



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

### **NOTE**

**(Z)160711-CDC-1546**

relative

*« aux mesures tendant à améliorer le fonctionnement du marché »*

élaborée en application de l'article 23, § 2, deuxième alinéa, 2° et 19°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

11 juillet 2016

# TABLE DES MATIÈRES

I.	Demande de la ministre Marghem.....	3
I.1	Question 1 : l'impact des flux de bouclage sur la capacité d'importation .....	4
I.1.1	Aspects internationaux .....	4
I.1.2	Aspects belges.....	8
I.2	Question 2 : impact de la « création de bien-être optimale » en zone CWE sur les possibilités d'importation.....	9
I.3	Question 3 : la clôture des marchés à un moment aussi proche que possible du temps réel.....	11
I.4	Question 4 : règles relatives à l'écart de production pour l'éolien offshore .....	12
I.5	Question 5 : augmenter la responsabilité des ARP .....	13
I.5.1	Augmentation du tarif de déséquilibre .....	13
I.5.2	Prix de pénurie .....	14
I.5.3	Renforcement de la nature de l'obligation de l'ARP.....	14
I.5.4	Délestages ciblés .....	15
I.6	Question 6 : suppression de la double facturation injection/prélèvement pour les centrales de pompage .....	18
I.6.1	Cotisation fédérale .....	18
I.6.2	Tarifs de réseau .....	18
I.7	Question 7 : abaissement des barrières d'accès au marché par des agrégateurs...20	
I.7.1	Modèle de marché pour le transfert d'énergie .....	20
I.7.2	Statut d'ARP .....	20
I.8	Proposition complémentaire : amélioration de la réserve stratégique.....	20
II.	Résumé.....	23
	Bibliographie .....	25

# I. Demande de la ministre Marghem

1. Dans sa lettre du 29 juin 2016, la ministre de l'Énergie, Marie-Christine Marghem, pose sept questions et demande à la CREG de formuler une réponse à ces questions en vue de parvenir à un meilleur fonctionnement du marché.

2. La ministre demande à ce qu'une réponse lui soit adressée pour le 11 juillet 2016 au plus tard. Ceci implique un délai inférieur à 2 semaines et la CREG n'a donc pas eu le temps de procéder à de nouvelles analyses. Toutefois, la CREG a déjà réalisé par le passé des analyses et études concernant toutes les questions et la présente note propose donc un bon récapitulatif de ces travaux (parfois très récents). La note fera donc abondamment référence à des actes de la CREG et d'autres organismes. Tous les documents de la CREG cités sont à la disposition du public sur le site Web de la CREG. Une consultation publique a systématiquement eu lieu concernant les décisions de la CREG mentionnées.

3. Les questions posées sont énumérées ci-après et traitées successivement dans le reste du texte. Ce document se termine par une énumération des mesures à adopter.

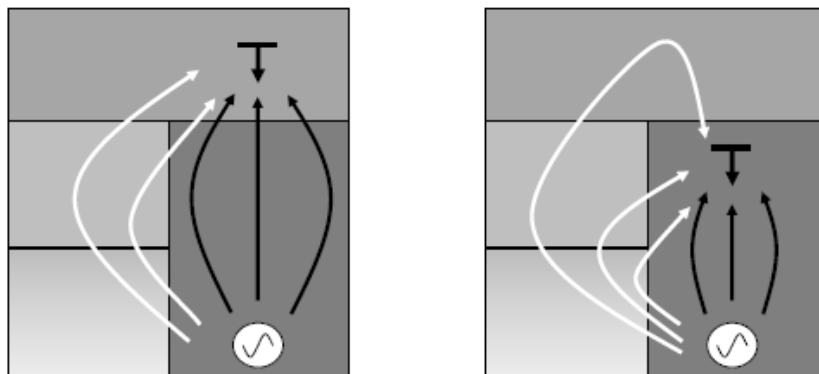
- 1) Incidence des flux de bouclage sur notre réseau de transport et donc sur notre capacité d'importation et mesures proposées pour y remédier ;
- 2) Incidence de la notion de « création optimale de bien-être » dans la zone CWE sur les possibilités d'importations et mesures proposées pour y remédier ;
- 3) Adapter la clôture des marchés en sorte qu'elle soit plus proche du temps réel ;
- 4) Réviser des règles en matière d'écarts de production pour l'offshore, afin de responsabiliser les RES dans l'équilibre du réseau ;
- 5) Renforcer la responsabilité des ARP par le biais d'un accroissement des tarifs de déséquilibre ou par celui de la nature de l'obligation pesant sur elles ;
- 6) Suppression de la double facturation injection/prélèvement pour le pompage-turbinage ;
- 7) Encadrement éventuel des agrégateurs et création d'un statut d'ARP allégé pour le permettre un accès au marché ;

## I.1 Question 1 : l'impact des flux de bouclage sur la capacité d'importation

4. L'Étude de la CREG n° 1352 relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité [1] définit et expose les concepts de flux de bouclage (*loop flows*) et de flux de transit (*transit flows*) aux paragraphes 142 et suivants.

- *Flux de transit* : flux physiques au travers d'autres zones de prix (pays) qui découlent d'échanges commerciaux d'énergie entre zones de prix (pays).
- *Flux de bouclage* : flux physiques dans d'autres zones de prix (pays) qui découlent d'échanges commerciaux d'énergie au sein d'une même zone de prix (pays). Les flux de bouclage (LF) sont donc considérés comme des flux d'énergie ne découlant pas de l'allocation de la capacité (comme le couplage de marché implicite). La quantité de flux de bouclage dépend des caractéristiques physiques du réseau, de la configuration des zones d'enchères et de la localisation de la consommation et de la production dans le réseau.

Les deux concepts peuvent être illustrés visuellement comme à la figure ci-dessous.

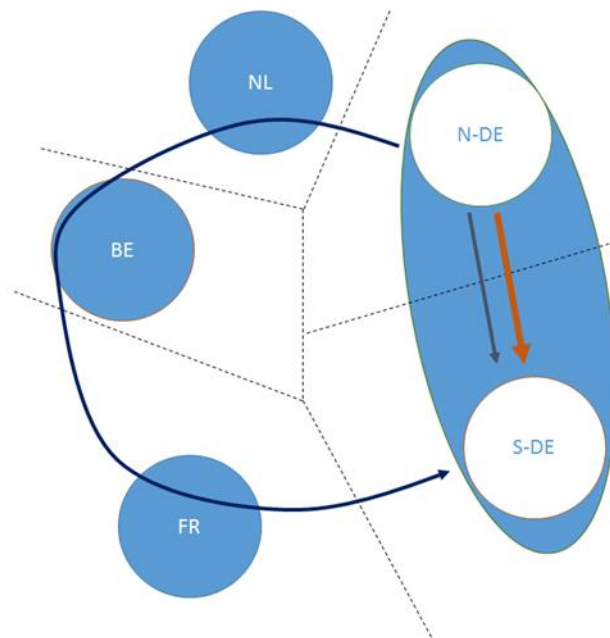


Flux de transit (à gauche) et flux de bouclage (à droite) Source : Schavemaker & Beune, 2013

### I.1.1 Aspects internationaux

5. Dans son étude n° 1520 relative aux grands pics de prix sur le Belpex DAM des 22 septembre et 16 octobre 2015 [2], la CREG a analysé de manière plus approfondie la problématique des flux de bouclage, en accordant une grande attention à la 'situation de référence' ('*base case*'). La situation de référence est calculée deux jours avant le temps réel, les gestionnaires de réseau calculant pour celle-ci les flux physiques résultant des transactions commerciales attendues au sein d'une zone de prix. Certains de ces flux attendus sont des flux de bouclage.

