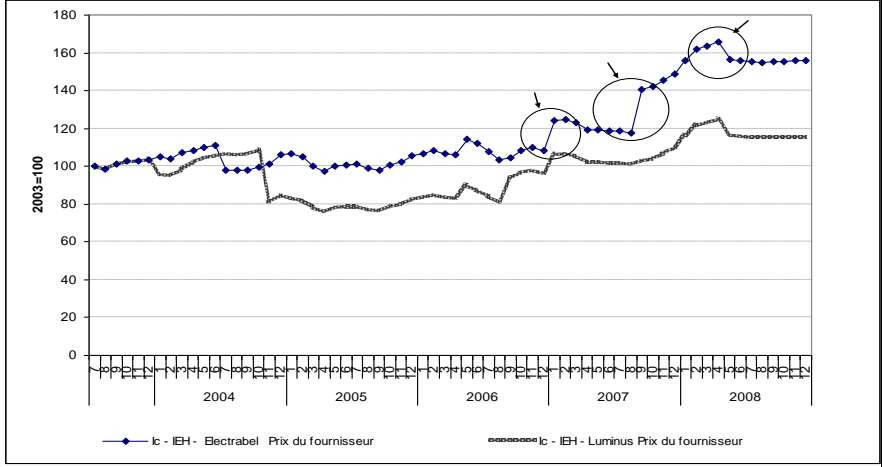


Figure 3.10. – Ic – Wallonie – 07/2003=100



30. Comme déjà mentionné ci-dessus, le tarif « Luminus standard » qui a été appliqué jusqu'en octobre 2004 est un tarif « all-in »¹³ couvrant le transport et la distribution. Dans la présente étude, le prix du fournisseur (énergie) a par conséquent été estimé par différence entre, d'une part, le tarif « all-in » et d'autre part les tarifs de transport et de distribution ainsi que les cotisations énergie renouvelable et de cogénération. Il convient par conséquent de considérer avec prudence les évolutions présentées pour le prix du fournisseur Luminus. A titre d'exemple, la baisse constatée en janvier 2004 dans les figures reprises ci-dessus n'est pas le résultat d'un changement de formule tarifaire mais bien du fait que jusqu'en janvier 2004, IEH n'a pas facturé de tarif de transport. Les fortes baisses constatées entre octobre et novembre 2004 illustrent le changement tarifaire marquant le passage des tarifs « all-in » à des tarifs ne portant que sur le prix du fournisseur (énergie). Une rectification plus ou moins forte à la baisse du prix du fournisseur Luminus entre octobre et novembre 2004 indique un niveau plus ou moins faible des tarifs de transport et distribution avant cette date.

31. Les évolutions du prix du fournisseur (énergie) entre juillet 2003 et avril 2008 appellent les remarques suivantes :

- les hausses du prix d'Electrabel sont plus prononcées pour Db (Figure 3.4.) et Ic (Figure 3.10.) que pour les autres clients types. Pour Db et Ic, les hausses constatées avoisinent les 60% tandis qu'elles sont de l'ordre de 40% pour les autres clients types. Les hausses plus importantes du prix d'Electrabel pour les clients types Db et Ic expliquent également les hausses plus marquées de leur prix final (voir paragraphe 21) ;
- chez Luminus, les hausses mesurées avoisinent les 20% pour la plupart des clients types, à l'exception du client Ib pour lequel cette hausse est limitée à 15% (Figure 3.9.) ;
- les hausses constatées sont le résultat de différentes modifications des formules tarifaires des fournisseurs ainsi que de l'indexation sur la base des paramètres Ne et Nc calculés mensuellement par la CREG. Luminus a modifié à cinq reprises¹⁴ ses formules tarifaires durant la période étudiée tandis qu'Electrabel a modifié les siennes à deux reprises pour les clients résidentiels et à trois reprises pour les clients professionnels¹⁵.

¹³ Comprenant les coûts de transport et de distribution mais pas la cotisation fédérale et la taxe sur l'énergie.

¹⁴ En novembre 2004, en janvier 2005, en mai et en septembre 2006 ainsi qu'en janvier 2007.

¹⁵ Pour les clients résidentiels, en juillet 2004 et en janvier 2007. Pour les clients professionnels, en juillet 2004, en janvier 2007 et en septembre 2007.

- contrairement à Luminus, Electrabel différencie sa tarification en fonction des tranches de consommations, ce qui explique des évolutions plus contrastées entre groupes de clients :
 - la hausse plus sensible du prix d'Electrabel constatée pour le client Db s'explique par une révision des formules tarifaires en juillet 2004 (Figure 3.4.). Cette révision tarifaire a eu un impact plus significatif pour des clients avec le profil Db dont le prix est calculé sur base du tarif « normal » (sans prise en compte du terme de nuit) avec la formule « elec 20 » (consommation jour inférieure à 2.000 kWh/an). En ce qui concerne les clients résidentiels, Electrabel a introduit une seconde modification des formules tarifaires en janvier 2007, suite à l'extension des heures creuses au week-end mais qui est restée sans influence sur les clients types résidentiels considérés¹⁶ ;
 - la hausse de juillet 2004 n'est pas constatée pour les clients Dc et Dc1 dont le prix du fournisseur (énergie) apparaît comme peu affecté par le changement tarifaire. Pour ces clients types, on peut conclure que la hausse de prix du fournisseur Electrabel constatée sur la période étudiée est entièrement attribuable à l'évolution des paramètres d'indexation Nc et Ne¹⁷ ;
 - la hausse plus sensible du prix d'Electrabel pour le client Ic s'explique par les révisions des formules tarifaires en janvier et en septembre 2007 (Figure 3.10.) qui ont un impact plus significatif sur ce client type (avec consommation de nuit). La révision tarifaire de septembre 2007 est spécifique aux clients professionnels ;
 - hormis les changements des formules tarifaires, le prix du fournisseur Luminus suit une évolution dans le temps fortement corrélée à celle d'Electrabel (voir par exemple la Figure 3.7. dans laquelle la courbe de Luminus se confond avec celle d'Electrabel une grande partie du temps). Cette corrélation s'explique par la structure des formules tarifaires (et en particulier par le coefficient multiplicateur du paramètre d'indexation Nc) sensiblement identique chez les deux fournisseurs.

¹⁶ La modification porte sur le tarif bihoraire d'Electrabel mais est calibrée de sorte qu'elle laisse inchangée la facture globale du client Dc.

¹⁷ Voir à ce sujet l'étude de la CREG (F)080221-CDC-752 relative à « l'annonce par Electrabel du blocage des prix de l'électricité et du gaz à la clientèle résidentielle ».

32. En comparant l'évolution à partir du mois de novembre 2004, date à laquelle Luminus a abandonné la tarification « all-in » au profit d'une tarification ne portant que sur l'énergie, on constate pour les clients résidentiels une hausse plus sensible du prix de Luminus par rapport à celui d'Electrabel. Pour les clients résidentiels (Db, Dc et Dc1), alors que le prix de Luminus était resté inférieur à celui d'Electrabel durant la période de novembre 2004 à août 2006, il est passé à partir de septembre 2006 au dessus de celui d'Electrabel (voir par exemple Figure 3.2.). Les hausses du prix du fournisseur (énergie) entre novembre 2004 et avril 2008 peuvent atteindre 50% pour un client type Dc (Figure 3.5.). Cette augmentation est principalement due à un changement des formules tarifaires appliquées par Luminus à partir de septembre 2006. Pour le client professionnel Ib, la hausse globale constatée en comparant novembre 2004 à avril 2008 est sensiblement identique pour les deux fournisseurs tandis que pour le client Ic, elle est moindre chez Luminus.

II.4. Tarif du gestionnaire de réseau de transport

33. Les figures 4.1. à 4.12. présentent les évolutions des tarifs de transport (hors prélèvements publics) en valeur absolue (figures de gauche) et en indice en base juillet 2003=100 (figures de droite) pour les différents GRD. Les tarifs de transport étant identiques pour les clients BT (Db, Dc, Dc1, Ib, Ic), leur décomposition est illustrée pour Dc aux figures 5.1. à 5.6. Pour le client type MT (Ic1), la décomposition ne donne pas de résultats représentatifs dans la mesure où le tarif de transport est plafonné pour la plupart des années.

Les figures 5.1. à 5.6. s'interprètent de la manière suivante : les bâtonnets donnent les trois sous composantes des tarifs de transport (1. tarif de transport hors prélèvements publics, services auxiliaires et excédents/déficits reportés ; 2. les tarifs des services auxiliaires ; 3. les excédents/déficits reportés). La somme des trois composantes donne donc le tarif de transport (hors prélèvements publics), représenté par une ligne. Notons que graphiquement, la ligne représentant les tarifs de transport (hors prélèvements publics) se situe dans la plupart des cas à un niveau inférieur à celui des bâtonnets, ce qui s'explique par des excédents/déficits reportés négatifs (venant donc diminuer la hauteur des tarifs).

Figure 4 – Aperçu de l'évolution du tarif de transport – €/MWh et 07/2003=100

Figure 4.1. – Db – €/MWh

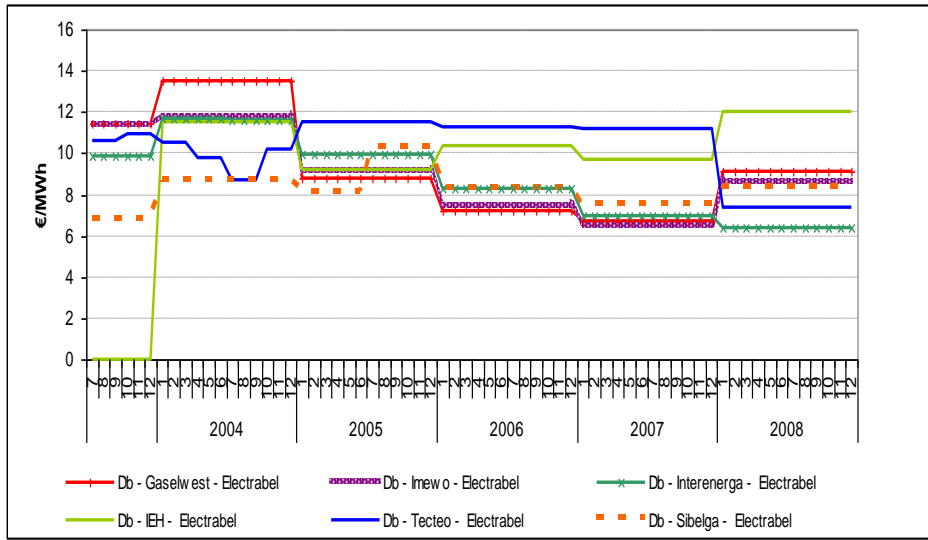


Figure 4.2 – Db – 07/2003=100 ; (sauf IEH : 01/2004 =100)

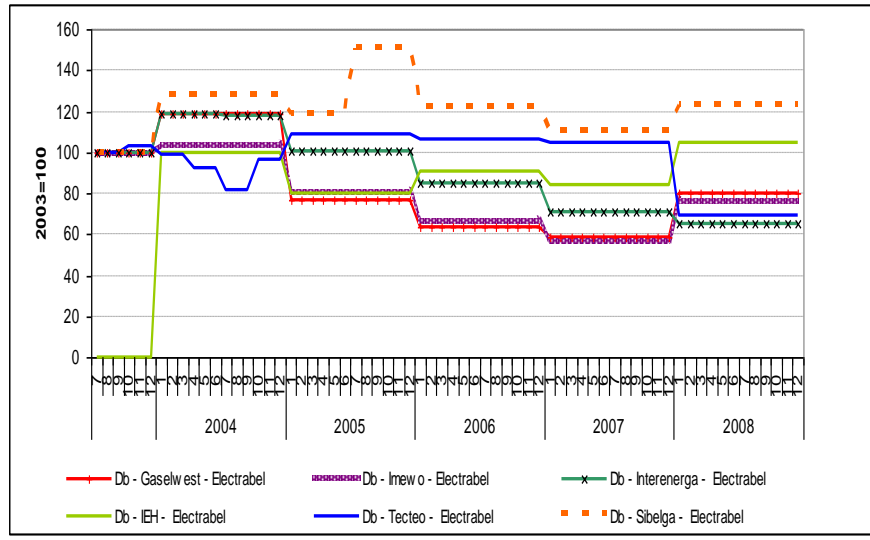


Figure 4.3. – Dc – €/MWh

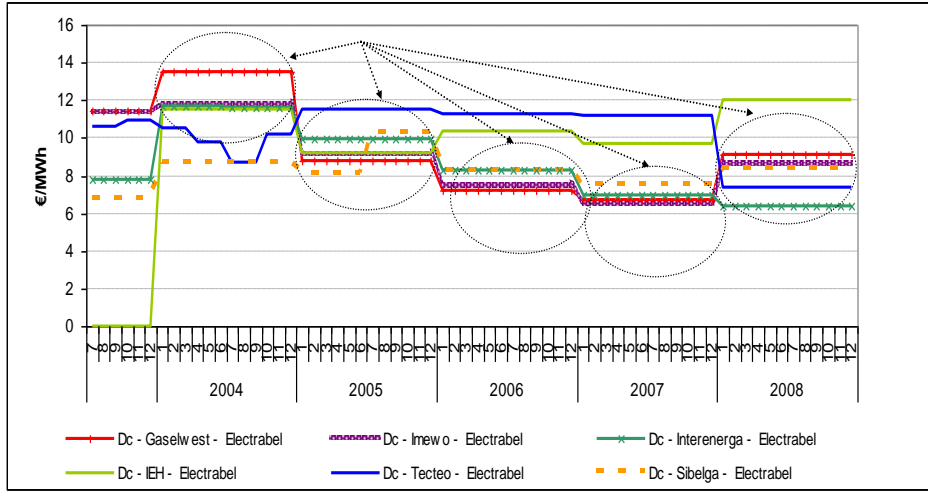


Figure 4.4 – Dc – 07/2003=100 ; (sauf IEH : 01/2004 =100)

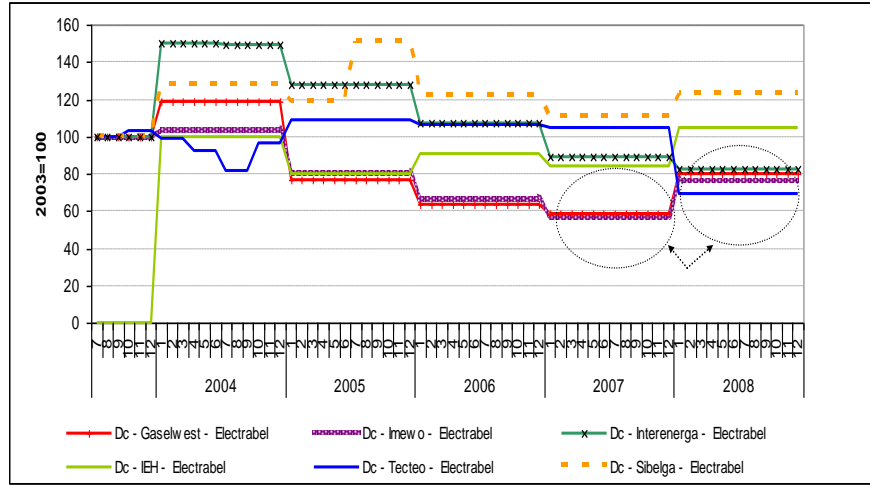


Figure 4 – Aperçu de l'évolution du tarif de transport – €/MWh et 07/2003=100

Figure 4.5. – Dc1 – €/MWh

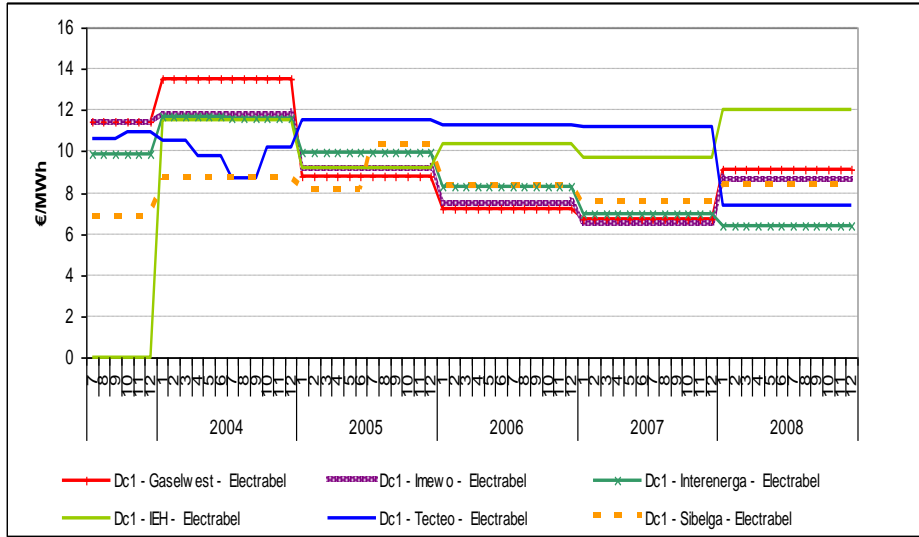


Figure 4.6. – Dc1 – 07/2003=100 ; (sauf IEH : 01/2004 =100)

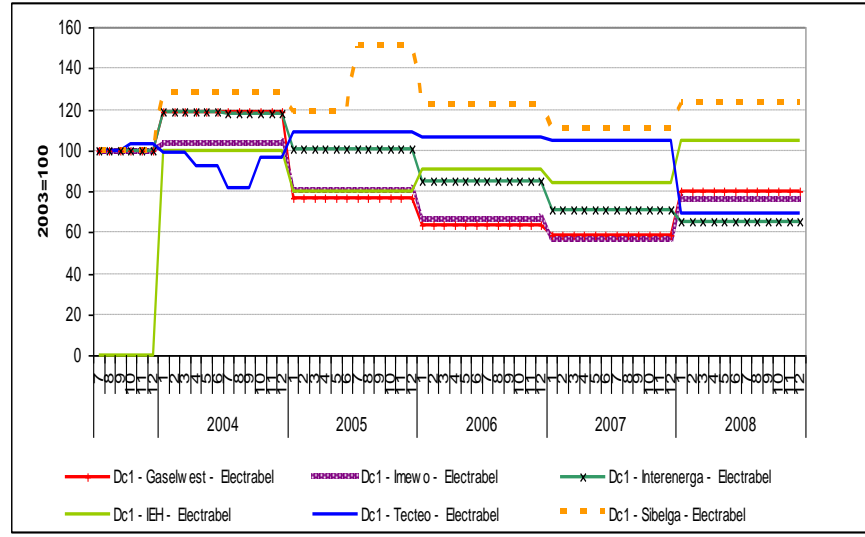


Figure 4.7. – Ib – €/MWh

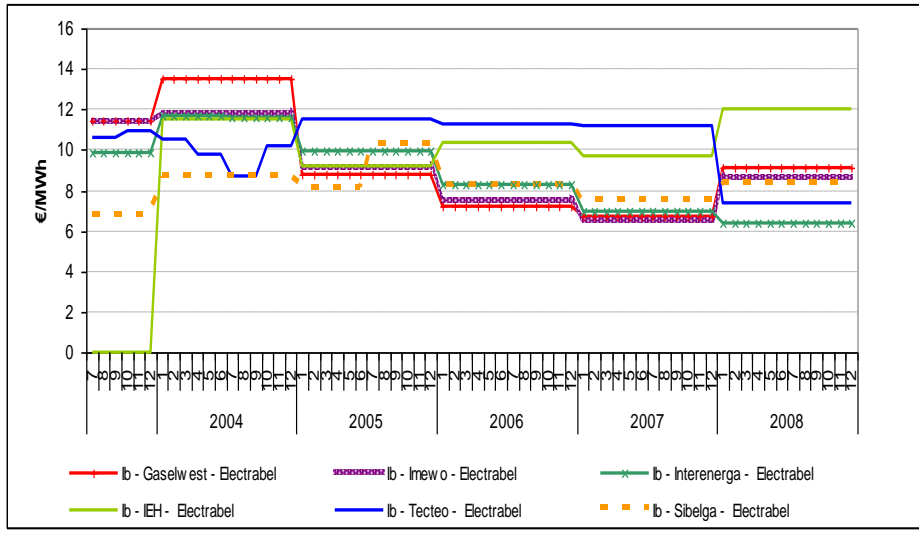


Figure 4.8. – Ib – 07/2003=100 ; (sauf IEH : 01/2004 =100)

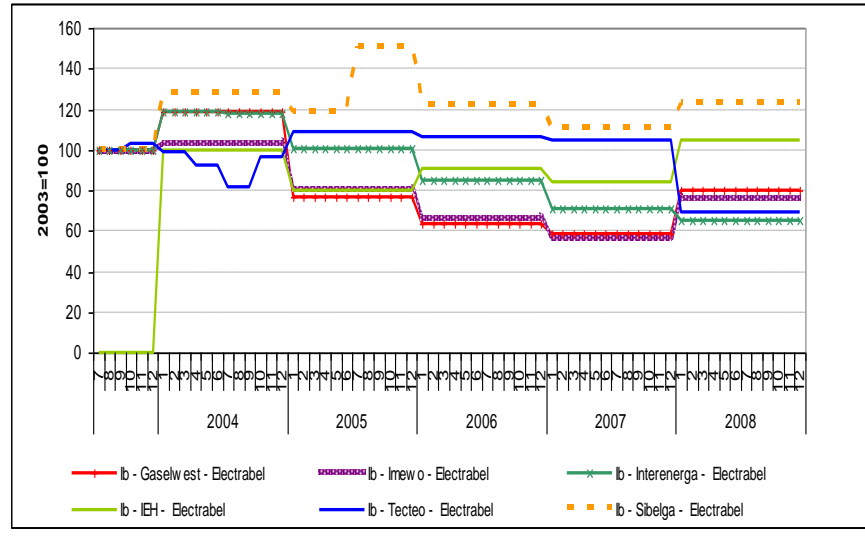


Figure 4 – Aperçu de l'évolution du tarif de transport – €/MWh et 07/2003=100

Figure 4.9. – Ic – €/MWh

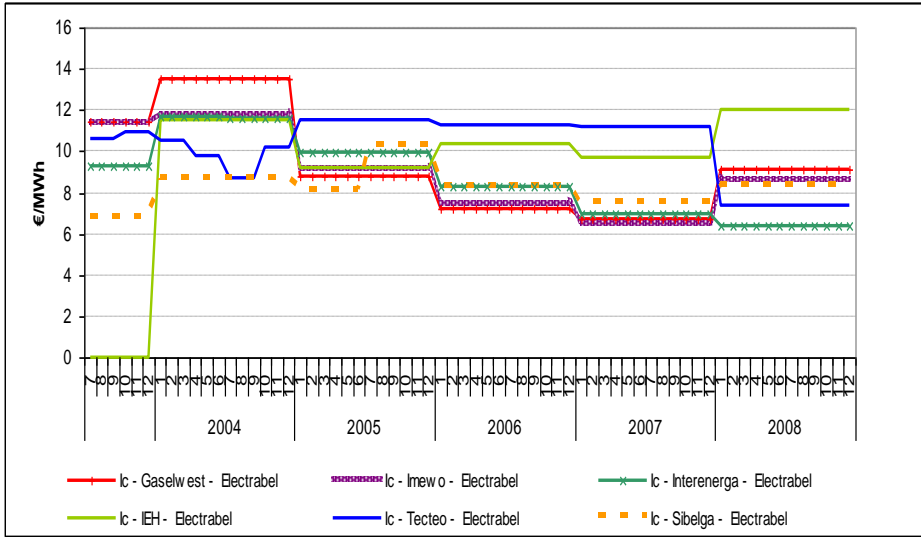


Figure 4.10. – Ic – 07/2003=100 ; (sauf IEH : 01/2004 =100)

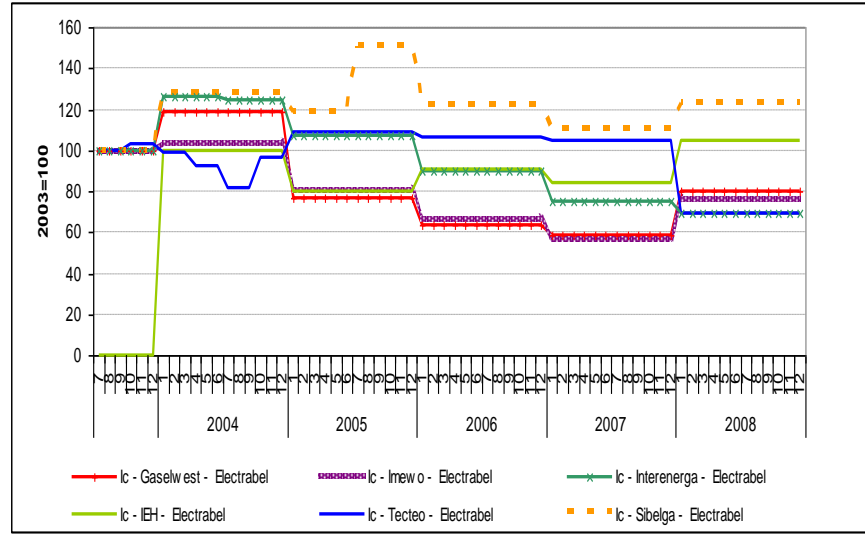


Figure 4.11. – Ic1 – €/MWh

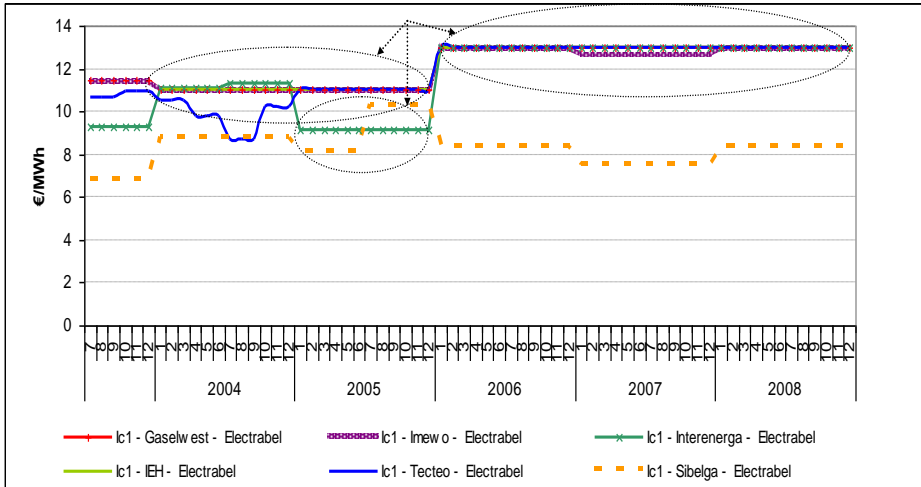
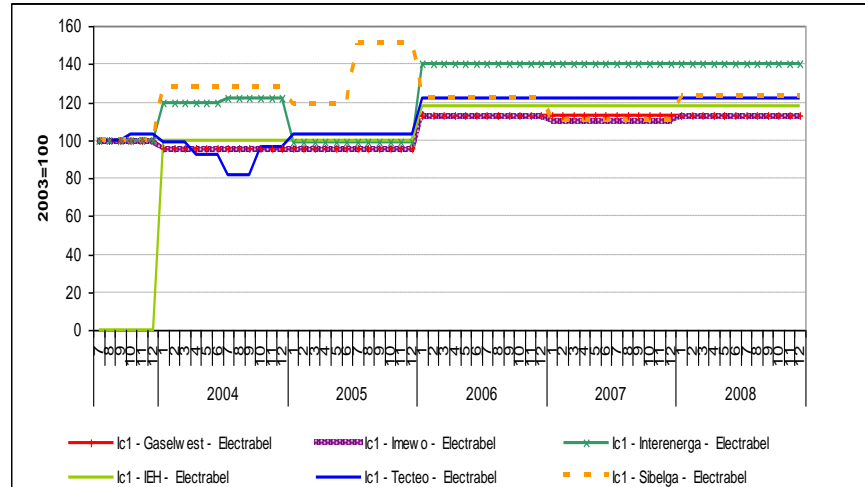


Figure 4.12. – Ic1 – 07/2003=100 ; (sauf IEH : 01/2004 =100)



34. Mis à part dans la zone de distribution d'Inter-Energa où les tarifs de transport en 2003 sont calculés en tenant compte d'une différenciation heures pleines/heures creuses¹⁸, les coûts de transport exprimés en €/MWh sont identiques pour les clients BT (Db, Dc, Dc1, Ib et Ic). Le client type Ic1 bénéficie d'une tarification MT fonction de la puissance prélevée, sauf dans la zone de Sibelga qui pratique une tarification moyenne non différenciée entre les différents groupes de clients.

35. Pour le client Ic1 (figures 4.11. et 4.12.), hormis pour Sibelga qui pratique une tarification moyenne non différenciée pour les différents groupes de clients, les tarifs de transport suivent depuis 2004 (depuis 2005 pour Tecteo¹⁹) le prix plafond fixé par les GRD. A l'exception d'Inter-Energa, ce prix plafond (hors cotisation fédérale) s'élevait à 11 €/MWh pour les années 2004 à 2006 et à 13 €/MWh à partir de cette date. Pour Inter-Energa, le prix plafond, cotisation fédérale comprise, s'élevait à 13 €/MWh en 2004, à 11 €/MWh en 2005 et à 13 €/MWh (hors toutes surcharges) à partir de 2006. Le fait que le client type Ic1 se voit appliquer le prix plafond est lié à son faible taux d'utilisation (1.600 heures par an).

Pour les autres clients types, les évolutions divergent entre les régions.

36. FLANDRE. Les évolutions des tarifs de transport en région flamande présentent une certaine similarité, avec des baisses de tarifs par rapport au niveau de juillet 2003. Celles-ci peuvent atteindre 40% en 2007 (Gaselwest et Imewo) ou 30% en 2008 (Inter-Energa) (voir par exemple Figure 4.4.). Les tarifs de transport ayant connu une hausse entre 2003 et 2004²⁰, les baisses sont encore davantage prononcées si elles sont comparées à l'année 2004. Ces fortes baisses reflètent - avec un décalage d'un an (Elia System Operator n'a pas connu de hausse de tarifs entre 2003 et 2004) - celles observées au niveau des tarifs de transport d'Elia System Operator.

37. BRUXELLES. Sibelga rejoint l'évolution des GRD flamands à partir de juillet 2005. La raison en est que, jusqu'à cette date, étant donné le faible degré d'éligibilité de sa clientèle, Sibelga refacturait les coûts de transport, après réception de la facture d'Elia System Operator, de manière à en récupérer le plus exactement la somme. Tecteo a procédé également de la sorte en 2003 et 2004.

¹⁸ En l'absence de tarifs transmis à la CREG, l'étude se base sur les tarifs repris dans les fiches tarifaires d'Electrabel.

¹⁹ Pour rappel, jusque 2005, Tecteo refacturait *ex-post* les montants qui lui étaient facturés par Elia System Operator.

²⁰ La hausse des tarifs entre juillet 2003 et janvier 2004 peut principalement être attribuée à une meilleure connaissance des données, des modifications de périmètres de facturation ainsi qu'à des modifications de la méthode de facturation des tarifs de transport.

En termes absolus, les tarifs de transport des GRD flamands et de Sibelga se sont maintenus à un niveau proche entre 2005 et 2008²¹ (voir par exemple Figure 4.3.).

38. WALLONIE. Les évolutions plus disparates constatées dans les zones de distribution wallonnes sont liées aux difficultés rencontrées par les GRD d'extrapoler à l'ensemble de la clientèle les données d'une facturation ne couvrant qu'une faible partie de celle-ci (le GRD ne recevant qu'une facture d'Elia System Operator pour la partie éligible de sa clientèle). Une des difficultés rencontrée est celle de l'estimation de l'importance de l'effet de foisonnement des capacités prélevées de l'ensemble de la clientèle. La forte baisse constatée au niveau des tarifs 2008 de Tecteo est liée à la constatation d'un excédent important dégagé sur l'exercice 2007, première année pour laquelle l'ensemble de la clientèle était éligible²² et qui a contraint Tecteo à revoir les paramètres de sa tarification. IEH a également annoncé, après analyse des chiffres réels 2007, la nécessité de revoir les tarifs futurs.

39. La maîtrise des coûts et une croissance importante des produits divers venant en diminution des coûts couverts par les tarifs sont à l'origine des baisses des tarifs de transport d'Elia System Operator. Il faut noter en particulier :

- l'application des lignes directrices de la CREG relatives au calcul de l'amortissement et à l'interprétation ainsi qu'à la valorisation des capitaux investis et à la marge bénéficiaire équitable ;
- l'évolution des éléments constitutifs de la rémunération des capitaux investis et notamment l'évolution du taux OLO à 10 ans et du paramètre Béta qui pondère la prime de risque de marché ;
- une efficacité en termes de coût accrue suite à la reprise d'infrastructures de transport de certains GRD ;
- une hausse sensible des revenus générés par les transactions internationales, en particulier celles liées aux enchères de capacités de transport aux frontières ;
- la prise en compte de revenus de pénalité appliquées aux fournisseurs de certains services suite à un non respect strict de leurs engagements contractuels vis-à-vis d'Elia System Operator, notamment des pénalités en raison de non respect des disponibilités des capacités de réserve contractées ;

²¹ A l'exception du fait que le tarif d'Inter-Energa baisse entre 2007 et 2008 alors que celui des autres GRD augmente (cette divergence est abordée ci-dessous).

²² Excédent qui devra être restitué sur le prochain exercice.

- une attention particulière portée à l'application '*at arm's length*' lors de l'évaluation du gestionnaire de réseau de transport vis-à-vis des entreprises qui lui sont liées. Ainsi, l'interprétation stricte par la CREG d'un fonctionnement conforme au marché a été à l'origine d'une baisse sensible et continue des coûts des services auxiliaires et des coûts d'engineering, avec pour conséquence la reprise d'un bureau d'étude ;
- une évaluation stricte *ex post* des soldes d'exploitation annuels, qui, de manière générale, consistaient en un excédent important et qui à leur tour ont été portés en diminution des tarifs de transport.

A partir de 2008, les tarifs de transport sont fixés pour une durée de quatre ans. La hausse des tarifs de transport en 2008 s'explique principalement par la prise en compte de l'indexation sur quatre années, d'investissements supplémentaires à réaliser durant cette période ainsi que par le fait que le report de l'excédent/déficit de 2006 a été imputé sur quatre années plutôt que sur une année.

Cette hausse apparaît clairement chez Imewo, Gaselwest, Sibelga et IEH mais n'apparaît pas chez Tecteo et Inter-Energa. Comme déjà indiqué ci-dessus, la forte baisse constatée chez Tecteo est liée à une révision des paramètres de tarification en raison d'un important excédent dégagé en 2006. La baisse des tarifs d'Inter-Energa s'explique notamment par l'intégration des excédents/déficits d'exploitation de son réseau 70 kV dans les tarifs de transport cascades.

Figure 5 – Aperçu des principales composantes du tarif de transport – €/MWh

Figure 5.1. – Dc – Gaselwest – €/MWh

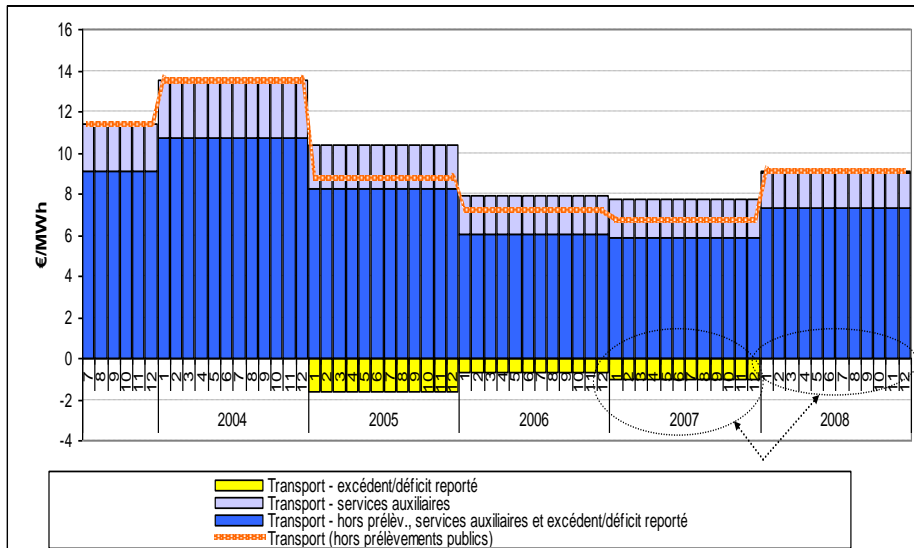


Figure 5.3. – Dc – IEH – €/MWh

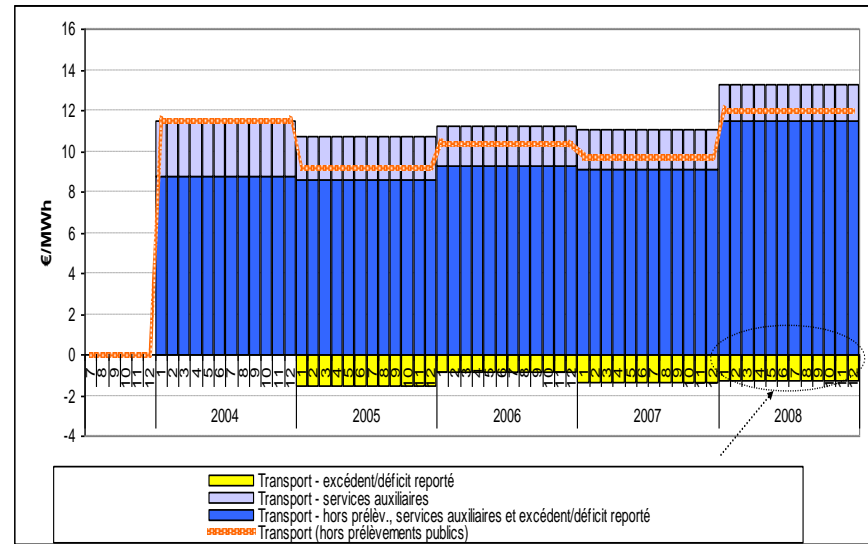


Figure 5.2. – Dc – Imewo – €/MWh

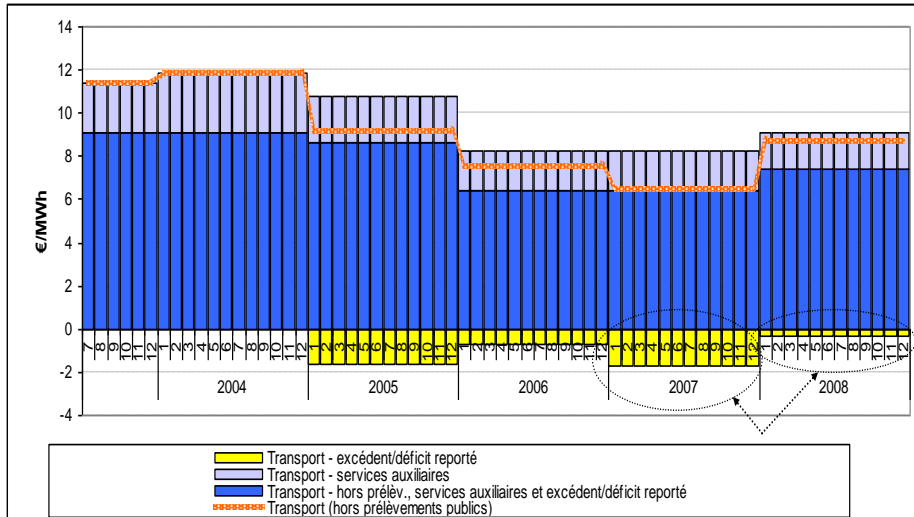


Figure 5.4. – Dc – Tecteo – €/MWh

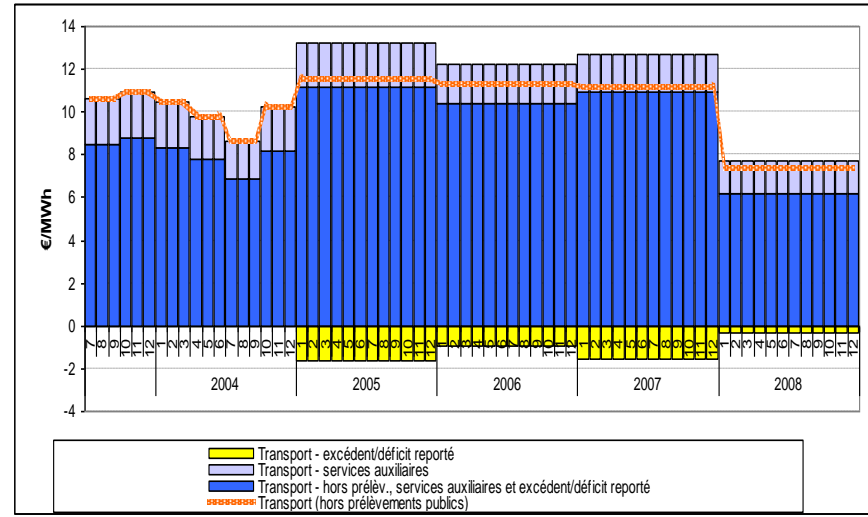


Figure 5 – Aperçu des principales composantes du tarif de transport – €/MWh

Figure 5.5. – Dc – Inter-Energa – €/MWh

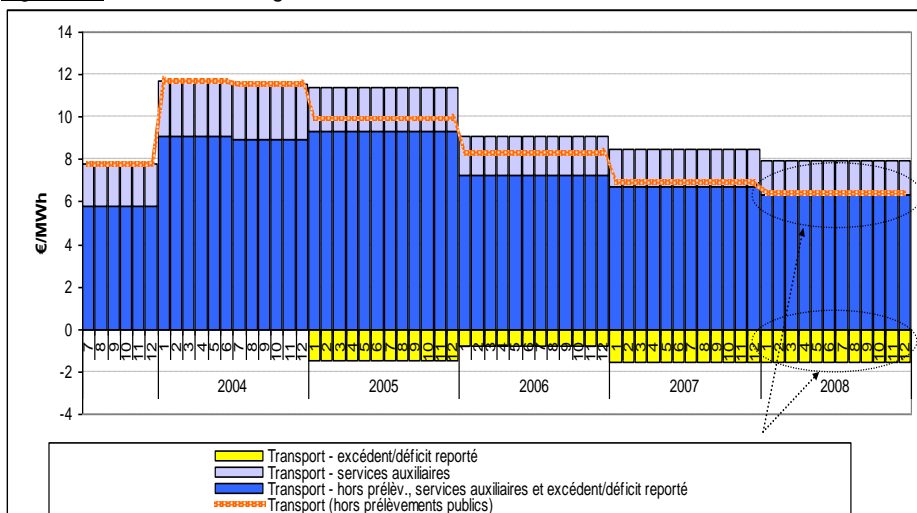
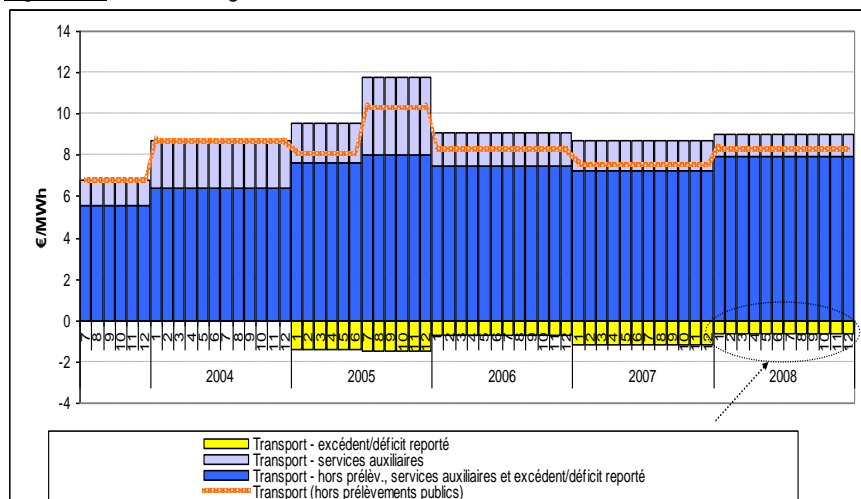


Figure 5.6. – Dc – Sibelga – €/MWh



40. Excédent/déficit reportés. Les montants d'excédents/déficits reportés repris aux figures ci-dessus sont principalement ceux constatés au niveau d'Elia System Operator dont il a été supposé dans la présente étude qu'ils se répartissent uniformément entre les différents groupes de clients. Comme déjà indiqué au paragraphe 8, pour la plupart des GRD et des années, les excédents/déficits d'exploitation propres à la facturation des tarifs de transport par les GRD sont englobés dans les excédents d'exploitation de la distribution (voir paragraphe 49).

