



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

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F) 090126-CDC-811

relative à

« l'échec de la formation des prix sur le marché belge libéralisé de l'électricité et les éléments à son origine »

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.

26 janvier 2009

Table des matières

		Introduction	4
I		La régulation du marché belge de l'électricité avant la libéralisation	6
II		L'Europe, la libéralisation de son marché de l'électricité et les options retenues par la Belgique	8
II.	1	Le marché intérieur européen	8
II.	2	La libéralisation du marché européen de l'électricité	8
II.	3	Les options retenues par la Belgique	9
III.		Les constats tirés par la CREG au sujet des hypothèses de départ	12
III.	1	Les processus au sein du secteur de l'électricité diffèrent fondamentalement de ceux du secteur des télécommunications	12
III.	2	L'offre et la demande sur le marché de l'électricité diffèrent fondamentalement de celles sur le marché des télécommunications	13
III.	3	Une libéralisation progressive asynchrone des marchés crée des obstacles	14
III.	4	Une vision différente de la libéralisation comportait des risques	15
III.	5	L'incertitude relative à la sécurité en matière de fournitures transfrontalières	15
III.	6	Les conséquences des choix du passé se font toujours sentir	16
III.	7	Le manque de capacité transfrontalière est néfaste	16
III.	8	L' <i>unbundling</i> de la filière électricité requiert des coûts de transaction supplémentaires	20
III.	9	Le dégroupage des entreprises d'électricité et les pouvoirs publics	20
III.	10	La succession de la libéralisation et des plans climat	21
IV		Naissance et fonctionnement des marchés de l'électricité	22
IV.	1	D'une entreprise intégrée à plusieurs marchés de l'électricité	22
IV.	2	Le marché de gros	23
IV.	3	Le marché des produits dérivés de l'électricité	25
IV.	4	Le marché des clients finals	27
IV.	5	Le marché d'ajustement	29
IV.	6	Sécurité d'approvisionnement : la nécessité d'une offre de marché suffisante de capacité de production	30

IV.	7	L'importance et la responsabilité d'un concept de marché efficace	34
V		La formation et l'évolution des prix : principes et constats de la CREG	37
V.	1	La formation et l'évolution des prix avant la libéralisation	37
V.	2	Le fonctionnement du marché : prix d'équilibre par le biais de l'offre et de la demande	39
V.	3	Constats dans le cadre de la perception des quotas d'émission de CO ₂	42
VI		Constats de la CREG dans le cadre de la formation des prix sur le marché belge de gros	44
VI.	1	Les transactions bilatérales	44
VI.	2	La bourse d'énergie belge, Belpex	44
VII		Constats de la CREG dans le cadre de la formation des prix sur le marché des produits dérivés de l'électricité	46
VII.	1	La bourse d'énergie ENDEX	46
VII.	2	La liquidité dans le segment POWER BE au sein d'ENDEX	47
VII.	3	Le mécanisme de prix complémentaire pour la détermination des <i>reference prices</i> sur ENDEX POWER BE	52
VII.	4	Les coûts à couvrir par le prix forward	53
VII.	5	L'or nouveau ?	54
VII.	6	L'avenir d'ENDEX	54
VIII		Constats de la CREG dans le cadre de la formation des prix sur le marché des clients résidentiels	56
IX		Constats de la CREG dans le cadre de la formation des prix sur le marché des professionnels, des petits clients industriels et des PME	58
X		Constats de la CREG dans le cadre de la formation des prix sur le marché des grands clients industriels	59
XI		Constats de la CREG dans le cadre de la formation des prix sur le marché d'ajustement	63
XII		Constats de la CREG pour tous les marchés confondus	65
		Conclusion	66

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) est chargée, depuis la loi du 8 juin 2008, d'une mission complémentaire, à savoir assurer le monitoring permanent du marché de l'électricité, tant sur le plan du fonctionnement du marché que sur le plan des prix.

En attendant de recevoir les moyens nécessaires pour remplir correctement cette mission complémentaire, la CREG a, dès le courant du printemps 2008, publié un ensemble réduit mais intéressant de constats en relation avec l'évolution des prix de l'électricité pour les utilisateurs finals. En fonction des informations disponibles, la CREG :

- (i) a identifié, dans son étude¹ du 13 mai 2008, l'évolution des composantes du prix de l'électricité pour les utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution d'électricité, et ce pour la période 2003-2008 ;
- (ii) a révélé dans son étude² du 15 mai 2008 que, pour la période 2005 à 2007 inclus, le prix de vente de l'électricité permettrait dans la majorité des cas de mettre les coûts d'opportunité CO₂ de l'unité de production marginale totalement ou partiellement à charge des utilisateurs finals.

Maintenant que les moyens nécessaires à l'accomplissement de sa mission de monitoring structurel lui ont été accordés, la CREG étudie d'ores et déjà les éléments à l'origine des observations faites en matière d'évolution des prix de l'électricité. La situation actuelle du marché de l'électricité libéralisé, dont les mécanismes de formation des prix en Belgique se révèlent toujours inefficace, fait également l'objet de son attention.

Bien que la présente étude soit principalement axée sur les aspects tarifaires du marché de l'électricité, la CREG a jugé bon d'aborder plusieurs thématiques qui sont souvent à l'origine des constats tirés en matière de prix. En outre, il apparaîtra que des éléments importants de l'échec du marché trouvent leur origine dans le passé. C'est pourquoi il a inmanquablement

¹ CREG, Etude (F)080513-CDC-763 relative aux « composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel », 13 mai 2008

² CREG, Etude (F)080515-CDC-766 « complémentaire à l'étude (F)060309-CDC-537 relative à l'impact du système des quotas d'émissions de CO₂ sur le prix de l'électricité en Belgique de 2005 à 2007 », 15 mai 2008

fallu en rappeler les aspects pertinents.

Les constats de la CREG au sujet de la formation des prix jettent probablement un nouvel éclairage sur la problématique actuelle.

Dans la présente étude, les sujets suivants sont traités dans douze sections :

- i. La régulation du marché belge de l'électricité avant la libéralisation ;
- ii. L'Europe, la libéralisation de son marché de l'électricité et les options retenues par la Belgique ;
- iii. Les constats tirés par la CREG au sujet des hypothèses de départ ;
- iv. Naissance et fonctionnement des marchés de l'électricité ;
- v. La formation et l'évolution des prix : principes et constats ;
- vi. Constats de la CREG dans le cadre de la formation des prix sur le marché belge de gros ;
- vii. Constats de la CREG dans le cadre de la formation des prix sur le marché des produits dérivés ;
- viii. Constats de la CREG dans le cadre de la formation des prix sur le marché belge des clients résidentiels ;
- ix. Constats de la CREG dans le cadre de la formation des prix sur le marché belge des professionnels, des petits clients industriels et des PME ;
- x. Constats de la CREG dans le cadre de la formation des prix sur le marché belge des grands clients industriels ;
- xi. Constats de la CREG dans le cadre de la formation des prix sur le marché belge de l'ajustement ;
- xii. Constats de la CREG pour tous les marchés confondus.

Une conclusion est formulée en guise de fin.

La présente étude a été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 26 janvier 2009.

///

I LA RÉGULATION DU MARCHÉ BELGE DE L'ÉLECTRICITÉ AVANT LA LIBÉRALISATION

1. Pendant longtemps, le paysage belge de l'électricité a été caractérisé par une réglementation plutôt limitée. La loi du 10 mars 1925 sur les distributions d'énergie électrique prévoyait une liberté quasi totale de production et de transport d'électricité, ainsi qu'une liberté relative en ce qui concernait la distribution d'électricité.

2. Les communes et villes belges avaient un monopole légal sur la distribution d'électricité et de gaz. Plusieurs avaient opté pour des structures intercommunales propres, mais la plupart pour une structure intercommunale mixte en collaboration avec la ou les entreprises d'énergie privées.

Cette mission a toujours constitué une source de revenus importante pour les pouvoirs publics concernés.

3. A partir de 1955, le secteur a connu un régime original et simple de contrôle et de concertation : le secteur devait accorder un droit de regard dans sa structure de coûts aux représentants des employeurs et des travailleurs. Le Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz (CCEG) était né.

Ce comité était chargé de veiller « à ce que la situation technique, économique et tarifaire des secteurs du gaz naturel et de l'électricité ainsi que l'évolution de celle-ci soient orientées dans le sens de l'intérêt général et s'intègrent dans la politique énergétique globale ». Le Comité de contrôle approuvait également les grands investissements dans les travaux d'infrastructure.

4. Le Comité de contrôle était le fruit d'un accord entre les organisations sociales interprofessionnelles, la Fédération des entreprises de Belgique ainsi que les entreprises et organismes du secteur. Des représentants des gouvernements fédéral et régionaux étaient habilités à assister à ses réunions.

Le Comité de contrôle élaborait des recommandations : pour être valables, elles devaient recevoir l'approbation de toutes les parties signataires. Il comportait dès lors une certaine forme d'autorégulation.

Parmi les recommandations importantes, citons celles³ relatives aux délais d'amortissement. Les règles comptables en vigueur au sein de la CCEG prévoyaient notamment un délai d'amortissement de 20 ans pour les centrales nucléaires et les centrales à charbon.

5. Dès le début, le Comité de contrôle a axé son travail sur la rationalisation du secteur en vue d'appliquer des tarifs les plus faibles possibles et de les uniformiser dans toute la Belgique. Pour qu'il y ait suffisamment d'informations disponibles sur les prix de revient et sur la rentabilité, le secteur avait accepté un système à comptabilité uniforme et « ouverte », basé sur un plan comptable uniforme commun. Le Comité de contrôle pouvait donc s'appuyer sur les informations réelles relatives à l'exploitation et aux prix de revient.

6. La conclusion de cette méthode de régulation par le Comité de contrôle était une régulation du bénéfice ex post : si l'évolution du bénéfice constaté n'était plus jugée équitable, le Comité de contrôle élaborait des programmes tarifaires en ce sens. Ces programmes permettaient d'introduire des ristournes spécifiques dans les tarifs futurs et de les appliquer aux groupes de clients concernés. Ainsi, il était notamment prévu de restituer progressivement aux utilisateurs, au moyen de réductions tarifaires inscrites dans ces programmes, les coûts initialement plus élevés pour les consommateurs qui étaient la conséquence de l'amortissement rapide des centrales nucléaires. Des sommes importantes étaient systématiquement concernées : essentiellement sous la pression du gouvernement de l'époque, des baisses tarifaires à hauteur de 25 milliards BEF avaient été approuvées dans le contexte de la libéralisation pendant la période 1999-2003.

La suppression du Comité de contrôle a également mis un terme aux programmes tarifaires.



³ Il s'agit des recommandations CC(e) 719 du 19/01/1969 ; CC(e) 1410 du 11/04/1984 ; CC(e) 89/20 du 31/05/1989 ; CC(e) 93/10 du 7/04/1993 ; CC(e) 93/11 du 7/04/1993 ; CC 97/17 du 29/01/1997 et CC(e) 2002/27 du 6/11/2002.

II L'EUROPE, LA LIBÉRALISATION DE SON MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET LES OPTIONS RETENUES PAR LA BELGIQUE

II.1 *Le marché intérieur européen*

7. La Commission européenne était convaincue que l'achèvement du marché intérieur constituait la base indispensable d'une plus grande richesse pour la communauté dans son ensemble.

En 1985, le Conseil européen décrivait en ces termes la position de la Commission européenne concernant le marché unifié: « ... a plus particulièrement mis l'accent sur ... des actions visant la réalisation, d'ici 1992, d'un grand marché unique, créant ainsi un environnement plus propice à la stimulation de l'entreprise, de la concurrence et des échanges. »

II.2 *La libéralisation du marché européen de l'électricité*

8. Une étude de la Commission européenne, basée sur la méthodologie du rapport dit de Cecchini⁴, a démontré que l'intégration des marchés intérieurs du gaz et de l'électricité pouvait permettre la réalisation d'économies substantielles sur le marché de l'électricité, et ce sans effets néfastes sur l'environnement. Par ailleurs, les nouveaux venus auraient recours à une plus grande diversité de combustibles et de technologies, ce qui renforcerait la sécurité d'approvisionnement.

Les objectifs principaux du marché intérieur de l'électricité et du gaz étaient donc :

- (i) une libre circulation des produits ;
- (ii) un renforcement de la sécurité d'approvisionnement ;
- (iii) une compétitivité accrue.

Par ailleurs, des avantages étaient attendus au niveau de la protection de l'environnement grâce à une efficacité renforcée de la production et à l'utilisation de technologies « plus propres ».

⁴ Cecchini, (Group), « Le coût de la non-Europe », 1988

9. La Commission européenne avait acquis fin des années '80 une certaine expérience suite à la libéralisation réussie du secteur des télécommunications. Le commissaire Cardoso E. Cunha considérait que le secteur de l'électricité était suffisamment similaire à celui des télécommunications.

Après huit années de négociation, la (première) directive européenne 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité était approuvée le 19 décembre 1996.

Les Etats membres devaient adopter les dispositions légales et administratives requises pour se conformer à cette directive au plus tard le 19 février 1999.

En raison des spécificités techniques de ses réseaux électriques, la Belgique a pu obtenir un délai supplémentaire d'un an pour l'application des obligations imposées par cette directive.

10. Le 26 juin 2003, la directive européenne 2003/54/CE remplaçait celle du 19 décembre 1996. Vu les inconvénients générés par le décalage entre les Etats membres pour réaliser les objectifs de la première directive, la date de libéralisation complète avait été avancée au 1^{er} juillet 2004 au plus tard pour tous les clients non résidentiels et au 1^{er} juillet 2007 pour tous les clients résidentiels.

11. La commission avait parfaitement conscience de la nécessité de mettre en place des capacités de transport transfrontalier renforcées pour l'électricité. La congestion aux frontières est un obstacle fondamental à la concurrence transfrontalière. Par la suite, les règlements 1254/96/CE (5 juin 1996), 1228/2003/CE (26 juin 2003) et 1364/2006/CE (6 septembre 2006) ont été pris en vue « d'établir des orientations relatives aux réseaux transeuropéens d'énergie ».

12. Les directives successives contiennent également des dispositions relatives à la création éventuelle de bourses où l'électricité pourrait être échangée.

II.3 Les options retenues par la Belgique

13. A l'instar de la majorité des Etats membres, la Belgique souhaitait bénéficier au plus vite les avantages escomptés de la libéralisation. Elle n'a pas utilisé la possibilité d'un délai supplémentaire d'un an.

Les dispositions de l'accord gouvernemental du 7 juillet 1999 concernant le secteur de l'énergie et de l'électricité énoncent clairement les motifs du Gouvernement fédéral :

« Le Gouvernement accélérera la libéralisation du secteur de l'électricité. En cette matière, il suivra le rythme de nos principaux partenaires commerciaux. Il élaborera sa politique sur la base des recommandations d'un groupe d'experts. Une libéralisation accélérée du marché de l'énergie permettra à l'ensemble des consommateurs de profiter de tarifs moins élevés et d'un meilleur service. A cet égard, la structure tarifaire sera revue afin d'encourager une consommation rationnelle de l'énergie et dans l'intérêt des consommateurs résidentiels.

Il veillera à la mise sur pied d'un organe de régulation indépendant du secteur et à une distinction plus nette entre la production, le transport et la distribution. La gestion et l'exploitation de réseaux de transport doivent être aux mains d'une compagnie indépendante. (...) »

14. Compte tenu du partage des compétences entre les Régions et le fédéral en matière d'énergie, la transposition de la directive électricité en Belgique impliquait l'intervention de plusieurs législateurs.

Les Régions sont compétentes pour les aspects régionaux de l'énergie, tels que la distribution et le transport local d'électricité dont la tension nominale est inférieure ou égale à 70 kV.

Quant à elle, l'autorité fédérale est compétente pour les matières dont l'indivisibilité technique et économique requiert une mise en œuvre homogène, notamment le transport et la production d'énergie, ainsi que les tarifs.

La directive électricité a été transposée au niveau fédéral par la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (la loi électricité). Cette loi est notamment à l'origine de la création de la CREG.

Au niveau régional, les gouvernements et parlements régionaux compétents ont approuvé, en 2001, les décrets et/ou ordonnances nécessaires à l'exécution des compétences régionales sur le plan des marchés régionaux de l'électricité.

15. Pour les compétences fédérales relatives au marché de l'électricité et du gaz, la CREG a été créée. Trois régulateurs régionaux ont été mis en place pour les compétences régionales.

Dès le départ, l'accent a été mis sur la réalisation d'un système d'accès régulé aux réseaux. La compétence tarifaire tant pour le transport que pour la distribution d'électricité et de gaz

était du ressort de la CREG. Dès le départ, la CREG n'avait pas la moindre compétence de régulation des prix de l'énergie aux consommateurs, mis à part la tarification sociale.

16. Tous les actes législatifs cités ont été adaptés à plusieurs reprises, tant à la suite de la transposition de la deuxième directive européenne que de nouvelles positions politiques quant à la répartition des tâches entre la CREG, le Service public fédéral Economie et le Conseil de la concurrence.

La modification la plus récente concerne la loi du 8 juin 2008 qui charge, à partir de cette date, la CREG de plusieurs tâches de monitoring relatives au fonctionnement technique du marché et aux prix du marché.

17. Signalons aussi que le gouvernement fédéral belge a signé le protocole d'accord (« Memorandum of Understanding ») le 6 juin 2007 : dans la foulée des directives 2005/89 et 2003/54 et du règlement 1228/2003, les gouvernements, les gestionnaires de réseau de transport, les bourses énergétiques et les régulateurs fédéraux de France, d'Allemagne, des Pays-Bas, du grand-duché de Luxembourg et de Belgique se sont engagés à consentir des efforts ciblés communs en vue d'améliorer la capacité transfrontalière de leurs réseaux de transport, de viser l'intégration de leurs marchés de l'électricité et ainsi de garantir la sécurité d'approvisionnement au sein de cette région d'Europe centrale-occidentale (« *Central West European (CWE) region* »). Le Forum pentalatéral de l'énergie est l'instrument désigné pour soutenir et suivre ces processus.



