

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

DECISION

(BRUGEL-DECISION-20181116-74)

Relative à la proposition d'exigences d'application générale soumise par SYNERGRID conformément au règlement (UE) 2016/1388 de la commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation

Etablie sur base de l'article 6.6 du règlement (UE) 2016/1388 de la commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation.

16 novembre 2018

Table des matières

1	Base légale.....	3
2	Introduction.....	4
3	Contexte.....	5
3.1	Les codes de réseau européens et les codes de raccordement.....	5
3.2	Rappel de l'historique de la procédure.....	6
3.3	Collaboration des régulateurs régionaux.....	6
4	Conclusion.....	8
5	Annexe.....	9



I Base légale

L'article 6 du règlement (UE) 2016/1388 de la commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation (ci-après « NC DCC »)¹ prévoit que :

« 1. Les exigences d'application générale à établir par les gestionnaires de réseau compétents ou les GRT compétents en vertu du présent règlement sont soumises à l'approbation de l'entité désignée par l'État membre et sont publiées. L'entité désignée est l'autorité de régulation, sauf disposition contraire prise par l'État membre.

...

4. Dans les deux ans à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent soumet pour approbation à l'entité compétente une proposition relative aux exigences d'application générale, ou à la méthodologie utilisée pour les calculer ou les établir.

...

6. Les entités compétentes statuent sur les propositions d'exigences ou de méthodologies dans les six mois à compter de la réception desdites propositions.

... »

¹ Le Règlement (UE) 2016/1388 de la commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation, JOUE 2016, L 223, p. 10-54.

2 Introduction

Les codes de réseau européens fixent des règles harmonisées et cohérentes favorisant le développement et le bon fonctionnement du marché interne de l'énergie en Europe. Trois codes rentreront en application en cours de 2019. Pour implémenter des provisions de ces trois codes, un certain degré de liberté est laissé aux Etats membres en ce qui concerne des exigences techniques liées au raccordement au réseau des unités de production, de consommation, de systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

Conformément à l'article 6 du NC DCC, Synergrid a, au nom et à la demande des gestionnaires de réseau de distribution (ci-après « GRD »), gestionnaires de réseau compétents pour le réseau de distribution, soumis le 17 mai 2018 pour approbation à BRUGEL sa « *proposition relative aux exigences d'application générale du NC DCC* ». D'après le même article précité, BRUGEL doit statuer sur cette proposition dans les six mois à compter de leur réception.

Reconnaissant l'intérêt de favoriser une harmonisation à travers les trois Régions, les régulateurs régionaux ont convenu de coordonner leurs décisions par rapport aux propositions d'exigences d'application générale.

Cette décision a pour objet de statuer sur la « *proposition relative aux exigences d'application générale du NC DCC* » soumise par Synergrid.

3 Contexte

3.1 Les codes de réseau européens et les codes de raccordement

Le développement et l'implémentation des codes de réseau européens et les lignes directrices européennes représentent un outil important favorisant l'intégration et le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie. Cet ensemble de textes européens ont comme objectif de fournir des règles et exigences harmonisées et cohérentes couvrant les aspects transfrontaliers du secteur de l'électricité. Il s'agit des exigences liées au raccordement au réseau, la coordination de la gestion du réseau de transport et au développement de marchés d'électricité européens.

Les codes de réseau européens sont tous entrés en vigueur. Il y a aujourd'hui huit codes de réseau européens qui sont regroupés dans trois familles, les codes d'opérations, de marché et de raccordement.

La famille des codes de raccordement contient trois codes :

- 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 (ci-après : **NC RfG**, pour **Requirements for Generators**)²,
- le règlement (UE) 2016/1388 de la commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation (ci-après **DCC**, pour **Demand Connection Code**)³,
- le règlement (UE) 2016/1447 de la commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu (ci-après : **HVDC**, pour **High Voltage Direct Current**)⁴.