Seul un report spécifique à l'application des tarifs de transport par les GRD a pu être identifié chez :

- Gaselwest et Imewo en 2007 (report de l'exercice 2005) et en 2008 (report de l'exercice 2006). Chez Gaselwest (Figure 5.1.), le report des tarifs de transport lié à la facturation par le distributeur est faible tant en 2007 et 2008 et l'excédent qui apparaît graphiquement est quasi entièrement celui dégagé au niveau d'Elia System Operator. Chez Imewo (Figure 5.2.), les reports constatés en 2007 et 2008 au niveau du GRD sont plus importants et viennent baisser, en supplément des reports d'Elia System Operator, les tarifs d'environ 10% en 2007 et de 2% en 2008 ;
- Inter-Energa a isolé de ses tarifs pour les années 2006 à 2008 les excédents/déficits d'exploitation (bonus/malus) constatés au niveau de son réseau 70 kV. L'excédent de 2006 (intégré dans les tarifs de 2008) est assez important, ce qui explique la baisse des tarifs de transport entre 2007 et 2008 (voir Figure 5.5.) ;
- IEH en 2008 (report de l'exercice 2006) qui vient de baisser les tarifs de transport d'environ 6% et ce en supplément aux reports d'Elia System Operator (Figure 5.3.) ;
- Sibelga en 2008. Il s'agit de l'ensemble des reports cumulés au 31/12/2006 mais le montant reste limité. Sans l'incorporation de ces excédents, les tarifs de transport auraient été d'environ 2,5% supérieurs à ce qu'ils ne sont (Figure 5.6.).

Tecteo n'a pas transmis les calculs permettant d'identifier l'excédent d'exploitation pris en compte dans les tarifs de 2008. L'excédent d'exploitation présenté graphiquement dans les tarifs de 2008 correspond donc à celui d'Elia System Operator (Figure 5.4.).

41. Services auxiliaires. Les tarifs des services auxiliaires, qui représentent une part importante des tarifs de transport (approximativement 20%-25%), ont baissé sensiblement durant la période étudiée. Ils couvrent :

- les coûts des différentes réserves en capacité ainsi que ceux des moyens de réglages nécessaires au maintien de l'équilibre de la zone ;
- les coûts de compensation des pertes de réseaux.

Ces derniers ayant augmenté sensiblement suite à la hausse des prix de l'énergie, les baisses constatées au niveau de l'ensemble des services auxiliaires sont attribuables à une baisse des coûts des réserves et des moyens de réglages. Celles-ci s'expliquent à leur tour par :

- les contrôles approfondis de la CREG qui ont abouti pour plusieurs exercices à l'imposition par le Ministre de prix maxima pour la fourniture des réserves sur la base de la procédure prévue à l'arrêté royal du 11 octobre 2002 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité ;
- l'introduction d'un nouveau mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires sur base d'un mécanisme de marché qui s'est avéré globalement moins coûteux pour Elia System Operator que l'ancien système dans lequel les moyens d'activation étaient contractés annuellement en même temps que les réserves en capacité.

II.5. Tarif des gestionnaires de réseau de distribution

42. Les figures 6.1. à 6.12. présentent les évolutions des tarifs des gestionnaires des réseaux de distribution (hors prélèvements publics) en valeurs absolues (figures de gauche) et en indice en base juillet 2003=100 (figures de droite). Les sous composantes des tarifs de distribution sont détaillées pour les clients types Dc et Ic1 dans les figures 7.1. à 7.12.

Figure 6 – Aperçu de l'évolution du tarif de distribution – €/MWh et 07/2003=100

Figure 6.1. – Db – €/MWh

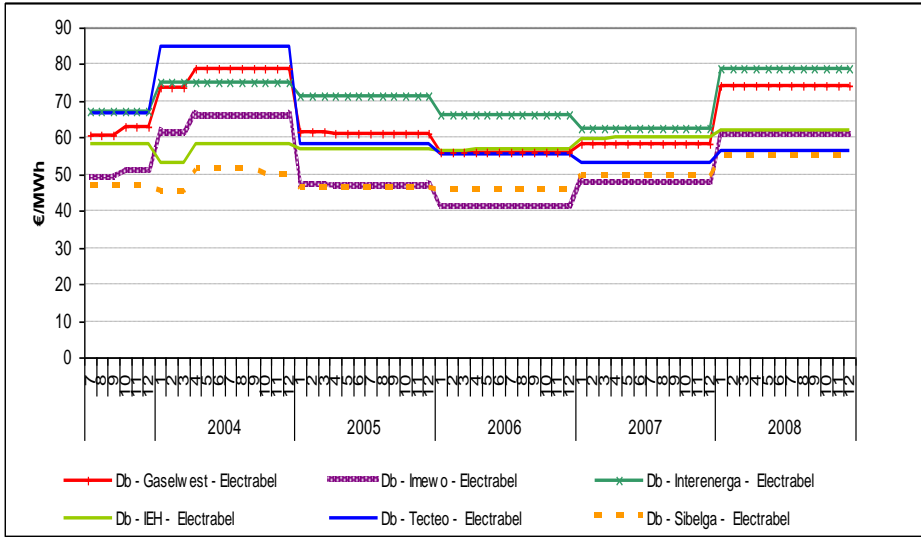


Figure 6.2. – Db – 07/2003=100

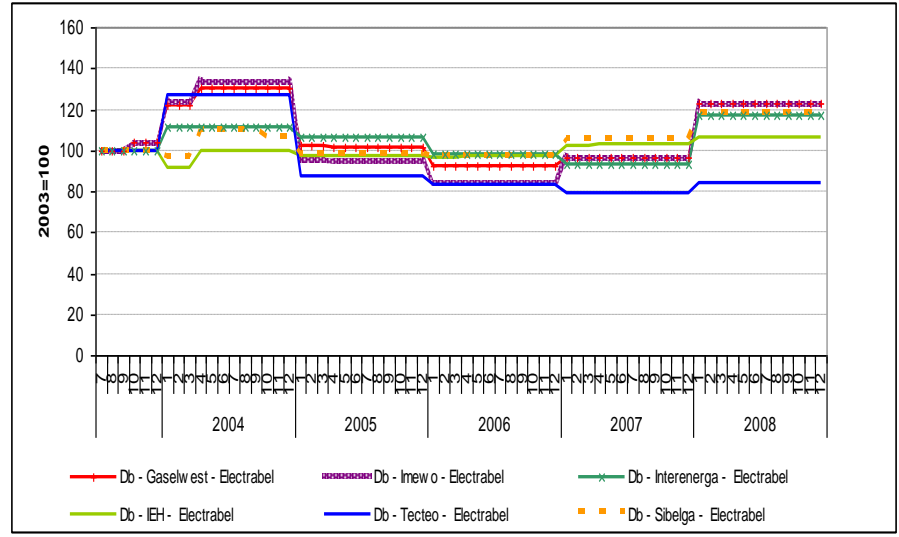


Figure 6.3. – Dc – €/MWh

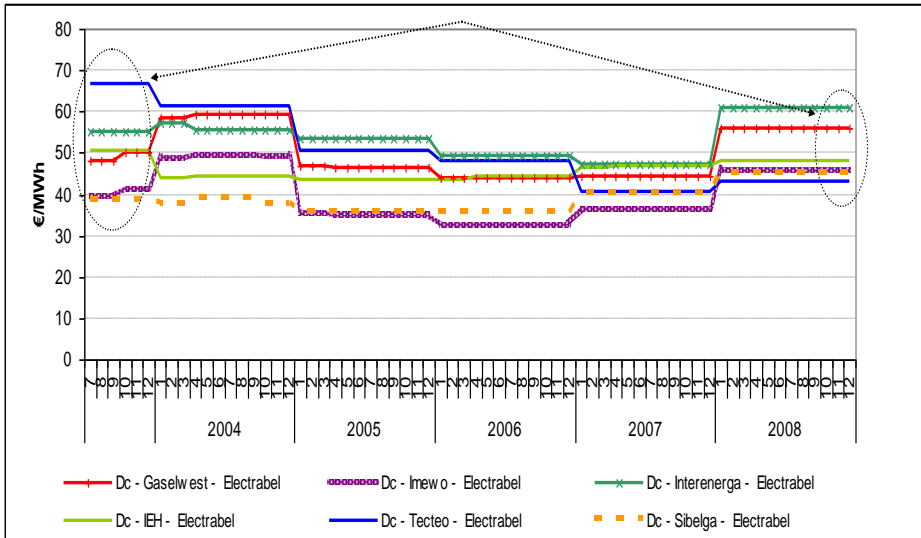


Figure 6.4. – Dc – 07/2003=100



Figure 6 – Aperçu de l'évolution du tarif de distribution – €/MWh et 07/2003=100

Figure 6.5. – Dc1 – €/MWh

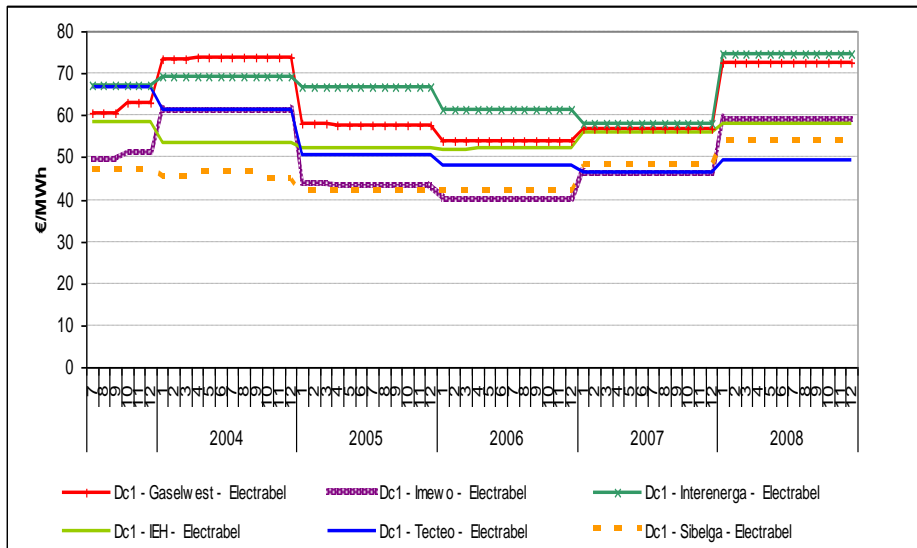


Figure 6.6. – Dc1 – 07/2003=100

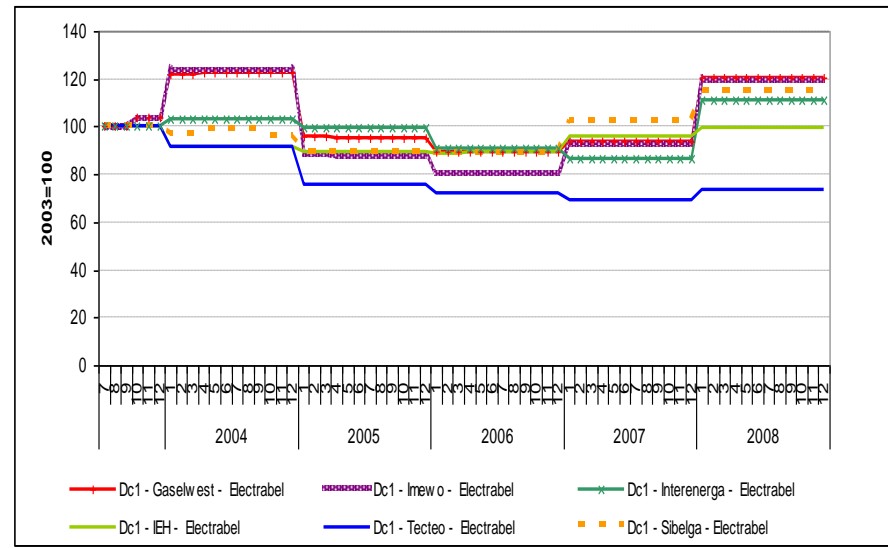


Figure 6.7. – Ib – €/MWh

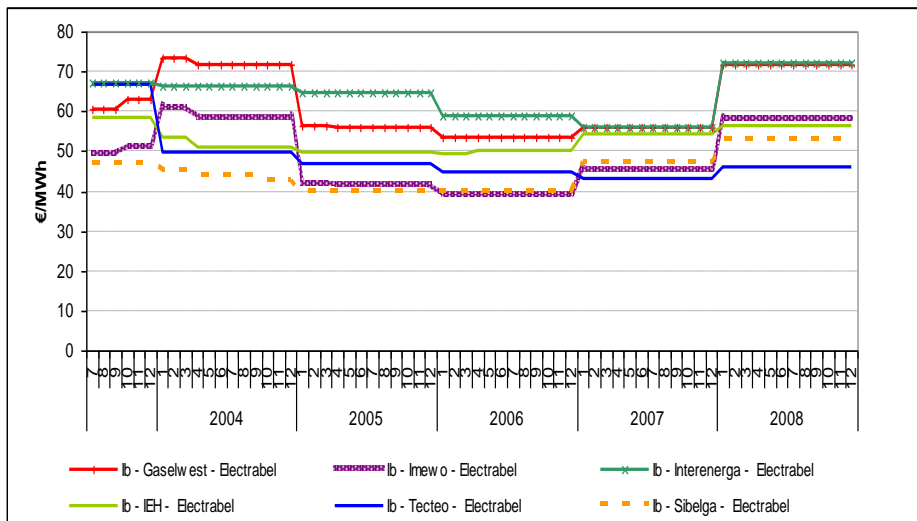


Figure 6.8. – Ib – 07/2003=100

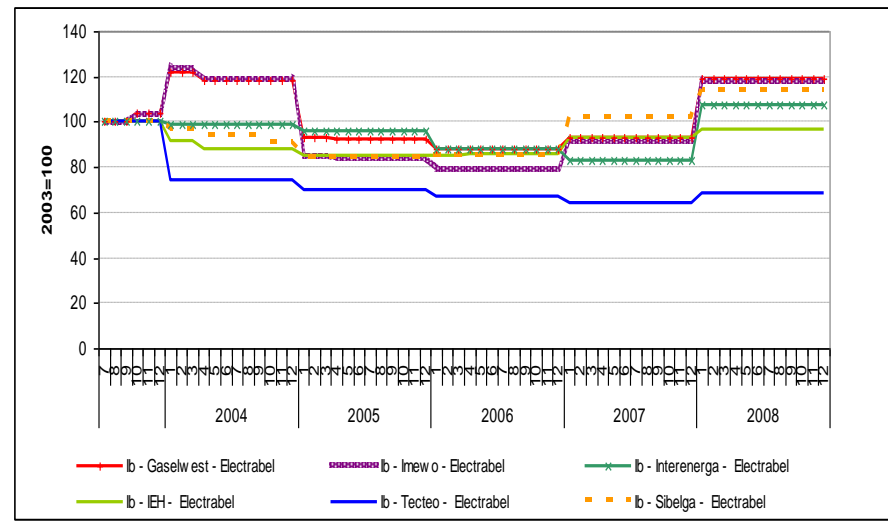


Figure 6 – Aperçu de l'évolution du tarif de distribution – €/MWh et 07/2003=100

Figure 6.9. – **lc** – €/MWh

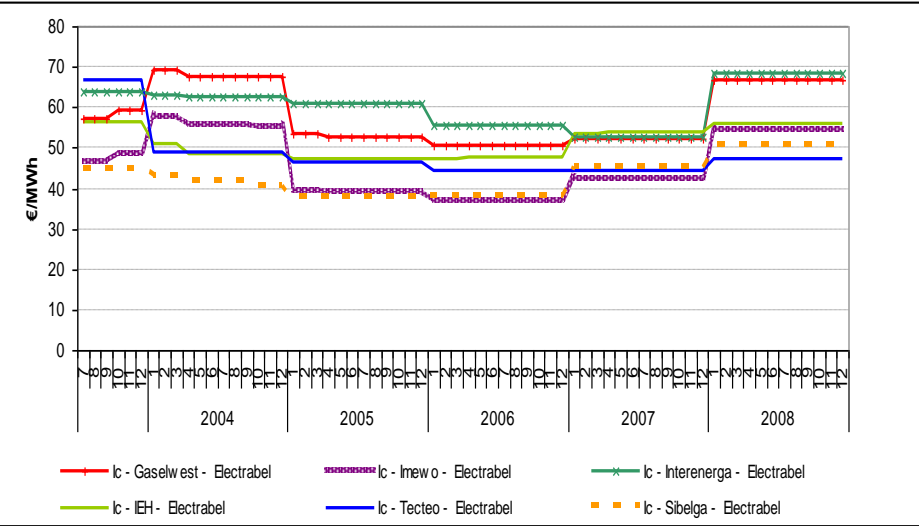


Figure 6.10. – **lc** – 07/2003=100

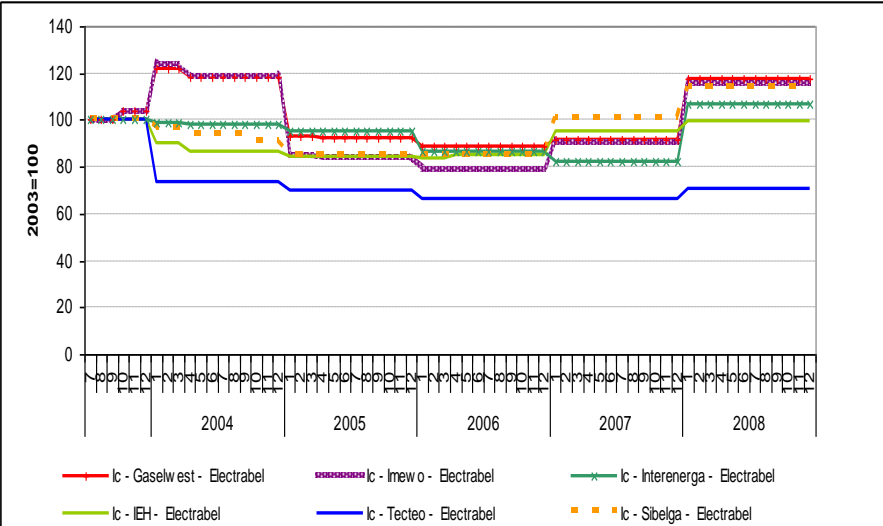


Figure 6.11. – **lc1** – €/MWh

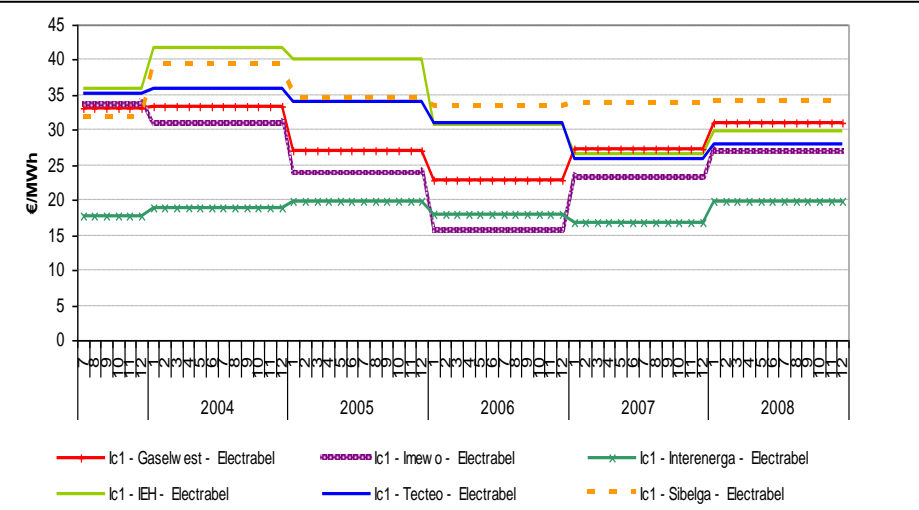
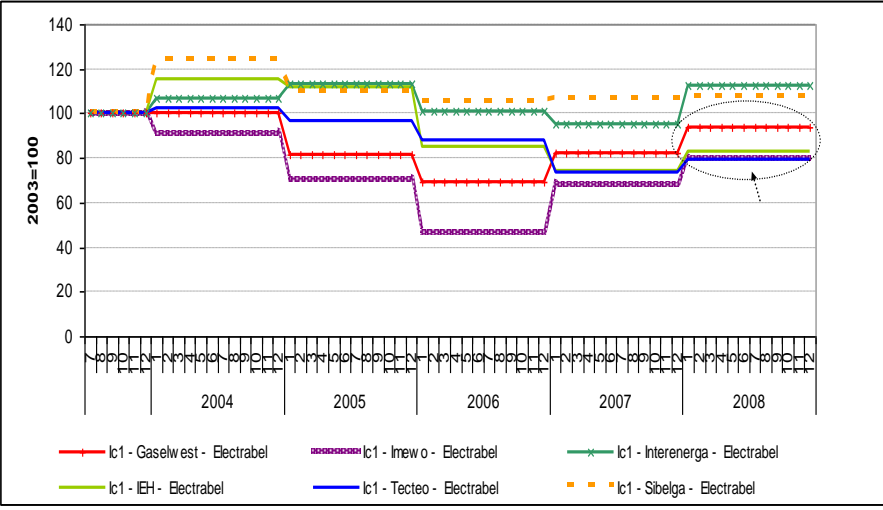


Figure 6.12. – **lc1** – 07/2003=100



43. BASSE TENSION (BT). Pour les clients BT (Db, Dc, Dc1, Ib, Ic), toutes les zones de distribution ont connu des baisses des tarifs jusqu'à l'exercice 2007 (2006 pour la zone Sibelga) mais, pour la plupart des GRD, ces gains ont été neutralisés à l'exercice 2008 (voir par exemple Figure 6.4.). La hausse des tarifs de distribution entre 2007 et 2008 s'explique en partie par les suites données par la CREG aux arrêts de la cour d'appel intervenus en 2007 et, notamment, la signature d'une transaction avec certains GRD. Les hausses du coût de l'énergie pour la compensation des pertes de réseau, des coûts des OSP et des taux d'intérêt viennent soutenir cette hausse.

En comparaison à 2003, en 2008, les tarifs de distribution BT (hors prélèvements publics) ont varié dans une large fourchette suivant les zones de distribution et les clients types, couvrant des baisses avoisinant les 30% (zone Tecteo) à des hausses de près de 20% (Gaselwest, Imewo). Dans la zone couverte par IEH, les tarifs de distribution sont en 2008 à un niveau sensiblement identique à celui de 2003. Les hausses constatées chez Inter-Energa varient de 7% à 17% suivant le client considéré.

44. MOYENNE TENSION (MT). En ce qui concerne le client type Ic1 raccordé en MT, le bilan sur l'ensemble de la période étudiée reste positif avec quatre zones de distribution présentant en 2008 des tarifs inférieurs à ceux de 2003 (Figure 6.12).

En raison du principe de cascade des coûts entre groupes de clients, les clients MT ne supportent pas les coûts relatifs à l'infrastructure située en aval de leur réseau. Il en résulte des tarifs MT nettement inférieurs (de deux à trois fois) à ceux de la basse tension (Figure 6.9. comparée à Figure 6.11.).

45. Une convergence des niveaux des tarifs est observée au cours de la période étudiée : en juillet 2003, les tarifs de distribution pour un client type Dc (Figure 6.3.) s'étaient dans une fourchette allant de 38 €/MWh (zone Sibelga) à 67 €/MWh (zone Tecteo), soit un écart de 29 €/MWh, alors qu'en janvier 2008, ils s'étaient dans une fourchette allant de 43 €/MWh (zone Tecteo) à 56 €/MWh (zone Gaselwest), soit un écart de 13 €/MWh. Cette convergence est encore accrue si l'on compare le « tarif de distribution hors prélèvements publics, coûts des services auxiliaires, coûts des OSP et excédents/déficits d'exploitation » (voir ci-dessous). Dans ce cas, en 2008, l'écart entre le tarif minimum (35 €/MWh) et le tarif maximum (45 €/MWh) de l'échantillon observé est de 10 €/MWh.

46. Les évolutions des tarifs de distribution divergent fortement entre les différentes zones de distribution. La conjonction de plusieurs facteurs explique les différentes évolutions :

- le niveau de départ des coûts, les efforts de coûts consentis par les GRD et les contrôles de la CREG, via l'exercice de benchmarking et l'analyse individuelle des coûts ;
- un nettoyage et une meilleure visibilité des coûts et des produits de l'activité de distribution régulée ;
- un affinement des méthodes de répartition des coûts communs aux différentes activités du GRD ;
- l'évolution des éléments constitutifs de la rémunération des capitaux investis et notamment :
 - les capitaux investis (RAB) ;
 - l'évolution du taux OLO à 10 ans ;
 - l'évolution du paramètre Béta ;
 - la structure de financement.
- une activation accrue des dépenses d'exploitation ;
- un affinement des méthodes d'allocation des coûts et de cascade des coûts entre groupes de clients ;
- l'apparition de nouveaux coûts liés à la libéralisation, tels que les coûts de *clearing house* ou de mise en place de nouveaux systèmes informatiques ;
- les arrêts de la cour d'appel intervenus en 2007 et la transaction conclue en conséquence entre la CREG et certains GRD ;
- l'extension des OSP ;
- la prise en compte des reports d'exploitation (bonus/malus) ;
- l'évolution des coûts des services auxiliaires.

47. L'effet des trois derniers facteurs explicatifs sur les tarifs de distribution est illustré dans les graphiques suivants. Il est très variable d'une zone de distribution à l'autre.

