Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél.: 02/289.76.11
Fax:02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION
DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)100610-CDC-974

complémentaire à

« l'étude (F)060309-CDC-537 relative à 'l'impact du système des quotas d'émissions de CO_2 sur le prix de l'électricité en Belgique en 2009' »

10 juin 2010

TABLE DES MATIERES

	Page
Introduction	3
1. Estimation des windfall profits pour les producteurs d'électricité en Belgique par segment de marché	4
1.1. Marché de détail	4
1.2. Marché de gros	5
1.2.1. Corrélation entre le prix des quotas et le prix de l'électricité	6
1.2.2. Différences de fonctionnement du marché entre la phase I et la phase II	7
1.2.3. Méthodologie de calcul et résultat	9
1.2.4. Données utilisées	9
1.2.5. Résultat	10
2. Coût réel de l'EU ETS pour les producteurs	11
2.1. Principes d'allocation	11
2.2. Respect par les producteurs des contraintes imposées	11
2.3. Coûts supportés par les producteurs	13
3. Produits réels pour les producteurs	14
4. Résultat net	15
5. Conclusion	16

INTRODUCTION

Cette étude réalisée à la demande du Conseil Général de la CREG a pour but de poursuivre, pour l'année 2009, l'analyse de l'impact du système européen d'échange des quotas d'émission sur le prix de l'électricité entamée en 2006 à la demande du Ministre de l'Energie dans l'étude F060309-CDC-537 et actualisée pour la période 2005 – 2007 dans l'étude F080515-CDC-766 réalisée à l'initiative de la CREG.

Le lecteur se réfèrera à l'étude F060309-CDC-537 pour ce qui concerne les points suivants :

- la présentation des grandes lignes du système européen des quotas d'émissions, la déclinaison de l'objectif européen dans les plans d'allocations régionaux et leur impact pour les unités de production du secteur électrique (abordées en première partie) ;
- l'approche théorique de l'impact au travers des concepts de coût d'opportunité et de *windfall profit* (troisième partie) ;
- les limites de l'approche théorique (quatrième partie) ;

et à l'étude F080515-CDC-766 pour :

- la description et la justification du mode de calcul utilisé.

Bien que l'étude (F)080515-CDC-766 relative à la période 2005 - 2007 aie fait l'objet de différentes critiques d'ordre général de la part des producteurs « historiques » d'électricité, ceux-ci ne les ont à aucun moment étayés par des chiffres. La CREG constate que les producteurs n'ont à ce jour apporté aucune suggestion d'amélioration de la méthodologie utilisée ni aucune donnée qui leur a été demandée à plusieurs reprises : dans les études du Comité de direction, dans l'avis du Conseil général, dans divers courriers recommandés ou lors des réunions bilatérales. La CREG a par conséquent maintenu son mode de calcul pour réaliser l'étude relative à l'année 2009.

Le Comité de Direction de la CREG a approuvé la présente étude le 10 juin 2010.

1. ESTIMATION DES *WINDFALL PROFITS* POUR LES PRODUCTEURS D'ELECTRICITE EN BELGIQUE PAR SEGMENT DE MARCHE

1.1. Marché de détail

1. Pour les clients basse tension, en 2009, les formules tarifaires d'ECS ont gardé une structure similaire à celle du marché captif, comportant des termes indexés en Nc et en Ne. Aucun de ces deux paramètres n'intègre le prix du carbone. *Le pass through* sur ce marché pour Electrabel a été de 0%.

2. SPE – Luminus a abandonné en mai 2008 l'indice Nc pour le remplacer par l'indice Iem dont la formule est la suivante :

Paramètre Iem utilisé par Luminus en facturation domestique :

Chiffres publiés par le fournisseur :

Mois	Iem 2009
janvier	2.4395-
Février	2.2143
Mars	2.1082
Avril	1.9927
Mai	1.8125
Juin	1.6046
Juillet	1.4525
Août	1.4262
septembre	1.3948
octobre	1.3799
novembre	1.3588
décembre	1.3862

Définition publiée par le fournisseur :

Cet index est propre à Luminus et est utilisé pour le calcul des tarifs de Luminus Actif, Luminus Actif 2 ans, Luminus Actif Privilège 2 ans, Luminus Eco et Luminus Energie.

