



RAPPORT SUR LA CONSULTATION PUBLIQUE PORTANT SUR LES SEUILS DE PUISSANCE MAXIMALE APPLICABLES AUX UNITES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE DE TYPES B, C ET D

Elia – Proposition du GRT en vertu de l'art. 5(3) du NC RfG

Septembre 2017

TABLE DES MATIERES

1. Introduction	3
2. Feed-back reçu	4
3. Discussion sur le feed-back reçu	4
1. Type B	5
1.1 Seuil de puissance maximale pour le type B	5
1.1.1. Résumé du feed-back reçu	5
1.1.2. Vision d'Elia	6
2. Type C	11
2.1 Seuil de puissance maximale pour le type C	11
2.1.1. Résumé du feed-back reçu	11
2.1.2. Vision d'Elia	11
3. Type D	13
3.1 Seuil de puissance maximale pour le type D	13
3.1.1. Résumé du feed-back reçu	13
3.1.2. Vision d'Elia	13
3.2 Type D avec une tension ≥ 110 kV au point de raccordement	13
3.2.1. Résumé du feed-back reçu	13
3.2.2. Vision d'Elia	14
4. Commentaires indirects des sur la proposition des seuils de puissance maximale pour les PGM de type B, C et D	15
4.1 Dérogations	15
4.1.1. Résumé du feed-back reçu	15
4.1.2. Vision d'Elia	16
4.2 Impact au-delà des codes de raccordement	17
4.2.1. Résumé du feed-back reçu	17
4.2.2. Vision d'Elia	17
4.3 Exigences pour les PGM de type B	18
4.3.1. Résumé du feed-back reçu	18
4.3.2. Vision d'Elia	18
4.4 Normes européennes	19
4.4.1. Résumé du feed-back reçu	19
4.4.2. Vision d'Elia	20
4.5 Coordination avec les GRD et CDSO	20
4.5.1. Résumé du feed-back reçu	20
4.5.2. Vision d'Elia	21
4.6 Autres commentaires	21
4.6.1. Résumé du feed-back reçu	21
4.6.2. Vision d'Elia	21

1. INTRODUCTION

Du 19 mai au 20 juin 2017, Elia a organisé une consultation publique concernant la proposition relative aux seuils de puissance maximale des unités de production d'électricité (ci-après dénommée PGM, 'Power Generating Module') de types B, C et D, comme défini à l'art. 5 du Code de réseau sur les exigences applicables aux installations de production d'électricité (NC RfG)¹, et visant à satisfaire à l'obligation imposée au gestionnaire de réseau de transport (GRT) compétent, à savoir Elia, d'organiser une consultation publique en la matière, comme le prévoit l'art. 5(3) du NC RfG. Le document de consultation est accessible via le [lien](#) suivant.

Ce rapport a pour but de consolider les réactions reçues à la suite de cette consultation et de présenter la vision d'Elia sur les réactions obtenues lors de la consultation.

Cette consultation publique officielle a été précédée d'un débat actif et interactif entre les stakeholders au sein du Users' Group d'Elia et lors de réunions bilatérales entre Elia et les stakeholders pour des questions spécifiques. Dans l'optique de pouvoir discuter de l'application des codes de réseau en Belgique, la task force « Implementation Network Codes » a été créée à la fin de l'année 2015 par le Users' Group, en tant que sous-groupe du groupe de travail « Belgian Grid », dans le but de constituer une plateforme d'analyse et de discussion concernant le contenu des codes de réseau.

Les travaux de la task force « Implementation NC » ont débuté fin 2015 et se sont poursuivis jusqu'à la fin du premier trimestre de 2017. Leur état d'avancement a fréquemment été rapporté lors des réunions du groupe de travail « Belgian Grid ». La task force a entamé ses travaux entre fin 2015 et début 2016 par une première itération concernant les utilisateurs significatifs du réseau (ci-après dénommée SGU, 'Significant Grid Users'), qui a abouti à un projet de proposition sur les seuils de puissance maximale pour les unités de production d'électricité (PGM) de type B, C et D. Cette proposition a servi d'hypothèse de travail pour les discussions techniques qui ont eu lieu ensuite sur différents sujets au sein de cette task force jusque début 2017. Compte tenu de ces discussions techniques, la proposition de seuil initiale a été révisée lors d'une deuxième itération sur les SGU au cours du premier trimestre 2017.

Les débats du Users' Group et les réunions bilatérales (p. ex. avec Febeliec sur des questions liées aux réseaux fermés de distribution (ci-après dénommée CDS, 'Closed Distribution System') ont donné à toutes les stakeholders la possibilité de formuler leurs commentaires et de faire part de leurs préoccupations concernant la proposition de seuils et d'autres aspects des codes de réseau. La proposition finale sur les seuils de puissance maximale, qui a fait l'objet de la consultation, a tenu compte de ces réactions des stakeholders et a été définie en coordination avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) réunis au sein de Synergrid, notamment en ce qui concerne les seuils des unités PGM de Type B.

De plus amples informations sur le programme de travail, les procès-verbaux et les présentations de cette task force sont disponibles sur le [site web d'Elia](#). La portée et les

¹ Code de Réseau 'Requirements for Generators (RfG)' : Règlement (UE) 2016/631 de la commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>

aspects légaux et techniques de la proposition sur les seuils de puissance maximale des PGM de type B, C et D ainsi que les arguments se trouvent dans le [document de consultation publique](#).

Le NC RfG ne précise pas à quel moment la proposition sur les seuils de puissance maximale pour les unités de production d'électricité de type B, C et D doit être soumise aux autorités compétentes. Il est dès lors suggéré de respecter le même délai que celui indiqué à l'art. 7(4) du NC RfG pour la proposition d'exigences d'application générale, à savoir deux ans à compter de l'entrée en vigueur du NC RfG, soit le 17 mai 2018.

La section 2 de ce document présente le feed-back reçu, la section 3 se penche plus en détail sur ce feed-back, enfin la section 4 aborde les commentaires des stakeholders liés indirectement au cadre de la consultation publique sur les seuils de puissance maximale.

2. FEED-BACK REÇU

Les stakeholders suivantes ont répondu à la consultation :

- BGA (« Belgian Generators Association », regroupant les fédérations BOP, COGEN Vlaanderen, EDORA, FEBEG et ODE)
- Febeliec
- GRD publics (Eandis, Infrax, Ores, Resa et Sibelga)

Les réponses ont été signalées comme étant non confidentielles. Les réponses originales reçues à la suite de la consultation figurent à l'Annexe I de ce rapport et seront également mises à disposition sur le site web d'Elia avec ce rapport de consultation.

3. DISCUSSION SUR LE FEED-BACK REÇU

Dans le document de consultation publique, Elia a posé une série de questions spécifiques mais a également donné l'opportunité pour les stakeholders de donner un feed-back général. Le reste de cette section regroupe les réactions reçues par thème. Pour chaque thème, les réponses reçues sont consolidées et suivies de la réaction d'Elia.

Elia a tenté de résumer au mieux les réactions. La formulation exacte, l'argumentation détaillée et le contexte de chaque réaction peuvent être vérifiés dans les réponses individuelles reçues (Annexe I – en anglais).

1. Type B

1.1 Seuil de puissance maximale pour le type B

1.1.1. Résumé du feed-back reçu

BGA ne conteste pas l'analyse juridique réalisée par Elia, mais regrette que la piste la plus indiquée légalement soit l'option d'un seuil plus bas pour les PGM de type B de 250 kW, avec des dérogations pour les PGM de type B ayant une puissance maximale comprise entre 250 kW et 1 MW. BGA affirme que cette option choisie dépasse le simple choix de mise en œuvre légale et comporte davantage de risques car il n'y a pas de garantie d'obtenir les dérogations envisagées. (Pour plus de commentaires sur les dérogations, voir Section 4.1 – Dérogations.)

BGA privilégie l'option de 1 MW et considère le choix de 250 kVA d'Elia comme arbitraire et basé principalement sur le seuil applicable au contrôle à distance de la puissance active du Règlement technique wallon, par opposition au seuil de 1 MVA (en réalité 1 MVA ou moins) du Règlement technique flamand. BGA dit ne pas comprendre pourquoi la valeur de 250 kW est préférée à 300 kW, 500 kW, voire 1 MW. En plus, BGA se dit ne pas être convaincu par l'argumentation fournie dans le document de consultation :

- Concernant la communication et l'échange d'informations, BGA comprend la nécessité pour les gestionnaires de réseau d'avoir une meilleure connaissance des flux d'électricité sur le réseau, mais n'a pas compris pourquoi cela implique d'avoir des installations avec un contrôle à distance et demande si un simple Programmable Logic Controller (PLC) fournit la capacité de surveillance nécessaire.

BGA s'oppose donc à imposer des appareils à télécontrôle onéreux à toutes les installations à partir de 250 kW et propose que les seuils d'imposer le contrôle à distance restent réglés à 1 MW indépendamment des seuils déterminés dans le cadre du NC RfG.
- En ce qui concerne les systèmes de protection électrique réclamés par les GRD depuis de nombreuses années dans le processus de raccordement et les réglages donnés par les GRD pour la protection des réseaux locaux, BGA ne voit pas le besoin d'ajuster le seuil de type B à cette exigence, puisque les systèmes de protection électrique sont aujourd'hui requis dès 10 kW.
- En ce qui concerne la reconstruction du réseau, BGA comprend le besoin d'avoir le « contrôle » de la production présente sur le départ, mais demande pourquoi cela est crucial dès 250 kW.

Febeliec n'est pas convaincue par la solution légale proposée et voudrait plutôt appliquer le seuil moins strict de 1 MW, du moins jusqu'à ce que l'on puisse prouver qu'une valeur plus stricte doit être appliquée (après une analyse coût-bénéfice) :

- L'option avec dérogations suppose davantage de risques car les dérogations ne sont applicables que pour une période limitée et que l'on ne sait toujours pas avec certitude si elles seront octroyées.
- L'application de seuils plus stricts que les seuils maximaux autorisés par le NC RfG n'équilibre pas les avantages pour Elia au niveau de la gestion du réseau avec la charge financière, administrative et technique pour les utilisateurs individuels du réseau. Si la Belgique propose d'appliquer des seuils plus stricts, elle se désaligne par rapport à la France et à d'autres États membres qui semblent adopter une approche attentiste. Cette posture ne favorise pas l'harmonisation au niveau

européen et a un impact négatif sur le climat d'investissement futur en Belgique et sur la compétitivité internationale.

- Malgré les requêtes des stakeholders, Elia n'a jamais fourni d'analyse coût-bénéfice quantitative venant appuyer sa demande d'adoption de seuils plus stricts et lui permettant de justifier sa position.

Les **GRD** publics soutiennent totalement le seuil de puissance maximale proposé pour le type B et l'approche globale proposée.

1.1.2. Vision d'Elia

La consultation publique et les discussions qui l'ont précédée font apparaître un réel besoin de choisir un seuil de 250 kW. Ce choix de seuil se fonde sur la communication et le contrôle en temps réel dans des situations de fonctionnement normal et sur le besoin de pouvoir contrôler le comportement des générateurs décentralisés dans des situations d'urgence et de reconstruction.

Le volume d'unités prévu dans cette tranche comprise entre 250 kW et 1 MW est important, et même s'il n'a pas d'impact négatif sur la stabilité du réseau de transport (raison pour laquelle il est proposé d'assouplir certaines exigences comme la tenue aux creux de tension pour cette catégorie d'unités), il a un impact considérable sur les réseaux moins maillés auxquels elles sont raccordées, comme ceux des GRD publics. Cela justifie largement le besoin de communication et de contrôle en temps réel dans des situations de fonctionnement normal et le besoin de pouvoir contrôler le comportement des générateurs décentralisés dans les situations d'urgence et de reconstruction.

