

**Work Group Belgian Grid**

**Réunion du 7 mars 2017**

**Présents:** W. Aertsens (INFRABEL)  
M. Ceusters (FEBELIEC)  
D. Curvers (Cogen Vlaanderen)  
B. De Wispelaere (FEBEG)  
V. Demeyer (FEBEG)  
A. Detollenaere (ODE)  
S. Gabriels (FOD ECONOMIE)  
S. Harlem (FEBEG)  
J. Hensmans (FOD ECONOMIE)  
M. Malbrancke (INTERREGIES)  
E. Mees (CREG)  
P. Ottoy (VREG)  
A. Pirard (CWaPE)  
M. Van Bossuyt (FEBELIEC)  
F. Vanwijnsberghe (FEBELIEC)  
J.-F. Williame (FEBEG)

D. Zenner, I. Gerkens, P. Buijs (ELIA)  
A. Larsen, J. Sprooten (ELIA, partiellement)

**Excusés:** B. Gouverneur (SYNERGRID)

**Agenda**

1. Approbation du projet de PV de la réunion du 24 janvier 2017
2. Implémentation des Codes de réseaux
  - 2.1. FOD Energie – Vision sur le futur Règlement Technique Fédéral
  - 2.2. Implémentation des NCs: statut
  - 2.3. Définitions: concept de “connection point” dans les codes de raccordement – Discussion
  - 2.4. Modifications du Règlement Technique Fédéral hors NCs (wishlist) :
    - 2.4.1. Plan de travail 2017 Q2 – Dates & agenda des réunions
    - 2.4.2. Sujet CDS – Discussion du projet de Position Paper
3. Contrat d'accès – Propositions de modifications – Discussion

**1. Approbation du projet de PV de la réunion du 24 janvier 2017**

Le représentant de la CREG et un des représentants de FEBEG formulent quelques remarques sur le projet de PV, qui est approuvé avec ces remarques.

**2. Implémentation des Codes de réseaux**

**2.1. Implémentation des NCs: Le futur Règlement Technique Fédéral - Vision du FOD Energie**

Les représentants du FOD donnent leur vision sur le processus général de la révision du Règlement Technique Fédéral (ci-après RTF) et les prochaines étapes à suivre (v. présentation « Implementatie Netwerkkodes en Federaal Technisch Reglement »). Pour le FOD, il s'agit d'une évolution du RTF et non pas d'une révolution ; la structure de base doit donc être maintenue, même si des modifications sont possibles. Les propositions de modifications doivent être groupées par thématiques pour éviter les

décisions partielles sur un même sujet. Les thèmes prioritaires découlent de l'implémentation des NCs, même si ceux de la wishlist doivent être repris autant que possible. Il faut aussi tenir compte des trajets régionaux qui auront lieu durant la même période.

Le timing de révision du RTF doit correspondre à celui fixé pour l'entrée en vigueur des NCs. On évitera de lancer des trajets de modification en parallèle. Elia doit introduire un RTF adapté, ainsi que les exigences générales 2 ans après l'entrée en vigueur du NC RfG, soit pour le 17/5/2018. Ensuite, le FOD analysera cette proposition et la CREG donnera son avis, avant que la proposition finale soit envoyée au ministre. La décision sur les exigences générales (en ce compris les limites ABCD) sera prise pour le 17/12/2018. La durée de la révision formelle du FTR prendra donc 6 mois, selon le FOD, pour tenir compte d'une concertation avec les régions, de l'avis de la CREG et du Conseil d'Etat. Pendant cette période, le FOD précise qu'il ne prévoit pas de nouvelle consultation du Users' Group, sauf si une question fondamentale devait apparaître et nécessiter des clarifications techniques.

Le FOD ne veut pas prendre de décision anticipée sur les limites ABCD; ce point sera repris parmi les points relatifs aux exigences générales du raccordement dans le RTF. Le FOD rappelle qu'après la consultation d'Elia sur les limites ABCD en Q2 2017, cette discussion sera considérée comme clôturée et les résultats de la consultation pris en compte en ENOVER.

Il précise aussi qu'Elia, CREG et le FOD fixeront ensemble la liste des documents qui seront impactés par ces dispositions (arrêté royaux et ministériels, décisions de la CREG, contrats...). Plusieurs membres du WG BG souhaiteraient que les stakeholders et le Users' Group puissent participer à cette discussion, pour garder un processus transparent et basé sur la recherche de consensus. Le FOD explique qu'il veut s'inscrire dans les procédures existantes pour éviter des processus parallèles relatifs au RTF. Le président du WG BG rappelle qu'une consultation formelle globale sur les modifications du RTF est prévue à l'issue de ces travaux, avant toute décision des autorités. Les autorités disposeront du rapport de consultation et de toutes les remarques émises dans ce cadre. Le président du WG BG souligne aussi qu'on pourrait présenter la cartographie des documents impactés pour les sujets abordés au cours des prochains mois en WG BG, avant la consultation formelle.