III LES CONSTATS TIRÉS PAR LA CREG AU SUJET DES HYPOTHÈSES DE DÉPART

III.1 Les processus au sein du secteur de l'électricité diffèrent fondamentalement de ceux du secteur des télécommunications

18. La CREG adhère aux constats tirés en la matière par Coppens et Vivet⁵ dans leur Working Paper publié par la Banque nationale de Belgique.

- (i) Ces deux secteurs ont beau être des industries de réseau, les télécommunications consistent en la fourniture de services, tandis que l'électricité est un bien qui doit être produit et livré et qui, de plus, répond à des besoins de base.
Les télécommunications ne présentent donc pas de segment de production, alors que c'est le cas dans le secteur de l'électricité.
- (ii) Dans le secteur de l'électricité, il est impossible de constituer des réserves (à un prix raisonnable), tandis que dans les télécommunications, des files d'attente peuvent apparaître et être réglées par la suite.
- (iii) Les télécommunications sont aussi caractérisées par une concurrence en termes de réseaux : plusieurs opérateurs possèdent leurs propres réseaux. Dans le secteur de l'électricité, il n'est pas rationnel d'un point de vue économique et social de construire et d'exploiter différents réseaux en parallèles.
- (iv) Dans les télécommunications, il n'y a pas de distinction entre les réseaux de transport et de distribution.
- (v) Le trajet physique que suivent les télécommunications est en principe entièrement planifiable. Dans le secteur de l'électricité, le trajet contractuel de la distribution d'électricité diffère de son trajet physique en raison des lois de la physique.

⁵ COPPENS, F. et VIVET, D., « La libéralisation des industries de réseau : le secteur de l'électricité fait-il exception à la règle ? » WORKING PAPER BNB N° 59, septembre 2004, Banque nationale de Belgique

III.2 L'offre et la demande sur le marché de l'électricité diffèrent fondamentalement de celles sur le marché des télécommunications

19. Dans le secteur des télécommunications, la libéralisation s'est effectuée dans un contexte radicalement différent : l'offre était caractérisée par un important renouveau technologique avec des coûts limités et la demande augmentait du fait des nouvelles possibilités d'application. Il était donc question d'une pollinisation croisée mutuelle entre l'offre et la demande.

De ce fait, les coûts moyens diminuaient et le nombre d'opérateurs potentiels augmentait.

En outre, grâce au renouveau technologique, les économies d'échelle diminuaient pour les acteurs dominants existants.

Ce n'était nullement le cas dans le secteur de l'électricité. Il y est même question d'un ralentissement de la demande pour des raisons écologiques.

20. La demande d'électricité est très inélastique à court et moyen terme. Cette inélasticité est la conséquence de 2 facteurs :

- (i) l'électricité est un input nécessaire tant pour les processus de production que pour les activités ménagères quotidiennes, sans possibilité de substitution. Les processus ne peuvent même pratiquement pas être adaptés à court terme ;
- (ii) les consommateurs d'électricité ne sont pas confrontés au prix de production de l'énergie qu'ils consomment à un moment donné. En effet, à l'exception de grands consommateurs, la consommation n'est pas mesurée ni tarifée ou facturée en temps réel ni même à intervalles rapprochés sur le marché du détail.

21. Par ailleurs, à l'élasticité très limitée du prix de la demande s'ajoute la grande volatilité de la consommation d'électricité, tant dans la journée que pendant l'année.

Les véritables pics annuels surviennent uniquement pendant une période très limitée (quelques heures par an) et la production doit donc disposer de suffisamment de capacité de réserve pour répondre à de tels pics de la demande. Les producteurs font pour ce faire appel à des unités de production caractérisées par des coûts fixes très faibles (et des coûts variables très importants). Afin de faire face à cette grande volatilité de la demande au cours de la journée et de l'année, des centrales électriques à base de combustibles fossiles sont ainsi très utiles puisqu'elles permettent une hausse ou une baisse rapide du volume de production.

22. Cette volatilité de la demande donne lieu à une courbe de demande très variable sur le marché de gros et donc à une instabilité des prix.

L'harmonisation obligatoire de l'offre sur la demande entraîne des frais de production volatils. En effet, il est recouru à des centrales successives présentant une structure de coûts différente.

Dans le cadre d'un service universel, les risques liés à cette volatilité sont entièrement à charge des fournisseurs : ils doivent s'approvisionner sur un marché connaissant des prix très volatils, mais sont confrontés à des prix de vente à la volatilité très limitée en raison de ce service universel. Un tel risque lié au prix n'existait pas au sein d'une entreprise verticalement intégrée.

23. Les fortes variations de la demande dans le courant de la journée, de la semaine et de l'année ne simplifient pas l'accès au marché selon un prix uniforme pour un nouveau venu, d'autant plus lorsqu'il faut faire concurrence à un acteur dominant qui dispose d'un vaste parc de production différencié, adapté aux circonstances de marché et en grande partie amorti.

24. La situation présentée ci-dessus montre à l'évidence qu'il n'existe pas un marché de l'électricité unique, avec une seule courbe globale de l'offre et de la demande. Il existe plusieurs marchés caractérisés par une double distinction fondamentale : d'une part, utilisateur final de l'électricité ou non et d'autre part, livraison physique de l'électricité ou non. Pour chaque marché, il existe une demande et une offre (avec des caractéristiques de prix et de quantité) et ce, pour chaque trimestre de l'année.

L'importance de chacun de ces marchés sera détaillée dans la suite de la présente étude.

25. L'électricité étant indispensable dans la vie quotidienne de tout un chacun, l'approvisionnement en électricité est considéré à raison comme un droit fondamental, qualifié de service universel, auquel tout un chacun doit avoir accès à des prix acceptables.

III.3 Une libéralisation progressive asynchrone des marchés crée des obstacles

26. Tous les Etats membres n'ont pas finalisé le passage à la libéralisation complète au même moment. Au sein même de la Belgique, les Régions compétentes ont appliqué une date de début différente : en Région flamande, le marché de l'électricité était entièrement

libéralisé dès le 1^{er} juillet 2003, alors que ce ne fut seulement le cas le 1^{er} janvier 2007 en Région wallonne et de Bruxelles-Capitale. Cette situation a donné lieu à une longue période de transition pendant laquelle les anciens monopoles ont eu l'occasion de se renforcer davantage. En outre, des informations portant sur les coûts des différentes activités ont cruellement fait défaut chez les autorités de régulation, entraînant plus particulièrement un risque de subventions croisées entre clients liés et éligibles.

Ces différents points ont ainsi permis à certaines sociétés d'avoir accès à de nouveaux marchés, et ce tout en étant protégé sur leur marché historique. Les monopoles existants ont ainsi été davantage renforcés.

III.4 Une vision différente de la libéralisation comporte des risques

27. La Commission européenne s'est basée sur une conception purement instrumentale de l'électricité : d'après elle, il s'agissait d'un produit comme un autre qui devait pouvoir être échangé comme tout autre produit.

Les Etats membres n'étaient toutefois pas tous sur la même longueur d'onde (et ne le sont d'ailleurs toujours pas) en ce qui concerne les obligations de service public. Ainsi, la France a appliqué, depuis le début, une notion assez large d'obligation de service public, où il était (et est toujours) tenu compte directement de son indépendance énergétique.

En outre, nous pouvons constater que, alors que les pouvoirs publics devraient dans l'intérêt général contrecarrer la formation de monopoles, ces mêmes pouvoirs publics ont et conservent, dans un pays comme la France, le contrôle d'une grande partie de ce monopole. L'intérêt national prime alors éventuellement sur l'intérêt (européen) général. En outre, la technologie énergétique (par ex. la technologie nucléaire) est de plus en plus considérée comme un produit d'exportation rentable.

III.5 L'incertitude relative à la sécurité en matière de fournitures transfrontalières

28. L'existence de l'article 24 de la directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 (l'ancien article 23 de la directive 96/92/CE) crée toutefois une certaine incertitude, principalement en ce qui concerne la fiabilité d'approvisionnement : les mesures de sauvegarde visées permettent de facto à des pays, en cas de problèmes, de

mettre hors service la capacité d'interconnexion avec l'étranger afin de garder le réseau en équilibre au niveau national. Cet article concerne toutefois une forme de « norme ouverte ». Il n'existe pas de jurisprudence à ce sujet et il faudrait plusieurs années avant qu'un tribunal compétent ne se prononce le cas échéant. L'incertitude est donc susceptible de persister en ce qui concerne ces obligations d'exportation et la mesure dans laquelle celles-ci seront bel et bien respectées.

III.6 Les conséquences des choix du passé se font toujours sentir

29. De nombreuses caractéristiques du réseau électrique résultent de choix posés consciemment ou non par le passé. A fortiori lorsqu'un processus de croissance de longue durée est à leur base, ils ne peuvent pas être annulés aussi rapidement.

C'est cette réflexion qui est à l'origine de la reconnaissance par l'Europe des « *stranded costs* ». Les producteurs n'ont pas manqué d'attirer l'attention sur une série de coûts qui devaient bel et bien être récupérés dans un marché libéralisé, mais qui ne pouvaient pourtant pas être mis à charge d'un prix de marché.

Le manque d'attention concernant la présence d'éventuels « *stranded benefits* » peut-il s'expliquer par certains sentiments nationalistes ? Il apparaît aujourd'hui assez clairement que de tels avantages ne font que favoriser et renforcer les monopoles existants (par exemple en ce qui concerne les avantages découlant des délais d'amortissement accélérés appliqués au parc de production nucléaire belge).

III.7 Le manque de capacité de transport transfrontalière est néfaste

30. La Commission européenne avait bien conscience de la nécessité de mettre en place des possibilités de transport transfrontalières améliorées. Seuls les réseaux électriques nationaux avaient jusqu'alors été conçus dans l'optique d'échange de flux commerciaux, les réseaux nationaux voisins n'ayant été considérés que comme des réseaux de soutien dans les cas où la demande était temporairement trop élevée ou si une quantité limitée d'électricité devait malgré tout être importée (par exemple s'il était plus économique, comme lors d'un jour férié, d'importer de l'électricité bon marché de ce pays plutôt que de la produire dans son propre pays).

La capacité de ces réseaux voisins n'était, et n'est toujours pas, assez élevée pour supporter des flux commerciaux structurels.

31. Pour la Belgique, l'intérêt de disposer de suffisamment de capacité de transport transfrontalière d'électricité s'est encore accrue :

- (i) avant tout, la situation plutôt centrale de notre pays en Europe occidentale donne lieu à un volume important de « flux non nominés » ou de « flux de bouclage entre pays voisins ». Ils sont la conséquence de la loi naturelle selon laquelle l'électricité suit le chemin physique de la résistance la plus faible, indépendamment du chemin prévu contractuellement. Ces flux constituent une charge importante pour le réseau belge et sont sources de problèmes de congestion ;
- (ii) toutefois, il est essentiel de rappeler que, ces dernières années, la Belgique n'est plus parvenue à couvrir sa consommation d'électricité grâce à sa propre capacité de production. Dès septembre 2007⁶, la CREG avait signalé la capacité de production d'électricité insuffisante en Belgique. A l'époque, elle avait mis en évidence le besoin croissant d'une capacité de production supplémentaire qui atteindrait 2.000 MW en 2012.

Pour de seules raisons de sécurité d'approvisionnement, sortant du cadre de la mise en place d'un marché concurrentiel, une capacité d'importation élevée doit être disponible

32. En tant que gestionnaire du réseau de transport belge, Elia a dès lors pris, à la demande de la CREG, un ensemble de mesures en vue d'améliorer la capacité de transit. Outre la suppression des contrats dits « historiques » dans le cadre desquels des acteurs de marché dominants réservaient pour eux-mêmes une part importante de la capacité de transport transfrontalière faisant défaut, des sommes importantes ont été investies dans le renforcement de la capacité de transport en vue d'éviter la présence de *bottleneck* aux frontières belges. Ces montants investis ont été répercutés sur l'ensemble des utilisateurs par le biais des tarifs du réseau de transport.

33. Ce faisant, la CREG regrette de devoir constater que les utilisateurs du réseau belges n'aient pas, à ce jour, recueillis les fruits de leurs dépenses d'investissement.

L'évolution de la capacité d'importation à la frontière France/Belgique est illustrée à la figure 1. La capacité d'importation disponible pour le marché a fortement augmenté fin 2005. La ligne noire sur la figure représente la capacité totale maximale disponible pendant le mois

⁶ CREG, Etude (F)070927-CDC-715 relative à « la sous-capacité de production d'électricité en Belgique », 27 septembre 2007

concerné. La ligne bleue correspond à la capacité totale disponible moyenne, la ligne jaune la capacité totale disponible minimale.

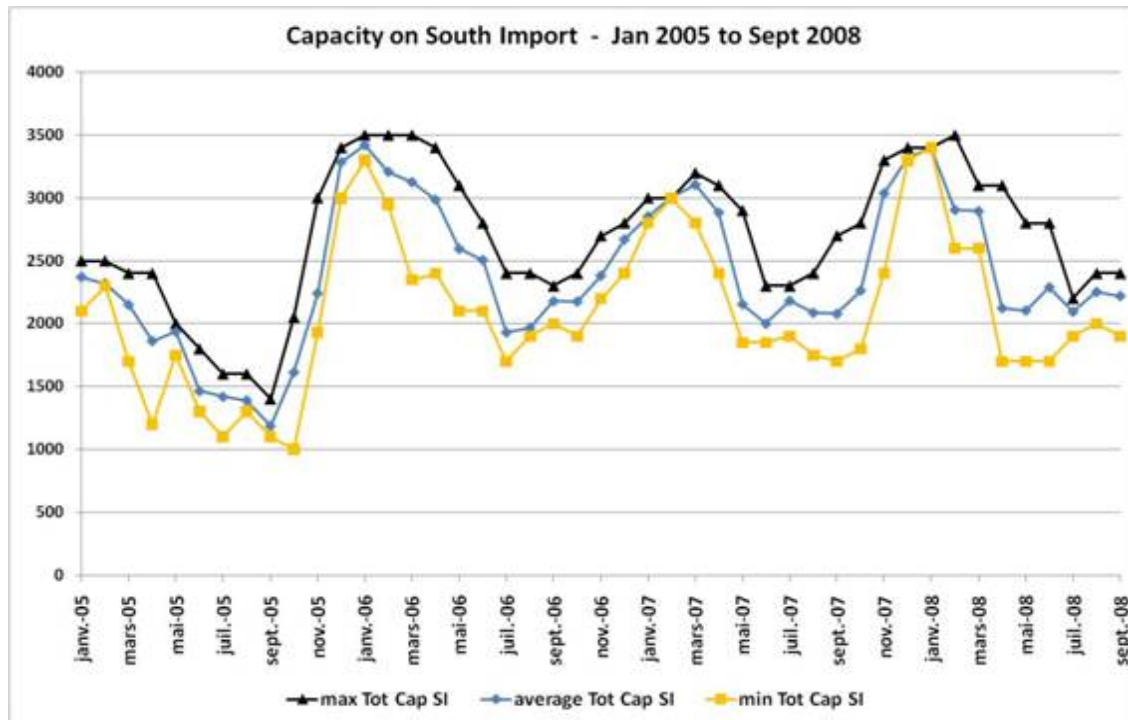


Figure 1. Evolution de la capacité à la frontière sud (MW)

34. Il est indéniable qu'après l'augmentation de 2.240 MW en novembre 2005 à 3.280 MW en décembre 2005, la capacité d'importation totale moyenne n'a plus augmenté pendant les deux périodes hivernales successives, et ce malgré de nouveaux investissements. Au contraire, la capacité d'importation totale disponible moyenne diminue.

Ce constat ressort également au sein du tableau 2. Les capacités d'importation totales moyennes correspondantes sont comparées pour trois périodes hivernales consécutives au tableau 2 : en effet, en raison des températures basses, la capacité de conduction et partant, la capacité de transport est au plus haut.

	Hiver 2005-2006 (1)	Hiver 2006-2007 (2)	(3)= (2)-(1)	Hiver 2007-2008 (4)	(5) = (4)-(1)
Novembre	2.239	2.380	141	3.035	796
Décembre	3.282	2.668	-614	3.319	37
Janvier	3.419	2.852	-567	3.400	-19
Février	3.206	3.000	-206	2.902	-304
Mars	3.124	3.103	-21	2.893	-231
Avril	2.983	2.881	-102	2.122	-861
Moyenne	3.042	2.814	-228	2.945	-97

Moyenne sans					
novembre	3.203	2.901	-302	2.927	-276

Tableau 2 : comparaison de la capacité d'importation à la frontière sud

35. Il ressort du tableau 2 qu'en moyenne la capacité mise à la disposition du marché est inférieure pendant les périodes hivernales 2006-2007 [voir à ce sujet la colonne (3)] et 2007-2008 [voir à ce sujet la colonne (5)] que pendant l'hiver 2005-2006 [voir à ce sujet la colonne (1)] :

- Malgré la mise en service du second jeu de câbles sur la ligne Avelin-Avelgem, la capacité disponible en novembre 2006 est égale à celle en novembre 2005 ;
- La capacité de transport en décembre 2006 est inférieure d'environ 600 MW à celle en décembre 2005. Il en va de même pour janvier 2007 par rapport à janvier 2006 ;
- En février 2008, la capacité est inférieure de 304 MW à celle de février 2006. Il en va de même (-231 MW) pour mars 2008 par rapport à mars 2006 ;
- En avril 2008, il y a 861 MW de disponible en moins qu'en avril 2006 et 759 MW en moins qu'en avril 2007.