Un seuil de 1 MW ne permettrait pas de couvrir ces besoins et affecterait donc grandement la capacité du réseau à raccorder de nouvelles unités dans la tranche 250 kW – 1 MW. Si un seuil de 1 MW est choisi et que les exigences d'échange d'informations sont appliquées à partir de 1 MW, les unités plus petites situées dans les zones sujettes à congestion ne pourront pas se raccorder car d'une part elles ne sont pas contrôlables et car d'autre part la connexion d'un nombre important de ces unités pourrait mettre en péril la qualité et la sécurité d'approvisionnement.²

Le choix du seuil A/B de 250 kW n'est pas arbitraire

Les stakeholders ont exprimé leurs doutes quant au choix du seuil pour le type B par rapport à d'autres seuils possibles dans la tranche 250 kW – 1 MW.

À la suite de l'adoption du document d'orientations non contraignantes sur la mise en œuvre des codes de réseau (Implementation Guidance Document – IGD) d'ENTSO-E, l'alignement sur la réglementation existante constitue l'un des éléments fondamentaux pris en compte pour le choix des seuils.

La proposition d'Elia est notamment alignée avec les gestionnaires de réseau de distribution publics, qui sont et seront d'avantage affectés par l'installation d'unités dans la tranche 250kW - 1MW. Plus particulièrement, la proposition de seuil est alignée avec les

² VREG a reconnu cette argumentation de Synergrid dans son rapport de consultation publique sur l'adaptation du Code de Réseau Régional TRDE :

http://www.vreg.be/sites/default/files/document/consultation/verwerking_opmerkingen_consultatie_trde.pdf (Page 12)

règlements techniques de distribution³, dans lesquels le seuil de 250 kVA représente la puissance de l'unité de production à partir de laquelle une connexion à la moyenne tension est systématiquement imposée. Ce seuil est applicable à toutes les régions de Belgique.

Cette approche est également suivie en Allemagne, où la proposition actuelle de seuil du type B (135 kW) est alignée sur les critères de raccordement entre la basse tension (BT) et la moyenne tension (MT). En France aussi, il y a un souhait d'utiliser progressivement la valeur de 250 kW comme valeur de seuil pour le type B. Une feuille de route incluant une évolution du système de communication a été établie en coordination avec les stakeholders.

La différenciation des exigences pour les raccordements à basse et moyenne tension correspond également à la manière dont les normes CENELEC sont catégorisées.

En outre, les exigences de puissance pour le type B, en particulier en termes de contrôle à distance et de puissance réactive, sont particulièrement importantes pour la fiabilité et la gestion (future) du réseau à moyenne tension. Dans ce contexte il est utile de faire une distinction entre la basse et la moyenne tension étant donné que l'influence d'unités raccordées en moyenne tension sur le réseau de transport et l'influence de ce dernier sur les unités raccordées en moyenne tension est nettement plus important que pour des unités raccordées en basse tension.

Enfin, il existe au niveau national une volonté claire de simplifier la mise en œuvre légale, la lisibilité et les processus de mise en conformité dans le but de faciliter l'accès au réseau. La réduction du nombre de seuils dans les différentes réglementations soutient également la proposition faite.

Elia a grandement justifié les seuils proposés, non seulement dans le document de consultation mais aussi lors des nombreuses réunions de la task force « Implementation NC ». Comme décrit dans l'ENTSO-E IGD sur la mise en œuvre nationale des codes de réseaux sur la connexion au réseau⁴, Elia n'est pas tenue légalement de fournir une analyse coût-bénéfice (CBA) pour cette demande. Une CBA n'est requise que pour mettre en œuvre des exigences révisées auprès de générateurs existants, conformément à l'art. 4(3) du NC RfG.

Choix du seuil A/B pour gérer les incertitudes liées aux évolutions futures

³ VREG : Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (Art. III. 3.1.3 (3)):

http://www.vreg.be/sites/default/files/tdre_versie_5_mei_2015.pdf

CWaPE : Règlement Technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité (Art. 46(3)): <https://wallex.wallonie.be/PdfLoader.php?type=doc&linkpdf=19977-20974-13168>

Brugel : Technisch Reglement Elektriciteit (Art. 73(4)):

http://www.brugel.be/Files/media/T17/SANS_20130606_RUMUHIZI_75601_1.pdf

⁴ ENTSO-E Document d'orientations sur la mise en œuvre nationale des codes de réseaux sur la connexion au réseau :

https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/161116_IGD_Selecting%20national%20MW%20boundary_for%20publication.pdf

Un stakeholder [BGA] a suggéré l'alignement sur le seuil maximal de 1 MW, estimant que les besoins actuels devraient être utilisés comme référence étant donné l'incertitude qui entoure l'évolution future.

Elia voudrait préciser qu'un certain niveau d'incertitude est inhérent à l'évaluation de l'évolution future ; néanmoins, la meilleure estimation de l'évolution du parc de production doit être utilisée pour définir les seuils.

Cette meilleure estimation, comme cela a été discuté et présenté lors des réunions de la task force, prévoit une augmentation du volume des unités de production décentralisée à raccorder en Belgique. Cette vision est conforme à la grande majorité des scénarios européens et nationaux. Prendre comme seule référence la situation et les besoins actuels (c.-à-d. partir du principe que le volume d'unités de production décentralisée n'augmentera pas dans le futur) est très dangereux pour la sécurité d'approvisionnement et peut accroître le risque d'application rétroactive des exigences de code de réseau aux usagers existants dans le futur.

Il faut également souligner que le processus de modification de la législation est complexe et prend du temps. Elia fonde son choix sur des expériences passées au niveau de l'UE lors desquelles l'augmentation de volume de technologies spécifiques (p. ex. des installations PV en Italie ou des unités de production éolienne en Espagne) a été tellement rapide que la réglementation technique n'a pas pu être adaptée à temps.

Il est par ailleurs indispensable que les nouveaux codes de réseau et la nouvelle réglementation, en particulier sur des questions de raccordement, soient suffisamment robustes pour durer plusieurs années afin de donner une assurance aux investissements et de limiter le besoin d'adaptations fréquentes.

Le choix du seuil A/B sous la valeur maximale autorisée par le NC RfG n'a pas d'impact négatif sur le climat d'investissement futur en Belgique ni sur la compétitivité des investissements actuels par rapport à d'autres pays européens

Le choix de seuil actuel, qui diffère des valeurs maximales autorisées par le NC RfG, a été critiqué par un stakeholder [Febeliec] affirmant qu'il aurait un impact négatif sur le climat d'investissement futur en Belgique et nuirait à la compétitivité des investissements actuels par rapport à d'autres pays dans l'UE.

Elia voudrait attirer l'attention sur le fait que le choix des seuils proposé devrait faciliter l'accès au réseau du futur mix énergétique prévu en Belgique (c.-à-d. davantage de production décentralisée et davantage de production renouvelable). De surcroît, les seuils actuels proposés par d'autres GRT européens sont, dans la plupart des cas, plus contraignants ou aussi contraignants que les seuils belges, comme l'illustre le document de consultation. Cela appuie considérablement la demande des stakeholders d'harmoniser le traitement des unités de production au niveau européen ('level playing field') et cela permettra un développement homogène de produits à travers l'Europe (p. ex. en Espagne, en Allemagne et en Italie), ce qui aura pour conséquence d'accroître la compétitivité actuelle et d'améliorer le climat d'investissement futur.

Nécessité d'une grande contrôlabilité réseau en cas de reconstruction du réseau

Concernant les besoins liés à la reconstruction du réseau, Elia souhaiterait préciser une nouvelle fois qu'il est d'une importance capitale de pouvoir compter sur une injection contrôlable lors des perturbations pour réussir à maintenir la stabilité du réseau et à accélérer le processus, dans le cas d'une reconstruction ou pour réapprovisionner tous les clients en énergie le plus rapidement possible.

Ce besoin vaut particulièrement pour la production renouvelable et décentralisée, dont l'injection est intrinsèquement fluctuante et bien moins prévisible, à l'échelle d'un parc, que la consommation. Pour les unités de type B qui sont, du fait de leur taille et de leur nombre, resynchronisées graduellement sur un réseau plus faible, cette contrôlabilité devient absolument nécessaire.

Nécessité d'une communication bidirectionnelle avec les unités de plus de 250 kW

Elia comprend les préoccupations et interrogations des stakeholders concernant le besoin de contrôle en temps réel, notamment pour les unités comprises entre 250 kW et 1 MW et le coût s'y rapportant et souhaite dès lors apporter un certain nombre de précision.

Tout d'abord et tel que mentionné dans le texte de consultation publique relatif aux seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité de type B C et D, l'évolution actuelle et attendue du mix énergétique en Belgique et plus particulièrement le « shift » vers des moyens de production décentralisés (qui de par leur nature, leur injection de puissance varie considérablement plus que celle des générateurs thermiques classiques) rend nécessaire, outre le besoin d'avoir une connaissance de leur état de fonctionnement afin de pouvoir prédire et observer leur comportement en temps réel, le besoin de pouvoir contrôler à distance la puissance active et réactive qu'elles génèrent, et ce, afin d'exploiter le réseau en offrant, à l'avenir, la même qualité de service qu'aujourd'hui.

L'absence de contrôle des unités de la tranche 250kW – 1MW pouvant mener à des problèmes de qualité de tension, congestions et même sécurité d'alimentation, le seul suivi de leur comportement en temps réel est essentiel mais pas suffisant.

En ce qui concerne le coût, Elia et les GRDs publics peuvent confirmer que, de manière générale, les gestionnaires de réseau essaient systématiquement d'atteindre l'optimum technique et économique et d'utiliser, autant que possible, des solutions standardisées ce qui s'inscrit parfaitement dans le cadre d'une limitation maximale des coûts.

Elia et les GRDs publics ont, récemment encore, initié certaines réflexions dont l'objectif est de s'assurer que les solutions techniques retenues correspondront toujours bien à l'optimum technico-économique susmentionné.

En outre, les GRDs publics ont mentionné à Elia que la préoccupation des stakeholders relative au «coût» devait être clarifiée. En effet, le montant facturé pour la mise en place d'un système de télécontrôle et de télémonitoring en temps réel inclut non seulement les appareils (RTU et modem) mais aussi:

- la programmation des automatismes “fail safe” dépendants de la configuration de chaque client,
- l'onduleur (inverter)/ batterie comme source d'énergie auxiliaire pour pouvoir toujours communiquer l'état ou l'alarme lorsque le réseau électrique est indisponible
- l'intégration dans le système SCADA et tous les tests nécessaires pour s'assurer que l'ensemble fonctionne correctement,
- l'intégration dans l'algorithme de calcul de la modulation (si d'application)
- le coût de la télécommunication et de la maintenance préventive et curative pendant toute la durée de vie du raccordement.

Ce 'coût' doit dès lors être considéré dans son intégralité.

Au regard de ceci, les GRD publics restent ouvert, si cela s'avère nécessaire, à la tenue d'une discussion avec les stakeholders et les gestionnaires de réseau fermé de distribution ('CDSO') afin de clarifier ce point.

Elia souhaite indiquer que les GRDs au sein de Synergrid analysent la possibilité de standardiser à l'ensemble des régions les fonctionnalités requises en terme de télémonitoring et de télécontrôle en temps réel.

Elia analyse également, pour les unités dont la puissance maximale est comprises entre 250 kW et 1 MW raccordées au réseau de transport et de transport local, la possibilité d'utiliser un protocole de communication moins coûteux permettant de rencontrer les exigences minimales en termes de télémonitoring et télécontrôlabilité sur base notamment des propositions et expériences dans les pays voisins.

Enfin, Elia encourage les gestionnaires de réseau de distribution publics, les gestionnaires de réseau fermé de distribution et les stakeholders à se concerter afin de trouver une solution optimale technico-économiquement parlant, qui tienne compte des exigences nécessaires en termes de qualité, temps de réponse, la (cyber)sécurité, interopérabilité et de disponibilité sur le marché. Elia prendra également part à cette discussion afin de s'assurer de la comptabilité de la solution envisagée avec les exigences d'Elia en tant que GRT et en vue d'éventuellement l'appliquer aux unités de type B raccordées sur le réseau de transport et de transport local.

2. Type C

2.1 Seuil de puissance maximale pour le type C

2.1.1. Résumé du feed-back reçu

Les GRD publics approuvent le seuil proposé de 25 MW, même s'ils indiquent n'être (presque) pas affectés par les exigences pour le type C.

Febeliec n'a pas fait de commentaire sur le seuil proposé pour le type C.