6. Il est important d'appréhender pleinement l'impact transfrontalier des flux de bouclage dans le contexte de la région CWE. Une transaction commerciale au sein d'une grande zone d'enchères, comme par exemple la zone d'enchères allemande s'étendant du nord riche en renouvelable à une consommation principalement située dans le sud (voir figure ci-dessous, flèche brune), génère un flux physique qui traverse les zones d'enchères néerlandaise, belge et française (ainsi qu'un autre flux physique traversant les pays situés à l'est de l'Allemagne). Ces flux physiques utilisent la capacité d'interconnexion physiquement disponible dans une certaine direction, ce qui a pour effet de diminuer la capacité résiduelle pour l'échange commercial dans la même direction (voir figure ci-dessous, flèche bleu foncé).



7. Dans cet exemple, la capacité d'importation depuis la zone d'enchères néerlandaise vers la zone d'enchères belge serait réduite en raison des flux de bouclage. En outre, et de manière surprenante à première vue, cette situation pourrait également diminuer la capacité d'importation depuis la zone d'enchères française vers la zone d'enchères belge. En effet, alors qu'environ 75 % du flux physique va emprunter le cheminement direct, un échange commercial entre la France et la Belgique génère également un flux physique passant par l'Allemagne et les Pays-Bas pour arriver en Belgique. À l'annexe 2 de son étude 1520, la CREG a mis en évidence le fait que les flux de bouclage (ainsi que l'incertitude les concernant) réduisent systématiquement la capacité d'importation.

8. Dans sa note n° 1532 relative à l'étude d'Elia portant sur le besoin d'« *adequacy* » et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027 [3], la CREG fait

référence au rapport annuel de contrôle publié en novembre 2015 par l'Agence pour la coopération entre régulateurs énergétiques (ACER) et le *Council of European Energy Regulators* (CEER). Ce rapport contient une section évaluant la manière dont le calcul de capacité interzonale est appliqué par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) aux frontières des zones d'enchères. Les résultats démontrent qu'il existe une importante marge pour utiliser plus efficacement les réseaux de transport de l'électricité et par conséquent rendre accessibles au marché les capacités interzonales négociables. Par exemple, dans près de 70 % (33 sur 48) de toutes les frontières évaluées, les capacités thermiques sont au moins deux fois plus élevées que la capacité commerciale. Le rapport conclut que l'absence de méthodes de calcul de capacité coordonnées et efficaces est l'un des ingrédients manquants les plus importants pour arriver à utiliser efficacement l'infrastructure du réseau et du marché intérieur de l'énergie (MIE) en général.

9. Les analyses de la CREG font, elles aussi, apparaître que les flux de bouclage représentent parfois beaucoup plus que 50 % des flux physiques totaux, comme ce fut par exemple le cas le 22 septembre 2015. L'utilisation de transformateurs déphaseurs peut limiter les flux de bouclage. En septembre et en octobre 2015, le transformateur déphaseur de Zandvliet a été indisponible en raison de travaux réalisés pour installer un second transformateur déphaseur à Zandvliet et ainsi réduire les flux de bouclage ; ces travaux ont été finalisés à la fin du mois d'octobre 2015. Les transformateurs déphaseurs ont une importance capitale pour un bon fonctionnement de marché en région CWE, compte tenu de l'actuelle configuration des zones d'enchères dans cette région (laquelle comprend des zones d'enchères étendues, comme l'Allemagne et la France, et donc d'importants flux de bouclage). La manière dont les transformateurs déphaseurs sont utilisés est toutefois décidée au niveau CWE.

10. L'étude 1520 aboutit à la conclusion que les flux de bouclage sont prioritaires sur la capacité d'interconnexion, indépendamment de la pénurie de cette capacité et de la disposition à payer pour utiliser cette capacité. Ceci est tout aussi vrai si les participants au marché sont disposés à payer le prix maximum de 3000 €/MWh, ce qui augmente le risque en matière de sécurité d'approvisionnement.

11. La CREG conclut que des flux de bouclage élevés ne sont clairement pas conformes au Règlement 714/2009 et à son Annexe 1.

12. Dans son étude précitée, la CREG suggère dès lors une série de solutions pour satisfaire aux exigences du Règlement 714/2009 et de son Annexe 1. La principale proposition de solution réside dans une délimitation adéquate des zones d'enchères, pour

éviter les effets négatifs liés à une trop grande étendue des zones. Cette problématique est actuellement à l'étude au niveau européen et est la conséquence de la mise en place du code de réseau CACM (*'Capacity Allocation and Congestion Management'*). Une autre mesure importante consiste à mettre les transformateurs déphaseurs en œuvre de manière plus efficace et plus large. Ceux-ci peuvent en effet être utilisés pour piloter les flux au sein du réseau de transport européen. La Belgique dispose actuellement de quatre transformateurs de ce type à la frontière avec les Pays-Bas.

13. Ces solutions vont augmenter l'utilisation efficace et non discriminatoire de la capacité transfrontalière parfois très faible non seulement pour les participants au marché belge mais également pour tous les participants au marché prenant part au couplage de marché basé sur les flux. Ces solutions sont une condition indispensable à la concrétisation des objectifs du marché intérieur européen et de l'Union énergétique.

14. Par ailleurs, une meilleure estimation des flux et congestions futurs, calculés deux jours à l'avance par les gestionnaires de réseaux (la « D2CF »<sup>1</sup>) pourrait améliorer le fonctionnement du marché grâce à l'augmentation de la capacité d'interconnexion mise à la disposition du couplage de marché.

