

**Work Group Belgian Grid**

**Réunion du 21 avril 2017**

**Présents:** W. Aertsens (INFRABEL)  
B. De Wispelaere (FEBEG)  
V. Demeyer (FEBEG)  
A. Detollenaere (ODE)  
S. Harlem (FEBEG)  
M. Malbrancke (INTERREGIES)  
E. Mees (CREG)  
P. Ottoy (VREG)  
A. Pirard (CWaPE)  
M. Roobrouck (CREG)  
M. Van Bossuyt (FEBELIEC)  
F. Vandenborre (COGEN Vlaanderen)

D. Zenner, I. Gerkens, P. Buijs (ELIA)  
J. Moelans (ELIA, partiellement)

**Excusés:** F. Vanwijnsberghe (FEBELIEC)

**Agenda**

1. Approbation du projet de PV de la réunion du 7 mars 2017
2. Implémentation des Codes de réseaux
  - 2.1. Implémentation des NCs:
    - 2.1.1. Statut des travaux en cours
    - 2.1.2. Substantial modernization
  - 2.2. Modifications du Règlement Technique Fédéral hors NCs (wishlist) :
    - 2.2.1. Plan de travail 2017 Q2 – Dates & agenda des réunions
    - 2.2.2. Position Paper CDS – Finalisation du projet de Position Paper
    - 2.2.3. Grid Losses (presentation by stakeholders)

**1. Approbation du projet de PV de la réunion du 7 mars 2017**

Le représentant de FEBELIEC formule une remarque sur le projet de PV. Le PV sera approuvé d'ici quelques jours, après appel à d'autres remarques éventuelles.

**2. Implémentation des Codes de réseaux**

La réunion démarre avec la discussion relative au Position Paper CDS pour la commodité de certains membres.

**2.2. Modifications du Règlement Technique Fédéral hors NCs (wishlist)**

**2.2.2. Position Paper CDS – Finalisation du projet de Position Paper**

Elia présente les remarques reçues sur le projet de Position Paper CDS, de la part de BASF et d'INFRABEL (v. « Position Paper CDS »). Le représentant de FEBELIEC souligne qu'il a encore quelques remarques textuelles complémentaires à celle de BASF, qui seront communiquées à Elia au plus vite. De manière générale, il relève que décrire la situation des sites industriels avant désignation ou reconnaissance du statut de CDS (le 'statut 1') est un point très important pour FEBELIEC: cela devrait aider à clarifier les cas de ces sites industriels avec réseau interne qui ne sont actuellement repris dans aucune catégorie juridique. Il se demande toutefois si ces statuts doivent être décrits explicitement dans le règlement technique fédéral. Pour le président du WG BG, ces statuts 1 et 2 ayant vocation à ne pas s'appliquer à long terme, il lui semble préférable

de les utiliser comme guide pour la réflexion juridique et de les décrire plutôt dans le contrat d'accès de Elia.

S'agissant de la proposition d'INFRABEL de donner un aperçu de l'ampleur de la problématique des CDS en Belgique, le WG BG reconnaît qu'il serait intéressant de cadrer dans le Position Paper l'ampleur des cas concernés et raccordés sur l'ensemble du réseau Elia. Il est toutefois difficile de disposer des chiffres exacts en l'absence d'une liste exhaustive des CDS reconnus ou existants dans les régions et d'un régime fédéral.

Le représentant d'INFRABEL relève que la réglementation flamande interdit qu'un point d'accès ait plus d'un fournisseur/ARP au niveau de la distribution. Ceci empêcherait en pratique la reconnaissance des CDS raccordés en distribution. Le représentant de FEBELIEC relève que la vision de la VREG évolue sur ce point. Le représentant d'INFRABEL demande s'il est possible de réaliser une cartographie globale de la situation juridique des CDS tant au niveau régional que fédéral.

Le président du WG BG relève que le Position Paper du Users' Group a pour vocation d'encadrer des propositions concrètes de textes pour le règlement technique fédéral, tout en relevant des préoccupations générales rencontrées par les CDS raccordés au réseau Elia au niveau régional. Il souligne que l'approche proposée est de s'inspirer des régimes juridiques régionaux existants, en particulier le régime flamand plus complet, et en tenant compte des nuances nécessaires au niveau fédéral, pour élaborer le régime fédéral. Ceci afin de favoriser une cohérence entre tous les niveaux.

