



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

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)051110-CDC-488

relative à

*'l'article 4, §4, de la loi du 29 avril 1999
relative à l'organisation du marché de
l'électricité'*

réalisée en application de l'article 23, § 2,
deuxième alinéa, 2°, de la loi du 29 avril 1999
relative à l'organisation du marché de
l'électricité.

10 novembre 2005

ETUDE

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) a reçu, en date du 28 septembre 2005, une lettre du Ministre de l'Economie, de l'Energie, du Commerce extérieur et de la Politique scientifique (ci-après : le Ministre) la priant de donner un avis dans le cadre de l'article 4, §4, de la loi électricité (ci-après : la loi) du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité:

« L'article 4 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité a été modifiée par la loi du 20 juillet 2005. Cette modification prévoit qu'après avis de la commission le Roi détermine les conditions particulières relatives à l'écart de production applicables à de nouvelles installations pour certains producteurs.

Je vous serais reconnaissant de bien vouloir me remettre votre avis dans les quarante jours, en couvrant les divers types de production, quelque soit la nature de l'énergie primaire utilisée, conformément à cet article 4 modifié.

Dans votre avis je serais intéressé qu'une appréciation soit comprise pour l'ensemble des types de production :

- sur l'impact global de telles mesures sur les prix de l'électricité, que ce soit l'impact négatif dû au coût de l'élargissement de l'écart toléré et l'impact positif d'un éventuel accroissement de concurrence ;
- sur la sécurité d'approvisionnement qui pourrait être modifiée suite à l'implantation de nouvelles unités.

De plus, j'ai besoin que votre avis comporte une comparaison entre ce type de soutien pour des systèmes semblables tels que les installations off-shores et on-shores à base d'énergie éolienne, compte tenu des dispositions introduites par l'article 62 de la même loi du 20 juillet 2005 complétant l'article 7 de la loi du 29 avril 1999.

Veuillez agréer, Chère Madame, l'expression de ma considération distinguée. »

La CREG a répondu ce qui suit par lettre recommandée avec accusé de réception du 11 octobre 2005:

« Monsieur le Ministre,

Le Comité de direction de la CREG se réfère à votre lettre 011925/jv du 28 septembre dernier que nous avons reçue le 4 octobre 2005 et dans laquelle vous lui demandez de remettre un avis sur l'arrêté royal concernant les conditions particulières relatives à l'écart de production applicables à certaines nouvelles installations de production dans le cadre de l'article 4, §4, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

Le Comité de direction de la CREG constate que le projet d'arrêté royal sur lequel porte votre demande d'avis n'est pas joint.

Il s'attachera bien évidemment à vous remettre l'avis que vous lui avez demandé dans les quarante jours qui suivent la réception du dossier complet.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de notre haute considération. »

Par lettre du 18 octobre 2005, le Ministre a répondu ce qui suit :

« Cher Monsieur,

Le 28 septembre je vous ai fait parvenir une demande d'avis relative à l'application de l'article 4 modifié de la loi du 29 avril 1999. Je vous joins copie en annexe de cette lettre.

Ce 11 octobre, vous me faites savoir, par lettre recommandée avec accusé de réception, que vous attendez « le projet d'arrêté royal sur lequel porte votre demande d'avis ».

Je suis très étonné du délais et de la confusion entre un commentaire sur un article de la loi du 20 juillet 2005 publiée le 29 juillet 2005 et disponible sur le site web du Ministère de la Justice (www.moniteur.be/index_fr.htm) et un projet d'arrêté royal dont je ne fais nullement mention.

Je vous confirme donc ma demande de me fournir votre avis dans les 40 jours à partir du 28/09/05. Si vous ne pouviez obtenir copie de la loi, je vous prie de contacter mes services.

Je vous prie d'agréer Cher Monsieur, l'expression de ma considération distinguée. »

Le Comité de direction de la CREG a décidé, lors de sa réunion du 3 novembre 2005, de réaliser une étude et non un avis étant donné que la CREG ne dispose pas des propositions concrètes relatives aux conditions particulières établies par le Roi en application de l'article 4, §4, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, ce qui ne lui permet pas de s'exprimer en connaissance de cause. D'une lettre du Ministre du 18 octobre 2005, reçue le 20 octobre 2005, le Comité de direction comprend entre autres qu'aucun avis n'est demandé en rapport avec les conditions particulières établies par le Roi, mais bien un "commentaire" relatif à l'application de l'article 4, §4, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ("un commentaire sur un article de loi"). L'instrument dont dispose la CREG pour formuler des commentaires sur un article de la loi électricité est une étude, tel que stipulé dans l'article 23, §2, deuxième alinéa, 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

La présente étude comporte cinq parties. La première partie présente le contexte de l'étude. La deuxième partie fait l'analyse de la mise en œuvre de l'article 4, § 4, de la loi. Les troisième et quatrième parties analysent respectivement l'impact de la mise

en œuvre de l'article 4, §4, sur les prix de l'électricité et l'impact sur la sécurité d'approvisionnement. Enfin, la cinquième partie constitue la conclusion de l'étude.