15. Enfin, la CREG souhaite attirer l'attention sur les éléments de réseau internes critiques. Le mécanisme basé sur les flux appliqué actuellement limite les échanges commerciaux entre zones d'offres (ou pays) pour tenir compte de contraintes imposées par des branches critiques situées à l'intérieur des zones d'offres (ou des pays). Cette pratique soulève deux problèmes : Le premier problème est lié au non-respect du Règlement 714/2009 et en particulier de son article 1.7 qui indique que les congestions ne peuvent pas, de manière permanente, via un mécanisme de gestion des congestions comme le couplage basé sur les flux, être repoussées aux frontières. Le deuxième problème est lié au peu d'efficacité de cette mesure, efficacité qui peut être mesurée par la valeur très faible de l'impact des échanges entre zones sur ces branches critiques, encore appelé PTDF (voir ci-dessous). Ces branches internes critiques limitent sans raison les échanges commerciaux entre zones et réduisent le bien-être social du couplage des marchés. Ce point a clairement été évoqué au paragraphes 122 et 123 de la décision (B)150423-CDC-1410 de la CREG. Les régulateurs de la région CWE ont demandé aux gestionnaires de réseau de revoir la règle actuellement utilisée.

---

<sup>1</sup> D2CF = *two days ahead congestion forecast* (prévision de congestion à deux jours)

### **I.1.2 Aspects belges**

16. Les mesures proposées et abordées dans la section qui précède doivent être mises en œuvre au niveau de la région CWE et au niveau européen. Des mesures peuvent néanmoins également être prises au niveau belge. Ces mesures sont exposées dans la présente section.

17. Vu l'importance des transformateurs déphaseurs, la CREG a, dans sa lettre du 6 novembre 2015, demandé à Elia de procéder à une analyse coûts/bénéfices concernant le maintien en réserve de transformateurs déphaseurs complémentaires.

18. La CREG a également fait référence, dans ses études 1352 et 1520, à l'importance du *Dynamic Line Rating* (DLR). Le DLR est une technique qui calcule la capacité réelle d'une ligne de transport sur la base des conditions atmosphériques (attendues), comme la vitesse du vent et la température ambiante. Le *dynamic line rating* est utilisé en temps réel par Elia depuis la fin de l'année 2014.

19. La CREG insiste pour qu'Elia mette en œuvre les résultats de son expérience en matière de *dynamic line rating* pour augmenter explicitement (ou parfois diminuer) la capacité de transport en *day ahead* mise en œuvre comme donnée pour le couplage de marché en *day ahead* basé sur les flux. Le *dynamic line rating* en temps réel devrait atteindre prochainement un niveau d'expérience raisonnablement suffisant pour lancer l'intégration de cette technique dans le calcul des capacités d'interconnexion en *day ahead* et en *intraday*. La CREG et Elia ont convenu qu'Elia adressera encore en 2016 à la CREG une proposition d'approbation visant à tenir compte de manière adéquate des possibilités offertes par le DLR dans le calcul de la capacité d'interconnexion.

20. Enfin, la CREG et Elia ont convenu qu'Elia calculera les flux de bouclage et les publiera sur son site Web. La formule utilisée sera déterminée en concertation avec la CREG. Elia a marqué son accord concernant la mise en place au plus vite de la publication des flux de bouclage, et en tout cas encore en 2016.



## I.2 Question 2 : impact de la « création de bien-être optimale » en zone CWE sur les possibilités d'importation

21. Dans la décision 1410 de la CREG relative à « la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la mise en place d'un couplage de marchés journaliers basé sur les flux dans la région CWE (Europe de Centre-Ouest) » [4], la CREG faisait référence à la concurrence inéquitable entre paramètres de flux pour l'allocation de la capacité d'interconnexion aux différentes zones de prix au sein de la région CWE, mieux connue sous l'appellation '*flow factor competition*'.

22. La '*flow factor competition*' a pour effet que les grandes zones dans le couplage de marché basé sur les flux (*flow-based market coupling* – FBMC) au sein de la région CWE jouissent d'un avantage structurel par rapport aux petites zones. Le '*power transfer distribution factor*' (PTDF), un important paramètre de flux utilisé dans l'algorithme de couplage de marché, correspond à l'impact d'un échange entre zones sur un élément de réseau critique. Plus cet impact sur l'élément critique est faible, plus le volume de flux pouvant être échangé est élevé (la limite de congestion de l'élément de réseau concerné étant atteinte moins rapidement). Selon la CREG, les zones plus grandes ont, en raison justement de leur taille, des PTDFs structurellement plus faibles, ce qui leur fournit un avantage inéquitable (et ce sans tenir compte de l'impact des flux de bouclage).

23. L'aspect difficile de la '*flow factor competition*' réside dans le fait que les PTDFs peuvent de toute façon varier en fonction de la localisation de la demande et de l'offre, de l'importance de ces volumes et de la topologie du réseau. Plusieurs collaborateurs de la CREG ont également exposé cette problématique dans un document scientifique [5].

24. Le couplage de type *flow-based market coupling* inclut également un '*adequacy patch*'. La CREG a, à l'automne 2014, constaté que la '*flow factor competition*' incluse dans la méthode que les gestionnaires de réseaux soumettraient aux régulateurs reste également active lorsque le prix de la bourse atteint son maximum (ce maximum se situe actuellement à 3000 €/MWh). Il était donc possible que, par exemple, la Belgique paie 3000 €/MWh pour du courant mais ne puisse malgré tout rien importer en raison du phénomène de PTDF moins favorable. Cette situation était inacceptable pour les régulateurs car elle mettait en péril la sécurité d'approvisionnement. Les gestionnaires de réseau ont alors adapté leur proposition en adjoignant un '*adequacy patch*' qui calcule l'affectation de la capacité d'interconnexion d'une autre manière au moment où une ou plusieurs zones d'enchères atteignent le prix

maximum. Attention cependant : l'« *adequacy patch* » ne résout pas les problèmes de l'accès prioritaire des flux de bouclage.

25. Ceci signifie que l'aspect potentiellement inéquitable de la « *flow factor competition* » n'a pas ou peu d'impact si le prix monte à 3000 €/MWh. Cet élément continue toutefois de jouer un rôle négatif pour la zone de réglage belge pour des prix inférieurs à 3000 €/MWh. Cela signifie que l'augmentation de la limite de prix sur les bourses, réclamée par certains pays (dont l'Allemagne), impliquerait que l'intervalle de prix dans lequel la « *flow factor competition* » joue son rôle négatif augmenterait. C'est pour cette raison que la CREG a clairement précisé dans sa décision 1410 qu'en ce qui la concerne, les limites de prix ne peuvent être relevées qu'à la condition que le problème de la discrimination entre petites et grandes zones soit résolu (voir § 248 de la décision 1410 de la CREG).