La formule de calcul est la suivante

0,684633 + 0,03856 * DAH311 + 0,006321 * Belpex311 + 0,002479 * Coal311

* composante gaz : **DAH311** (en €/MWh) est la moyenne des prix DAH des 3 mois qui précèdent le mois écoulé. Si le jour calendrier est un jour ouvrable à Londres, le prix DAH est basé sur la moyenne des prix journaliers élevés et bas sous le titre "Continental Price Assessment" (sous-titre 'Zeebrugge Hub Day ahead') telle que mentionnée dans "Heren Report European Spot Gas Markets" pour le jour calendrier concerné. Si le jour calendrier tombe le week-end ou un jour de congé bancaire à Londres, le prix est

basé sur la moyenne des prix élevés et bas du jour ouvrable précédent sous le titre “Continental Price Assessment” (sous-titre ‘Zeebrugge Hub Weekend’) telle que mentionnée dans “Heren Report European Spot Gas Markets”.

* composante électricité : **Belpex311** (en €/MWh) est la moyenne des prix day ahead belpex baseload des 3 mois qui précèdent le mois écoulé.

* **Coal311** est la moyenne des cotations API#2 des 3 mois qui précèdent le mois écoulé. Pour un mois déterminé, la cotation API#2 est la moyenne des 4 ou 5 cotations (une pour chaque vendredi du mois) publiées par Argus/McCloskey en US$/tonne pour le charbon qui est livré CIF (Cost, Insurance and Freight) dans la zone ARA (Anvers, Rotterdam, Amsterdam), NAR (Net as Received) et sur la base du charbon avec 25,121 GJ/tonne. Le prix mensuel API#2 est converti en EUR en divisant le prix par tonne de charbon exprimé en USD par la moyenne des cours de change (USD par EUR) qui est publiée chaque jour à 2h15 (heure de Franckfort) par la Banque centrale européenne dans le courant du mois correspondant.

Les coefficients 0,03856 et 0,006321 en MWh/€.
Le coefficient 0,002479 en tonne/€.
L'index Iem est arrondi à 4 décimales.

Le terme 0,006321 * Belpex311 de cette formule d’indexation est influencé par le prix des quotas dans la mesure où les prix *day ahead baseload* intègrent le coût d’opportunité du carbone. Cet effet indirect est toutefois difficilement quantifiable et peut influencer le prix de l’électricité tant à la hausse qu’à la baisse.