L'étude est le résultat de l'analyse qui a pu être réalisée dans le respect du délai imposé par le Ministre.

Le Comité de direction de la CREG a approuvé la présente étude lors de sa réunion du 10 novembre 2005.

I. Contexte de l'étude

1. L'étude analyse :

- la mise en œuvre de l'article 4, §4, de la loi, en vue de promouvoir le développement de nouvelles unités de production par des acteurs ayant fourni moins de 10% de la consommation belge l'année précédente,
- l'impact des mesures proposées sur la sécurité d'approvisionnement,
- l'impact des mesures proposées sur les prix de l'électricité.

Cette analyse porte notamment sur la mise en oeuvre de mesures similaires à celles de l'article 7 de la loi.

2. Il convient de remarquer que l'article 4, §4, de la loi se réfère à l'écart de production défini dans cette même loi, alors que les textes préparatoires de la loi parlent d'une plage de tolérance relative à l'équilibre, ce qui est un concept différent utilisé dans le cadre des déséquilibres quart-horaires des ARP.

L'article 4, §4, de l'arrêté royal du 4 avril 2001 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité du gestionnaire de réseau national de transport d'électricité prévoit la mise en œuvre possible d'un tarif complémentaire pour le non-respect d'un programme accepté. Ce tarif n'est pas prévu dans les tarifs proposés actuellement par ELIA.

L'article 4, §4, de la loi prévoit de réserver l'application des mesures envisagées aux installations de production dont le détenteur de l'autorisation n'a pas alimenté plus de 10% de l'énergie consommée en Belgique au cours de l'année précédente. Il n'est pas clair de savoir si cela s'adresse à des producteurs qui n'ont pas produit plus de 10% de l'énergie consommée en Belgique ou à des producteurs qui n'ont pas fourni plus de 10% de cette énergie. En effet, l'article 54 des travaux préparatoires de la loi parle de « producteurs qui, isolés ou ensemble avec des sociétés liées, fournissent moins de 10% de l'énergie consommée en Belgique. » Dans ce dernier cas, les producteurs concernés sont difficiles à identifier car, l'attribution de l'énergie consommée en Belgique à des unités de production spécifiques est rendue

impossible à cause de la possibilité d'échanger de manière anonyme au travers du hub ou sur le marché OTC.

De toute manière, on peut considérer que les mesures envisagées sont destinées à encourager les nouveaux investissements de production pour stimuler la concurrence et s'adressent dès lors à des producteurs de petite et moyenne tailles.

3. Enfin, l'analyse de la mise en œuvre de l'art. 4, §4, de la loi, ne concerne que les unités pour lesquelles on peut déterminer un écart de production tel que défini par la loi, c'est-à-dire les unités pour lesquelles une nomination est effectuée auprès du GRT. L'analyse qui suit ne préjuge pas du fait que des nominations soient faites ou non pour les types d'unités envisagés.

II. Analyse de la mise en œuvre

4. Selon l'article 1, 38°, de la loi, l'écart de production est « la différence, positive ou négative, entre, d'une part, la puissance injectée et, d'autre part, la nomination de la puissance injectée pour une unité de temps donnée, à un moment précis, exprimée en kilowatt (kW) ». Cette définition met clairement en jeu la nomination de la puissance injectée qui est, selon l'article 1, 37°, de la loi, « la valeur attendue de la puissance injectée, exprimée en kilowatt (kW), qui est communiquée au gestionnaire du réseau conformément au règlement technique visé à l'article 11 ». Cette communication au gestionnaire du réseau est faite par l'ARP responsable du suivi de l'injection de l'unité concernée. Les mesures relatives à l'écart de production s'appliquent donc directement à cet ARP. Le destinataire final de ces mesures est cependant le producteur. En effet, soit l'ARP est également le producteur, auquel cas la proposition est évidente, soit il ne l'est pas mais le producteur avec lequel l'ARP négocie essaiera de bénéficier des effets positifs des mesures découlant de l'application de l'article 4, §4, de la loi.

