

Experts Group Implementation Network Codes Significant Grid Users (session 1)

Date: 26/11/2015

Lieu: Elia, Quai Léon Monnoyer 3, 1000 Bruxelles

Présents

- Curvers Daan (Cogen Vlaanderen)
- Dekinderen Eric (FEBEG)
- De Wispelaere Bram (FEBEG)
- Fodil-Pacha Farid (Brugel)
- Gabriëls Senne (FOD Energie)
- Geraerds Ton (FEBEG)
- Gouverneur Bruno (Synergrid)
- Hubin Emmanuel (Ores)
- Huyge Gwen (FEBEG)
- Malbrancke Marc (Synergrid) - présentation
- Massin Bart (FEBEG)
- Myngheer Silvie (FEBEG) - présentation
- Ottoy Pauline (VREG)
- Schell Peter (BDRA)
- Soens Joris (Eandis)
- Van Bossuyt Michaël (FEBELIEC) - présentation
- Van den Borre Filip (Cogen Vlaanderen)
- Van Hauwermeiren Geert (CREG)
- Vande Velde Lut (BOP)

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

Excusés

- Andreau Simon (EDORA)
- Collado Thierry (CWAPE)
- Deheegher Tine (VOKA)
- Harlem Steven (Febeg)
- Laumont Noémie (EDORA)

- Marginet Dirk (VREG)
- Peter Claes (Febeliec)

Agenda

1. Accueil: L'Experts Group
2. Vision d'Elia sur les Significant Grid Users et les catégories de types A-B-C-D
3. Vision de Synergrid concernant la limite entre les générateurs de type A et B
4. Point de vue de BOP/Cogen Vlaanderen/EDORA/FEBEG/ODE sur la catégorisation des Significant Grid Users
5. Point de vue de FEBELIEC sur la catégorisation des Significant Grid Users
6. Discussion et next steps

L'agenda a été approuvé à l'unanimité. Les présentations (d'Elia, Synergrid et BOP/Cogen Vlaanderen/EDORA/FEBEG/ODE) sont disponibles sur le site web d'Elia: <http://www.elia.be/en/users-group/Implementation-EU-Network-Codes/Experts-Group-Implementation-nc>.

Accueil: L'Experts Group

Elia, pour cette partie représentée par le président du Users' Group Belgian Grid, rappelle le but de l'Experts Group: discuter de la façon optimale d'implémenter différents sujets techniques et procédures liés aux European Network Codes (NCs) dans le cadre belge. Ces réunions donneront à chaque acteur de marché concerné par le sujet en question l'opportunité d'exprimer sa vision et d'échanger ses idées. Un consensus essayera d'être dégagé sur les différents sujets traités.

Elia se chargera de l'organisation de l'Experts Group au sein du Users' Group, sans que ce processus n'interfère dans les processus officiels qui seraient menés par les différentes autorités compétentes. Ces échanges devraient déboucher sur une proposition du Users' Group qui sera remise aux autorités compétentes. Elia s'engage à tout mettre en œuvre pour assurer la transparence du processus. Toutes les présentations et rapports seront disponibles sur le site web d'Elia¹.

Un représentant de COGEN Vlaanderen demande plus de détails sur la procédure et sur l'après Experts Group. Elia répond qu'il sera discuté contenu et interprétation des NCs au sein de l'Experts Group, et que ce n'est pas l'objectif premier de cette plateforme de parler des modifications des documents officiels. A l'issue des discussions sur un sujet, une proposition du Users' Group sera transmise aux régulateurs et à l'administration fédérale, reprenant toutes les réactions et le consensus éventuel sur le sujet. Une consultation officielle sera également menée.

Un représentant de FEBEG s'interroge sur la neutralité d'Elia. Le président du Working Group Belgian Grid répond qu'un expert représentera spécifiquement Elia et sa vision. Néanmoins, Elia s'engage à ce que la présidence et le secrétariat de l'Experts Group soient exercés de manière neutre.

Le représentant d'Eandis demande si cet Experts Group s'occupera de l'implémentation de tous les Network Codes ou simplement des codes de raccordement. En effet, certaines discussions sont aussi

¹ <http://www.elia.be/fr/users-group/Implementation-EU-Codes-de-Reseaux>

valables pour les codes opérationnels. Il serait mieux d'éviter que celles-ci aient lieu à deux reprises.