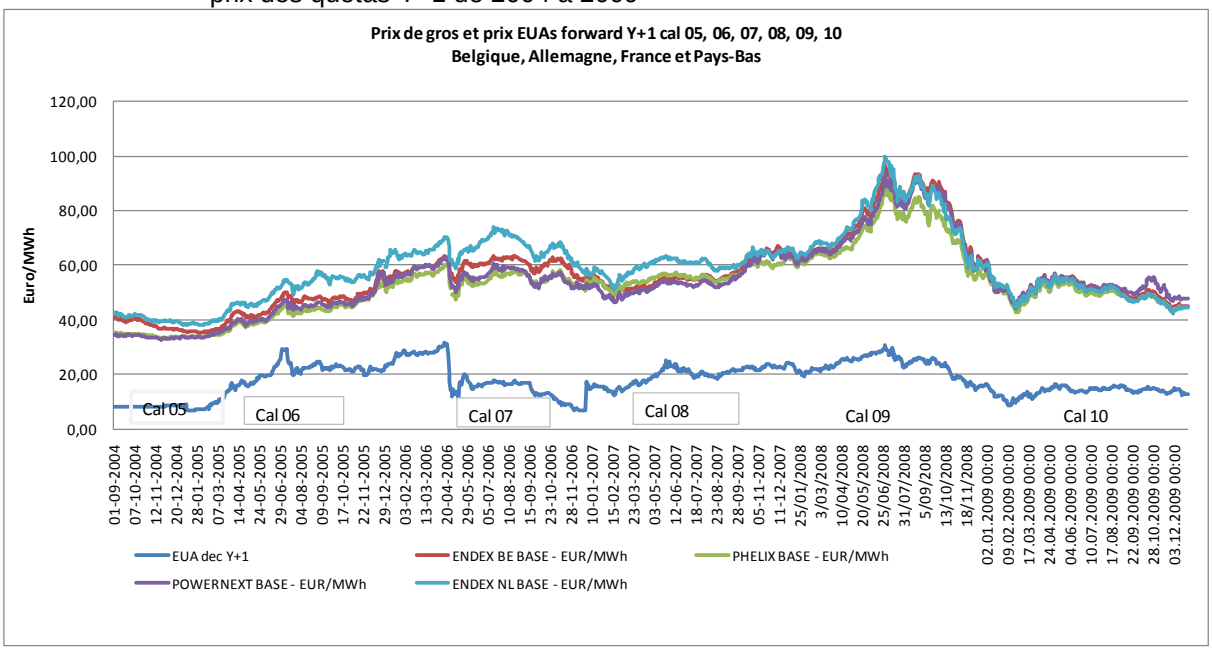
1.2. Marché de gros

3. En 2009, les échanges sur Belpex ne représentaient que 12,8% de la charge sur le réseau belge. Dans le cadre de cette étude, la CREG s’est donc focalisée sur le marché à terme. Ce marché intègre par ailleurs dans une certaine mesure les informations provenant du marché spot.

1.2.1. Corrélation entre le prix des quotas (EUAs) et le prix de l'électricité

4. Le graphique suivant présente l'évolution du prix *forward* des EUAs (*European Union Allowances*) et du prix de marché *forward* Y+1 de l'électricité sur le marché de gros en Belgique, en France, aux Pays-Bas et en Allemagne.

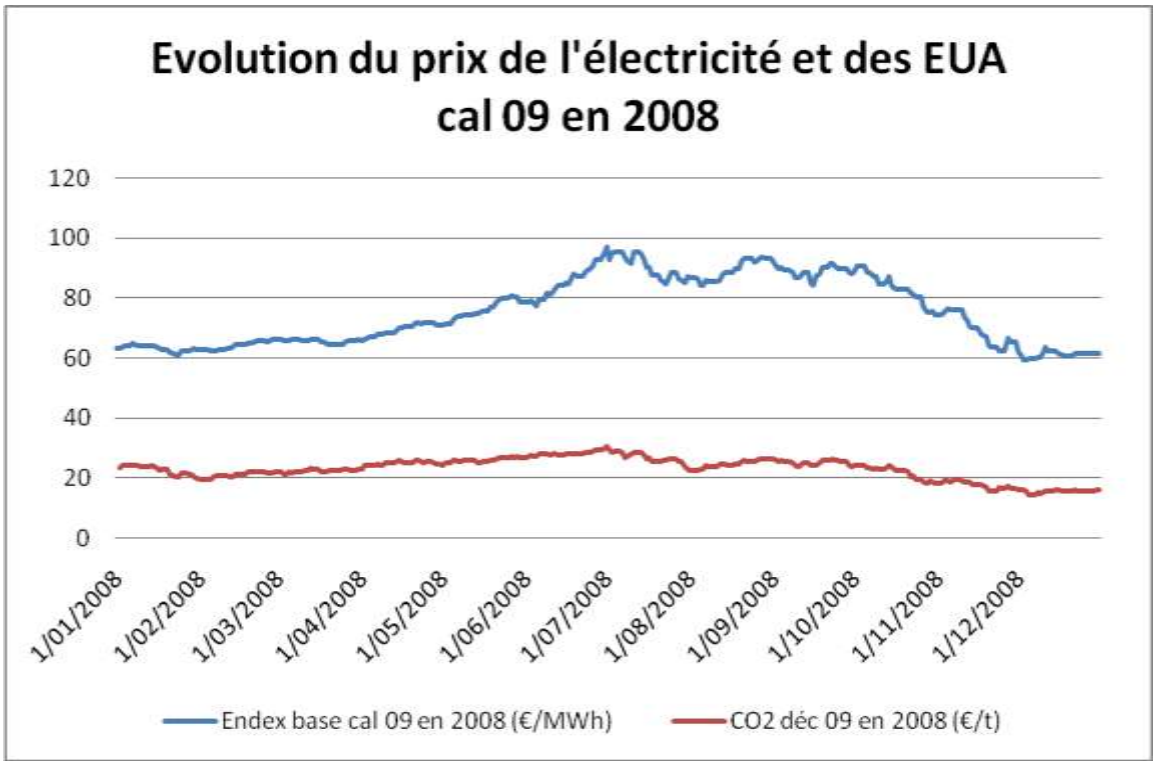
Graphique 1 – Evolution du prix de l'électricité en Belgique, Allemagne, France et Pays-bas et du prix des quotas Y+1 de 2004 à 2009