BGA propose d'appliquer un seuil B/C de 50 MW au lieu de 25 MW pour les raisons suivantes :

- Pour éviter des exigences très sévères pour les PGM ayant une puissance maximale comprise entre 25 MW et 50 MW et raccordées ≥ 110 kV, qui sont considérées comme des unités de type D. Les exigences relatives à la tenue aux creux de tension et à la puissance réactive de type D, en particulier, sont problématiques pour la plupart des unités plus petites.
- La présence de grandes unités de cogénération dans la tranche 25 MW – 50 MW (p. ex. la LM6000 de General Electric, une turbine à gaz classiquement utilisée en cogénération), souvent intégrées dans des sites industriels. Du fait de leur faible importance pour le réseau, il semble exagéré de leur imposer des exigences de type C.
- Les exigences strictes pour les PGM existantes en cas de modernisation substantielle.
- Il est inapproprié de déterminer le seuil sur la base de la réglementation actuelle. Les codes de réseau présentent une opportunité d'harmoniser les réglementations actuelles en Europe afin de créer des conditions de traitement harmonisées pour les utilisateurs des réseaux en Europe ('level playing field').
- L'exigence stricte pour les unités de production d'électricité synchrones (SPGM) de type C (et D) en matière d'absorption de puissance réactive.

BGA indique en outre qu'Elia n'a pas mentionné la question de la modernisation substantielle dans le document de consultation, alors que cette question a un impact sur le choix du seuil B/C. En cas de modernisation substantielle, les unités existantes de type C doivent se conformer au NC RfG.

2.1.2. Vision d'Elia

La coordination entre GRT voisins est en cours

L'IGD d'ENTSO-E sur le choix des seuils de puissance maximale pour les unités de type B et C suggère d'utiliser les législations existantes dans la motivation du choix de seuils. De plus, le principe d'« évolution plutôt que révolution » a été pris en compte par Elia dans le choix des seuils.

Elia est fortement impliquée dans différents groupes de travail ENTSO-E dédiés à l'élaboration des codes de réseau et à la mise en œuvre nationale des codes de réseau, au sein desquels le statut national de mise en œuvre, ainsi que les difficultés et les orientations nationales sont débattus puis proposés en vue d'arriver à une mise en œuvre coordonnée des codes de réseau. Jusqu'à présent, d'après le niveau actuel de discussion au niveau national, il semble que la plupart des pays voisins aient choisi des seuils en tenant compte des législations existantes, comme c'est le cas en Belgique. Elia observe en

outre que sa proposition n'est extrême pour aucun des seuils et qu'elle ne devrait pas pénaliser les stakeholders belges par rapport aux stakeholders actifs dans d'autres pays de l'UE.

Par ailleurs, Elia est engagée depuis début 2017 dans des discussions approfondies avec des GRT voisins (RTE, Tennet NL, Amprion, Tennet DE, Creos) à propos de la proposition de seuils de puissance maximale pour les PGM de type B, C et D et des motivations de ces propositions de seuils. Les procès-verbaux de ces réunions seront communiqués aux régulateurs concernés, aux États membres et aux autres GRT afin de soutenir une mise en œuvre coordonnée des codes de réseau.

On peut donc conclure que la Belgique n'est pas le pays le plus strict en Europe, que les technologies nécessaires pour se conformer aux exigences proposées seront disponibles sur le marché, et que l'harmonisation des conditions ('level playing field') est dès lors garantie.

Les exigences de type C ne sont pas impossibles à rencontrer pour les seuils proposés

Cette consultation porte principalement sur la proposition de seuils de puissance maximale de type B et C, et non sur les exigences.

Les documents fournis par BGA ne montrent pas l'impossibilité d'être conforme pour le type C (i.e. tenue au creux de tension avec une tension résiduelle de 30%).

En outre, les exigences de tenue aux creux de tension ne sont pas affectées par le seuil du type C, sauf pour les unités de type C comprises entre 25 MW et 50 MW raccordées \geq 110 kV. Si ce problème de tenue aux creux de tension ne concerne qu'un modèle de générateur spécifique, une dérogation individuelle peut être soumise par les générateurs.

Elia reconnaît également la particularité de la modernisation substantielle, mais se réfère aux discussions qui sont en cours au sein du Groupe de travail « Belgian Grid », où sont déterminés des critères généraux. Les premières informations concernant la modernisation substantielle ainsi qu'un rapport des premières discussions est publiquement disponible sur le site web du groupe de travail « Belgian Grid ».

Présence de grandes unités de cogénération

BGA cite la turbine LM6000 comme un exemple de la présence de grandes unités de cogénération dans la tranche allant de 25 MW à 50 MW. Cet exemple ne concerne qu'une technologie et qu'un fournisseur spécifique, et Elia préfère éviter l'adaptation de la réglementation à des exceptions ou à des caractéristiques d'une machine spécifique.

3. Type D

3.1 Seuil de puissance maximale pour le type D

3.1.1. Résumé du feed-back reçu

BGA et les GRD publics ne contestent pas le seuil proposé de 75 MW dans leur feed-back remis dans le cadre de la consultation.

Febeliec estime que le choix de valeurs plus strictes que les limites maximales autorisées par le NC RfG pour le seuil C-D (et pour le seuil A-B) n'équilibre pas les avantages pour Elia avec la charge financière, administrative et technique pour les utilisateurs individuels du réseau.

Par souci de clarté, BGA demande à Elia de confirmer que les parcs éoliens offshore seront automatiquement considérés comme étant de type D, même si les unités individuelles ont une puissance inférieure à 10 MW.

3.1.2. Vision d'Elia

Le NC RfG spécifie la possibilité pour le GRT compétent de choisir des seuils inférieurs aux seuils de puissance maximale autorisés, conformément à l'article 5 de ce code de réseau. Après le NC RfG, le choix du seuil ne nécessite pas d'analyse coût-bénéfices. Pourtant, Elia a toujours considéré les commentaires des stakeholders concernant les charges financières, administratives et techniques pour les différents utilisateurs de réseau individuels et a adapté les exigences techniques proposées en conséquence, lorsqu'il était opportun. Par exemple, la proposition initiale concernant la capacité de puissance réactive a été revue et mise à jour pour réduire les coûts des utilisateurs de réseau individuels.

Elia confirme que, conformément à la définition d'un parc non synchrone de générateurs (PPM) contenue dans les codes de réseau, la puissance totale installée d'un PPM doit être prise en compte, et non pas la puissance installée de chaque turbine individuelle. À titre d'exemple, les parcs éoliens actuels raccordés au rivage de la mer du Nord doivent être considérés comme des PPM de type D.

3.2 Type D avec une tension ≥ 110 kV au point de raccordement

3.2.1. Résumé du feed-back reçu

D'après le NC RfG, toute PGM raccordée à un niveau de tension ≥ 110 kV est considérée comme étant de type D. Febeliec et BGA accueillent favorablement la dérogation proposée par Elia pour appliquer les exigences des types A et B aux unités ayant une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et raccordées à un niveau de tension ≥ 110 kV, car elle permet d'éviter les coûts exagérés pour des installations ayant un impact négligeable sur le réseau.

BGA et Febeliec proposent d'étendre la dérogation pour couvrir aussi les installations de type C mais raccordées à un niveau de tension ≥ 110 kV non pas comme un type D mais comme un type C. Les arguments principaux sont les suivants :

- Pour éviter de faire une discrimination entre des installations de production identiques sur la simple base du niveau de tension du réseau auquel elles sont raccordées, sans égard au niveau de tension de leur propre raccordement ni à d'éventuelles différences techniques entre ces installations.

- En outre, BGA signale que l'actuelle exigence de tenue aux creux de tension de 200 ms pour les installations de type D est très sévère pour les unités ayant une puissance installée maximale inférieure à 75 MW.
- BGA affirme également que dans certaines régions (p. ex. la Boucle de l'Est), des générateurs sont obligés de se raccorder à un niveau de tension de 110 kV et sont involontairement confrontés à des coûts de raccordement plus élevés.

BGA approuve l'approche consistant à adapter les exigences de type D par le biais d'une dérogation, mais considère que ces dérogations doivent donner le maximum de certitude et de stabilité possible et doivent absolument avoir une durée de plus de 5 ans.

3.2.2. Vision d'Elia

L'évolution des réseaux de 70 kV à 110 kV ne crée pas de discrimination

La pratique actuelle de plusieurs GRT européens, fondée sur un raisonnement technique, consiste à limiter la taille maximale des générateurs à un niveau de tension donné (c'est notamment le cas en France, en Allemagne et aux Pays-Bas). En Belgique, cette pratique n'existe que pour le raccordement d'unités de production au réseau du GRD ou pour la sélection d'un raccordement au réseau GRD ou GRT (avec une possibilité d'analyse au cas par cas entre 10 MVA et 25 MVA). Par ailleurs, concernant les demandes de raccordement au réseau d'Elia (études d'orientation et études détaillées), la sélection du point de raccordement et de son niveau de tension s'effectue toujours au terme d'une étude spécifique visant à trouver la solution technico-économique optimale. En aucun cas une décision préalable n'est prise pour imposer un raccordement à un point de raccordement de 110 kV. En ce qui concerne la Boucle de l'Est et d'autres réseaux régionaux, Elia propose toujours la solution technico-économique optimale pour l'évolution du réseau. La migration de 70 kV à 110 kV ou à 150 kV dans plusieurs régions est justifiée par le fait que les équipements 70 kV ne sont plus disponibles en tant que norme mondiale et/ou que la plupart des fabricants proposent à cette fin des équipements de 110 kV pour un coût additionnel très limité. L'impact environnemental du passage de 70 kV à 110 kV est également très limité, pour une augmentation de la capacité de transport de 57% avec les mêmes conducteurs. L'accroissement de la capacité de transport est nécessaire pour assurer une capacité d'accueil à la production décentralisée. Plus de détails sur l'évolution des réseaux de 70 kV à 110 kV et 150 kV peuvent être trouvés dans le « Plan d'adaptation wallon 2017-2024 »⁵. Concernant l'intention de proposer une exemption d'exigence pour les unités de puissance maximale équivalente aux unités de types A et B mais raccordée à une tension supérieure ou égale à 110kV, il semblerait que d'autres TSOs voisins ont une intention similaire.

⁵ <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/publications/plans-d-investissements-et-de-developpements/plans-d-adaptation-region-wallonne>

4. Commentaires indirects des sur la proposition des seuils de puissance maximale pour les PGM de type B, C et D

Dans le document de consultation, Elia a présenté une approche globale (c.-à-d. une solution technique couvrant les seuils et les aspects liés aux exigences techniques) qui ne couvre pas seulement les seuils de puissance maximale pour les PGM de type B, C et D, mais qui donne également un premier aperçu d'une partie des exigences générales applicables liées à la proposition de seuil BCD. Cependant, les informations fournies dans le document de consultation concernant la proposition d'application nationale des exigences techniques non exhaustives ne doivent pas être considérées comme exhaustives et n'ont donc pas fait l'objet d'une consultation. La proposition finale concernant les exigences générales fera l'objet d'une consultation publique en 2018. Les réactions reçues de la part des stakeholders sur des aspects dépassant le cadre de cette consultation publique (notamment concernant l'application nationale des exigences techniques non exhaustives) seront examinées lors des ateliers consacrés à la finalisation des exigences générales. Dans le cadre d'un débat constructif, Elia considère néanmoins utile d'apporter une réponse à plusieurs de ces aspects. C'est pourquoi ces commentaires sont repris ci-après et regroupés en 6 thèmes :

- 4.1 Dérogations
- 4.2 Impact au-delà des codes de raccordement
- 4.3 Normes européennes
- 4.4 Coordination avec les GRD et CDSO
- 4.5 Exigences pour les PGM de type B
- 4.6 Autres commentaires

Les points 4.1 à 4.3 sont étroitement liés à l'approche globale, tandis que les points 4.4 à 4.6 sont divers et liés à des aspects dépassant le cadre large de ce rapport de consultation. Il est à noter que tous les commentaires seront examinés lors des ateliers consacrés à la finalisation des exigences générales.