Suite aux remarques reçues, le Position Paper va également clarifier la notion de 'registre de flexibilité' par rapport à celle du registre d'accès, notamment par rapport à ce qui serait imposé au niveau des gestionnaires de réseau de distribution. Il s'agit en réalité d'informations reprises dans le registre d'accès (données de marché et de comptage); on peut dire que le 'registre de flexibilité' est constitué d'une partie du registre d'accès. Le président du WG BG souligne que les détails des informations relatives à la flexibilité à communiquer au FSP par le gestionnaire de CDS doivent être organisés dans un contrat entre les gestionnaires de CDS et leurs utilisateurs de réseau CDS. Elia ne peut pas servir d'intermédiaire entre eux car elle ne dispose pas de toutes ces informations ; en outre, les gestionnaires de CDS doivent pouvoir exercer leurs droits envers leurs utilisateurs de réseau CDS.

Le représentant de FEBELIEC demande si l'exigence que le gestionnaire de CDS soit son propre détenteur d'accès dès qu'il signe l'annexe 14 du contrat d'accès avec Elia (un CD avec 'statut 2'), peut être abandonnée à ce stade et imposée seulement lorsque le CDS doit gérer l'accès des tiers au marché. Après réflexion et sur base de son expérience pratique récente, Elia souhaite maintenir sa position et adapter le contrat d'accès en ce sens. En effet, si le rôle de détenteur d'accès est délégué à un tiers, le point d'accès concerné (à savoir le point d'accès du CDS raccordé à Elia) se trouve repris dans le portefeuille de cet autre détenteur d'accès, alors que l'annexe 14 serait signée par le gestionnaire de CDS. On se retrouverait alors dans une relation tripartite ingérable opérationnellement.

Le représentant d'INFRABEL demande si Elia compte évoluer vers une convention de collaboration globale avec les gestionnaires de CDS, similaire à celle conclue avec les gestionnaires de réseaux de distribution. Selon le président du WG BG, ceci n'est pas envisagé car, même si le droit européen considère les CDS comme des réseaux de distribution, il n'impose pas la forme juridique de la relation entre le réseau de transport et les gestionnaires de CDS. Il faudra cependant peut-être compléter le contrat de raccordement par rapport à la notion de CDS.

Le représentant d'INFRABEL a demandé s'il est indispensable de prévoir une participation des gestionnaires de CDS au processus de réconciliation, qui est organisé entre les acteurs de marché et les gestionnaires de réseaux de distribution. Selon lui, ce serait une charge excessive et inutile pour les gestionnaires de CDS qui disposent de compteurs quart-horaire. Les représentants de FEBEG et d'Elia ne partagent pas ce point de vue et considèrent que les gestionnaires de CDS doivent participer aux processus généraux du marché. La procédure de réconciliation est uniquement un

exemple des processus généraux de marché qui devraient s'appliquer aussi aux gestionnaires de CDS. Le processus de réconciliation permet de gérer les erreurs de comptage des courbes SLP. Les représentants de FEBEG reconnaissent qu'en pratique, les gestionnaires de CDS seraient peu concernés dès lors que leurs compteurs sont le plus souvent quart-horaire. En outre, l'allocation du volume d'énergie au sein d'un CDS entre les différents ARPs actifs dans ce CDS est faite de manière fermée, avec la possibilité de corriger les éventuelles erreurs d'attribution pendant 6 mois. Le texte du Position Paper devrait être nuancé sur ce point.

S'agissant des transferts de données entre acteurs de marché, le représentant de FEBELIEC souligne que les gestionnaires de CDS doivent rester responsables de ces transferts de données, quand bien même plusieurs façons de les transférer seraient acceptées. Il faut aussi éviter de perturber les processus généraux du marché sur ce point. La proposition de BASF sur ce point devrait donc être quelque peu nuancée. Enfin, le représentant de FEBELIEC soutient la proposition de BASF d'imposer une allocation fermée de l'énergie prélevée par le CDS, avec responsabilité d'un ARP désigné par le gestionnaire de CDS pour assurer l'allocation du terme de bouclage.