Sources : Endex BE, Endex NL, Powernext, EEX, Platts, Point Carbon

La partie de ce graphique relative aux données belges pour 2009 sont mises en évidence au graphique suivant.

Graphique 2 – Evolution du prix de l'électricité en Belgique et du prix des quotas Y+1 en 2009



Ces graphiques confirment d'une part, la convergence de plus en plus grande entre les marchés français, belge et allemand déjà observée entre 2005 et 2007 et, d'autre part, un certain parallélisme entre l'évolution du prix des quotas et du prix de l'électricité en Belgique. (Le lecteur pourra à ce sujet se référer à l'étude de la CREG (F)100218-CDC-947 relative au marché belge à court terme d'électricité Belpex et à l'utilisation de la capacité aux interconnexions avec la France et les Pays-Bas en 2009).

1.2.2. Différences de fonctionnement du marché entre la phase I et la phase II

5. La période 2008 – 2012 correspond à la phase II du système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (EU ETS) et à la première période de mise en œuvre du Protocole de Kyoto, alors que la période 2005 – 2007, phase I de l'EU ETS, constituait une phase de test au niveau Européen.

Les principales différences sont :

- la mise en œuvre de nouveaux plans d'allocation plus restrictifs par chaque Etat membre (émissions réduites de 6,5% en 2012 par rapport au niveau de 2005) ;
- le montant maximum des quotas qu'il est permis d'allouer par enchère passe de 5% à 10%. Seuls 9 pays ont opté pour ce système, dont l'Allemagne (8,9%) et le Royaume-Uni (7%). La Belgique n'a pas retenu cette option et continuera a distribuer ces quotas gratuitement ;
- pendant la période 2005 – 2007, seuls les crédits CER (*Certified Emission Reductions*) des projets de réduction des émissions menés dans le cadre du mécanisme de développement propre (CDM) institués par le Protocole de Kyoto étaient acceptés. Pour 2008 – 2012, les crédits ERU (*Emission Reduction Units*) attribués dans le cadre du mécanisme de mise en œuvre conjointe (JI) sont également acceptés. Leur utilisation est toutefois plafonnée par chaque Etat membre. En Belgique, les plafonds varient selon les régions :

Région	**Quantité max. de CER/ERU autorisée**
Wallonie	4% des quotas alloués annuellement
Flandre	Varie par installation Environ 9,17% des quotas alloués + quantité autorisée pour les installations qui n'ont reçu aucun quota = 22,8% des quotas alloués aux installations centralisées de production d'électricité
Bruxelles	8% de l'allocation totale

Source : NAP régionaux

- *Banking* (placement) : seuls les CER's étaient transférables de la phase I à la phase II. Entre la phase II et les périodes suivantes, le *banking* est illimité. Ceci évitera l'effondrement des prix observé en fin de phase I. En revanche, l'emprunt (*borrowing*) d'une année à l'autre est limité à la possibilité d'utiliser les quotas de l'année N+1 pour couvrir les émissions réelles de l'année N ;

- la pénalité par tCO_{2eq} émise non couverte par un quota passe de 40 EUR à 100 EUR. L'obligation de fournir les quotas manquants l'année suivante subsiste ;
- Champ d'application : le secteur de l'aviation rejoindra les secteurs couverts par l'EU ETS à partir de 2012.