Si l'on ne tient pas compte du mois de novembre (l'investissement n'avait pas encore été réalisé en novembre 2005), la capacité mise en disposition pendant les périodes hivernales 2006-2007 et 2007-2008 est en moyenne inférieure de 302 et 276 MW respectivement par rapport à l'hiver 2005-2006.

36. La CREG constate que l'une ou l'autre baisse est notamment imputée à la modification des mécanismes d'enchères (intra journalier).

Elle fait toutefois remarquer qu'à ce jour, la capacité disponible à une frontière est calculée par les gestionnaires de réseau de transport des deux pays concernés et que la valeur la plus basse est garantie pour des raisons de prudence. La CREG déplore le fait que le gestionnaire de réseau français RTE fasse preuve d'une extrême prudence et rogne donc *de facto* sur la capacité disponible. Tout ceci amène la CREG à constater qu'Elia a mal programmé ces investissements.

Pour la CREG, il est inacceptable que la capacité commerciale garantie par les deux gestionnaires de réseau s'élève seulement à 1.700 MW. Les utilisateurs de réseau belges qui supportent les investissements sont traités de façon injuste. Il existe assez de raisons de procéder à une augmentation substantielle de la capacité commerciale.

37. La capacité de transport transfrontalière trop limitée et trop volatile est néfaste pour les utilisateurs de réseau qui voudraient importer, mais elle place aussi un nouveau venu sur un marché dans l'impossibilité d'exporter ses éventuels excédents de production. Cette situation crée donc une barrière d'accès physique pour les nouveaux venus.

38. Par ailleurs, Elia a procédé à des investissements très spécifiques susceptibles d'intervenir directement sur le principal facteur déterminant de la capacité frontalière, à savoir les « *loopflows* » : l'investissement dans les transformateurs déphaseurs (« *phase shifters* ») permet à Elia d'intervenir au niveau du chemin physique emprunté par ces « *loopflows* », qui limitent d'ailleurs davantage la capacité pour les contrats belges commerciaux. De la sorte, l'utilisation ciblée de cet équipement constitue un redoutable moyen d'aide belge et un argument de poids dans la problématique de la congestion.

Reste à savoir à partir de quand et comment Elia va concrètement gérer cet équipement à l'avenir.

III.8 *L'unbundling de la filière électricité requiert des coûts de transaction supplémentaires*

39. A coup sûr, lorsqu'il s'agit d'un service universel, l'« *unbundling* » ou la « désintégration verticale » des segments de la filière électricité entraîne l'apparition de coûts de transaction entre les différents segments de la chaîne. Ces coûts de transaction sont inévitablement liés à la multiplication des transactions nécessaires sur le « marché » (collecte d'informations, coûts de négociation et d'exécution des contrats et coûts de contrôle et de coordination du personnel). A fortiori au sein d'un marché où la livraison est possible uniquement par un réseau, des efforts de coordination supplémentaires sont nécessaires entre les unités de production, d'une part, et le prélèvement, d'autre part.

L'on est, selon ce raisonnement, en droit de supposer qu'en cas d'*unbundling*, les prix pourraient ainsi augmenter en raison de la multiplication des coûts précités. Etant donné que le consommateur final pourrait tirer un avantage de l'*unbundling*, le bénéfice lié à l'*unbundling* de la filière électricité doit être supérieur à ces coûts de transaction additionnels. Nous nous retrouvons donc ici face à un dilemme classique : choisir entre l'efficacité en matière de coûts d'une société verticalement intégrée et l'absence de concurrence ou la mise à mal de sa puissance monopolistique permettant le développement de la concurrence.

III.9 *Le dégroupage des entreprises d'électricité et les pouvoirs publics*

40. Le processus de réduction progressive de la participation de l'entreprise d'électricité dominante dans la gestion d'entreprise des gestionnaires du réseau de transport et de distribution ne progresse que très lentement.

III.10 La succession de la libéralisation et des plans climat

41. Relativement vite après le début de la libéralisation du marché de l'électricité, des initiatives d'envergure ont été lancées au niveau européen aussi en vue de respecter les normes de Kyoto. Leur approche, en ce compris le système européen des quotas d'émission, vise à réduire l'utilisation de centrales qui émettent un volume trop élevé de CO₂. Cet objectif entraînera, certainement à terme, une modification de ce que l'on appelle le « *merit-order* » des unités utilisées (voir à ce sujet à partir de l'alinéa 83 de la présente étude). C'est d'autant plus le cas si les producteurs, pour déterminer ce *merit order*, se laissent guider par une valeur marchande des quotas d'émission en question, et ce bien malgré le fait qu'ils puissent avoir été octroyés gratuitement (voir à ce sujet aussi l'alinéa 89 de la présente étude).

Par conséquent, et le coût marginal de production et le prix de l'électricité augmentent.



IV NAISSANCE ET FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

IV.1 D'une entreprise intégrée à plusieurs marchés de l'électricité

42. Avant la libéralisation du marché de l'électricité, il n'existait qu'une seule entreprise d'électricité verticalement intégrée qui occupait tous les segments de la filière électricité. Cette entreprise verticalement intégrée était l'unique interlocuteur des clients. Au sein de cette entreprise verticalement intégrée, la coordination entre les différents segments de la filière électricité était une simple question interne. Cette entreprise intégrée était responsable de la garantie, à tout moment, de l'équilibre entre l'offre et la demande. L'offre supportait donc tous les risques.

Seules les grandes entreprises de consommateurs bénéficiaient de prix basés sur des négociations bilatérales. Pour tous les autres clients, des tarifs uniformes et publiés étaient appliqués.

43. Avec l'introduction de la concurrence, la coordination entre certains éléments de la filière électricité qui entrent en considération s'effectue désormais par le biais d'un mécanisme de marché. Pour les autres segments, des tarifs régulés sont appliqués.

Dès l'instant où les clients ont, à travers des mécanismes de marché, un plus grand choix parmi différentes offres de plusieurs fournisseurs pour couvrir leurs besoins spécifiques, le risque se déplace du côté de l'offre vers celui de la demande.

Notons néanmoins ici que bon nombre de clients se montrent averses au risque et restent chez leur fournisseur historique.

44. Comme pour tout processus commercial efficace, et il en va de même pour l'électricité, il est indispensable de pouvoir disposer de marchés liquides où les différents intervenants trouvent rapidement une contrepartie pour mettre en place des échanges à des coûts de transaction relativement faibles.

45. Dans le marché de l'électricité libéralisé, une distinction est en règle générale opérée entre trois sous-marchés: le marché de gros, le marché des clients finals (détail) et le marché d'ajustement. Dans le cadre de la présente étude, la CREG va toutefois aussi considérer le « marché financier » ou le « marché des produits dérivés » comme un marché distinct, même si l'on pouvait affirmer qu'il fait partie du marché de gros. Nous reviendrons plus en détail sur ces sous-marchés aux points IV.2 à IV.5 inclus.

IV.2 Le marché de gros

46. Le marché de gros est apparu suite aux directives européennes régissant la libéralisation du marché de l'électricité européen. Le marché de gros est important en Belgique, d'une part parce que plusieurs fournisseurs d'électricité ne disposent pas de leurs propres capacités de production, ce qui les oblige à acheter leur énergie sur le marché de gros, et d'autre part parce que la capacité d'importation commerciale garantie est trop limitée. Ces marchés de gros n'ont pas été conçus pour des transactions directement entre les producteurs et les clients finals. Ces transactions peuvent intervenir sur une base bilatérale ou dans le cadre de bourses d'énergie. La plupart des pays ont opté pour une combinaison de contrats bilatéraux et d'une bourse d'électricité.

47. Les bourses d'énergie APX (Pays-Bas), Powernext (France), EEX (Allemagne) et Belpex (Belgique) sont ainsi devenues opérationnelles respectivement en 1999, 2001, 2002 et 2006 . En règle générale, les fondateurs/actionnaires étaient le gestionnaire de réseau de transport, plusieurs producteurs et une série d'intermédiaires/traders.

48. Le prix sur une bourse d'électricité est défini par l'offre et la demande et peut être très volatil, tout comme les quantités échangées. La bourse émet des signaux de prix à toutes les parties, à l'inverse de contrats bilatéraux où les prix sont confidentiels.

La complexité de la production d'électricité, plus particulièrement les temps de démarrage parfois longs des centrales, implique l'existence de sous-marchés sur les bourses. Il existe deux types de marchés où l'énergie est aussi livrée physiquement :

- (i) un marché *day-ahead*, où les demandeurs et les producteurs peuvent en général soumettre leurs offres jusqu'à 24 heures avant l'heure de livraison réelle ;
- (ii) un marché *fine-tuning* ou *intraday* où des corrections peuvent être apportées jusqu'à peu de temps avant l'heure de livraison (sur Belpex, jusqu'à cinq minutes avant la livraison) ;

Les principes de ces sous-marchés sont exposés brièvement dans les paragraphes qui suivent.

49. Sur le marché *day-ahead*, tout offrant peut soumettre une offre pour sa production ou consommation estimée pendant chaque heure du jour suivant.

Tout acheteur communique sa courbe de demande pour chaque heure du jour suivant.

Chaque producteur établit des offres similaires, dans le cadre desquelles la quantité à fournir augmentera logiquement à mesure que le prix augmente.

Ensuite, l'autorité de marché agrège les courbes d'offre et de demande individuelles de tous les participants. L'on obtient alors une courbe de demande et une courbe d'offre par heure du jour suivant, avec un prix d'équilibre par heure. Le marché *day-ahead* est un prétendu marché dit « spot » : la livraison (et éventuellement aussi) le paiement ont en effet lieu dans un délai court suivant la conclusion de la transaction.

Malgré les différentes techniques de production d'électricité, il n'existe qu'un seul prix d'équilibre par période d'une heure.

50. Sur un marché « fine-tuning » (également appelé *intraday*), les participants peuvent ajuster leurs prévisions à mesure que leurs informations deviennent plus précises qu'au moment des soumissions sur le marché *day-ahead*. Sur un tel marché *intraday*, ils peuvent soumettre des offres jusqu'à peu de temps avant l'heure réelle de début. Sur la bourse Belpex, où seuls des produits standardisés sont échangés, c'est possible théoriquement jusqu'à 5 minutes avant la livraison. En réalité, la transaction se clôture une heure avant la fourniture.

51. Il convient de noter que ce mécanisme de bourse ne permet de réduire les imperfections de marché que pour autant que le nombre d'intervenants actifs sur celle-ci est important, et ce aussi bien du côté de la demande que du côté de l'offre, et que ceux-ci disposent de toutes informations pertinentes. Or force est de constater qu'étant donné les importantes économies d'échelles nécessaires à la production d'électricité, seul un nombre relativement faible de producteurs est à même d'intervenir sur ce marché. De plus, les acteurs de marché ne disposent pas de toute l'information pertinente. Ce faisant, ce manque de concurrence en matière d'offre de production et d'informations pertinentes pourrait se traduire par un abus de position de marché ou encore par des décisions d'investissements à des niveaux sous-optimaux. Le contrôle et l'intervention d'un pouvoir public est ici requise

IV.3 Le marché financier de l'électricité ou le marché des produits dérivés de l'électricité

52. A l'alinéa 23 de la présente étude, nous avons déjà souligné les fortes variations qui surviennent sur le marché de l'électricité : en effet, depuis la libéralisation, les prix spot font souvent l'objet, à défaut d'une réserve d'électricité pouvant être utilisée comme tampon, de soudaines hausses et baisses en raison de « *mismatches* » entre l'offre et la demande. De telles fluctuations de prix spot ne sont normalement pas observables sur d'autres marchés de matières premières ni sur des marchés financiers classiques. Face à la grande volatilité du prix de l'électricité, les acteurs de marché voudront se protéger contre le risque de prix spot élevé d'un et couvrir leurs obligations.

Un marché des produits dérivés ou marché financier offre cette possibilité aux participants. Il s'agit d'un marché dit dérivé. Les *derivatives* ou instruments dérivés ne sont pas caractéristiques du secteur de l'électricité, ils existent aussi pour d'autres biens.

En outre, il convient de dire que, sur le marché de l'électricité aussi, ces produits dérivés sont utilisés à des fins de couverture, mais aussi pour des raisons spéculatives.

Les principaux produits sont des *forwards* et des *futures*.

53. Un *forward* est un contrat portant sur la livraison physique d'électricité. Ce contrat mentionne le prix et la quantité de courant électrique qu'un producteur fournira à un acheteur à un moment donné dans le futur. Il s'agit donc de contrats sur mesure, conclus entre deux parties. Tant l'acheteur que le vendeur s'assure d'un prix et d'une quantité déterminés pour le futur.

Les contrats *future* sont comparables aux *forwards*, mais portent sur une quantité standardisée d'un bien standardisé. Cette standardisation rend les contrats *future* plus flexibles et plus liquides.

La liquidité augmente encore plus sensiblement en raison de la création d'une « *clearing house* », qui intervient comme contrepartie dans chaque transaction. Cette contrepartie garantie réduit le risque de non-respect du contrat et accroît donc la liquidité du marché.

Les contrats *future* vont rarement de pair avec des livraisons physiques. A l'issue du contrat à l'échéance, les parties s'échangent la différence entre le prix sur le marché physique et le prix qui avait été convenu dans le contrat.

La demande et l'offre d'un *future* avec des paramètres définis déterminent le prix du *future*. Des modèles de détermination du prix d'un *future* créent un lien entre la valeur du *future* et le prix prévu de l'électricité. Le prix du *future* contient dès lors des informations sur le prix attendu de l'électricité.

L'on ne peut toutefois pas affirmer que les prix *forward* ou *future* de l'électricité correspondront intégralement à ses prix spot : les prix *forward* ou *future* comportent deux composantes, à savoir le prix spot prévu sur la période de fourniture, d'une part, et la prime de risque, d'autre part.

R. Huisman⁷ et C. Huurman⁸ ont clairement démontré que des contrats à court terme contiennent une prime de risque plus élevée que des contrats d'une durée plus longue. Il ressort de leur travail que, pour les contrats *forward* d'un mois portant sur le *baseload*, la différence entre le prix du contrat et le prix spot ultérieur est due pour 60 % à la prime de risque. Pour les mêmes contrats en *peak load*, cette proportion atteint même 75 %. Pour les contrats de six mois, le rapport serait encore de 50/50. L'ampleur de la composante de risque augmente donc à mesure que le « *time-to-maturity* » du contrat diminue. Ce constat n'est pas commun, mais s'explique par le risque lié aux « *price spikes* » : à plus long terme, l'ampleur de soudaines hausses de prix peut être lissé, ce qui est beaucoup moins évident lorsque la fenêtre temporelle envisagée est réduite.

De même, des représentants de GDF Suez ont souligné la différence entre ces deux prix comme suit : (i) « *Les prix forward et les prix spot ne peuvent pas être confondus, même pas comme approximation (cf. différence de prix entre les comptabilisations ordinaires et les comptabilisations de dernière minute dans le secteur touristique)* »⁹ et (ii) « *Les marchés forward ne sont pas forcément de bons facteurs de prédiction du prix* »¹⁰.

54. Il est également à noter que les marchés des produits dérivés offrent plusieurs possibilités d'exercice efficace du pouvoir de marché. D'une part, les fournisseurs qui

⁷ HUISMAN, R. et HUURMAN, C., "The risk premium in power forwards", Erasmus Universiteit, Working paper, 2006

⁸ HUURMAN, C., "Dealing with Electricity prices", Erasmus Universiteit Rotterdam, thèse en vue de l'obtention du titre de docteur, 2007.

⁹ Electrabel, présentation PowerPoint « Impact des coûts du CO₂ sur les prix de l'électricité » - CREG, Etude (F)080515-CDC-766 --- Position d'Electrabel, juin 2008

¹⁰ GDF, SUEZ, présentation PowerPoint "The Electricity Wholesale market and its Fundamentals", Elewijt, Novembre 2008.

disposent d'une capacité de production peuvent la freiner, en espérant une hausse du prix spot au moment de la fourniture. D'autre part, un producteur peut renforcer sa position en achetant des contrats de fourniture à terme parce que, d'ici le moment où ils devront être livrés, il disposera de sa propre capacité, mais aussi d'une partie de la capacité de production de ses concurrents. En gardant en réserve sa propre capacité de production d'ici le moment de fourniture et en couvrant ses obligations de fourniture à l'aide de contrats de fourniture à terme de tiers dont il dispose, il oblige d'autres producteurs à mettre en œuvre de la capacité de production à des coûts marginaux plus élevés, ce qui fait augmenter le prix spot de l'électricité. C'est ainsi principalement pendant des périodes de charge de pointe que le prélèvement de capacité au marché aura l'effet plus marqué sur le prix.

IV.4 Le marché des clients finals

55. Dans la section qui suit, la CREG n'entend pas être exhaustive et se contente de présenter de façon générale les catégories distinguées.

56. A la suite de la libéralisation de leur marché, les consommateurs résidentiels, en fonction de leur région, se sont vu offrir la possibilité de choisir parmi plusieurs fournisseurs. En attendant que les clients individuels fassent ce choix, qui se traduit par un contrat de fourniture individuel, les gestionnaires de réseau leur ont sélectionné un fournisseur par défaut.

A ce jour, seul un groupe relativement restreint a fait ce choix et a conclu un contrat de fourniture individuel auprès d'un fournisseur, éventuellement déjà suivi d'un contrat chez un autre fournisseur.