Il est convenu que le projet de Position Paper sera amendé en ce sens et sera finalisé d'ici la prochaine réunion du WG BG, afin de pouvoir être approuvé formellement à cette réunion.

## 2.1. Implémentation des NCs:

### A. Statut des travaux en cours

Elia présente l'état des lieux de l'adoption des NCs au niveau européen (le NC Balancing a été approuvé en comitologie le 16/3/2017), ainsi que des travaux en cours (voir présentation « Implementation NCs »). Les discussions techniques relatives aux limites ABCD s'étant clôturées depuis peu, Elia organisera en mai-juin une consultation formelle (cf. NC RfG art. 5.3) de sa proposition sur les limites ABCD.

Elia rappelle au WG Belgian Grid les grandes lignes de cette proposition, en particulier la limite AB proposée en coordination avec Synergrid (250kW ou 1MW). Cette proposition correspond à la tendance en Europe; il n'existe pas d'harmonisation totale sur ce point. Il faut à présent étudier la meilleure approche juridique pour matérialiser les exigences pour cette catégorie, selon la limite qui sera finalement fixée:

- Option 1: limite AB à 250 kW, accompagnée de dérogations pour certains exigences techniques pour les unités de type B entre 250kW et 1MW, ou
- Option 2: limite AB à 1MW et exigences nationales complémentaires pour les unités de type A entre 250kW et 1MW. Ces exigences seraient matérialisées dans les règlements techniques régionaux ou les prescriptions Synergrid type C10/11, voire encore dans les contrats.

Lors de la consultation formelle de sa proposition sur les limites ABCD, Elia donnera des détails complémentaires sur la vision juridique qui devrait être retenue sur ce point. Elia souligne qu'il faudra des dérogations pour que les unités de type A et B raccordées au-dessus de 110 kV, sur le réseau de transport fédéral, ne soient pas considérés comme du type D.

Le représentant de FEBELIEC se demande quelle sera la durée de ces dérogations, dès lors que le principe veut que ces dérogations ne soient pas à durée indéterminée.

Concernant l'évolution des exigences et des dérogations, Elia relève qu'il n'y a pas de besoin d'exigences complémentaires en matière de FRT actuellement mais qu'on ne peut pas préjuger de l'évolution des besoins futurs du réseau à long terme. Si le besoin apparaît plus tard, l'exigence sera imposée pour l'avenir et pas de façon de manière rétroactive. Ces changements se feront également de manière souple et au meilleur moment. Le représentant de FEBELIEC relève qu'il faudra être attentif aux solutions à apporter lors des périodes transitoires, lorsque les exigences ou les limites entre types

d'unités évolueront. Comme tout ne pourra pas être défini dans les règlements techniques ou contractuellement, il faudrait alors développer un set de règles de bonnes pratiques à ce propos.

La représentante de la VREG relève qu'il faut respecter certaines règles lors de l'introduction d'une demande de dérogation, notamment la réalisation obligatoire d'un CBA pour prouver les bénéfices d'une telle dérogation. Comment évaluer ces coûts et bénéfices de déroger pour les unités de type B entre 250kW et 1MW ? L'option juridique « 2 » permet d'éviter le processus de la dérogation. Le président du WG BG et un représentant de FEBEG soulignent que les régulateurs devraient s'inscrire de manière pragmatique dans le consensus trouvé entre tous les acteurs de marché. Ils appellent à une clarification rapide de la base juridique des exigences fixées pour les unités de types A et B, qui soient identiques au fédéral et dans les régions.

La représentante de la CWaPE relève que la Région wallonne impose déjà actuellement des exigences à partir de 250 kW, même si la limite serait fixée à 1MW à l'avenir. Selon le président du WG BG, il conviendra de vérifier si ces règles spécifiques peuvent encore être maintenues. Ainsi, à titre d'exemple, les NCs ne fixent aucune exigence de FRT pour les unités de type A, en considérant que cela n'est pas nécessaire à ce niveau. Vu qu'une telle exigence a un impact transfrontalier, il semble a priori difficile de l'ajouter à un niveau local sur base du principe de subsidiarité nationale. Un régulateur peut par contre accéder à une demande de dérogation globale à des exigences techniques (évaluées individuellement), si cette demande est justifiée avec un CBA.

