

Experts Group Implementation Network Codes Significant Grid Users (session 2)

Date: 25/01/2016

Lieu: Elia, Boulevard de l'Empereur 20, 1000 Bruxelles

Présents

- Andreau Simon (BGA)
- Curvers Daan (BGA)
- Dekinderen Eric (BGA)
- Detollenaere Alice (BGA)
- De Wispelaere Bram (BGA)
- Fodil-Pacha Farid (Brugel)
- Gabriëls Senne (FOD Energie)
- Geraerds Ton (BGA)
- Laenens Dimitri (Brugel)
- Laumont Noémie (BGA)
- Malbrancke Marc (Synergrid)
- Mees Emmeric (CREG)
- Moerman Diederik (FOD Economie)
- Myngheer Silvie (BGA) - présentation
- Ottoy Pauline (VREG)
- Soens Joris (Eandis)
- Van Bossuyt Michaël (FEBELIEC)
- Van den Borre Filip (BGA)
- Van der Spiegel Bart (Infrabel)
- Verrydt Eric (FEBELIEC)

- Buijs Patrik (Elia) – Président de l'Experts Group
- Cornet Matthieu (Elia)
- Depouhon Céline (Elia) - Secrétariat
- Gerkens Isabelle (Elia)
- Sprooten Jonathan (Elia) - présentation

Excusés

- Gommeren Ward (BECI)
- Gouverneur Bruno (Synergrid)
- Harlem Steven (BGA)
- Hubin Emmanuel (ORES)
- Huyge Gwen (Electrabel)

- Schell Peter (BDRA)

Agenda

1. Approbation du PV de la réunion du 26/11
2. Présentation d'Elia
3. Présentation de BGA
4. Discussion et next steps

L'agenda a été approuvé à l'unanimité. Les présentations sont disponibles sur le site web d'Elia:<http://www.elia.be/fr/users-group/Implementation-EU-Codes-de-Reseaux/Experts-Group-Implementation-nc/Agenda>.

Approbation du PV de la réunion du 26/11

Le président de l'Experts Group présente les commentaires reçus d'Eandis et de BGA concernant la première réunion sur les Significant Grid Users du 26/11. Les modifications sont approuvées et aucune remarque supplémentaire n'est ajoutée.

Le président de l'Experts Group mentionne également les questions soulevées par BGA et rappelle que le but de cet Experts Group est de discuter du contenu. Ces questions devraient donc plutôt être discutées en WG Belgian Grid. Elia, après ces discussions en, remettra une proposition de règlement technique fédéral. Elia organisera une consultation publique. Un représentant de la FOD ajoute qu'ils ne souhaitent pas dans tous les cas en ce qui concerne leur traitement de la proposition refaire une consultation mais qu'ils prendront contact si nécessaire. La FOD rappelle que, selon le processus officiel, la CREG donnera également son avis sur les propositions faites.

Un représentant de BGA s'interroge sur la coordination au niveau européen. Un représentant de la FOD répond que le débat doit d'abord avoir lieu au niveau national avant de pouvoir se coordonner de manière plus globale. Le président de l'Experts Group ajoute qu'Elia prévoit également de donner un feedback à ce sujet, comme déjà inclus dans la présentation donnée par Elia lors de cette réunion.

La deuxième question concernant les modifications contractuelles sera discutée en Belgian Grid. Le président de l'Experts Group remontera cette question.

Un représentant de BGA intervient concernant les versions des codes qui sont disponibles. Synergrid répond qu'il est difficile de savoir quel est la dernière version du document. Les versions envoyées à la demande de la FOD sont les dernières dont la FOD a connaissance.

Le PV approuvé de la réunion précédente sera publié sur le site internet d'Elia dans les deux langues.

Présentation d'Elia

L'agenda présenté reprend les next steps identifiées lors de la réunion du 26 novembre 2015. Le président de l'Experts Group commence par rappeler le processus itératif mis en place pour ce topic. Les limites proposées à cette étape serviront comme base de travail pour les autres topics

techniques et leur pertinence sera réévaluée fin 2016 à la lumière des décisions prises dans les topics techniques traités.

Un représentant de BGA se demande s'il ne faudrait pas prendre en compte l'impact des exigences du code sur les émissions de CO₂ du mix-énergétique belge et les lier aux objectifs européens. Le représentant d'Elia répond que le choix de la commission européenne a été de séparer les codes opérationnels des codes de connexions. Les codes de connexion sont censés avoir été écrits de manière à être cohérents avec les autres textes européens et à faciliter les objectifs européens en terme de CO₂.