II.1. Mesures envisagées

5. Les mesures envisagées sont présentées ci-dessous. Elles sont inspirées de celle décrite dans l'article 7, §3, de la loi, qui vise à soutenir le développement de la production éolienne *offshore* à partir de considérations relatives à l'écart de production.

Pour les unités visées à l'article 4, §4, de la loi, l'écart de production est déterminé pour chaque unité de temps (en kW). Les modalités de calcul de l'écart sont fixées en tenant compte des dispositions suivantes :

Elles prévoient que :

1° la quantité d'énergie correspondant à un pourcentage d'écart de production positif inférieur ou égal à 30 % est achetée par le gestionnaire du réseau à l'ARP au prix de référence du marché, diminué de 10 %;

2° la quantité d'énergie correspondant à un pourcentage d'écart de production négatif dont la valeur absolue est inférieure ou égale à 30 % est fournie par le gestionnaire de réseau à l'ARP au prix de référence du marché, augmenté de 10 %;

3° la quantité d'énergie correspondant à un pourcentage d'écart de production dont la valeur absolue dépasse 30 % est calculée sur la base du tarif du gestionnaire du réseau pour la compensation des déséquilibres ou, le cas échéant, conformément aux conditions du marché pour l'énergie de déséquilibre.

6. De la mention qui est faite à l'écart de production dans l'article 4, §4, de la loi et de la référence faite par le Ministre à l'article 7 de la loi, on peut déduire que les mesures proposées dans le cadre de la mise en œuvre de l'article 4, §4, de la loi visent à garantir le respect de la nomination, et ainsi à diminuer les effets financiers de l'incertitude liée à l'énergie produite par l'unité concernée. Cependant, cette diminution n'a de valeur que si le prix des mesures est favorable par rapport au prix de la compensation des déséquilibres quart horaires.

Lorsque des mesures analogues à celles prévues à l'article 7 de la loi sont appliquées, il n'est pas certain que l'aide apportée par le GRT par le biais d'une compensation de l'écart de production au prix du marché spot +/- 10 %, soit, du point de vue de l'ARP concerné, la solution la plus économique pour combler l'écart, si l'ARP dispose d'autres moyens de production avec des marges disponibles au prix de production marginal ou peut trouver sur le marché des contrats à des prix plus intéressants que le prix prévu dans ces mesures.

Par ailleurs, il est important de rappeler que l'ARP est d'abord intéressé par le respect de l'équilibre quart horaire, ce qui peut impliquer dans certaines circonstances qu'il puisse s'écarter au jour J de la nomination effectuée en J-1. Le bilan financier de l'opération consistant à revenir à l'équilibre en obligeant à respecter

la nomination par application de la mesure peut être moins favorable que le bilan financier de l'opération consistant à revenir à l'équilibre sans passer par le respect de la nomination.

L'objectif des mesures envisagées doit donc être pour l'ARP responsable du suivi de l'injection de l'unité considérée de limiter le risque financier lié au non-respect de la production nominée. Les risques financiers liés à l'exploitation d'une unité de production qui peuvent être pris en compte au travers de l'écart de production sont principalement associés à deux causes: d'un côté, l'imprévisibilité en *day-ahead* de certaines unités de production, souvent due au caractère intermittent des ressources, qui peut amener la production de l'unité à une valeur différente de la nomination et d'un autre côté, les événements qui peuvent conduire à la perte totale de la production nominée.

7. L'imprévisibilité en *day-ahead* de certaines ressources conduit à ce que l'écart de production puisse aussi bien être positif que négatif. D'autre part, il est souvent de plus faible amplitude que dans le cas de la perte totale de la production nominée. Pour atténuer les effets de ce type d'incertitude, il est proposé d'appliquer telle quelle la mesure présentée au point 5 ci-dessus.

La valeur de 30% associée aux unités de production imprévisibles en *day-ahead* pourrait cependant être revue en fonction de la technologie de production, suite à la concertation avec les Régions.

8. L'écart de production résultant d'une perte totale de la production nominée est quant à lui toujours négatif et son amplitude correspond à 100% de la production nominée. En conséquence, il conviendrait de prévoir dans ce cas une mesure différente, comme ci-dessous.

Les modalités de calcul de l'écart en cas de perte totale de la production nominée sont fixées en tenant compte du fait que la quantité d'énergie correspondant à 100% de l'écart de production est fournie par le gestionnaire de réseau à l'ARP au prix de référence du marché, augmenté de 10 %.

9. Il faut cependant souligner que de telles mesures de soutien ne permettent pas de compenser les écarts de production de manière prolongée.