Les codes de raccordement sont entrés en vigueur 20 jours après leur publication dans le journal officiel de l'Union européenne. Les Etats membres ont environ trois ans pour implémenter les dispositifs de ces trois codes dans la législation nationale. La date d'entrée en application pour les trois codes de raccordement intervient trois ans après leur publication.

	Date d'entrée en vigueur	Date d'entrée en application
RfG	17 mai 2016	27 avril 2019
DCC	7 septembre 2016	18 août 2019
HVDC	28 septembre 2016	8 septembre 2019

²<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>

³<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=EN>

⁴<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1447&from=EN>

Les codes de raccordement contiennent des exigences exhaustives et non-exhaustives. Les exigences exhaustives sont fixes, nécessitent aucune spécification nationale et sont applicables dans tous les Etats membres. Les exigences non-exhaustives ne contiennent pas toutes les informations ou paramètres pour être appliquées et nécessitent des spécifications au niveau national. Elles donnent donc un certain degré de liberté aux Etats membres, leur permettant de les adapter en fonction des caractéristiques du réseau ou de la zone de réglage en question.

Parmi les exigences non-exhaustives, les codes de réseau prévoient des exigences d'application générale (« *General Requirements* »). Les General Requirements du NC DCC contiennent des exigences en matière de fréquence, de tension, de court-circuit, de puissance active et réactive, de protection, de contrôle-commande, d'échange d'informations, de déconnexion et reconnexion, de qualité de tension et de modèles de simulation.

Le NC DCC s'applique⁵ :

- aux nouvelles installations de consommation raccordées à un réseau de transport,
- aux nouvelles installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport,
- aux nouveaux réseaux de distribution, y compris aux nouveaux réseaux fermés de distribution, et
- aux nouvelles unités de consommation utilisées par une installation de consommation ou par un réseau fermé de distribution pour fournir des services de participation active de la demande aux gestionnaires de réseau compétents et aux GRT compétents.

3.2 Rappel de l'historique de la procédure

Elia a organisé une consultation publique du 15 mars 2018 au 23 avril 2018 sur les propositions relatives aux exigences d'application générale ou à la méthodologie utilisée pour les établir ou les calculer. Afin d'éviter une consultation parallèle, les GRDs ont invité les parties concernées, via le site web de Synergrid, à participer à la consultation d'Elia, y compris pour les exigences d'application pour les utilisateurs des réseaux de distribution.

Le 17 mai 2018, Synergrid, au nom et à la demande des GRDs qui sont les gestionnaires de réseau compétents pour les réseaux de distribution et conformément à l'article 7.4 du NC DCC, a soumis sa proposition d'exigences d'application générale du NC DCC à BRUGEL pour approbation.

D'après l'article 6.6, les entités compétentes doivent statuer sur les propositions d'exigences dans les six mois à compter de la réception desdites propositions. BRUGEL doit donc statuer sur la proposition de Synergrid au plus tard pour le 17 novembre 2018.

3.3 Collaboration des régulateurs régionaux

D'après le considérant (17)⁶, les autorités de régulation, les Etats membres et les gestionnaires de réseau devraient veiller à ce que les exigences en matière de raccordement au réseau soient

⁵ Article 3 du NC DCC

⁶ Considérant 17 du NC DCC

harmonisées dans la mesure du possible au cours de leur processus d'élaboration et d'approbation pour garantir la pleine intégration du marché.

La proposition d'exigences d'application générale soumise par Synergrid étant la même dans les trois régions, les régulateurs ont convenu, au sein du groupe de travail FORBEG⁷ électricité, d'harmoniser les décisions pour permettre aux acteurs du marché et aux utilisateurs du réseau d'avoir des exigences identiques parmi les trois régions. La présence des règles harmonisées pour le raccordement au réseau pourrait favoriser le développement de nouvelles initiatives et l'augmentation de la compétitivité.