4.1 Dérogations

4.1.1. Résumé du feed-back reçu

BGA et Febeliec sont favorables aux dérogations proposées, mais estiment que l'« accord global » implique davantage de risques, car il n'y a pas de garantie que les dérogations seront octroyées et pas de certitude quant à la durée de ces dérogations :

Selon BGA, les exigences techniques ne devraient pas laisser place à une quelconque incertitude et devraient maintenir un environnement d'investissement stable. Aussi, BGA propose d'étendre la période de 5 ans (celle-ci étant trop courte) et d'entamer le processus de renouvellement des dérogations au moins 2 ans à l'avance.

BGA attire l'attention sur le manque de clarification si une dérogation n'est pas prolongée, et souligne l'importance de fixer les éléments qui déterminent quels régimes de dérogation sont applicables à une installation donnée. BGA suppose que :

- Les exigences qui se rapportent aux dérogations restent valides au moins pendant la durée de vie technique de la PGM (dans le cas contraire, cela aurait un impact rétroactif important et cela minerait tous les avantages donnés).
- Seules les installations construites après cette période de dérogation (de 5 ans) sont susceptibles de ne plus bénéficier des mêmes dérogations.

BGA plaide pour une consultation des stakeholders lorsqu'Elia pense à introduire une requête de renouvellement des dérogations et demande qu'Elia accompagne la décision d'une analyse coût-bénéfice (CBA). Febeliec indique avoir attendu une CBA quantitative (ou du moins un début) déjà dans le document de consultation (pour chaque proposition de dérogation).

4.1.2. Vision d'Elia

Il est prévu que la durée initiale de toutes les dérogations proposées dans le document de consultation soit fixée à 5 ans (plus spécifiquement les dérogations pour refléter les exigences de type A ou de type B pour les unités de type D ayant une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et un point de raccordement supérieur ou égal à 110 kV et les dérogations pour certaines exigences de robustesse dans la tranche 250 kW à 1 MW, voir le point 4.1.1 dans le document de consultation).

Une dérogation spécifiée pour une durée définie (par exemple 5 ans) implique que toutes les unités concernées mises en service/construites durant cette période bénéficient de la dérogation, et ce, pour une période indéfinie. Après cette période de 5 ans, l'unité est considérée comme un utilisateur du réseau « existant » pour cette exigence (donc même si la dérogation n'existe plus, l'exigence du code de réseau n'est pas applicable à cette unité). Les unités construites ou substantiellement modernisées⁶ après les 5 ans de la dérogation seront considérées comme des « nouveaux » utilisateurs du réseau pour cette exigence et devront se conformer à cette exigence du code de réseau.

Même s'il revient à l'autorité de régulation d'octroyer les dérogations et de spécifier sa durée, Elia propose une durée des dérogations, conformément à l'art.63(8) du NC RfG. En ce qui concerne les dérogations pour refléter les exigences de type A ou de type B pour les unités de type D ayant une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et un point de raccordement supérieur ou égal à 110 kV, Elia propose une durée de dérogations (encore à déterminer) qui est plus longue que la période de 5 ans indiquée dans le document de la consultation.

Elia s'engage à communiquer suffisamment en avance avec les stakeholders en cas de renouvellement ou d'adaptation d'une dérogation. La révision des dérogations est un processus continu et le délai pour demander une nouvelle dérogation ou un renouvellement de dérogation est un compromis entre, d'un côté, la nécessité de pouvoir définir le besoin de dérogations sur la base des dernières prévisions et, de l'autre, la nécessité de garantir un climat d'investissement stable pour les investisseurs.

Il est à noter que la vision d'Elia exposée ci-dessus n'est applicable qu'aux dérogations pour certaines classes d'unités de production d'électricité proposée dans le document de consultation publique et peut être adaptée pour les dérogations individuelles.

⁶ Le critère général de modernisation substantielle s'applique dans ce cas.

4.2 Impact au-delà des codes de raccordement

4.2.1. Résumé du feed-back reçu

BGA fait remarquer que l'impact de la catégorisation va au-delà du NC RfG et même au-delà des codes de raccordement, et regrette que la proposition ne fasse pas le lien avec d'autres codes de réseau comme NC E&R ('Network Code Emergency & Restoration')⁷ et SO GL ('System Operations Guideline')⁸, ou d'autres règles telles que celles qui régissent la gestion de la congestion.

BGA cite le NC E&R à titre d'exemple. Ce code de réseau prévoit qu'à partir du Type B, une installation peut être considérée comme un « utilisateur significatif du réseau identifié », ce qui implique entre autres obligations celle d'avoir un système de communication fonctionnant 24 heures sur 24. BGA propose de demander une dérogation pour cette exigence.

Febeliec souligne que les seuils définissent non seulement les capacités requises de toutes les unités de production, par le biais du NC RfG, mais également leur exploitation, par le biais de la dépendance au SO GL et au NC E&R. En outre, Febeliec affirme que l'impact des seuils ne se limitera pas aux nouvelles PGM, mais concernera directement toutes les PGM (nouvelles et existantes), en se référant aux exigences d'échange de données du SO GL pour toutes les PGM à partir de 0,25 MW (seuil de type B) qui ont été abordées au sein de la task force « iCAROS ». Néanmoins, Elia a indiqué au sein de la task force « Implementation NC » que les exigences d'échange de données ne sont pas applicables rétroactivement. En conséquence, seule la valeur maximale autorisée pour le seuil A/B est acceptable pour Febeliec.

4.2.2. Vision d'Elia

Certains liens avec d'autres codes de réseau (tels que le SO GL ou le NC E&R) sont présents implicitement dans le document de consultation publique (p. ex. la nécessité de contrôlabilité dans les situations d'urgence et de reconstruction).

Elia reconnaît l'impact des seuils choisis sur le SO GL et le NC E&R et confirme que la proposition soumise à consultation tient compte des divers impacts des différents codes de réseau tels qu'ils ont été présentés lors des nombreuses sessions de la task force « Implementation NC ». Par exemple, lors de la dernière session de la task force de la deuxième itération sur les utilisateurs significatifs du réseau, le 27/03/2017, Elia parle dans sa présentation ([slides](#)) de l'application rétroactive des exigences de communication (SO GL) et de l'application aux situations d'urgence et de reconstruction (NC E&R).

Elia s'efforce de communiquer de manière cohérente dans les différents Groupes de travail et Task Forces et n'est pas au courant d'une communication contradictoire qui a été menée dans le Task Force Implementation NC par rapport au Task Force iCAROS. En

⁷ Code de réseau sur les situations d'urgence et de restauration: a été approuvé en comitologie le 24 octobre 2016. L'entrée en vigueur estimée de ce code de réseau est novembre 2017.

⁸ Règlement (UE) 2017/1485 de la commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

outre, la discussion concernant l'échange de données continue dans le Task Force iCAROS dans lequel les exigences sont clarifiées.

Il est à noter que l'objet de la consultation publique se limitait à la proposition de seuils de puissance maximale, et que la proposition d'application nationale d'autres exigences techniques ne doit pas être vue comme exhaustive.

4.3 Exigences pour les PGM de type B

4.3.1. Résumé du feed-back reçu

Concernant les unités de type B, BGA a un avis positif sur les dérogations proposées (liées à la robustesse) pour la tranche 250 kW – 1 MW (cf. document de consultation sur les propositions de seuils de puissance maximale applicables aux PGM de type B, C et D) et sur de nombreux autres aspects figurant dans le document de consultation concernant les unités de type B :

- Le fait que les propositions de BGA concernant la capacité réactive et les exigences de contrôle de tension aient été prises en compte ;
- La proposition de mettre en place un processus de conformité simplifié basé sur des certificats du fabricant ou des simulations (au lieu de tests spécifiques) pour les caractéristiques relatives à la tenue aux creux de tension (et potentiellement d'autres exigences) ;
- Pas d'exigence d'échange d'informations imposée aux PGM existantes, mais seulement aux nouvelles PGM ;
- L'approche proposée pour les PGM concernant l'injection de courant réactif sur défaut pendant les creux de tension, une fonctionnalité qui ne sera pas exigée de tous les PPM. BGA préconise la même approche pour l'injection de courant réactif sur défaut pour les unités de type C et D, y compris les PGM offshore.

BGA souligne que même si une dérogation est proposée pour les unités de type B en-dessous de 1 MW, l'exigence de tenue aux creux de tension qui impose une durée d'élimination d'un défaut critique de 200 ms reste très difficile à observer pour les autres unités de type B.

BGA propose par ailleurs une autre dérogation pour les exigences de puissance réactive pour les générateurs asynchrones (p. ex. (μ)CHP), la puissance réactive étant incontrôlable.

4.3.2. Vision d'Elia

Exigences d'échange d'informations

L'interprétation de BGA selon laquelle les exigences d'échange d'informations ne seront imposées qu'aux nouvelles PGM et pas aux PGM existantes est incorrecte. Elia a déjà clarifié sa position sur les exigences imposées aux PGM existantes lors des différentes réunions de stakeholders (cf. réunions de la task force).

Si la capacité technique (communication, capacité réactive, etc.) est déjà présente au sein de l'unité existante et que d'autres coûts d'actifs ne sont pas nécessaires, Elia considère que cela doit être mis à disposition afin de s'aligner le plus possible sur les nouvelles exigences.

Injection de courant réactif sur défaut

Il apparaît clairement dans le document sur les exigences techniques (Cfr. 'Technical Summary')⁹ qu'il s'agit d'une exigence spécifique au site et qu'elle sera convenue avec le GRT compétent lors du processus de raccordement, même si dans le cas où la fonctionnalité est déjà définie dans les normes (comme pour les petites unités A et B), le GR compétent considère qu'elle n'a pas d'impact sur les coûts et qu'elle peut être activée sur accord.

Tenue aux creux de tension pour les unités de type B > 1 MW

BGA indique qu'une durée d'élimination d'un défaut critique de 200 ms pour les unités de type B au-dessus de 1 MW reste très difficile à observer. Cependant, les documents communiqués par BGA ne font pas apparaître cette difficulté lorsqu'on considère une tension résiduelle de 30%.

Demande de dérogation pour les exigences de puissance réactive pour les générateurs asynchrones (μCHP)

Elia a déjà tenu compte des suggestions des stakeholders (BGA) sur la capacité de puissance réactive.

Comme le volume d'un générateur asynchrone de type B (μCHP) est considéré comme étant très limité, des demandes de dérogation individuelles peuvent être soumises. Si ces demandes de dérogations sont trop nombreuses, Elia pourra envisager, dans le futur, une dérogation pour une certaine classe d'unités de production d'électricité.

4.4 Normes européennes

4.4.1. Résumé du feed-back reçu

Dans leur réaction à la suite de la consultation, les GRD publics mettent en avant l'opportunité d'appliquer les normes européennes (CENELEC) comme référence pour les exigences de raccordement des PGM au réseau de distribution. Ces normes européennes (en particulier les normes EN 50438 et TS 50549-1 et -2) contiennent une large description des spécifications techniques, et leur portée n'est pas limitée à celle des éléments dans les codes de réseau européens. L'avantage principal de l'utilisation de ces normes est la disponibilité d'équipements conformes, produites par des fabricants internationaux, et la simplification des processus de raccordement et de vérification de la conformité. Les GRD publics rappellent qu'un processus est en cours au sein de CENELEC pour aligner les normes sur les codes de réseau européens, et doit être finalisé en 2018.

Les GRD ajoutent que le CENELEC applique une catégorisation différente et des seuils différents par rapport au NC RfG, même si les PGM conformes à ces normes CENELEC répondent aux exigences minimales des codes de réseau européens.

Les GRD demandent à Elia et aux régulateurs régionaux de créer un cadre légal stable pour faciliter l'application des normes. Ils se demandent par ailleurs quelles règles seront applicables durant la période de transition, une fois que les exigences des codes de réseau

⁹ Aperçu technique des impacts requises pour la catégorisation des unités de production d'électricité (servis comme entrée pour la 2^{ème} Itération SGU dans le Task Force Implementation NCs) (English version) : http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/2016_TF%20Implementation%20NCs/20170201_SGU2_Session1/20170201_SGU_Technical_Summary_TFINCs.pdf

seront entrées en vigueur mais que les normes européennes adaptées ne seront pas encore applicables. Ils demandent si une approche pragmatique est possible.