Figure 7 – Aperçu des principales composantes du tarif de distribution – €/MWh

Figure 7.1. – Dc – Gaselwest - €/MWh

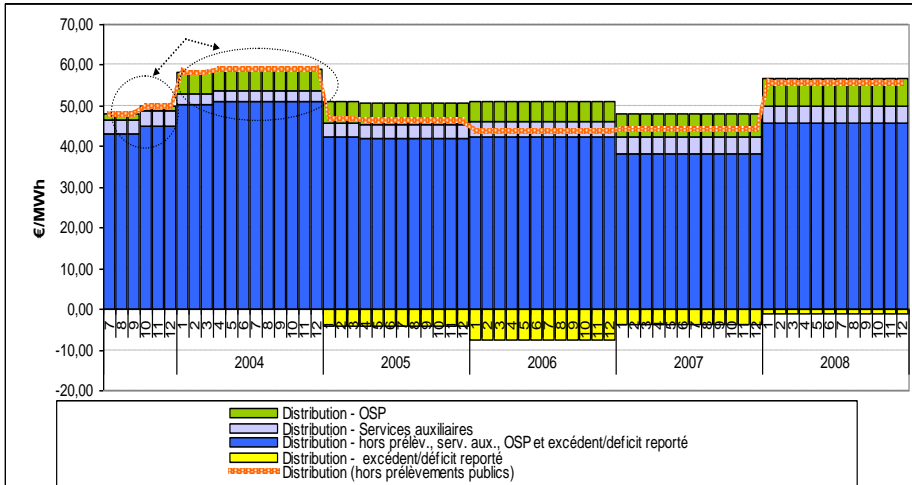


Figure 7.3. – Dc – IEH - €/MWh

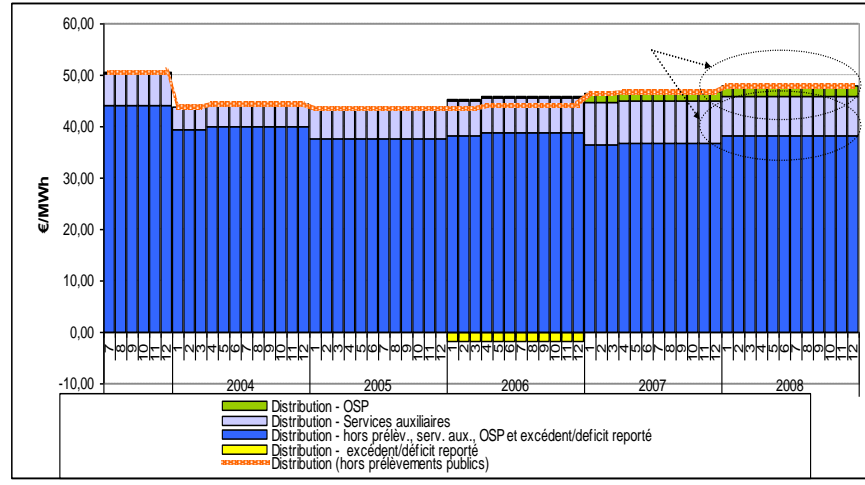


Figure 7.2. – Dc – Imewo - €/MWh

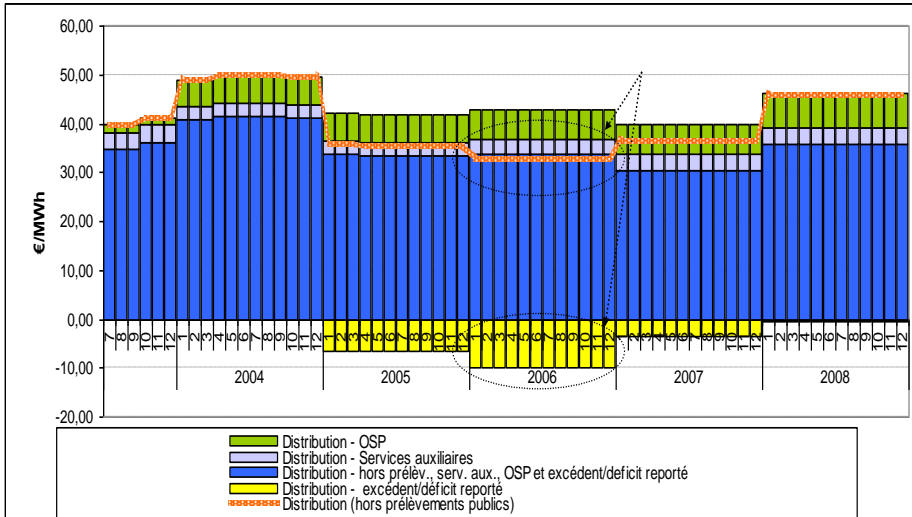


Figure 7.4. – Dc – Tecteo - €/MWh

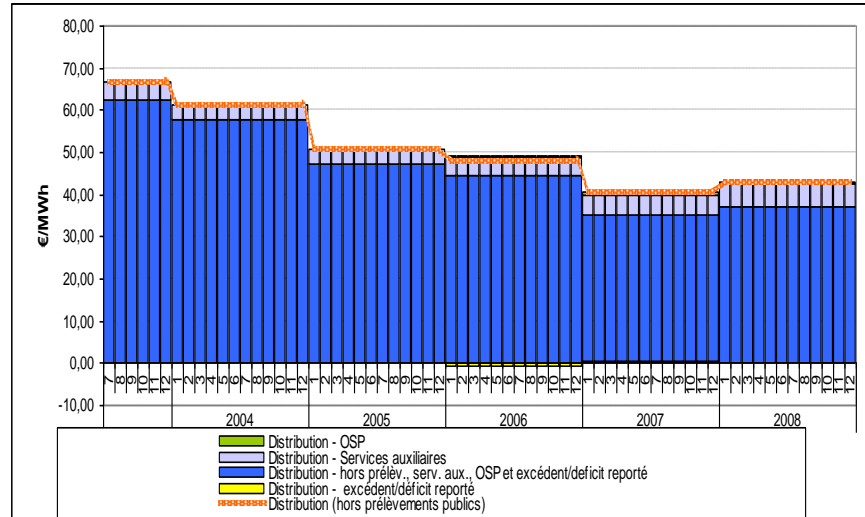


Figure 7 – Aperçu des principales composantes du tarif de distribution – €/MWh

Figure 7.5. – Dc – Inter-Energa - €/MWh

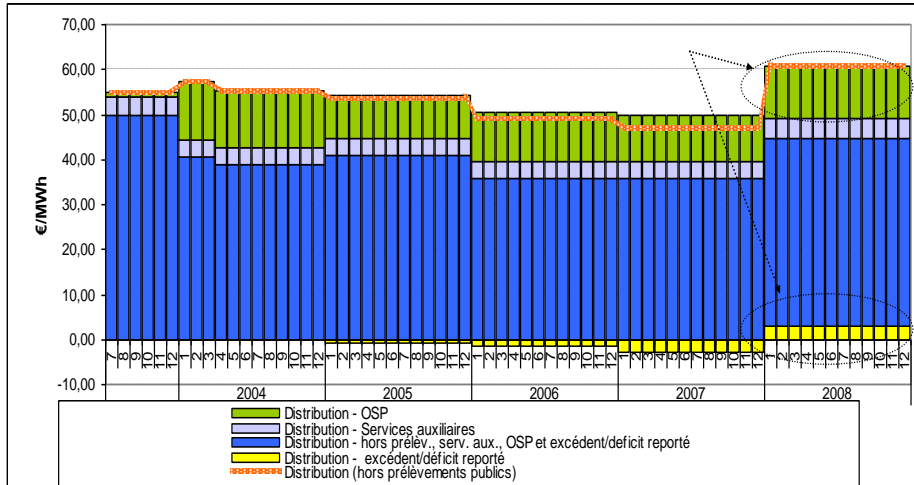


Figure 7.7. – Dc – Sibelga - €/MWh

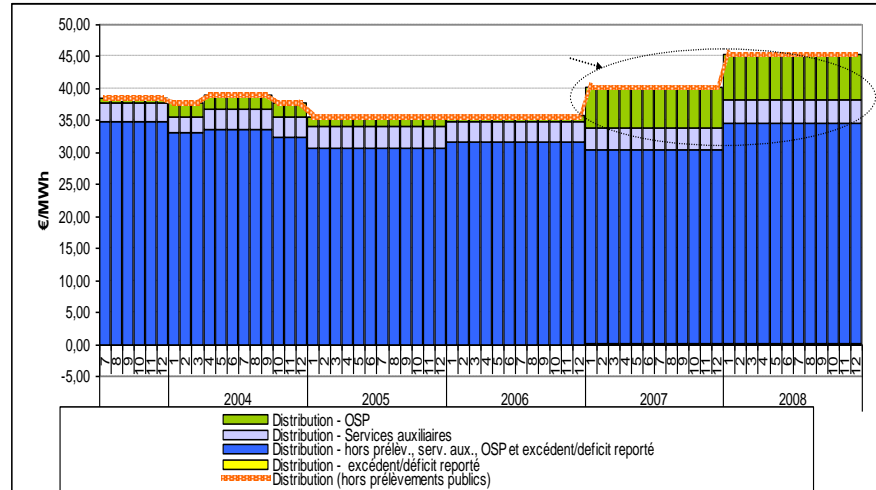


Figure 7.6. – Ic1 – Gaselwest - €/MWh

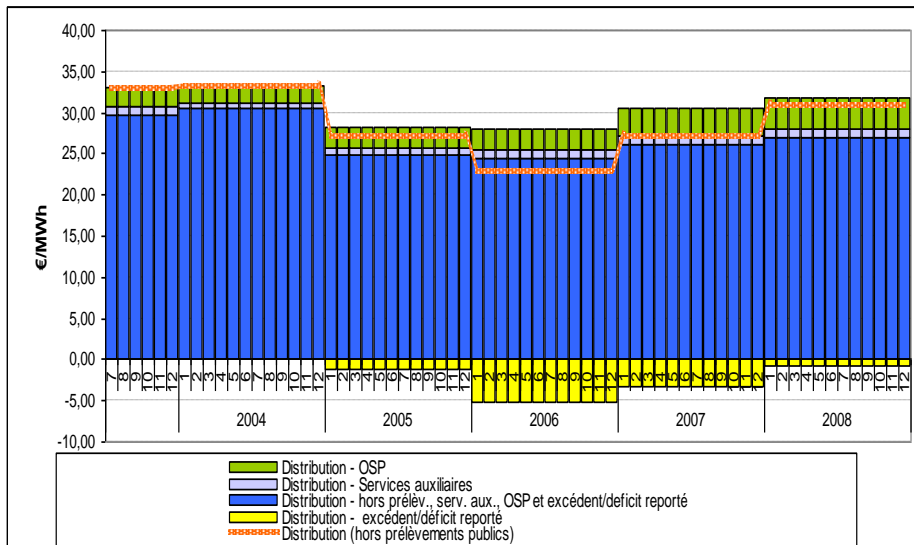


Figure 7.8. – Ic1 – IEH - €/MWh

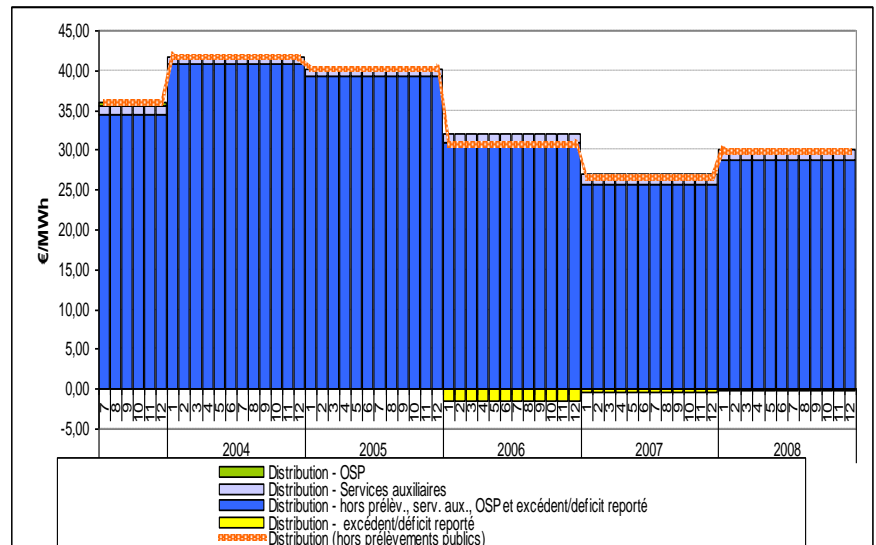


Figure 7 – Aperçu des principales composantes du tarif de distribution – €/MWh

Figure 7.9. – Ic1 – Imewo - €/MWh

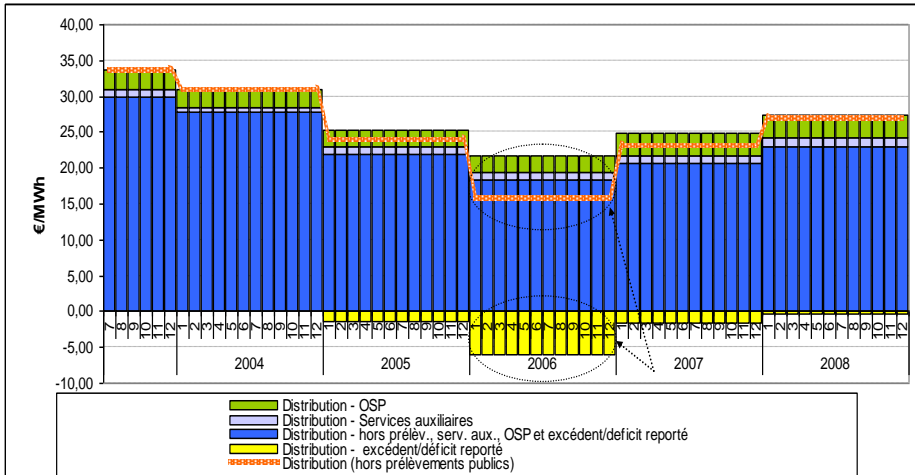


Figure 7.11. – Ic1 – Tecteo - €/MWh

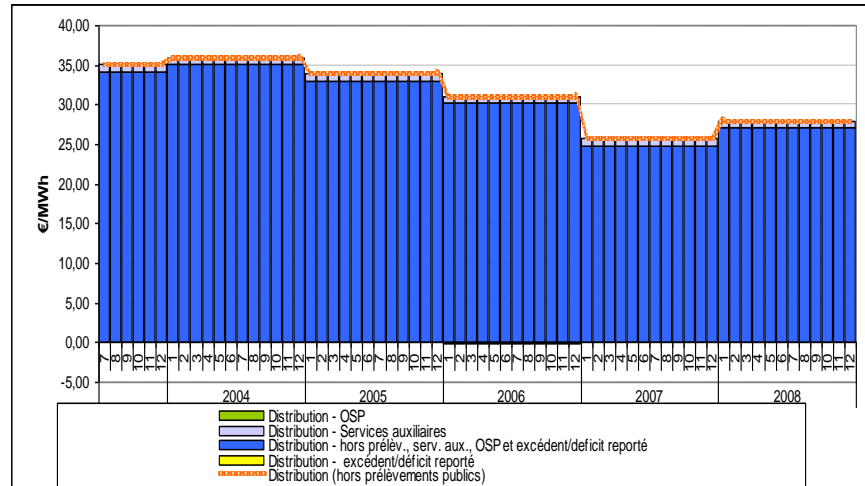


Figure 7.10. – Ic1 – Inter-Energa - €/MWh

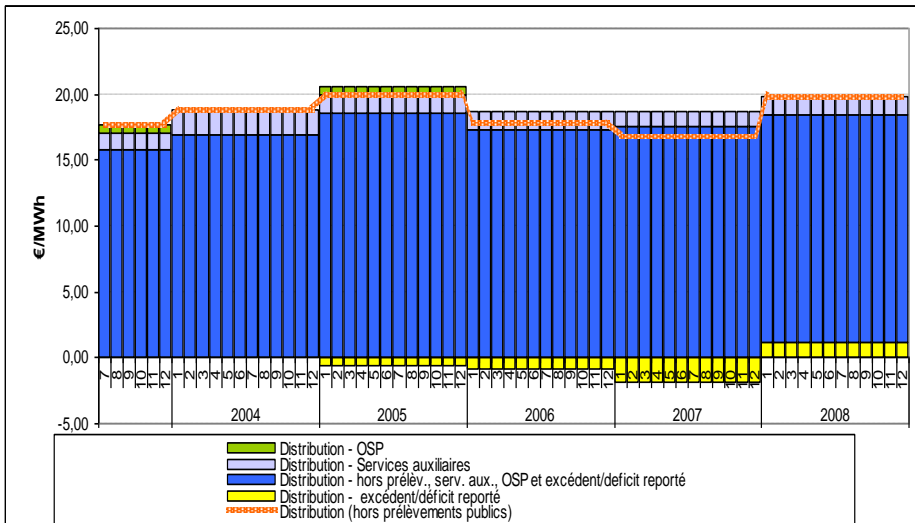
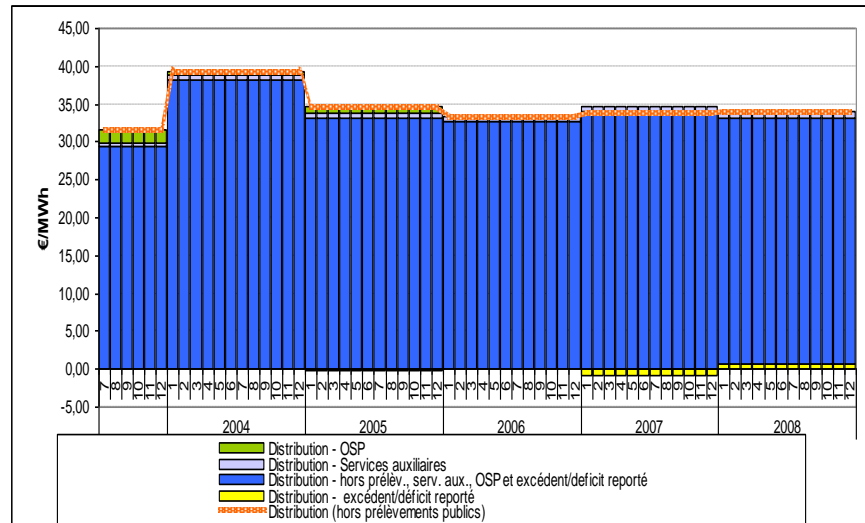


Figure 7.12. – Ic1 – Sibelga - €/MWh



48. Coûts des OSP. Ceux-ci divergent fortement d'une région à l'autre.

FLANDRE. Les GRD situés en Flandre ont connu une augmentation importante du coût des OSP entre 2003 et 2004 résultant principalement de l'application de la mesure des kWh gratuits. Le coût de cette fourniture gratuite étant entièrement imputé à la BT explique en grande partie les hausses des tarifs pour ce niveau de tension constatées entre 2003 et 2004 (voir par exemple Figure 7.1.). En ce qui concerne Gaselwest et Imewo les hausses des coûts des OSP se sont poursuivies après 2004 (hausse de plus de 40% entre 2004 et 2008), notamment suite à la hausse des coûts liés au placement de compteurs à budget ou de limiteurs de puissance et à l'apparition de nouvelles OSP telles que le soutien administratif et à l'entretien de l'éclairage public. Chez Gaselwest, les coûts des OSP représentent environ 12% des coûts servant de base au calcul des tarifs de distribution BT²³ tandis que chez Imewo, ce pourcentage s'élève en moyenne à plus de 15% (jusqu'à 18% en 2006). Chez Inter-Energa, les coûts des OSP n'ont pas cru entre 2004 et 2008 et représentent en moyenne plus de 20% des coûts servant de base au calcul des tarifs de distribution BT.

WALLONIE. En région wallonne, les coûts des OSP ont constitué une part négligeable des coûts de distribution jusqu'en 2007, année à partir de laquelle ils ont eu une influence plus significative sur les tarifs (voir par exemple Figure 7.3.). Par rapport aux GRD flamands et à Sibelga, leur part dans les coûts de distribution reste relativement faible.

BRUXELLES. En Région de Bruxelles-Capitale, les coûts des OSP sont responsables de la hausse sensible des tarifs BT en 2007 (voir par exemple Figure 7.7.) et particulièrement la très forte hausse des coûts de l'éclairage public, y compris ceux de l'achat de l'énergie qui constitue une OSP à Bruxelles. Ils représentent alors environ 16% des coûts de distribution. Cette hausse n'apparaît pas pour le client Ic1 en MT, niveau sur lequel peu de coûts d'OSP sont imputés (Figure 7.12.). Il importe de noter qu'il ne s'agit là que d'une partie des coûts des OSP, à savoir celle couverte par les tarifs de distribution. En effet, les coûts sont en priorité couverts par un droit spécifique prélevé au niveau des fournisseurs (voir II.6. Prélèvements publics) et seule la fraction non couverte par ce droit est couverte par le tarif de distribution.

²³ Hors tarifs de raccordement.

49. Excédent/déficit reporté.

FLANDRE. Pour les GRD flamands, les décisions bonus / malus de la CREG ont permis d'identifier des excédents d'exploitation importants et ce particulièrement sur les premiers exercices d'exploitation (voir par exemple l'excédent de 2004 reporté dans les tarifs de 2006 de Imewo aux figures 7.2. et 7.9.).

Suite aux arrêts de la cour d'appel intervenus en 2007, la méthode de détermination du bonus / malus utilisée pour l'exercice d'exploitation 2006 a fondamentalement été modifiée. Cette modification s'est traduite par des reports d'exploitation (bonus / malus) moins importants et, en ce qui concerne Inter-Energa, par la constatation d'un malus relativement important incorporé pour moitié dans les tarifs de distribution de 2008. L'incorporation de ce malus explique une partie de la hausse des tarifs en 2008 (voir par exemple Figure 7.5.).

WALLONIE ET BRUXELLES. En régions wallonne et de Bruxelles-Capitale, les excédents d'exploitation (bonus / malus) sont restés nettement plus faibles qu'en région flamande étant donné que ceux-ci ne sont constatés que sur la clientèle éligible, qui est restée jusqu'en 2007 minoritaire au niveau de la basse tension.

50. Services auxiliaires. Leur part dans les tarifs de distribution (hors prélèvements publics) fluctue entre 5% et 10% pour la plupart des gestionnaires des réseaux de distribution mais peut atteindre jusqu'à 18% (IEH) en 2007 (voir Figure 7.3.).

En régions wallonne et de Bruxelles-Capitale, après avoir légèrement diminués entre 2003 et 2004, les tarifs de compensation des pertes de réseau ont augmenté de manière constante entre 2004 et 2008 et ce, pour certains GRD, jusqu'à atteindre des hausses de 70% sur la cette période (zone IEH). Ces fortes hausses n'apparaissent pas en Flandre où les tarifs sont restés relativement stables. Les augmentations constatées en régions wallonne et de Bruxelles-Capitale sont principalement liées au fait que certains GRD bénéficiaient des conditions des contrats (historiquement) négociés pour des volumes importants d'énergie couvrant la fourniture à la clientèle non éligible. Les prix avantageux obtenus dans ces contrats ont été remplacés par des prix de marché moins avantageux découlant d'appels d'offres réalisés dans le cadre plus restreint de l'achat d'énergie pour la compensation des pertes de réseau.

II.6. Prélèvements publics

51. Les figures 8.1. à 8.12. présentent les évolutions des prélèvements publics en valeurs absolues (figures de gauche) et en indice en base juillet 2003=100 (figures de droite).

Figure 8 – Aperçu de l'évolution des prélèvements publics – €/MWh et 07/2003=100

Figure 8.1. – Db – €/MWh

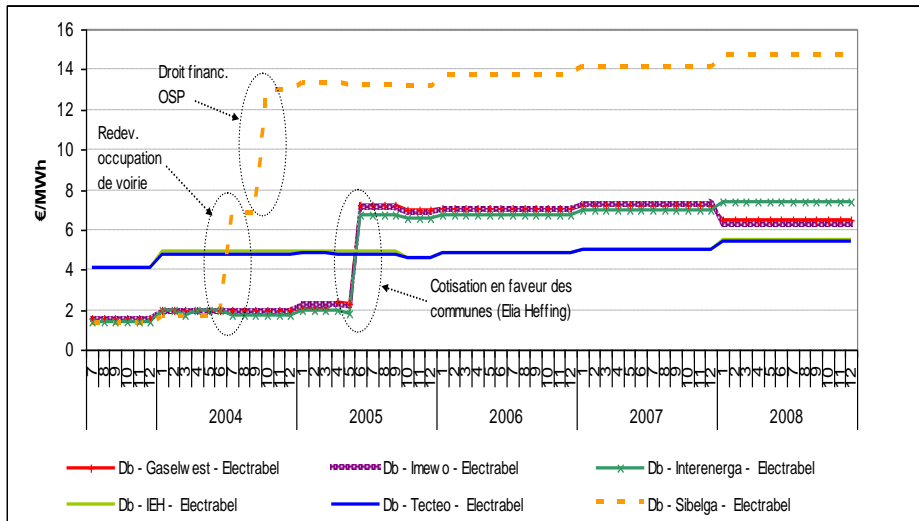


Figure 8.2. – Db – 07/2003=100

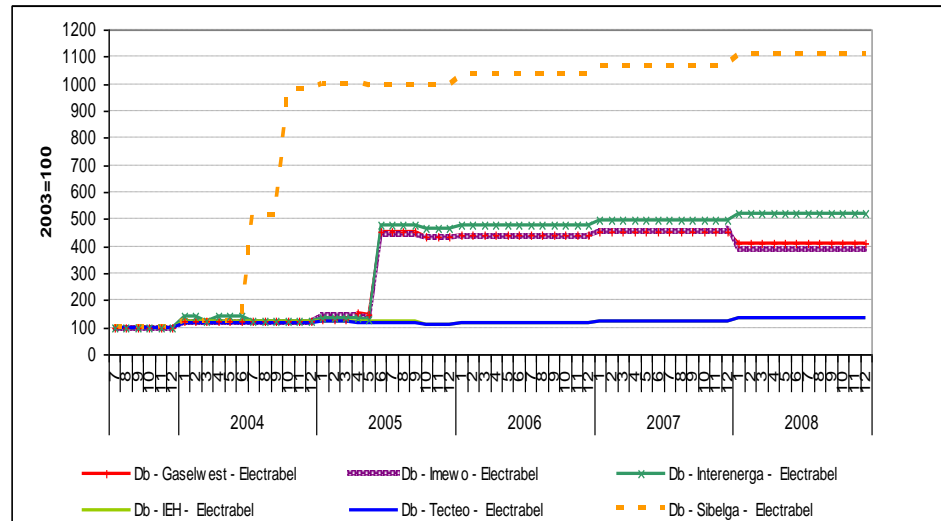


Figure 8.3. – Dc – €/MWh

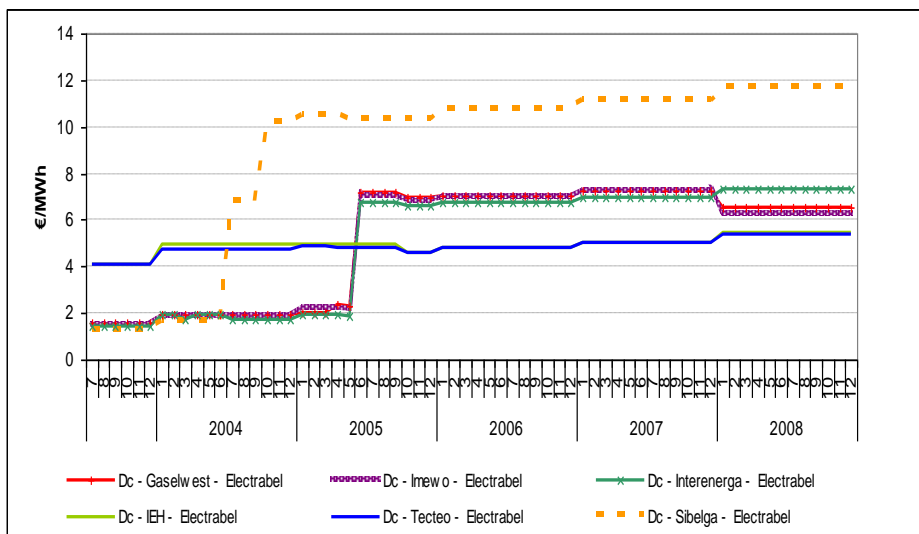


Figure 8.4. – Dc – 07/2003=100

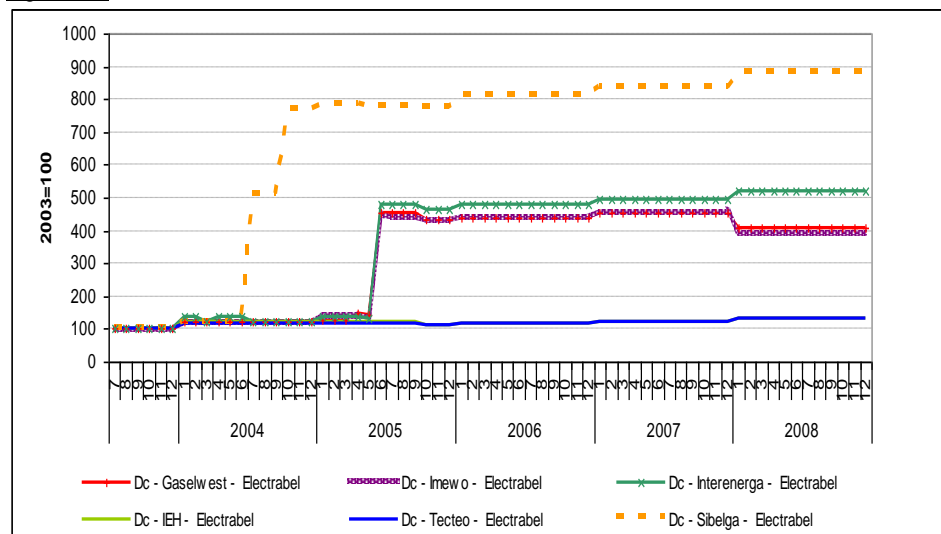


Figure 8 – Aperçu de l'évolution des prélèvements publics – €/MWh et 07/2003=100

Figure 8.5. – Dc1 – €/MWh

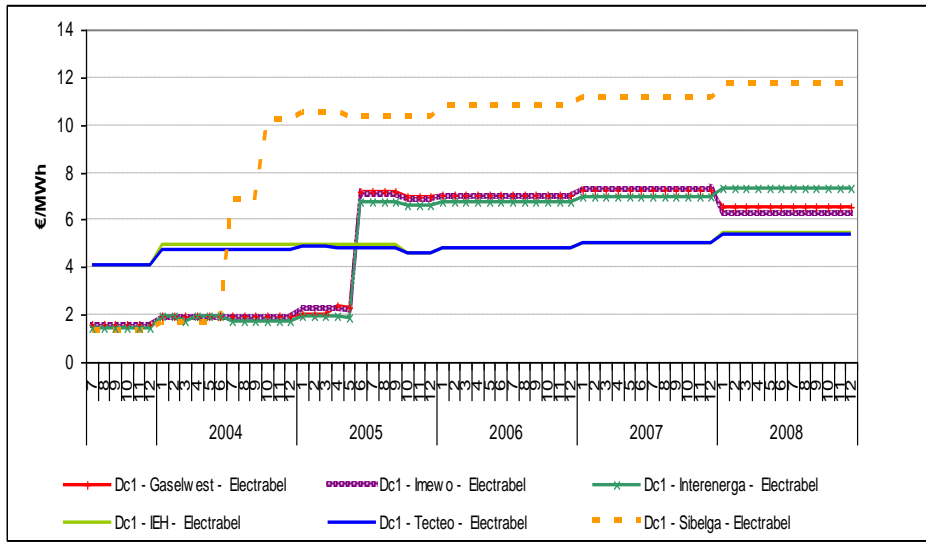


Figure 8.6. – Dc1 – 07/2003=100

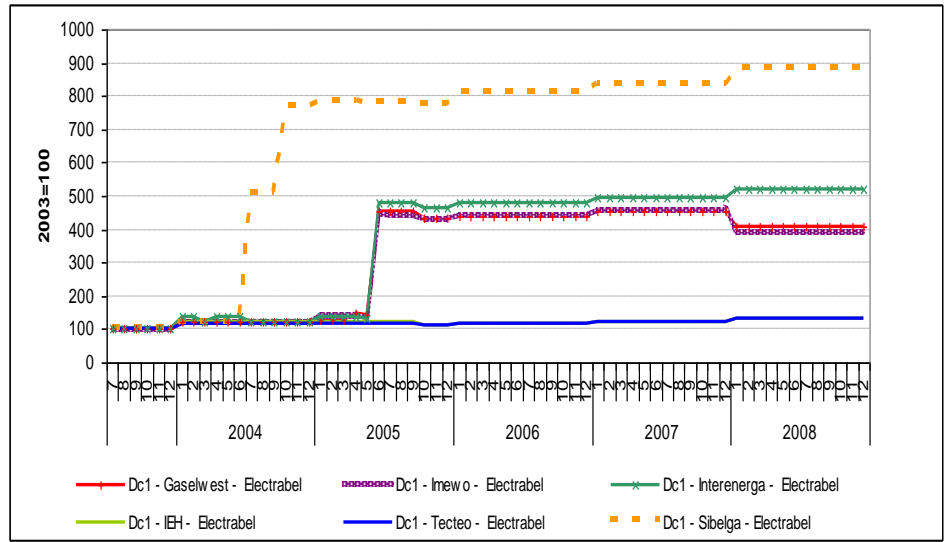


Figure 8.7. – Ib – €/MWh

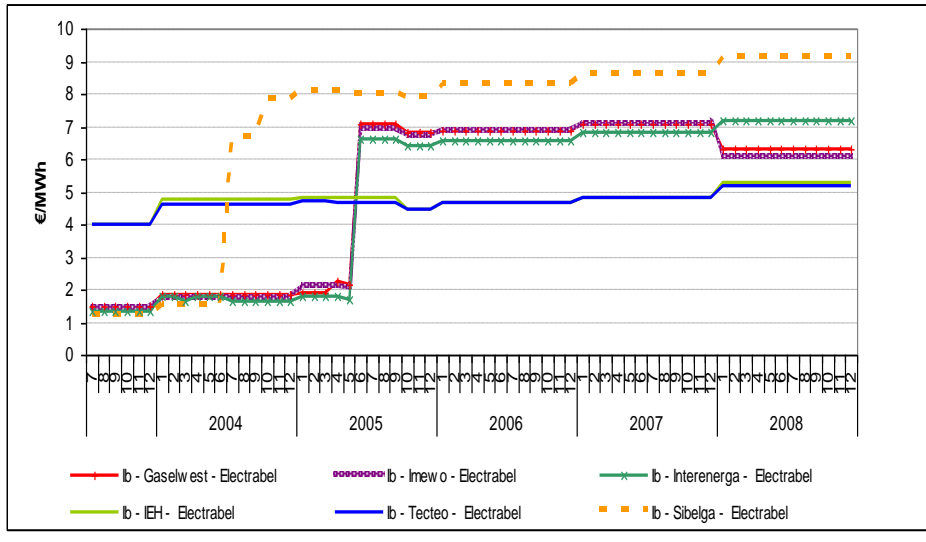


Figure 8.8. – Ib – 07/2003=100

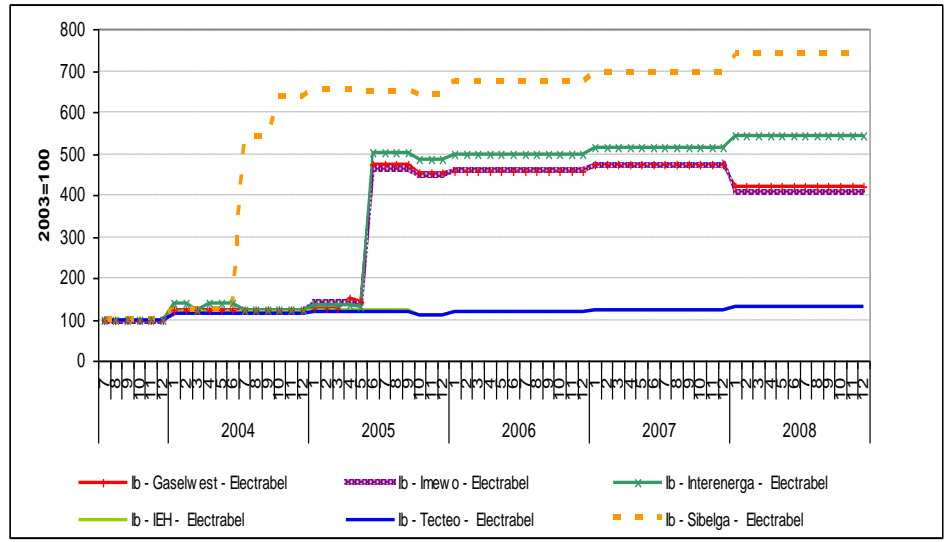


Figure 8 – Aperçu de l'évolution des prélèvements publics – €/MWh et 07/2003=100

Figure 8.9. – **lc** – €/MWh

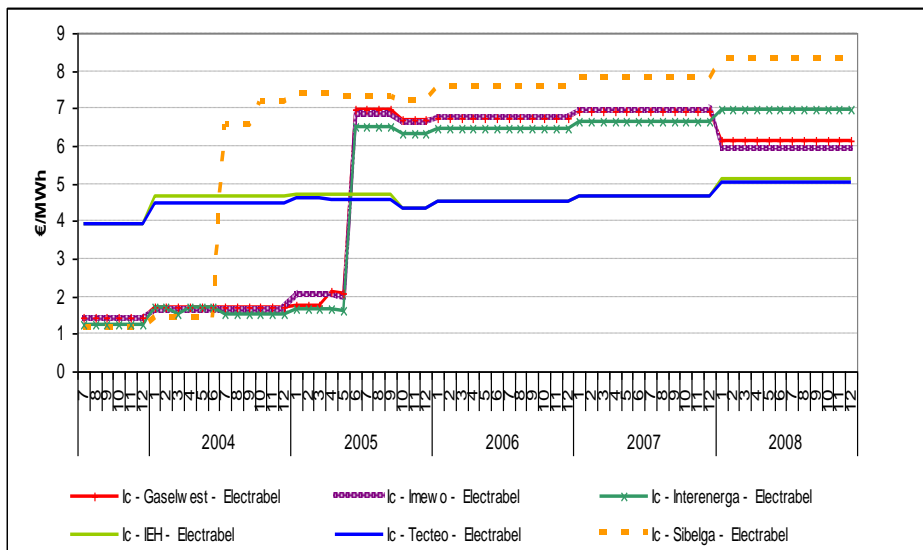


Figure 8.10. – **lc** – 07/2003=100

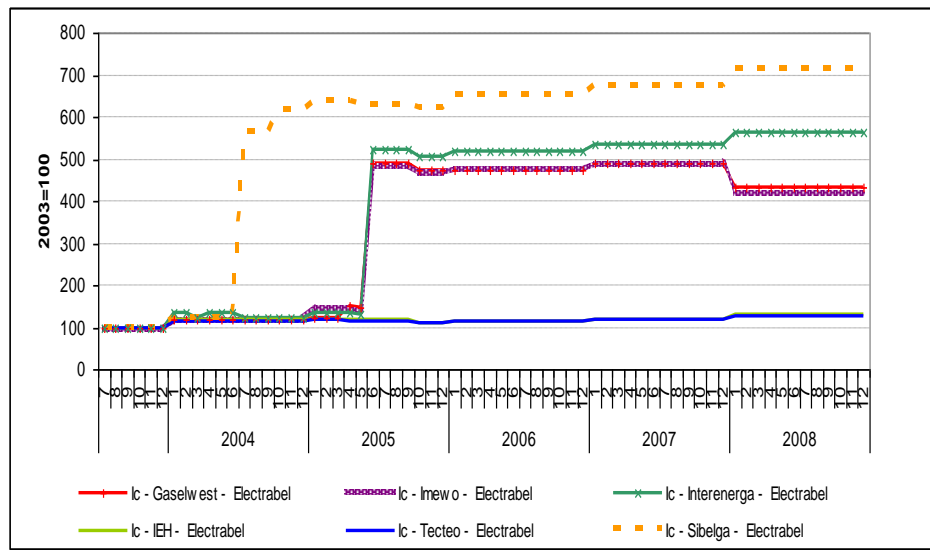


Figure 8.11. – **lc1** – €/MWh

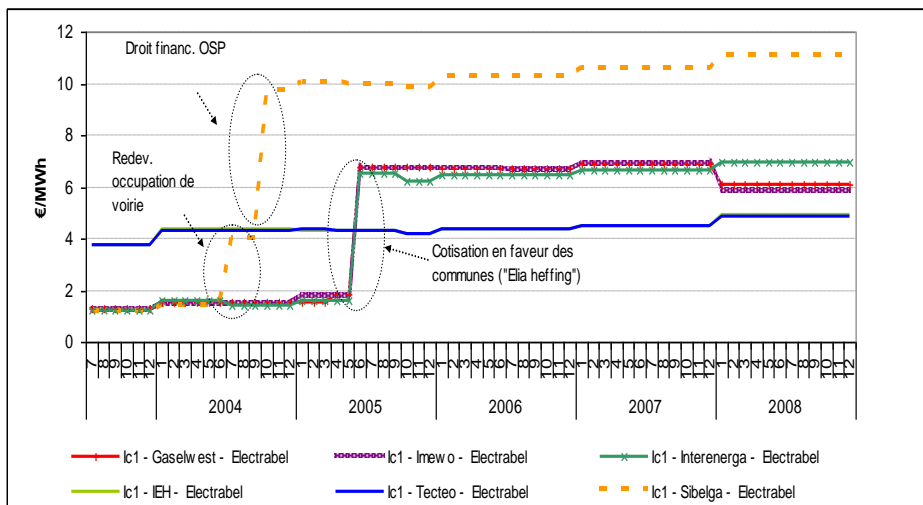
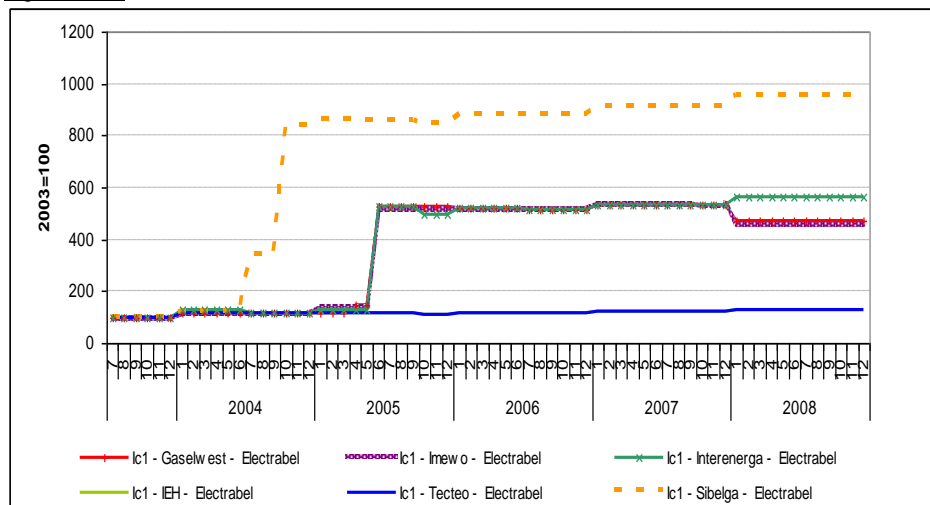


Figure 8.12. – **lc1** – 07/2003=100



52. BRUXELLES. Les prélèvements publics sont les plus élevés en Région de Bruxelles-Capitale (voir par exemple Figure 8.1.). Pour les clients BT (Db, Dc, Dc1, Ib, Ic), on note une forte hausse des prélèvements publics en juillet 2004. Celle-ci correspond à la facturation de la « redevance occupation de voirie » dont le montant en BT dépasse les 5 €/MWh et est indexé chaque année. Pour le client en MT (Ic1 à la Figure 8.11.), la hausse en juillet est moins sensible en raison du fait que la législation bruxelloise prévoit que la « redevance occupation de voirie » prélevée en haute tension (>1 kV) est de la moitié de celle de BT (2,5 €/MWh majoré par l'inflation).

Vient s'ajouter à ce montant un droit prélevé pour le financement des OSP, pris en compte dans les calculs à partir du troisième trimestre 2004. Ce droit est également indexé chaque année. Pour la BT, ce droit est un montant forfaitaire mensuel différencié en fonction de la puissance mise à disposition, tandis qu'au niveau de la haute tension (>1 kV), ce droit est exprimé par kVA de puissance de raccordement. Dans nos calculs, le droit perçu par kVA sur le client en MT (Ic1) pèse plus lourd que le droit forfaitaire prélevé sur le même client type mais raccordé en BT (Ic), ce qui se traduit en septembre 2004 par une hausse plus importante des prélèvements publics chez ce premier client type.

Ce droit explique les niveaux différents des prélèvements publics entre les différents clients types dans la zone de Sibelga.

La dégressivité appliquée à la facturation de la cotisation fédérale à partir d'une consommation de 20 MWh constitue un autre facteur expliquant les niveaux de prélèvements différenciés entre les clients types. Cette dégressivité joue pour les clients professionnels (Ib, Ic et Ic1), ce qui explique leur niveau légèrement moindre des prélèvements publics.

53. FLANDRE. La forte hausse des prélèvements publics constatée en juin 2005 chez les GRD flamands est due à l'entrée en vigueur de la cotisation en faveur des communes (« Elia heffing » de 4,91 €/MWh), applicable pour la première fois aux consommations de ce mois (voir par exemple Figure 8.1.).

54. Notons que depuis le 1^{er} octobre 2005, la cotisation fédérale regroupe la surcharge « clients protégés » facturée séparément auparavant. Le montant est depuis cette date facturé directement par les fournisseurs et prend directement en compte le fuelmix du fournisseur (exonération pour l'énergie verte fournie accordée sur les composantes Kyoto et dénucléarisation). Les montants unitaires des surcharges ne sont à partir de cette date plus

corrigés pour tenir compte des pertes sur les réseaux de distribution²⁴ et ils évoluent en fonction des surcharges unitaires calculées par la CREG et des certifications des fuelmix par les régulateurs régionaux.

En début d'année 2008, les fournisseurs incluait dans leurs fiches tarifaires un montant de cotisation en faveur des communes (« Elia heffing ») estimé pour Gaselwest à 0,3719 c€/kWh, contre 0,4910 c€/kWh avant cette date. Cette évolution explique la baisse des prélèvements publics entre décembre 2007 et janvier 2008.

55. WALLONIE. L'écart constaté en juillet 2003 entre les GRD flamands et les GRD wallons correspond principalement à la surcharge pour occupation du domaine public « Taxe de Voirie » (environ 2 €/MWh) et à la redevance de raccordement (0,75 €/MWh).

II. 7. Cotisations énergie renouvelable et de cogénération

56. Les figures 9.1. à 9.4. présentent l'évolution des cotisations énergie renouvelable et de cogénération en valeurs absolues (figures de gauche) et en indice en base 2003=100 (figures de droite) pour Electrabel et Luminus. Les cotisations énergies renouvelables et de cogénération sont exprimées en €/MWh et sont par conséquent identiques pour les différents clients types. Leur évolution est illustrée ci-dessus pour Dc.

²⁴ Avant le 1^{er} octobre 2005, le prélèvement de la cotisation fédérale remontait jusqu'au niveau d'Elia System Operator via le système de cascade. Afin de récupérer les montants facturés par Elia System Operator (calculés sur base des 'infeed' aux réseaux de distribution) auprès de leurs clients (facture sur base des 'outfeed' des réseaux de distribution), les gestionnaires de réseaux de distribution corrigeaient les montants unitaires des surcharges pour tenir compte des pertes en énergie propres à leurs réseaux de distribution.