Pour cette raison, les régulateurs régionaux ont opté pour une démarche commune pour l'analyse de la proposition soumise. Dès lors, la motivation de cette décision est commune à tous les régulateurs et se trouve en annexe de chacune de leurs décisions.



⁷ Forum des Régulateurs Belges d'Electricité et de Gaz

4 Conclusion

Considérant la proposition relative aux exigences d'application générale du NC DCC soumise par Synergrid le 17 mai 2018 ;

Vu l'article 6 du règlement (UE) 2016/1388 de la commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation ;

Considérant l'analyse commune de la proposition résultant de la coopération entre BRUGEL et les autres régulateurs régionaux, à savoir la Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) et le régulateur flamand du marché de l'électricité et du gaz (VREG) ;

Prenant en compte les remarques formulées en annexe de cette décision ;

BRUGEL refuse la proposition relative aux exigences d'application générale du NC DCC soumise par Synergrid le 17 mai 2018.

La présente décision entre en vigueur dans les 10 jours après sa publication sur le site internet de BRUGEL.

Conformément à l'article 30octies de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale la présente décision peut faire objet d'une plainte en vue de son réexamen. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif.

La présente décision peut également faire objet d'un recours auprès le Conseil d'Etat dans un délai de 60 jours suivant la publication sur le site de BRUGEL.

* *

*

5 Annexe

Remarques des régulateurs régionaux sur la proposition relative aux exigences d'application générale du NC DCC soumis par Synergrid le 17 mai 2018



CWAPE
Commission
Wallonne
pour l'Energie

brugel ● ●

LE REGULATEUR BRUXELLOIS POUR L'ENERGIE
DE BRUSSELE REGULATOR VOOR ENERGIE

VREG

uw gids op de
energiemarkt

**COMMENTAIRES DES REGULATEURS REGIONAUX SUR LES
PROPOSITIONS D'EXIGENCES GENERALES SOUMISES PAR ELIA
ET SYNERGRID EN APPLICATION DES CODES RFG ET DCC**

Table des matières

1. Objet	3
2. Exigences relatives au Code RfG	3
2.1. REMARQUES GENERALES	3
2.1.1. <i>Remarques générales spécifiques à la version française</i>	3
2.1.2. <i>Opmerkingen over de Nederlandstalige versie</i>	3
2.1.3. <i>Opmerkingen geldig voor beide versies</i>	4
2.2. REMARQUES SPECIFIQUES	5
3. Exigences relatives au code dcc	15
3.1. REMARQUES GENERALES	15
3.2. REMARQUES SPECIFIQUES	16

1. OBJET

Le présent document regroupe les remarques des régulateurs régionaux émises à l'occasion de leur analyse conjointe des propositions d'ELIA et de SYNERGRID (pour compte des GRD) relatives aux exigences d'application générale à établir en vertu des Codes RfG (section 2) et DCC (section 3), soumises le 17 mai 2018.

Les remarques générales valent aussi bien pour ELIA que pour SYNERGRID. Pour chaque remarque spécifique, il est précisé si celle-ci concerne ELIA et/ou les GRD.

Les régulateurs précisent que l'absence de remarques sur certaines dispositions dans le présent document ne peut être interprétée comme une approbation tacite ou implicite de celles-ci. Ils se réservent le droit d'émettre des observations complémentaires à l'occasion de l'examen des nouvelles propositions qui leur seront soumises.

Enfin, nonobstant les différents éléments repris ici, les régulateurs tiennent à saluer l'immense travail réalisé par ELIA en collaboration avec les GRD et avec le secteur, en vue d'arriver à ces propositions. Les présentes décisions de refus doivent être considérées comme des opportunités d'amélioration et de mise en cohérence autant que possible avec les différents textes complémentaires, mais non encore aboutis, qui bénéficient de délais d'élaboration plus longs.