La CREG constate qu'après la communication régulière effectuée par les régulateurs régionaux sur les conséquences positives possibles pour ces clients, de nouveaux communiqués sur le succès de la libéralisation pour ce groupe se font toujours attendre. Au contraire, l'instance flamande de régulation du marché de l'électricité et du gaz (VREG) publie, dans son communiqué de presse¹¹ du 25 novembre 2008, 14 conclusions suite à ses enquêtes réalisées mi-2008 auprès de clients résidentiels et professionnels. La CREG relève que les familles ont le sentiment permanent de ne pas être suffisamment informées et que tous les clients ne sont que très peu prêts à changer de fournisseur. Cette situation peut s'expliquer en partie par le fait que les facteurs de décision pour le choix d'un fournisseur ne se résument pas au prix : la fiabilité et le service

¹¹ VREG, Communiqué de presse sur la « Voorstelling van de VREG-Marktmonitor 2008 », 25 novembre 2008

priment apparemment sur le prix. Après une période de baisse de prix, qui s'explique pour une bonne part par la diminution des tarifs de transport et de distribution obtenue par la CREG, la VREG estime que le niveau de prix pour ces clients est au plus haut depuis le début de la libéralisation du marché.

57. De même, plusieurs petits consommateurs industriels et PME ont profité de l'occasion pour souscrire un contrat de fourniture et le cas échéant, changer régulièrement de fournisseur. Il ressort du communiqué de presse précité de la VREG du 25 novembre 2008 qu'à peine 10 % des clients seraient prêts à changer de fournisseur.

58. Les grands clients finals industriels ont systématiquement conclu des contrats bilatéraux avec les producteurs/fournisseurs. Ils ont donc tous posé leur propre choix.

Ces contrats bilatéraux sont élaborés sur mesure, ils présentent donc une flexibilité maximale, et procurent aux deux parties une sécurité quant au prix d'achat et de vente futur. En règle générale, aucune information n'est publiée à ce sujet.

Il est toutefois clair que seule une fraction très limitée de ces grands clients change de fournisseur : parmi les entreprises directement raccordées au réseau de transport d'Elia, seules trois ont franchi ce pas en 2007.

Si la proportion de clients qui changent de fournisseur est une mesure du succès de la libéralisation pour le marché du détail, il est vraiment difficile de parler d'un franc succès.

IV.5 Le marché d'ajustement

59. Contrairement aux marchés *day-ahead* et *intraday* qui garantissent l'équilibre entre la demande estimée et l'offre estimée, le marché d'ajustement (« *balancing* ») ou marché en veille à ce que l'équilibre entre la demande réelle (prélèvement) et l'offre réelle (injection) soit maintenu.

Il appartient au gestionnaire de réseau de transport de maintenir cet équilibre. A cet effet, il peut avoir recours au marché en temps réel, où il intervient comme acheteur unique.

En Belgique, l'ajustement ne s'effectue pas encore par le biais d'un mécanisme de marché spécifique.

60. Parce que l'énergie concerne également des services qui visent à maintenir l'équilibre entre l'injection réelle et le prélèvement réel, la CREG souligne également ici l'importance des achats de services auxiliaires. Depuis la nomination d'Elia en tant que gestionnaire du réseau de transport et depuis que l'ancien CPTe n'assure plus la coordination et l'équilibre du réseau électrique, Elia achète aux grands producteurs belges une série de services auxiliaires. Il s'agit des services visés à l'article 231 du Règlement technique¹².

En ce qui concerne son fonctionnement, il convient tout d'abord de préciser que ces services constituent un sous-produit inévitable pour le producteur d'électricité et utilisent une partie de la capacité de production totale.

Pour l'ancienne entreprise d'électricité intégrée, les sous-produits n'avaient aucune valeur commerciale et le prix de vente devait couvrir les coûts de la capacité de réserve non négociable.

Puisque le gestionnaire de réseau de transport ne dispose plus de sa propre capacité de production mais doit malgré tout pouvoir disposer d'un volume important de ces services, ces services ont pris avec la libéralisation une valeur commerciale : les producteurs qui satisfont aux exigences techniques en la matière doivent désormais les proposer au gestionnaire de réseau de transport à un prix raisonnable.

¹² Arrêté royal établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci. 19 décembre 2002, Moniteur belge du 28 décembre 2002

61. Ces services auxiliaires, et plus précisément le caractère raisonnable de leur prix unitaire, constituent un point d'attention très important pour la CREG depuis la mise en place de la régulation tarifaire par cette dernière. Cette régulation est non seulement nécessaire en raison du montant total d'achat (environ 150 millions d'euros par an), mais aussi parce qu'il s'agit de services pour lesquels il est question d'un quasi-monopole du côté de l'offre et où un monopsoniste opère du côté de la demande, à savoir le gestionnaire de réseau, qui est le seul à requérir ces services.

IV.6 Sécurité d'approvisionnement : la nécessité d'une offre de marché suffisante de capacité de production

IV.6.1 La préoccupation d'une capacité de production suffisante

62. Alors qu'avant la libéralisation l'ancien Comité de contrôle approuvait les grands investissements dans les travaux d'infrastructure, la compétence d'élaboration de l'« étude prospective » a été transférée, par la loi du 1^{er} juin 2005, de la CREG à la Direction générale Energie. Cette étude prospective aurait dû être réalisée dans les quinze mois suivant l'entrée en vigueur de la disposition légale, donc au plus tard le 1^{er} décembre 2007. L'étude en question n'a été que récemment soumise pour avis à la CREG.

Par ailleurs, en application de l'article 13, § 1^{er} de la loi électricité, le premier plan de développement du réseau de transport dépend de la date d'approbation de l'étude prospective.

En comparaison avec le Comité de contrôle, la CREG a sensiblement moins de compétences en ce qui concerne les investissements et ce alors même qu'aucun plan suffisamment actualisé n'est disponible à l'heure actuelle.

63. Malgré l'absence de ces plans, la CREG, dans son étude¹³ du 27 septembre 2007, a mis en lumière les problèmes auxquels le réseau électrique belge risque d'être confronté ces prochaines années en ce qui concerne le rapprochement mutuel de l'offre et de la demande. Les conséquences d'un déficit de capacité de production ont été citées, principalement en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique et la possibilité de

¹³ CREG, Etude (F)070927-CDC-715 relative à « la sous-capacité de production d'électricité en Belgique », 27 septembre 2007

faire jouer la concurrence au niveau de l'offre, avec leur répercussion sur les prix du marché et sur la mise à disposition des réserves nécessaires à un prix raisonnable.

La CREG y a affirmé qu'à la suite d'un manque d'investissements dans la production ces dernières années, des problèmes risquent de survenir à court terme.

Il est clair qu'en cas de sous-capacité de production et de réserve, la pression sur les prix des services auxiliaires continuera d'augmenter de façon systématique : en cas de niveau d'offre systématiquement inférieur à la demande, il est impossible que la concurrence et encore moins une baisse de prix se fassent.

64. Aujourd'hui, la CREG ne constate toujours pas d'amélioration : même si des plans sont étudiés pour la construction d'importantes capacités de production, ils ne dépassent pas le stade de la phase de conception et d'étude et ne sont pas réalisés, hormis quelques récentes décisions d'investissement.

La CREG part du principe que cinq éléments sont à la base des doutes persistants :

- (i) la crainte de prix du marché trop bas à long terme et donc, d'un rendement insuffisant pour les nouveaux investissements ;
- (ii) la capacité trop limitée pour le transport transfrontalier d'électricité ;
- (iii) l'impact de la politique environnementale ;
- (iv) le doute quant à la sortie progressive du nucléaire ;
- (v) l'approche de marché adoptée par l'acteur dominant sur le marché de l'électricité.

Nous reviendrons plus en détail sur ces cinq éléments aux points IV.6.2 à IV.6.6 inclus.

IV.6.2 L'influence du prix du marché sur les décisions d'investissement

65. Le choix est classique : calcule-t-on un prix d'équilibre à court ou à long terme ?

Le fait de viser à court terme des prix bas en général et de préférence des baisses de prix revient à espérer une approche strictement marginale par le producteur : tant que le revenu d'une unité de volume d'énergie produite complémentaire est supérieur au coût marginal de cette production, un producteur qui maximise son bénéfice procédera à la production. Cette approche ne tient pas compte des coûts fixes nécessaires à la production.

Pour ses décisions d'investissement (expansion ou remplacement de capacité existante), ce producteur se basera toutefois uniquement sur ses coûts moyens à long terme. Il investira uniquement s'il est clair que le prix de vente moyen ne se situe pas sous le niveau de ses coûts moyens.

66. Les producteurs affirment parfois qu'en Belgique, les prix de l'électricité en général et ceux pratiqués sur la bourse d'énergie en particulier ne suffisent pas à couvrir les coûts moyens à long terme, ce qui expliquerait le ralentissement des investissements dans la capacité de production et de réserve en Belgique.

Toutefois, dans d'autres pays européens, donc en dehors de la Belgique, force est de constater qu'il est toujours investi dans les infrastructures de production, également par l'acteur dominant historique en Belgique et également lorsque le niveau de prix est similaire.

IV.6.3 La capacité restreinte pour le transport transfrontalier d'électricité

67. En vue de minimiser les problèmes de congestion en matière de transport transfrontalier d'électricité, le Forum pentalatéral œuvre actuellement à la mise en place d'un « *flow based market coupling* » des cinq pays concernés.

La Belgique se doit d'être attentive à ce propos. La capacité d'importation commerciale garantie constitue, pour la Belgique, la clé d'une ouverture du marché réussie. La Belgique doit donc insister sur une capacité d'importation nette sensiblement plus élevée.

Comme déjà dit dans l'étude du 27 septembre 2007 relative à la sous-capacité de production, la manière dont Elia va gérer ses transformateurs déphaseurs aujourd'hui installés pourrait le cas échéant revêtir une importance capitale.

IV.6.4 L'impact de la politique climatique

68. Dans l'étude du 27 septembre 2007, il a été jugé utile de vérifier l'interaction entre les mesures de protection de l'environnement, dont les plans d'allocation des quotas d'émission de CO₂, et l'attrait de la Belgique aux yeux d'investisseurs potentiels dans de nouvelles capacités de production d'électricité. Ce dernier point est d'autant plus critique pour ceux qui

souhaitent investir dans des unités qui consomment du charbon comme source d'énergie primaire.

La CREG souligne également que la croissance prévue des parcs éoliens *offshore* nécessitera à son tour la disponibilité de capacités de réserve supplémentaires, principalement en ce qui concerne la réserve tertiaire et dans une moindre mesure, la réserve secondaire. La nécessité de telles capacités de réserve supplémentaires réduira davantage la faible capacité de production disponible. Or, aujourd'hui, la capacité de réserve est principalement composée d'anciennes centrales polluantes. Leur remplacement ou non-utilisation revêtirait donc un double avantage pour la société.

IV.6.5 Le doute quant à la réalité de la sortie progressive du nucléaire

69. Les investissements et l'incertitude sont corrélés de façon négative. En cas de grande incertitude, il y a peu d'investissements. L'article 9 de la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité prévoit la possibilité de prendre les mesures nécessaires en cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement. Ces mesures peuvent consister en une marche arrière par rapport aux principes légaux de la sortie progressive.

De toute évidence, le marché attend une décision « définitive » sur le maintien ou non de la sortie du nucléaire, surtout pour les centrales dont la fermeture est prévue pour 2015.

La mise hors service légale de ces centrales nucléaires requiert des investissements supplémentaires en capacité de production afin de les compenser.

Par ailleurs, leur éventuel maintien en service signifie que l'exploitant de ces centrales devrait réserver, à très court terme, le combustible nécessaire pour les maintenir en service (long délai de livraison et d'installation).

IV.6.6 L'approche du pouvoir de marché adoptée par l'acteur dominant

70. Pour instaurer une concurrence efficace sur un marché qui a été historiquement dominé par un monopole privé, il convient inévitablement de recourir à une réglementation asymétrique : la réglementation est telle que l'*incumbent*, l'ancien monopoliste, jouit plutôt de peu de libertés, tandis que les nouveaux venus sont précisément stimulés.

Dans de telles circonstances, une prudence toute particulière s'impose sur le marché de l'électricité parce que la sécurité d'approvisionnement pourrait être mise en péril en cas de mesures trop strictes.

Il convient de rappeler clairement pour tout le monde que l'acteur dominant dispose aujourd'hui dans notre pays d'un parc de production diversifié, très performant et axé sur le marché belge. A cet égard, le fait que ses centrales nucléaires et au charbon aient été amorties de façon accélérée par le passé le place en position de proposer le cas échéant de l'électricité à des prix inaccessibles à l'égard des concurrents qui doivent faire appel à de nouveaux investissements en Belgique.

Soit la production issue de ces installations amorties doit être mise à la disposition de la concurrence à ce faible coût soit l'avantage en termes de coûts provenant des amortissements historiques accélérés doit être supprimé par une opération de « *claw back* » par les pouvoirs publics.

La CREG souhaite rappeler la décision prise par le précédent gouvernement lors du « super Conseil des ministres » de Gembloux en 2004 : il avait été décidé de mettre aux enchères une capacité de l'acteur dominant à hauteur de 3.500 MW. Cette décision n'a jamais été réalisée. Aujourd'hui, il ressort des budgets fédéraux de 2008 et 2009 que l'actuel gouvernement fédéral privilégie la deuxième solution.

IV.7 L'importance et la responsabilité d'un concept de marché efficace

71. De toute évidence, la simple annonce de directives et de règlements ne suffira pas à instaurer un marché unifié de l'électricité pour le consommateur. L'importance du *market design* a été clairement sous-estimée, surtout les premières années : l'on ne peut pas

attendre d'un marché qu'il se conçoive tout seul ou qu'un acteur de marché n'exploite pas des possibilités qui lui offriraient un concept de marché insuffisant. La CREG a fait réaliser une étude à ce sujet concernant le projet général de mécanismes de marché pour l'électricité. Elle étudie et analyse les conclusions de l'étude et va élaborer des propositions susceptibles d'améliorer le fonctionnement du marché.

72. Un « market design » de ce genre est une mission difficile de tous les instants. Il requiert des modèles très complexes et partant, des connaissances très spécialisées dans le chef de toutes les parties concernées. Elles n'étaient assurément pas suffisamment présentes dans le chef des pouvoirs publics compétents et elles ne le sont certainement toujours pas, partout, dans une mesure nécessaire aujourd'hui.

A la section III.7 de la présente étude, la CREG a clairement stipulé qu'en dépit d'importants investissements dans la capacité de transport transfrontalière, la capacité commerciale supplémentaire n'augmentait pratiquement pas. Il est peut-être surprenant que d'autres pays soient parvenus à en retirer un avantage. C'est la conséquence d'un concept de marché européen qui n'a pas été assez réfléchi et en tous les cas défavorable pour la Belgique. D'une part, le concept de marché actuel donne la priorité aux flux nationaux en cas de congestion et d'autre part, un seul nœud virtuel par pays est pris en compte pour définir les priorités en cas de congestion, et ce quelle que soit la taille du pays. Ces deux éléments combinés peuvent faire en sorte que des solutions optimales sur le plan technique et économique ne sont pas retenues.

73. La redistribution des rôles sur le marché visait à permettre aux acteurs du marché de mieux se concentrer sur leurs *core business*. Pour les pouvoirs publics, il s'agit plus que jamais d'un rôle de concepteur, de réalisateur et d'arbitre. L'intérêt général n'est pas servi par un simple cadre législatif approuvé : à cet effet, des conditions connexes claires et un contrôle rigoureux du respect des règles du jeu sont aussi nécessaires.

74. Récemment, les pouvoirs publics ont une fois de plus créé une certaine incertitude dans le secteur, en reprenant des dispositions spécifiques dans le récent arrêté royal du 2 septembre 2008 relatif aux tarifs pluriannuels pour la distribution d'électricité. Ainsi, l'article 2, § 1^{er}, 12^o de l'arrêté royal du 2 septembre 2008 stipule que si un accord de principe du régulateur régional concerné existe, les gestionnaires de réseau de distribution peuvent répercuter uniquement dans leurs propres tarifs les frais de transport qu'Elia leur facture pour

l'utilisation du réseau de transport.

Cette répercussion, qui est toutefois appliquée depuis le début de la libéralisation (la « cascade » des frais de transport), est un élément fondamental de la relation entre les segments de marché et de la tarification. Bien qu'il s'agisse d'une compétence fédérale, cette tarification dépendrait désormais des régulateurs régionaux en vertu de l'arrêté précité.

75. De nos jours, l'importance d'un nouveau concept de marché est soulignée dans le monde entier. La seule ouverture du marché ne suffit pas, la concurrence ne naît pas toute seule. Un bon *engineering* du processus de transition est nécessaire pour récolter à terme les fruits du bon fonctionnement de marché.

De grands principes n'ont pas suffi et ne suffiront pas : « *the devil is in the details* ».

76. Il n'appartient pas au(x) gestionnaire(s) de réseau de mettre en place le fonctionnement du marché : c'était et c'est plus que jamais une tâche avouée d'une autorité de surveillance compétente.

A cet égard, la CREG rappelle une des conclusions du rapport du 2 juillet 2008 réalisé par la DG TREN de la Commission européenne sur le fonctionnement des marchés européens de gros d'énergie :

« However, it is felt that the commission should not rely exclusively on TSOs to set the rules and that the transparency process needed regulatory oversight at the EU level »

V LA FORMATION ET L'ÉVOLUTION DES PRIX : PRINCIPES ET CONSTATS DE LA CREG

V.1 La formation et l'évolution des prix avant la libéralisation

77. Le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz (CCEG) avait recours, dans le cadre de l'ancienne régulation du secteur de l'électricité, à des régimes de tarification uniformes et standardisés pour des groupes de clients eux aussi standardisés.