1.2.3. Méthodologie de calcul

6. La méthode employée est identique à celle utilisée pour la période 2005 – 2008.

1.2.4. Données utilisées

7. Les données sont identiques à celles utilisées pour la période 2005 – 2008 à quatre exceptions près :

- vu le développement des indices boursiers, pour le prix de vente de l'électricité à terme d'un an sur le marché de gros, les données de Platts ont été remplacées par les données d'Endex. Les évolutions des deux séries de données étant étroitement liées, cette modification n'est pas de nature à influencer les résultats ;
- le prix du gaz, qui faute de données suffisantes pour la période 2005 – 2007 avait été évalué à partir de la moyenne mensuelle des cotations spot Y-1 du ZIG publiées par DowJones, a été remplacé par les cotations en 2007 du gaz sur le hub hollandais pour les saisons hiver 08/09, été 09 et hiver 09/10 ;
- pour tenir compte du développement du marché secondaire des CER/ERU et du fait que leur prix est inférieur au prix des EUA, le prix du carbone a été obtenu par le calcul de la moyenne des prix des EUA et des CER pondérée par la quantité maximum de CER/ERU que les producteurs sont autorisés à remettre pour couvrir leurs émissions réelles ;
- les *windfall profits* des producteurs raccordés au réseau de distribution ont été pris en compte.

8. Comme pour la période 2005 – 2008, la CREG a soustrait de la production totale la part produite en Belgique (tableau 3) de l'électricité distribuée annuellement aux clients basse tension communiquée par les gestionnaires de réseau de distribution (tableau 4).

Tableau 1 – Part de la consommation belge couverte par la production belge

2009
88%

Source: CREG sur base des données Elia

Tableau 2 – Quantité d'électricité distribuée aux clients basse tension

GRD	**2009** MWh
Total	**27.540.326**

Source: Propositions tarifaires des GRD

1.2.5. Résultat

Tableau 3 - Estimation du windfall profit réalisé par les producteurs d'électricité en Belgique en 2009

	2009 EUR
Windfall profit	184.613.136

2. COUT REEL DE L'EU ETS POUR LES PRODUCTEURS

Ce chapitre a pour but d'examiner la nécessité de corriger le résultat obtenu par la méthode des coûts marginaux par d'éventuel coûts/produits résultant de l'allocation des quotas.

2.1. Principes d'allocation

9. Pendant la période 2008-2012, les quotas continuent à être attribués gratuitement aux installations de production d'électricité en Belgique, mais l'allocation annuelle des quotas est réduite de 46% en moyenne par rapport à la phase I.

2.2. Respect par les producteurs des contraintes imposées

10. Le tableau suivant présente la comparaison entre les émissions autorisées et les émissions réelles de chaque installation du parc de production centralisé belge[1] soumise à l'EU ETS.

[1] Installations dont le *core business* est de produire de l'électricité dans le but de la vendre sur le marché.

Tableau 4 – Parc centralisé de production d'électricité belge : quotas d'émissions alloués et émissions vérifiées

