

**Users' Group - Groupe de travail "Belgian Grid"**

**Réunion du 30 avril 2014**

**Présents:** C. Adams (SPF Economie, Direction Energie)  
W. Aertsens (INFRABEL)  
J.-P. Boydens (Cogen Vlaanderen)  
P. Claes (FEBELIEC)  
B. De Wispelaere (FEBEG)  
A. Detollenaere (ODE)  
Y. Foste (FEBEG)  
B. Gouverneur (SYNERGRID)  
S. Harlem (FEBEG)  
B. Heylen (SPF Economie, Direction Energie)  
N. Laumont (EDORA)  
F. Van Gijzeghem (ODE)  
  
D. Zenner (Président), I. Gerkens (ELIA)  
T. Desmet, T. Springuel (partiellement, ELIA)

**Excusés:** T. de Waal (FEBEG)  
W. Gommeren (EUB)  
D. Halkin (ORES)  
G. Meynckens (FEBELIEC)

**Agenda**

1. Approbation des projets de rapport des 18/11/2013 et 28/01/2014
2. Accès flexible – Mécanisme de compensation financière – Partage des points de vue
3. Principes de développement long terme du réseau – Cas concret : restructuration du réseau en région liégeoise
4. Divers

**1. PROJETS DE RAPPORT DES 18/11/2013 ET 28/01/2014**

Le WG Belgian Grid adopte les projets de rapport sans remarques.

**2. ACCES FLEXIBLE – MECANISME DE COMPENSATION FINANCIERE – PARTAGE DES POINTS DE VUE**

Le Président du WG Belgian Grid invite les membres à présenter leurs points de vue sur le mécanisme de compensation en cas d'activation de l'accès flexible.

Un représentant de FEBEG donne la vision de sa fédération sur le modèle de gestion de la congestion, basé sur le principe de neutralisation du périmètre des ARPs (présentation FEBEG « Congestion management »). Cette approche se focalise au niveau de la distribution mais peut être reprise au niveau d'Elia (pour les unités hors CIPU). Selon FEBEG, il est indispensable de disposer d'un système équilibré de compensation de la congestion, afin de raccorder le plus possible de renouvelables à un

coût acceptable en maintenant un incitant pour les investissements dans les réseaux de distribution.

Le modèle de gestion de la congestion de FEBEG s'inspire du mécanisme CIPU jugé très efficace et bien connu des acteurs de marché. Il va dans le même sens que les principes européens. Ce mécanisme prévoirait de neutraliser automatiquement l'impact de l'ARP en ajoutant dans son périmètre l'équivalent des MW activés ('counter-balancing'), sans que ceci influence le prix de déséquilibre. Ceci serait réalisé par Elia à la demande et aux frais du DSO ayant besoin d'activer la flexibilité contrainte vu la congestion locale dans son réseau. Cela permettrait à Elia de choisir le moyen le plus efficace pour compenser ce déséquilibre (load shedding, appel à unité de production selon le merit order du moment...). Cela pourrait se faire grâce à une plateforme pour augmenter la liquidité des offres au maximum. Le projet 'bidladder' est suivi de près dans ce cadre comme source d'inspiration.

Le modèle de FEBEG prévoit que les producteurs raccordés avec un accès flexible sont obligés de participer dans le système et d'offrir leur flexibilité au prix du marché (à définir). En plus, FEBEG propose que tous les autres producteurs ou consommateurs peuvent, tant que FSP (ou 'flexible service provider'), participer volontairement au système de flexibilité au bénéfice du DSO, de façon 'market based' et au prix proposé par les FSP's.

A la demande du représentant d'INFRABEL, FEBEG précise qu'il préfère un système basé sur un volume d'énergie ajouté dans le système électrique, qui compense en pratique le déséquilibre en temps réel, plutôt que de remplacer le volume curtaillé par les nominations. En cas de prix négatif, la contre-nomination peut être intéressante.

Plusieurs membres du WG Belgian Grid demandent de clarifier le niveau de tension pour lequel la flexibilité contrainte serait activée. Selon Elia, le système « Gflex » (c'est-à-dire la flexibilité et donc la modulation de la production) est imaginé au niveau du TSO mais il serait possible de l'appliquer aussi au niveau de la distribution. Cela se fait déjà à la Côte pour les unités raccordées en distribution alors que l'origine de la congestion est au niveau du transport.