La CREG et le FOD vont aussi préciser qui est la 'competent authority' pour les éléments des NCs où la question se pose. Cette information sera nécessaire pour la rédaction des modifications au RTF.

Le représentant de FEBELIEC demande plus de précisions sur la consultation formelle globale sur les modifications du RTF. Le président du WG BG précise que cette consultation aura lieu début 2018 et portera sur les modifications textuelles du RTF et sur les exigences générales. Ces deux points seront soumis à consultation en même temps et pas en cascade.

Le FOD conclut que l'exercice est difficile et doit tenir compte de tous les NCs (et pas seulement les codes de raccordement). Le président du WG BG précise au représentant d'INFRABEL que l'analyse des sujets liés à l'implémentation des NCs a pris en compte l'ensemble des NCs connus à ce jour. L'exercice tient aussi compte de la wishlist, pour couvrir un maximum de sujets.

## 2.2. Implémentation des NCs: statut global

Elia souligne que le NC Electricity Balancing sera voté en comitology ce 16/3, en espérant une publication fin 2017.

Elia présente le résultat des travaux en TF sur le 'Reactive Power management & voltage'. La 5<sup>ème</sup> session de travail a présenté la vision globale des besoins en réactif chez les différents acteurs concernés (demande, générateurs types BCD et HVDC). Un représentant de FEBELIEC demande quelles sont les exigences en matière de réactif fixées pour les installations au sein des CDS, en faisant référence à la note

communiquée par FEBELIEC à ce sujet. Il faudrait que ces exigences soient fixées de manière globale et pas pour chaque installation individuelle. Elia rappelle qu'un trajet dédié aux CDS est en cours, notamment pour discuter de ce point précis.

La TF a aussi entamé la 2<sup>ème</sup> itération 'Significant Grid User' démarre début février, pour discuter le 'wrap-up' des limites ABCD, sur base du Technical summary reprenant la proposition d'Elia. La deuxième réunion de février a permis aux stakeholders de présenter leurs commentaires et propositions alternatives. Les travaux devraient aboutir fin mars avec une proposition adaptée d'Elia, pour tenir compte de ces feedbacks. Ensuite, en Q2 2017, après cette 2<sup>ème</sup> itération, Elia lancera une consultation publique sur les limites pour les générateurs ABCD, en application de l'article 5(3) du NC RfG.

### 2.3. Définitions: le concept de "connection point" dans les codes de raccordement

Elia présente une clarification des concepts et définitions de "connection point" dans les codes de raccordement. Cette présentation ne contient pas d'éléments nouveaux à ce qui a été présenté en TF Implementation NCs. L'objectif est de montrer les définitions des NCs et ce qui n'est pas couvert par les NCs, ainsi que les divergences avec les définitions actuelles du RTF. Elia précise que ces définitions sont applicables tant au TSO qu'à tout autre gestionnaire de réseau en Belgique.

Certaines définitions des codes de raccordement sont très différentes de celles existant actuellement dans le RTF et la réglementation belge, notamment celle de 'power generating module (PGM)', 'synchronous power generating module (SPGM)' et 'power park module (PPM)', par rapport à la notion de 'unité de production'. Notons que la notion belge est assez similaire à celle de 'power generating unit'. Le concept de raccordement partagé reste acceptable avec les nouvelles définitions. Un des apports du NC RfG est de clarifier la notion de 'indivisible set of installations' et de différencier des technologies très différentes PPM et SPGM.

Il est important de noter que le NC RfG ne couvre pas les alimentations de secours, ni le stockage (à l'exception du pompage-turbinage), ni les unités mobiles utilisées par exemple en cas de maintenance (surtout pertinent au niveau distribution).

Un représentant de FEBELIEC attire l'attention sur le fait que la production locale et les CDS sont concernés par ces définitions. Il souligne la nécessité de ne pas confondre avec les points de raccordement des utilisateurs de réseau situés au sein des CDS. Il est important de préciser les rôles et responsabilités respectifs entre les gestionnaires de CDS et les opérateurs des 'power generation module' situés dans les CDS. Il est important de ne pas créer de discrimination alors que les situations techniques seraient les mêmes. En effet, selon qu'un site industriel est qualifié ou non de CDS, les exigences changent en pratique: elles sont évaluées au niveau du point de raccordement avec le réseau (qui peut donc être celui du CDS ou du réseau public). Chaque gestionnaire de réseau vérifie la conformité de l'utilisateur au point de raccordement de celui-ci avec le réseau. Le gestionnaire du CDS vérifie si ses règles sont respectées au sein du CDS (celles-ci pourraient varier), alors que le TSO vérifie la compliance du CDS au niveau du point de raccordement avec son réseau. Il faut aussi relever que la définition de 'CDS' ne s'applique pas à tout site industriel: un site avec plusieurs producteurs mais sans consommation ne sera jamais qualifiée de CDS.