Nom de l'installation	Capacité installée (MW)	Type de centrale	Combustible	Quotas 2008 - 2012 t CO_2	Emissions 2009 autorisées t CO_{2eq} EUA	dont max. CER / ERU	réelles t CO_{2eq}	Excédent (+)/ déficit (-) t CO_{2eq}
Electrabel								
Région Flamande								
Electrabel Herdersbrug	460	CCGT	NG	4.951.987	990.397	90.862	1.070.071	-79.674
Electrabel Vilvoorde	385	CCGT	NG	4.144.598	828.920	76.048	949.819	-120.899
Electrabel Rodenhuize (1)	526	Thermique classique	FA, BF, CP	0	0	79.009	-942.295	942.295
Electrabel Kallo	522	Thermique classique	NG	0	0	64.612	335.700	-335.700
Electrabel Ruien	546	Thermique classique	CP, FA	0	0	233.088	2.278.717	-2.278.717
Electrabel Drogenbos	460	CCGT	NG	4.951.987	990.397	90.862	1.074.332	-83.935
Electrabel Zandvliet Power	474	CCGT	NG	5.595.790	1.119.158	102.675	1.122.428	-3.270
Electrabel Mol	255	Thermique classique	CP, NG	0	0	99.202	285.561	-285.561
Electrabel Langerlo	602	Thermique classique	CP, FA	0	0	211.046	2.117.115	-2.117.115
Electrabel Langerbrugge	61	Cogen	NG	837.160	167.432	15.361	193.795	-26.363
Electrabel Aalst				24.188	4.838	444	4.097	741
Electrabel turbojet Zeebrugge	18	Turbojet	LV	1.615	323	30	817	-494
Electrabel Turbojet Noordschote	18	Turbojet	LV	1.615	323	30	695	-372
Electrabel Turbojet Zedelgem	18	Turbojet	LV	1.615	323	30	920	-597
Electrabel Turbojet Zelzate	18	Turbojet	LV	1.615	323	30	927	-604
Electrabel Turbojet Aalter	18	Turbojet	LV	1.615	323	30	698	-375
Electrabel Turbojet Beerse	32	Turbojet	LV	2.871	574	53	560	14
Total Electrabel Vl				20.516.656	4.103.331	1.063.409	8.493.957	-4.390.626
Région Wallonne								
Electrabel Baudour (Saint-Ghislain)	350	CCGT	NG	3.956.211	791.242	31.650	741.196	50.046
Electrabel Amercoeur-Roux	256	Thermique classique	CP/CG	0	0	0	780.441	-780.441
Electrabel Monceau	92	Thermique classique	CP/CG	Fermé	0	0	0	0
Electrabel Flémalle (Awirs)	416	Thermique classique	NG, WP	180.855	36.171	1.447	375.063	-338.892
Electrabel Bressoux				44.119	8.824	353	0	8.824
Electrabel Turbojet Turon	17	Turbojet	LV	0	0	0	374	-374
Electrabel Turbojet Cierreux	17	Turbojet	LV	0	0	0	594	-594
Electrabel Turbojet Deux-Acren	18	Turbojet	LV	0	0	0	1.208	-1.208
Total EBL Wal				4.181.185	836.237	33.449	1.898.876	-1.062.639
Région de Bruxelles-Capitale								
Electrabel Turbo jet Schaerbeek	60	Turbojet	LV	1.958	392	31	0	392
Electrabel Turbo jet Ixelles (Volta)	60	Turbojet	LV	3.967	793	63	223	570
Electrabel Turbo jet Buda-Machelen	60	Turbojet	LV	2.605	521	42	119	402
Total Electrabel Bxls				8.530	1.706	136	342	1.364
Total Electrabel				**24.706.371**	**4.941.274**	**1.096.995**	**10.393.175**	**-5.451.901**
SPE								
Région Wallonne								
SPE Seraing	460	CCGT	NG	5.199.592	1.039.918	41.597	718.688	321.230
SPE Angleur TGV1	158	CCGT	NG	0	0	0	165.518	-165.518
SPE Moncin Seraing	70	Turbine à gaz		0	0	0	3.406	-3.406
Total SPE Wal				5.199.592	1.039.918	41.597	887.612	152.306
Région Flamande								
SPE - Izegem	22	Cogen	NG	150.715	60.286	0	11.950	48.336
SPE Ringvaart Centrale Buitenring Wonde	357	CCGT	NG	4.035.331	807.066	74.043	858.605	-51.539
SPE Centrale Harelbeke	83	Diesel	FA	0	0	1.955	3.843	-3.843
SPE centrale Ham 68 Gent	74	Diesel	FA	1.467.276	376.044	16.622	254.547	121.497
	52	CCGT	NG					
Total SPE Vl				5.653.322	1.243.396	92.620	1.128.945	114.451
Total SPE				**10.852.914**	**2.283.315**	**134.216**	**2.016.557**	**266.758**
Total parc centralisé belge				**35.559.285**	**7.224.589**	**1.231.212**	**12.409.732**	**-5.185.143**
						9,92%		
Total Flandre				**26.169.978**	**5.346.727**	**1.156.029**	**9.622.902**	**-4.276.175**
Total Wallonie				**9.380.777**	**1.876.156**	**75.046**	**2.786.488**	**-910.332**
Total Bruxelles				**8.530**	**1.706**	**136**	**342**	**1.364**