Ces formules tarifaires reposaient sur des paramètres développés par le secteur même. Les principaux étaient les paramètres Ne et Nc.

Le paramètre Nc a été conçu afin de refléter l'évolution du prix de revient des combustibles qui étaient utilisés pour la production d'électricité fournie au réseau belge.

Le paramètre Ne a été conçu afin de refléter l'évolution des autres facteurs de production qui étaient utilisés pour la production d'électricité fournie au réseau belge.

Ces paramètres avaient été conçus comme un reflet de l'évolution des coûts correspondants moyens du parc de production belge d'électricité. Le principe de cette approche faisant appel au coût moyen du parc de production a été confirmé sans équivoque dans les arrêtés ministériels du 12 décembre 2001¹⁴ (article 4) et du 1^{er} mars 2004¹⁵.

Tant la valeur des paramètres que celle de leurs coefficients de pondération au sein des formules tarifaires était adaptée (*ex post*) chaque année en fonction du parc de production belge. L'adaptation la plus récente date de début 2002, la plus fondamentale remonte même à la mise en service des centrales nucléaires.

Aucune formule tarifaire spécifique n'avait été conçue pour les grands clients des activités dites PIT (Production – Couplage – Transmission). Pour ces clients directs, des contrats bilatéraux étaient conclus. Ils contenaient des conventions spécifiques et une part de sur-mesure.

¹⁴ Arrêté ministériel du 12 décembre 2001 portant fixation des prix maximaux pour la fourniture d'électricité, Moniteur belge du 15 décembre 2001

¹⁵ Arrêté ministériel du 1^{er} mars 2004 modifiant l'arrêté ministériel du 12 décembre 2001 portant fixation des prix maximaux pour la fourniture d'électricité, Moniteur belge du 19 mars 2004

78. Même après le début de la libéralisation progressive du marché de l'électricité, la suppression du Comité de contrôle et le transfert de ses compétences à la CREG, les formules tarifaires du Comité de contrôle pour les clients encore liés ont été conservées en attendant la libéralisation de leur segment de marché.

Ce faisant, les valeurs des paramètres Ne et Nc ont été publiées et appliquées encore mensuellement à partir de cet instant, mais aucune nouvelle adaptation des formules tarifaires à proprement parler n'a plus eu lieu sur la base de la composition réelle et des charges d'exploitation du parc de production belge.

Dans la suite de la présente étude, il apparaîtra que les paramètres d'indexation continuent de jouer un rôle important dans l'évolution du prix, même après la libéralisation du marché de l'électricité.

79. La CREG souligne que les « anciennes » formules ne tenaient que très peu compte des importations nettes d'électricité : en règle générale, la capacité de production sur le territoire belge suffisait et il était sciemment recouru à des importations et exportations uniquement si une opportunité de vente et de production économique se présentait en raison de jours de vacances spécifiques dans un pays limitrophe. Depuis la détermination des formules actuelle pour le Ne et le Nc, ces importations ne sont plus du tout prises en compte.

Il est également pertinent de signaler que les producteurs d'électricité bénéficient, depuis la régulation des tarifs de transport, de revenus importants provenant de la fourniture de services auxiliaires au(x) gestionnaire(s) de réseau. Il s'agit principalement des coûts de réservation des capacités de réserve (réserve primaire, secondaire et tertiaire). D'après la CREG, cette nouvelle méthode devrait elle aussi avoir une influence sur les formules tarifaires.

La CREG estime dès lors que ces paramètres ne sont plus suffisamment représentatifs de l'évolution des coûts de la production d'électricité belge.

80. Contrairement au Comité de contrôle, la CREG ne dispose pas, pour l'heure, d'informations comptables relatives aux coûts de production et de fourniture, et encore moins de la main-d'œuvre qui était disponible au sein du Comité de contrôle et du Comité de gestion des entreprises d'électricité pour la collecte, la certification et l'interprétation des données. Pour la CREG, il est donc impossible, provisoirement, de calculer par exemple l'impact réel des fortes hausses de prix de l'énergie primaire utilisée sur les charges d'exploitation totales.

81. Est-il encore nécessaire de rappeler que, comme mentionné à l'alinéa 6 de la présente étude, aucun nouveau programme tarifaire n'a été établi depuis 2003 dans le secteur de l'électricité en vue d'initier des ristournes supplémentaires aux clients ?

Est-il encore nécessaire de rappeler qu'en raison de la non-adaptation annuelle des formules tarifaires, il n'était pas possible de vérifier dans quelle mesure, pour les anciens programmes tarifaires approuvés, les ristournes ont effectivement été accordées aux consommateurs ?

Les producteurs d'électricité clament haut et fort que c'est le cas. Ils n'autorisent toutefois pas la consultation des documents supposés supporter leurs affirmations.

Dans le cadre des nouvelles compétences, la CREG prévoit d'entamer des actions prioritaires en 2009, notamment l'analyse des coûts de production, des coûts d'importation et des coûts de fourniture et leur objectif lié aux prix imposés aux consommateurs.

V.2 Le fonctionnement du marché : prix d'équilibre par le biais de l'offre et de la demande

82. La théorie économique générale nous apprend que pour la détermination d'un prix d'équilibre par le biais de l'offre et de la demande, il convient de distinguer la formation du prix à court terme et celle à long terme. Le concept de « long terme » fait référence à la période qui est suffisamment longue pour permettre à un producteur d'adapter de façon optimale l'ensemble de ses facteurs de production.

A court terme, en cas de concurrence pure, le niveau d'output optimal d'un offrant individuel, à savoir le niveau qui génère un bénéfice maximal, correspond au niveau où ses coûts de production marginaux sont égaux au prix déterminé par le marché. A ce niveau, son coût moyen est à son plus bas.

A long terme, il est question d'un optimum d'output où le prix est égal au coût marginal à long terme, c'est-à-dire l'indemnité pour son capital investi incluse. A nouveau, ce point d'équilibre correspond à la quantité où le prix est égal au coût moyen.

Notons ici que le concept de concurrence pure est un concept avant tout théorique qui ne s'observe pas dans la réalité.

83. En outre, les lois de la physique obligent à maintenir constamment en équilibre l'offre et la demande, le prélèvement et l'injection d'électricité. La demande étant très inélastique à court terme, c'est l'offre qui doit s'adapter à la demande. La courbe d'offre agrégée, c'est-à-dire la somme de toutes les courbes d'offre de producteurs ou fournisseurs individuels, est uniquement l'addition de toutes les centrales dont le coût marginal est inférieur ou égal au

prix d'équilibre.

Cet ordre dans lequel un fournisseur est prêt à recourir aux différentes centrales est ce que l'on appelle le « *merit-order* ». Il veille à ce que le producteur capable de produire de l'électricité au coût le plus faible puisse écouler le volume le plus élevé sur le marché. Les centrales présentant le coût marginal le plus faible produiront le plus, les centrales plus coûteuses ne seront utilisées que si la demande est importante et si le prix peut augmenter. La courbe d'offre se compose alors de l'empilement de centrales (« *stack of power plants* ») par ordre croissant de leur coût marginal. Dans l'exemple hypothétique illustré à la figure 3 ci-dessous, la production à partir de sources d'énergie renouvelables présente le coût marginal le plus faible, suivies du nucléaire, du charbon et du gaz.

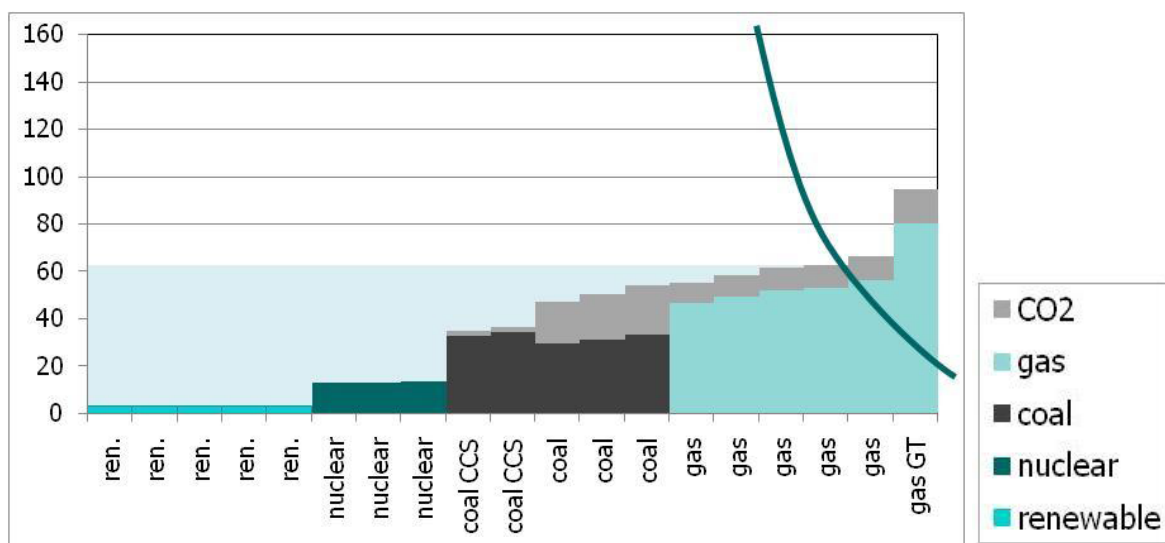


Figure 3. Empilement de centrales. Hypothèse Charbon 14 EUR/MWh ; Gaz 28 EUR/MWh ; CO2 21 EUR/tonne. (Source : GDF Suez)

84. Le prix d'équilibre qui se forme sur un marché tel qu'illustré dans la figure 3 est-il viable pour un producteur ou fournisseur ? Comment une indemnisation sur la base du coût marginal de la centrale actionnée en dernier lieu peut-elle permettre de couvrir les frais fixes ? La réponse est double :

- (i) Quel que soit le propriétaire de la centrale au gaz dont le coût marginal théorique est de 60 EUR/MWh, tous les propriétaires de centrales dont le coût marginal est inférieur pourront produire et livrer, et ce à un prix de marché égal à ces mêmes 60 EUR/MWh.

On les appelle les centrales inframarginales. La différence entre le prix du marché et leurs coûts marginaux plus faibles est une contribution aux frais fixes et au résultat ;

- (ii) Les figures 4 et 5 ci-dessous présentent clairement la différence de cette formation de prix entre des périodes de demande *off peak* et *peak*.

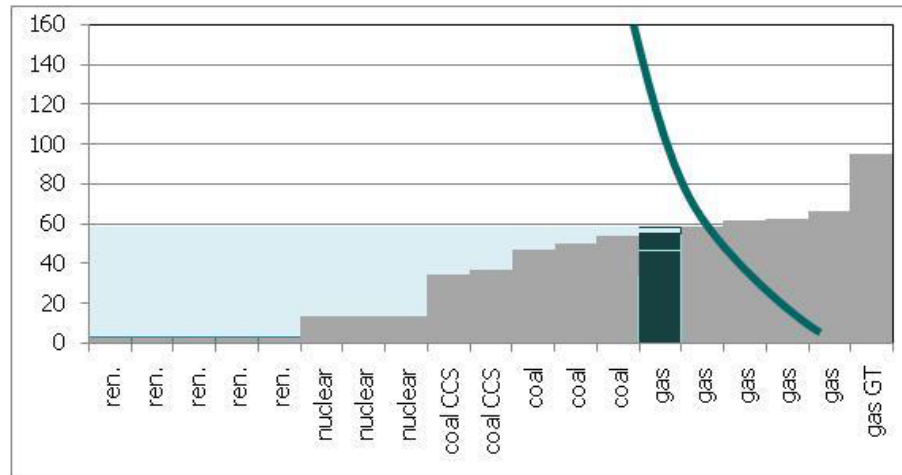


Figure 4 – **OFF PEAK** – Le prix du marché est de 60 EUR/MWh (Source : GDF Suez)

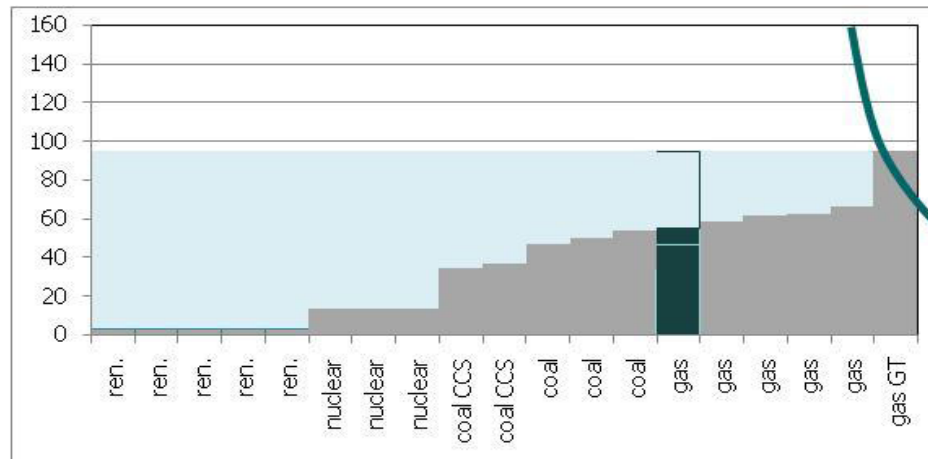


Figure 5 – **PEAK** – Le prix du marché est de 95 EUR/MWh (Source : GDF Suez)

Il est clair qu'en raison de l'augmentation de la demande, le coût marginal de la centrale actionnée en dernier lieu s'élève désormais en période *peak* à 95 EUR/MWh, de sorte que l'ensemble de la production est désormais indemnisé à 95 EUR/MWh contre 60 EUR/MWh en *off-peak*. Cette augmentation du prix du marché pour la production de l'ensemble de toutes les centrales productrices représente une contribution additionnelle importante aux frais fixes et au bénéfice escompté.

85. Il ressort de ce qui précède qu'un producteur qui dispose d'un vaste parc de production diversifié pourra retirer de ce système de fixation des prix sensiblement plus

d'avantages de ses unités inframarginales qu'un plus petit producteur possédant des centrales qui sont souvent du même type que la centrale « marginale ».

Il est important de se rendre compte que l'apparition sur le marché belge d'une unité de production supplémentaire d'un nouveau fournisseur n'aura en soi aucun effet sur les prix. En effet, il y a fort à parier que l'unité de production construite sera basée sur la même technologie que les unités marginales qui déterminent le prix. Le prix sur le marché n'évoluera donc pas et l'investissement alors que dans le même temps la nouvelle centrale ne sera pas non plus rentable.

86. Ce qui précède montre aussi clairement qu'une restriction en ce qui concerne l'offre de production de centrales présentant un faible coût marginal entraîne automatiquement une augmentation du prix d'équilibre, et ce pour toutes les centrales actionnées.

Un producteur dominant pourrait ainsi, par une baisse inattendue de son offre, être en mesure d'augmenter son chiffre d'affaires et son bénéfice et ce en produisant moins.

De plus, es autres producteurs n'ayant pas abusé de leur pouvoir de marché profitant également du prix de marché plus élevé pour les centrales en marche, il existe également un risque réel de collusion, c'est-à-dire une forme d'accord tacite entre les différents producteurs concernant leurs niveaux de production. Ce cas de figure n'est pas du tout à l'avantage du consommateur.

87. Ce système met à nu les conséquences néfastes d'investissements insuffisants dans le parc de production : en cas d'offre insuffisante d'unités de production (cf. à ce sujet aussi le point IV.6 de la présente étude), les unités présentant un coût marginal élevé seront de plus en plus déterminantes pour la formation du prix au coût marginal, ce qui est néfaste pour les consommateurs.

V.3 Constats dans le cadre de la perception des quotas d'émission de CO₂

88. Dans son étude précitée du 15 mai 2008, la CREG avait d'ores et déjà souligné que pour la période 2005 à 2007 inclus, le prix de vente de l'électricité aurait permis dans la majorité des cas de mettre les coûts d'opportunité CO₂ de l'unité de production marginale totalement ou partiellement à charge des utilisateurs finals.

Le même problème est apparu pendant les discussions sur la détermination du prix raisonnable pour le service auxiliaire réserve secondaire pendant l'automne 2008. Les producteurs ont alors plaidé pour que l'on inclue le prix du marché des quotas d'émission dans la totalité d'une approche cost based du prix.

89. Un exemple¹⁶ clarifiera mieux le raisonnement du producteur

Supposons une centrale au gaz, présentant une efficacité de 50 % et une émission de 0,4 tonne CO₂/MWh. Le producteur achète du gaz sur le marché pour 30 €/MWh_{gaz} ; le prix *spot* actuel est de 40 €/MWh_{gaz}

Le producteur reçoit gratuitement des droits d'émission. Leur prix du marché est de 20 €/tonne CO₂

<u>Option 1 : produire de l'électricité</u>	<u>Option 2 : ne pas produire d'électricité</u>
Coût gaz 30 €/50 % = 60 €/MWh _e	Coût gaz 30 €/50 % = 60 €/MWh _e
Produit = Prix du marché	Produit vente de gaz 40 €/50 % = 80 €/MWh _e vente quotas CO ₂
	MWh_e 20 €*0,4 tonne CO ₂ = <u>8 €</u>
	Bénéfice = 28 €/MWh_e
<p>« En cas de prix de marché égal au coût de production de 60 €, le résultat est 0</p> <p><i>Pour retirer un bénéfice de 28 €, le producteur doit demander un prix de vente de 60 + 28 € = 88 €, à savoir</i></p> <p>80 € valeur marchande gaz + 8 € valeur marché quotas CO₂ »</p>	

90. Les producteurs justifient l'ajout de la valeur des quotas de CO₂ à leur prix par une approximation sur la base d'un coût alternatif : la CREG estime qu'il n'est pas justifié socialement que des quotas d'émission qui ont été donné gratuitement par la société soient vendus aux consommateurs de cette même société à un prix du marché.