Le représentant de SYNERGRID précise que la congestion est locale par définition. Utiliser la flexibilité d'un agrégateur pour répondre à une congestion géographiquement limitée paraît difficile. Le rôle d'un agrégateur se conçoit mieux au niveau du balancing globale de la zone. Le représentant de FEBELIEC confirme qu'il voit difficilement un marché d'offres de flexibilité répondre aux modulations locales. Selon un représentant de FEBEG, c'est plutôt Elia qui utiliserait cette offre pour compenser en temps réel le périmètre de l'ARP au coût minimal pour la zone de réglage. FEBEG précise aussi au représentant d'INFRABEL que ces volumes seraient payés dans leur proposition au prix de marché et non pas au 'fuel cost' prévu au contrat CIPU.

S'agissant des résultats de l'activation en cas de congestion, FEBEG reconnaît qu'ils doivent être garantis. FEBEG propose donc d'utiliser un profil de référence temps réel, pour déterminer le volume activé en vue du settlement et du 'counter-balancing', qui pourrait être basé sur l'historique de l'unité concernée ou sur les nominations de l'ARP. Le représentant du SPF Economie se demande quel impact l'activation du produit R3DP aurait sur ces historiques. Selon Elia, l'activation de ces unités pour la congestion locale implique de discuter de l'exclusivité ou non des services auxiliaires pour certains usages, notamment pour éviter de payer deux fois le même produit. Un débat similaire a lieu sur les liens entre le produit ICH (interruptibilité de la charge) et réserves stratégiques.

Le représentant de FEBELIEC relève la question de la prise en charge des coûts du mécanisme, alors que les candidats producteurs connaissent le risque de congestion à

l'avance. Selon FEBEG, le DSO payera pour régler le problème de congestion et le client final payera seulement *in fine* via les tarifs. Or, la congestion découle souvent des difficultés d'obtenir les permis nécessaires pour renforcer le réseau. Le représentant de FEBELIEC relève le besoin de choisir une localisation optimale pour les nouveaux projets de RES par rapport aux réseaux. Selon le représentant d'INFRABEL, on pourrait se baser sur un signal prix local comme celui qui existe au Royaume-Uni plutôt que de faire supporter tous les coûts au client final.

Pour la représentante d'EDORA, il faudra choisir entre la vision wallonne d'une compensation régulée ou une approche basée sur un mécanisme de marché, en évaluant notamment le coût et les bénéfices des approches respectives. Elle relève l'intérêt de l'approche FEBEG, qui propose un mécanisme pragmatique et raisonnable et rencontrant les besoins des ARPs, alors que la plupart des débats actuels sont purement de principe. Un représentant de FEBEG souligne que la compensation ne représente pas un revenu permanent pour le producteur ; il vise quelques heures par an. A ce propos, le représentant d'INFRABEL souligne qu'il s'agit d'une quantité négligeable d'énergie au niveau des DSOs (quelques MWh/an). Cependant pour un représentant de FEBEG, il faut en tenir compte vu la multiplication des mécanismes avec effet marginal sur le périmètre des ARPs, dont l'impact cumulé devient toutefois important.

Elia souligne le besoin de donner le choix au TSO entre compensation et renforcement du réseau, en cas de congestion. La proposition d'Elia, présentée en décembre 2013 à la Beleidsplatform de la VREG et en janvier au WG Belgian Grid, est nuancée. On ne peut pas tout raccorder, ni développer le réseau à tout azimut. Il faut un incitant pour que les projets s'implantent de manière privilégiée dans les zones sans congestion. Ces zones sont déjà connues et communiquées ; Elia développe également des tronçons de réseau là où cela s'avère nécessaire pour soutenir des projets identifiés par les autorités (par ex, les clusters de la province Oost Vlaanderen). Parfois le coût de la compensation est inférieur aux investissements requis pour lever la congestion locale.

La représentante d'EDORA souligne qu'en effet un arbitrage doit être fait entre investissements réseau et l'utilisation de la flexibilité, mais que celui-ci doit intégrer de nombreux critères qui dépassent celui du coût à court terme. Il faut en effet qu'il reste un incitant au gestionnaire du réseau d'investir dans son réseau pour répondre aux demandes raisonnables de raccordement et d'accès. L'arbitrage doit viser à maximaliser les retombées socio-économiques pour l'ensemble de la société (et pas seulement à diminuer les tarifs à court terme). La législation wallonne prévoit d'ailleurs de ne pas accorder de compensation en cas de flexibilité aux projets jugés déraisonnables par le régulateur compétent. Le caractère raisonnable/déraisonnable doit encore être déterminé.