26. Pour cette même raison, la CREG a, dans son avis 1502 relatif à « la demande d'approbation de la proposition de modification du règlement de marché de Belpex » adressé à la ministre, précisé que l'imposition de limitations aux participants à Belpex est susceptible d'avoir un impact sérieux sur la sécurité d'approvisionnement [6]. En effet, l'« *adequacy patch* » n'est activé que lorsque le prix maximal de la bourse (ici 3 000 €/MWh) est atteint. Toutefois, si les participants peuvent être empêchés d'acheter le volume nécessaire (à 3 000 €/MWh) suite à une limitation du volume, ou d'offrir le prix maximal pour leur volume suite à une limitation du prix, il est possible que tout le volume nécessaire ne soit pas importé et/ou que le prix de la bourse n'atteigne pas le niveau maximal, empêchant l'activation de l'« *adequacy patch* ». Cela signifie que les limites de transactions peuvent faire en sorte que, même dans les périodes où une pénurie d'électricité menace, les importations vers la Belgique ne soient pas maximales, avec un risque potentiel pour la sécurité d'approvisionnement. Ce risque est encore renforcé par le fait qu'il n'est possible d'importer de l'énergie que par le biais de la bourse d'électricité *day-ahead*. Dans son avis, la CREG ne s'exprime pas sur le fait que le principe des limites de transactions soit problématique en soi, mais uniquement sur le fait que les limites précises doivent aussi être soumises à approbation, qu'elles ne peuvent donc pas être simplement imposées par la bourse, et qu'elles devraient donc être reprises dans le règlement de marché. Selon nos informations, la ministre n'a pas suivi notre avis sur ce point.

27. Une étude est en cours de lancement au sein de la région CWE en vue de mieux comprendre la problématique de la « *flow factor competition* ». La réalisation de cette étude était une condition à l'approbation du FBMC.

28. En tout état de cause, le fait est que la création de zones de prix plus petites ne va pas uniquement résoudre le problème des flux de bouclage (voir plus haut) : elle va également solutionner le problème de la « *flow factor competition* ». La CREG ne voit pas vraiment de quelle autre manière s'attaquer à ce problème.

29. Le cas de base définit le volume des échanges préexistant au processus d'allocation. De cette manière, la configuration des zones d'offres et leur taille ont un impact déterminant et biaisant sur la localisation des points faibles du réseau pris en compte dans le mécanisme de couplage. Cette localisation des branches critiques a un impact direct sur la valeur des PTDF correspondants et donc sur les échanges qui seront finalement sélectionnés par le mécanisme.

### **I.3 Question 3 : la clôture des marchés à un moment aussi proche que possible du temps réel**

30. Dans sa note 1532 relative à l'étude d'Elia portant sur le besoin d'adéquation et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027, la CREG plaide en faveur de l'amélioration de la liquidité des marchés *intraday*. Dans ce contexte, la CREG a adopté deux décisions en 2016.

31. Dans sa décision 1479 relative à la demande d'approbation de la proposition d'Elia concernant le modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport, la CREG note une amélioration de la détermination de la capacité de transfert intra-journalière par l'introduction d'un processus d'augmentation de la capacité intra-journalière suite à la détermination de la capacité ATC intra-journalière initiale [7]. La CREG note également que cela s'inscrit dans un processus davantage coordonné au niveau CWE. La CREG est toutefois d'avis que la méthode proposée n'est pas totalement conforme au Règlement 714/2009 et à son Annexe 1. Elle n'a donc pas approuvé la proposition d'Elia. Étant donné que la proposition d'Elia peut être considérée comme une avancée par rapport à la situation actuelle, la CREG en autorise la mise en œuvre. En effet, un recalcul de la capacité intra-journalière est actuellement effectué à la frontière franco-belge, ce qui était le cas auparavant.

32. Dans sa décision 1467 relative à l'allocation intra-journalière de la capacité sur l'interconnexion France-Belgique et Pays-Bas-Belgique, la CREG décide également de ne pas approuver la proposition d'Elia [8]. Étant donné que la proposition d'Elia peut être

considérée comme une avancée par rapport à la situation actuelle, la CREG autorise Elia à mettre en œuvre le mécanisme implicite sur la frontière Belgique - France au 3<sup>ème</sup> trimestre 2016 précédé d'un mécanisme d'allocation de mars 2016 jusqu'à fin septembre 2016, un mécanisme « *fall back* » explicite en cas d'indisponibilité du mécanisme implicite mis en place simultanément avec le mécanisme implicite sur la frontière Belgique - France, et le passage à 24 guichets horaires du mécanisme implicite Belgique - Pays-Bas, dans l'attente d'une approbation totale et définitive.

33. Au vu de ces deux décisions, on peut s'attendre à ce que la liquidité de l'intra-journalier soit améliorée. Le nombre de guichets pour l'intra-journalier est ainsi augmenté de 12 à 24, ce qui permet d'échanger de l'énergie encore plus rapidement et à un moment encore plus proche du temps réel. Désormais, un recalcul de la capacité d'interconnexion intra-journalière est également effectué à la frontière avec la France, ce qui était déjà le cas avec les Pays-Bas. Après l'été, le marché français intra-journalier sera également couplé implicitement aux marchés belge et néerlandais.

34. Toutes ces mesures doivent améliorer la liquidité sur le marché intra-journalier. Toutefois, cela ne suffit pas pour la CREG : la capacité d'interconnexion intra-journalière doit être calculée de la même manière que pour le *day ahead*, à savoir sur la base des flux. La CREG attend, pour l'avenir, une proposition des gestionnaires de réseaux de transport dans ce sens.

#### **I.4 Question 4 : règles relatives à l'écart de production pour l'éolien offshore**

35. L'article 7, §3 de la loi sur l'électricité prévoit que l'écart de production des éoliennes offshores par rapport à la production planifiée est calculé d'une autre manière que pour les autres moyens de production et de consommation. Cette méthode spéciale est basée sur le prix *day ahead*.

36. Selon ce que la CREG a pu apprendre, une proposition de loi en cours tendrait à abroger cette disposition de la loi sur l'électricité. La CREG salue cette abrogation, attendue depuis longtemps déjà. Les parcs éoliens offshores vont ainsi pouvoir également participer à la stabilisation de l'équilibre du réseau dans les cas d'excédents de production d'électricité importants (ou d'incompressibilité du parc de production).

37. Suite au passage depuis le 1 janvier 2012 à un tarif de déséquilibre '*single pricing*', l'avantage de l'autre méthode de calcul des déséquilibres pour les éoliennes offshore a en outre, selon toute probabilité, fortement diminué.

## **I.5 Question 5 : augmenter la responsabilité des ARP**

38. Dans le système électrique, le rôle du responsable de l'équilibre, ou Access Responsible Party (ci-dessous ARP) est essentiel pour le maintien de l'équilibre sur le réseau. Chaque ARP doit veiller, pour chaque quart d'heure de la journée, à injecter sur le réseau une quantité identique à ce qu'il prélève.

Selon l'article 157 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après, le règlement technique), l'ARP « *s'engage à prévoir et à mettre en œuvre tous les moyens raisonnables afin de maintenir l'équilibre sur une base quart-horaire entre, d'une part, les injections de puissance active et, d'autre part, les prélèvements de puissance active dans la zone de réglage augmentée des pertes actives qu'il compense lui-même, ce à quoi il est tenu sur la base de son contrat de responsable d'accès* ».