Elia conclut que la note de consultation formelle sur la proposition sur les limites ABCD précisera pour quel(le)s article(s)/exigence(s) du NC RfG (tension, FRT...) une dérogation ou une disposition locale sera demandée.

Enfin, le représentant d'InterRegies demande aux représentants des régulateurs présents des précisions sur la suite donnée à la consultation publique de février relative à l'établissement des critères pour l'octroi de telles dérogations. La CREG précise que la décision relative aux critères pour l'octroi de dérogations aux dispositions des codes de réseau RfG, DCC et HVDC (commune aux quatre régulateurs CREG, CWaPE, VREG et BRUGEL) sera bientôt communiquée aux acteurs de marché<sup>1</sup>.

S'agissant du planning de travail du Users' Group pour la révision du règlement technique fédéral, Elia souligne que la TF Implementation NCs est clôturé. Elia propose d'organiser 4 workshops, d'ici février 2018, pour présenter et discuter des modifications textuelles du règlement technique fédéral. En effet, le WG BG ne peut pas discuter de l'ensemble des textes qui seront proposés pour modifier le règlement technique fédéral. Le projet de révision du règlement technique fédéral sera ensuite soumis à consultation formelle en mars 2018, avant d'être communiqué formellement aux autorités en mai 2018.

Ce trajet démarrera après l'été ; l'agenda de ces workshops sera précisé au plus tard lors de la prochaine réunion du WG BG en juin. Ils devraient durer une journée entière chaque fois, en rassemblant les thèmes ayant des synergies entre eux, et en réservant une partie de la journée à l'évolution des exigences techniques générales. Les propositions de modifications du règlement technique (si possible sous forme de track-changes des articles) seraient communiquées 2 semaines avant ces workshops. L'agenda sera tel que les parties intéressées pourront aisément organiser la présence de leurs experts pour certaines parties de la journée.

Parallèlement aux workshops, il faudrait garder des réunions du WG BG et des autres WG pour supporter ces discussions ou pour cadrer certains sujets de façon générale, avant que les propositions de modifications soient présentées dans les workshops.

---

<sup>1</sup> Voir par exemple, [http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Others/170420-Derogation\\_NC\\_RfG\\_DCC\\_HVDC.pdf](http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Others/170420-Derogation_NC_RfG_DCC_HVDC.pdf)

Elia précise enfin que l'agenda serré de 2017 ne permet pas d'itérer à plusieurs reprises sur chaque sujet, jusqu'à atteindre des consensus. La note de consultation communiquée lors de la consultation sur le projet de révision du règlement technique fédéral donnera les nuances nécessaires pour garantir la transparence du processus. Elia rappelle aussi que l'ensemble des documents de travail et des positions des acteurs de marché sont disponibles sur le site web d'Elia.

### B. Substantial modernization

Le président du WG BG précise que ce sujet a déjà été abordé de façon générale en WG BG. A présent, Elia présente une première proposition concrète sur laquelle il voudrait les réactions des membres du WG BG (voir présentation « Connection codes: modernization of the connection point – first insights »). Ces réactions pourront être données lors de la prochaine réunion le 19/6.

Elia rappelle que la modernisation substantielle concerne uniquement les codes de raccordements: les NCs RfG, DCC et HVDC, ce dernier étant peu concerné en Belgique actuellement. Elia relève que, pour Elia, la modernisation substantielle ne devrait pas s'appliquer aux PGMs de types A et B, vu le texte de l'article 4 du RfG. Le représentant d'INTERREGIES précise que les DSOs n'ont pas encore une opinion claire sur ce point et que la C10/11 actuellement en pré-consultation n'est pas définitive sur ce point. Quant à la demande, Elia souligne que, selon l'article 4 du NC DCC, seules les installations raccordées au niveau du transport, ainsi que les installations raccordées en distribution lorsqu'elles fournissent des services de gestion de la demande, sont concernées par la modernisation substantielle, lorsqu'il y a un impact au point de raccordement. Le représentant de FEBELIEC relève qu'un point crucial est de savoir s'il faut respecter l'ensemble des nouvelles exigences si on adapte une partie de la 'capability' de l'installation ou si on peut se limiter à certaines d'entre elles. Par ailleurs, Elia lui précise que la notion de transport s'étend sur l'ensemble du réseau d'Elia, soit jusqu'au 36 kV.