Elia rappelle les différentes catégories de significant grid users. Les valeurs présentées sont les valeurs limites données dans le network code RfG. A la demande de certains stakeholders lors de la réunion du 26/11/2015, Elia rappelle aussi la notion de 'significant grid users' prévue dans le Demand Connection Code. Un représentant d'Infrabel revient sur la définition de « significant ». Elia répond que le caractère « significant » est défini par phénomène. Par exemple, les petites unités ont principalement un effet sur le comportement en fréquence alors que les unités de type D influencent également la tension. Le président de l'Experts Group rappelle que le débat ici ne porte pas sur l'écriture des codes.

Un représentant de Febeliec demande comment sera caractérisé le réseau de transport local vu que le caractère « significant » dépend également du réseau distribution/transport auquel est raccordé l'utilisateur du réseau. Elia répond que le but d'un connection code est de définir les capacités techniques des unités connectées à l'interface entre les entités différentes du système électrique, transporteur, distributeur, producteur et consommateur. Il n'est pas souhaitable d'avoir une limite au milieu d'une même entité et donc le transport local est bien un réseau de transport. De plus, les tensions séparant les réseaux de transport et distribution en Belgique ne sont pas incohérentes par rapport aux tensions de séparation que l'on trouve dans d'autres pays européens. Un représentant de BGA demande si cette limite (réseau 30kV et 36kV ainsi que les transformateurs vers la MT étant exploités par Elia) pourrait être rediscutée. Elia répond que dans le contexte actuel cette valeur semble cohérente avec les exigences du code et que ce n'est pas à l'ordre du jour de cette première itération de ce topic.

Elia insiste sur le fait qu'harmoniser l'implémentation des codes européens ne signifie pas que tous les pays doivent prendre les mêmes valeurs. Il est nécessaire de tenir compte de la structure du réseau et de son histoire, de son interconnexion avec les voisins, du mix énergétique national, ...

Un représentant d'Infrabel demande si les CDS (Closed Distribution Systems) seront traités comme les réseaux de distribution. Elia répond que ceux-ci sont bien considérés comme « réseau de distribution » dans les codes et ont donc, dans le cadre des codes, les droits et les devoirs des gestionnaires de réseau et des utilisateurs du réseau auquel ils sont raccordés.

En réponse à une question posée le 26 novembre 2015, Elia clarifie le lien entre les SGU et les codes opérationnels (OS, OPS et E&R). Elia insiste sur le fait que les versions de ces codes ne sont encore que des drafts et pourraient donc encore évoluer. Elia rappelle qu'afin de pouvoir exploiter un système électrique, des règles opérationnelles doivent être définies pour tous les utilisateurs connectés au système électrique.

Elia reprend l'ensemble des utilisateurs concernés par ces codes, notamment les codes Operational Security, Operational Planning & Scheduling, Load frequency Control & Reserves et Emergency & Restoration. Un représentant de Febeliec demande plus d'informations concernant les utilisateurs fournissant des services à travers des agrégateurs. Elia répond que ceux-ci ont également des règles à suivre. Une représentante de la VREG en profite pour demander la définition exacte de «Demand Response». Seuls les termes « demand response active power control », « demand response reactive power control », « demand response transmission constraint management », « demand response system frequency control », « demand response very fast active power control » sont définis dans le NC DCC. Dans chaque définition, le terme « qui sont disponibles pour être modulés par le gestionnaire de réseau compétent ou par le GRT compétent » est repris et permet d'en saisir le concept.

Concernant le code Operational Planning & Scheduling (OPS), un représentant d'Elia ajoute que tous les choix ici ne sont pas à faire au niveau national, mais que certains seront pris à un niveau régional ou au niveau européen. Un représentant de Synergrid ajoute que les parties affectées doivent encore être définies. Un représentant de BGA revient sur les activités cross border et ajoute une remarque sur l'interprétation du terme relevant. Elia répond que le terme « relevant » dépend des exigences et reprend les objectifs des codes. Elia ajoute qu'il n'est pas attendu que les codes opérationnels entraînent de larges révolutions et que, dans une grande partie des cas, les règles opérationnelles actuelles sont déjà conformes aux exigences des codes. En effet, ceux-ci ont été écrits sur base des operation policies de l'UCTE, déjà en vigueur en Europe continentale.