Figure 9 – Aperçu de l'évolution de la composante cotisations énergie renouvelable et de cogénération €/MWh et 07/2003=100

Figure 9.1. – Electrabel – Dc – €/MWh

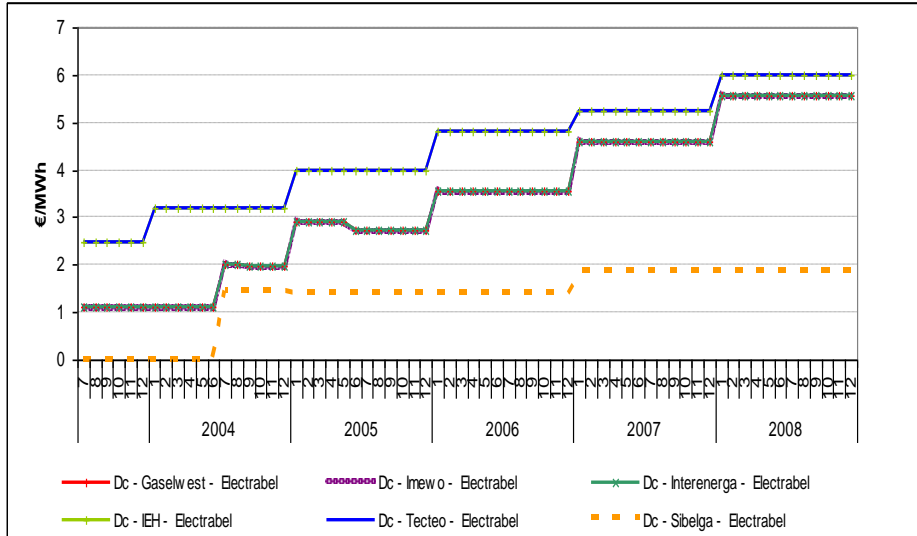


Figure 9.2. – Electrabel – Dc – 07/2003=100 ; Sibelga 07/2004=100

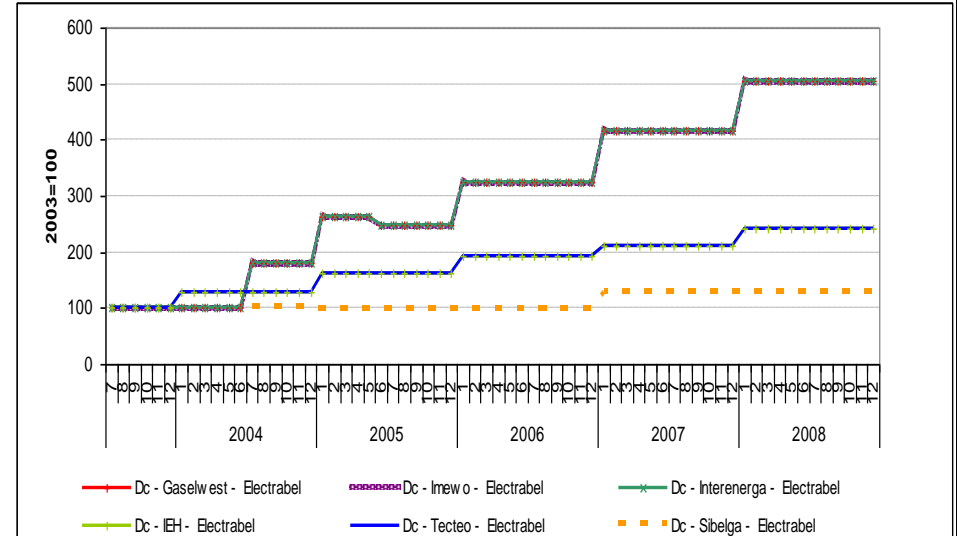


Figure 9.3. – Luminus – Dc – €/MWh

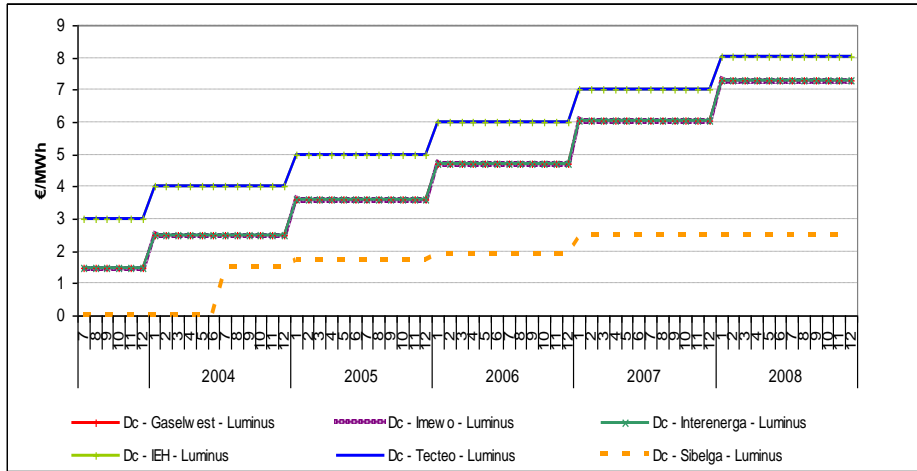
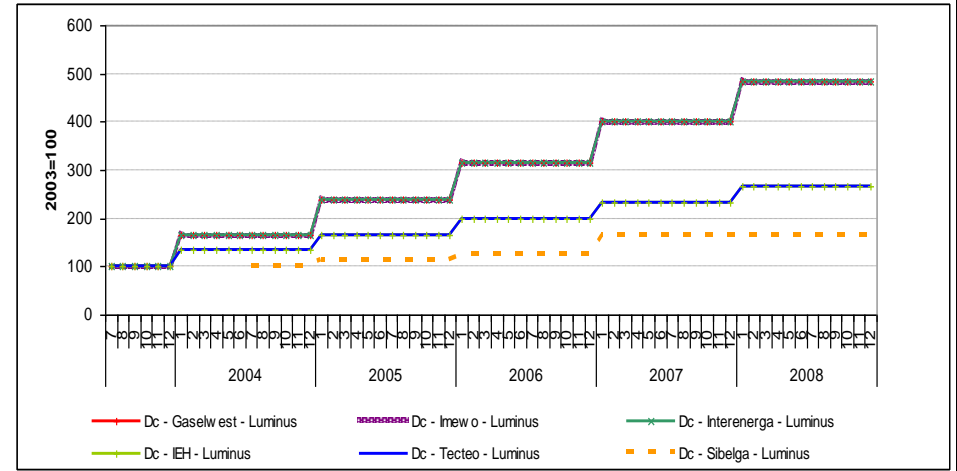


Figure 9.4 – Luminus – Dc – 07/2003=100 ; Sibelga 07/2004=100



57. Les montants des cotisations énergie renouvelable et de cogénération sont différenciés entre les régions et les fournisseurs. Leurs évolutions varient d'année en année principalement en fonction des quotas de certificats à remettre aux autorités régionales ainsi que du montant des amendes administratives.

Luminus facture les cotisations à concurrence de l'amende administrative déterminée par l'autorité régionale et des quotas de certificats à remettre. Ce sont donc pour ce fournisseur ces deux composantes qui déterminent le niveau des cotisations. Electrabel facture des montants de cotisations moins élevés que Luminus et semble donc davantage tenir compte de la valorisation des certificats sur le marché (Figure 9.3. comparée à Figure 9.1.).

58. Pour les deux GRD en région wallonne, où le niveau des tarifs de distribution en 2008 est sensiblement identique (IEH) ou en baisse (Tecteo) par rapport au niveau de juillet 2003, c'est la cotisation énergie renouvelable qui est la deuxième composante la plus importante dans l'explication de la hausse du prix final au consommateur. Son influence dans la hausse du prix final au consommateur reste cependant nettement moindre que celle de la composante prix du fournisseur (énergie).

II.8. Taxe sur l'énergie et TVA (pour la clientèle résidentielle)

59. Les figures 10.1. à 10.12. présentent les évolutions de la taxe sur l'énergie et de la TVA pour la clientèle résidentielle fournie par Electrabel et par Luminus en valeurs absolues (figures de gauche) et en indice juillet 2003=100 (figures de droite). Les graphiques pour les clients professionnels n'ont pas été repris dans la mesure où il n'a pas été tenu compte de la TVA déductible dans le calcul du prix final au consommateur. Pour les clients Ib et Ic raccordés en BT, les graphiques auraient donc uniquement fait apparaître la taxe sur l'énergie de 0,19088 c€/kWh (depuis août 2003, 0,1634 c€/kWh en juillet 2003) tandis que le client Ic1 en MT ne supporte aucune de ces deux taxes.

60. Dans la mesure où la TVA est appliquée à l'ensemble des composantes²⁵, son évolution est semblable à celle du prix final au consommateur. A partir d'août 2003, la taxe sur l'énergie est restée constante (0,19088 c€/kWh). Elle s'élevait par contre à 0,1634 c€/kWh en juillet 2003. Une TVA est due sur la taxe énergie.

²⁵ Sauf sur la redevance de raccordement en Région wallonne dont les montants ne sont pas soumis à la TVA et sur la cotisation fédérale pour la période juillet 2003-avril 2004 période durant laquelle les fournisseurs n'ont pas appliqué la TVA.

Figure 10 – Aperçu de l'évolution de la TVA et taxe sur l'énergie – €/MWh et 07/2003=100

Figure 10.1. – Db – Electrabel – €/MWh

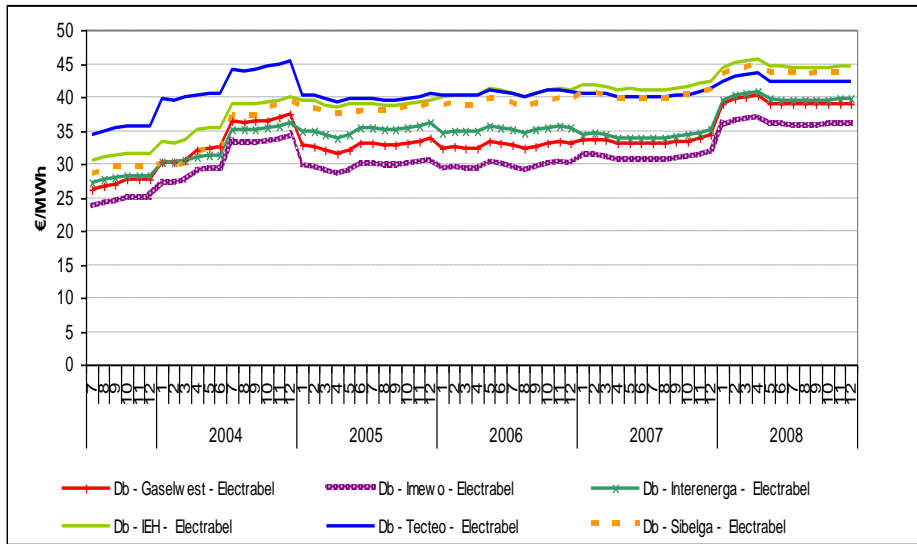


Figure 10.2. – Db – Electrabel – 07/2003=100

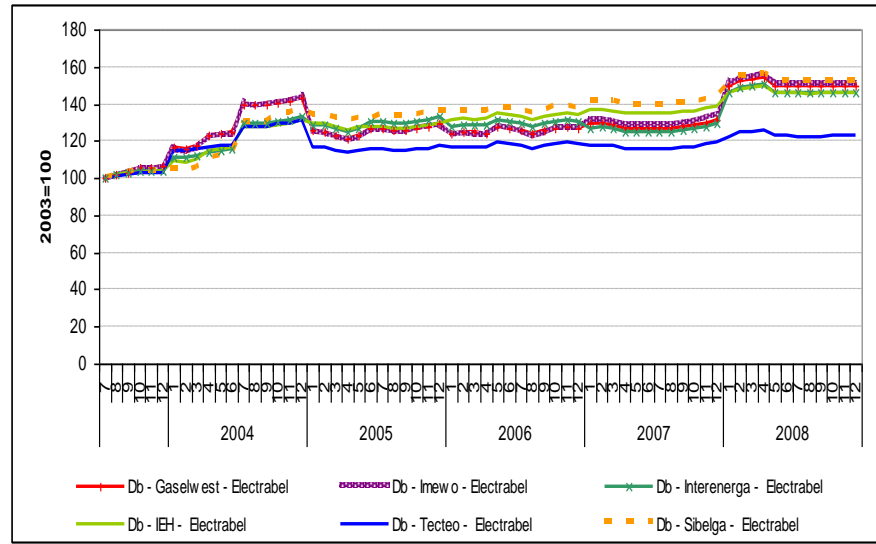


Figure 10.3. – Db – Luminus – €/MWh

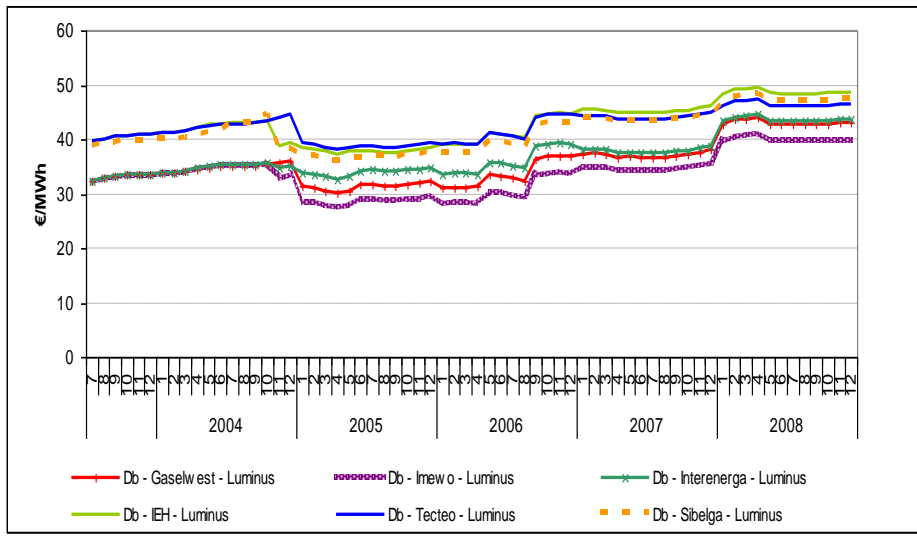


Figure 10.4. – Db – Luminus – 07/2003=100

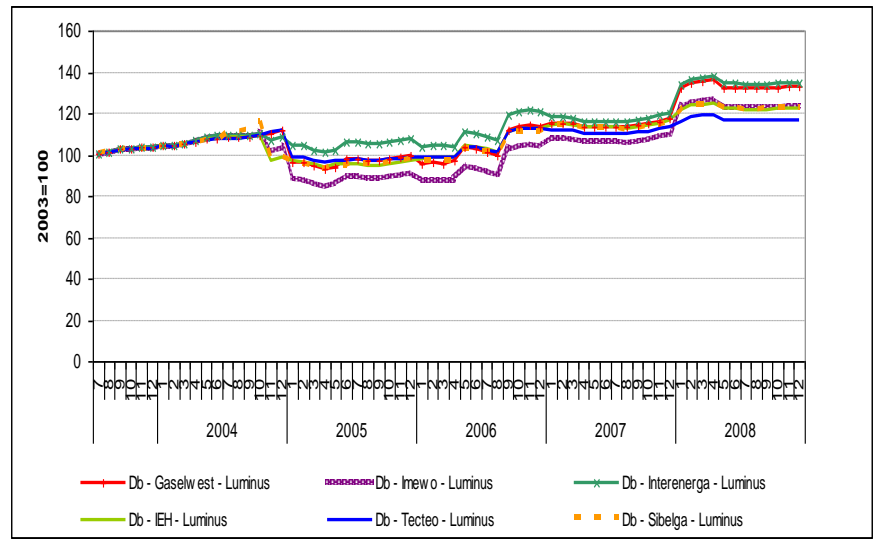


Figure 10 – Aperçu de l'évolution de la TVA et taxe sur l'énergie – €/MWh et 07/2003=100

Figure 10.5. – Dc – Electrabel – €/MWh

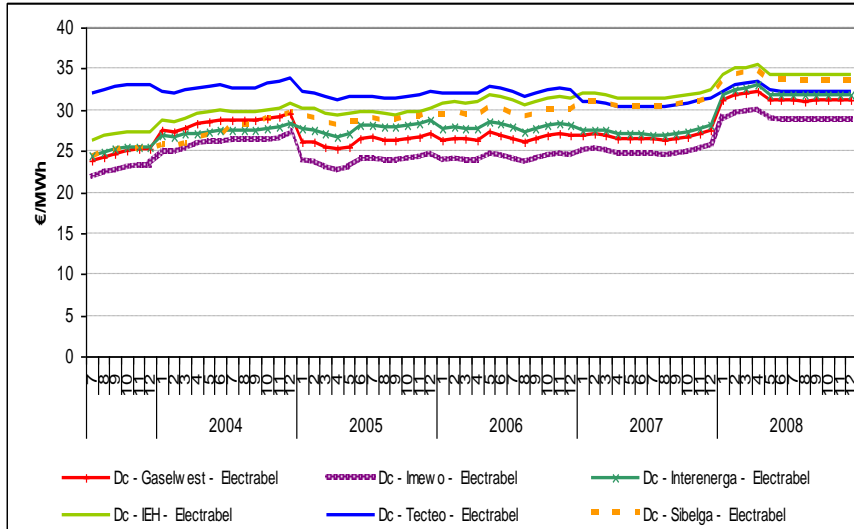


Figure 10.6. – Dc – Electrabel – 07/2003=100

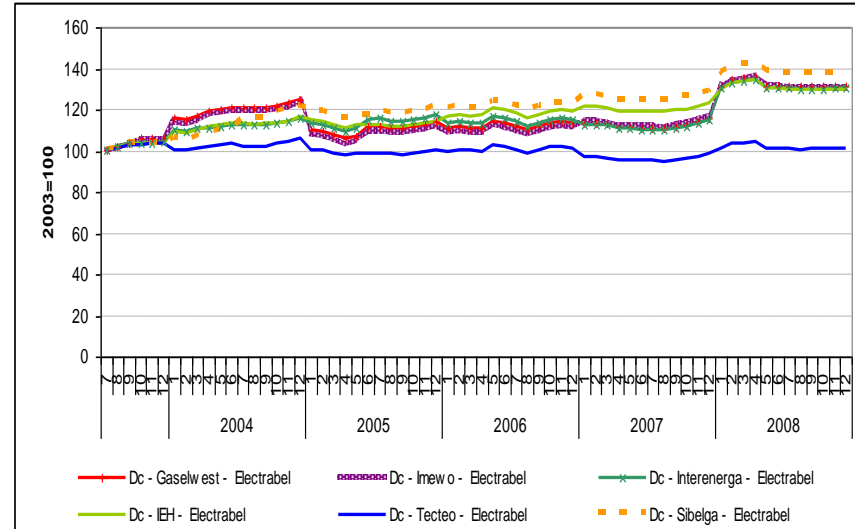


Figure 10.7. – Dc – Luminus – €/MWh

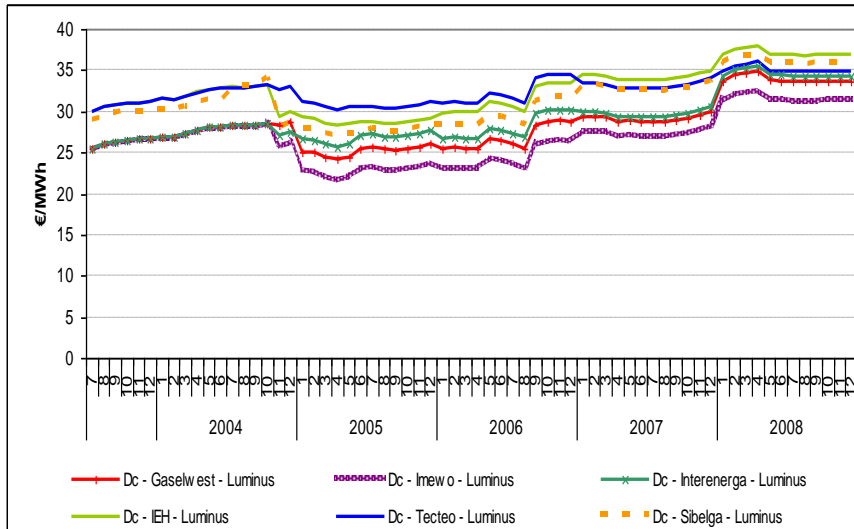


Figure 10.8. – Dc – Luminus – 07/2003=100

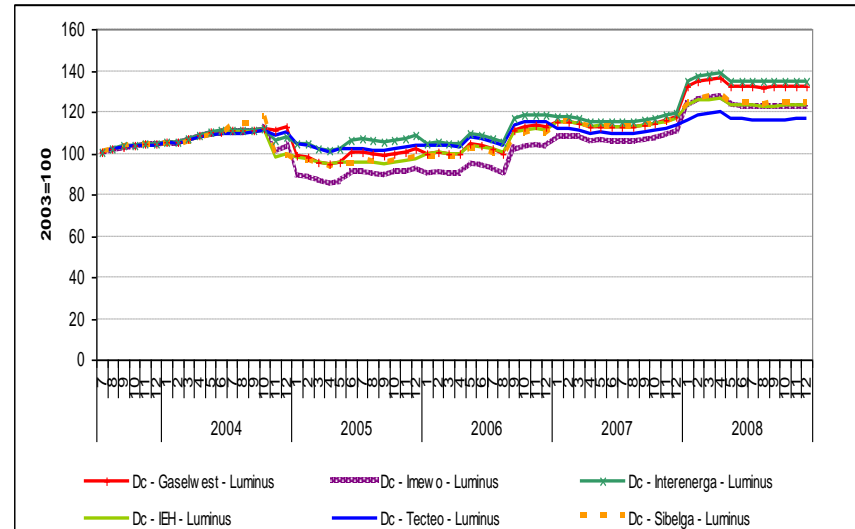


Figure 10 – Aperçu de l'évolution de la TVA et taxe sur l'énergie – €/MWh et 07/2003=100

Figure 10.9. – Dc1 – Electrabel – €/MWh

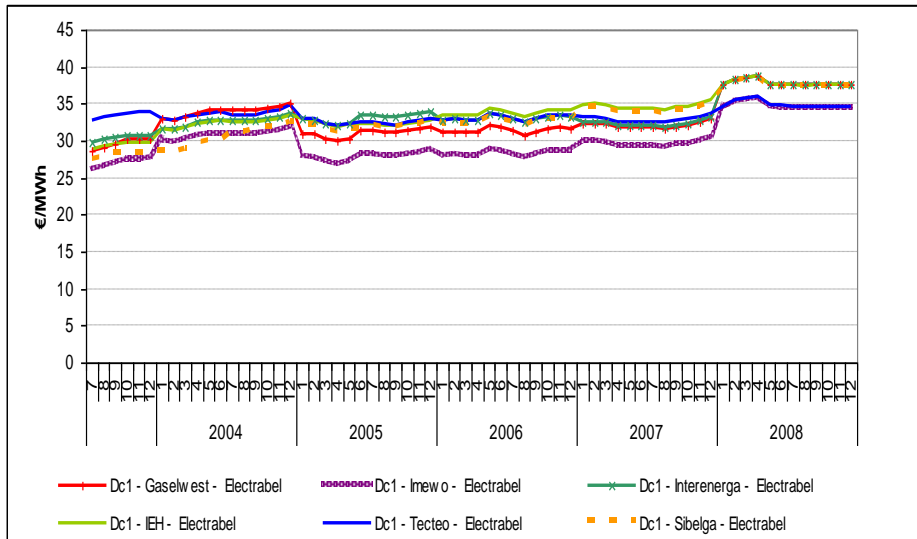


Figure 10.10. – Dc1 – Electrabel – 07/2003=100

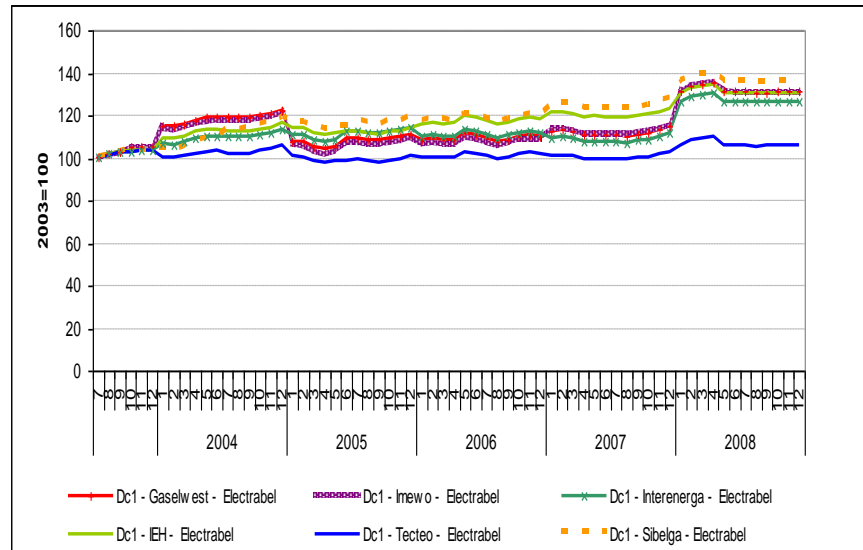


Figure 10.11. – Dc1 – Luminus – €/MWh

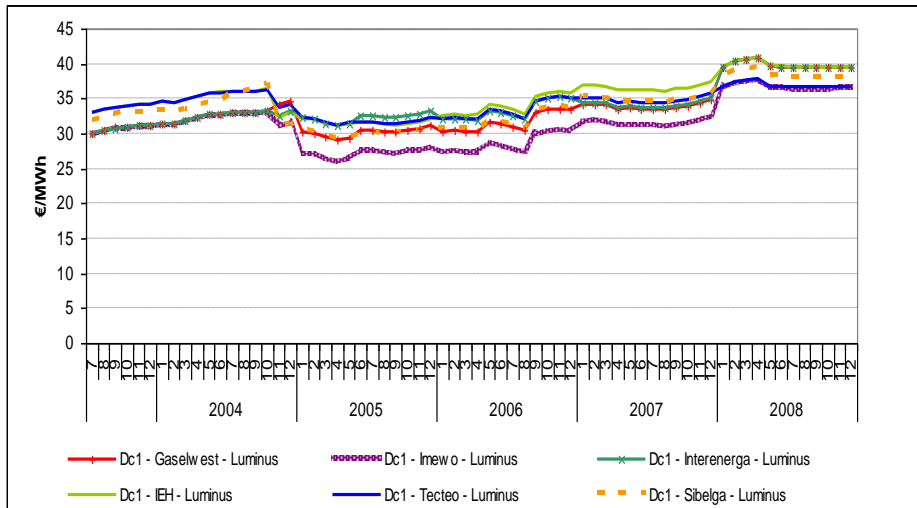
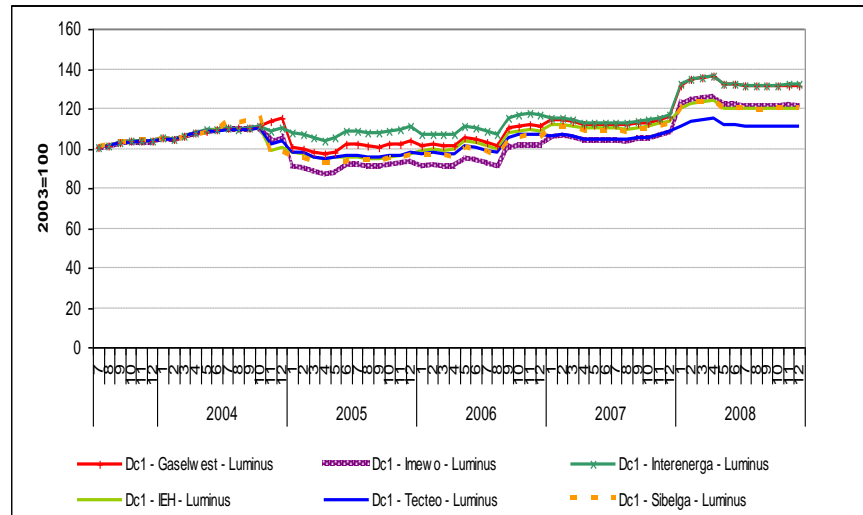


Figure 10.12. – Dc1 – Luminus – 07/2003=100



III. CALCULS CLIENTS TYPES GAZ NATUREL

III.1. Prix final au consommateur, toutes taxes comprises (TTC)

62. Sur les graphiques en page suivante, les figures de gauche présentent les résultats en valeur absolue tandis que les figures de droite présente les indices (moyenne 2004=100). Les figures du haut présentent les résultats pour Electrabel et ceux du bas pour Luminus. Relevons que, contrairement à l'électricité, les montants en valeur absolue sont donc également présentés ci-après et non en annexe.

63. En avril 2008, le prix final au consommateur est à son niveau le plus élevé et ce aussi bien pour les clients résidentiels (T1-T2) que pour les clients professionnels (T3-T4).

64. Entre janvier 2004 et avril 2008, on constate les évolutions de prix final au consommateur, toutes taxes comprises suivantes :

- un client type T1 subit, une hausse de son prix final qui atteint généralement environ 50 % de la facture de janvier 2004 chez Electrabel. Cette hausse atteint néanmoins environ 60 % dans la zone la plus chère (Inter-Energa). Chez Luminus, la hausse est en moyenne de 45 % ;
- un client type T2 subit, une hausse de son prix final qui atteint généralement environ 65 % de la facture de janvier 2004 chez Electrabel. Cette hausse atteint néanmoins environ 75 % dans la zone la plus chère (Inter-Energa). Chez Luminus, la hausse est en moyenne de 55 à 60 % ;
- un client type T3 subit, une hausse de son prix final qui atteint généralement environ 80 % de la facture de janvier 2004 chez Electrabel. Chez Luminus, la hausse est de l'ordre de 70 % ;
- un client type T4 subit, une hausse de son prix final qui atteint généralement environ 90 % de la facture de janvier 2004 chez Electrabel. Chez Luminus, la hausse²⁶ est de l'ordre de 80 %.

²⁶ En l'absence de la communication par SPE des formules tarifaires relatives aux clients industriels à la CREG, le tarif T4 d'avril 2008 chez Luminus est basé sur la même formule que celle utilisée pour les clients T1 à T3.