En effet, si la panne survient le jour J avant la nomination à 13 heures pour le jour J+1, le gestionnaire de réseau compense l'écart de production le jour J jusqu'à minuit. Le jour J+1, en effet, il n'y a pas d'écart de production car il n'y a plus de nomination pour l'unité en panne et donc il n'y a plus de compensation. La durée minimale du soutien pour une panne survenue le jour J avant 13 heures est donc de 11 heures et sa durée maximale de 24 heures. Si la panne a lieu le jour J après 13 heures, la nomination pour le lendemain a déjà été effectuée et la compensation se fera jusqu'à minuit le jour J+1. La durée minimale du soutien pour une panne survenue le jour J après 13 heures est donc de 24 heures et sa durée maximale de 35 heures.

10. L'analyse qui précède montre que, dans certains cas, les mesures envisagées ci-avant peuvent être pénalisantes pour les ARP. De manière à éviter cette situation, il est proposé de laisser à chaque ARP la possibilité d'accepter ou de refuser pour chacune de ses machines concernées les mesures de soutien incombant au GRT. ELIA devrait étudier un système mettant en œuvre cette possibilité. Celui-ci devrait laisser suffisamment de souplesse aux ARP pour adapter leur décision à l'évolution de leur portefeuille de ressources tout en permettant à ELIA de déterminer les volumes de réserve nécessaires dans le cadre de l'application de l'article 233 du règlement technique. Cette étude devrait notamment porter sur la possibilité et l'intérêt d'opérer ce choix séparément pour chaque mesure de soutien ainsi que sur la durée minimale pendant laquelle le choix de l'ARP ne peut être modifié.

II.2. Analyse par technologie

11. Le chapitre précédent a présenté deux mesures de soutien. La première est relative aux aléas liés à l'imprévisibilité en *day-ahead* de certaines unités de production et la seconde aux aléas entraînant la perte totale de la production nominée.

Le tableau suivant précise quelles mesures pourraient être appliquées en fonction du type de technologie de production.

Types d'unités	Mesures	
	Imprévisibilité en day-ahead	Perte totale de production
Eolien offshore	X	X
Eolien onshore	X	X
Photovoltaïque	X	X
Hydraulique hors pompage		X
Biomasse non WKK		X
Biomasse WKK	X	X
Thermique fossile WKK	X	X
Thermique fossile non WKK		X

Tableau 1 - Mesures à appliquer par type d'aléas

Dans le cas d'un parc éolien, la perte totale de production peut par exemple correspondre à l'arrêt des unités en mode commun pour des raisons de survitesse ou de sous-vitesse.

Il faut noter dans le tableau ci-dessus que l'importance de l'imprévisibilité en *day-ahead* peut différer d'une technologie à l'autre.

Des mesures destinées à favoriser le développement de la production éolienne *offshore* sur base de l'écart de production sont déjà prévues à l'art. 7, §3, de la loi. Il pourrait cependant s'avérer opportun de pouvoir leur appliquer également la mesure associée à la perte totale de production comme pour l'éolien *onshore*.

III. Analyse de l'impact sur la sécurité d'approvisionnement

12. L'impact des mesures proposées est différent selon que les investissements concernent des technologies caractérisées par une production imprévisible en *day-ahead* ou non.

Pour ce qui concerne la production éolienne, tant *onshore* qu'*offshore*, une étude¹ d'ELIA réalisée dans le cadre de la détermination des besoins en réserves primaire, secondaire et tertiaire, montre que les besoins en réserve tertiaire n'augmentent pas tant que la capacité totale installée pour cette technologie en Belgique ne dépasse pas la capacité installée de la plus grosse unité thermique. Dans le cas contraire, cette étude estime les besoins de réserve tertiaire supplémentaire entre 0,60 et 0,70

¹ Le modèle utilisé dans cette étude est encore dans une phase pilote et les résultats préliminaires mentionnés doivent être pris avec les réserves d'usage.

MW par MW éolien installé au-delà de la capacité de la plus grosse unité thermique. L'impact sur les besoins en réserve secondaire n'a pas encore été évalué par ELIA. Néanmoins, le développement de la production basée sur des sources intermittentes a tendance à rendre l'exploitation du système plus complexe.

Pour ce qui concerne les technologies thermiques, les besoins en réserve supplémentaire ne devraient pas augmenter sensiblement dans les prochaines années tant que la taille des nouvelles unités thermiques qui seront investies ne dépasse pas celle des plus grosses unités thermiques fossiles tournant actuellement en Belgique.