Vision d'Elia sur les «Significant Grid Users», limites A-B-C-D (partie 1)

Elia présente sa vision sur les limites A-B-C-D.

Un processus itératif est suggéré: les valeurs ne seraient pas fixées définitivement mais représenteraient une base de travail pour les autres topics. S'il apparaît que les valeurs choisies ne sont pas appropriées pour l'un ou l'autre sujet, celles-ci pourraient être adaptées lors d'une seconde itération. La catégorisation proposée par Elia comme base de travail se repose sur les possibilités données par les NCs (« non-exhaustive requirements »), les exigences actuellement en application en Belgique et dans ses différentes régions ainsi que des besoins identifiés par les gestionnaires de réseau en terme d'évolutions futures des exigences.

Elia répond à plusieurs des participants que la puissance, donnée en MW, correspond à la puissance installée de chaque unité de production comme définie dans les NCs et non à la puissance raccordée. La distinction entre les notions de 'power park modules' et de machines synchrones est importante à cet égard ; la façon dont elles sont définies dans le cadre belge sera examinée. Elia précise, en se référant aux définitions du code RfG, que des unités de production « fonctionnant normalement ensemble » sont considérées comme une seule unité dans le cadre du NC. Par contre, lorsque celles-ci sont prévues pour fonctionner séparément, elles seront considérées chacune individuellement.

Un représentant de Febeliec ajoute que les codes ne sont pas toujours clairs à ce sujet et que considérer chaque unité séparément pourrait être compliqué au sein d'un CDS (« closed distribution system ») ou pour un consommateur. Elia répond que les NCs traitent séparément les unités de production du reste de l'installation. L'installation de production doit se référer au code NC RfG tandis que les CDS et consommateurs doivent se référer au NC DCC. De plus, les CDS ont deux rôles dans le cadre du NC DCC, le rôle de consommateur raccordée au réseau de transport ou de distribution public et le rôle de gestionnaire de réseau sur lequel viennent se raccorder d'autres utilisateurs de réseau. Le point de raccordement d'une unité de production au sein d'un CDS est donc dans le CDS et non au point de raccordement du CDS au réseau public. Finalement, Elia rappelle la possibilité de communiquer à ENTSO-E les difficultés pour la compréhension ou l'implémentation des codes au niveau national. ENTSO-E prendra en compte ces questions pour la rédaction d'« implementation guidelines » qui ont un caractère non-contraignant (« non-binding »). Le président de l'Experts Group confirme la nécessité de discuter de ce point avec les CDS et réfère au Working Group Belgian Grid pour clarifier ce processus.

Le représentant de Brugel souligne que les « guidance documents » d'ENTSO-E donnent plus d'informations. Elia confirme que ceux-ci reflètent certainement l'esprit des NCs mais que les seuls documents officiels sont ceux votés et publiés dans le Journal Officiel de l'Union Européenne.

Concernant le choix des limites A-B-C-D, un représentant de FEBEG s'interroge sur le cas d'un industriel connecté en 150kV et ayant, par exemple, des panneaux solaires. A la lecture du code, ces panneaux sont de type D. Elia confirme cette lecture et partage les interrogations du représentant de FEBEG. La proposition initiale d'Elia étant de limiter la clause du NC qui impose à toutes les installations « raccordées en 110kV et plus » d'être de type D en proposant de modifier la clause par « supérieures à 25MW et raccordées en 110kV et plus ». Elia estime que se baser sur un critère de

tension du point de raccordement pour une partie du critère de type D a un sens car les réseaux 150kV, 220kV et 380kV sont fortement maillés et sont électriquement proche des réseaux voisins.

Un représentant de FEBEG relève le problème des « Power Park Modules » si le NC RfG ne s'applique qu'au niveau des machines de production. Il se demande s'il faut considérer l'ensemble au point de connexion ou bien les unités séparément. Elia répond que, dans le cadre des « Power Park Modules », les exigences des NCs s'appliquent au point de raccordement. Les performances seront donc regardées au point d'interface.