Figure 1.1. – T1 – €/MWh – Electrabel

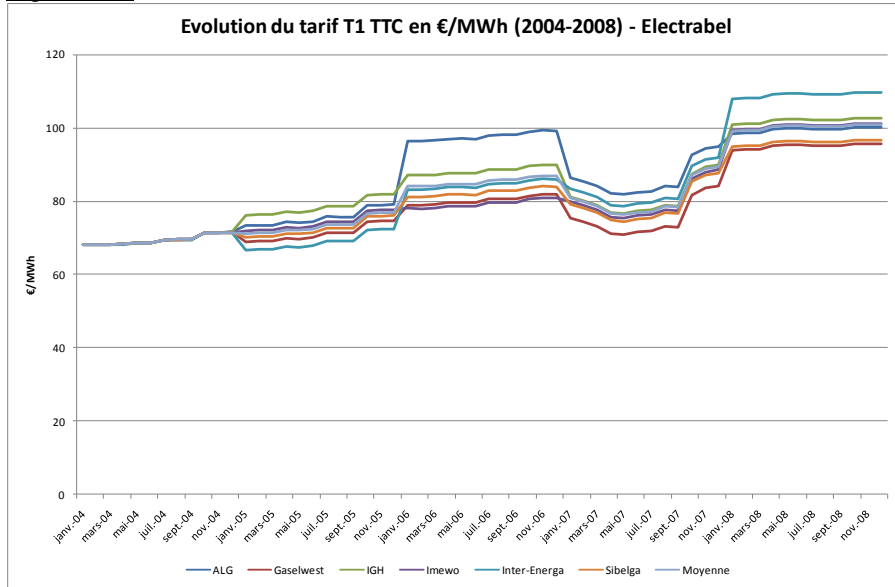


Figure 1.2. – T1 – 2004=100

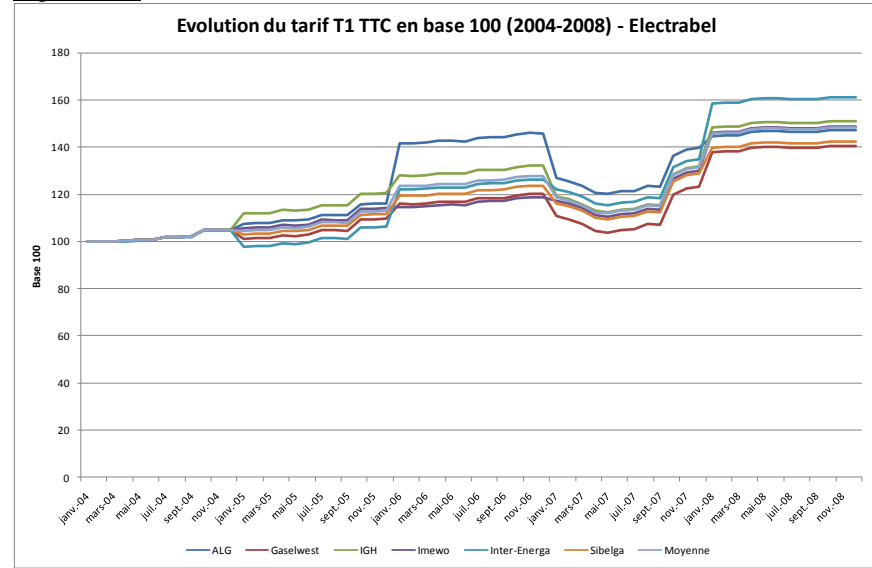


Figure 1.3. – T1 – €/MWh – Luminus

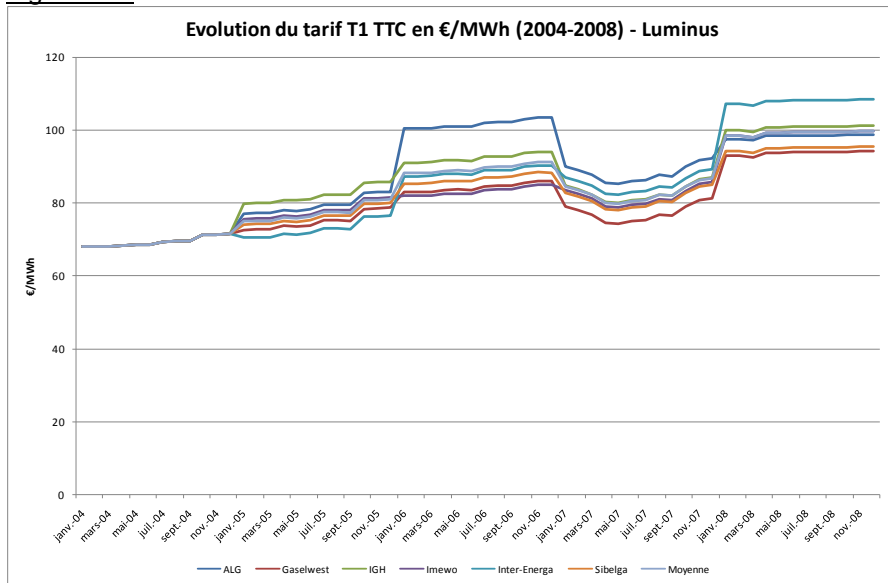


Figure 1.4. – T1 – 2004=100

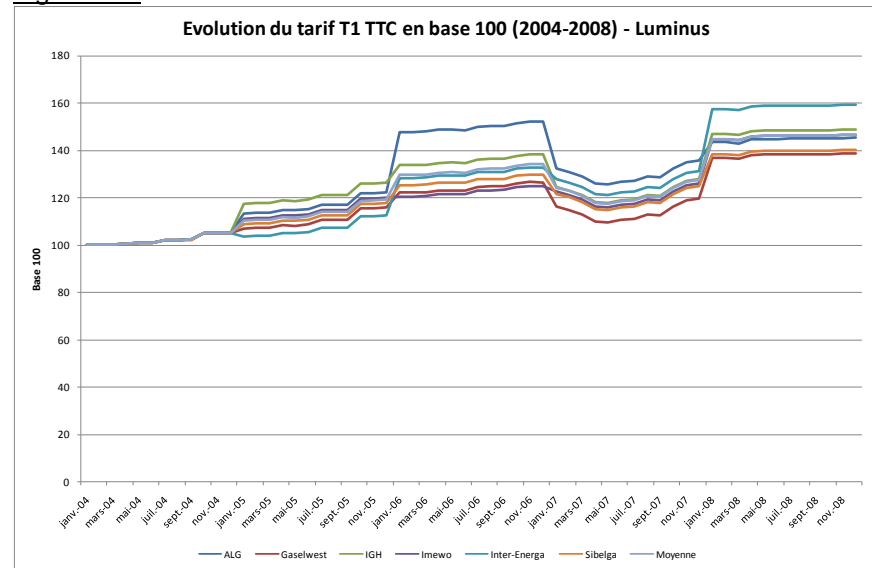


Figure 1.5. – T2 – €/MWh – Electrabel

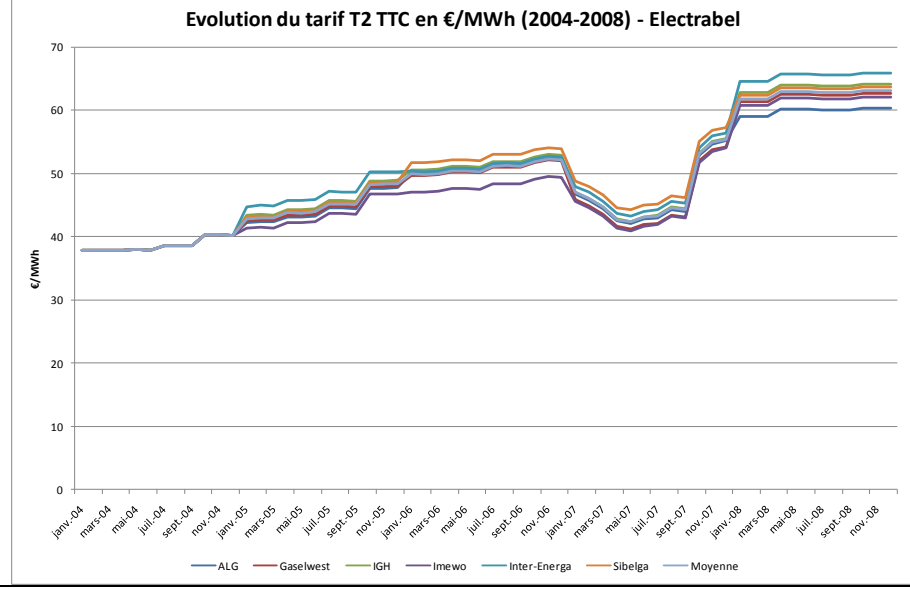


Figure 1.6. – T2 – 2004=100

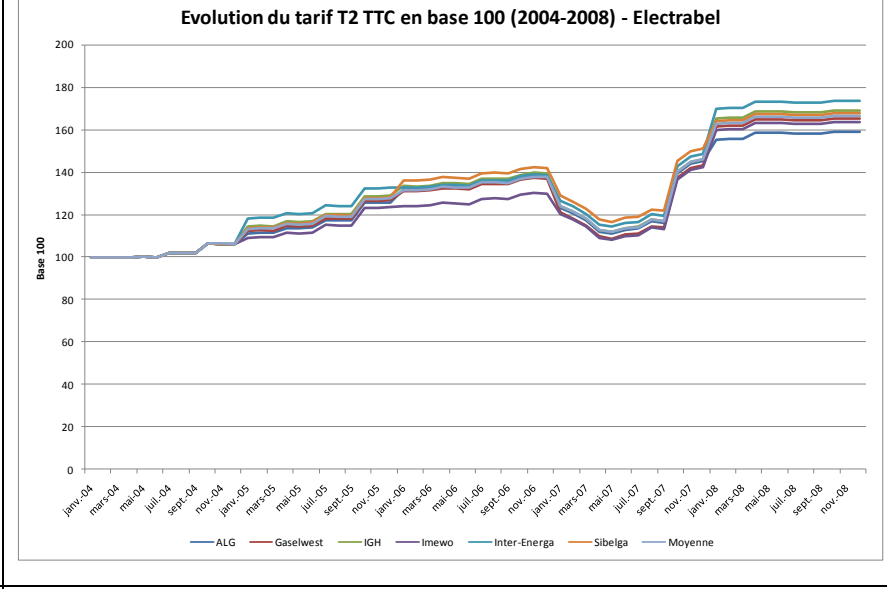


Figure 1.7. – T2 – €/MWh – Luminus

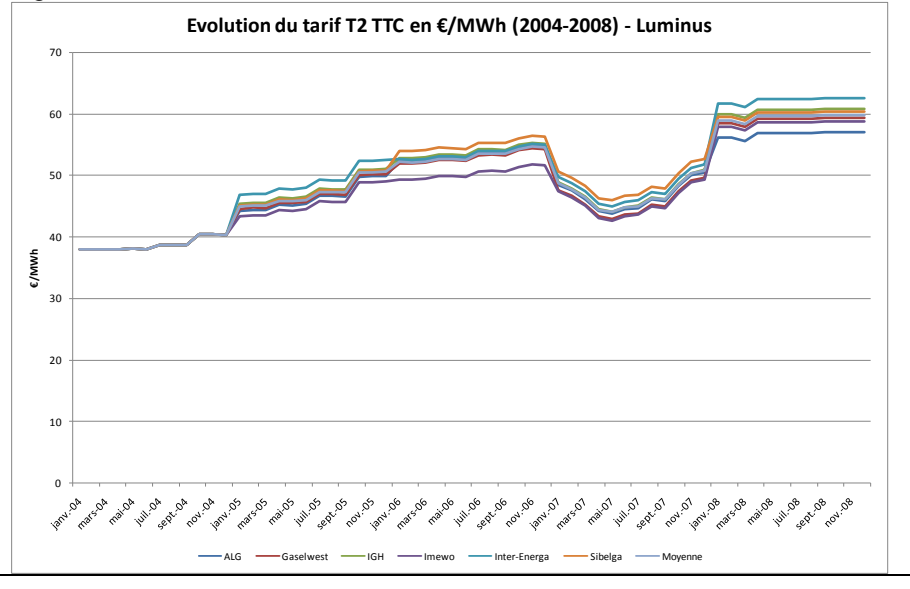


Figure 1.8. – T2 – 2004=100

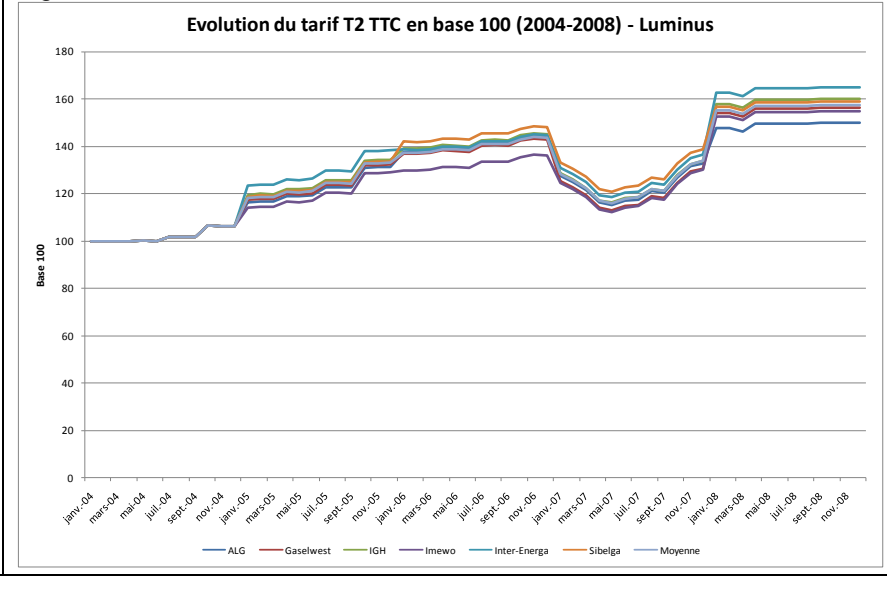


Figure 1.9. – T3 – €/MWh – Electrabel

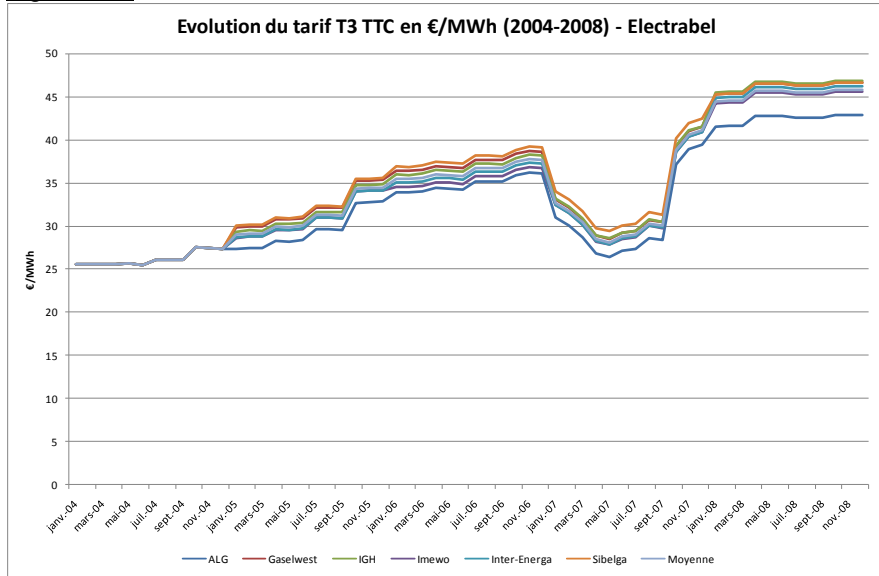


Figure 1.10. – T3 – 2004=100

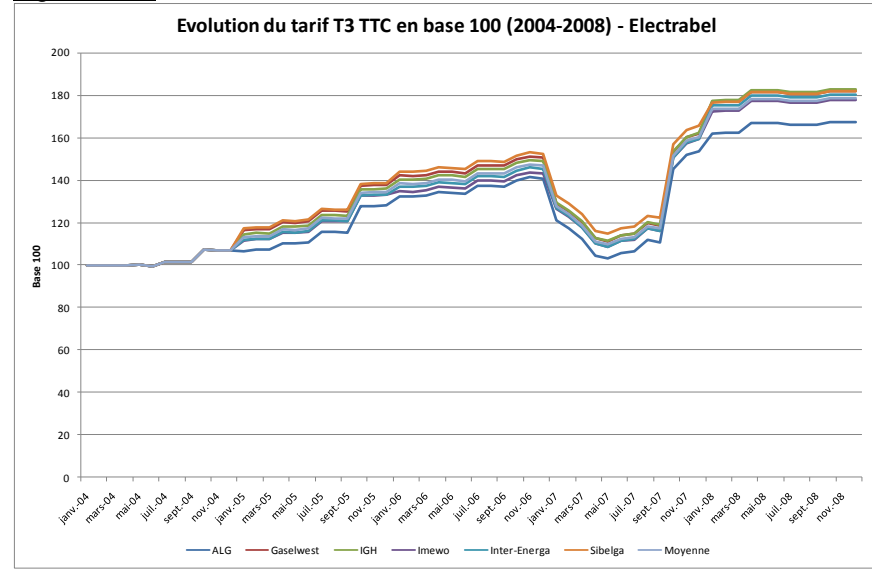


Figure 1.11. – T3 – €/MWh – Luminus

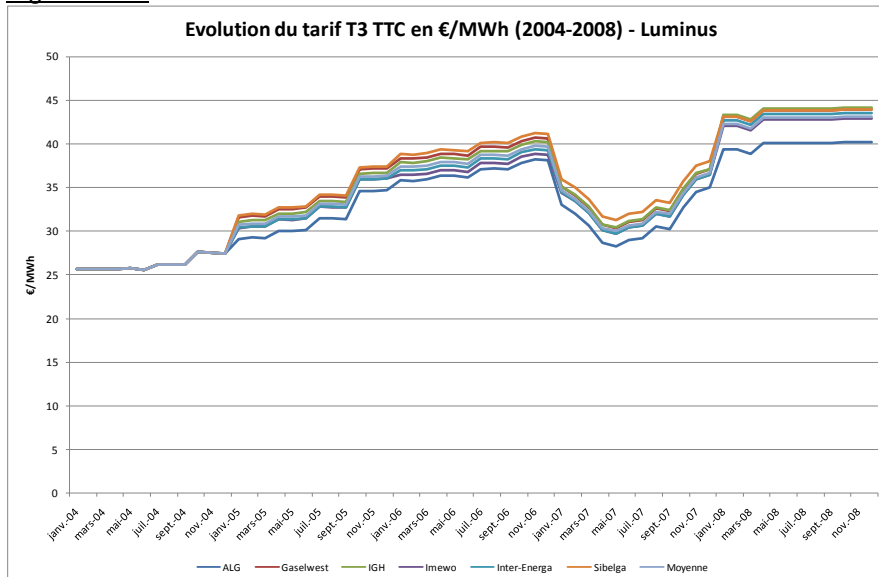


Figure 1.12. – T3 – 2004=100

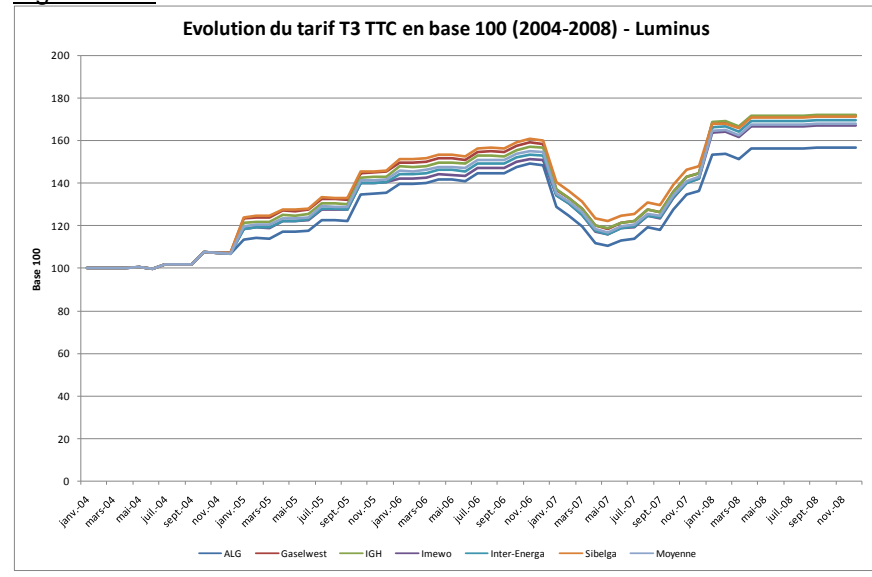


Figure 1.13. – T4 – €/MWh – Electrabel

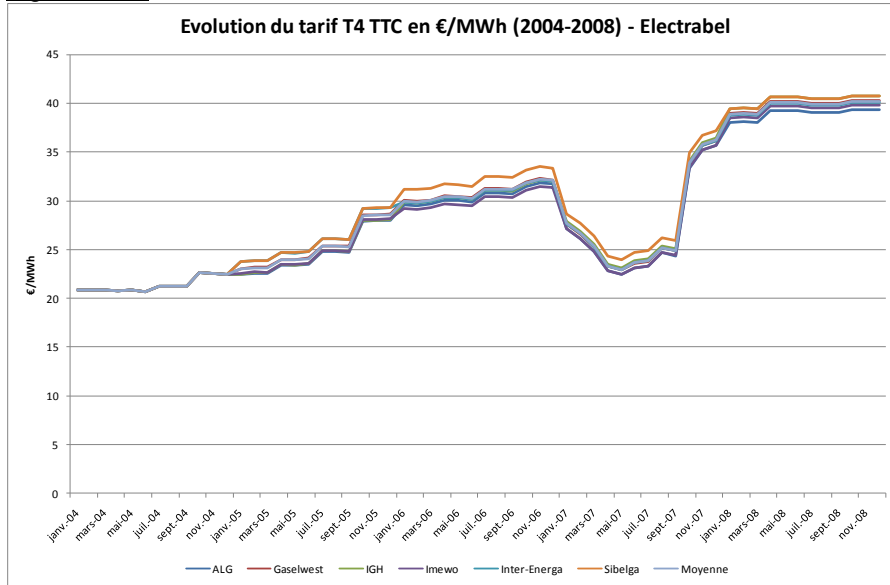


Figure 1.14. – T4 – 2004=100

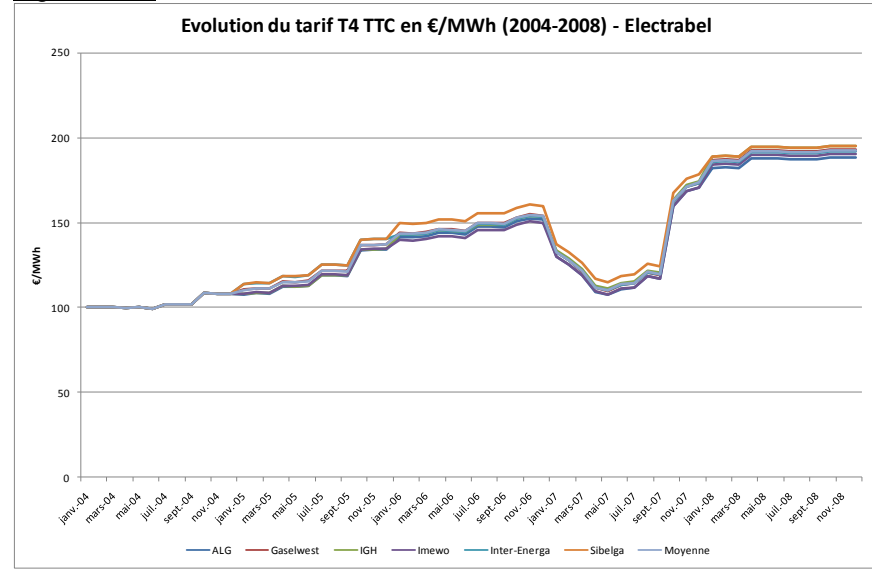


Figure 1.15. – T4 – €/MWh – Luminus

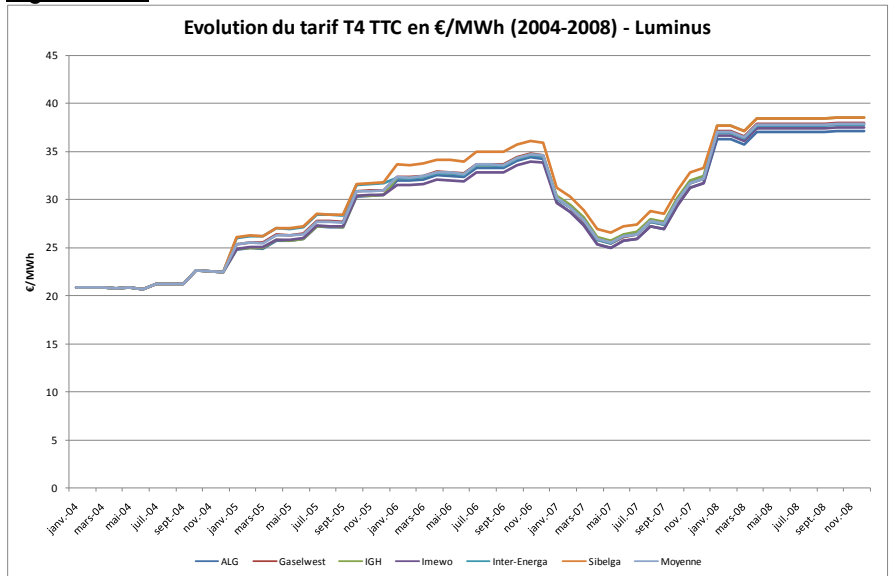
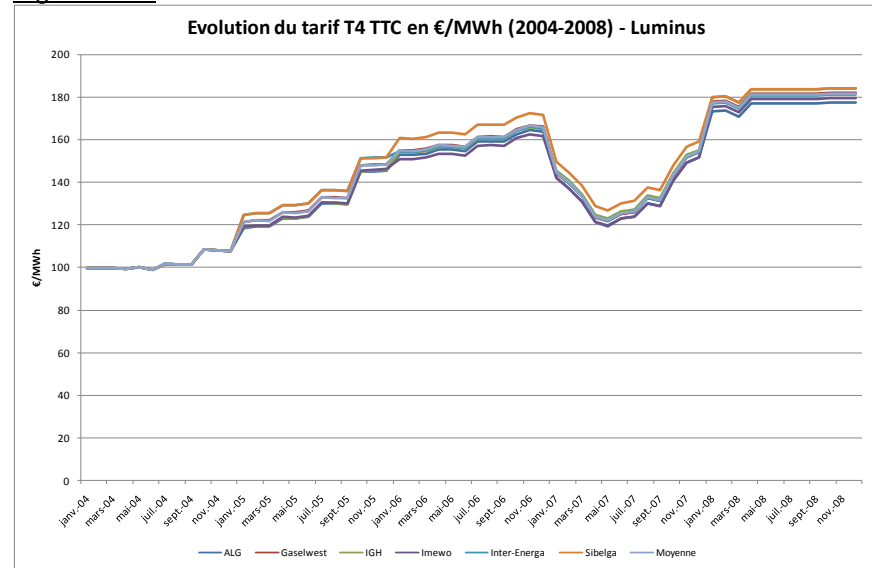


Figure 1.16. – T4 – 2004=100



III.2. Aperçu des principales composantes

65. Les graphiques ci-après montrent l'évolution du prix final au consommateur (en €/MWh) pour deux clients types (T2 et T4) chez le fournisseur Electrabel en distinguant les cinq principales composantes qui sont analysées en détail plus loin dans cette étude:

- Prix du fournisseur (énergie)
- Transport
- Distribution (hors prélèvements publics)
- Prélèvements publics
- Taxe énergie et TVA

On retrouve ci-après douze graphiques d'évolution 2004-2008 relatifs à l'évolution des T2 et T4 chez trois GRD (le wallon IGH, le bruxellois Sibelga, le flamand Imewo) avec les deux fournisseurs Electrabel et Luminus.

Les graphiques relatifs aux tarifs résidentiels (T1 et T2) comprennent la TVA, au contraire des graphiques relatifs aux tarifs tertiaire et industriel (T3 et T4). Etant donné le très grand nombre de graphiques pour ce point, seuls les montants en valeur absolue ont été repris ici.

66. Les évolutions haussières illustrées ci-après sont dues essentiellement à la hausse de la composante énergie et, dans une moindre mesure, à l'introduction d'une nouvelle structure tarifaire distribution en 2006 (redevance fixe et terme proportionnel, au lieu de termes proportionnels dégressifs). Le prix final au consommateur a ainsi cru de manière substantielle depuis 2004, avec des hausses de l'ordre de 40 à 90 % pour les différents clients types. Plus la composante énergie est importante (voir graphiques en tarte de décomposition du prix du gaz en page 81), plus la hausse du prix final est conséquente.

On constate une hausse constante du prix final, excepté au moment de la libéralisation du marché en Wallonie et à Bruxelles (janvier 2007). La baisse intervenue à ce moment suite à un changement de formule de la composante « prix du fournisseur » (énergie) est cependant plus que compensée par un nouveau changement de formule intervenu en octobre 2007 pour Electrabel (+ 30 %) et en janvier 2008 pour Luminus (+ 9 %). Cette évolution est renforcée en 2008 en Flandre (tous GRD) et en Wallonie (GRD mixtes) par une hausse des tarifs de distribution.

Figure 2.1. – T2 – zone IGH – Electrabel

IGH - Electrabel Energy Plus T2 gaz - Eurostat D3 (23.260 kWh/an)

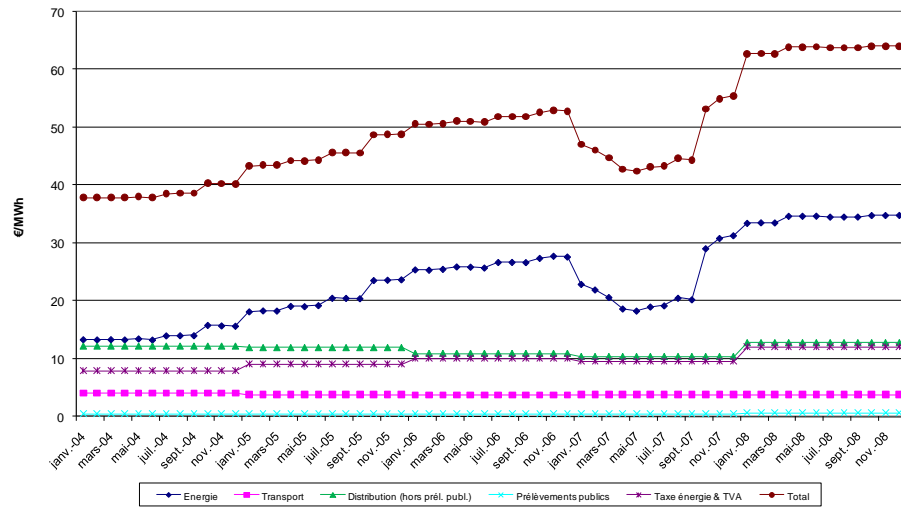


Figure 2.2. – T2 – zone IGH – Luminus

IGH - Luminus T2 gaz - Eurostat D3 (23.260 kWh/an)

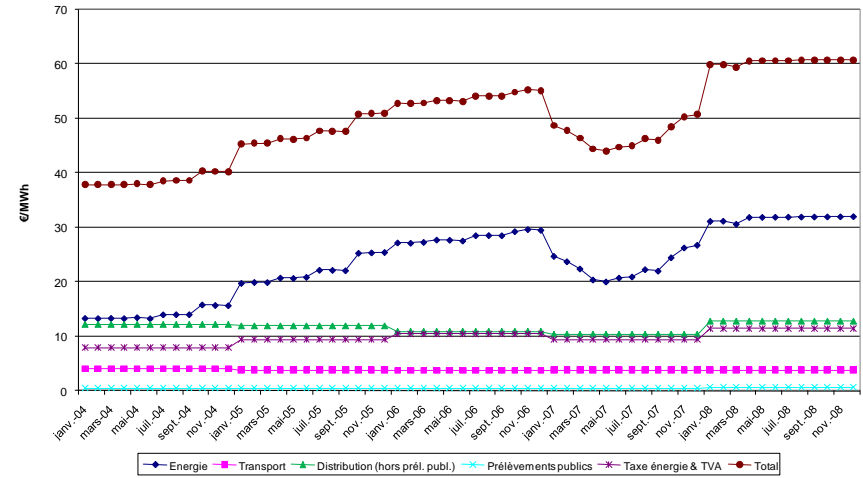


Figure 2.3. – T2 – zone Imewo – Electrabel

Imewo - Electrabel Energy Plus T2 gaz - Eurostat D3 (23.260 kWh/an)

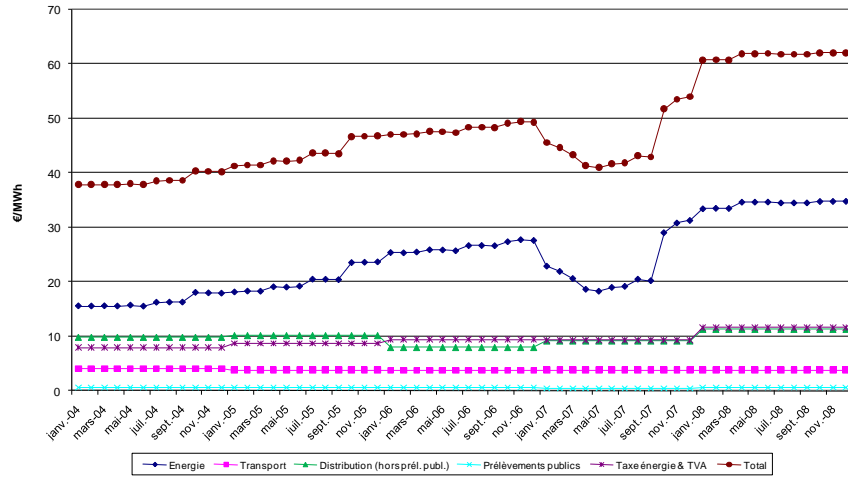


Figure 2.4. – T2 – zone Imewo – Luminus

Imewo - Luminus T2 gaz - Eurostat D3 (23.260 kWh/an)

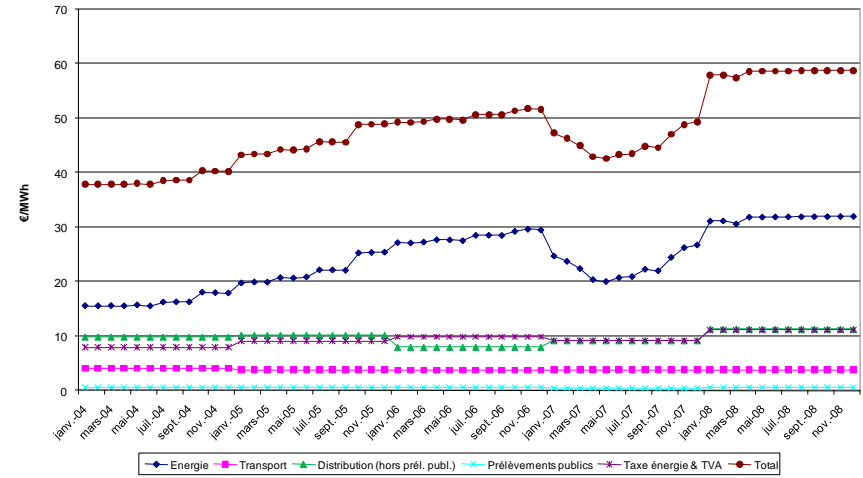


Figure 2.5. – T2 – zone Sibelga – Electrabel

Sibelga - Electrabel Energy Plus T2 gaz - Eurostat D3 (23.260 kWh/an)

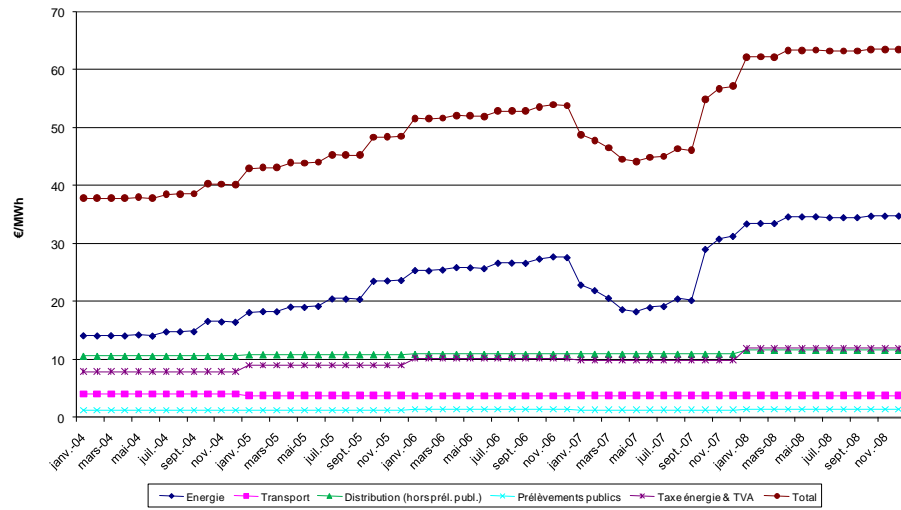


Figure 2.6. – T2 – zone Sibelga – Luminus

Sibelga - Luminus T2 gaz - Eurostat D3 (23.260 kWh/an)

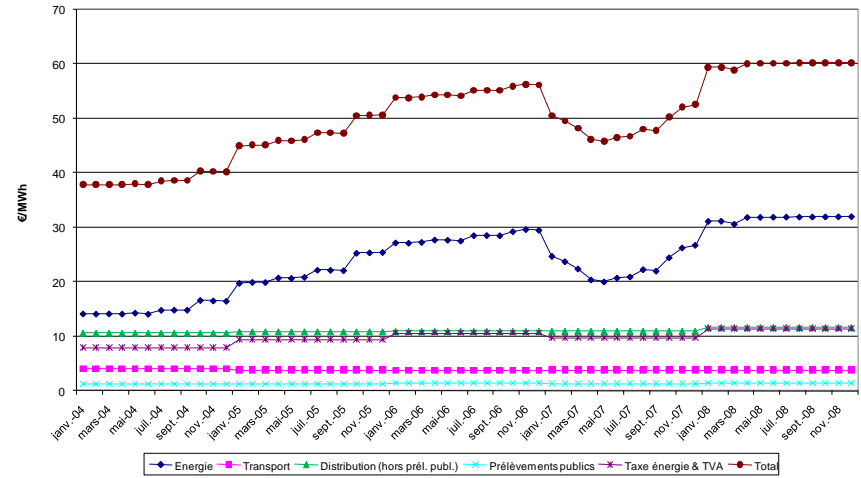


Figure 2.7. – T4 – zone IGH – Electrabel

IGH - Electrabel Energy Plus T4 gaz (2.300.000 kWh/an)

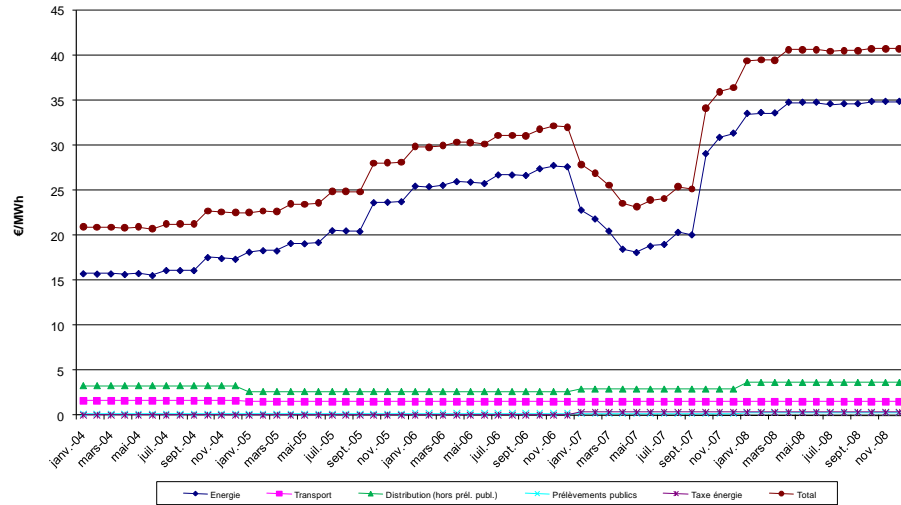


Figure 2.8. – T4 – zone IGH – Luminus

IGH - Luminus T4 gaz (2.300.000 kWh/an)

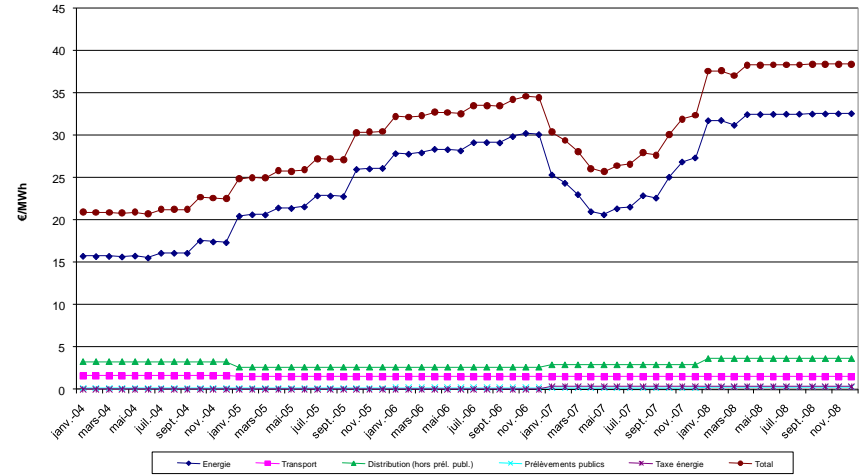


Figure 2.9. – T4 – zone Imewo – Electrabel

Imewo - Electrabel Energy Plus T4 gaz (2.300.000 kWh/an)

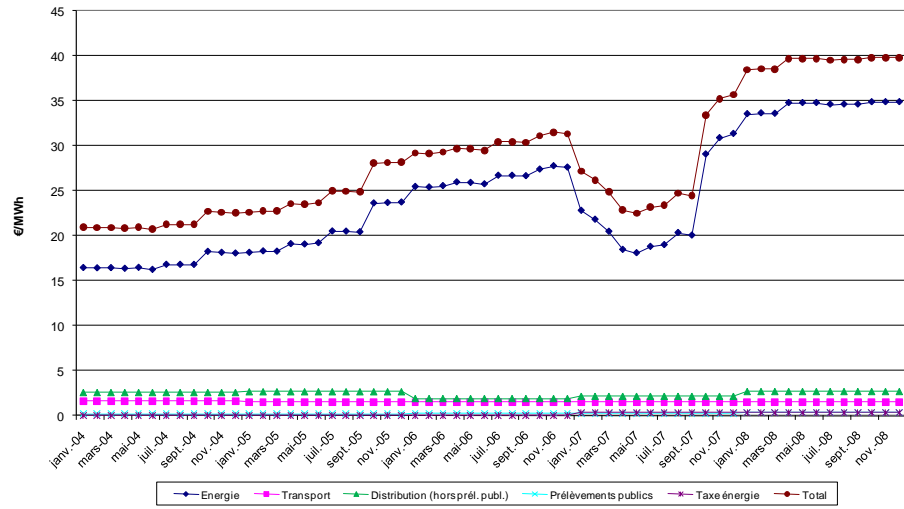


Figure 2.10. – T4 – zone Imewo – Luminus

Imewo - Luminus T4 gaz (2.300.000 kWh/an)

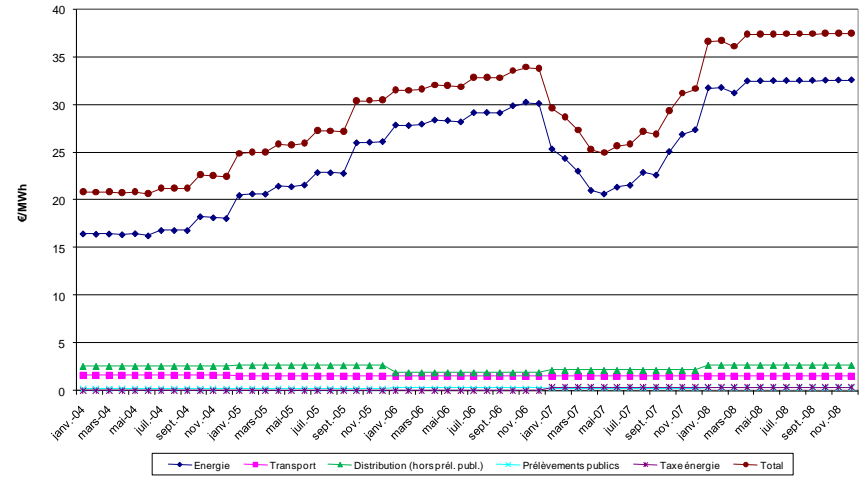


Figure 2.11. – T4 – zone Sibelga – Electrabel

Sibelga - Electrabel Energy Plus T4 gaz (2.300.000 kWh/an)

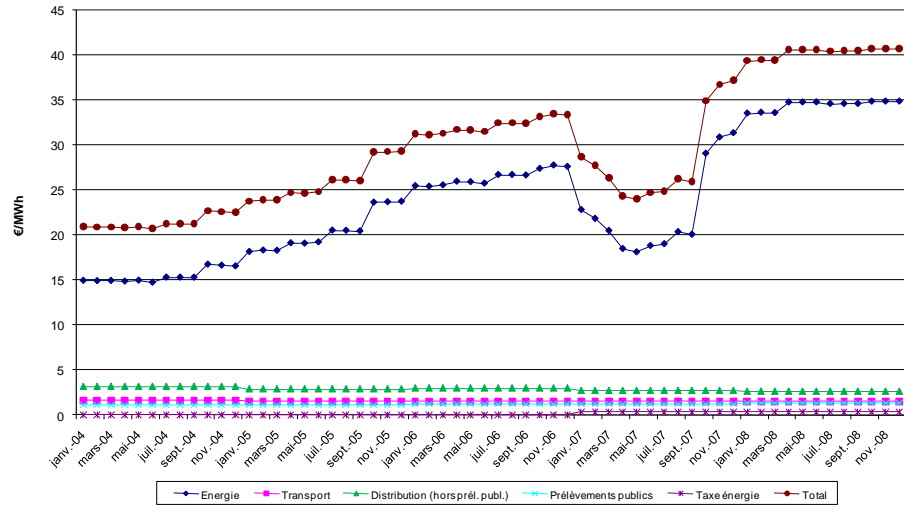


Figure 2.12. – T4 – zone Sibelga – Luminus

Sibelga - Luminus T4 gaz (2.300.000 kWh/an)

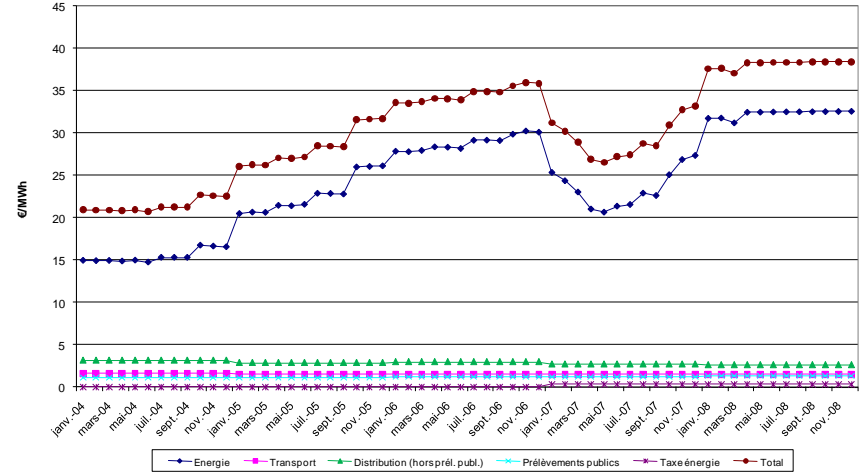


Figure 2.13. – T1 – zone IGH – Electrabel

Décomposition du prix du gaz - client T1 (2.326 kWh/an) Electrabel en zone IGH - 2007

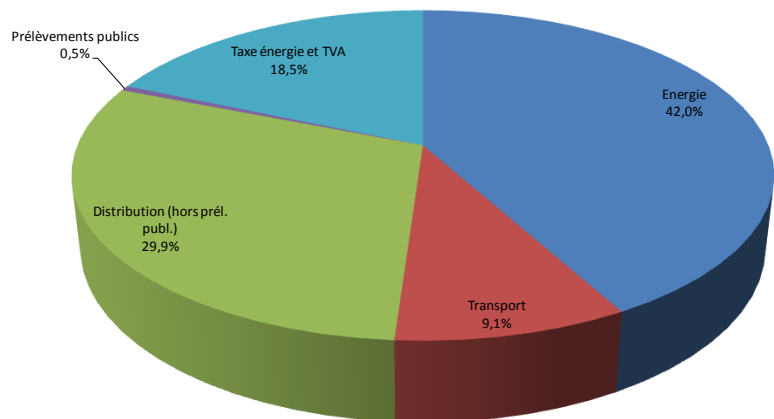


Figure 2.14. – T2 – zone IGH – Electrabel

Décomposition du prix du gaz - client T2 (23.260 kWh/an) Electrabel en zone IGH - 2007

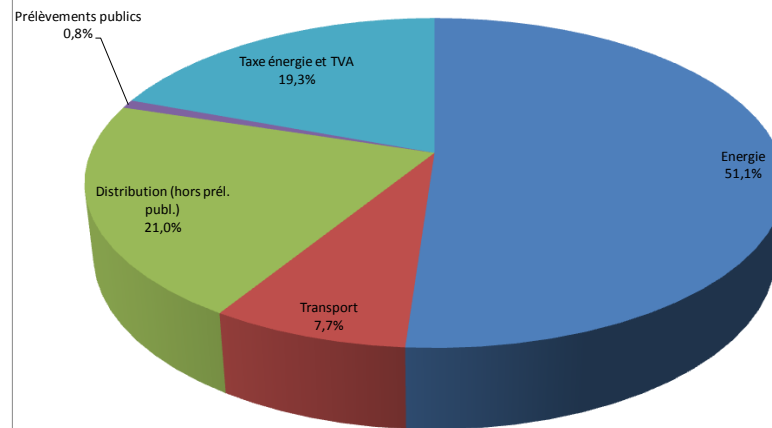


Figure 2.15. – T3 – zone IGH – Electrabel (hors TVA)

Décomposition du prix du gaz - client T3 (330.000 kWh/an) Electrabel en zone IGH - 2007

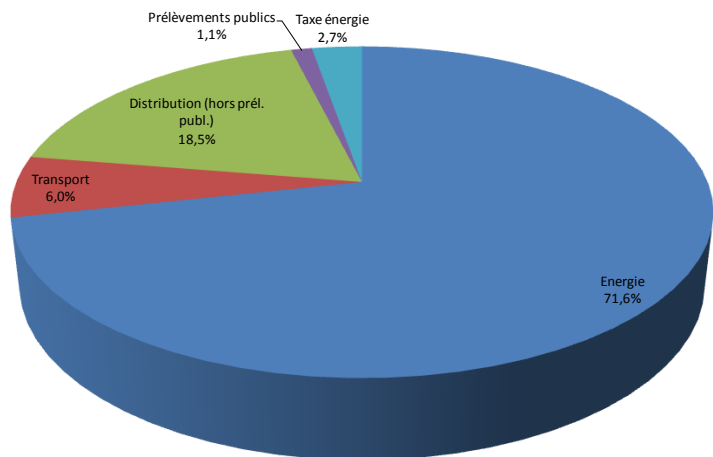
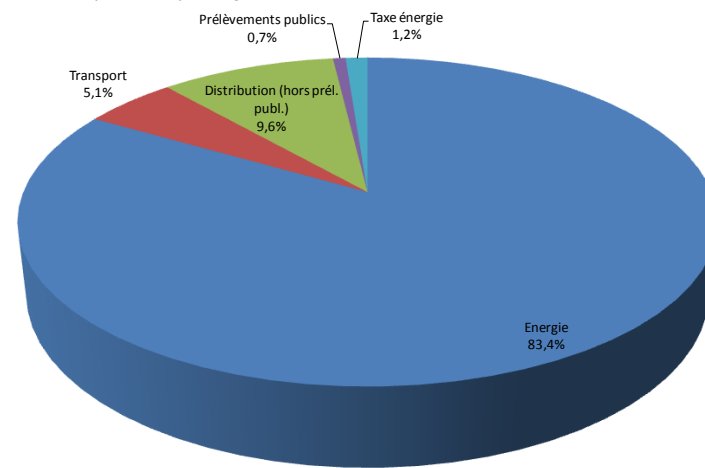


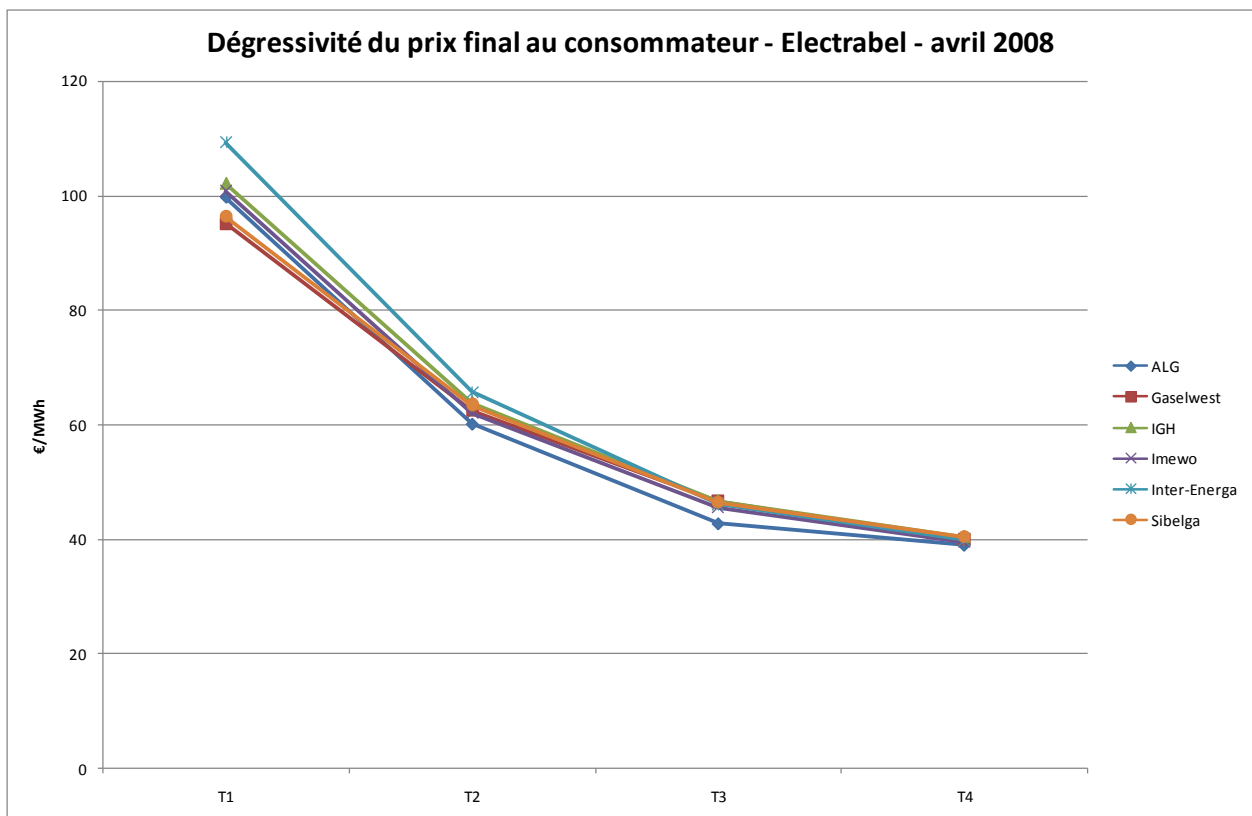
Figure 2.16. – T4 – zone IGH – Electrabel (hors TVA)

Décomposition du prix du gaz - client T4 (2.300.000 kWh/an) Electrabel en zone IGH - 2007



61. Les quatre graphiques tartes ci-avant montrent l'importance relative de chaque composante en 2007 dans une zone GRD médiane (IGH) avec le fournisseur principal (Electrabel). La part des tarifs de réseau (GRT et GRD) diminue au fur et à mesure que le volume augmente.