¹⁶ Source : GDF Suez

VI CONSTATS DE LA CREG DANS LE CADRE DE LA FORMATION DES PRIX SUR LE MARCHÉ BELGE DE GROS

VI.1 Les transactions bilatérales

91. Sur la base des volumes échangés sur les bourses énergétiques, la CREG doit constater que les contrats bilatéraux entre acteurs du marché se taillent la part du lion des transactions commerciales sur le marché de gros. D'après son propre modèle de calcul, Belpex négocie l'équivalent de 13 % de l'énergie consommée en Belgique.

VI.2 La bourse d'énergie belge, Belpex

92. Dans la foulée de la bourse énergétique Belpex, un marché *day-ahead* et un marché *intra-day fine tuning* sont opérationnels en Belgique. Puisque la CREG publie régulièrement des études sur leur fonctionnement, nous n'y reviendrons pas en détail dans le cadre de la présente étude. Il est toutefois important de signaler que la formation du prix sur le marché *day-ahead* s'effectue en principe par le biais du mécanisme dit de *trilateral coupling* : pendant le premier semestre 2008, la bourse belge Belpex, la bourse énergétique néerlandaise APX et la bourse française Powernext pratiquaient des prix du même niveau. Le volume négocié sur ce marché *day-ahead* correspondait pendant la même période à environ 15 % de la consommation belge d'électricité.

93. Comme déjà dit au point V.2 de la présente étude, sur le marché *day-ahead*, le prix d'équilibre correspond pour chaque heure principalement au prix demandé de l'unité de production actionnée en dernier lieu.

94. A l'alinéa 46 de la présente étude, nous avons déjà signalé les conséquences possibles de l'exercice du pouvoir de marché dans le cadre d'un tel fonctionnement de marché. L'examen de cet aspect s'inscrit aussi dans le cadre de la nouvelle mission légale de monitoring dont la CREG est investie, mais dépasse le champ de la présente étude. En règle générale, l'agrandissement du marché (aujourd'hui, couplage de trois bourses énergétiques ; demain, ajout de la bourse énergétique allemande EEX) doit venir contrecarrer les possibilités de l'exercice du pouvoir de marché.

95. A cet égard, la CREG rappelle les résultats du récent rapport du 2 juillet 2008 réalisé par la DG TREN de la Commission européenne sur le fonctionnement des marchés européens de gros d'énergie. En ce qui concerne la liquidité du marché belge de gros d'électricité, le rapport stipulait ce qui suit :

« Within Belgium the most important issues are the number of market participants, new entrants and the volume of trading. Each of these was considered weak by respondents and this coincides with the strong belief that the dominate incumbent can influence the market »

Plus particulièrement concernant le Central West Power Focus Group, au sujet de l'électricité donc, le rapport susmentionné du 2 juillet 2008 disait que :

« However, participants did feel that there was potential for market manipulation and there was support for an EU/wide regional approach to be taken towards the subject of market abuse. (...) Members of the Group were also wary of mergers creating a European, wide oligopoly situation, with the ultimate result of reducing liquidity. »

96. Des affirmations similaires avaient déjà pu être relevées dans le rapport¹⁷ réalisé par la DG Concurrence de la Commission européenne en 2006, à la section « The Findings – Electricity markets » :

« Most Wholesale markets remain national in scope with high levels of concentration in generation, which gives scope for exercising market power »

97. La CREG souhaite également souligner que l'accent qui est placé, au sein des milieux d'une bourse énergétique, sur la maximisation du surplus de consommateurs et de producteurs, cible uniquement les consommateurs et les producteurs qui participent directement à Belpex (à savoir les producteurs, les fournisseurs et les intermédiaires) et donc, ne bénéficie pas forcément directement aux utilisateurs finals.

En outre, la représentativité et l'importance des prix qui se forment sur ces marchés dépendent de la liquidité de ce marché et de l'ampleur relative des volumes échangés par rapport au marché de l'électricité en question.

¹⁷ Commission européenne, DG Concurrence, « Energy Sector Inquiry », version non confidentielle

VII CONSTATS DANS LE CADRE DE LA FORMATION DES PRIX SUR LE MARCHÉ DES PRODUITS DÉRIVÉS

VII.1 La bourse d'énergie ENDEX

98. La bourse néerlandaise ENDEX (European Energy Derivatives Exchange NV) constitue une bourse de produits dérivés importante pour la Belgique à ce jour.

ENDEX est importante parce qu'elle est la seule à échanger des contrats de futures destinés spécifiquement au marché belge qui portent sur 10 produits standardisés pour le marché belge. Elle concerne uniquement des produits *baseload*, à 3 mois *ahead*, 4 trimestres *ahead* ou 3 ans *ahead*.

C'est pourquoi les grands fournisseurs d'électricité belges qualifient ENDEX de marché forward par excellence pour l'électricité belge. Electrabel, un des membres fondateurs, a déjà indexé plusieurs de ses prix sur la base de l'indice EBI_Q.

EBI_Q est l'abréviation d'Endex Belgium Index _{Quarterly}. Cet indice repose sur les prix forward sur une base trimestrielle pour les produits baseload provenant de Power BE.

Outre cet EBI_Q, il convient de noter qu'il est également fait usage d'un paramètre similaire nommé EBI_M-index (« *monthly* »).

99. Pour ce faire, Electrabel a même abandonné l'utilisation du paramètre Nc pour son groupe de clients de professionnels, de petits industriels et de PME. Ce paramètre avait été conçu comme le reflet de l'évolution de la composante combustible dans le prix de l'électricité. Electrabel affirme même que les clients, en utilisant un prix indexé sur l'EBI_Q, suivront le prix de référence pour le marché de gros en Belgique.

Dans la suite de la présente étude, il apparaîtra en outre qu'Electrabel, au cours des négociations bilatérales avec des clients encore plus importants, essaie de faire accepter l'EBI_Q comme paramètre d'adaptation des prix dans leurs contrats.

Ci-dessous, la CREG va vérifier si ce paramètre, basé sur le segment POWER BE d'ENDEX, offre suffisamment de garanties pour l'instauration d'un bon rapport entre le prix

de vente et le prix de revient de l'électricité et s'il constitue un remplaçant valable au paramètre Nc. Ce n'est que dans ce cas qu'il pourra être question d'un prix de référence.

VII.2 La liquidité dans le segment POWER BE au sein d'ENDEX

100. Les volumes d'énergie échangés en 2006 et 2007 (GWh) pour tous les produits dérivés de POWER BE sont illustrés au sein du tableau 6. Il est surprenant de constater qu'en 2006, le volume échangé ne dépasse pas 5 TWh et que ce volume diminue encore de 33 % en 2007.

Volumes mensuels tradés (en GWh)	2006	2007	Evolution
janvier	910	367	-59,67%
février	179	171	-4,73%
mars	168	274	62,96%
avril	333	202	-39,27%
mai	724	669	-7,59%
juin	140	568	306,98%
juillet	233	222	-4,74%
août	420	139	-66,91%
septembre	321	69	-78,48%
octobre	563	256	-54,49%
novembre	339	168	-50,49%
décembre	560	156	-72,16%
Total annuel	4.890	3.261	-33,31%
Moyenne mensuelle	407	272	-33,31%

Tableau 6 : L'énergie électrique (en GWh) échangée mensuellement sur le segment POWER BE de l'ENDEX

101. Le nombre de transactions réelles et leur ventilation sur les mois sont représentés au tableau 7. Il est à noter que le nombre de transactions ne dépasse pas les 300 chaque année pour tous les produits réunis. En outre, le nombre de transactions diminue une fois encore de 23 % en 2007.

Nombre de transactions mensuelles	2006	2007	Evolution
janvier	53	45	-15,09%
février	20	13	-35,00%
mars	15	17	13,33%
avril	13	17	30,77%
mai	26	22	-15,38%
juin	11	28	154,55%
juillet	22	22	0,00%
août	24	11	-54,17%
septembre	26	4	-84,62%
octobre	33	11	-66,67%
novembre	2	10	400,00%
décembre	26	8	-69,23%
Total annuel	271	208	-23,25%
Moyenne mensuelle	22,6	17,3	-23,25%

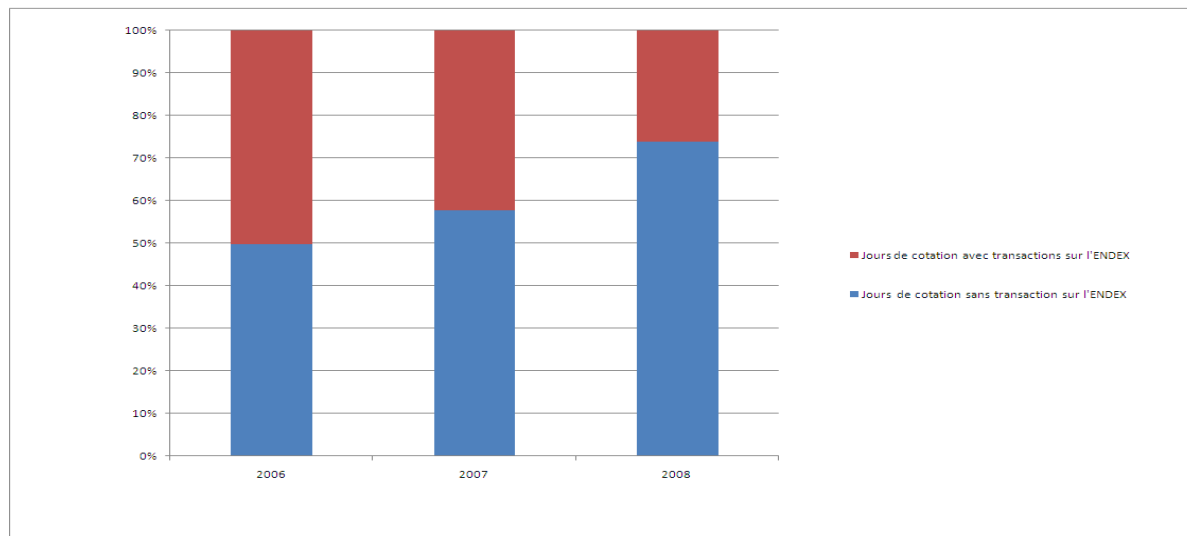
Tableau 7 : le nombre de transactions effectuées mensuellement sur le segment POWER BE de l'ENDEX.

102. La ventilation du nombre de transactions en fonction des différents produits est illustrée au sein du tableau 9. La CREG constate qu'il arrive qu'il n'y ait qu'une seule transaction par produit par mois.

Ventilation du nombre de transactions selon le type de produit	2006	2007	Evolution
Jan-0X			
Feb-0X	3	10	233,33%
Mar-0X	13	18	38,46%
Apr-0X	4	6	50,00%
May-0X	3	8	166,67%
Jun-0X	4	6	50,00%
Jul-0X	1	4	300,00%
Aug-0X	3	13	333,33%
Sep-0X	14	6	-57,14%
Oct-0X	7	3	-57,14%
Nov-0X	15	2	-86,67%
Dec-0X	15	4	-73,33%
Jan-0X+1	5	4	-20,00%
Feb-0X+1	4	1	-75,00%
Q2-0X	23	14	-39,13%
Q3-0X	32	44	37,50%
Q4-0X	28	15	-46,43%
Q1-0X+1	32	25	-21,88%
Q2-0X+1	9	11	22,22%
Q3-0X+1	4	0	-100,00%
Cal-0X+1	45	43	-4,44%
Cal-0X+2	26	24	-7,69%
Cal-0X+3	1		-100,00%
Volume total année X	291	261	-10,31%

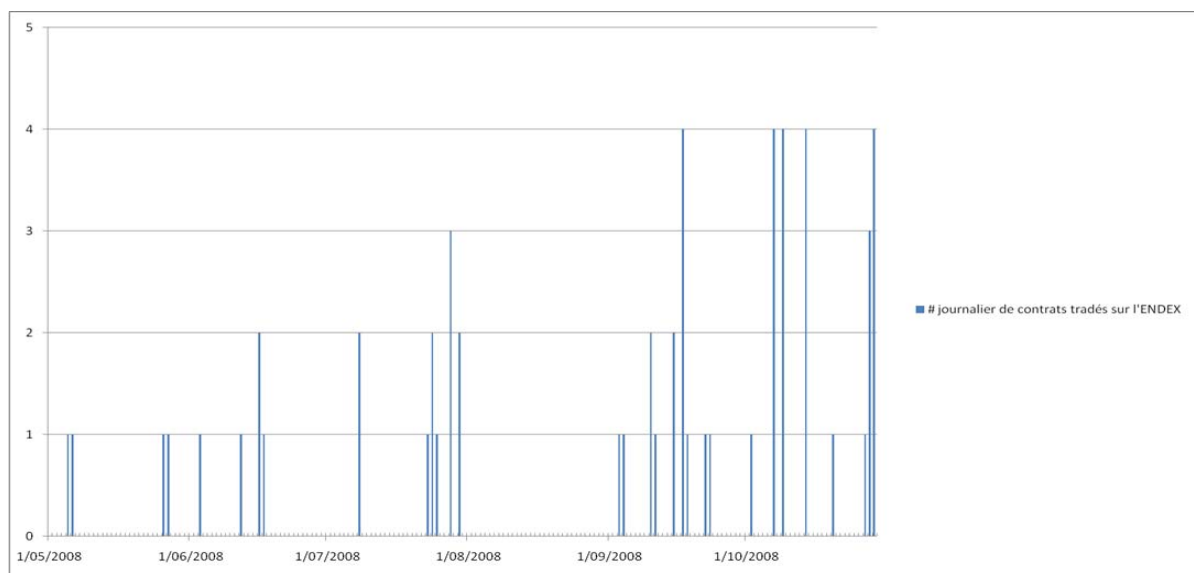
Tableau 8 : le nombre de transactions par an pour chacun des 10 produits du segment POWER BE de l'ENDEX.

103. Il ressort de la représentation au sein du graphique 9 qu'il y a eu cotation des différents produits sur le segment POWER BE de l'ENDEX sans qu'il n'y ait une seule transaction effectuée 50% du temps en 2006. En 2007, ce chiffre atteignait 58% et en 2008, ce fut le cas 74% du temps.



Graphique 9 : répartition en pour cent du nombre de jours d'ouverture du segment POWER BE de l'ENDEX où il y a eu transaction, et où il n'y en a pas eu.

104. Il ressort même du graphique 10 que, pendant certains mois, par exemple le mois d'août 2008, aucune transaction n'a eu lieu au sein du segment POWER BE de l'ENDEX.



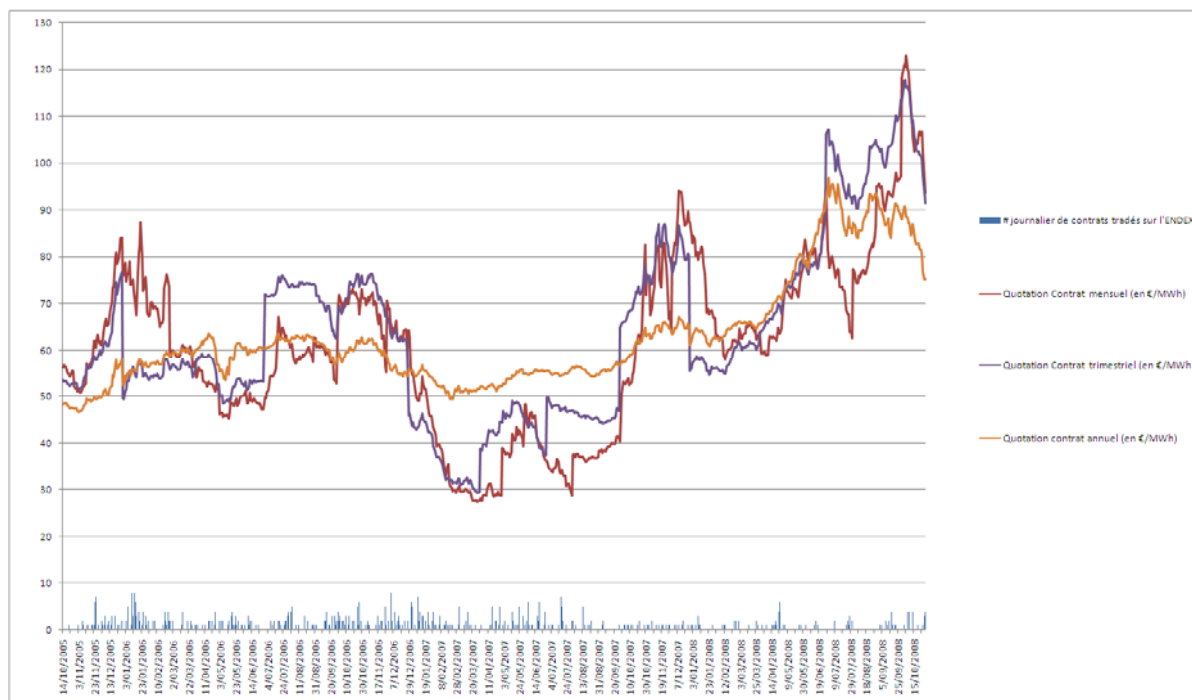
Graphique 10 : nombre de transactions journalières sur le segment POWER BE de l'ENDEX entre le 01/05/2008 et le 31/10/2008

105. Sur la base des graphiques précédents, la CREG s'interroge vraiment au sujet du concept de « prix de référence ».

L'un ou l'autre élément s'éclaire lorsqu'il apparaît que le terme « *reference prices* » est défini dans les *ENDEX Rules* comme les « *Prices established by the Pricing Committee and based on submitted bids and offers from Pricing officers* ».