Le représentant d'ODE relève l'intérêt pour les candidats producteurs de disposer d'une cartographie des zones avec risques de congestion.

FEBEG reconnaît le besoin des GRDs pour inciter les nouveaux projets à adopter une localisation favorable pour le réseau : c'est le principe de la bande flexible ('free band'), dont les modalités d'application doivent être claires et limitées en volume et dans le temps. Appliquer la bande flexible découragera les investissements non pertinents. Un représentant de FEBEG confirme que la bande flexible peut être intégrée dans le système proposé par FEBEG. Le monde politique devra décider sur les mécanismes de bande flexible, de compensation et de 'counter-balancing' des ARPs.

La représentante d'EDORA rappelle pour mémoire que la mesure de 'franchise' était proposée en Région wallonne à titre d'exception, et à condition que ce soit limité en volume et dans le temps, afin de garder un incitant à l'investissement pour le GRD. La représentante d'EDORA trouve que cette notion a été dévoyée, puisque l'on souhaite à présent la généraliser au titre de 'free band', sans limitation ni dans le temps ni en volume.

Quant à la compensation financière de la perte de revenus (notamment les certificats verts), un représentant de FEBEG souligne que la problématique est complexe car les questions d'équilibre et d'allocation sont fédérales, alors que le soutien du RES et les certificats verts sont régionales. Le représentant de FEBELIEC demande ce qu'il en serait de l'octroi de certificats verts en cas de prix négatifs ? Le représentant d'INFRABEL propose de prolonger la durée d'octroi des certificats verts, de la durée de coupure. A cet égard, le président du WG Belgian Grid rappelle qu'Elia souhaite rester neutre dans ce débat. Il rappelle qu'Elia conseille d'adopter un mécanisme simple pour compenser les certificats perdus, par exemple par une prolongation de l'octroi des certificats ou un autre système avec effet équivalent.

En réponse à une question du représentant d'INFRABEL, le président du WG précise que le contrat CIPU organise surtout un processus de planification des unités de production, les coupures en cas de travaux ou de soutien de l'équilibre global de la zone de réglage. La notion de congestion est indépendante de la gestion du balancing: on résout un problème local et non pas un déséquilibre global de la zone. Le contrat CIPU couvre beaucoup plus d'aspects que la congestion. Il vise uniquement les unités supérieures à 25 MW, alors que l'accès flexible s'applique aussi aux unités raccordées aux GRDs. Il n'est pas pertinent de l'imposer à ce stade à toutes les unités situées en distribution et susceptibles d'être activées en cas de congestion.

La représentante d'EDORA connaît des unités RES avec CIPU non soumises au mécanisme de la bande flexible. Elia le confirme et précise que ces unités ont un raccordement avec accès traditionnel. La bande flexible est prévue uniquement pour les unités situées dans les zones congestionnées. En cas d'accès traditionnel, on n'aura jamais besoin de faire appel à leur flexibilité. Il n'est dès lors pas pertinent de soumettre toutes les unités à un accès flexible, comme la région wallonne semble vouloir le proposer.

Le représentant de COGEN VLAANDEREN propose de calibrer la bande flexible de manière adaptée à la cogénération (production > vent, solaire)(présentation « Cogen Vlaanderen - Flexibele toegang »).

Cette bande représente un nombre d'heures limité durant quelques années. Il faut éviter que cette bande couvre en pratique l'ensemble de l'activité de production et tenir compte des différences entre modes de production. COGEN VLAANDEREN propose une formule pour calculer la compensation financière. Le paramètre ethaE/ethaF est disponible dans les documents de la VEA. La fédération soutient le principe de compenser financièrement la perte des certificats cogénération ou verts. Le coût de la compensation financière doit être relativisé : bande flexible et faible durée d'activation. COGEN VLAANDEREN pourrait soutenir le point de vue de FEBEG pour la compensation du périmètre des ARPs. Il semble au représentant de COGEN VLAANDEREN qu'Elia agit plutôt en réponse à des incidents alors qu'une congestion locale est souvent prédictible la veille.