2. EXIGENCES RELATIVES AU CODE RFG

2.1. Remarques générales

2.1.1. Remarques générales spécifiques à la version française

La CWaPE relève que la version française du document « RfG » soumise officiellement comporte un grand nombre d'erreurs : schémas et types d'unités incorrects (pp. 5 et 6) contrairement à la version anglaise, formulations imprécises disséminées tout au long du document (traductions ?). Il conviendrait de procéder à une relecture complète en vue de soumettre une version française exempte de toute ambiguïté.

Une clarification est notamment nécessaire quant à la nature des termes suivants :

- Point de raccordement / point de connexion : ces termes sont utilisés alternativement et il est stipulé dans le texte qu'ils peuvent être différents ; les versions du code européen utilisent les vocables « point de raccordement » (version française, définition n°15) et « connection point » (version anglaise, définition n°15) ; le cas échéant, une définition est nécessaire dans le document, étant donné l'absence de définition du point de connexion dans la législation wallonne et bruxelloise;
- Contrat de raccordement / contrat de connexion : lien à établir avec les définitions légales ou nouvelles définitions à prévoir;
- Processus de raccordement / processus de connexion : idem, ainsi que lien à établir entre contrat et processus.

2.1.2. Opmerkingen over de Nederlandstalige versie

- De termen aansluitingspunt en aansluitpunt worden door elkaar gebruikt. Deze zijn niet hetzelfde: de NC RfG gebruikt de term aansluitpunt als een generieke term voor de aansluiting van zowel netgebruikers als distributienetten. In de Vlaamse regelgeving (technische reglementen) wordt een

aansluitingspunt gedefinieerd als “de fysieke plaats en het spanningsniveau van het punt waar de aansluiting is verbonden met het elektriciteitsdistributienet of het gesloten distributienet voor elektriciteit” (respectievelijk het plaatselijk vervoernet).

- Koppelpunt wordt de technische reglementen gedefinieerd als “het tussen beheerders onderling overeengekomen fysieke punt waar de koppeling tussen hun netten is gerealiseerd”. Een koppelpunt is dus een aansluitpunt, maar geen aansluitingspunt. Het wordt dus best gespecificeerd telkens wat men bedoelt om discussies te vermijden: het aansluitingspunt (van de netgebruiker), het koppelpunt (van de GDN of de DNB) of het aansluitpunt (voor vereisten die voor zowel koppelpunten als aansluitingspunten gelden).

2.1.3. Opmerkingen geldig voor beide versies

La liste des points soumis à l’approbation des régulateurs devrait être mieux précisée : suivant les cas, le GR compétent peut être le GRD, Elia en tant que GRTL/GRTR ou Elia en tant que GRT. Certains points non repris dans l’énumération faite dans le courrier de Synergrid semblent relever également de la compétence régionale. En particulier, il conviendrait de préciser sous 2.1.1 et 6.1.1 ce qui est visé par « les valeurs de base suivantes », sachant que les niveaux de tensions de 70 et 36 kV relèvent du transport local, voire de la distribution.

Lorsqu’il est fait référence au “RTF” ou au “règlement technique fédéral”, il conviendrait d’en préciser les références complètes et à chaque fois s’il s’agit du règlement en vigueur ou de la proposition soumise par Elia le 17 mai 2018 aux instances fédérales compétentes.

Les dispositions en référence au CDS « pour autant que celui-ci n’ait pas introduit d’exigence ... » ne relèvent pas de la compétence des GRT/TL/D et devront être précisées dans un texte légal. En revanche, les exigences soumises par le GRTL et les GRD en application des codes ne nécessitent *a priori* pas d’être répétées dans un autre texte légal si elles font l’objet d’une approbation par le régulateur régional, conformément aux articles 7.1 et 6.1 respectivement des codes RfG et DCC. Ceci n’empêche nullement les références dans d’autres textes.