4.4.2. Vision d'Elia

Une analyse légale a révélé que les codes de réseau européens prévalent sur les normes, que ces dernières soient requises par la loi nationale ou non. Lorsque la réglementation de l'UE va au-delà des normes, ces dernières doivent être adaptées afin de se conformer aux impositions de l'UE. Si ces normes ne sont pas adaptées (à temps), les normes existantes ne peuvent plus être utilisées pour attester de la conformité avec la réglementation de l'UE et plus particulièrement les codes de réseau européens.

Néanmoins, imposer l'utilisation de normes plus strictes que les codes de réseau afin d'en vérifier aisément la conformité pourrait selon Elia équivaloir à l'adoption d'exigences additionnelles au niveau national, ce qui n'est autorisé que sous plusieurs conditions qui ne sont pas faciles à démontrer (cf. à l'annexe II plus d'informations).

Elia soutient cependant que les normes constituent un outil efficace pour démontrer la conformité dans le contexte d'un marché de masse (principalement les PGM de type A mais aussi certains PGM de type B). Pour cette raison, dans le cas où temporairement aucune norme, alignée sur la législation belge récemment mise à jour, n'existe, Elia supporte une approche pragmatique pour vérifier la conformité des PGM de type A durant la période de transition (une fois que les exigences des codes de réseau seront entrées en vigueur et dans l'attente que les normes européennes adaptées soient disponibles).

Par exemple, sous réserve de l'acceptation par les autorités compétentes, le gestionnaire de réseau compétent pourrait accepter un raccordement au réseau si le propriétaire du PGM peut démontrer sa conformité à une norme existante suffisamment proche de la législation belge nouvellement mise à jour. Il est à noter que même si les normes sont proposées comme un moyen de prouver la conformité, cela ne constitue pas une obligation, et les stakeholders gardent le droit de démontrer leur conformité vis à vis de la législation belge d'une manière différente.

Enfin, Elia souhaiterait clarifier que les normes européennes définissent principalement des méthodes et une approche pour vérifier la conformité à une exigence technique. Les valeurs numériques par défaut sont également fournies dans les normes, mais d'autres valeurs pourraient être utilisées par l'organisme de certification, sur demande du fabricant pour certifier la conformité. Ces autres valeurs numériques devant provenir de la mise en œuvre nationale des Codes de Réseau. La création de normes allemandes, normes françaises ou normes belges est donc très simplifiée puisque ça ne consiste qu'à la précision de la valeur adéquate à utiliser pour vérifier la conformité avec les normes européennes. Enfin, le coût pour un fabricant qui fournit des produits de marché de masse à certifier pour les différentes normes nationales ne devrait pas être prohibitif. Par conséquent, Elia n'identifie pas d'obstacles à l'établissement d'une norme belge différente de la norme européenne par défaut.

4.5 Coordination avec les GRD et CDSO

4.5.1. Résumé du feed-back reçu

Febeliec indique que, même si Elia affirme que les CDSO doivent être considérés comme des GRD dans les codes de réseau et qu'en vertu de l'art. 5(3) du NC RfG, Elia est tenue d'opérer en coordination avec les GRD, les CDS(O) ont été exclus des discussions entre Elia et les GRD publics (qui ont eu lieu au sein de Synergrid). Febeliec affirme en outre qu'une interaction de coordination concernant les CDS n'a eu lieu qu'avec Elia et pas conjointement avec les GRD publics. Febeliec estime que les CDSO doivent être inclus

dans la consultation et la coordination avec les GRD et que la nature spécifique des CDSO doit néanmoins être prise en compte.

Febeliec réclame davantage de clarté au paragraphe 4.1.2 (sur les fonctions de régulateur automatique de tension, du limiteur de surexcitation, du limiteur de sous-excitation et du stabilisateur de puissance exigées pour les SPGM de type C) qui mentionne que les conditions relatives aux réseaux fermés de distribution (CDS) seront alignées, dans la mesure du possible, sur celles des installations de consommation et des GRD. Febeliec demande quelle est la portée de cette phrase. Plus précisément Febeliec demande si cette phrase signifie qu'il faut appliquer les exigences et capacités pertinentes et absolument nécessaires soit des installations de consommation, soit des centres de distribution, mais pas la combinaison des deux ?

4.5.2. Vision d'Elia

Concernant l'implication des CDSO, Elia est disposée à discuter de questions spécifiques liées aux CDS, comme indiqué à plusieurs reprises lors des réunions de la task force « Implementation NC » et lors des réunions du groupe de travail « Belgian Grid ». Dans ce contexte, Elia se réfère aux diverses initiatives qui ont été prises à l'égard de Febeliec afin de discuter des thèmes spécifiques avec les CDSO.

Concernant les exigences spécifiques pour les CDS citées au paragraphe 4.1.2 dans le document de consultation, Elia convient que cette clarification est nécessaire, mais cela dépasse le cadre du document de consultation. D'autres clarifications seront données lors des discussions servant à préparer la proposition finale pour de nouvelles réglementations belges.

4.6 Autres commentaires

4.6.1. Résumé du feed-back reçu

Febeliec estime que les **unités de production basées sur des processus** ne doivent pas être soumises à l'ensemble des obligations du NC RfG, mais ne doivent respecter les exigences que « dans la mesure où elles sont capables de le faire », par exemple en assurant une tenue aux creux de tension dans le cas où le processus principal saute.

Febeliec demande également à Elia de clarifier le **concept de point de raccordement**, applicable aux codes de raccordement. Febeliec n'est pas d'accord avec la position d'Elia selon laquelle des unités de production techniques identiques doivent être traitées différemment selon qu'elles sont raccordées à une installation de consommation ou à un GRD (en se référant, à titre d'exemple, à la [présentation d'Elia](#) (slide 9) au sein du groupe de travail Belgian Grid le 24/01/2017).

4.6.2. Vision d'Elia

Générateurs basés sur des processus

Comme indiqué plus haut, cette consultation publique ne portait pas sur les exigences spécifiques.

Conformément aux discussions menées lors des réunions bilatérales et des réunions du Users' Group, Elia confirme être disposée à tenir compte de la spécificité des générateurs basés sur des processus.

Elia voudrait en outre préciser que cette approche est entièrement conforme à l'art 6(3) du NC RfG et ne constitue donc pas une exception.

Concept du point de raccordement

Elia a déjà clarifié le concept de point de connexion¹⁰ et la vision d'Elia est en ligne avec la compréhension des autres GRT de l'UE. Dans cette vision, chaque gestionnaire de réseau compétent a la responsabilité d'assurer la conformité avec les exigences du PGM installé dans son réseau au point de connexion avec des autres gestionnaires de réseau compétents (e.g. un CDSO doit assurer la conformité d'un PGM au point de connexion avec un GRT ou GRD public). Au cas où des clarifications additionnelles pourraient être nécessaires sur cet aspect, ces discussions auront lieu dans les workshops sur les exigences d'application générale ('general requirements').

¹⁰ Le concept de point de connexion a été présenté dans:

le Task Force Implementation NC 1st SGU Iteration (Session 3) le 25 February 2016:

http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Implementation-EU-Network-codes/Expert-Group-sessions3/2-2_CategoriesOfUsers_Meeting3_160226.pdf

dans le Groupe de travail Belgian Grid le 24 January 2017:

http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170124_WG%20BG/20170124_WGBG_ClarificationOfDefinitions.pdf

Annex I: feed-back reęu

POSITION

Subject: Response BGA (Belgian Generators Associations) to the public consultation on maximum capacity thresholds for types B, C and D PGM's held by Elia
Date: 12 June 2017
Contact: Steven Harlem
Phone: 0032 2 500 85 89
Mail: steven.harlem@febeg.be

Introduction

Elia is organizing a public consultation on the 'maximum capacity thresholds for types B, C and D for power-generating modules'. This consultation was launched on the 19th of May, 2017 and will end on the 20th of June, 2017.

This document is the response of the Belgian Generators' Association (BGA): this is an *ad hoc* cooperation of the associations FEBEG, COGEN, ODE, BOP and EDORA. The comments and suggestions of BGA are not confidential.

General comments

BGA has - from the start on - contributed to the discussions on the implementation of the Network Codes and has actively participated in the Elia Task Force 'Implementation Network Codes' (TF INC). As a consequence BGA has been able to observe an evolution in some of the positions of Elia. BGA has noticed a positive evolution for several different topics which shows that the discussions held in the TF INC were useful. The TF INC also allowed different stakeholders to gain better insight in one another's concerns and interests. On the other hand BGA regrets to see no changes in several core proposals as regards the thresholds for categorization of significant grid users the described in the consultation document.

In the consultation document Elia mainly refers to the Network Code on Requirements for Generators (NC RfG) to propose a categorization of power-generating modules (PGM's). Although the consultation obligation of Elia is indeed coming from the NC RfG (art. 5.3), **the impact of the categorization goes beyond the NC RfG and even beyond the connection codes**. BGA regrets that Elia did not link its proposal to the other network codes such as the Emergency and Restoration Network Code and the System Operation Guidelines. Even beyond the implementation of the Network Codes, these thresholds will be implemented and will become very important as reference for other rules, e.g. link with congestion management rules, in which the threshold between A/B would be used as to define the scope of the congestion management rules.

Comments on the technical and legal solution for the lower threshold of category B

Elia has developed a juridical reasoning why for category B the lower threshold should be set at 250 kW instead of 1 MW. In this argumentation Elia starts from its wish to impose some extra requirements to the group of PGM's from 250 kW to 1 MW compared to PGM's of type A, but not (yet) the full package of requirements for PGM's of type B. In this reasoning Elia starts thus from a targeted end result in terms

of technical requirements for the installations between 250 kW and 1MW. The requirement of telemonitoring is, for example, put forward by Elia as essential as from 250 kW. BGA regrets this approach as it doesn't support the need for differentiation from type A starting from 250 kW. **The solution to start type B from 1 MW on – so without extra rules for the group of PGM between 250 kW and 1 MW – remains the preferred option for BGA.** As discussed further below, this straight forward and simple approach doesn't rely on derogations nor additional legislation beyond the codes and is thus legally very solid.

Elia sees two possible approaches to realize its targeted model to start differentiation from type A as from 250 kW but without the full package of type B being applicable below 1 MW. In the first approach the lower threshold for type B would be set on 1MW and additional requirements – more stringent technical requirements via national grid codes or contracts – would be added for the group 250 kW –1 MW of type A. The second approach consists of a threshold for type B of 250 kW combined with derogations for the group of PGM's between 250 kW and 1 MW of type B. Elia argues that the second approach is legally more indicated.

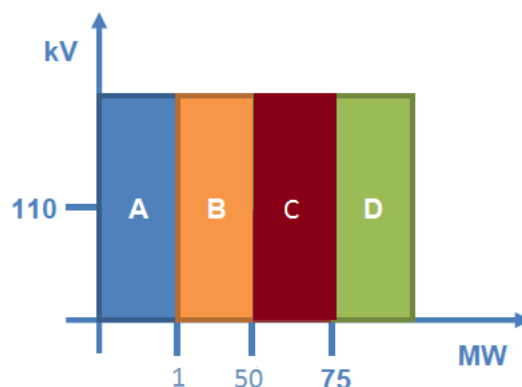
Without questioning the juridical analysis of Elia, BGA regrets that the legally most solid approach is the second one. Elia clarifies: *'Of course, the same technical solution is aimed for in both approaches and this proposal to go for the second approach should rather be interpreted as a legal implementation choice'*. This point of view is not shared by BGA. **For generators, there is clearly less certainty in the second approach because there is no guarantee on obtaining the envisaged derogations.** Elia puts it correctly when it writes for the second approach: *'(...) and then seek derogations (...)'*. **Furthermore, the derogations will only have a limited validity** (proposal of Elia is 5 years). Even though also the categorization limits are susceptible to change, this seems a bigger risk for the derogations for which the grid users depend more on (the good will) of the grid operator. **Although BGA acknowledges the good intentions of Elia, generators lack certainty and a clear view on the future situation.** So the two approaches might in theory deliver the same technical result, but in practice these approaches will likely not have the same outcome and differs in terms of certainty for generators.