Elia confirme que le NC propose de définir et vérifier les exigences à l'interface entre un utilisateur et le réseau auquel il est raccordé.

De plus le NC définit des règles différentes en fonction de la capacité installée du PGM, indépendamment du réseau auquel il est raccordé (CDS ou non). Vis-à-vis de phasage dans la réalisation des projets, Elia propose de définir les règles sur la base de la capacité totale finale de la production... Cependant, l'approche doit rester pragmatique et doit principalement éviter des situations dans lesquelles on découperait

artificiellement un grand PGM en des entités de capacité plus petites pour que des exigences de raccordement moins strictes s'appliquent aux PGMs, les besoins techniques à l'interface de l'utilisateur et du réseau restant inchangés.

Les exigences sont évaluées globalement au niveau du point de raccordement du site industriel avec le réseau et pas au niveau de chaque unité de production individuelle. Par conséquent, cela implique que chaque PGM doit pouvoir remplir les règles en l'absence de(s) autre(s) PGM située(s) sur le site.

Le représentant d'INFRABEL demande quel est l'impact de ces notions sur l'obligation de conclure un contrat CIPU. A cet égard, le président du WG BG souligne qu'un trajet dédié à l'avenir du contrat CIPU est prévu à partir de septembre et que des révisions importantes sont identifiées dès à présent.

La représentante de la VREG souligne que l'enjeu de ces définitions tient également à leur traduction en français et en néerlandais dans les NCs, qui peut utiliser des mots différents de ceux actuellement employés en Belgique. Elia relève que les traductions dans les différentes langues nationales a été un chantier délicat au niveau européen et qu'il a fallu s'aligner avec les TSOs voisins. Il faudrait idéalement tenir compte des concepts eux-mêmes plutôt que des mots.

La représentante de la VREG relève la problématique des 'points virtuellement raccordés à un réseau'. Selon Elia, les règles des NC ont été définies aux points physiques d'interface entre installation de propriété et d'exploitation différentes. Dans certains cas, il faudra peut-être être plus flexible sur les exigences pour tenir compte de la réalité physique dans son ensemble. Elia pense notamment au cas où une installation de production est raccordée au niveau du transport mais que ses auxiliaires, nécessaires au respect de la conformité du raccordement sont raccordés en distribution. Le président du WG BG relève qu'il s'agit la plupart du temps de cas historiques très limités et, chaque fois, il existe un point physique de raccordement. Les futures exigences ne s'appliqueront à ces cas que lors d'une modification substantielle qui aura un impact sur le point de raccordement et sur le contrat de raccordement, ou si le TSO a un intérêt pour son réseau à demander de nouvelles exigences, sur base d'une analyse des coûts et des bénéfices (CBA). Il faut aussi noter que parfois les nouvelles exigences correspondent à ce qui est déjà actuellement demandé en Belgique.

La représentante d'ODE souligne qu'il faudra disposer de règles pour savoir dans quel cas une installation qui fait l'objet d'une modernisation substantielle ou d'un changement de contrat est considéré comme changeant de catégorie (A/B/C/D) selon le NC. Ces règles de changement de catégorie doivent-elle être explicitées dans le futur RTF ? Quel degré de détails faut-il reprendre pour implémenter les NCs directement applicables ?

De manière générale, le représentant d'INFRABEL souhaite disposer d'une analyse de chaque concept (production locale, point d'interface, point de raccordement, ...) existant en Belgique afin de déterminer si ce concept est toujours compatible, utile en présence des concepts définis dans les NC et si le concept du NC doit être complété dans les réglementations nationales et régionales.

#### 2.4. Modifications du Règlement Technique Fédéral hors NCs:

##### 2.4.1. Plan de travail 2017 Q2

Dans le cadre des modifications du Règlement Technique Fédéral hors NCs, le président du WG BG rappelle le plan de travail proposé fin 2016 et les actions à réaliser les prochains mois (v. présentation « Implementation Network Codes » ; [Presentation WG Belgian Grid on implementation NCs \(slides 16-17\)](#)). FEBEG et FEBELIEC ont fourni des éléments pour organiser un planning de travail jusque fin Q2 2017.