39. En cas de déséquilibre de l'ARP, le gestionnaire du réseau est chargé de rétablir l'équilibre et est alors en droit d'appliquer - automatiquement - à cet ARP en déséquilibre une pénalité (tarif de déséquilibre). Le tarif de déséquilibre est un mécanisme incitatif. Il est construit de façon à inciter les responsables d'équilibre à réaliser l'équilibre entre leurs points d'injection et de prélèvement, mais également à aider à couvrir le déséquilibre résiduel de la zone.

### **I.5.1 Augmentation du tarif de déséquilibre**

40. La fixation des tarifs de transport (y compris les tarifs de déséquilibre) est une compétence attribuée à la CREG.

#### **I.5.1.1 Tarif de déséquilibre de 4.500 EUR/MWh**

41. Une première mesure de renforcement du tarif de déséquilibre a été prise lors de la mise en place de la réserve stratégique. Lorsqu'un déficit structurel est identifié (*structural shortage indicator* positif), un tarif de déséquilibre de 4.500 EUR/MWh manquant est appliqué aux ARP. Cette mesure ne vaut que lorsque la réserve stratégique est opérationnelle, c'est-à-dire pendant les cinq mois de la période hivernale.

L'application de ce tarif pourrait être étendu à l'ensemble de l'année.

Il serait également opportun de consacrer dans la loi électricité le principe d'un tarif dissuasif de déséquilibre en cas d'activation de la réserve stratégique, afin de sécuriser le mécanisme.

La CREG ne voit actuellement aucune raison d'adapter ce tarif de déséquilibre de 4500 €/MWh.

### **I.5.2 Prix de pénurie**

42. Dans une étude externe<sup>2</sup>, la CREG a fait examiner la possibilité d'implémenter une méthode qui permettrait de financer les réserves de manière adéquate. La méthode suivie dans cette étude a été proposée par William Hogan (sur la base de *l'Operational Reserve Demand Curve* ou ORDC) et mise en œuvre au Texas. En bref, cette méthode ou ce mécanisme fournit des prix de rareté qui rémunèrent toutes les unités actives en période de rareté en ajoutant un supplément au prix de la fourniture du service de compensation des déséquilibres quart horaires en période de rareté. Les acteurs du marché peuvent alors être rémunérés pour la rareté sans être contraints de refléter celle-ci dans leurs enchères.

43. L'étude externe est un premier pas pour étudier cette méthode et fera prochainement l'objet d'une analyse plus approfondie, en concertation avec d'autres organes de concertation, les universités, le gestionnaire de réseau et les acteurs du marché. Dans l'idéal, une implémentation transfrontalière sera également examinée. Les recherches complémentaires et l'éventuelle implémentation nationale de ce mécanisme pourraient avoir lieu en 2018 au plus tôt.

### **I.5.3 Renforcement de la nature de l'obligation de l'ARP**

44. Le « contrat de responsable d'accès », qui détermine les droits respectifs du gestionnaire du réseau et de l'ARP en la matière prévoit notamment que « *le paiement [du] tarif de déséquilibre n'exonère pas l'ARP de sa responsabilité [...]* ». Conformément à l'article 157, § 1<sup>er</sup>, du règlement technique, le responsable d'accès « *s'engage à prévoir et mettre en œuvre tous les moyens raisonnables afin de maintenir l'équilibre sur une base quart-horaire* ».

---

<sup>2</sup> Voir la note 1527 de la CREG sur le "*Scarcity pricing applied to Belgium*" et l'étude externe conjointe réalisée par l'UCL [9].

45. Il s'agit là d'une obligation de moyen. Selon la jurisprudence, en cas d'obligation de moyen, la partie qui désire mettre en cause la responsabilité du titulaire d'une telle obligation doit démontrer non seulement l'inexécution de l'obligation, mais en outre la faute du titulaire de l'obligation, à savoir le fait que celui-ci ne s'est pas comporté en bon père de famille normalement prudent et diligent (Cass., 26 février 1962, *Pas.*, 1962, I, p. 723). Une telle obligation est traditionnellement comparée à l'obligation de résultat, en vertu de laquelle la responsabilité du titulaire de l'obligation pourra être mise en cause par la démonstration que le résultat promis n'a pas été atteint ; l'absence de résultat implique la faute du titulaire de l'obligation, sauf cas de force majeure.

46. La nature de la responsabilité d'équilibre imposée à l'ARP pourrait évoluer en vue du renforcement de celle-ci. Adapter le cadre réglementaire (règlement technique) en transformant l'obligation de moyen en obligation de résultat responsabiliserait encore davantage l'ARP et l'inciterait à contracter des capacités à plus long terme, ce qui renforcerait le signal prix sur le marché *forward*.

47. Il convient de noter que ce changement de nature de l'obligation de l'ARP ne ferait concrètement valoir ses effets qu'en cas de dommage causé par l'ARP, c'est-à-dire si son déséquilibre devait provoquer une situation de pénurie entraînant, par exemple, le délestage d'une portion du réseau.

48. Avant de pouvoir mettre cette mesure en œuvre, il faut donner aux ARP en (quasi) temps réel une information sur leur déséquilibre. Ceci n'est pas le cas actuellement. Il faudrait pour cela que le gestionnaire de réseau de transport dispose de plus d'informations provenant des gestionnaires de réseau de distribution (voir ci-dessous).

#### **I.5.4 Délestages ciblés**

49. Dans la pratique, il y aura toujours des écarts plus ou moins importants étant donné que l'ARP ne peut prédire précisément l'injection ou le prélèvement, ou parce que des indisponibilités imprévues peuvent survenir au niveau d'unités de production dans le périmètre de l'ARP. Pour éliminer ces petits et grands déséquilibres temporaires imprévisibles<sup>3</sup> qui excèdent le quart d'heure, le gestionnaire de réseau dispose de réserves secondaires et tertiaires pour maintenir à tout moment l'équilibre du système.

---

<sup>3</sup> L'imprévisibilité (sur base horaire) porte ici tout au plus sur une heure à l'avance, car en principe, l'acteur du marché peut encore adapter sa position sur le marché *intraday* une heure à l'avance.

50. Cela signifie qu'en théorie, et nonobstant les déséquilibres provisoires imprévisibles, un ARP doit toujours être en équilibre en temps réel au terme du quart d'heure. Cela signifie également que si chaque ARP répond à cet impératif, aucun problème de sécurité de l'approvisionnement ne peut se produire : si chaque ARP est en équilibre, le réseau l'est également et il n'y a jamais pénurie (ou excédent) de production.

51. La crainte que la sécurité de l'approvisionnement ne soit pas garantie implique par conséquent la crainte que certains ARP présentent ensemble un déséquilibre prévisible suffisamment important, pouvant excéder les réserves disponibles du gestionnaire de réseau, et entraînant l'obligation de faire jouer les réserves stratégiques voire, en fin de compte, le plan fédéral de délestage.