To avoid to have to rely on legal interpretations and in line with – according to BGA – the lack of a clearly demonstrated need to start imposing extra technical requirements from 250 kW on, BGA still favors to simply start type B from 1 MW on.

Comments on the categorization and the impacting technical requirements

BGA proposal for categorization

BGA remains in favor of the following categorization:



The most important elements for BGA are:

- the threshold for type B should be at 1 MW instead of 250 kW;
- the PGM's < 75 MW but connected < 110 kV should never be categorized as type D;
- the threshold between B and C should be at 50 MW instead of 25 MW.

PGM's > 110 kV from type A & B

BGA welcomes that Elia proposes to adapt the requirements for PGM's of type A and B with a voltage at the connection point higher or equal to 110 kV. This will result in an equal treatment of PGM's of the same size with a voltage at the connection point lower than 110 kV and will prevent exaggerated costs for installations with a rather insignificant grid impact.

Elia proposes to adapt the requirements via a derogation for each requirement. Other solutions seem indeed not possible by the code. Unfortunately, this means that the category in se will not change but only the requirements and therefore the installations in this situation remain dependent on derogations. What will be the duration of these derogations? Elia doesn't mention any duration for this kind of derogations. **BGA considers that these derogations should give as much certainty and stability as possible, as logically nobody questions these derogations.** The derogation should be equivalent to a permanent measure that cannot be questioned. Clearly the duration of 5 years – as proposed by Elia for the group 250 kW – 1 MW – is completely inappropriate here.

Type B

Threshold of 250 kW

Elia proposes the value of 250 kW for the lower threshold of type B.

For BGA it is still not clear why Elia proposes exactly the value of 250 kW, and not e.g. 300 kW, 500 kW or even 1 MW. **The consultation document gives a rather poor motivation.**

- Communication and information exchange

Elia describes this requirement as the need of mainly DSO's to have better knowledge of the power flows in the MV network so that they can predict them. BGA understands this reasoning, but doesn't derive from this the need to be able to control installations in a remote way. The motivation doesn't imply a heavy and expensive remote control because a simple Programmable Logic Controller (PLC) can do the required job. A PLC controller is indeed a simple tool for monitoring that can provide the required information. Can this interpretation be confirmed by Elia?

In any case BGA is opposed to imposing expensive tele control boxes to all installations as from 250 kW as the cost is always for the generator and will be – especially for smaller machines – substantial. **The threshold for imposing remote controlling should remain set at 1 MW, irrespective of the thresholds that are set in the framework of the NC RfG.**

- Electrical protection schemes and settings

Electrical protection schemes are asked for by the DSO's since many years in the connection process and the DSO's give settings for the protection of the local grids. **As electrical protection schemes are required even today for generators as from 10 kW, BGA doesn't see the need to tailor the A/B threshold to this requirement.**

– System Restoration

BGA understands the need of the DSO's to guarantee that during system restoration the offtake in a substation does not change significantly and therefore have 'control' of the production that is present on the feeder. **But, BGA doesn't see the motivation why this is exactly crucial as from 250 kW on.** What is the reasoning to have this requirement from 250 kW on? Moreover, PV production and cogeneration units are often imbedded production units, so what will be the actual control on this units? And how is offtake dealt with? Does the same threshold of 250 kW apply?

BGA considers the choice of 250 KVA by Elia as rather arbitrary and mainly based on the limit for remote control of active power in the Walloon Grid Code (see also Elia slides with the reasoning on the boundaries). This is contradiction to the limit in the Flemish Grid Code that is using 1 MVA (actually 1 MVA or lower). **The difference between the two regional grid codes demonstrates the arbitrary nature of this decision.**

Derogations for PGMs between 250 kW and 1MW

BGA welcomes that Elia acknowledges that the group of PGM's between 250 kW and 1 MW should not have completely the same requirements as type B > 1MW, at least for requirements with respect to robustness. Elia therefore proposes the following derogations:

- 14(3)a&b – Fault Ride Through (FRT);
- 17(3) – Providing post-fault active power recovery (SPGM);
- 20(2)b&c. – Providing fast fault current;
- 20(3)a&b. – Providing post-fault active power recovery.

Elia states that the initial duration of the derogation is intended to be set at 5 years. After this period a reassessment of the need for the derogation will be performed.

In consultation document Elia doesn't provide clarity on what happens for a new installation with capacity between 250 kW and 1 MW that has applied these derogations and for which the derogations are not prolonged. For BGA the process of derogations should not imply that the installation should fulfill the requirements after all. Such approach would have a severe retroactive impact and would undermine all advantages given by the derogations for this group. **BGA therefore assumes that the requirements via the derogations remain valid at least until the end of the technical lifetime of the PGM** (see point 12 of the criteria for granting derogations as decided by the regulators in April 2017). This assumption seems to be in line with the NC RfG that only accepts retroactive changes to existing installations after a CBA performed by the TSO and approved by the regulator.

The duration of 5 years should, according to BGA, only mean that it is possible that new installations that are built after this period of 5 years, might not be able to benefit from the same derogations any more. In this respect, **it is important to fix the elements that determine which derogation regimes are applicable on a certain installation.** For BGA, the moment of signature of the final and binding contract for the purchase of the main generating plant should count. This is in line with art. 4.2b of the NC RfG.

Moreover, it is crucial that derogation regimes are without disruption to ensure that investors are not confronted with a vacuum. It should also be known sufficiently upfront if the derogations will be requested again by Elia and if they are granted or not by the regulators. As the time to go through the process will not be negligible, and taking into account the time to come to an investment decision, **Elia should start the procedure of renewal sufficiently in upfront, e.g. 2 years.** Taking this into account, BGA consider a 5 year validity of the derogations as a short period and propose to extend the period with some years. In order to facilitate investments in production units, it is important to reduce all uncertainty about the technical requirements imposed to the units.

BGA furthermore pleads for a stakeholder consultation when Elia would doubt about requesting a renewal of the derogations and ask that Elia accompanies its decision with a cost benefit analysis.

As already mentioned before, the impact of the categorization goes beyond the NC RfG and the other connection codes. These impacts need to be carefully assessed and – if necessary – derogations have to be applied for. The Emergency and Restoration Network Code foresees for example that as from category B an installation can be considered as an ‘identified significant grid user’ which includes amongst other requirements the obligation to have a 24/24 hours functioning communication system: BGA proposes to ask for a derogation for this requirement.

Technical requirements

With respect to category B units BGA welcomes that:

- the BGA proposals were considered as regards the reactive capability and voltage control requirements for PGM and SPGM;
- a simplified compliance process based on manufacturers’ certificates or simulations instead of specific tests would be proposed for FRT characteristics of category B PGM and possibly also for other requirements;
- no requirements for information exchange will be put on existing PGM’s, only on new PGM’s.

BGA is also positive about the approach for PGMs with respect to the injection of reactive fault current during voltage dips. The need for this service is indeed related to the characteristics of the network at the connection point. Therefore Elia will not request this functionality of all the PPMs. The characteristics and activation of the service will be agreed upon with the relevant TSO during the connection procedure. **BGA also welcomes that Elia will take into account what capability is available on the market:** BGA understands that this case by case approach is possible following art. 20.2 (b) of the NC RfG. BGA assumes the same approach for reactive fault current injection for type C and D, including offshore PGM’s.

BGA does want to point out that even if the class derogation from FRT requirements for the subcategory 250 kW to 1MW PGM’s would be obtained, **a FRT requirement imposing a Critical Fault Clearing Time of 200ms remains very challenging for the remaining part of category B. BGA remains very worried** about the impact of such a requirement on the level playing field for production installations.

Asynchronous generators

BGA would like to ask Elia to apply for another general derogation, i.e. a derogation on the reactive power requirement for asynchronous generators as for asynchronous generators (e.g. (μ)CHP’s) the reactive power is uncontrollable.

Type C

PGM’s connected ≥ 110 kV

BGA pleads to treat installations of type C but connected ≥ 110 kV not as a type D, but as a type C. This follows the same approach as Elia suggest for type A and B.

The current Elia proposal will have the following consequences:

- It will result in discrimination between units connected to the lower voltages and units connected to the 110kV grid or beyond, e.g. because the latter units are embedded in an industrial site.
- The FRT requirement of 200ms (CFCT) @ 0.3 p.u. remaining voltage is already very ambitious for most SPGMS. The requirement of type D in which 200 ms @ 0 p.u. should be withstood by the installations, is very demanding and not even always possible. BGA fears that this would deteriorate the investment climate for units > 25 MW on industrial site, whereas this is now considered as a segment with a lot of potential for investments in renewable generation.
- In some regions, e.g. in 'Boucle de l'est', generators are imposed to connect to 110 kV. This leads to more expensive connection costs, but being subject to the requirements of type D is making this involuntary situation even worse.

Threshold between B and C

Elia proposes a threshold between B and C of 25 MW. **For BGA this threshold should be put at 50 MW** instead for the following reasons:

- In particular combined with the proposal in which type C units > 110kV are considered type D, this threshold would place a more than acceptable burden to the PGM's with maximum capacity between 25 and 50 MW and connected ≥ 110 kV. Especially the requirements on FRT and reactive power of type D are problematic for most of the smaller units.
- Large cogeneration units are often in the range of 25 to 50 MW, e.g. the LM6000 being a typical gas turbine used in cogenerations. Cogeneration units are often imbedded in industrial sites and therefore have little relevance for the grid. It seems therefore exaggerated to impose requirements of type C to these installations.

Elia doesn't mention the topic of substantial modernization whereas this has an impact on the choice of the threshold between B and C. In case of a substantial modification, existing units of type C need to comply with the NC RfG.

Again BGA is of the opinion that it is not such a strong case to motivate the threshold of 25 MW mainly with the conformity with the current legislation. Network Codes are an opportunity to harmonize current regulation within (regions of) Europe and between best practices. Therefore, it is to BGA irrelevant to make choices for network code implementation based on current regulation (grid codes, laws and decrees). Furthermore, coordination between similar member states and control areas is needed as much as possible. **It makes logic sense that similar systems demand similar requirements of their grid users and that the level playing field for grid users isn't distorted.**

BGA welcomes that for SPGM the aggregated installed capacities per site will not be considered to categorize PGM, except in the case of indivisible set of installations.

Not mentioned by Elia, **but also important for the categorization between type B and C (and also in general an issue for type C and D) is the requirement for type C and D SPGM as regards reactive power absorption:** -35% is seen as very stringent for a unit (high risk for operator, possibly without return). BGA hopes sincerely that the -20% still under investigation – as mentioned by Elia in the slides presented on 21.02.2017 at the final TF 'INC' on RPM&VC – will be chosen.

BGA is pleased that, at least for the time being, no requirement on synthetic inertia will be set.



Type D

For the sake of clarity, we would like Elia to confirm that offshore wind parks will be considered type D automatically, even though individual units have capacities smaller than 10 MW.

Febeliec answer to the Public Consultation by Elia on the thresholds for the maximum capacity for electricity generation units of type B-C-D

Febeliec would like to thank Elia for this final opportunity via a public consultation to react to the topic of the thresholds for the maximum capacity for electricity generation units of type B-C-D, after already having participated to all the meetings of the Task Force Implementation Network Codes and having provided ample input during those meetings as well as during bilateral and multilateral meetings with Febeliec representatives on specific topics related to the consultation at hand. Febeliec wants to stress that it is the representative of the industrial energy consumers, including the closed distribution systems operated by its members, and as such is directly and highly concerned by the proposed thresholds, as many of the generation units covered by the codes and the thresholds are connected in demand facilities and/or closed distribution systems of its members, with potentially very important impacts both on the cost for its members as well as their operations.

Febeliec greatly appreciates the work that has been done by Elia during the abovementioned meetings and believes that through the endeavor of Elia as well as all other involved stakeholders, not in the least Febeliec itself, convergence on a wide range of sub topics has been reached. Febeliec would also like to thank Elia for its willingness and openness to have discussions on all topics considered relevant by the stakeholders, either in plenary sessions or in bilateral meetings, allowing to present all the relevant viewpoints and elements, to come to a better understanding of all the issues.