Sources: NAP, ELIA, Regsitre des émissions (1) Hyp: transfert quotas Arcelor idem 2006: 3.702.182

t CO_{2eq}	2009
Electrabel	-5.451.901
SPE	266.758
Essent	
Total	-5.185.143

En 2009, Electrabel a largement dépassé ses émissions autorisées. L'excédent dégagé par SPE s'explique par sa stratégie d'importation lorsque le prix sur Belpex est inférieur à son prix de production. Les deux producteurs ont été en mesure de remettre le nombre de quotas suffisant pour couvrir leurs émissions réelles. Aucune amende n'a donc été versée.

2.3. Coûts supportés par les producteurs

11. La quantité de quotas reçus gratuitement par Electrabel ne couvre que la moitié de ses émissions réelles. La société a donc du se procurer les quotas manquants, soit sur le marché, auprès de sociétés du groupe, en puissant dans une éventuelle réserve de CER's ou en utilisant les quotas alloués gratuitement pour l'année 2010. Pour évaluer les coûts induits, la CREG a supposé que les quotas avaient été achetés pendant le premier semestre de 2010 (période intermédiaire entre la mesure des émissions réelles et la date de remise des quotas aux autorités), à un prix moyen de 12,64 EUR/t, ce qui représente un montant total de 68.897.725 EUR.

12. Les quotas octroyés gratuitement à SPE ont été suffisants pour couvrir ses émissions réelles. La société n'a donc du supporter aucun coût supplémentaire.

3. PRODUITS REELS POUR LES PRODUCTEURS

13. SPE a été en mesure de vendre 266.758 quotas excédentaires. Ces quotas ont pu être mis en réserve pour les années suivantes ou écoulés sur le marché. Si la vente a eu lieu pendant le premier trimestre de 2010, la recette peut être évaluée à 3.371.116 EUR.

14. Diverses activités de *trading* telles que des opérations de *swaps* entre CER et EUA, entre *spot et forward* ainsi que le développement de projets dans le cadre des mécanismes flexibles ont probablement généré des bénéfices pour les producteurs. Faute d'information, la CREG n'a toutefois pas été en mesure de les évaluer.

4. RESULTAT NET

15. Le tableau suivant présente l'estimation du *windfall profit* net réalisé par les producteurs d'électricité sur le marché belge en 2009.

Tableau 5 - Estimation du *windfall profit* net réalisé par les producteurs d'électricité en Belgique en 2009

	2009 EUR	Coûts réels 2009 EUR	Windfall profits 2009 EUR	Moyenne 2009 EUR/MWh vendu sur marché de gros
Windfall profit	184.613.136	65.526.608	119.086.528	2,05

5. CONCLUSION

16. Pour toutes les raisons évoquées dans l'étude F060309-CDC-537, il n'est pas possible de déterminer avec exactitude l'impact du prix des quotas sur le prix de l'électricité.

17. Néanmoins, sur base des informations à sa disposition, la CREG a pu constater que le prix de vente de l'électricité permettait, la plupart du temps, d'intégrer, partiellement ou totalement, le coût d'opportunité du carbone de l'unité marginale de production. Cette hausse de prix appliquée à l'ensemble des kWh produits a permis aux producteurs d'électricité raccordés au réseau de transport en Belgique de réaliser un *windfall profit* estimé à **1.665 millions EUR** sur la période 2005-2009.

Tableau 6 - Estimation du *windfall profit* net réalisé par les producteurs d'électricité en Belgique de 2005 à 2009

	2009 EUR	Coûts réels 2009 EUR	Windfall profits 2009 EUR	Moyenne 2009 EUR/MWh vendu sur marché de gros	Total 2005 - 2009 EUR	Moyenne 2005 - 2009 EUR/MWh vendu sur marché de gros
Windfall profit	184.613.136	65.526.608	119.086.528	2,05	1.665.133.040	5,75

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

Guido Camps
Directeur

François Possemiers
Président du Comité de direction