D'une manière générale, le développement de la production non intermittente contribue à renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité, comme illustré dans les deux programmes indicatifs en moyens de production d'électricité 2002-2011 et 2005-2014.

IV. Analyse de l'impact sur les prix de l'électricité

13. Ainsi qu'on l'a indiqué précédemment, les mesures de soutien proposées comportent un certain nombre d'avantages et d'inconvénients dont l'impact sur les coûts pour les ARP est difficile à évaluer.

Il est cependant raisonnable de penser que si ces mesures sont mises en œuvre de manière suffisamment souple, elles permettront de limiter le risque financier pour l'ARP. Ces mesures devraient conduire à favoriser les nouveaux investissements des producteurs de petite et moyenne tailles. Elles devraient donc stimuler la concurrence sur le marché de la production d'électricité et ainsi entraîner un impact favorable sur les prix de gros de l'électricité. Il y a cependant un risque que l'assouplissement des mesures dont le principe a été présenté aux points 5 et 8 se fasse au prix d'une détérioration de l'incitant pour les ARP à respecter leur équilibre.

14. A titre d'illustration, une estimation de l'avantage annuel maximum retiré de la mesure de soutien relative à la perte de la production nominée pour une TGV de 400 MW est détaillée ci-dessous.

Supposons donc une nouvelle TGV de 400 MW dont le coût d'investissement est de 260 M€, raccordement inclus. Dans l'hypothèse de 4 pannes par an, avec une durée moyenne de 23 heures de soutien par panne et d'un soutien de 100% de l'écart de production, l'énergie faisant l'objet du soutien est donnée par la formule suivante :

$$E = 4 * 23 * 400 * 100\% = 36.800 \text{ MWh}$$

Si l'on estime que le gain moyen pour l'ARP résultant de l'application de la mesure en cas de perte de la production nominée² est de 50 €/MWh³, la valeur annuelle totale du soutien est de $36.800 * 50 = 1.840.000$ €/an, soit 4.600 €/MW/an.

L'annuité de l'investissement, pour une durée de vie économique de 25 ans et un taux d'actualisation de 8%/an est de 60.900 €/MW.

La valeur annuelle maximum totale du soutien représente donc $4.600 / 60.900 \cong 7,5\%$ de l'annuité d'investissement.

L'estimation de l'avantage annuel maximum retiré de la mesure de soutien relative à l'imprévisibilité en *day-ahead* des unités de production concernées nécessiterait de réaliser des simulations dont la complexité dépasse le cadre de la présente étude.

V. Conclusion

15. Il convient tout d'abord de rappeler que les mesures proposées ne peuvent s'appliquer qu'aux unités faisant l'objet d'une nomination par les ARP.

Par ailleurs, il serait important de clarifier la manière d'identifier les unités auxquelles s'appliquent les mesures.

De plus, l'estimation ci-dessus montre que les mesures proposées pourraient conduire à des avantages financiers non négligeables pour les ARP concernés.

Cependant, la mise en œuvre de ces mesures demandera un soin particulier pour maintenir un équilibre entre la souplesse qu'elles nécessitent pour permettre aux ARP concernés d'en tirer le meilleur profit et les règles adoptées par le GRT pour éviter que les ARP n'utilisent le mécanisme de balancing pour s'approvisionner en énergie.

² C'est-à-dire la différence entre le prix du déséquilibre quart horaire et le prix correspondant à la compensation de l'écart de production dans le cadre du soutien.

³ Estimation haute.

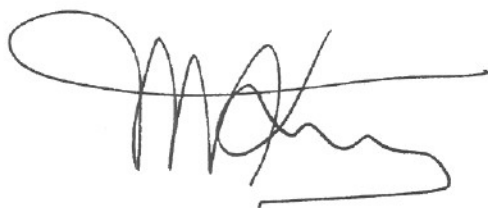
A cet égard, on peut se poser la question de savoir s'il ne conviendrait pas plutôt d'envisager d'autres mesures de soutien des investissements en production plus simples à mettre en œuvre, comme par exemple des avantages au niveau des tarifs de raccordement.

Les mesures de soutien aux nouvelles unités des producteurs de petite et moyenne tailles au travers de l'écart de production doivent être mises au point à la lumière du mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires en vigueur.

Enfin, il pourrait s'avérer utile de vérifier si les mesures proposées dans le cadre de la mise en œuvre de l'article 4, §4, de la loi peut ou non entraîner une discrimination entre unités de production.

NNNN

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



Thomas LEKANE
Directeur



Christine VANDERVEEREN
Président du Comité de direction