Il convient de noter, qu'en comparaison avec le segment belge POWER BE, le nombre important de transactions pour les produits futures destinés au segment néerlandais entraîne lui bel et bien un prix de référence au sens classique du terme.

106. Malgré le faible nombre d'opérations, l'évolution des *Reference Prices* officiels pour les produits forward à 1 mois, à 3 mois et à 1 an est telle qu'illustrée au graphique 11.



Graphique 11 : évolution des prix forward depuis le 14/10/2005

107. De toute évidence, un autre mécanisme existe au sein d'ENDEX pour la détermination et le complément des *reference prices* aux nombreux jours sans opérations commerciales.

VII.3 Le mécanisme de prix complémentaire pour la détermination des « Reference Prices » sur ENDEX POWER BE

108. Les « Endex Rules » stipulent ce qui suit au sujet de « *Establishing prices* ».

« V-2 Establishing Prices

V-2.1 The Pricing Committee, in consultation with the Steering Committee, shall pursue to approach a representative number of members for the Pricing Panel for each Product. Each member of the Pricing Panel is required to submit Reference Prices to ENDEX. (..).

V-2.2 Each member of a Pricing Panel will appoint a Trader who will act as its Pricing Officer for the respective Product. Each Pricing Officer shall meet the following criteria:
(s)he is employed (...)as a Pricing Officer designated by (...) the Pricing Panel;
(s)he has at least two (2) years of relevant trading experience; and
(s)he spends a significant part of her/his regular working time trading or broking the Product(s) for which (s)he submits Reference Prices.

V-2.3 The Pricing Officers provide their bid and offer prices for all Products to ENDEX(...).

V-2.4 In determining the price (..) Pricing Officers will take the following criteria into consideration:

- a) if Trades have been conducted in a specific contract series, then that price will be used, unless the Pricing Officers consider to the best of their professional judgment that prices have been superseded or are no longer indicative for the market;
- b) if no Trades have been conducted in a specific contract series, the Pricing Officers will give their best estimate, which estimate will reflect to the utmost extent a fair and orderly market for respective contract series;
- c) if no Trades have been conducted in a specific contract series and the Pricing Officers are of the opinion that they are unable to establish prices in accordance with the abovementioned criteria, then the Pricing Officers will contact the Pricing Committee to confer about the hindrances and the appropriate course of action.

V-2.5 (...)

V-2.6 The Reference Price for a certain Product contract series will be determined as follows:
- the prices at the highest and lowest bid price level of the received bid prices will be excluded, except if that price level forms more than 33.30% of all valid bid prices received;
- the prices at the highest and lowest offer price level of the received offer prices will be excluded, except if that price level forms more than 33.30% of all valid offer prices received;
- the average of the remaining bid and offer prices will be calculated.

V-2.7 The thus resulting average bid and offer prices of the contract series will be compared with the average bid and offer prices of contract series of the same Product with corresponding delivery periods. If those prices do not match, then the price of the contract series of the least liquid product will be aligned with the price of the contract series of the more liquid product. The Pricing Committee will verify the accuracy of the average price on the basis of available relevant market information and then establishes the Reference Price.

V-2.8 If the resulting average price as determined according to V-2.7 in the unanimous opinion of the Pricing Committee does not fairly reflect the Energy Market for the Product Contract series, then the Pricing Committee may replace this price for another price. The Pricing Committee will use objective and verifiable sources to determine such an adjustment, such as the submitted quotes from the Pricing Officers, Proposals or executed Trades from the ENDEX Futures Exchange, registered OTC Trades and Reference Prices of a previous Fixing »

109. Donc, si comme indiqué au point V.2.4, b) et c), aucun prix commercial n'était établi, ce qui, sur la base de l'analyse préalable de la CREG (cf. graphiques 9 et 10), est généralement le cas, les membres du *Pricing Panel* sont invités à émettre eux-mêmes une *best estimate* du prix du produit concerné, après quoi (cf. V.2.6.) le prix le plus élevé et le plus bas sont écartés et le *reference price* est déterminé comme la moyenne des autres estimations.

Nous constatons encore que le *Pricing Panel* est composé de représentants des 8 *members* suivants :

- (i) Deriwatt AG
- (ii) Electrabel SA (*)
- (iii) Eneco Energy Trade B.V.
- (iv) Essent Energy Trading B.V. (*)
- (v) GFInetUK Limited
- (vi) NUON Energy Trade é Wholesale
- (vii) SPE (*)
- (viii) Spectron Energy Services Limited.

La CREG constate que seuls 3 de ces membres, indiqués ci-dessus à l'aide de (*), disposent en Belgique d'une capacité effective de production d'électricité.

La CREG considère que toutes les conditions par excellence sont réunies pour exercer un pouvoir de marché.

VII.4 Les coûts à couvrir par ce prix forward

110. Dans le cadre de son étude du 15 mai 2008, la CREG a pris connaissance des éléments avancés par Electrabel SA comme les principaux moteurs des prix sur le marché de gros : pour les marchés forward, en font notamment partie les coûts d'investissements de nouvelles unités de production. Puisqu'Endex ne propose de tels forward qu'à 3 ans au plus, un délai beaucoup plus court que celui nécessaire par exemple pour la conception et la réalisation d'une nouvelle centrale STEG, la CREG est d'avis que de tels prix sur le segment POWER BE ne sont en règle générale pas en rapport avec les coûts réels.

Dans le cadre d'une fixation des prix sur la base d'un coût moyen à long terme, le fait de baser le prix réel sur de telles hypothèses pourrait peut-être encore être considéré comme acceptable si les plus-values perçues étaient réservées pour la couverture des frais futurs. En vertu des versements de dividendes élevés qui caractérisent le secteur, la CREG craint que ce ne soit pas le cas.

La CREG comprend dès lors ce que le représentant du producteur en question voulait dire lorsqu'il affirmait, comme indiqué à l'alinéa 53 de la présente étude, qu'un prix *forward* et un prix spot ne peuvent jamais être confondus.

La CREG espère que ce même représentant comprendra son point de vue si elle conclut, sur la base de l'analyse précédente, que la valeur et l'évolution de l'EBI_Q ne peuvent pas non plus être utilisées pour remplacer une évolution des prix objective basée sur le paramètre Nc. Même si l'utilisation généralisée dans les règlements d'ENDEX du terme « *reference price* » pour désigner le « prix spot » est un joli coup marketing, la valeur ainsi obtenue ne permet nullement d'obtenir, selon la CREG, un paramètre qui doit justifier le rapport objectivement justifié entre le prix de vente et le prix de revient. Nous pointions un manque de transparence ?

VII.5 L'or nouveau ?

111. Le régime d'un *pricing panel* caractérise des marchés peu liquides. Un tel système est par exemple appliqué depuis de nombreuses années en toute intimité pour le *fixing* des prix de référence de l'or sur le marché de l'or de Londres (London bullion market).

L'électricité serait-elle vraiment « l'or nouveau » ?

VII.6 L'avenir d'ENDEX

112. Le 25 septembre 2008, la bourse énergétique APX a racheté 90,85 % des parts d'Endex. Les très faibles volumes ne permettaient pas suffisamment de maintenir cette deuxième bourse énergétique au côté d'APX. Les avantages de cette fusion semblent¹⁸ toutefois surtout résider au niveau du marché du gaz naturel. Ce sujet n'entre néanmoins pas dans la portée de la présente étude.

Pour la CREG, il est clair qu'Endex ou son successeur doit aussi lui transmettre toutes les informations utiles relatives au fonctionnement des *forwards* belges.

¹⁸ <http://www.slea.nl/Downloads/VrijhandelsOptiek%20W48%202007.pdf>

VIII CONSTATS DE LA CREG DANS LE CADRE DE LA FORMATION DES PRIX SUR LE MARCHÉ DES CLIENTS RÉSIDENTIELS

113. Dans son étude¹⁹ du 13 mai 2008, la CREG a démontré à foison l'évolution du prix total de l'électricité et de tous ses composantes, et ce pour une série de clients standard résidentiels (EUROSTAT) depuis 2003. Le lecteur est dès lors renvoyé à ce document pour les résultats détaillés. Dans la présente étude, la CREG souhaite uniquement souligner l'évolution de la composante énergétique même, c'est-à-dire le prix de l'électron.

114. Comme nous l'avons dit au point V.1 de la présente étude, les prix de l'électricité suivaient, avant la libéralisation, l'évolution des paramètres Ne et Nc. Par le biais d'un système de recalcul et de régulation du bénéfice ex post, les prix à l'attention des clients résidentiels suivaient donc les coûts réels du secteur de l'électricité. De cette manière, une forme de rapport objectif et raisonnable entre les prix de vente et les prix de revient est préservée, au sens visé à l'article 23^{ter} de la loi électricité. Depuis le 8 juin 2008, il appartient à la CREG d'apprécier ce rapport objectivement justifié.

115. Aujourd'hui, le fournisseur Electrabel Customer Solutions et certains autres fournisseurs appliquent toujours ces mêmes paramètres pour les clients résidentiels.

116. Le fournisseur Luminus/SPE applique toujours le paramètre Ne (tous les frais d'exploitation à l'exception des combustibles), mais a développé un paramètre propre pour l'évolution de sa composante combustible, à savoir le le_m . Selon Luminus, le paramètre Nc ne reflétait pas suffisamment la composante combustible spécifique du parc de production de Luminus/SPE. La CREG peut comprendre ce raisonnement sur le plan intuitif, sans pour autant rendre le moindre jugement de valeur sur le paramètre le_m conçu.

117. A cet égard, il semble aussi utile de pointer que pour le calcul (mensuel) du Nc pour le mois t, il est fait usage de la moyenne des parties constitutives des mois t-2, t-3 et t-4. De cette manière, des chocs brusques entre un mois et l'autre sont évités. A noter qu'étant donné cette méthode de calcul, et lorsque le prix des sources d'énergie primaires diminue

¹⁹ CREG, Etude (F)080513-CDC-763 relative « aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel », 13 mai 2008

fortement, comme ce fut le cas en octobre et novembre 2008, aucune baisse immédiate et proportionnelle du Nc, et ce faisant du prix de l'électricité, ne se fait immédiatement ressentir. Inversement, une réaction aussi rapide n'a pas non plus lieu lorsque l'énergie primaire connaît une forte hausse soudaine.

118. Comme nous l'avons dit à l'alinéa 78 de la présente étude, les formules tarifaires et la composition des paramètres Ne et Nc n'ont plus été adaptées depuis l'arrêté ministériel du 1^{er} mars 2004.

Il est donc inévitable que les formules toujours utilisées aujourd'hui n'offrent plus de garantie quant au rapport objectivement justifié entre le prix de vente et le prix de revient, et ce a fortiori à une époque où l'on accorde autant d'attention à l'évolution du prix des combustibles primaires.

La CREG constate que les fournisseurs tentent de donner une forte légitimité à l'évolution des prix contractuelle en soulignant que c'est la CREG même qui calcule les valeurs des paramètres Ne et Nc. C'est effectivement la CREG qui s'en charge, mais uniquement en application de la réglementation relative au Ne et Nc et pas comme jugement de valeur sur l'opportunité de ces paramètres.

Pour pouvoir exercer sa nouvelle mission légale en vertu de l'article 23ter de la loi électricité, la CREG devra à coup sûr étudier en détail les moteurs concrets du prix de revient. Les moyens indispensables à l'exercice de sa nouvelle mission ont été accordés au régulateur.



IX CONSTATS DE LA CREG DANS LE CADRE DE LA FORMATION DES PRIX SUR LE MARCHÉ DES PROFESSIONNELS, DES PETITS CLIENTS INDUSTRIELS ET DES PME

119. Avant la libéralisation, les prix de l'électricité du groupe de clients composé des clients professionnels, des PME et des petits clients industriels reposaient aussi sur des formules tarifaires propres, à nouveau basés sur les mêmes paramètres N_e et N_c .

120. Comme nous l'avons dit à l'alinéa 99 de la présente étude, le fournisseur Electrabel Customer Solutions a renoncé à l'utilisation du paramètre de combustible N_c pour ce groupe de clients. A la place, ce fournisseur utilise désormais le paramètre EBI_Q afin de définir l'évolution de la composante de combustible.

121. Au premier abord, il semblait déjà étonnant que le fournisseur en question conserve le N_c comme paramètre de combustible pour les clients résidentiels et passe à une autre formule pour les professionnels. Une explication possible serait qu'Electrabel s'approvisionne pour ce groupe de clients d'une autre manière qui corresponde fortement à l' EBI_Q .

122. En fonction de son analyse, reprise à la section VII de la présente étude, la CREG répète sa position selon laquelle le prix obtenu par l'entremise du paramètre EBI_Q ne mérite en aucun cas le titre de « *prix de référence pour le marché de gros en Belgique* ». Son utilisation croissante est selon la CREG tout sauf une garantie quant au rapport objectif visé entre le prix de vente et le prix de revient.

123. Dans ce cas aussi, la CREG s'appuiera, en 2009, sur des moyens supplémentaires pour identifier à l'avenir, dans l'intérêt des clients, un rapport raisonnable et objectivement justifié entre le prix de vente et le prix de revient.

◆◆◆◆

X CONSTATS DE LA CREG DANS LE CADRE DE LA FORMATION DES PRIX SUR LE MARCHÉ DES GRANDS CLIENTS INDUSTRIELS

124. Par le passé, la formation des prix pour les grands clients industriels a toujours été le fruit d'accords bilatéraux. Pour les clients des activités PCT, il existait néanmoins une formule tarifaire basée sur le Ne et Nc, mais elle n'a jamais été appliquée à la lettre. La principale raison était que les contrats de fourniture contenaient des clauses souvent très spécifiques, particulièrement en ce qui concernait la modulation de leur prélèvement en cas de problèmes survenant dans la production d'électricité.

125. Pour la période allant de 2003 à 2007 inclus, la CREG dispose d'une base de données reprenant pour des clients consommant plus de 5GWh par an leur consommation énergétique individuelle annuelle, le prix moyen annuel qui leur a été facturé pour la fourniture d'électricité, l'existence d'une clause de modulation au sein de leur contrat de fourniture ainsi que le niveau de tension auquel ces clients sont raccordés.

Bien que ce point doive faire l'objet d'un examen plus approfondi, la CREG estime qu'il est nécessaire, pour le groupe de grands clients raccordés au réseau 70/36/30 kV (généralement au pied du transformateur vers ces réseaux) et pour les clients raccordés aux réseaux 380/220/150 kV, de comparer le prix réel moyen par MWh payé pendant une année avec une simulation de prix effectuée sur base de la formule tarifaire précédemment utilisée par la CCEG, diminuée des coûts de transmission.

Les prix réels moyens payés pouvant grandement différer d'un client à l'autre, nous avons décidé de les représenter au sein des graphiques suivant au moyen des premier quartile, médiane et troisième quartile²⁰ de chaque échantillon étudié. Cette représentation a pour avantage de nous donner une fourchette de prix, indépendante de possibles valeurs extrêmes payées par une minorité de clients, au sein de laquelle se retrouvent la majorité des clients observés au cours d'une année donnée.

²⁰ Un quartile est chacune des 3 valeurs qui divisent les données de l'échantillon triées en 4 parts égales, de sorte que chaque partie représente 1/4 de la population de l'échantillon. Au sein de notre étude, 1/4 des sociétés reprises au sein de l'échantillon en question paient par exemple ainsi moins que la valeur du 1^{er} quartile alors que les autres 3/4 paient un prix supérieurs à celui-ci.

126. Les figures 12 et 13 ci-dessous représentent cette comparaison pour les grands clients possédant un raccordement entre 30 kV et 70 kV. La figure 12 présente la situation pour les clients possédant une clause de modulation et qui bénéficient dès lors d'un prix inférieur. La figure 13 s'applique quant à elle aux clients sur la même tension de raccordement, mais sans clause de modulation.