Les codes stipulent que le TSO doit se coordonner avec les TSOs adjacents et les DSOs. Elia insiste sur le fait que se coordonner ne veut pas dire tous choisir la même valeur. Si la Commission n'a pas fixé une valeur précise, c'est pour laisser à chacun la possibilité de tenir compte des spécificités de son réseau (historique, « energy mix », spécificités régionales,...). Un représentant de FEBEG demande qu'on s'aligne néanmoins le plus possible au niveau Européen/régional dans l'intérêt du marché.

Un représentant de BDRA s'interroge sur l'existence d'une différence entre la capacité de production et d'injection, en mettant en avant que la capacité de services ne sera pas la même dans les deux cas. Elia répond qu'il n'y a pas de raison technique de faire une différence entre les deux. Elia ajoute que la volonté des codes est de considérer la production et la consommation et non le niveau d'injection. Certains pays ont essayé de travailler avec le paramètre de puissance net échangée avec le réseau mais cela peut poser des problèmes de dimensionnement et d'exploitation du système électrique (par exemple : le critère de sécurité N-1 ne reflète alors plus la réalité physique).

Lors de la présentation des catégories et exigences existantes actuellement en Belgique, un représentant de FEBEG s'interroge sur l'utilité de baser le choix sur des valeurs passées. Elia souligne que les valeurs et exigences actuelles ont leur raison d'être, par exemple les exigences qui impose la présence de limiteur de surexcitation sur les unités de plus de 25MW ont été introduites suite au black-out de 1982 afin que celui-ci ne se reproduise plus. Ces exigences sont encore nécessaires aujourd'hui pour l'exploitation fiable du réseau belge. Un représentant de FEBEG que ceci devrait être examiné de façon critique par rapport à la réglementation actuelle et qu'une situation du passé n'est pas nécessairement relevante au moment d'établir un nouveau cadre.

Vision de Synergrid concernant la limite entre les générateurs de type A et B

Synergrid a présenté sa vision concernant la limite A-B.

La valeur de 250kVA a été proposée sur base des arguments suivants: surveillance de l'adéquation et participation aux services système, maintien de la stabilité du réseau, gestion de la reconnexion des générateurs, gestion des congestions, gestion des tensions, modularité de la puissance active, échanges d'informations et disponibilité de la technologie.

Plusieurs représentants de la FEBEG sont d'avis qu'on ne devrait pas suivre le raisonnement selon lequel, parce qu'une installation fournit un certain service, elle tombe aussi dans une catégorie supérieure, et s'interrogent sur les liens avec les exigences des codes opérationnels. Elia précise que les codes de raccordement prévoient uniquement la capacité de pouvoir fournir ces services et que rien dans ces codes n'oblige les producteurs à les offrir. Ces exigences sont présentes afin de s'assurer que le système puisse à tout moment être exploité en toute sécurité. Elia partage la vue

d'ENTSO-e que, sans ces exigences de connexion, la réponse du marché à une tarification des offres ne serait pas immédiate, les installations non-initialement prévues pour la fourniture de services devant être modifiées par les acteurs de marché. Le réseau pourrait alors être difficilement exploitable pendant ce délai de réaction du marché. Selon un représentant de FEBEG, cette présence trop importante de capacité pourrait entraîner un effondrement du marché ainsi que des surinvestissements chez l'ensemble des producteurs qui seront obligés d'investir dans la technologie nécessaire. Les producteurs remettent en question l'efficacité des coûts des choix opérés par Elia et se posent la question de leurs avantages. FEBEG rappelle sa demande de disposer d'une analyse coûts-bénéfices.

D'autre part, un représentant de BDRA demande s'il est possible d'illustrer le besoin de mettre la limite à 250kVA pour avoir une offre suffisante. Elia répond qu'une quantification précise sur un horizon d'exploitation du réseau d'une vingtaine d'années est très complexe. La demande d'évaluer les coûts induits par une telle limite avait déjà été faite au niveau européen mais aucun stakeholder européen n'a voulu fournir à ENTSO-e la valeur des surcoûts induits par une telle décision. Les différentes associations de producteurs considèrent que la charge de la preuve ne devrait pas être mise de leur côté.