62. Les graphiques suivants présentent la dégressivité du prix final au consommateur en avril 2008 dans les différentes zones de distribution avec le fournisseur Electrabel (les données obtenues avec Luminus donnent la même tendance). Il en ressort que le tarif T4 n'atteint dans la plupart des cas que quarante pour cent du tarif T1.



La dégressivité des tarifs est en partie liée à :

- la structure tarifaire des fournisseurs et des GRD composée d'une redevance fixe et d'un terme proportionnel ;
- la TVA déductible chez les clients professionnels (T3 et T4) et la taxe énergie inférieure pour les clients T4 (>1 GWh/an).

La comparaison du client T1 au client T4 révèle clairement une convergence du prix final au consommateur entre les différentes zones de distribution. Cette convergence est le reflet de la part moins importante des tarifs de distribution dans le prix final au consommateur au fur et à mesure que le volume augmente.

III.3. Prix du fournisseur (énergie)

67. L'évolution des composantes indique que le prix du fournisseur (énergie) est principalement à l'origine de la hausse du prix final au consommateur.

68. Les résultats présentés ci-dessous correspondent au prix de l'énergie qui est identique partout en Belgique. Les figures de gauche présentent les résultats en valeur absolue tandis que les figures de droite présentent les indices (2004=100).

69. Les fiches tarifaires des fournisseurs donnent un prix de l'énergie incluant le transport. La CREG tient à attirer l'attention sur le fait que le tarif de transport est exprimé en terme capacitaire. Avant de neutraliser cette composante transport, il a fallu convertir ce tarif en €/MWh en émettant des hypothèses quant au taux de conversion kWh/m³ et quant à la capacité des clients types retenus. Il faut donc considérer les résultats obtenus pour la partie purement énergie avec prudence.

Figure 3.1. – T1 – €/MWh

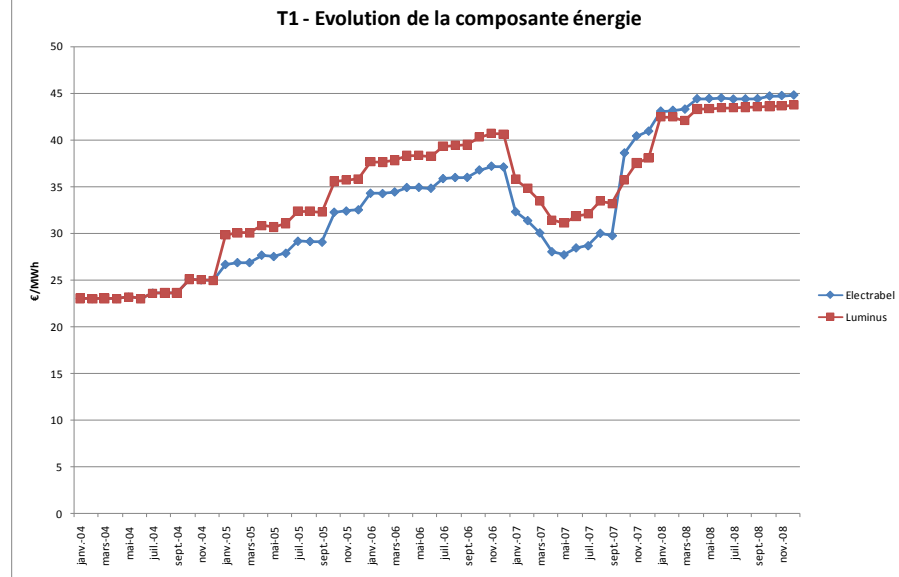


Figure 3.2. – T1 – 2004=100

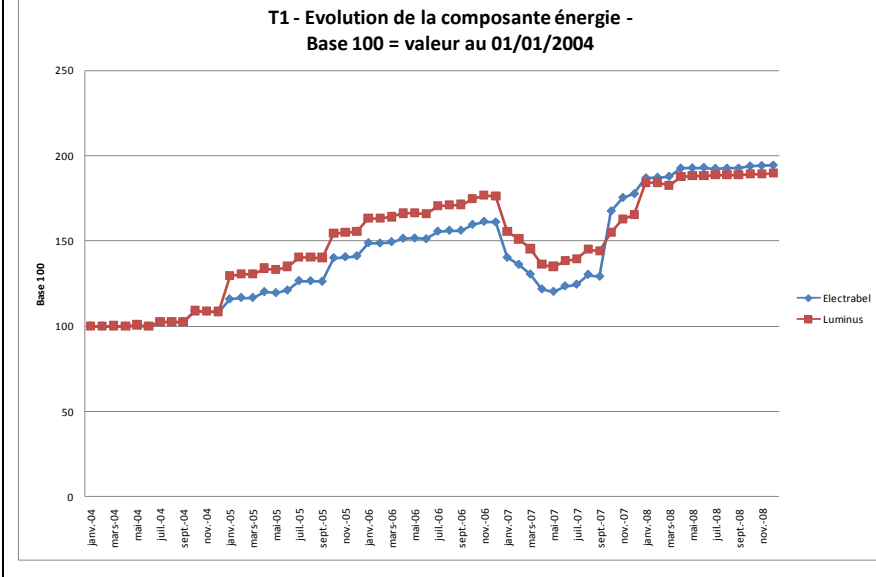


Figure 3.3. – T2 – €/MWh

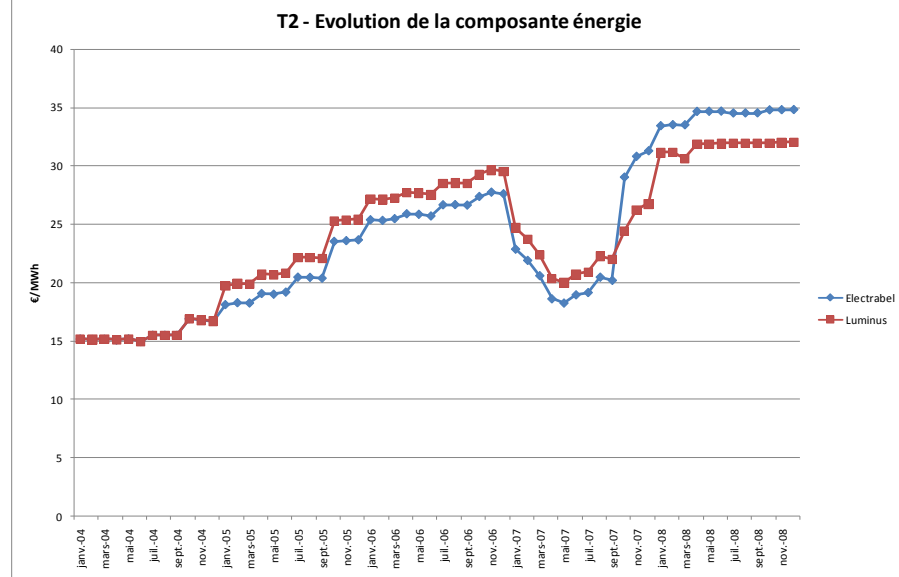


Figure 3.4. – T2 – 2004=100

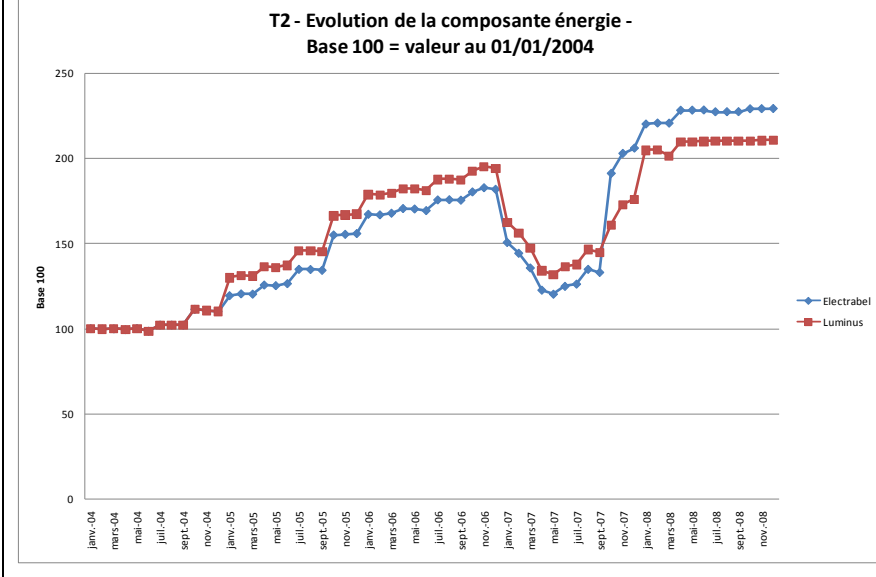


Figure 3.5. – T3 – €/MWh

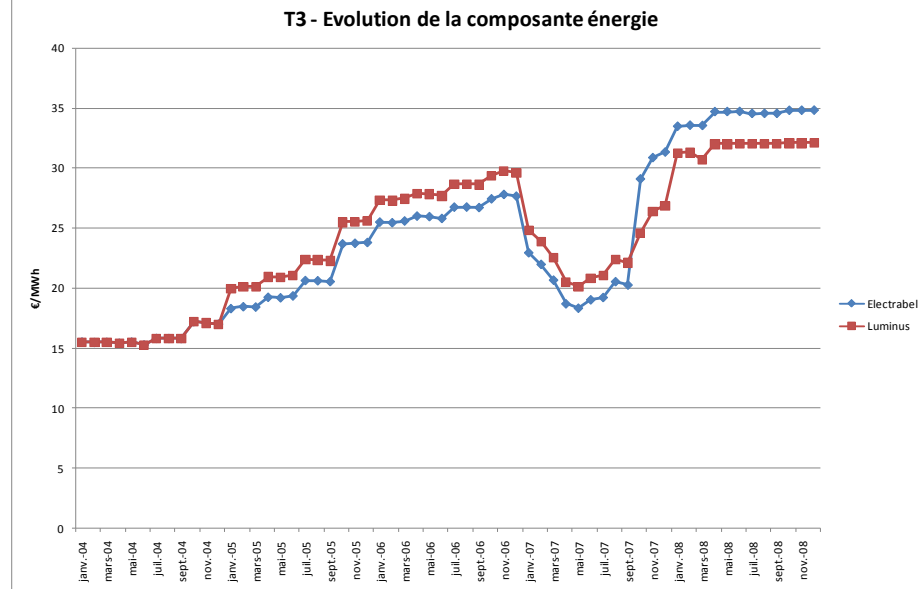


Figure 3.6. – T3 – 2004=100

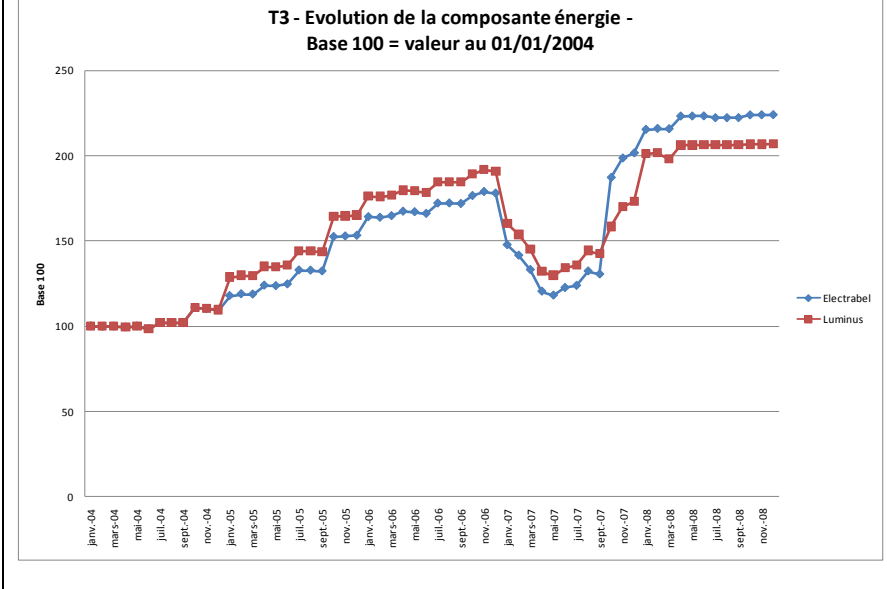


Figure 3.7. – T4 – €/MWh

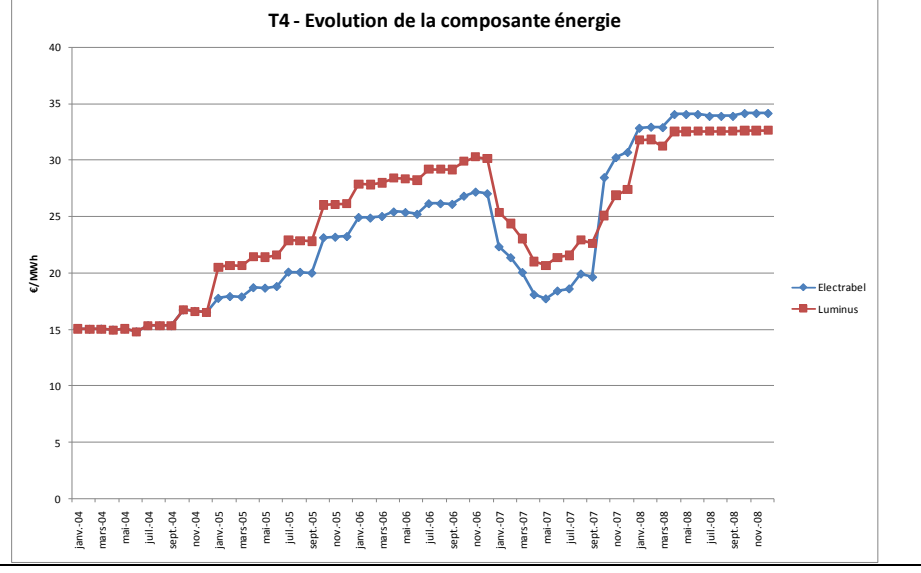
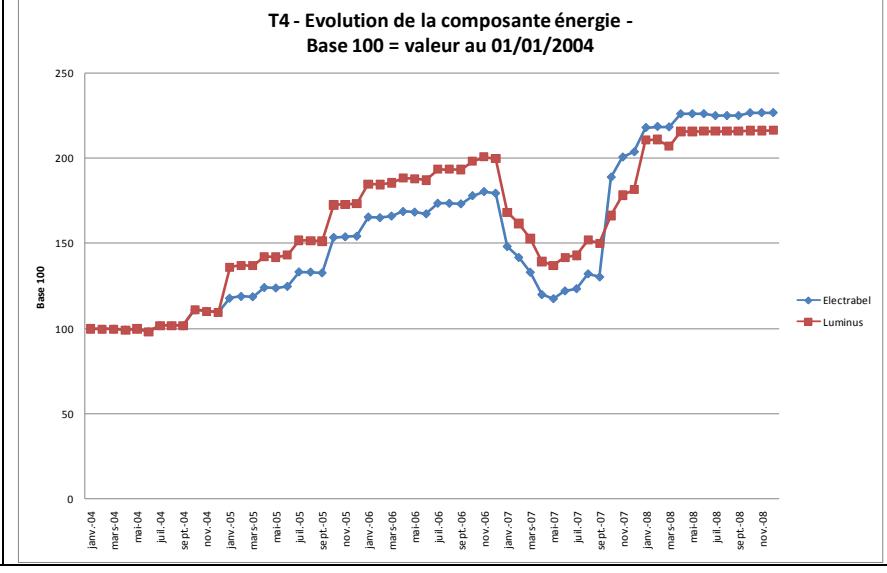


Figure 3.8. – T4 – 2004=100



70. La forte baisse constatée en janvier 2007²⁷ illustre le changement tarifaire marquant le passage d'une formule « commodity » uniforme basée sur des composantes uniquement pétrolières (GOL, Brent, HFO) à une formule propre à chaque fournisseur basée sur une composante pétrolière (GOL) et une composante gazière (HUB) nettement plus volatile. Les hausses enregistrées en octobre 2007 (Electrabel, + 30 %) et en janvier 2008 (Luminus, + 9 %) sont dues à un changement²⁸ respectivement de paramètre et de formule.

71. Les évolutions du prix du fournisseur (énergie) entre janvier 2004 et avril 2008 appellent les remarques suivantes :

- les hausses de la composante énergie s'étalent d'environ 95 % pour les clients résidentiels avec application « cuisine – eau chaude » (T1) à environ 125 % pour les autres clients. Ces hausses sont dues au renchérissement des produits pétroliers sur lesquels sont indexés les prix de la molécule de gaz.
- chez Luminus, les hausses mesurées avoisinent jusqu'à 8 % de moins que chez Electrabel²⁹ ;
- les hausses constatées sont le résultat de différentes modifications des formules tarifaires/paramètres des fournisseurs (janvier 2007 d'une part, et octobre 2007/janvier 2008 d'autre part) ainsi que de l'indexation sur la base des paramètres ;
- contrairement à Luminus, Electrabel différencie sa tarification en fonction des tranches de consommations, ce qui explique des évolutions plus contrastées entre groupes de clients, Electrabel étant par rapport à Luminus en 2008 :
 - 2 % plus cher pour les clients T1 (3 €/an)
 - 8 % plus cher pour les clients T2 (65 €/an) et T3 (900 €/an)
 - 5 % plus cher pour les clients T4 (3.500 €/an)

Hormis les changements tarifaires de 2007/2008 (voir ci-dessus), le prix du fournisseur Luminus suit une évolution dans le temps fortement corrélée à

²⁷ Ce changement intervient au moment où le Qatar remplace l'Algérie pour les livraisons de gaz naturel liquéfié (GNL).

²⁸ Dans le paramètre Gpi « 0,25 HUB + 0,0468 GOL603 + 4,83 [(CPIy-1/CPIy-2) – 0,02] – 7,86 / 21,21479 », Electrabel a remplacé le terme -7,86 par -1,3. Les formules générant le terme proportionnel (en c€/kWh) n'ont par contre pas été modifiées.

Dans la formule générant le terme proportionnel (en c€/kWh) « 2,58 Igm + 0,3 Igd », Luminus a remplacé 0,3 par 0,47. Le paramètre Igm n'a par contre pas été modifié.

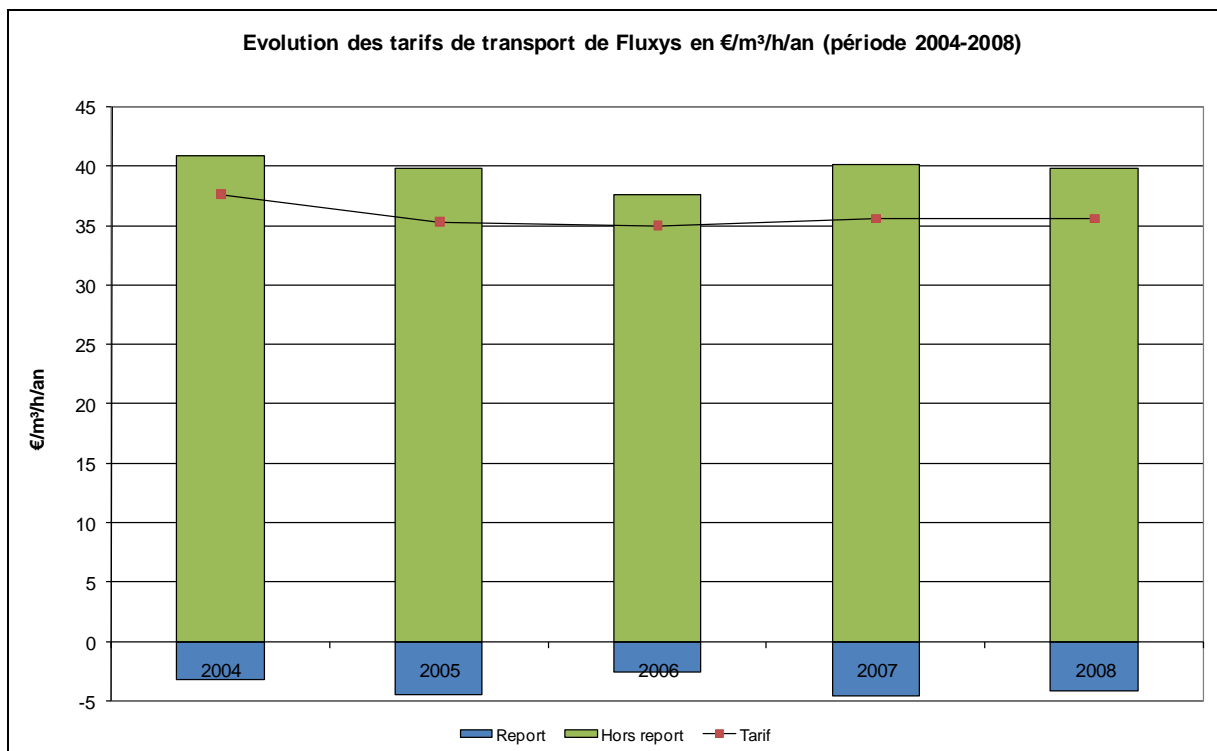
Les paramètres Gpi et Igm sont des paramètres « commodity ».

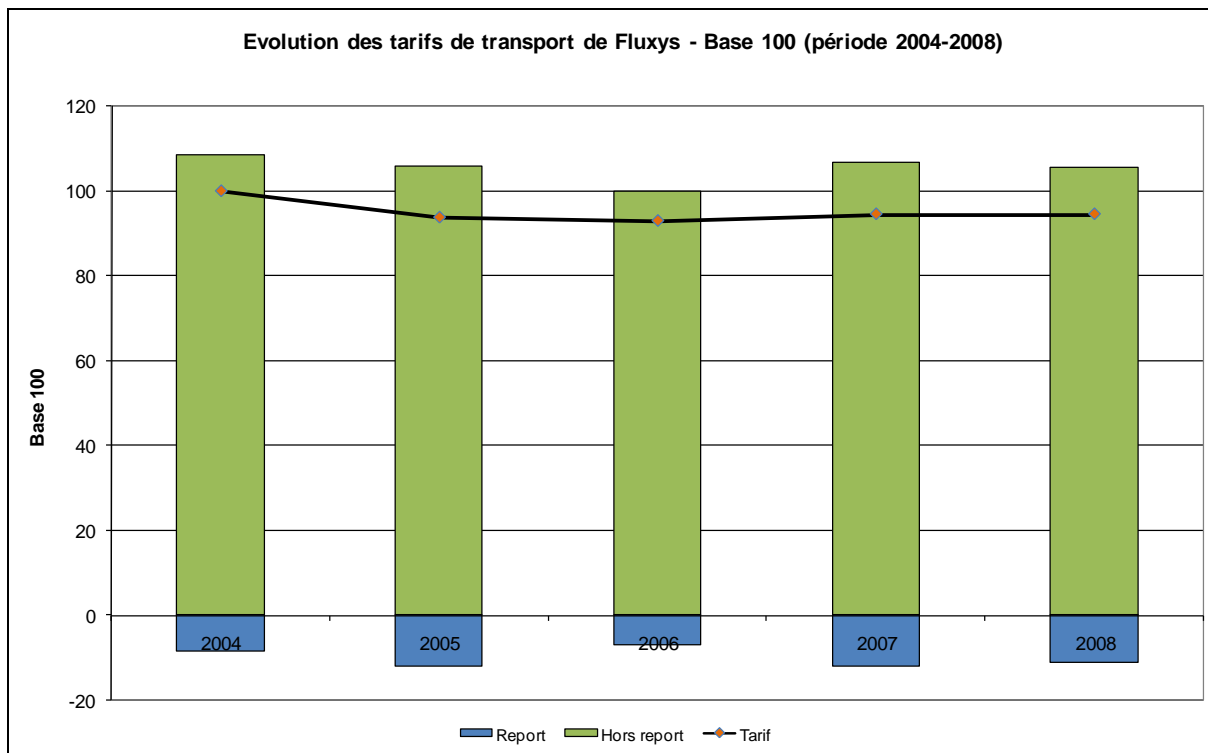
²⁹ Electrabel était environ 10 % moins cher que Luminus avant la hausse de ses tarifs intervenue en octobre 2007.

celle d'Electrabel. Cette corrélation s'explique par la structure des formules tarifaires, et en particulier du paramètre d'indexation « commodity » sensiblement identique pour les deux fournisseurs.

III.4. Tarif du gestionnaire de réseau de transport (Fluxys)

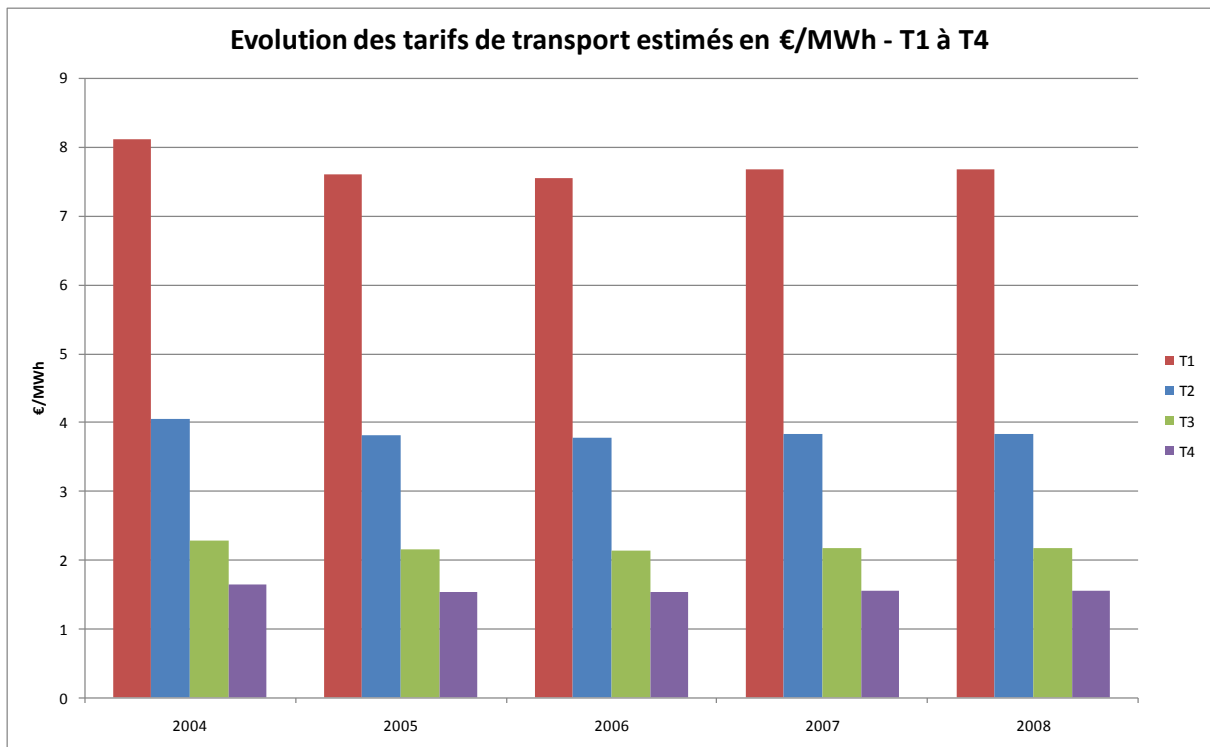
72. Les tarifs de transport sont exprimés en termes capacitaires ($\text{€}/\text{m}^3/\text{h}/\text{an}$). Contrairement à l'électricité, ils sont uniformes pour toute la Belgique car non cascades sur la distribution, et sont restés assez stables les cinq dernières années, comme le montre le tableau ci-dessous.





73. Etant donné que la CREG et Fluxys ne sont pas encore arrivés à un accord sur les tarifs pluriannuels 2008-2011, les tarifs appliqués en 2007 ont été prolongés pour une période indéterminée.

74. Afin d'obtenir une estimation du tarif exprimée en €/MWh, il a été nécessaire de poser des hypothèses quant au taux de conversion kWh/m³ utilisé et quant à la capacité des clients types retenus. Il faut donc considérer avec prudence les chiffres exprimés ci-après relatifs aux tarifs de transport estimés afférents aux quatre différents clients types.



NB : les évolutions en base 100 applicables à ces tarifs sont identiques à celles de la page précédente.

III.5. Tarif des gestionnaires de réseau de distribution

Tarif GRD hors prélèvements publics et OSP

75. Les graphiques ci-après montrent l'évolution 2004-2008 des tarifs de distribution (hors prélèvements publics et OSP) par GRD pour chaque client type. Il en ressort que tous les tarifs de distribution, excepté le tarif T1, ont marqué une baisse continue jusqu'à l'exercice 2007. Ces gains ont été cependant neutralisés à l'exercice 2008 où l'on retrouve le niveau atteint en 2004, excepté pour le tarif T4 qui reste inférieur. La hausse des tarifs de distribution s'explique en partie par :

- la signature d'une transaction avec certains GRD ;
- la baisse des excédents et la hausse des déficits (voir paragraphe 80) ;
- la remontée des taux OLO en 2006 intervenant dans la rémunération équitable.
- l'évolution de la valeur des capitaux investis

Pour les évolutions en base 100, la base est la moyenne des tarifs en 2004 par client type.

76. Les évolutions 2004-2008 peuvent être quelque peu différentes d'un client type à l'autre. On relève ainsi :

- une hausse de 30 % pour le clients type T1
- une hausse de 1 % pour le client type T2
- une baisse de 1 % pour le client type T3
- une baisse de 10 % pour le client type T4

La hausse pour le client type T1 est principalement due au changement de la structure tarifaire à partir de 2006 combiné au fait que certains GRD appliquent des redevances fixes relativement élevées pour cette catégorie de clientèle. Dans l'ensemble de la clientèle résidentielle, la catégorie T1 représente à peu près 2 % du volume et 15 % du nombre de points de fourniture. Même si elle est importante, il faut donc relativiser cette hausse.

Les évolutions des tarifs divergent fortement entre les différentes zones de distribution. Les facteurs déjà mentionnés pour l'électricité sont généralement applicables également au gaz.

Il faut aussi souligner l'importance d'un facteur spécifique au gaz, à savoir l'extension du réseau. De nombreuses zones ne sont en effet pas encore couvertes en Flandre et en Wallonie. Les investissements pour couvrir ces zones sont relativement importants chez certains GRD, notamment chez Inter-Energa (Limbourg), ce qui peut expliquer une hausse tarifaire plus forte dans ces zones.

Figure 5.1. T1 – €/MWh

T1 - tarif "cuisine - eau chaude" hors prélèvements publics et OSP (en €/MWh)
consommation standard annuelle 2.326 kWh

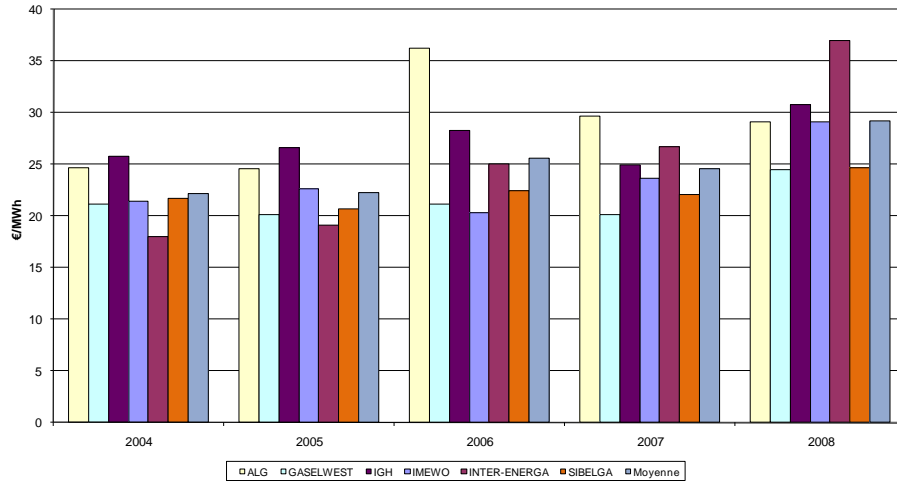


Figure 5.2. T1 – 2004 (moyenne) =100

T1 - tarif "cuisine - eau chaude" hors prélèvements publics et OSP (base 100 = moyenne 2004)
consommation standard annuelle 2.326 kWh

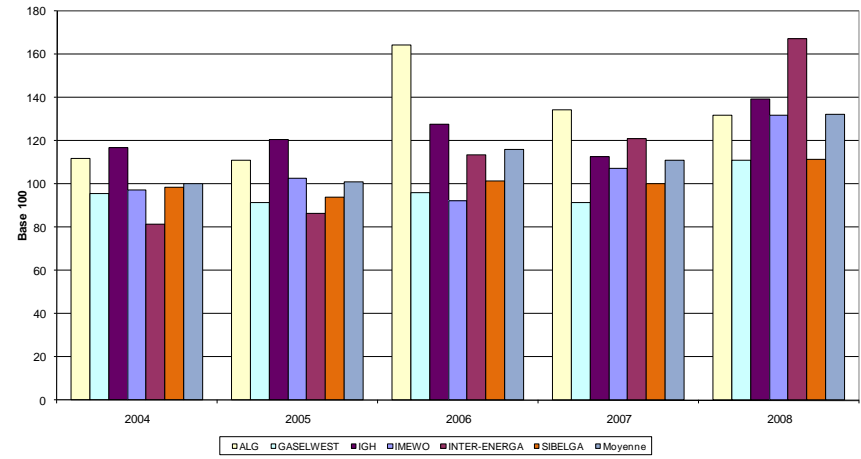


Figure 5.3. T2 – €/MWh

T2 - tarif "chauffage individuel" hors prélèvements publics et OSP (en €/MWh)
consommation standard annuelle 23.260 kWh

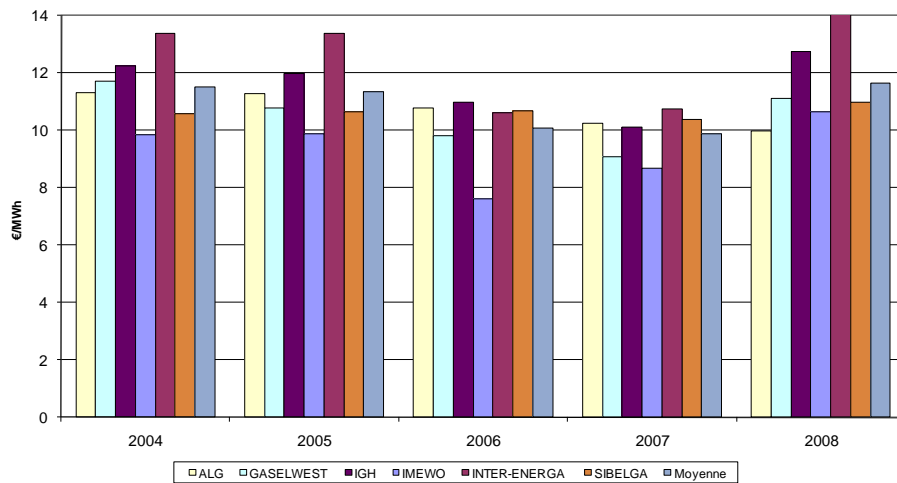


Figure 5.4. T2 – 2004 (moyenne) = 100

T2 - tarif "chauffage individuel" hors prélèvements publics et OSP (base 100 = moyenne 2004)
consommation standard annuelle 23.260 kWh

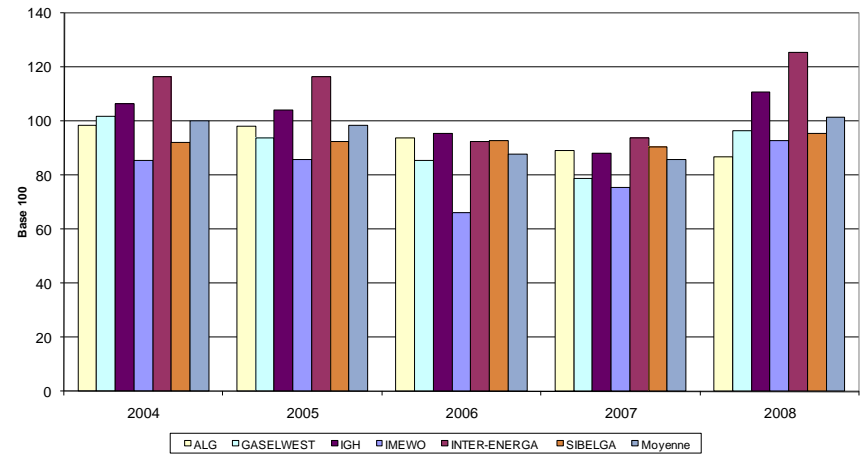


Figure 5.5. T3 – €/MWh

T3- tarif "tertiaire" hors prélèvements publics et OSP (en €/MWh)
consommation standard annuelle 330.000 kWh