52. L'activation du plan fédéral de délestage en cas de pénurie entraîne donc un délestage non-sélectif et involontaire des clients finaux, alors que seul un ARP ou un nombre limité d'ARP est confronté à un déséquilibre important. Le délestage est involontaire car il est imposé. Il n'est pas sélectif car même les clients d'un ARP en équilibre, qui ne partage donc pas la responsabilité de l'activation du plan de délestage, seront délestés.

53. Le caractère non-sélectif et involontaire du délestage doit être rendu le plus sélectif et volontaire possible. C'est un principe que la CREG prescrit déjà dans son étude 1352<sup>4</sup> relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité. Ce principe est brièvement exposé ci-dessous.

54. Au sein du marché libéralisé, chaque consommateur a le droit de choisir librement son fournisseur. Cette liberté implique une certaine responsabilité, à savoir le choix d'un bon fournisseur tant en ce qui concerne le prix que la sécurité de l'approvisionnement.

55. Selon les règles actuelles, il est rationnel pour chaque consommateur de ne considérer que le prix. En effet, si la livraison en cas de pic de consommation n'est pas garantie, il existe un risque d'être délesté involontairement en cas d'activation du plan de délestage, indépendamment du fait que le fournisseur correspondant soit ou non en équilibre. L'impact du plan de délestage provoqué par un seul fournisseur est alors réparti entre tous les consommateurs. Cette situation crée des stimuli négatifs, car le consommateur est alors lui-même indifférent face à la sécurité d'approvisionnement que son fournisseur peut garantir.

---

<sup>4</sup> Voir paragraphe 286 : <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1352FR.pdf>



56. Cette défaillance du marché, à savoir l'existence de facteurs externes négatifs, légitime l'intervention des pouvoirs publics pour résoudre - ou du moins atténuer - la défaillance du marché. C'est déjà ce qui se produit lors de la fixation d'un prix de déséquilibre élevé de 4.500 €/MWh, si le marché ne parvient pas à garantir l'équilibre du réseau (et qu'il faut activer la réserve stratégique).

57. Mais ce prix de déséquilibre élevé n'est manifestement pas pris en compte comme stimulus suffisant pour que les fournisseurs et les ARP soient constamment en équilibre ; en effet, une réserve stratégique et un plan de délestage sont prévus en supplément. Il est toutefois possible d'approfondir l'approche de la défaillance du marché en commençant, avant d'activer un plan de délestage touchant les clients de manière non-sélective, par délester les clients des fournisseurs (ou ARP) qui sont à l'origine de l'activation du plan de délestage.

58. C'est un principe qui est déjà d'application sur le marché du gaz.

Pour pouvoir délester les clients d'un ARP/fournisseur provoquant le plan de délestage, il faut pouvoir identifier en (quasi) temps réel les ARP qui le provoquent effectivement. Ceci n'est pas le cas actuellement. Il faudrait pour cela que le gestionnaire de réseau de transport dispose de plus d'informations provenant des gestionnaires de réseau de distribution. Des négociations à ce sujet sont déjà en cours entre, d'une part, la CREG et d'autre part, Febeg et Synergrid. Synergrid travaille actuellement sur une solution qui devrait fournir une *balancing position* en temps réel suffisamment précise.

59. Il est important de souligner que les clients délestables ne seront délestés sélectivement de manière involontaire que si leur ARP/fournisseur est en déséquilibre, et si ce déséquilibre est (partiellement) à l'origine de l'activation du plan de délestage. Si l'ARP/le fournisseur d'un consommateur n'est pas en (grand) déséquilibre et n'est donc pas à l'origine de l'activation du plan de délestage, aucun délestage sélectif involontaire ne pourra jamais avoir lieu.

60. En attendant la mise en œuvre d'une telle mesure de délestage sélectif, il conviendrait d'étudier dans quelle mesure il serait possible de responsabiliser les ARP en corrigeant leur périmètre d'équilibre en cas d'activation de la réserve stratégique et/ou du plan de délestage. En restaurant la valeur du déséquilibre de leur portefeuille à ce qu'elle aurait été sans activation de la réserve stratégique ni du plan de délestage, cela permet d'appliquer le tarif de déséquilibre aux ARP à l'origine des problèmes, en annulant les effets potentiellement atténuateurs d'un délestage non sélectif ou partiellement sélectif sur le déséquilibre de ces ARP.

## **I.6 Question 6 : suppression de la double facturation injection/prélèvement pour les centrales de pompage**

61. Afin de contribuer au *level playing field* entre les différentes ressources de stockage en respectant une certaine neutralité technologique, cette question devrait être étendue à toutes les formes de stockage et pas seulement aux centrales de pompage.

62. Dans son étude 1412 sur la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique, la CREG a posé plusieurs constats nécessitant des adaptations législatives [10].

### **I.6.1 Cotisation fédérale**

63. L'article 21bis de la loi électricité crée une cotisation fédérale en vue du financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité. Cette cotisation est due « *par les clients finals établis sur le territoire belge, sur chaque KWh qu'ils prélèvent du réseau pour leur propre usage* », c'est-à-dire y compris par les installations de stockage qui prélèvent de l'électricité sur le réseau. Cette cotisation fédérale constitue un impôt, au sens de l'article 170 de la Constitution.

64. L'article 14.1 de la directive 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité interdit la taxation des produits énergétiques et de l'électricité utilisés pour produire de l'électricité.

65. De facto, sur la base de cette directive, l'ensemble des installations de stockage, qui prélèvent de l'électricité du réseau en vue d'une production ultérieure, doit être purement et simplement exonéré de cette cotisation fédérale.

### **I.6.2 Tarifs de réseau**

66. Dans une étude [11] pour le SPF Economie, la KU LEUVEN fait référence à une étude d'Eurelectric de 2012 qui constate que seules la Belgique, la Grèce, la Norvège et l'Autriche facturent des tarifs de réseau aux centrales de stockage tant pour le prélèvement que pour l'injection. A l'opposé, l'Italie, la Lituanie, la Pologne, le Portugal, la Slovaquie, l'Espagne, la République tchèque et le Royaume Uni ne factureraient aucun tarif de réseau aux centrales de stockage. Par ailleurs, l'Allemagne aurait introduit en 2012 une exonération des tarifs de réseau pour les nouvelles centrales de pompage-turbinage au cours des vingt

premières années. Il apparaît donc que certains Etats membres ont, selon des formes diverses, décidé d'appliquer à l'activité de stockage d'électricité un régime tarifaire spécifique. La question se pose dès lors de savoir si un tel régime de faveur pourrait être appliqué en Belgique afin de ne pas mettre dans une position défavorable les installations de stockage localisées en Belgique.

67. Eu égard à la répartition des compétences entre l'Etat fédéral et les régions en matière d'énergie, seuls sont ici examinés les tarifs du réseau de transport et des réseaux ayant une fonction de transport.