Le représentant de BDRA soulève aussi l'inégalité que ces coûts supplémentaires risquent d'entraîner pour les petites installations pour lesquelles le coût relatif sera proportionnellement plus important, ce qui pourrait avoir comme conséquence que ces installations ne soient même plus installées.

Une discussion au niveau macro-économique s'ensuit qui relève le risque d'un surcoût élevé qui se répercuterait sur le consommateur final. Plusieurs représentants de COGEN Vlaanderen et de FEBEG se demandent si placer la limite à 250kVA correspond bien à un optimum technico-économique et s'il n'existerait pas une analyse européenne sur le choix de la limite maximum à 1MW. Elia répond qu'aucune analyse technico-économique n'est disponible au niveau européen. Elia rappelle que le code a expressément laissé une certaine liberté pour que chaque pays puisse tenir compte de ses propres spécificités. Un représentant de FEBEG fait remarquer que le réseau Elia est densément maillé et bien développé et est comparable à d'autres zones fortement industrialisées en Europe. Pourquoi devrait-on appliquer pour notre pays les limites les plus strictes ? Une analyse coûts-bénéfices est nécessaire pour justifier cette position.

Un représentant de COGEN demande à Synergrid si on a connaissance du nombre d'unités installées et prévues d'être raccordées en Belgique se situant entre les différentes plages de capacité de production discutées. Synergrid fournit un ordre de grandeur basé sur son analyse préliminaire. Au 2^{ème} trimestre 2014, une puissance installée totale d'environ 500MVA était raccordé à un des réseaux de distribution belge, pour les unités de production dont la puissance installée totale est comprise entre 250kVA et 1MVA.

FEBEG insiste à nouveau sur l'importance de prendre en compte des paramètres économiques dans la discussion et demande s'il est possible de chiffrer l'investissement nécessaire sur le réseau.

Suite à une question sur les exigences de Fault Ride Through (pour lesquelles le NC propose aussi une plage de valeur à fixer), Elia souligne que le processus proposé pour les catégories A-B-C-D est itératif. Si le besoin s'en faisait sentir (par exemple une proposition raisonnable pour le Fault Ride

Through des unités d'une catégorie), les valeurs délimitant les catégories pourraient être réajustées. Cette première discussion vise à donner une base pour l'analyse des autres topics et à identifier où se trouvent précisément les points critiques. Il semble très difficile de tout traiter en une fois.

Un représentant de FEBEG revient sur la coordination entre TSOs et DSOs. Elia confirme que cette coordination est prévue. La discussion est en cours mais actuellement le processus est encore prématuré.

Finalement, un représentant de COGEN Vlaanderen demande des précisions sur la gestion des tensions. Elia explique que lorsque la charge sur le réseau est faible, les éléments du réseau produisent du réactif. Les productions décentralisées offrent la capacité d'absorber ces MVAr. Elia rajoute que ce phénomène devrait s'accroître dans les années futures. La participation des productions décentralisées permet d'assurer la gestion du réactif, certainement dans un contexte caractérisé par de moins en moins de productions centralisées traditionnellement utilisées pour la gestion de la tension.

Vision d'Elia sur les « Significant Grid Users », limites A-B-C-D (partie 2)

Elia reprend la parole pour présenter sa proposition concernant les limites pour les types C et D.

Elia souhaite conserver les exigences actuellement en vigueur en Belgique. Elia rappelle que ces exigences s'inscrivent dans l'histoire belge et qu'elles sont toujours utiles.

La limite pour le niveau D est proposée à 75MW ou 25MW si raccordées en 110kV et plus. Elia affirme chercher une solution juste pour tous et souhaite éviter que les unités de production de taille importante cherchent à se connecter à un niveau de tension inférieur pour éviter les contraintes liées au type D. La solution retenue par Elia dans ce cas postule donc le fait de demander une dérogation au NC en ce qui concerne la condition sur la tension au point de connexion pour le type D.