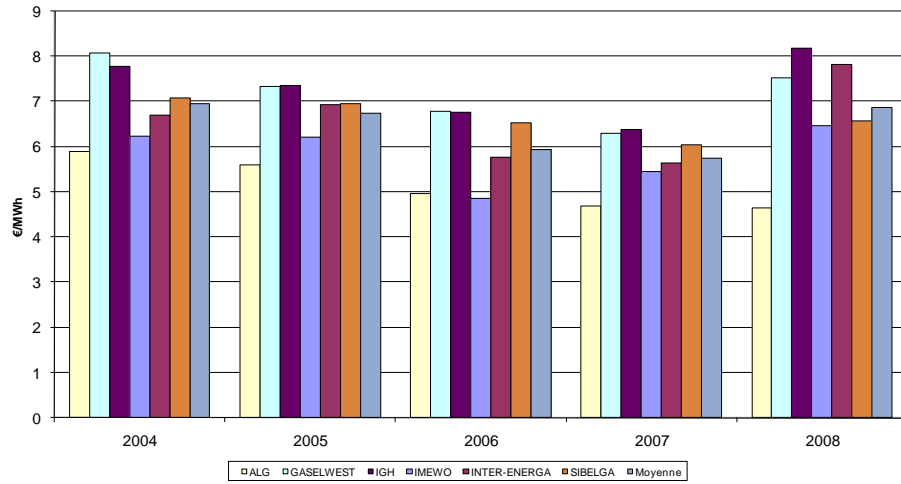


Figure 5.6. T3 – 2004 (moyenne) = 100

T3- tarif "tertiaire" hors prélèvements publics et OSP (base 100 = moyenne 2004)
consommation standard annuelle 330.000 kWh

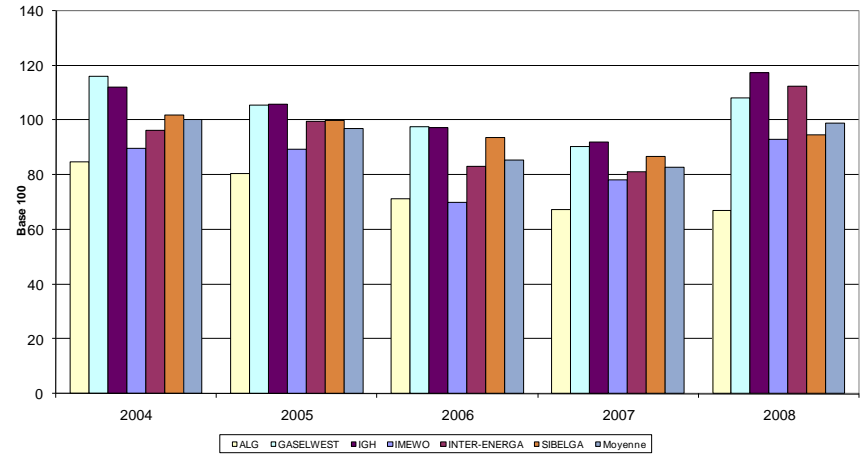


Figure 5.7. T4 – €/MWh

T4- tarif "professionnel" hors prélèvements publics et OSP (en €/MWh)
consommation standard annuelle 2.300.000 kWh

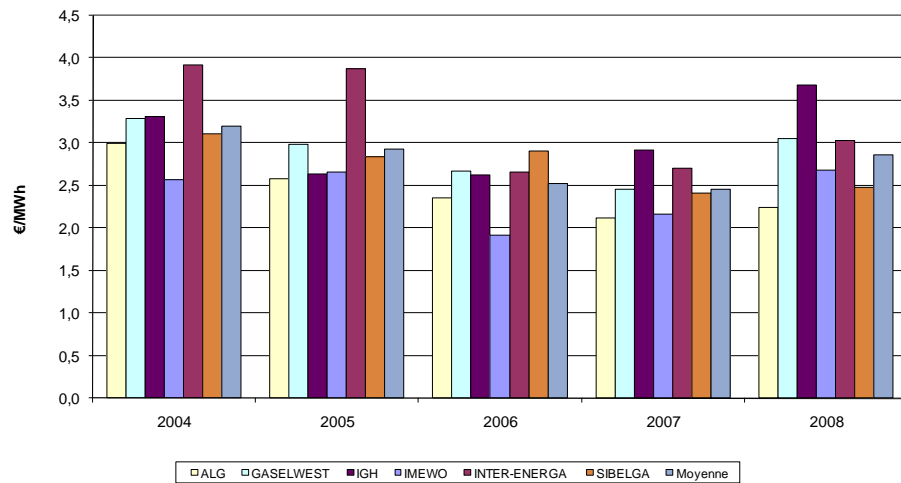
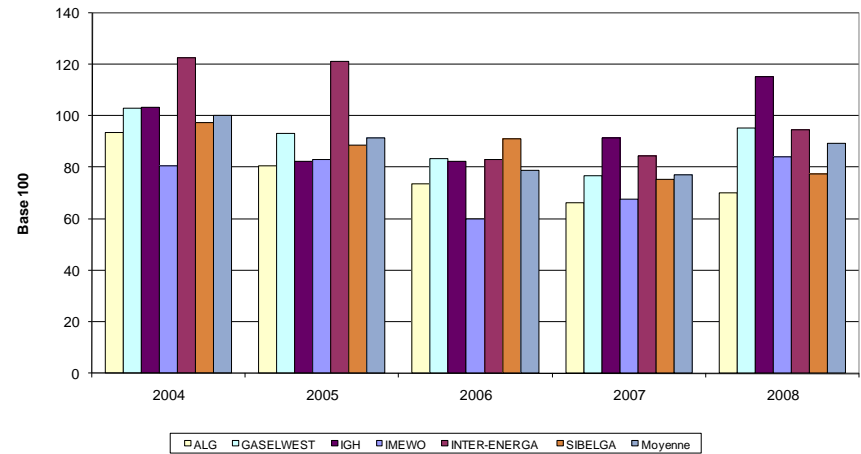


Figure 5.8. T4 – 2004 (moyenne) = 100

T4- tarif "professionnel" hors prélèvements publics et OSP (base 100 = moyenne 2004)
consommation standard annuelle 2.300.000 kWh



77. Les tarifs de distribution contiennent de nombreuses composantes (prélèvements publics, OSP, report). Les 18 tableaux exprimés en €/MWh présentés ci-après permettent d'observer l'importance relative de toutes les composantes distribution pour chaque client type et pour chaque GRD.

Etant donné que les évolutions relatives au T3 sont relativement similaires à celles rencontrées pour le T2, les tableaux y relatifs n'ont pas été repris ici. Les évolutions relatives au T1 sont par contre reprises pour illustrer l'impact du changement de la structure tarifaire en 2006 chez la plupart des GRD (en particuliers les purs ALG et Inter-Energa). Etant donné le grand nombre de graphiques pour ce point, seuls les montants en valeur absolue ont été repris ici.

On distingue dans ces tableaux les composantes suivantes analysées ci-avant :

- Tarif GRD hors prélèvements publics, hors OSP et hors report
- Prélèvements publics GRD (redevance de voirie & impôt personnes morales)
- Obligations de service publics (OSP)
- Report
- Tarif appliqué

Figure 5.9. T1 – ALG - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T1 ALG

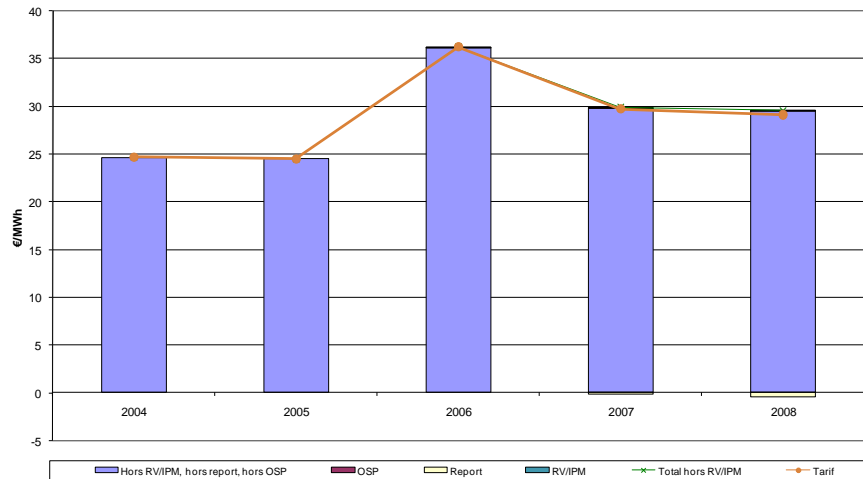


Figure 5.10. T1 – Gaselwest - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T1 Gaselwest

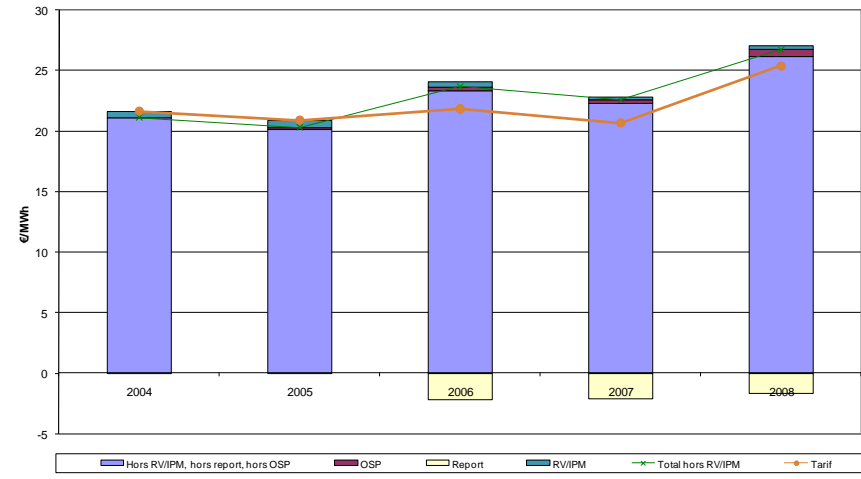


Figure 5.11. T1 – IGH - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T1 IGH

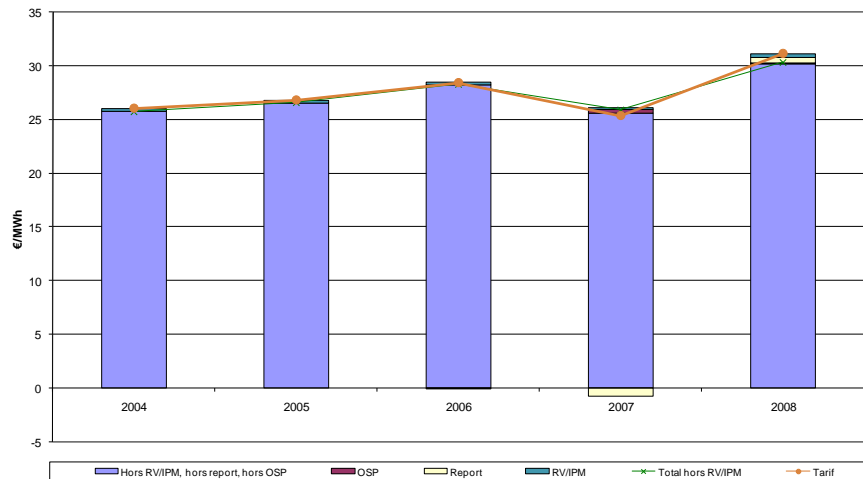


Figure 5.12. T1 – Imewo - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T1 Imewo

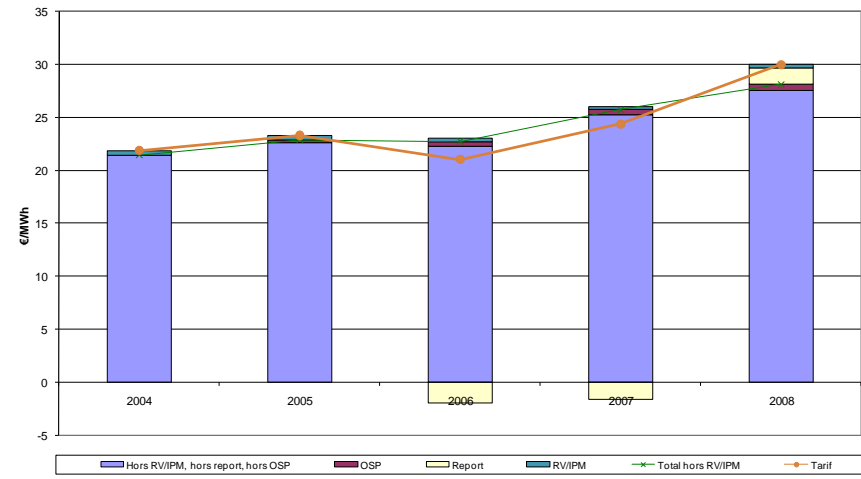


Figure 5.13. T1 – Inter-Energa - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T1 Interenerga

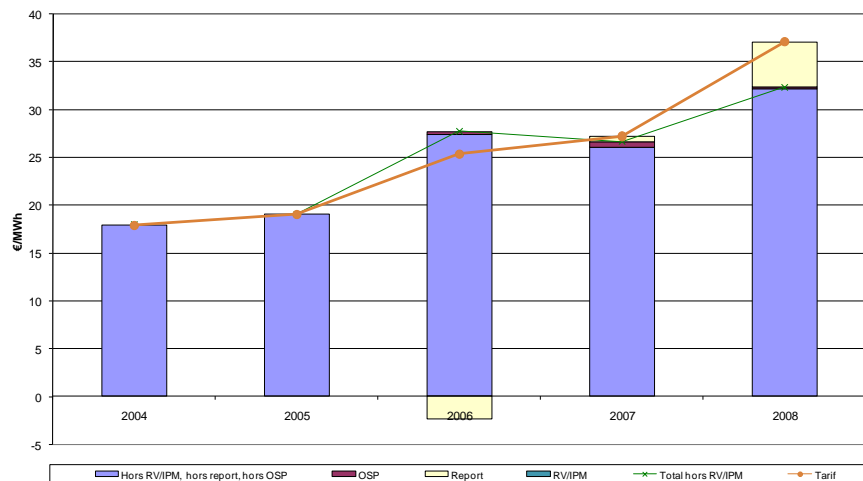


Figure 5.14. T1 – Sibelga - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T1 Sibelga

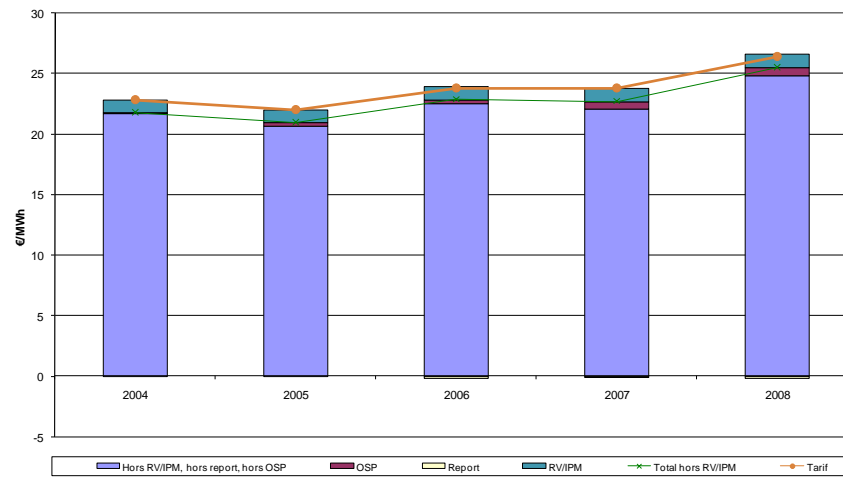


Figure 5.15. T2 – ALG - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T2 ALG

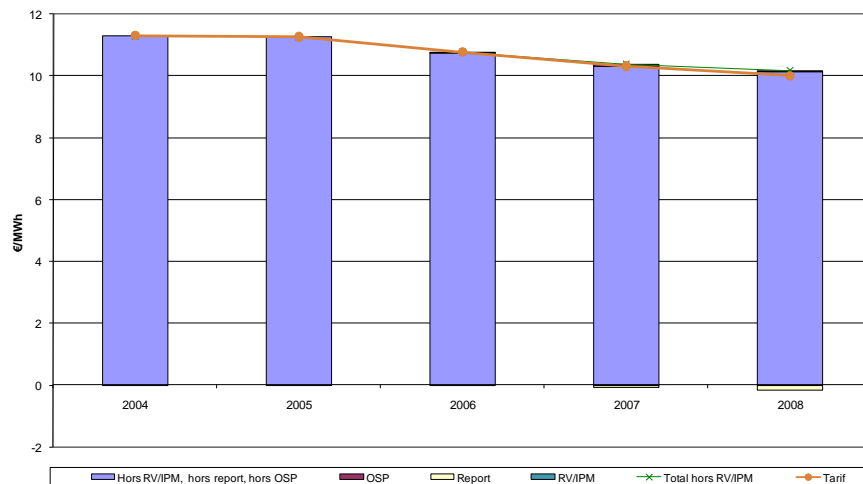


Figure 5.16. T2 – Gaselwest - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T2 Gaselwest

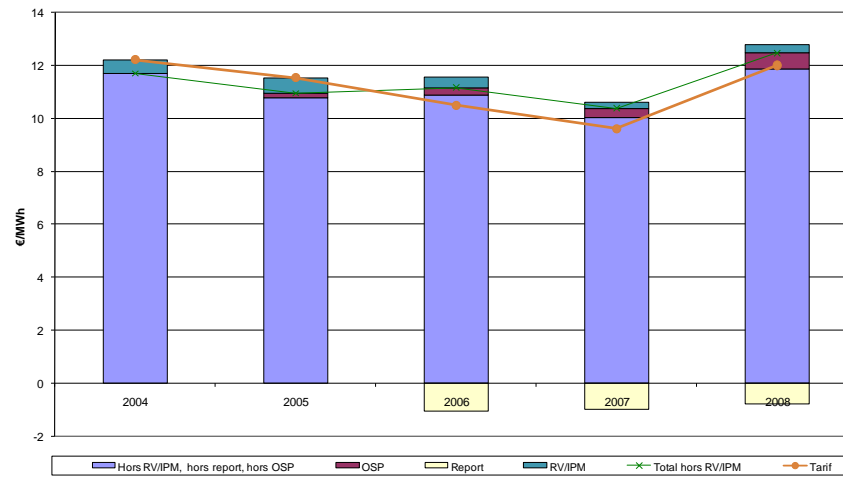


Figure 5.17. T2 – IGH - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T2 IGH

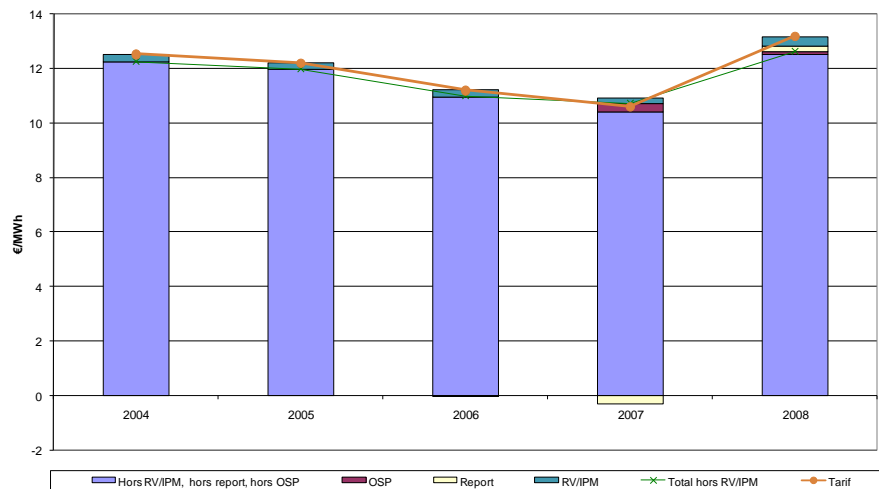


Figure 5.18. T2 – Imewo - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T2 Imewo



Figure 5.19. T2 – Inter-Energa - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T2 Interenerga

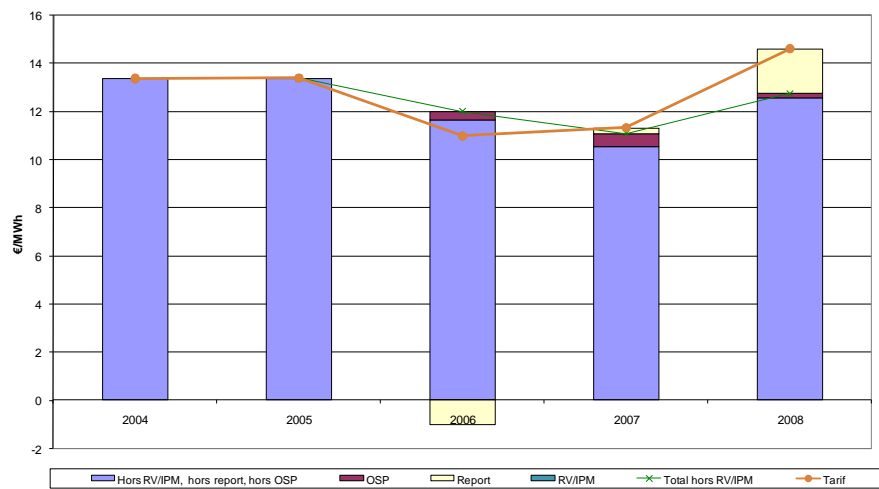


Figure 5.20. T2 – Sibelga - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T2 Sibelga

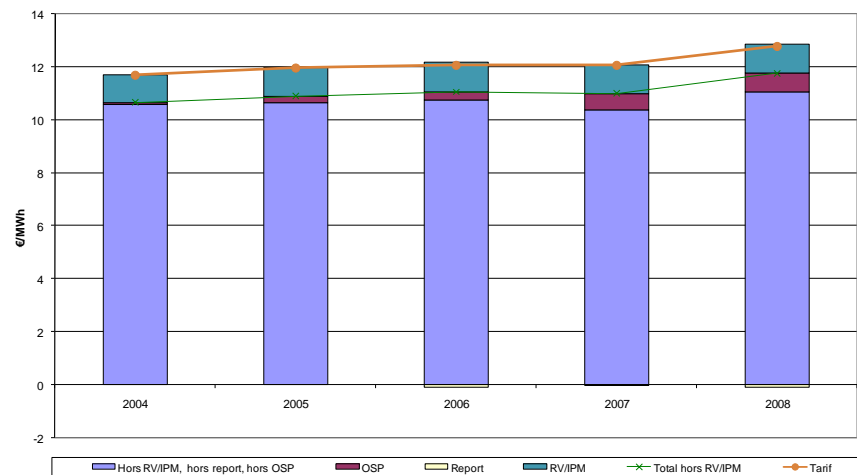


Figure 5.21. T4 – ALG - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T1 IGH

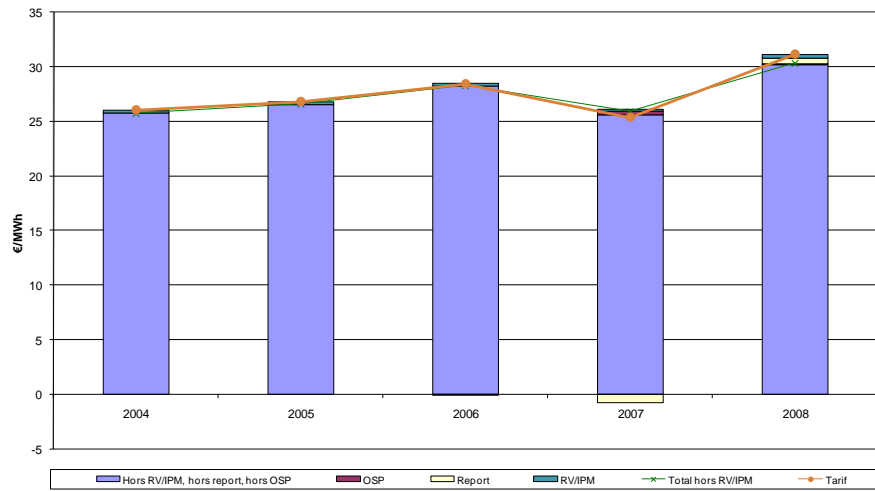


Figure 5.22. T4 – Gaselwest - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T4 Gaselwest

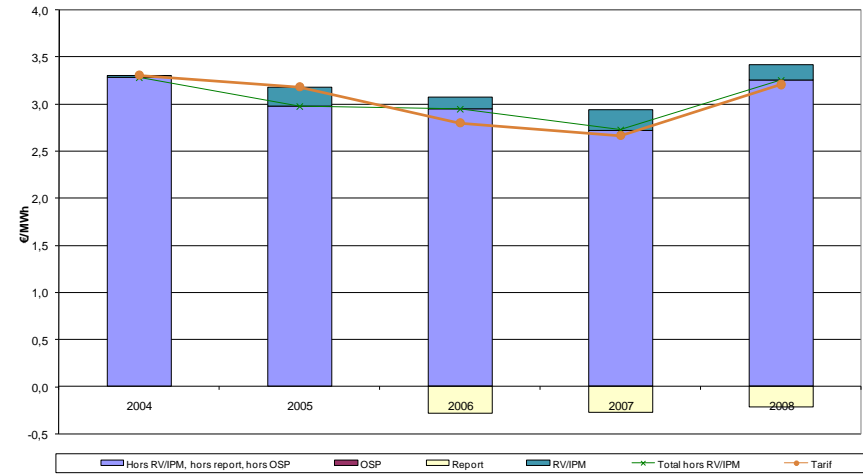


Figure 5.23. T4 – IGH - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T4 IGH

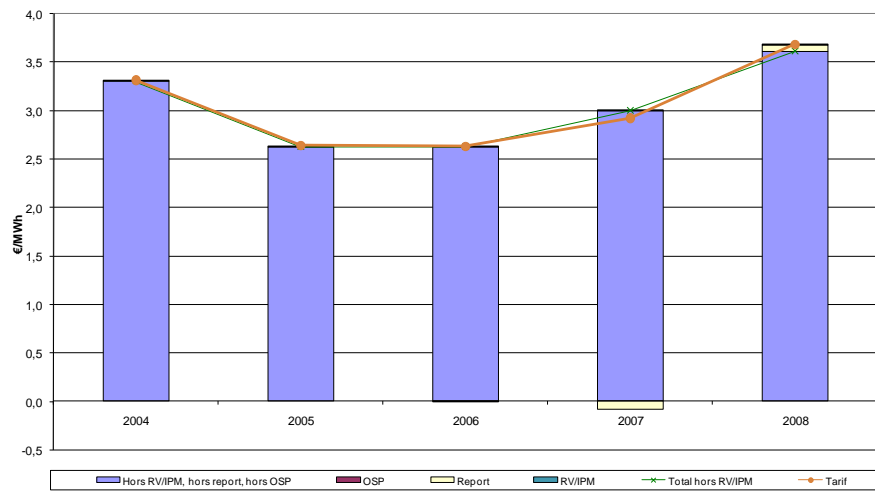


Figure 5.24. T4 – Imewo - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T4 Imewo

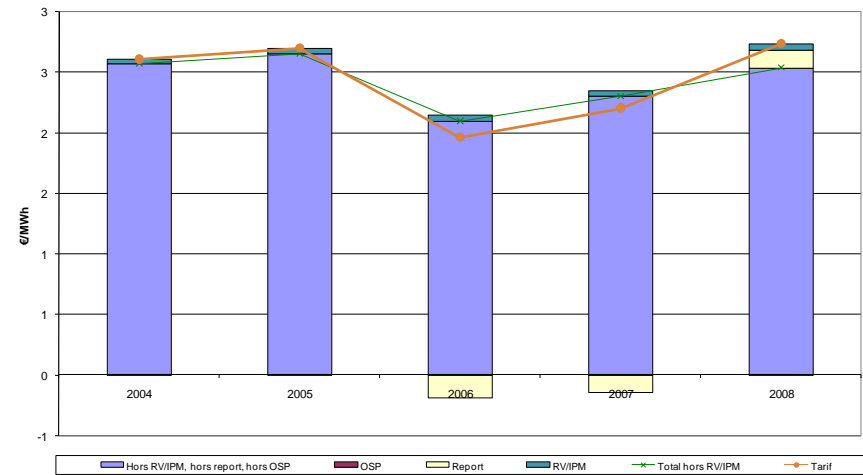


Figure 5.25. T4 – Inter-Energa - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T4 Interenerga

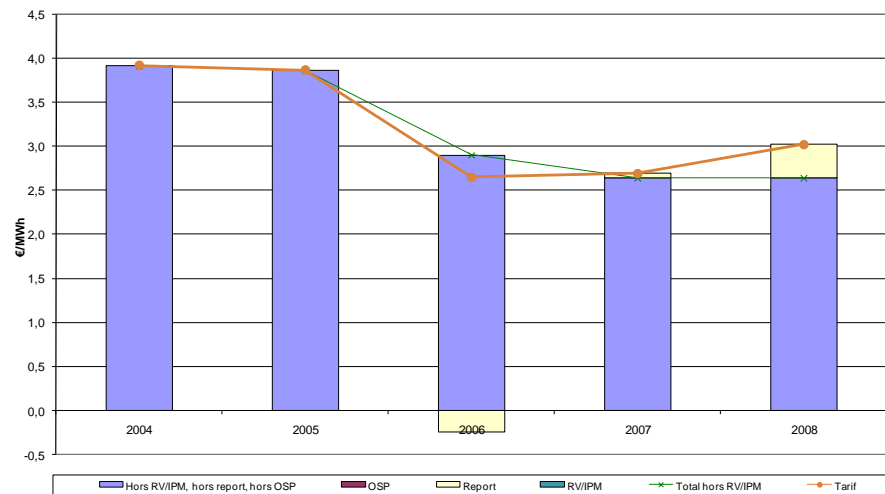
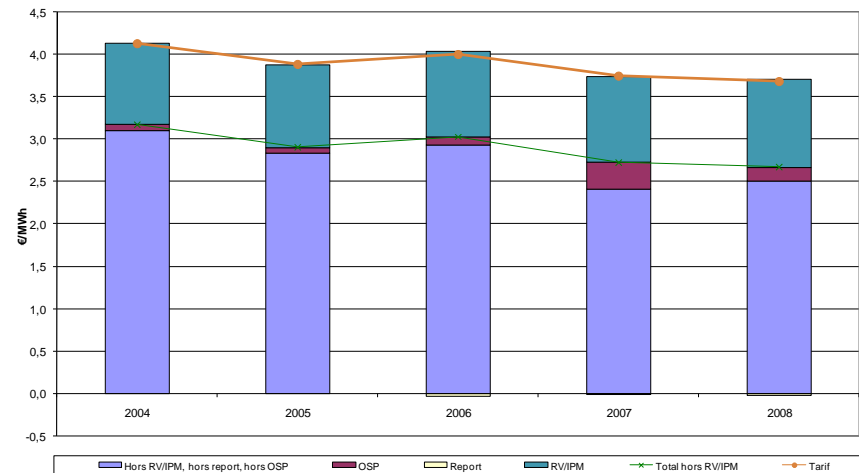


Figure 5.26. T4 – Sibelga - €/MWh

Décomposition de la composante distribution gaz - T4 Sibelga



Tarif GRD - prélèvements publics

78. Nous référons à la partie III.6 prélèvements publics pour ce point.

Tarif GRD – OSP

79. Les coûts liés aux obligations de service public (OSP) sont jusqu'à présent inclus dans le tarif d'acheminement. Il a fallu extraire cette composante et la diviser par le volume applicable aux différents groupes de clients pour identifier un tarif OSP.

Il apparaît à nouveau ici clairement que les OSP sont les plus importantes à Bruxelles (près de 0,7 €/MWh). Cela est dû principalement au programme ambitieux mis en place par le gouvernement bruxellois relatif aux primes liées à l'utilisation rationnelle de l'énergie. Ceci dit, la Flandre (secteur mixte) déploie de plus en plus d'efforts dans ce domaine et l'écart avec la Bruxelles se réduit à 0,1 €/MWh en 2008. Il en va autrement en Wallonie où le gouvernement régional a décidé d'utiliser un autre mode de financement³⁰ pour ces mesures.

Sibelga est le seul GRD qui prévoit des primes spécifiques pour les clients de type T4 (grands tertiaires et industriels) au contraire des autres GRD qui ne prévoient rien dans ce domaine. En vue de rationaliser le nombre de graphiques, les coûts OSP relatifs au T4 chez Sibelga sont également repris dans le graphique relatif aux clients types T1 à T3, voir graphiques page 100.

Tarif GRD - Report

80. Pour les GRD flamands, les décisions bonus / malus de la CREG ont permis d'identifier des excédents importants et ce particulièrement sur les premiers exercices d'exploitation.

En Wallonie et à Bruxelles, les excédents/déficits d'exploitation (bonus / malus) sont restés nettement plus faibles qu'en Flandre étant donné que ceux-ci ne sont constatés que sur la clientèle éligible, qui ne concernait essentiellement que le secteur tertiaire et industriel jusqu'au 1^{er} janvier 2007.

³⁰ En Wallonie, ces mesures URE sont couvertes essentiellement par la redevance de raccordement (0,075 €/MWh) qui est une taxe régionale.

Voici l'état de la situation (voir également graphiques page 100) concernant les trois exercices d'exploitation gaz ayant fait l'objet d'une décision bonus/malus de la CREG :

- Pour l'année 2004, on enregistre 5 excédents et 1 statu quo
- Pour l'année 2005, on enregistre 4 excédents, 1 statu quo et 1 déficit
- Pour l'année 2006, on enregistre 3 excédents et 3 déficits.

Contrairement à l'électricité où les conditions climatiques influent peu sur le volume consommé, la consommation de gaz est fortement dépendante de la température. Celle-ci a en effet une influence sur les recettes et in fine sur les excédents/déficits d'exploitation.

Ainsi, l'année 2006 était relativement clémente (2.212 degrés jours au lieu d'une moyenne de 2.415 degrés jours sur la période 1976-2005).

Quant à l'année 2007, elle était extraordinairement chaude (1.963 degrés jours) de sorte que l'on peut s'attendre à enregistrer des déficits importants sur 2007 et donc des hausses tarifaires en 2009, en particulier dans les zones où la clientèle résidentielle constitue la majeure partie de la clientèle.

Figure 5.9. OSP T1 à T3 – €/MWh

Obligations de service publics T1-T3 (en €/MWh)

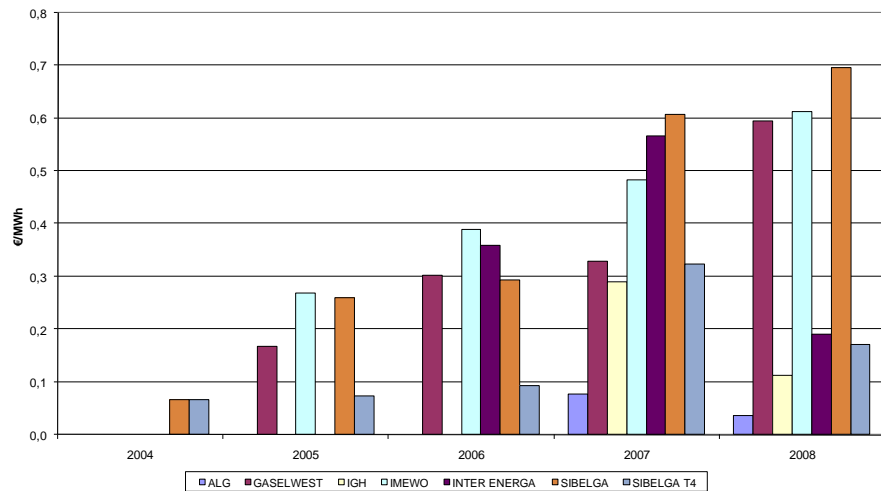


Figure 5.10. OSP T1 à T3 – 2004=100 (Sibelga)

Obligations de service public T1-T3 (en base 100 = Sibelga 2004)

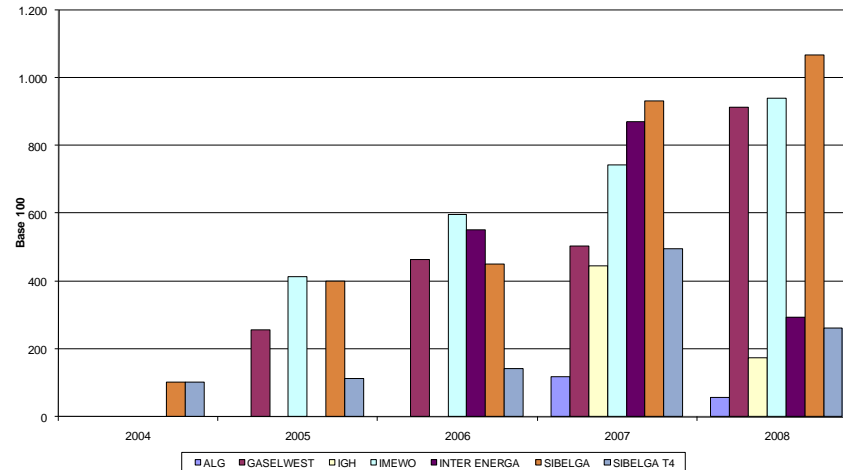


Figure 5.11. Bonus-malus en €

Aperçu du bonus (+) / malus (-) 2004-2006 (report sur l'année N+2)

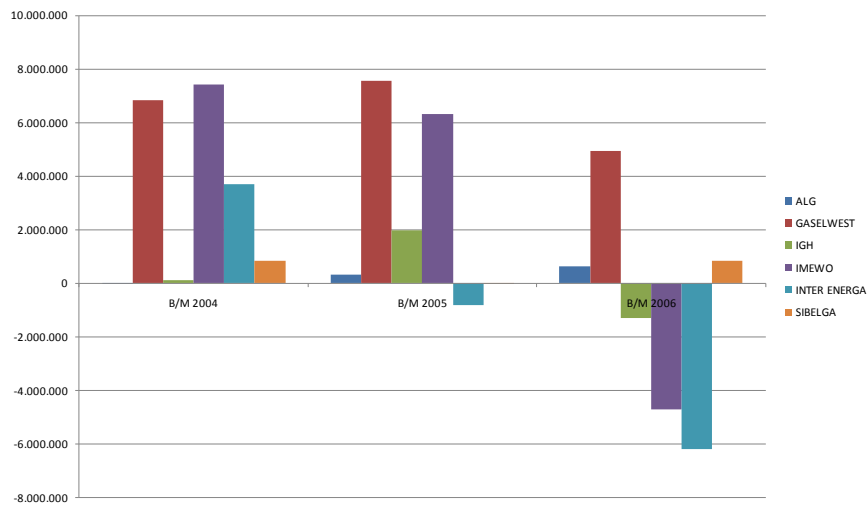
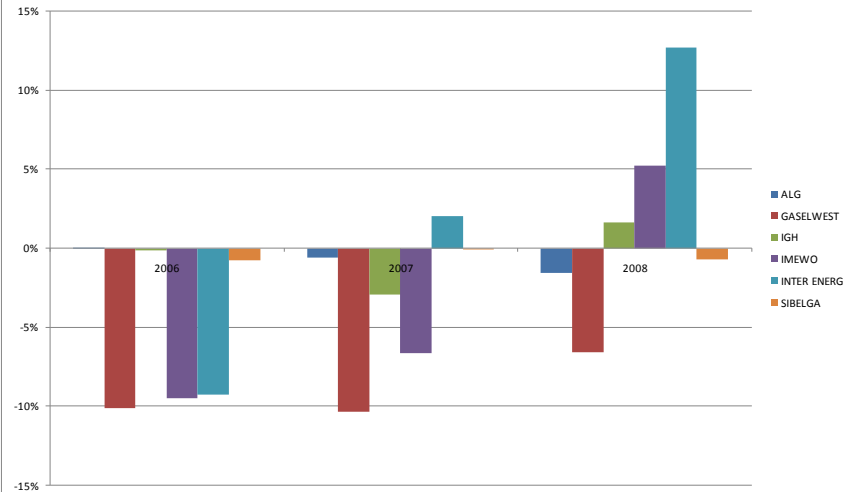


Figure 5.12. Impact du bonus-malus (en % sur le tarif)

Aperçu de l'impact du bonus/malus 2004-2006 (en % sur les tarifs de l'année N+2)



III.6. Prélèvements publics

81. Comme exposé plus haut, les prélèvements publics se retrouvent :

- en partie dans les tarifs de distribution, et ce uniquement chez les GRD mixtes et particulièrement à Bruxelles où la redevance de voirie est relativement élevée
- en partie dans la facture émise par le fournisseur, en tant que taxes fédérales et régionale.