Nevertheless, Febeliec still wants to raise its major concerns with the proposal at hand, without necessarily diving into all the detailed and technical arguments that have been presented and discussed during all the above-mentioned meetings and exchanges. This is especially necessary as even though Elia has taken note of all the input provided by the involved stakeholder, the current proposal is still “only” an Elia proposal and not necessarily a consensus proposal that reflects the position of each and every individual stakeholder.

Febeliec wants to stress explicitly the importance of the thresholds upon which is being consulted, as they will not only define, based on the Requirements for Generators (RfG) Network Code, the required capabilities of all generation units, but also, through the Operational Network Codes System Operation Guideline (SOGL) and Emergency & Restoration (E&R) Network Code, on their operation. Applying a more stringent obligation under the RfG Code, applicable only to new generation units unless a positive and validated Cost Benefit Analysis (CBA), will also create additional (more stringent) obligations for **all** units¹ in this category, new **and** existing, which is in its principle unacceptable for Febeliec as this would

¹ Febeliec also refers to the minutes of the first meeting of the Elia Task Force iCAROS of June 7th 2017: “Febeliec expresses doubt on the need of such data exchange for Elia on PGM as small as 0.25MW (part of the PGM type B). Elia understands the expressed concern but points out that for TSO-connected PGM B this is a legal requirement imposed by the GL SO: the task force cannot put into question the need for a design compliant to this rule but should discuss the implementation of a pragmatic solution”. Elia presents this as an inevitable requirements, but this is only the case for all units above 1MW. All units, including the existing, between 250kW and 1MW will only be subject to these requirements because of Elia’s proposal for a more stringent threshold, which will lead to

imply a retro-active application of obligations, which could be quite onerous. Elia has itself indicated that the purpose is not to make data exchange retrospectively applicable, but only to existing PGMs where existing capability is usable without additional investment costs, as noted down in the final proposal of the slides of the session on Significant Grid Users of 27/03/2017. Such approach would thus not only negatively impact the future investment climate of Belgium but also deteriorate the competitiveness of the current investments as compared to other Member States as well as the rest of the world. As a result, Febeliec can formally under no circumstance agree with more stringent thresholds than the upper limit allowed by the RfG code, even despite the (non-quantitative) analysis by Elia and the presented list of justifications.

Febeliec welcomes the willingness of Elia to try to be as pragmatic as possible in the translation of the obligations imposed by the Network Codes, amongst others for the application of the Network Codes to Closed Distribution Systems. Nevertheless, Febeliec regrets the fact that even though Elia during the meetings of the Task Force Implementation Network Codes as well as during bilateral and multilateral meetings has indicated to proceed according to an evolutionary instead of a revolutionary approach and try to be as pragmatic as possible, as can also be seen in the minutes of the aforementioned meetings, an approach that was highly welcomed by Febeliec, this approach is according to Febeliec not sufficiently reflected in the consultation document at hand. The main concern for Febeliec is that no guarantees are or can be given at this point on the specific application of the technical requirements to its members and as such agreeing with the current proposal without a full understanding of **all** the underlying parameters (e.g. detailed and concrete values for all technical requirements) would result in signing a blank check towards Elia, which is unacceptable to Febeliec and its members.

Process-driven generators

With respect to process-driven generation units, Febeliec remains firmly of the opinion that such generation units should not be subject to the full range of obligations of RfG, based on their specific nature, but should only fulfill the requirements insofar they are able to do so. Febeliec during many meetings also presented clear examples and justification for this case. It would for example be impossible for a process-driven generation unit to provide fault-ride through capabilities in case the grid fault causes the principal process to trip, resulting in the tripping of the process)driven generation unit. Febeliec refers to the provision which allows in case of an industrial site (demand facility or CDS) to define and coordinate with the TSO de required capabilities as well as the operations of such generation units. This provision should be applied. Elia has agreed during the task force meetings as well as during bilateral meetings to analyze each situation on a case-by-case basis, based on the critical aspects of each industrial process, and apply a pragmatic approach. This is however not reflected in the proposal from Elia.

Reasonable balance between the advantages to Elia versus the administrative, technical and financial burden

For Febeliec, a correct balance between the advantages for Elia for system operation versus the financial and administrative and technical burden for the individual grid users should always be maintained. Although Febeliec does believe this is the intention of Elia, it nevertheless has the feeling

additional costs for the operators of these units as well as the operators of the demand facilities or closed distribution systems where they are connected.

that Elia is sometimes taking unjustified margins and precautions in establishing the thresholds and technical capabilities for generation units, especially in light of the near future. Applying more stringent thresholds for the limit A-B and the limit C-D than the minimal limits imposed by the RfG Network Code according to Febeliec goes beyond such reasonable balance, insofar that no clear near-term risks can be discerned. In its reasoning, Elia refers towards potential future evolutions of the Belgian system, yet proposes to apply already these more stringent thresholds, as opposed to for example the position that France, but also other Member States, seem to follow, where a wait-and-see approach is followed for the immediate future, with a potential more stringent threshold to be applied in the future, based on a better view and clear understanding of the direction of all the evolutions in the electricity (and energy) system. For Febeliec, harmonization on the European level does not mean that Belgium should apply more stringent requirements than imposed by the network codes because some other Member States chose to apply such more stringent requirements,, but rather that a coordinated and sufficiently justified and validated definition of the thresholds should be done, also duly taking into account the potentially huge impact on the costs for grid users and thus their international competitive position.

Concretely, Febeliec asks to apply for A-B a 1MW threshold, until can clearly be proven in the future that a more stringent value should be applied. Febeliec also refers to its comments on the cascading of the obligations related to this categorization from the Connection Codes to the Operational Codes and thus the impact on existing generation units (Cf. above). Moreover, Elia itself also indicates in its proposal upon which is being consulted that an important uncertainty still exists on the expected medium and long term growth for such units and thus their future potential impact on the grid, yet despite this imposes already immediately the more stringent threshold.

For the C-D threshold, Febeliec states that those units between 25 and 75 MW connected via a demand facility which is itself connected to a voltage level of at least 110kV should also be considered type C and not type D as is proposed by Elia, as this would otherwise create a discrimination between identical generation facilities merely on the voltage level of the grid to which they are connected and not to their own connection's voltage level nor technical differences between such installations.

Coordination with DSOs

With respect to the coordination with DSOs conducted by Elia, Febeliec wants to stress again that whenever such consultation has only taken place with Synergrid members, of which Elia is one, this does exclude all CDSs and CDSOs. Within the consultation document, Elia refers to RfG stating that article 5(3) of this Network Code was interpreted in a large sense to also include CDSOs, but such interaction has only happened after insistence from Febeliec to provide some coordination and that this only occurred with Elia and not jointly with the public DSOs. Moreover, Elia always states that, based upon also the DCC Network Code, CDSOs are to be considered DSOs (whereby Febeliec explicitly wants to state that the CDSO is indeed a system operator, but also and in the first place is a demand facility). Elia should thus be consistent in its interpretation and include the CDSOs to the consultation and coordination with DSOs, while nevertheless taking into account the specific nature of the CDSOs.

Technical and legal solution: Package deal

With respect to the proposed legal solution of Elia to implement and apply the more stringent thresholds but then apply for only certain requirements less stringent obligations for those generation units between 250kW and 1MW through the use of derogations, Febeliec is not convinced that this

solution should have precedence over the solution of applying the least stringent threshold (1MW) and then through national and regional legislation imposing some extra requirements for the category generation units between 250kW and 1MW. For Febeliec, the “package deal” as proposed by Elia creates, notwithstanding all previous comments on the effect of the cascading of the chosen typology through the Operational Codes, an additional risk for all concerned grid users, as in case for any reason such derogations would not be granted, non-necessary requirements would be imposed. Moreover, derogations are only for a limited period in time, which in itself would also create a risk exposure and thus would affect the investment climate in Belgium.

Without clear and precise guarantees on the above, Febeliec cannot accept the proposal of the “package deal”, but remains on its position as always defended and communicated also through all stakeholder meetings to apply at least initially a less stringent threshold, to be evaluated and modified in the future if needed and justified by a detailed cost-benefit analysis. For precision, up until now and despite requests from stakeholders, Elia has never provided a quantitative cost-benefit analysis for its request for more stringent thresholds, allowing it to justify its position, yet implies that grid users should provide an in-depth analysis to justify their diverging position, as can also be discerned in the questions asked by Elia in this consultation. Febeliec would have expected Elia to be able to provide at least a start of a quantitative cost-benefit analysis, as the Elia “package deal” entails applying for derogations, where based on the decision of the regulators on the criteria for granting such class derogations such cost-benefit analyses would have to be provided for each of the requirements for which a derogation should be granted. Febeliec also refers to its publicly available comments to these consultations from the Belgian regulators.

Connection point

Febeliec also asks Elia to provide more clarity on the concept of connection point as to be applied for the RfG and other Connection Codes. Febeliec refers here to the slides presented by Elia for example during the Belgian Grid meeting of 25/01/2017 (slide 9). Febeliec continues to disagree with the position of Elia where identical technical generation unit constellations are to be treated completely differently based merely on the fact whether they are connected to a demand facility or to a CDS. For Febeliec, such distinction entails a discrimination and is not justified by any technical basis. Febeliec can understand the need for coordination with the relevant system operator, whether public DSO or TSO or CDSO, but does not understand nor accept the distinction made by Elia and the implications this has on many levels due to the different application of the Network Codes and thus the application of different capabilities and requirements as well as differences in the operation of these units.

Paragraph 4.1.2: Clarification required

Elia states in this paragraph that *“De eisen voor de gesloten distributienetten (CDS) zullen zoveel mogelijk worden afgestemd op die voor demand facilities en de DNB”*. Febeliec would like Elia to provide more clarity on this point, as it is first unclear whether this applies to 4.1.2 or also other parts and second whether this entails applying only the relevant and absolutely necessary requirements and capabilities from either demand facilities or distribution systems and not the combination of both. Subsequently, if only the relevant and absolutely necessary requirements and capabilities are meant by Elia, which these would entail (exhaustive list).

Reactie van de DNB's op de consultatie door Elia met betrekking tot het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D

Vooraf

Deze reactie wordt aan Elia verstuurd in naam van de Belgische distributienetbeheerders/werkmaatschappijen Eandis, Infrax, Ores, Resa en Sibelga (hierna: "de DNB's").

Ondersteuning van de Elia-voorstellen

Zoals vermeld door Elia in zijn consultatiedocument ondersteunen de Belgische DNB's de door Elia voorgestelde drempelwaarden voor de generatortypes, en de globale aanpak.

Met de voorgestelde drempelwaarden zijn de Belgische DNB's weinig tot niet betrokken door technische vereisten voor generatortype C en D.

Voor wat betreft de generatortypes A en B, ondersteunen de Belgische DNB's volledig de door Elia voorgestelde concrete invulling van de technische vereisten, maar wensen de aandacht te vestigen op enkele aspecten die van belang voor de Belgische DNB's, namelijk de Europese standaarden.

Belang van Europese standaarden

Naast de Europese netwerkcodes, , wensen de DNB's het belang te benadrukken van de mogelijkheid om Europese standaarden voor machines te kunnen gebruiken.

Zoals al op eerdere gelegenheden aangegeven (ondermeer de Elia Task Force Network Code Implementation) pleiten de DNB's ervoor om Europese CENELEC-publicaties als referentie te gebruiken voor de aansluiting van productie-installaties op het distributienet.

Vandaag bestaan er volgende drie CENELEC publicaties die nauw verwant zijn met de aansluitvoorschriften voor productie-installaties:

- Europese Standaard EN 50438: Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution network,
- Technische Specificatie TS 50549-1 and -2 : Requirements for the connection of generators above 16 A per phase to the LV distribution system and to the MV distribution system

Deze publicaties bevatten een bredere beschrijving van technische specificaties die belangrijk zijn voor aansluiting op een distributiesysteem, met inbegrip van lokale aspecten. De scope van deze publicaties is dus niet beperkt tot de items die tot de scope van de Europese netwerk codes behoren.