68. En vertu de l'article 12 de la loi électricité, la CREG dispose d'une compétence exclusive en matière d'établissement de la méthodologie tarifaire et d'approbation des tarifs de transport d'électricité. Toutefois, comme souligné par la CREG, l'application d'un régime tarifaire particulier pour le stockage d'électricité ou certaines technologies ou installations de stockage d'électricité est possible mais nécessite à tout le moins une modification de la loi électricité. Celle-ci devrait viser à :

- assouplir l'interdiction de toute mesure de soutien aux installations offshore de stockage d'énergie hydroélectrique (art. 6/1, § 1er) ;
- insérer une ligne directrice tarifaire précisant la portée du régime tarifaire que la CREG sera censée élaborer dans sa méthodologie tarifaire (art. 12, § 5).

69. Dès lors qu'une exonération des tarifs de transport au bénéfice des installations de stockage représente un avantage pour leurs exploitants, se pose la question de savoir si cet avantage est conforme aux règles européennes en matière d'aides d'Etat. Par prudence, il conviendrait de notifier la mesure à la Commission européenne.

70. Si les tarifs de réseau sont adaptés en vue de créer un *level playing field* pour le stockage en Belgique comparativement aux pays voisins, ceci va entraîner une augmentation de la charge financière pour les autres utilisateurs du réseau. Cet impact financier ne peut être calculé que si les adaptations des tarifs de réseau sont connues précisément.

## **I.7 Question 7 : abaissement des barrières d'accès au marché par des agrégateurs**

### **I.7.1 Modèle de marché pour le transfert d'énergie**

71. La CREG renvoie à sa proposition de modèle de marché pour le transfert d'énergie exposée dans son étude 1459. Ce modèle prévoit la création d'un nouveau rôle d'opérateur de service de flexibilité (FSP) défini comme un intermédiaire qui utilise, pour son activité, la flexibilité de la demande d'un ou plusieurs clients finals dont il n'est pas le fournisseur. Ce nouveau rôle pourrait être repli par différents acteurs de marché, dont les agrégateurs indépendants.

72. La mise en œuvre de ce modèle implique la définition d'un cadre légal précisant les rôles des différents acteurs impliqués dans l'échange de la flexibilité de la demande ainsi que leurs droits et obligations. Dans ce but, la CREG a rédigé une proposition de loi.

### **I.7.2 Statut d'ARP**

73. Pour les clients finaux souhaitant devenir leur propre FSP ainsi que l'ARP<sup>5</sup> de ce FSP, les frais d'accès à Belpex constituent une barrière à l'entrée. Une réflexion pourrait être menée pour lever cet obstacle. A titre d'exemple, Febeliec propose l'octroi du statut d'ARP limité à certains jours et/ou heures de l'année mais avec une responsabilité assumée à 100%, pour les clients finaux qui ne comptent valoriser leur flexibilité que pendant une période de l'année moyennant le paiement de la partie fixe du tarif au prorata du nombre de jours d'utilisation.

## **I.8 Proposition complémentaire : amélioration de la réserve stratégique**

74. Dans son étude 1422 la CREG a cité plusieurs améliorations qui pourraient être apportées au mécanisme de la réserve stratégique ainsi qu'à la législation qui l'organise :

- Permettre le retour sur le marché des capacités en réserve stratégique à l'issue de chaque terme annuel

---

<sup>5</sup> Dans l'étude 1459 de la CREG, l'ARP est nommé BRP, conformément au code de réseau « *balancing* » européen en préparation.

Si la contractualisation des volumes de réserve stratégique sur une période supérieure à un an (ce qu'autorise la loi électricité) permet d'amortir le coût des investissements nécessaires en vue de garantir la fiabilité des unités reprises dans la réserve stratégique et se justifie pour assurer la stabilité du tarif OSP 'réserve stratégique', elle ne favorise pas le fonctionnement du marché. En effet, tant que le besoin de nouvelles capacités reste présent dans le marché, les exploitants des unités en réserve stratégique devraient avoir le droit de retourner dans le marché à l'issue de chaque terme annuel si leurs perspectives de gains y deviennent supérieures aux revenus de réservation perçus en réserve stratégique. Si des investissements ont été nécessaires en vue de la participation à la réserve stratégique, il devrait être prévu que l'exploitant qui retourne sur le marché rembourse la partie non amortie de cet investissement.

- Modifier l'article 4bis de la loi électricité et habiliter le Roi à fixer non seulement la procédure de notification de mise à l'arrêt des installations de production, mais également les conséquences d'une telle notification et les conditions d'un retour sur le marché

De façon à établir de manière plus transparente l'évaluation des besoins, il ne devrait plus être permis d'annoncer un arrêt temporaire, puis de le transformer en un arrêt définitif, pour finalement décider de poursuivre l'activité. L'annonce d'un arrêt définitif devrait par exemple donner lieu au retrait automatique de l'autorisation individuelle de production lorsque la date de l'arrêt est atteinte, de façon à favoriser le développement de nouveaux investissements.

- Réfléchir à la participation de la *demand response* à la réserve stratégique

Le but premier de sa participation est de disposer d'un outil supplémentaire pour favoriser son développement. Une fois les investissements amortis, celle-ci devrait être offerte au marché. Il faut éviter que la rémunération de la réservation devienne trop attractive et retire de la flexibilité du marché, ou qu'une rémunération soit payée pour une capacité qui n'est jamais disponible en période de pointe parce qu'elle a déjà été activée. Il faut également éviter qu'une double rémunération soit perçue, d'une part par la vente à la réserve (sans obligation de livrer le service) et, d'autre part, par la vente à un ARP.

- Élargir l'accès à la réserve stratégique

À l'heure actuelle, seules la *demand response* et les centrales ayant annoncé leur mise à l'arrêt sont susceptibles de participer à la réserve stratégique. Une

telle limitation n'a pas permis par le passé de faire face au volume de réserve stratégique requis, sur la base du rapport établi par le gestionnaire du réseau ; elle ne permet pas non plus la mise en place d'une véritable concurrence au sein de la réserve stratégique.

Pour faire face à cet état de fait, il est souhaitable d'ouvrir la réserve stratégique à d'autres types d'unités, particulièrement des groupes de secours ou des unités de pointe (groupes électrogènes, installations mobiles, etc. actuellement hors marché) qui, autrement, ne pourraient participer à la sécurité d'approvisionnement. Un tel élargissement pourrait se faire de deux manières différentes :

- soit par l'ajout à l'énumération figurant à l'article *7quinquies*, § 2, de nouveaux types d'unités pouvant également participer à la réserve stratégique ;
- soit par l'attribution au ministre du pouvoir de déterminer, dans l'instruction visée à l'article *7quater*, d'autres types d'unités de production que celles visées à l'article *7quinquies* pouvant participer à la réserve stratégique.

- Examiner la possibilité de moduler le volume

Deux volumes pourraient être identifiés, un premier nécessaire pour l'ensemble de la période hivernale et un second pour les seuls mois de décembre, janvier et février.