Prélèvements publics repris dans le tarif GRD

82. Dans les tarifs de distribution de gaz, on retrouve comme prélèvements publics :

- la redevance de voirie (Flandre et Bruxelles, toujours inexistante en Wallonie)
- l'impôt des personnes morales (uniquement GRD mixtes).

Il existe ici de grandes divergences entre GRD.

Les clients situés à Bruxelles subissent les prélèvements publics les plus élevés (un peu plus de 1 €/MWh). Ceci est essentiellement dû à la redevance de voirie qui est environ sept fois supérieure à celle pratiquée dans les zones mixtes en Flandre, alors que cette redevance n'existe pas en Wallonie, ni dans les zones pures en Flandre.

Prélèvements publics fédéraux et régionaux (non repris dans le tarif GRD)

83. Comme indiqué en page 16, on retrouve ici :

- la cotisation fédérale (0,1151 €/MWh en 2008) qui finance le fonds OSP géré par les CPAS et au financement des frais de fonctionnement de la CREG ;
- la surcharge clients protégés (0,1570 €/MWh en 2008) qui finance le coût réel net résultant de l'application des prix maximaux sociaux pour la clientèle protégée ;
- la redevance de raccordement wallonne (0,0750 €/MWh en 2008) qui finance le fonds énergie wallon (frais de fonctionnement de la CWAPE, primes URE, aide aux producteurs verts).

Ces deux dernières redevances ne sont pas soumises à la TVA, au contraire de la cotisation fédérale.

La cotisation fédérale et la redevance de raccordement wallonne sont restées relativement stables entre 2004 et 2008. A l'opposé, la surcharge clients protégés a fortement augmenté suite à la révision à la hausse du nombre de bénéficiaires (2006) et suite au nouveau système de tarification sociale (2008).

Ces trois prélèvements publics s'appliquent de la même manière - non dégressive - à tous les clients types retenus dans cette étude.

Les graphiques ci-après présentent ces prélèvements publics cumulés (GRD & fourniture) par groupe de clients [GC1 (T1 à T3) et GC2 (T4)] et par GRD pour la période 2004-2008.

Pour identifier les prélèvements publics fédéraux (cotisation fédérale et surcharge clients protégés), il suffit de regarder le niveau atteint par les colonnes relatives à Inter-Energa. Ce dernier GRD ne subit en effet aucun autre prélèvement public régional et/ou communal.

Figure 6.1. T1 à T3 – €/MWh

T1-T3 - prélèvements publics totaux 2004-2008 (en €/MWh)

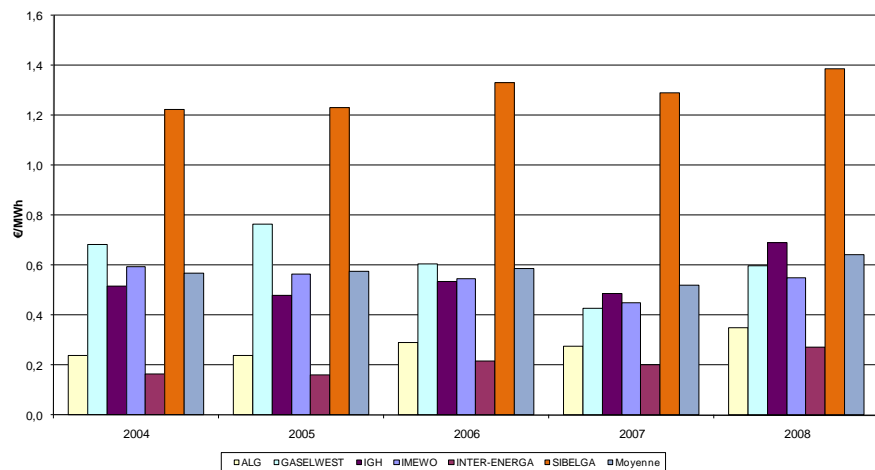


Figure 6.2. T1 à T3 – 2004=100 (Sibelga)

T1-T3 - prélèvements publics totaux 2004-2008 (en base 100)

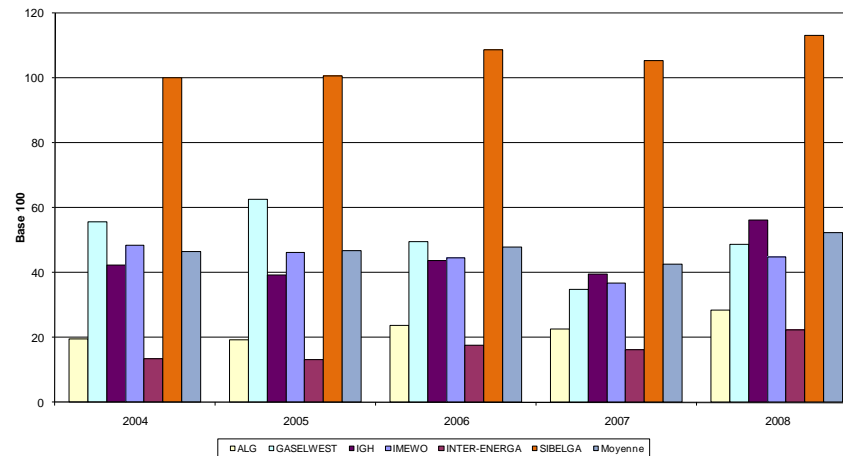


Figure 6.3. T4 – €/MWh

T4 - prélèvements publics totaux 2004-2008 (en €/MWh)

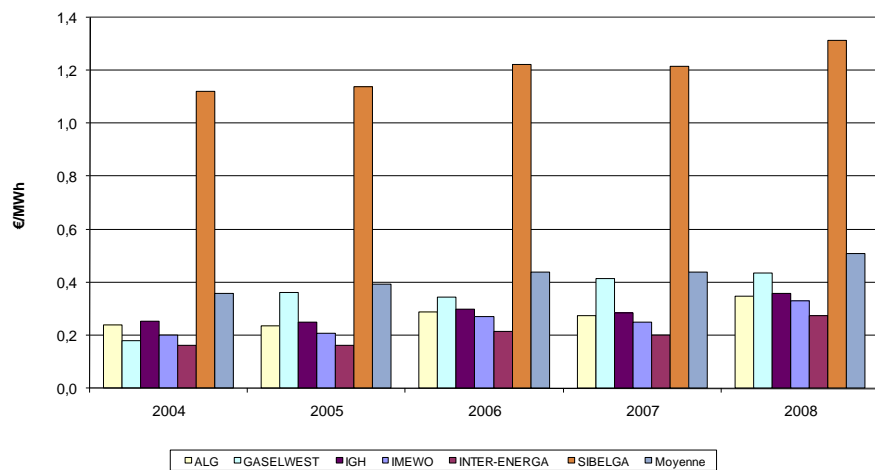
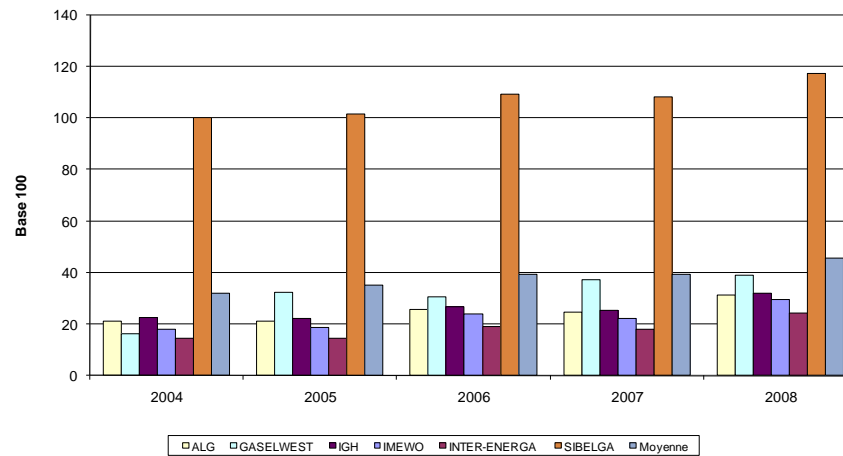


Figure 6.4. T4 – 2004=100 (Sibelga)

T4 - prélèvements publics totaux 2004-2008 (base 100)



III.7. Taxe sur l'énergie et TVA

84. On retrouve ici les deux taxes qui exercent le poids le plus important sur la facture du client, en tout cas pour ce qui concerne les clients T1 à T3.

85. La taxe sur l'énergie ou cotisation énergie finance le fonds pour l'équilibre financier de la sécurité sociale. On observe une évolution divergente de cette taxe pour les clients résidentiels et tertiaire d'une part (T1 à T3) et pour les clients industriels d'autres part (T4).

- T1 à T3 : le montant est passé de 1,1589 €/MWh sur la période 2004-2006 à 0,9889 €/MWh à partir de 2007
- T4 : le montant est passé de 0 €/MWh sur la période 2004-2006 à 0,3682 €/MWh à partir de 2007

Une TVA est due sur la cotisation énergie.

86. La TVA ou taxe sur la valeur ajoutée est restée inchangée à 21 % sur la période observée. Tous les éléments liés à la tarification du gaz sont soumis à la TVA, à l'exception notable de la surcharge clients protégés et de la redevance de raccordement wallonne.

Si le pourcentage de la TVA est resté identique, il n'en va pas de même des recettes TVA. Celles-ci ont en effet augmenté considérablement entre 2004 et 2008 suite à la hausse constante des composantes du prix, en particulier de la molécule.

87. Les graphiques ci-après présentent l'évolution cumulée de la taxe énergie et des recettes TVA pour les clients T1 et T2 (résidentiels). Par souci de rationaliser le nombre de graphiques, le calcul se limite aux cas dans lequel Electrabel est le fournisseur. L'exercice n'a pas été effectué pour les clients T3 et T4 dont l'immense majorité récupèrent la TVA.

Les hausses des montants cumulés de TVA et de taxe énergie sur la période 2004-2008 se montent en moyenne à :

- 47 % pour les clients T1
- 43 % pour les clients T2

Figure 7.1. T1 – €/MWh

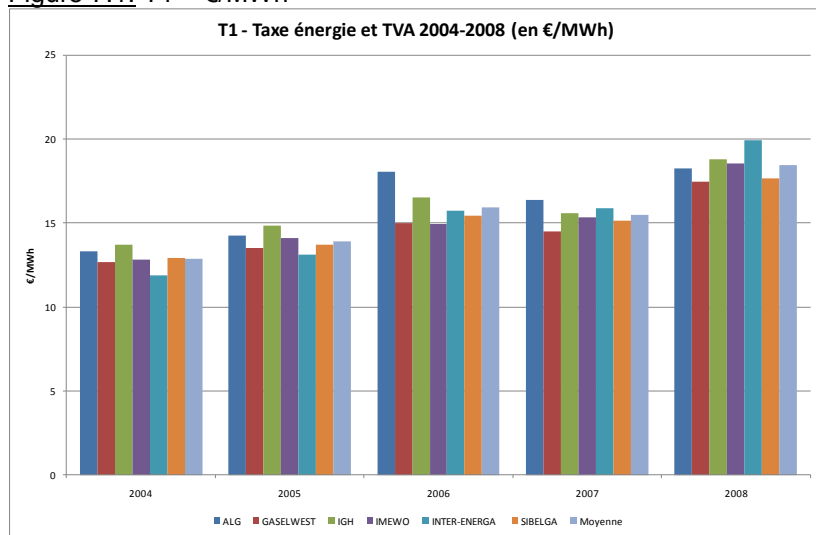


Figure 7.2. T1 – 2004=100 (moyenne)

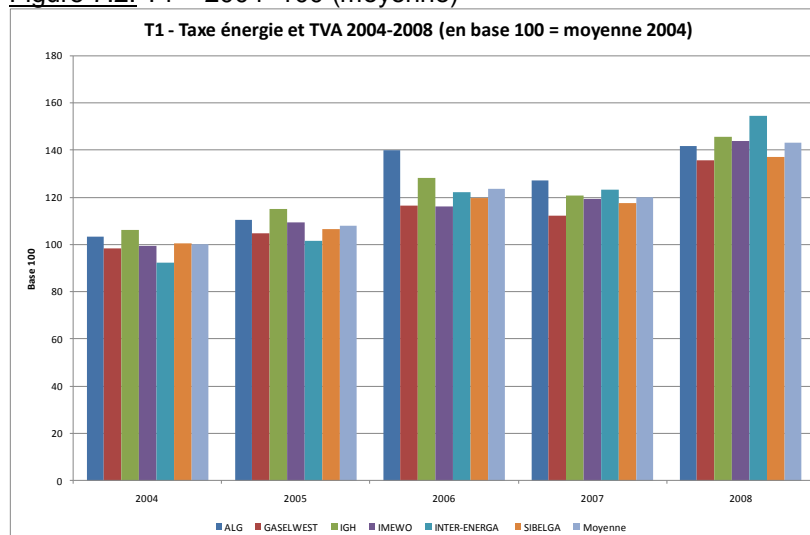


Figure 7.3. T2 – €/MWh

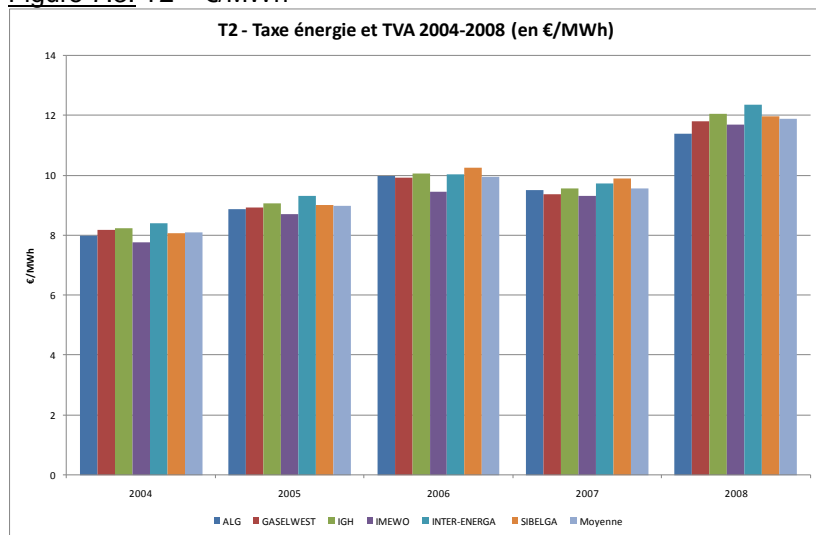
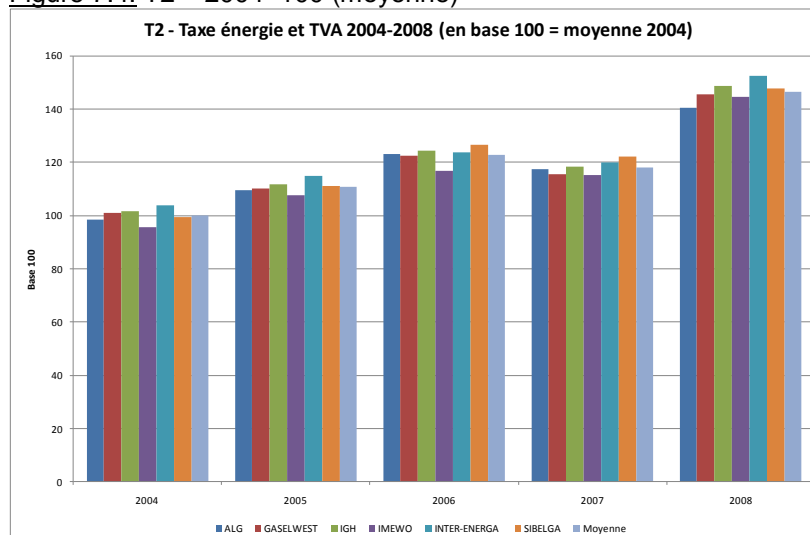


Figure 7.4. T2 – 2004=100 (moyenne)



IV. PRINCIPALES CONCLUSIONS

IV.1. Electricité

63. Les grandes tendances qui se dégagent de l'évolution des différentes composantes en électricité, pour les GRD et les clients-types étudiés (voir page 2 et 4), sont les suivantes :

- Dans les zones de distribution situées en Flandre où la clientèle est éligible depuis juillet 2003, des hausses de prix de l'ordre de 35% - 40% entre juillet 2003 et avril 2008 sont constatées chez les deux fournisseurs pour les différents clients types ; ces hausses pouvant dépasser les 50% pour un client type Db et 55% pour un client type Ic1.
- Le prix en avril 2008 est à son niveau historique le plus élevé et les hausses constatées sont pour moitié intervenues au cours des six à neuf derniers mois.
- Les composantes principales à l'origine de la hausse sont les suivantes.

1. Le prix du fournisseur (énergie). Les hausses sur la période étudiée sont de l'ordre de 40% et peuvent même atteindre 60% pour certains clients types (Db et Ic). De manière synthétique, on peut conclure que l'indexation en Ne et Nc génère une hausse de l'ordre de 40%. Lorsque des clients types subissent des hausses supérieures, celles-ci sont dues à des changements de formules tarifaires.

2. Le tarif de distribution.

- Les hausses sur la période étudiée peuvent atteindre 20% pour la clientèle BT des GRD situés en Flandre. En région de Bruxelles-Capitale, la hausse du tarif de distribution BT est du même ordre de grandeur que celle constatée en Flandre mais elle est davantage liée à une très forte hausse des coûts des OSP entre 2006 et 2007. Les deux GRD en région wallonne ne présentent pas de hausse de tarifs sur l'ensemble de la période (stabilité chez IEH et baisse chez Tecteo).

- Malgré la hausse des coûts des OSP imposées par les régions et des services auxiliaires, des baisses des tarifs BT ont pu être maintenues jusqu'en 2007 chez la plupart des GRD. Ces baisses ont permis de tempérer les hausses des prix du fournisseur (énergie). Soutenues par la croissance des coûts des services auxiliaires, des OSP et des taux d'intérêt, les suites données par la CREG aux arrêts de la cour d'appel se sont traduites par des hausses importantes des tarifs entre 2007 et 2008.
- En MT, où les coûts des OSP et des services auxiliaires sont moins importants qu'en BT, les tarifs de distribution sont restés inférieurs à leur niveau de juillet 2003 dans quatre des six zones de distribution.

3. Les prélèvements publics et les cotisations énergies renouvelables et de cogénération jouent un rôle non négligeable dans la hausse du prix final au consommateur.

- En région de Bruxelles-Capitale, les prélèvements publics sont, après le prix du fournisseur (énergie), la composante qui influence le plus les tarifs à la hausse. La cotisation énergie renouvelable n'a par contre qu'une influence faible.
- En région wallonne, c'est la cotisation énergie renouvelable qui est la deuxième composante la plus importante dans l'explication de la hausse du prix final au consommateur.
- En région flamande, les prélèvements publics et les cotisations énergies renouvelables ont ensemble une influence sur le prix final au consommateur qui est, tantôt, de l'ordre de celle de la hausse des tarifs de distribution (Imewo et Gaselwest), tantôt, supérieure à celle-ci (Inter-Energa).

IV.2. Gaz naturel

88. Les grandes tendances qui se dégagent de l'évolution des différentes composantes en gaz naturel, pour les GRD et les clients-types étudiés (voir page 2 et 5), sont les suivantes :

- Des hausses de prix de l'ordre de 50 % à 90 % sont constatées entre janvier 2004 et avril 2008 pour les différents clients types gaz naturel ;
- Le prix en 2008 est à son niveau historique le plus élevé et les hausses constatées sont intervenues pour moitié au cours de la dernière année, suite principalement à la hausse des prix du fournisseur Electrabel de quelque 30 % intervenue en octobre 2007.
- L'unique composante à l'origine de la hausse est le prix du fournisseur (énergie). Les hausses de cette composante sur la période étudiée sont de l'ordre de 95 % à 125 %. De manière synthétique, on peut conclure que l'indexation en Igd et Iga/Gpi³¹ génère une hausse de l'ordre de 65 %. Les hausses supérieures sont donc dues à des changements de formules tarifaires. On relèvera que ces changements sont intervenus en même temps que le remplacement du contrat algérien par le contrat qatari.

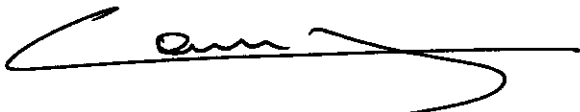
Contrairement à l'électricité, on ne relève pas une hausse du tarif de distribution dans le gaz naturel sur la période 2004-2008 excepté pour le client type T1³² (+ 30 %). Ceci dit, les tarifs avaient atteint leur niveau le plus bas en 2007 et ont retrouvé en 2008 leur niveau de 2004 sous l'effet de la transaction avec certains GRD, la baisse des reports, la remontée du taux OLO et la poursuite des investissements pour étendre le réseau. Pour l'ensemble des clients types, les tarifs sont les plus élevés chez IGH (mixte) en Wallonie et chez Inter-Energa (pur) en Flandre. Les tarifs les plus bas sont rencontrés chez ALG, l'unique GRD pur wallon.

³¹ On vise ici la formule de Gpi d'application entre janvier et septembre 2007.

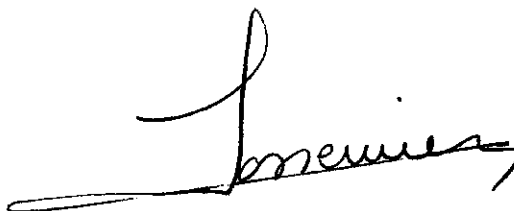
³² La clientèle T1 représente seulement environ 15 % de la clientèle et 2 % du volume total résidentiel. La hausse de ce tarif a été induite par un changement de structure tarifaire en 2006.

Les prélèvements publics jouent un rôle plus limité dans la hausse du prix final au consommateur. En région de Bruxelles-Capitale, les prélèvements publics sont toutefois d'un niveau relativement élevé. Ceci est dû à la redevance de voirie qui y est environ dix fois supérieure à celles rencontrées dans les autres régions du pays. L'influence de cette redevance sur le tarif y est particulièrement sensible pour les grands clients. Par contre, le doublement de la surcharge fédérale clients protégés en 2008 suite à la nouvelle tarification sociale exerce une influence minime sur le tarif final.

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



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Président du Comité de direction

ANNEXE 1 – ELECTRICITE - EVOLUTION DU PRIX FINAL AU CONSOMMATEUR ELECTRICITE - €/kWh

Figure 1.1. – Db – Electrabel – €/MWh

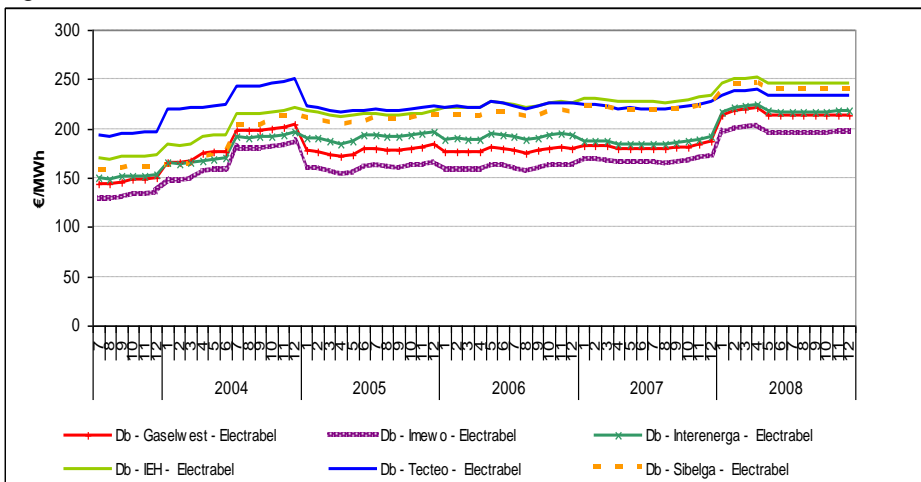


Figure 1.2. – Db – Luminus – €/MWh

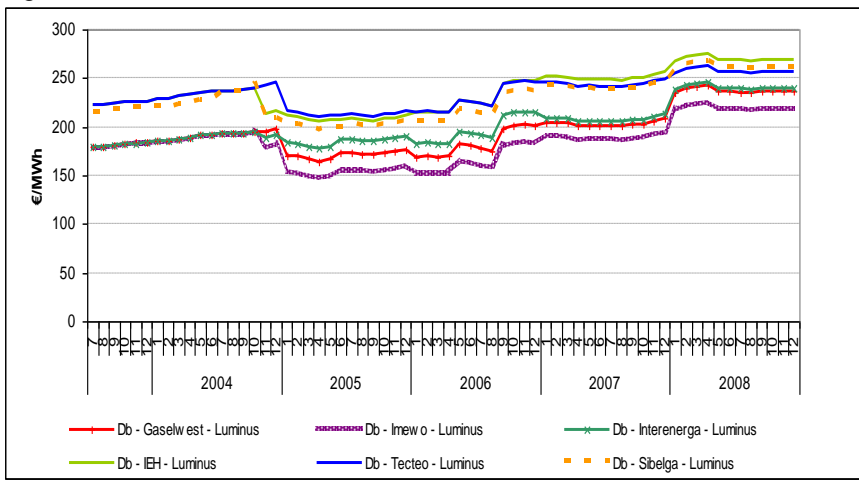


Figure 1.3. – Dc – Electrabel – €/MWh

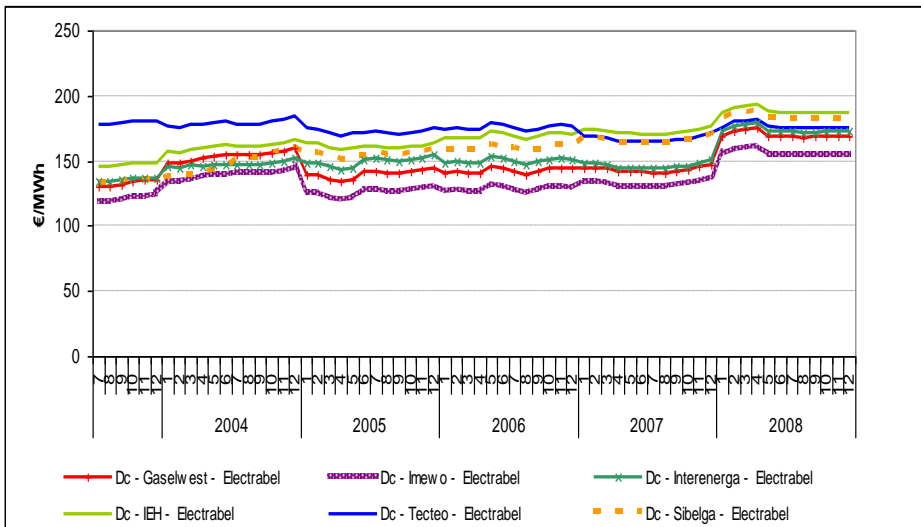


Figure 1.4. – Dc – Luminus – €/MWh

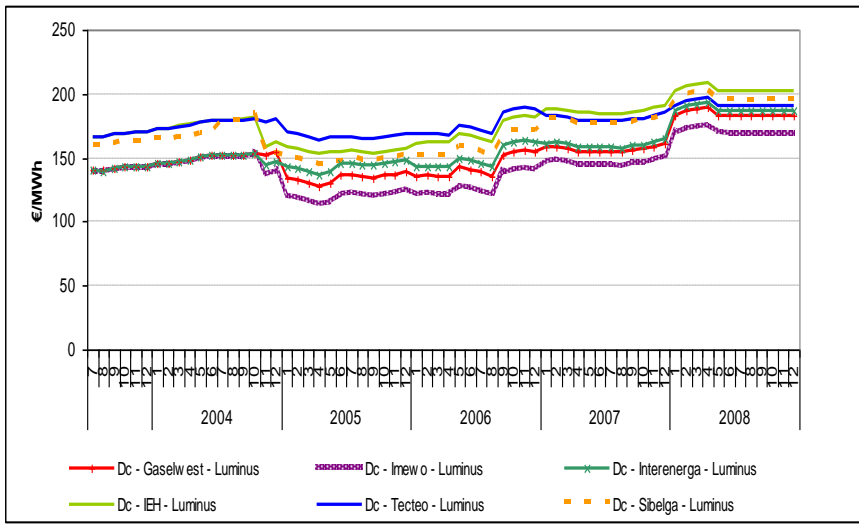


Figure 1.5. -Dc1 – Electrabel – €/MWh

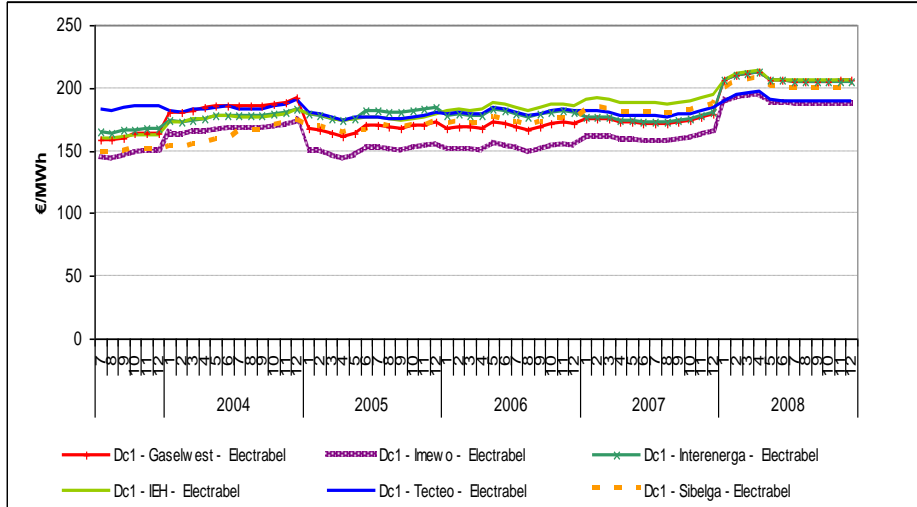


Figure 1.6. -Dc1 – Luminus – €/MWh

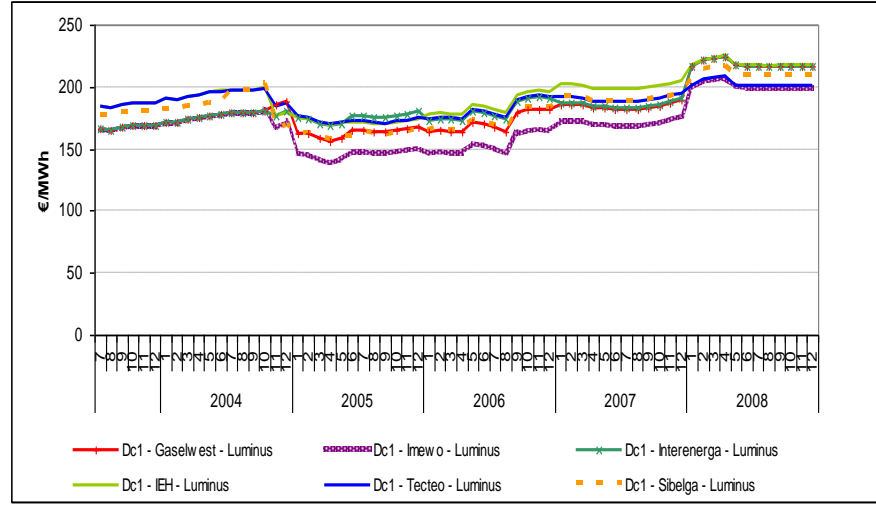


Figure 1.7. -Ib – Electrabel – €/MWh

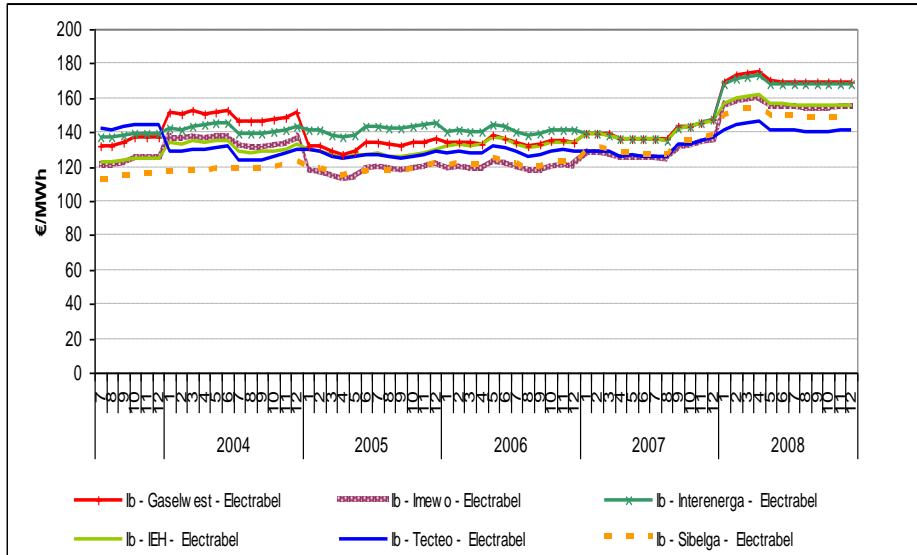


Figure 1.8. -Ib – Luminus – €/MWh

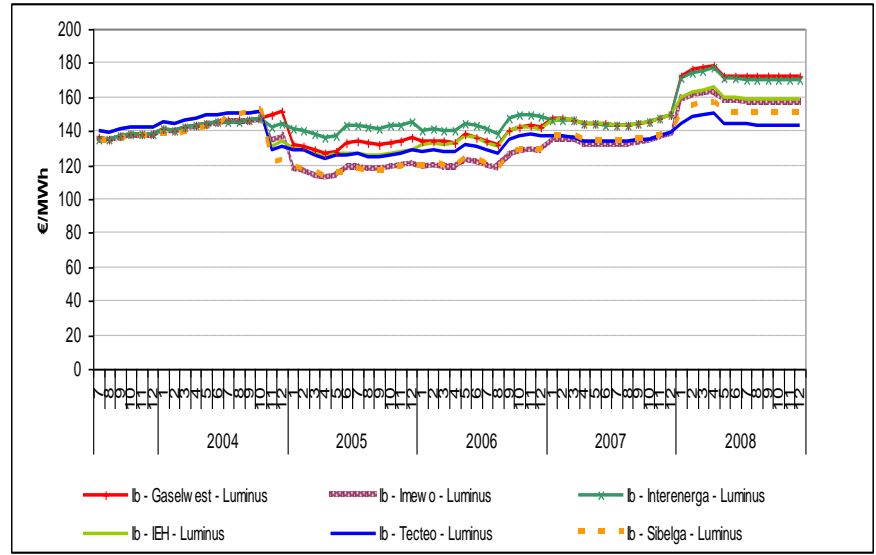


Figure 1.9. – Ic – Electrabel – €/MWh

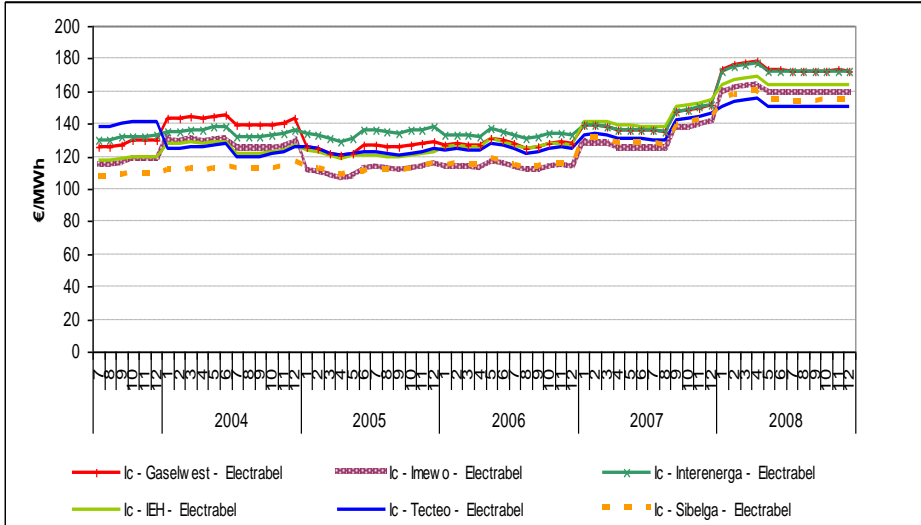


Figure 1.10. – Ic – Luminus – €/MWh

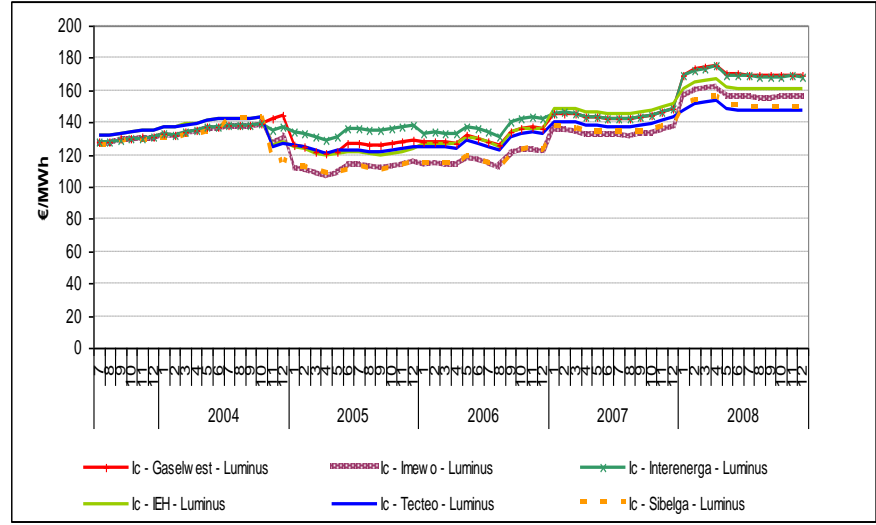


Figure 1.11. – Ic1 – Electrabel – €/MWh

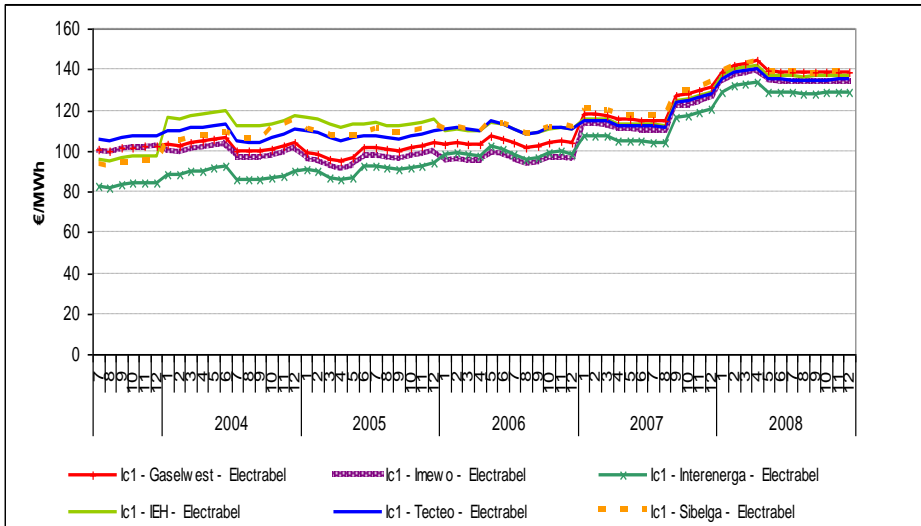


Figure 1.12. – Ic1 – Luminus – €/MWh