Lors de la synthèse des valeurs proposées par Elia pour la première itération, un représentant de FEBEG émet des doutes sur l'exigence que toute unité blackstart soit de type D. Suite à une question d'un autre représentant de FEBEG, Elia clarifie la situation: de par le NC, les unités de type D sont obligées, si demandé par le TSO, de proposer une offre de blackstart mais d'autres unités peuvent également fournir une offre. De plus, Elia veut faire passer le message que les exigences d'un contrat blackstart sont plus proches des exigences du type D que des autres types. La présentation d'Elia sera adaptée pour plus de clarté.

Suite à la question d'un représentant de la VREG, Elia confirme que certaines conditions d'un type C pourraient s'appliquer à un type A ou B si ces unités souhaitent fournir des services. Cela sera plutôt réglé dans le cadre contractuel.

Point de vue de BOP/Cogen Vlaanderen/EDORA/FEBEG/ODE sur la catégorisation des Significant Grid Users

Les producteurs ne partagent pas le même point de vue qu'Elia et Synergrid sur les limites A-B-C-D. Les représentants de BOP, Cogen Vlaanderen, Edora, FEBEG et ODE se sont concertés et proposent ici une vision commune.

Les producteurs proposent de choisir les limites maximales définies dans le NC RfG mais s'accordent sur le fait que la condition pour le type D concernant la tension au point de connexion doit être modifiée. L'importance d'harmoniser les valeurs au niveau du marché européen de l'énergie est rappelée. D'autre part, les producteurs souhaitent être tenus informés des concertations menées par Elia avec les autres TSOs. Cette coordination est selon eux un point clé dans le choix des limites.

Il a également été fait remarquer que le lien avec les autres codes (codes opérationnels et E&R NC) ne devait pas être oublié. De plus, il est important pour eux de prendre en compte les critères économiques dans la discussion.

Un représentant de BDRA demande s'il est prévu de discuter des « Significant Demand Facilities » lors d'une autre réunion. Elia répond que la définition de ce cas est moins soumise à interprétation mais que cela pourra être clarifié lors d'une prochaine réunion de l'Experts Group.

Le représentant de Febeliec remarque que la Belgique se trouve aussi dans une situation particulière avec les réseaux de transport locaux et régionaux. Elia rappelle, que contrairement à de nombreux TSOs, Elia gère également des réseaux dont le niveau de tension est inférieur à 150kV. Comme aussi décrit par le code DCC, le niveau de transport doit donc être défini suivant les particularités de chaque pays.

Un représentant d'Elia se demande s'il y a une raison technique qui incite à placer la limite du type B à 50MW et s'interroge sur les raisons qui pousseraient un parc éolien à être de type B. Les producteurs expliquent que techniquement il ne serait pas toujours évident de répondre aux exigences d'un type C, plus particulièrement concernant les exigences de « synthetic inertia ». Elia rappelle que rien ne dit qu'Elia proposera d'appliquer cette exigence en Belgique car le NC laisse la possibilité au TSO mais n'impose pas cette exigence. Cela doit être discuté dans les topics techniques associés. Un représentant de FEBEG ajoute que les parcs éoliens dépassent vite la limite de 25MW et qu'on risque d'avoir beaucoup d'unités juste en-dessous de la limite, comme actuellement plusieurs à 24,9MW.

Point de vue de FEBELIEC sur la catégorisation des Significant Grid Users

Le représentant de Febeliec explique quelles sont les questions prioritaires du point de vue de Febeliec, en ce qui concerne les « Significant Grid Users » :

- Le concept de « Significant Grid Users » revient dans différents codes et ne se borne pas uniquement aux limites entre les types A-B-C-D. Le NC DCC introduit aussi ce concept du côté demande. Febeliec demande d'accorder une attention suffisante à ce point également.
- En ce qui concerne le concept de « Significant Grid User » du côté demande, Febeliec suggère d'établir le parallèle avec le règlement européen REMIT, lequel utilise aussi la notion d'importance. À cet égard, un utilisateur est considéré comme important, dès le moment où sa consommation annuelle est supérieure à 600 GWh.
- Febeliec souligne qu'il n'est pas souhaitable pour lui que de petites unités faisant office de production locale soient considérées comme de type D.
- Febeliec s'interroge sur l'évolution ou l'impact des concepts de « Significant Grid User » en cas de révision ou de modification substantielle d'une installation industrielle.