Au point suivant, Elia rappelle la différence entre Power Generating Module et Power Generating Facility. Ensuite, un extrait du règlement technique fédéral est présenté et mis en lien avec les définitions présentes dans le code RfG. Un représentant de Febeliec souhaite avoir plus d'information sur la définition d'énergie primaire dont le règlement technique fédéral ne parle pas.

Un représentant d'Infrabel demande si un train, qui lorsqu'il freine renvoie de l'énergie sur le réseau, sera considéré comme un Power Park Module (PPM). Un représentant de BGA ajoute que cette remarque n'est pas valable uniquement pour les trains mais également pour les batteries fournissant des solutions de stockage d'énergie. Elia répond que tout ceci doit encore être analysé en détails mais que le but n'est pas de révolutionner les règles existantes. Elia prendra également contact avec ENTSO-e pour s'assurer de l'implémentation coordonnée des codes.

Elia rappelle qu'il est prévu que les stakeholders puissent poser leurs questions directement à ENTSO-e si certains points des codes devaient être éclaircis. Un représentant de Synergrid ajoute qu'ACER a pensé à développer une dropbox (cf la dropbox en développement chez ENTSO-G) dans laquelle les questions en lien avec l'implémentation des codes/guidelines peuvent être rapportées et traitées dans les ESCs respectifs (European Stakeholder Committees)..

Pour Elia, un power generating module (PGM) comprend un set d'unités qui ne peuvent pas fonctionner séparément. Suite à une demande de clarification d'un représentant d'Infrabel, Elia revient sur la définition d'un point de raccordement donnant un exemple d'un CDS connecté sur le réseau de transport et qui a lui-même différentes unités connectées chez lui. Elia répond que le CDS devra respecter les exigences du code qui lui sont imposées à son point de raccordement avec le réseau de transport et que chaque unité connectée chez lui devra respecter les exigences du code qui lui sont imposées à son point de raccordement avec le CDS. .

Afin de bien comprendre l'approche proposée dans le code, Elia ajoute qu'il est nécessaire d'essayer de couvrir tous les cas courant et de voir à chaque fois comment le code s'applique pour ceux-ci.

En réponse à des questions posées lors de la réunion du 26/11/2015, Elia explique qu'assurer la présence suffisante de capacité à fournir certains services est nécessaire pour l'intérêt global. Sinon le gestionnaire de réseau pourrait temporairement, vu le temps nécessaire au marché pour réagir, être incapable de réaliser les fonctions de base permettant d'assurer la sécurité du système électrique. Les codes prévoient la capacité à fournir ces services mais n'obligent pas les producteurs à les fournir. Ces exigences sont présentes afin de s'assurer que le système puisse à tout moment être exploité en toute sécurité.

Une représentante de la VREG s'interroge sur l'application dans ce cas du code RfG pour les anciennes installations. Elia répond que celui-ci est directement valable pour toutes les nouvelles unités. Pour que les unités existantes se conforment aux exigences du code, il est nécessaire d'effectuer une CBA montrant le bénéfice pour l'ensemble du système. Elia insiste sur le besoin de prévoir un temps d'implémentation dans un tel cas. Elia ajoute que les règles ne s'appliqueraient, par exemple, qu'aux nouvelles productions installées chez un CDS, si celles-ci sont indépendantes. En effet, le CDS a dans les codes un vrai statut de gestionnaire de réseau.

Un représentant de Febeliec revient sur la question de modification substantielle. Le président de l'Experts Group répond que cette question est générique et sera traitée prochainement en Belgian Grid. Il est possible que l'implémentation du code n'entraîne pas de changement majeur comparé à la situation actuelle, mais ceci est encore à étudier et à discuter.

Un représentant de Febeliec demande comment cela se passerait pour le raccordement d'une nouvelle unité chez un industriel. Elia répond que celle-ci devra également être conforme. Le représentant de Febeliec demande alors quel est l'impact si les unités de productions se trouvaient précédemment juste en dessous de la limite. Elia répond que, si l'unité est indépendante, cela n'a pas d'impact puisqu'ici ce n'est pas la somme qui compte mais bien les différents modules. Par contre si l'unité était couplée, la catégorie supérieure serait atteinte.

Elia présente les différentes simulations concernant l'aspect de Fault Ride Through (FRT) réalisées justifiant sa proposition pour la limite A-B à 250kVA. Ces simulations illustrent le risque important de déconnexion si la tension venait à diminuer brusquement et que les unités n'étaient pas capables de rester connectées. Un représentant de BGA souhaite avoir plus d'informations sur les hypothèses utilisées pour réaliser ces simulations. Le président de l'Experts Group rappelle qu'un Experts Group spécifique pour le sujet de FRT sera organisé et qu'il sera possible, à ce moment de rentrer plus en détail sur les exigences du FRT.