Quant à la procédure qui pourrait être suivie en cas de modernisation substantielle, Elia a étudié le cas de base où le 'relevant system operator' est le TSO. Elia propose de l'insérer dans le processus existant des modifications mineure et significative, actuellement décrit dans les règlements techniques (art. 91 à 93 du RTF). L'objectif est d'éviter des trajets administratifs lourds, en se basant sur l'outil existant de l'étude de détail. Le TSO réalisera une première évaluation de la situation de modernisation, avant d'envoyer le dossier au régulateur concerné s'il lui semble qu'il faudrait un nouveau contrat de raccordement pour encadrer la modernisation substantielle. La décision finale appartient au régulateur, qui pourra bâtir une vision générale à ce sujet.

Elia propose d'encadrer dans les règlements techniques les critères fondamentaux pour évaluer le caractère substantiel de la modernisation. L'objectif final est que l'ensemble des points de raccordement au réseau Elia respectent in fine l'ensemble des exigences fixées. Elia propose une vision pragmatique, basée sur 3 sortes de critères: l'âge de l'installation (pour éviter d'impacter une machine encore jeune, tout en tenant compte du cycle de vie des assets et d'une durée de vie raisonnable), le % d'augmentation de la puissance nominale de l'installation (20 à 50%)(cette approche, soutenue par RTE, vise les augmentations de grande ampleur des machines et pas l'augmentation de la puissance contractuelle mise à disposition), enfin une approche flexible par blocs fonctionnels définis par catégorie de générateurs. Sur ce dernier critère, l'analyse d'Elia se ferait par blocs dans une liste globale: si le changement de l'installation porte sur un élément dans un cluster, Elia n'imposera pas les exigences liées à la modernisation dans les autres blocs fonctionnels. Les unités passant de catégorie B à C seront considérées comme modernisées de façon substantielle. S'agissant des développements de PPMs en phases, cette question a été abordée lors de la discussion sur les définitions des unités de production. Si les phases du projet sont connues dès le début, il faut évaluer le caractère substantiel de la modernisation dès le début de façon globale (ainsi que cela se fait pour déterminer l'exigence d'un contrat CIPU).

Elia propose que les principes relatifs au processus soient décrits dans les règlements techniques et que la liste des blocs fonctionnels par catégorie de générateurs soit reprise dans un document public complété progressivement sur base de l'expérience acquise.

Le représentant de FEBELIEC souligne qu'il faudra clarifier le rôle des gestionnaires de CDS, au titre de 'relevant system operator'. Il serait judicieux d'harmoniser l'approche et la procédure à suivre en cas de modernisation substantielle. Le président du WG BG relève qu'Elia devrait être impliquée dans ce trajet lorsqu'il concernera des unités de type C.

Le représentant d'INTERREGIES se demande enfin comment utiliser le critère du % d'augmentation de la puissance nominale de l'installation au niveau de la distribution, puisque les DSOs sont concernés par l'application de la modernisation substantielle dans le NC DCC. Ce point devra encore être étudié.

## 2.2. Modifications du Règlement Technique Fédéral hors NCs (wishlist)

### A. Plan de travail 2017 Q2 – Dates & agenda des réunions

Dans le cadre des modifications du règlement technique fédéral hors NCs, le président du WG BG reprend le plan de travail global proposé fin 2016 sur les sujets hors NCs.