- Augmenter la transparence, rendre un maximum d'informations facilement accessibles aux acteurs du marché pour qu'ils puissent développer une stratégie appropriée

- Autres modifications possibles du mécanisme

Permettre de contractualiser des offres plus d'un an à l'avance. Actuellement, la garantie d'intégrer la réserve stratégique n'est donnée que quatre mois avant le début de la période hivernale. Or, les unités qui nécessitent une prolongation de permis, des travaux, un entretien, etc., ne sont pas prêtes à engager de telles démarches ou dépenses avant d'obtenir cette confirmation ; la disponibilité de ces unités au 1<sup>er</sup> novembre peut dès lors être compromise.

75. Dans son étude 2017–2027, Elia a proposé une série d'autres pistes. La CREG a communiqué sa réaction à ce sujet dans sa note 1532. Elia et la CREG se sont engagées à échanger leurs points de vue à ce sujet et, en concertation avec les acteurs du marché, à proposer des améliorations concrètes et à les mettre en place lorsque cela est possible.

## II. Résumé

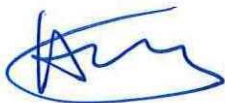
76. Toutes les mesures visant à améliorer le fonctionnement du marché proposées dans cette note sont résumées ci-dessous. Il est également indiqué si la mesure doit être prise au niveau national ou européen.

	Mesure	Niveau
	<b>Question 1 : limitation des flux de bouclage</b>	
1	Délimiter des zones d'enchères adéquates et réduites afin d'éviter des flux de bouclage trop importants	Européen
2	Mettre en œuvre plus efficacement et plus largement les transformateurs déphaseurs	Européen
3	Mieux estimer les flux et les congestions deux jours à l'avance	Européen
4	Eviter de limiter les échanges transfrontaliers par la congestion d'éléments de réseau internes	Européen
5	Réaliser une analyse coûts/bénéfices concernant des transformateurs déphaseurs complémentaires	National
6	Calculer les capacités d'interconnexion en intégrant le <i>Dynamic Line Rating</i>	National
7	Calculer et publier les flux de bouclage	National
	<b>Question 2 : impact de la « création de bien-être optimale »</b>	
8	Délimiter des zones d'enchères adéquates et réduites afin d'éviter un éventuel problème de « <i>flow factor competition</i> »	Européen
9	Soumettre pour approbation des règles visant à imposer des limites de transactions en bourse	National
	<b>Question 3 : clôture des marchés à un moment aussi proche que possible du temps réel</b>	
10	Créer un marché intra-journalier européen basé sur les flux	Européen
	<b>Question 5 : augmenter la responsabilité des ARP</b>	
11	Introduire toute l'année un tarif de déséquilibre dissuasif en cas de pénurie	National

12	Réaliser une analyse plus approfondie du « prix de pénurie » et l'implémenter si nécessaire	National/Européen
13	Faire davantage évoluer la responsabilité de l'ARP vers une « obligation de résultat »	National
14	Instaurer un système de délestages ciblés	National
15	Fournir la position de déséquilibre de chaque ARP en (quasi) temps réel	National
	<b>Question 6 : suppression de la double facturation pour les centrales de pompage</b>	
16	Cotisation fédérale : facturer uniquement la consommation pour les pertes de stockage.	National
17	Tarifs de réseau : créer un <i>level playing field</i> par rapport aux pays voisins pour le stockage raccordé au réseau de transport	National
	<b>Question 7 : abaissement des barrières pour les agrégateurs</b>	
18	Créer un modèle de marché pour le transfert d'énergie	National
19	Octroyer un statut d'ARP plus flexible dans le temps (sans diminution de la responsabilité)	National
	<b>Mesures complémentaires : amélioration de la réserve stratégique</b>	
20	Améliorer les règles relatives aux notifications de fermeture	National
21	Améliorer la participation de la gestion de la demande aux réserves stratégiques	National
22	Elargir l'accès aux réserves stratégiques	National
23	Affiner les volumes nécessaires aux réserves stratégiques en fonction de la période hivernale	National
24	Augmenter la transparence, rendre les données plus facilement accessibles	National
25	Autres pistes figurant dans la note 1532 de la CREG	National

\*\*\*\*

Pour la Commission de régulation de l'électricité et du gaz :



Andreas TIREZ  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Présidente du Comité de direction



# Bibliographie

- [1] Étude de la CREG n° 1352 relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1352FR.pdf>
- [2] Étude de la CREG n° 1520 relative aux grands pics de prix sur le Belpex DAM des 22 septembre et 16 octobre 2016 <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1520EN.pdf>
- [3] Note de la CREG n° 1532 relative à l'étude d'Elia portant sur le besoin « d'adequacy » et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027 <http://www.creg.info/pdf/Divers/Z1532FR.pdf>
- [4] Décision de la CREG n° 1410 relative à « la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la mise en place d'un couplage de marchés journaliers basé sur les flux dans la région CWE (Europe de Centre-Ouest) » <http://www.creg.info/pdf/Decisions/B1410FR.pdf>
- [5] Marien, A., Luickx, P., Tirez, A. and Woitrin, D. (2013). Importance of Design Parameters on Flowbased Market Coupling Implementation. Published in 10th International Conference on the European Energy Market, Stockholm <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6607298>
- [6] Avis de la CREG n° 1502 à la ministre relatif à « la demande d'approbation de la proposition de modification du règlement de marché de Belpex » <http://www.creg.info/pdf/Avis/A1502FR.pdf>
- [7] Décision de la CREG n° 1479 relative à la demande d'approbation de la proposition d'Elia relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport <http://www.creg.info/pdf/Decisions/B1479FR.pdf>
- [8] Décision de la CREG n° 1467 relative à l'allocation intra-journalière de la capacité sur l'interconnexion France-Belgique et Pays-Bas-Belgique <http://www.creg.info/pdf/Decisions/B1467FR.pdf>
- [9] CREG-nota 1527 sur le "Scarcity pricing applied to Belgium" et l'étude externe conjointe réalisée par l'UCL. <http://www.creg.info/pdf/Divers/Z1527EN.pdf>
- [10] CREG-studie 1412 sur la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1412FR.pdf>
- [11] KULeuven, *Studie inzake de mogelijkheden tot opslag van elektriciteit die in België kunnen worden aangewend op de korte, middellange en lange termijn teneinde bij te dragen tot de bevoorradingszekerheid van elektriciteit* (étude réalisée à la demande du SPF Économie) [http://economie.fgov.be/nl/binaries/Studie\\_inzake\\_de\\_mogelijkheden\\_tot\\_opslag\\_van\\_elektriciteit\\_tcm325-266795.pdf](http://economie.fgov.be/nl/binaries/Studie_inzake_de_mogelijkheden_tot_opslag_van_elektriciteit_tcm325-266795.pdf)