Momenteel is bij CENELEC een proces lopende om deze publicaties te herbenoemen en te herwerken, te aligneren met de Europese netwerk codes, en om hen allen het statuut van Europese Standaard (EN) te doen verkrijgen. CENELEC ambieert om dit proces in 2018 af te ronden. Het statuut van Europese standaard impliceert dat de nationale standaardisatiebureaus zich engageren om deze te implementeren als standaard op nationaal niveau, en om geen conflicterende standaarden uit te vaardigen ¹.

Het gebruik van deze Europese standaarden heeft volgende meerwaarde:

- De zekerheid dat meerdere internationale fabrikanten installaties zullen kunnen leveren, tegen een competitieve prijs, die technisch geschikt zijn om aan te sluiten op de Belgische distributienetten
- De vereenvoudiging van het proces van aansluiting en indienstname van installaties (waarvoor minimale vereisten ook zijn vastgelegd door de network code): bij het gebruik van Europese standaarden zal de conformiteit met de aansluitvoorschriften maximaal kunnen geverifieerd worden op basis van gestandaardiseerde procedures (die overigens nu ook door CENELEC in opmaak zijn), waardoor complexe en specifieke testen bij oplevering kunnen vermeden worden.

CENELEC gebuikt, voor de afbakening van hun publicaties, andere drempels dan de netcode RfG (namelijk: Laagspanning of Middenspanning, in plaats van een vermogenwaarde voor type A of B), die technisch gezien voor distributienetten ook logischer zijn. Dit maakt dat sommige concrete technische onderwerpen bij CENELEC mogelijk anders ingedeeld worden dan bij de netcodes. Maar dit verhindert niet dat generatoren, die zijn ontworpen volgens de CENELEC publicaties, voldoen aan de minimale vereisten van de Europese netcodes.

De DNB's zijn dan ook van mening dat het in het belang van zowel stakeholders als netbeheerders is om, voor de aansluiting van productie-installaties op het distributienet, te kunnen refereren naar deze Europese standaarden.

De DNB's roepen dan ook Elia en de regionale regulatoren - bevoegd voor de regulering van de aansluitvoorschriften op distributienetten - op om de toepassing van deze standaarden mee te faciliteren, in een juridisch stabiel kader.

De DNB's vragen zich ook af hoe de transitiefase zal verlopen in het geval dat de netwerk codes moeten toegepast worden terwijl de Europese standaarden nog niet beschikbaar zouden zijn. Kunnen we hier een pragmatische benadering verwachten?

De DNB's zijn hierbij uiteraard bereid om desgevraagd verdere informatie te geven en te overleggen over de meest geschikte manier & timing om dit te bewerkstelligen.

¹ Zie website cenelec:

<https://www.cenelec.eu/standardsdevelopment/ourproducts/europeanstandards.html>

Cette note analyse les implications juridiques du choix d'appliquer d'un seuil plus bas pour certains types d'utilisateurs significatifs du réseau, en association avec des dérogations, au lieu d'appliquer des seuils plus hauts entre ces types d'utilisateurs et d'imposer des exigences supplémentaires pour certaines catégories d'utilisateurs.

1. Contexte

Le Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (le « NC RfG ») définit les exigences qui seront applicables aux nouvelles unités de production d'électricité considérées comme significatives en vertu de ce NC RfG.

En vertu de l'art. 5(2) du NC RfG, les unités de production d'électricité des catégories suivantes sont considérées comme significatives :

- (a) point de raccordement en dessous de 110 kV et puissance maximale de 0,8 kW ou plus (type A) ;
- (b) point de raccordement en dessous de 110 kV et puissance maximale supérieure ou égale à un seuil proposé par chaque GRT compétent conformément à la procédure fixée au paragraphe 3 (type B). Ce seuil n'est pas supérieur aux limites applicables aux unités de production d'électricité de type B figurant dans le Tableau 1 [c.-à-d. 1 MW en Europe continentale] ;
- (c) point de raccordement en dessous de 110 kV et puissance maximale supérieure ou égale à un seuil fixé par chaque GRT compétent conformément au paragraphe 3 (type C). Ce seuil n'est pas supérieur aux limites applicables aux unités de production d'électricité de type C figurant dans le Tableau 1 [c.-à-d. 50 MW en Europe continentale] ; ou
- (d) point de raccordement à 110 kV ou au-dessus (type D). Une unité de production d'électricité est également de type D si son point de raccordement est en dessous de 110 kV et sa puissance maximale est supérieure ou égale à un seuil fixé conformément au paragraphe 3. Ce seuil n'est pas supérieur aux limites applicables aux unités de production d'électricité de type D figurant dans le Tableau 1 [c.-à-d. 75 MW en Europe continentale].

Le GRT fera une proposition de seuils conforme aux principes de l'art. 5(2) du NC RfG à son régulateur national, qui décidera de son approbation.

2. Différentes options

Une même solution technique peut être mise en œuvre en recourant à différentes options, telles que :

- Proposer un seuil de puissance maximale applicables aux unités de type B plus élevé , et compléter par des exigences techniques plus sévères au moyen de codes de réseau nationaux ou de contrats pour (certaines) unités auxquelles s'applique ce seuil (option A). Dans l'option A, le seuil du type B serait fixée à 1 MW et des exigences supplémentaires (qui ne seraient normalement

imposées qu'aux unités de production de type B) seraient imposées aux unités de production de type A comprises entre 250 kW et 1 MW.

- Établir une limite plus basse en termes de seuils de puissance maximale, puis solliciter des dérogations pour (certaines) unités dépassant cette limite suivant la procédure décrite dans le NC RfG (option B). Dans l'option B, le seuil du type B serait fixée à 250 kW et certaines dérogations seraient demandées pour les unités de production de type B comprises entre 250 kW et 1 MW.

Les deux options sont analysées ci-dessous d'un point de vue juridique.

3. Analyse juridique

Les seuils proposés pour le type B dans les deux options (c.-à-d. 1 MW dans l'option A et 250 kW dans l'option B) sont conformes au NC RfG.

Il apparaît cependant plus indiqué d'un point de vue juridique d'opter pour l'option B plutôt que pour l'option A.

Le raisonnement juridique qui sous-tend cette affirmation est le suivant : en prévoyant des exigences pour une certaine catégorie d'utilisateurs du réseau, le NC RfG harmonise les éléments considérés comme indispensables au niveau européen pour l'application de ladite exigence. L'on peut donc supposer qu'il n'est pas jugé nécessaire d'appliquer ces conditions à d'autres catégories d'utilisateurs du réseau. L'application d'exigences de raccordement pour des utilisateurs d'un type supérieur aux utilisateurs d'un type inférieur (p. ex. des exigences des unités de production de type B à des unités de production de type A) ne peut être considérée comme valide que si certaines conditions sont remplies. En effet, l'adoption d'exigences supplémentaires au niveau national ne peut être autorisée que si (évaluation à faire au cas par cas) :

- le principe de non-discrimination est respecté. Autrement dit, il faut avoir une raison objective pour faire une distinction entre différents utilisateurs relevant du même type ;
- elles sont entièrement compatibles avec les objectifs des exigences applicables en temps normal au type concerné d'unité de production conforme au NC RfG (il ne sera pas aisé de démontrer que l'application d'exigences du type B à des unités de production de type A est entièrement compatible avec les objectifs des exigences applicables en temps normal aux unités de production de type A) ;
- elle est permise par les objectifs liés aux exigences techniques tels que formulés dans l'exposé des motifs du NC RfG et les exigences spécifiques ;
- il est démontré qu'elles n'affectent pas le commerce transfrontalier¹¹, sauf s'il est démontré que la mesure au niveau national ne fait qu'exposer en détail l'exigence du NC RfG. Le critère « affecte le commerce transfrontalier » est généralement interprété de façon assez large par la Commission européenne (de façon à ne pas limiter l'applicabilité des codes de réseau) (encore une fois, cela sera très difficile à démontrer) ;

¹¹ Voir l'art. 8.7 du Règlement 714/2009 : « Les codes de réseau sont élaborés pour des questions transfrontalières ayant trait au réseau et à l'intégration du marché et sont sans préjudice du droit des États membres d'établir des codes de réseau nationaux n'affectant pas les échanges transfrontaliers. »

- elles n'ont pour objectif que de compléter et de rendre plus efficace la législation européenne et ne peuvent être en contradiction avec celle-ci (principes d'effet direct et de primauté de la législation européenne).

Il ne sera pas facile de démontrer que ces conditions sont remplies. En conséquence, Elia considère l'option B, à savoir la sollicitation de dérogations suivant la procédure décrite à l'art. 63 du NC RfG, comme la plus indiquée d'un point de vue juridique, même si les conditions de l'art. 63 du NC RfG doivent être remplies (p. ex. fournir un raisonnement détaillé démontrant que la dérogation sollicitée n'aurait pas d'effet néfaste sur le commerce transfrontalier et une analyse coût-bénéfice) et que l'approbation de la CREG est requise (il est à noter que cette nécessité d'obtenir l'approbation de la CREG donne aussi plus de sécurité juridique une fois que l'approbation a été donnée). Cette option B est également plus en phase avec l'esprit des codes de réseau.

Elia n'a pas le pouvoir d'octroi de dérogations ni de décision concernant des contrats régulés (p. ex. contrat de raccordement) ou d'autres exigences réglementaires. Néanmoins, Elia et les GRD s'engagent à faire le nécessaire pour introduire et défendre les demandes de dérogations requises citées dans la proposition.

	Description in English	Description en français	Beschrijving in het Nederlands
AVR	Automatic Voltage Regulator	Régulateur automatique de tension	Automatische spanningsregeling
CBA	Cost-Benefit Analysis	Analyse Coût-Bénéfice	Kosten-Baten Analyse
CDS	Closed Distribution System	Réseau fermé de distribution	Gesloten Distributiesysteem
CDSO	Closed Distribution System Operator	gestionnaire de réseau fermé de distribution	beheerder van gesloten distributiesysteem
DCC (NC)	Demand Connection Code	Demand Connection Code	Demand Connection Code
DSO	Distribution System Operator	Gestionnaire de réseau de distribution (GRD)	Distributienetbeheerder (DNB)
E&R (NC)	Emergency & Restoration	Emergency & Restoration	Emergency & Restoration
FRT	Fault Ride Through	tenue aux creux de tension	Fault-ride-through
HV	High Voltage	Haute tension (HT)	Hoogspanning (HS)
IGD	Implementation Guidance Document	Document d'orientations non contraignantes sur la mise en œuvre nationale des codes de réseaux (Implementation Guidance Document)	Begeleidend niet-bindend document over de implementatie van de netwerkcodes (Implementation Guidance Document)
LV	Low Voltage	Basse tension (BT)	Laagspanning (LS)
LVRT	Low Voltage Ride Through	Low Voltage Ride Through	Low Voltage Ride Through
MV	Medium Voltage	Moyenne tension (MT)	Middenspanning (MS)
NC	Network Code	Code de Réseau	Netwerkkode
OEL	Over Excitation Limiter	imateur de surexcitation	Overbekrachtingsbegrenzer
PGM	Power Generating Module	Unité de production d'électricité	elektriciteitsproductie-eenheid
PLC	Programmable Logic Controller	Programmable Logic Controller	Programmable Logic Controller
PPM	Power Park Module	parc non synchrone de générateurs	power park module
PSS	Power System Stabilizer	stabilisateur de puissance	power system stabiliser
RES	Renewable Energy Sources	Sources d'énergie renouvelables (SER)	Hernieuwbare energiebronnen (HEB)

RfG (NC)	Requirements for Generators	Requirements for Generators	Requirements for Generators
RTU	Remote Terminal Unit	Remote Terminal Unit	Remote Terminal Unit
SGU	Significant Grid User	Utilisateur significatif du réseau	Significante netgebruiker
SO GL	System Operations Guideline	System Operations Guideline	System Operations Guideline
SPGM	Synchronous Power Generating Module	Unité de production d'électricité synchrone	Synchrone elektriciteitsproductie-eenheid
TSO	Transmission System Operator	Gestionnaire de réseau de transport (GRT)	Transmissienetbeheerder (TNB)
UEL	Under Excitation Limiter	Limiteur de sous-excitation	Onderbekrachtingsbegrenzer