Les définitions seront abordées à nouveau dans les workshops, à la fin du trajet. Le sujet des pertes du réseau démarre à la présente réunion. Quant au cluster 'rôles et responsabilités de marché, BRP, accès', ce sujet est lié aux discussions en cours sur le contrat d'accès, ainsi qu'aux travaux en WG Balancing. Elia précise à la représentante de la VREG que le WG BG est mieux placé pour aborder ce sujet que les workshops, car il a une portée plus large qu'uniquement le règlement technique fédéral. Un représentant de FEBEG demande si les autres WG du Users' Group sont bien conscients des sujets que le WG BG met dans leur scope de travail et qu'il serait bon de disposer d'un planning similaire de travail en WG Balancing et en WG EMD et System Operation.

Elia appelle les membres du WG BG à communiquer leur vision sur les règles relatives aux exigences techniques pour le stockage, ainsi que sur le comptage.

### B. Grid Losses

Le représentant de FEBEG remercie Elia de ce débat sur une problématique identifiée depuis longtemps et de pouvoir présenter sa vision sur la gestion des pertes au fédéral (voir présentation « Grid losses FEBEG »). Il relève plusieurs inconvénients du principe de compensation des pertes en nature sur le réseau fédéral, en application de l'article 161 du règlement technique fédéral. Les coûts de réseau sont peu transparents pour les utilisateurs, alors que cela crée une charge opérationnelle et contractuelle pour les ARPs/fournisseurs. Les coefficients de compensation des pertes en nature étant connus relativement tard par année, ceci peut avoir un impact sur leur gestion par rapport aux contrats de fourniture conclus à plus long-terme (prix fixe avant connaissance des évolutions des coefficients de pertes). On ne peut pas netter les pertes entre deux ARPs actifs sur le même point d'accès. Enfin, le marché belge est moins attractif pour les ARPs/fournisseurs que d'autres marchés européens, même s'il n'y a pas de discrimination en Belgique, tout ARP étant soumis à cette contrainte de compensation des pertes en nature. FEBEG plaide pour qu'Elia achète les pertes au fédéral via des appels d'offres similaires à ceux qui se font à l'étranger et au niveau régional. Les frais de ces achats seraient repris dans les tarifs imposés aux utilisateurs du réseau. FEBEG propose dès lors d'adapter le règlement technique fédéral en ce sens, en s'inspirant du texte du règlement technique flamand (art. IV.4.6.1 du TRPVN), pour la période tarifaire 2020-2023.

Le représentant de FEBELIEC précise oralement que, par rapport à cette problématique, sa fédération voudrait disposer d'un système stable et performant en termes de coûts pour les utilisateurs du réseau. FEBELIEC indifférent entre la solution actuelle et une



solution avec un sourcing total par Elia, pour autant que celle-ci (et le tarif qui sera lié à l'achat de ces pertes par Elia) différencie entre les périodes de peak/off-peak (comme actuellement utilisé pour la compensation des pertes en nature), afin de refléter la réalité des pertes dans l'appel d'offres. Cependant, FEBELIEC se demande comment Elia pourra réaliser l'évaluation du volume de pertes à acheter vu que, dans le système actuel, les variations entre les estimations des volumes des pertes et la réalité (basé sur la différence entre l'estimation et la réalité du volume fourni par les fournisseurs) sont reprises dans le tarif de déséquilibre des ARPs.

FEBELIEC soulève également la possibilité que le tarif additionnel pour couvrir l'achat des pertes au fédéral soit imputé aux ARPs et non pas aux utilisateurs du réseau, puisque la gestion de l'équilibre est une mission des ARPs. Le président du WG BG rappelle sur ce point que le coût des pertes régionales est actuellement repris dans les coûts de gestion du système qui sont une partie du tarif d'accès facturé aux utilisateurs du réseau et non pas aux ARPs. Le président du WG BG invite FEBELIEC à confirmer sa position par écrit.

Le représentant d'INFRABEL souligne enfin que le coefficient des pertes à compenser en nature est un paramètre du prix de l'électricité dans les contrats de fourniture. Ces contrats sont souvent conclus avec les consommateurs pour plusieurs années. Si ce système était changé dès le début de la période tarifaire prochaine, on risquerait de créer un 'windfall profit' pour les ARP et fournisseurs.

Le président du WG BG conclut en précisant qu'Elia s'exprimera à la prochaine réunion du WG BG, après avoir entendu les positions des membres sur le sujet.

\* \* \*