Elia présente les capacités attendues dans le futur pour les différents types. Elia conclut qu'un FTR inférieur à 70% pour le type B (par exemple 50% dans l'exemple proposé par Elia) permettrait d'éviter une augmentation importante de la perte simultanée d'un grand nombre d'unités lors d'un même incident sévère. Ceci permet, pour Elia, de confirmer le besoin de placer la limite de la catégorie A-B à 250kVA.

Un représentant de BGA demande quel est l'intérêt de choisir des valeurs différentes en Belgique comparé aux autres pays européens. Elia répond que rien n'indique que les autres pays vont choisir

la valeur maximale autorisée par le code. De plus, la structure du réseau, son histoire, son niveau d'interconnexion avec les voisins, le mix énergétique national, ... doivent influencer ce choix. Pour Elia, la situation belge n'est, par définition, pas la même que celle de ses pays voisins.

Finalement, Elia revient brièvement sur les actions prises afin d'assurer la coordination entre les différents pays comme demandé lors de la première réunion sur les SGU. Elia indique qu'une personne par TSO communique l'avancement et les choix pris de son pays : le « national code link person ». D'autre part, un site internet hébergé par ENTSO-e, l' « active library », sera disponible permettant d'échanger les informations entre toutes les parties prenantes. Différents exemples de processus d'implémentation d'en d'autres pays sont donnés pour information.

Présentation de BGA

BGA, Belgian Generators Associations, présente son point de vue sur la catégorisation des significant grid users suite à la première réunion sur ce sujet. Un document sera prochainement envoyé reprenant, de manière plus précise, les différents arguments développés ci-après.

BGA insiste sur le besoin d'harmoniser ce choix au niveau européen et souhaite éviter que cette catégorisation des unités de production n'entraîne des distorsions de compétitivité.

BGA estime aussi que la discussion sur les SGU devra être continuée lorsqu'une vue claire sur l'implémentation des codes sera disponible.

Pour rester cohérent avec les codes, BGA souhaite exprimer les limites en MW.

BGA propose de prendre la limite maximum pour le type A, à savoir 1MW. BGA explique que pour les unités de type B, un surcoût pouvant aller jusqu'à 15 à 20% est estimé par rapport aux exigences du type A. Cela aurait aussi un impact sur le secteur de la fourniture d'équipement si la limite choisie en Belgique était différente de celle des autres états membres.

BGA souhaite garder les unités de cogénération et les fermes éoliennes dans le type B. Suite à une question d'un représentant d'Elia, BGA précise qu'ils font entre autre référence au souhait que l'exigence de « synthetic inertia », déjà mentionnée lors de la réunion précédente, ne s'applique pas à ces unités puisque la manière dont sera traitée la « synthetic inertia » n'est pas encore claire.

D'autre part, BGA demande que la fourniture de services (FCR, FRR &RR) ne soit pas un critère pour le choix de catégorie. Elia est d'accord sur ce point.

BGA estime que baser la limite pour le type D sur le niveau de tension du point de connexion pourrait être discriminatoire.

Un représentant d'Elia revient sur les coûts supplémentaires présentés pour la limite A. Un représentant de BGA précise que ces données viennent d'une étude récente menée par une association anglaise et ajoute qu'il est difficile d'avoir des chiffres concrets, d'autant plus que les constructeurs de machines peuvent avoir du mal à estimer le coût de machines qui n'existent pas encore (de s'adapter à des exigences qui ne sont pas encore concrètement définies).

Discussion et next steps

En conclusion, le président de l'Experts Group reprend les next steps pour la prochaine réunion:

- Chaque stakeholder est invité à formuler ses difficultés spécifiques avec les propositions des limites ABCD et de les communiquer à Elia avant la prochaine réunion. (All)
- Clarification concernant les « Power Generating Units » et la « synthetic inertia » (Elia)
- Compléter la justification concernant les propositions de limites B/C et C/D (Elia)

L'objectif de ces points d'actions est de clôturer les discussions sur cette première itération concernant les SGU lors de la prochaine réunion, de permettre aux autres topics de travailler ; et ainsi formuler une proposition reprenant les arguments des différentes parties prenantes.

* *

* *

* *