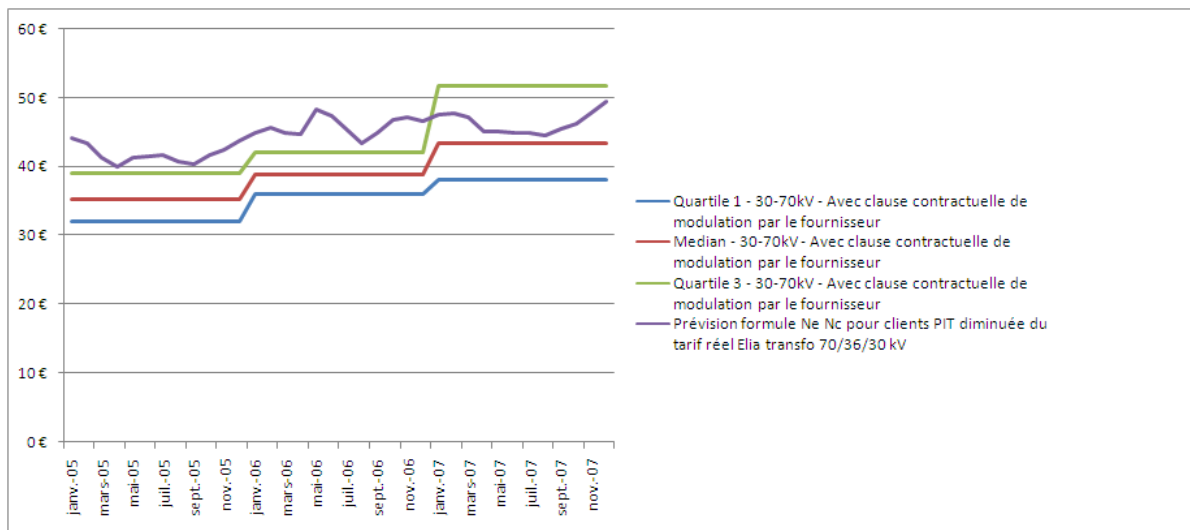


Figure 12. Comparaison de l'ancienne formule tarifaire basée sur Ne et Nc, avec le prix de l'énergie réel facturé (**avec clause de modulation**) par MWh pour les niveaux de tension de 70/36/30 kV

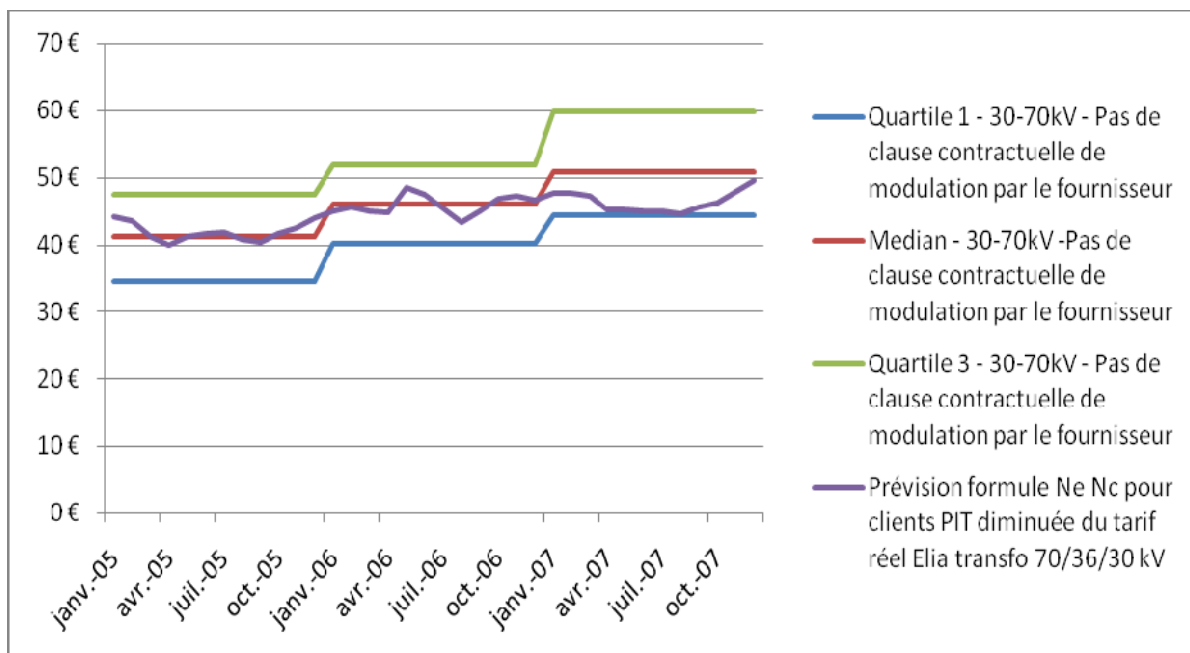


Figure 13. Comparaison de l'ancienne formule tarifaire basée sur Ne et Nc, avec le prix de l'énergie réel facturé (**sans clause de modulation**) par MWh pour les niveaux de tension de 70/36/30 kV

L'on peut constater que les prix réellement facturés au client sans clause de modulation correspondent, au moins jusqu'à 2006 y compris, plus ou moins à l'ancienne formule tarifaire, tandis que ceux pour les clients avec clause de modulation sont inférieurs d'*environ* 10 EUR par MWh.

127. Les figures 14 et 15 donnent les mêmes informations pour les grands clients raccordés aux niveaux de tension les plus élevés de 380/220/150 kV.

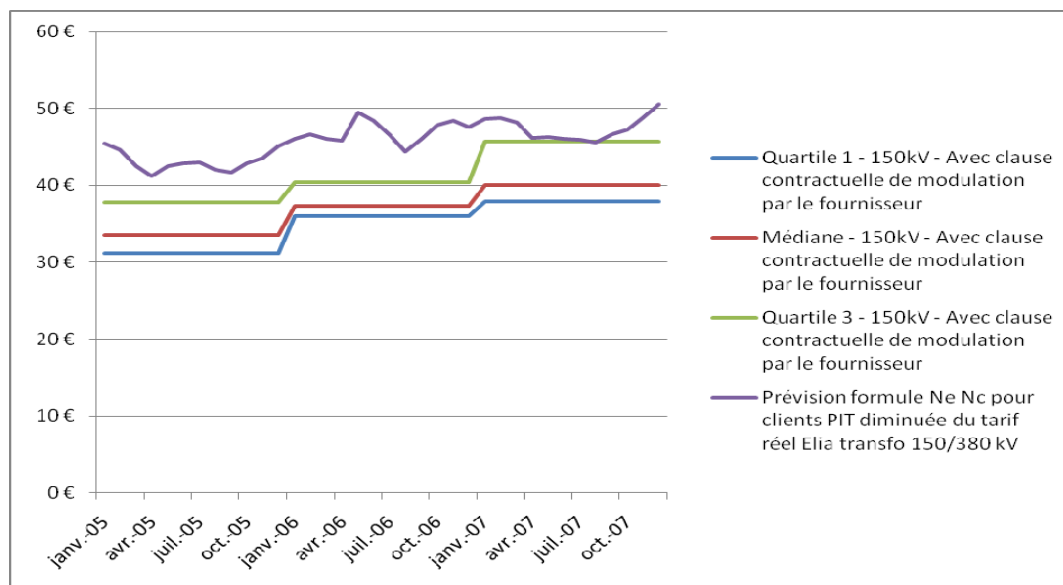


Figure 14. Comparaison de l'ancienne formule tarifaire basée sur Ne et Nc, avec le prix de l'énergie réel facturé (**avec clause de modulation**) par MWh pour les niveaux de tension de 380/220/150 kV

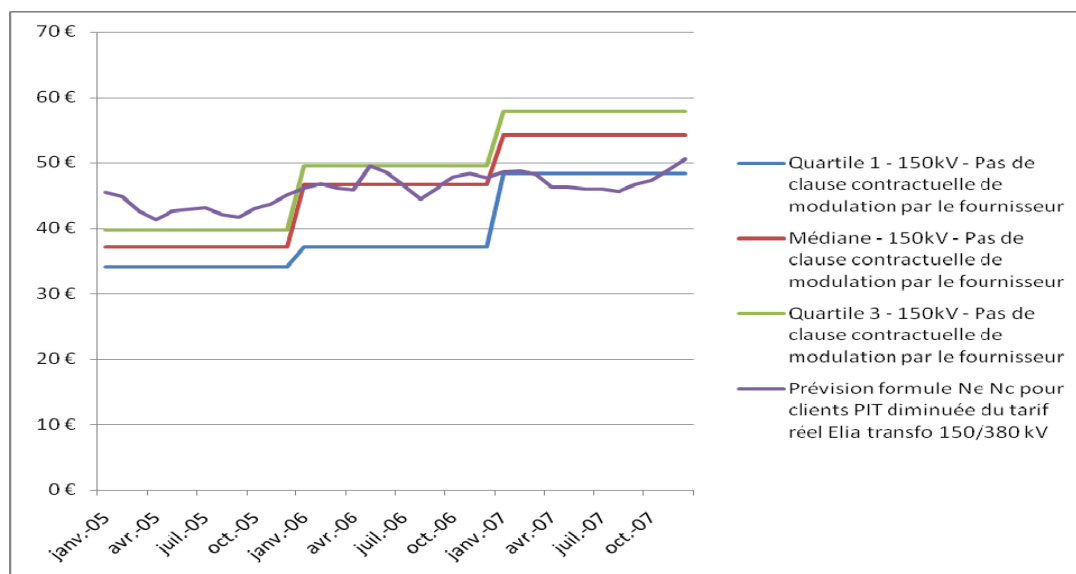


Figure 15. Comparaison de l'ancienne formule tarifaire basée sur Ne et Nc, avec le prix de l'énergie réel facturé (**sans clause de modulation**) par MWh pour les niveaux de tension de 380/220/150 kV

Le prix de la composante énergie est donc légèrement inférieur pour les grands clients avec clause de modulation et raccordés aux niveaux de tension les plus élevés.

128. La CREG a appris qu'en cas de nouvelles discussions contractuelles bilatérales, Electrabel insiste aussi pour ces grands clients pour une évolution de prix de plus en plus basée sur le paramètre EBl_Q au lieu de N_c .

En fonction de son analyse, reprise à la section VII de la présente étude, la CREG répète sa position selon laquelle le prix obtenu par l'entremise du paramètre EBl_Q ne mérite en aucun cas le titre de « *prix de référence pour le marché de gros en Belgique* ». Son utilisation croissante est selon la CREG tout sauf une garantie quant au rapport objectif visé entre le prix de vente et le prix de revient.

////

XI CONSTATS DANS LE CADRE DE LA FORMATION DES PRIX SUR LE MARCHÉ D'AJUSTEMENT

129. Puisque pour ces services il est question d'un quasi-monopole du côté de l'offre et d'un monopsoniste du côté de la demande, à savoir le gestionnaire de réseau, ce fonctionnement de marché ne peut pas mener à la formation d'un prix de marché acceptable.

En outre, il convient de tenir compte des dispositions de l'arrêté royal du 11 octobre 2002 selon lesquelles la fourniture de services auxiliaires à un prix raisonnable est qualifiée d'obligation de service public.

Pour ces deux raisons, la CREG accepte en principe uniquement un prix de transfert à base « *cost plus* ».

130. De façon presque évidente, les producteurs souhaitent obtenir un prix pour ce service qui soit davantage « *market based* » : à cet effet, ils insistent pour pouvoir porter en compte les quotas d'émission reçus gratuitement et les coûts d'opportunités qui sont liés à la non-mise sur le marché de l'ensemble de leur capacité de production.

La CREG a d'ores et déjà rejeté l'élément relatif aux quotas d'émission gratuits au point V.3 de la présente étude.

La CREG considère comme illusoire la commercialisation de 100 % de la capacité de production théorique : si les réserves disponibles ne sont pas suffisantes, le réseau de transport, le réseau électrique voire leurs propres centrales pourraient ne plus fonctionner, ce qui empêcherait les producteurs de produire mais aussi de livrer.

131. A présent que la procédure de détermination des prix pour l'année 2009 est achevée dans le sens souhaité par la CREG, la CREG signale ici uniquement à titre d'illustration les données divergentes relatives à la réservation du service auxiliaire « réserve secondaire » dans nos pays voisins : en France et aux Pays-Bas, le prix imposé par mégawatt et par heure réservée oscille entre 15 et 20 euros.

Le calcul *cost plus based* de la CREG donne au mieux une moyenne de 24,02 euros. Un calcul également *cost plus based* réalisé par un bureau d'études externe donne au mieux 30 euros.

Les calculs *market based* pourraient donner des chiffres atteignant jusqu'à 60 euros.

132. La CREG considère que la différence de prix entre le prix de marché possible et un prix *cost plus* jugé raisonnable est déraisonnablement grande.

133. La CREG a aussi constaté que plusieurs gestionnaires de réseau de distribution, lors de la procédure d'achat du service auxiliaire « compensation des pertes de réseau », incorporaient dans leur cahier des charges une clause qui limite dans les faits la participation à la procédure aux fournisseurs qui disposent d'une autorisation de fourniture délivrée par leur région.

134. Suivant ces constats sur les prix de marché demandés, la CREG estime que les mécanismes souhaités ici et les coûts réels des services auxiliaires doivent faire l'objet d'un examen approfondi en 2009.

////

XII CONSTATS DE LA CREG POUR TOUS LES MARCHÉS CONFONDUS

135. Conformément à ce qui précède, la CREG constate que la formation des prix repose sur des prix très différenciés pour les différents groupes de clients, ce qui est typique des monopoles.

136. De toute évidence, les producteurs belges semblaient mieux préparés à l'ouverture du marché que les pouvoirs publics.

Ils mettent tout en œuvre pour la formation actuelle des prix soit perçue comme une conséquence d'un véritable fonctionnement de marché.

137. A fortiori parce que la Belgique est confrontée à un déficit réel de capacité de production et que les importations d'électricité augmentent sans cesse, il est évident qu'une hausse des prix de gros et des produits dérivés ne sera pas sans conséquence sur les prix à l'attention des clients finals.



CONCLUSION

LES CONSTATS

138. La libéralisation du marché de l'électricité au bénéfice des consommateurs ne se déroule de toute évidence pas aussi simplement que ses initiateurs ne l'avaient espéré : les hypothèses de départ ne sont pas avérées aussi simples et solides que prévu, l'adaptation des structures de marché macroéconomiques ne semble pas évidente et ce processus est long et difficile.

139. Un marché peut être qualifié de libéralisé par la loi, ce marché ne stimulera cependant pas de lui-même la concurrence. L'introduction de la concurrence requiert en effet un modèle de marché bien pensé. Ni au niveau européen ni au niveau national, les pouvoirs publics n'étaient suffisamment préparés à un modèle de marché.

140. Les producteurs étaient bien mieux préparés. Leurs initiatives se sont révélées bien planifiées. L'on peut toutefois difficilement leur reprocher d'avoir utilisé les « imperfections » du « modèle de marché ».

Le fonctionnement du marché de gros est surtout utile pour eux.

Sous le couvert d'un « fonctionnement de marché » prétendument fructueux et de la surveillance connexe par la CREG, ils parviennent à commercialiser leurs propres systèmes de prix.

Le prix de référence proposé par ENDEX est un exemple flagrant de non-transparence et de représentativité douteuse.

141. En proposant de plus en plus de produits différenciés à des groupes de clients différenciés, l'acteur dominant assure une maximisation du surplus du producteur.

142. A ce jour, la théorie de l'économie politique a fonctionné une fois de plus : les entreprises qui ont le plus à gagner ou à perdre affecteront le plus de moyens pour gagner les décisions politiques à leur cause. L'entrelacement permanent et mutuel des intérêts des pouvoirs publics et des entreprises d'électricité facilite cette influence.

LES PRIORITÉS

143. Pour parvenir à un *level playing field*, il convient de s'atteler au pouvoir de marché de l'acteur dominant. En Belgique, personne ne peut faire concurrence à son parc de machines équilibré, qui comporte systématiquement les unités inframarginales notamment parce qu'il dispose de centrales ayant été amorties de façon accélérée. Des mesures adéquates sont absolument requises.

A cet effet, il convient d'instaurer une réglementation asymétrique, qui lie l'*incumbent* et offre plus de libertés et de facilités aux autres acteurs.

144. A court terme, il convient d'accorder plus d'attention à un modèle de marché.

Cette tâche sera assumée par la CREG, qui formulera des propositions sur la base de l'analyse effectuée.

145. Dans le cadre du Forum pentalatéral, la Belgique met tout en œuvre afin d'imposer absolument et à court terme une capacité d'importation substantiellement plus élevée et soutenir des projets qui y contribuent. Pour faire face à la concurrence du portefeuille de production de l'actuel acteur de marché dominant, une entreprise d'électricité doit disposer d'un même portefeuille équilibré d'infrastructures de production. Un tel producteur n'existe pas à l'échelle de la Belgique, mais peut-être au niveau européen. La disponibilité de capacités d'importation commerciales suffisantes et garanties est importante si l'on souhaite permettre un tel scénario.

146. Des mesures urgentes sont nécessaires en vue de réaliser des projets d'investissement en capacité complémentaire. A cet effet, il convient de réaliser d'urgence une étude prospective consciencieuse et la clarté doit être faite le plus rapidement possible sur une éventuelle prolongation ou une non prolongation définitive de la durée de vie des centrales nucléaires éligibles.

LES RÔLES

147. Dans les circonstances actuelles, des mesures *ex ante* sont plus efficaces que les classiques mesures *ex post* qui visent uniquement une politique de concurrence.

148. Se contenter d'observer les prix ne suffit vraiment pas : sur la base d'une analyse approfondie, les pouvoirs publics, y compris la CREG doivent élaborer et juger des propositions dans l'intérêt du consommateur et dans l'intérêt général.

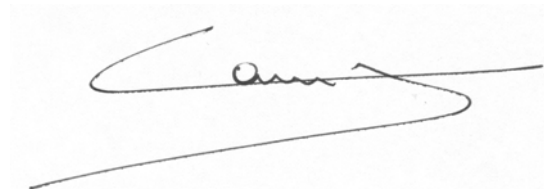
149. Le partage des rôles et le processus décisionnel entre les acteurs de surveillance doivent être optimisés, en adoptant une approche intégrale et non plus morcelée. Le chevauchement des intérêts entre les pouvoirs publics et les entreprises d'électricité, comme ils peuvent exister au sein des gestionnaires de réseau du secteur mixte ou au sein des entreprises de transport dans lesquelles les communes et l'acteur dominant comptent sur un rendement élevé, ont un effet contreproductif marqué. Un partage des rôles adapté où pouvoirs publics et partenaires privés n'ont plus les mêmes intérêts commerciaux doit aussi contribuer à un cadre législatif et réglementaire plus clair et plus efficace. Un tel *buy-out* requiert toutefois des dépenses considérables de la part des pouvoirs publics.

150. La libéralisation d'un secteur revient en fait à donner des stimuli économiques aux acteurs d'un marché en y introduisant de la concurrence pour les inciter à être plus efficaces. S'il s'avère que le moteur de la concurrence, la « *invisible hand* », échoue, il faut la remplacer par une « *visible hand* » et cette *visible hand* doit aussi être suffisamment « *powerful* » et « *energetic* ».

151. Pour le modèle de marché, il ne faut en substance plus compter sur le GRT. Les pouvoirs publics, y compris la CREG devront assumer eux-mêmes cette responsabilité.

////

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



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Président du Comité de direction