A propos de la bande flexible, Elia précise que si l'investissement dans le réseau pour lever la congestion est considéré comme déraisonnable, la bande flexible sera maintenue. Les candidats producteurs disposent de cette information avant de lancer leur projet. Il faut aussi tenir compte du fait que la législation actuelle n'impose pas la garantie du N-1 pour les productions contrairement aux charges. Elia clarifie au représentant d'INFRABEL que la compensation sera prise en charge par le réseau qui est à l'origine de la congestion, même si le gestionnaire de réseau auquel le producteur est raccordé la payerait en pratique. Elia plaide également pour un système harmonisé entre les régions et les niveaux de tension.

Le représentant de FEBELIEC considère comme très important de tenir compte des coûts du mécanisme pour le consommateur final et de savoir qui est réellement responsable de l'existence de la congestion.

Les représentants d'ODE et d'EDORA rappellent que la bande flexible pourrait limiter la rentabilité de certains projets et que son impact sociétal doit être soigneusement évalué. Elia rappelle que les régulateurs devraient décider du caractère raisonnable des projets, en se basant sur des moyennes de rentabilité. Les études de raccordement d'Elia tiennent toujours compte des réseaux ; Elia tente systématiquement de trouver une solution optimale pour le porteur de projet.

### **3. PRINCIPES DE DEVELOPPEMENT LONG TERME DU RESEAU – CAS CONCRET : RESTRUCTURATION DU RESEAU EN REGION LIEGEOISE**

Ce cas illustre les méthodologies employées pour concevoir le développement long terme du réseau et l'arbitrage entre les différentes solutions imaginées (optimisation multi-critères).

Le représentant d'ODE demande si la vision de développement long terme du réseau tient compte de la décroissance énergétique annuelle à réaliser par les réseaux, en tenant compte de la récente directive efficacité énergétique. Le président du WG Belgian Grid l'informe que des plans d'action très concrets sont actuellement développés avec les DSOs et qu'ils seront présentés prochainement aux régulateurs concernés. Les régulateurs feront probablement une communication à ce sujet. Ces actions portent plutôt sur l'efficacité énergétique que limiter le développement du réseau ou diminuer les investissements de renforcement des réseaux.

Elia précise au représentant d'INFRABEL qu'après analyse, le réseau en 150 kV au nord de Liège sera maintenu, étant donné le développement de la zone autour de l'aéroport régional. L'approche a été concertée avec Tecteo, le GRD local.

Elia précise que le réseau de transport développé en 70 kV a vocation à disparaître à très long terme et qu'il est rationalisé chaque fois que possible, en passant les tronçons concernés en 110 kV ou en 150 kV. Un représentant fait remarquer que cela aura un impact sur la compétence du régulateur, puisque la CWAPE est compétente pour le réseau de transport local, jusque 70 kV inclus. Les niveaux de tension supérieurs dépendent du fédéral. Elia relève que la même logique est également en cours au niveau de la distribution qui abandonne progressivement les niveaux de 5-6 kV.

Enfin, Elia répond au représentant d'INFRABEL que le profil de risque des utilisateurs de réseau n'est pas un critère d'analyse utilisé pour cette étude long terme, dès lors que le N-1 doit être respecté pour la charge mais pas pour les injections.

Un représentant de FEBEG demande qu'une explication détaillée sur les concepts N-1 et N, ainsi que leurs liens avec la charge et la production dans une zone, soit prévu lors d'un prochain WG Belgian Grid.

## **4. DIVERS**

### **4.1. Cotisation fédérale et surcharge offshore – CDS**

A la demande de plusieurs membres du WG Belgian Grid, le président du WG Belgian Grid confirme qu'Elia a reçu très récemment une clarification de la CREG sur l'application de la dégressivité aux CDS (pour la cotisation fédérale et la surcharge



offshore) à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2014. Les principes restent identiques : cotisation et surcharge dues par le client final mais payées via le détenteur d'accès. Les modalités opérationnelles d'application de la dégressivité ne sont pas encore clarifiées et seront communiquées dès que possible aux clients concernés.

#### *4.2. Agenda de travail*

Le représentant de FEBELIEC souligne que le prochain sujet de travail du WG Belgian Grid doit porter sur une réflexion systématique sur la transposition des NC européens, à partir de septembre. Elia souligne l'importance de ce sujet, qui devrait être traité par un groupe de travail spécifique. Une proposition concrète sera faite à ce sujet en Users' Group.

\* \* \*

La prochaine réunion du WG Belgian Grid sera fixée par Doodle en septembre 2014.