- Quant aux Closed Distribution Systems, Febeliec plaide pour que leur rôle, tel qu'il est décrit dans différents network codes, soit lui aussi suffisamment reconnu lors des discussions sur l'implémentation des network codes et reçoive donc toute l'attention qu'il mérite.

Le président de l'Experts Group estime qu'il est en effet utile de débattre au sein de ce groupe du concept de « Significant Grid User » du côté demande. Un représentant d'Elia fait remarquer que le NC DCC en fournit une description assez claire. Un représentant de Synergrid ajoute que le NC DCC est effectivement très clair et ne laisse aucune place à une interprétation contrairement au règlement REMIT.

Concernant le rôle des CDS et la meilleure façon de les impliquer dans les interactions ultérieures, le président de l'Experts Group est d'avis qu'il vaut mieux débattre de cette question au sein du WG Belgian Grid (qui en a déjà discuté auparavant).

Discussion et next steps

Un représentant de la FEBEG revient sur la nécessité de prendre en considération les NCs opérationnels ainsi que le NC E&R.

D'autre part, un représentant de COGEN souhaiterait de plus amples informations concernant le choix de la limite A-B à 250kVA au lieu de la valeur maximum proposée dans les codes. L'argument lié à la disponibilité d'un plus grand volume ne lui semble pas suffisant.

Elia propose que chaque partie quantifie pour la prochaine réunion les coûts et bénéfices qu'un delta entre ses propositions et les règles existantes entrainerait. Elia rappelle que le réseau belge a ses particularités et qu'il est nécessaire d'en tenir compte dans le choix des limites.

Le représentant d'EANDIS ajoute que la discussion sur les limites A/B/C/D pour les générateurs peut être compliquée à mener actuellement puisque l'impact complet de ce choix, et la différence éventuelle avec les règles actuelles, ne sont pas encore complètement connus. Plus de détails sur modalités techniques de mise en œuvre par type (par exemple, la sélection de paramètres pour les besoins de fault-ride-through) lui permettrait de déterminer s'il y a une différence avec les règles actuelles.

Suite à une question d'un représentant de COGEN, Elia souligne également que le but de cette première itération n'est pas de proposer des limites aux catégories qui conviendraient aux valeurs les plus extrêmes pour les autres topics (profile FRT le plus critique, exigence d'inertie synthétique...) mais bien de proposer des limites aux catégories qui permettent de laisser une marge de manœuvre pour le travail des autres topics.

En conclusion, le président de l'Experts Group reprend les points à discuter lors de la prochaine réunion et suggère des 'next steps' pour les différentes parties présentes:

- Clarification et interprétation dans le cadre belge de certains éléments des NCs. Sans être exhaustif: power park module, point of connection, Significant Grid User du côté demande, unité de production (Elia).
- Clarifier comment les connection codes créent l'obligation d'avoir la capacité technique pour un certain service mais que ceci n'implique pas l'obligation de le fournir en pratique (Elia).

- Développement des arguments techniques et économiques (quantitatifs) concernant le choix des limites en justifiant « le delta » avec les règles actuellement en vigueur en Belgique et/ou « le delta » avec les limites supérieures prévues dans les NCs. Il est proposé aux différents participants, particulièrement les gestionnaires de réseau et les producteurs, de venir avec des éléments concrets et d'ainsi justifier les coûts et/ou bénéfices des variations souhaitées (en fonction du code mais aussi des valeurs actuelles) (Tous).
- Clarifier la prise en compte des autres codes dans l'élaboration des propositions de catégories (Elia).
- Clarification dans la vision d'Elia du lien entre les limites A-B-C-D et les exigences blackstart ou autres services auxiliaires (Elia).
- Préciser les volumes disponibles et attendus dans les différentes tranches de puissance par technologie dans le contexte des limites A-B (Synergrid).
- Elia informera dès que possible l'Experts Group de la façon dont la coordination avec les TSOs voisins s'organisera.

Le président de l'Experts Group remercie tous les participants pour leur présence et pour leur participation à cette discussion constructive. Le projet de PV de la réunion sera envoyé par mail pour commentaire. La prochaine réunion de l'Experts Group est programmée le 25 janvier 2016.

* *

*