Le sujet des définitions démarre aujourd'hui. Le sujet des 'grid losses' est planifié le 21/4 lors du prochain WG BG, avec des présentations des membres du WG BG. FEBELIEC est en faveur d'un sourcing total par Elia afin de limiter les influences de marché et d'avoir un volume global connu d'Elia, avec une méthodologie similaire de celle actuellement utilisé pour la compensation des pertes en nature (qui différencie entre les plages de peak/off-peak). Un représentant de FEBELIEC souligne à ce propos, qu'à côté de la problématique du sourcing des pertes, il faut aussi discuter de la possibilité de réaliser le netting des pertes entre plusieurs ARP actifs sur un point d'accès. Ce point précis sera réglé en supprimant la compensation en nature des pertes.

#### 2.4.2. Discussion sur le Position Paper sur le sujet CDS

Elia présente un projet de Position Paper du Users' Group relatif au sujet CDS, basé sur les discussions des derniers WG BG (v. « Position Paper CDS »). Il aborde les thèmes à reprendre dans le futur RTF, en tenant compte des règles de répartition de compétences et des régimes juridiques applicables au fédéral et dans les régions. Il identifie les éventuelles zones grises et lacunes des différentes réglementations applicables aux CDS. Sur cette base, il propose des recommandations sur différents statuts de CDS et des règles qui devraient se trouver dans le règlement technique fédéral pour compléter le régime fédéral existant.

Ainsi, les règles de fonctionnement du marché liées aux CDS (par exemple, la communication et les échanges des données, les règles relatives à l'équilibre de la zone de réglage, le design général du marché...) devraient être reprises aussi dans le règlement technique fédéral (sur base de la compétence résiduelle exclusive du fédéral).

Il suggère aussi que le RTF s'articule harmonieusement avec les règles s'appliquant au niveau régional du CDS, en édictant des règles similaires ou compatibles avec celles organisées par les réglementations régionales applicables aux CDS, tout en tenant compte des nuances nécessaires pour le niveau de tension fédéral.

Enfin, il propose de rassembler les chapitres épars dans le TRPVN flamand dans un titre unique.

Le représentant d'INFRABEL demande de clarifier la notion de 'registre de la flexibilité' par rapport au registre d'accès existant, dès lors que ce registre des points accès couvre au moins les mêmes éléments. Il faut aussi préciser le rôle effectif des CDS dans le cadre de la flexibilité et de la réalisation des allocations.

### **3. Contrat d'accès – Propositions relatives aux modifications – Discussion**

Le président du WG BG fait suite aux discussions de ces derniers mois sur les propositions de modifications au contrat d'accès, ainsi qu'aux remarques de FEBEG et de FEBELIEC.

Dans ce cadre, Elia présente sa vision et son approche sur les articles du contrat d'accès relatifs à la désignation du détenteur d'accès et de l'ARP (article 8 à 11)(v. présentation « Toegangscontract verduidelijking »). Elle partage le point de vue de ces fédérations sur le besoin de précision et de clarification de ces articles, en repensant totalement leur structure globale. Afin de réaliser un exercice complet sur la notion de l'accès, Elia propose de saisir l'occasion de la révision du RTF pour clarifier également le chapitre lié à l'accès dans le règlement technique (en particulier, les articles 163 et suivants).

Le président du WG BG propose qu'Elia communique d'ici la prochaine réunion les propositions concrètes de changements dans le contrat d'accès, basée sur cette approche approuvée par tous.



Le représentant d'INFRABEL revient sur le fait que, selon lui, la désignation initiale du détenteur d'accès doit se faire dans le contrat de raccordement par l'utilisateur du réseau, d'autant plus lorsque l'utilisateur du réseau est son propre détenteur d'accès. Il ne lui semble pas logique que cela soit organisé dans le contrat d'accès. Le président du WG BG rejette cette piste dès lors que le contrat d'accès a sa raison d'être et organise aussi les relations avec les CDS, les tarifs d'accès et les désignations d'ARP. On ne peut pas avoir les désignations de détenteur d'accès organisées dans les 2 contrats en même temps.

Un représentant de FEBELIEC relève qu'il serait aussi intéressant de renforcer le caractère digital du contrat et de ses annexes. Ceci est déjà prévu dans le contrat d'accès mais pourrait être plus mis en évidence.

S'agissant des annexes 12 et 13 du contrat d'accès, le représentant de FEBEG souligne que sa fédération voit un intérêt à conserver le mécanisme de ces mandats, même s'il peut être fusionné dans les annexes 2 et 3. FEBELIEC ne partage pas ce point de vue. Le président du WG BG conclut la discussion en précisant qu'en absence de consensus sur l'avenir des annexes 12 et 13 au sein du WG BG, Elia ne voit pas d'autres solutions que de les garder inchangées.

\* \* \*