Enfin, concernant le processus d’approbation en général, les régulateurs relèvent deux difficultés majeures :

- Ils ne peuvent se prononcer sur des dispositions futures destinées à compléter les présentes propositions (p.ex. prescriptions, normes, “précisions ultérieures” et “études” auxquelles il est fait explicitement ou non référence...);
- Ils n’entendent pas anticiper le processus d’approbation du règlement technique fédéral lorsque des dispositions y seront explicitement prévues et probablement reprises telles quelles dans les autres règlements ou assimilés, ceci en vue de conserver autant que possible une approche uniforme sur le territoire belge.

In het algemeen zijn er een aantal (vormelijke) verschillen in de EN, NL en FR versie te staan, die normaal gezien hetzelfde zouden moeten zijn. De regionale regulatoren vragen een grondig nazicht van alle documenten op consistentie, zodanig dat deze inhoudelijk identiek zijn

2.2. Remarques spécifiques

Exigences d'application générale	Commentaires	Van toepassing op GRTL/GRTR/PVN-beheerder	Van toepassing op GRD/DNB
Introduction	« ce document devrait être considéré comme un document technique mais non-opposable juridiquement, axé sur la clarification de diverses exigences générales techniques qui seront reflétées dans divers codes de réseau, contrats et/ou documents réglementaires » : les régulateurs relèvent que leur approbation en application des codes RfG et DCC est de nature à rendre ces exigences opposables juridiquement, indépendamment de leur insertion dans d'autres documents.	•	•
Inleiding	"Als algemene regel stelt dit document minimumeisen voor. Als een PGM capaciteiten heeft die hoger zijn dan de minimaal vereiste capaciteiten en het gebruik ervan geen negatieve technische invloed heeft op de normale werking, dan dienen deze capaciteiten in overeenstemming met de relevante systeembeheerder beschikbaar te zijn voor activatie (opmerking: voor Elia gebeurt dit bij de aansluitingsovereenkomst). " : ⇒ De regulators vragen zich af hoe dat zal werken voor de publieke distributienetbeheerders. In ieder geval moet bij elke vermelding van dergelijke bepalingen het recht van de netgebruiker toegevoegd worden op het indienen van beroepsmogelijkheid bij de regulator, indien hij niet akkoord gaat met de netbeheerders, bijvoorbeeld bij de interpretatie van "geen negatieve technische invloed". ⇒ Op andere plaatsen (bijvoorbeeld op p. 7 van de NL versie) zegt men dat indien verder gaan dan de minimum technische vereisten "technisch en economisch mogelijk" is, dan wordt verwacht dat de eigenaar van de installatie dit aanbiedt. Waarom hier enkel "technisch mogelijk"? Febeliec maakte een gelijkaardige opmerking in de consultatie en de motivatie om dit niet te doen was niet duidelijk. ⇒ Om discussie te vermijden zou het interessant zijn om een technisch voorschrift of andere richtlijnen op te stellen hoe de netbeheerders dit gaan beoordelen. Dat lijkt vooral relevant voor het publiek distributienet, waar er veel gelijkaardige productie-installaties worden aangesloten en dus dezelfde discussie opnieuw kunnen voorkomen.	•	•

Point 2, pp. 5 et 6	Dans la version française, nombreuses incohérences dans les schémas et limites applicables aux SGU. A mettre en concordance avec la proposition relative aux seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité de types B, C, D, soumise le 17 mai 2018	•	
Point 2.1.1, p. 6	Titre en français incorrect (supprimer « durée... tensions » « Point de connexion » : remplacer par point de raccordement ?	•	•
	Préciser ce qui est visé par « les valeurs de base suivantes ». Si applicable aux réseaux 36 et 70 kV : sur quelle base la capacité de tenue en tension est-elle fixée pour les types A ? (pour les types B et C, articles 14.3.a et 15 du Code RfG ?).	•	•
Tableau 1, p. 7	Si applicable aux réseaux 36 et 70 kV : « contrat de connexion » => remplacer par « contrat de raccordement » ?	•	•
p. 7	« Si des capacités de tenue en tension plus larges ou plus longues sont techniquement et économiquement réalisables, le propriétaire de l'installation <u>doit</u> les mettre à la disposition du gestionnaire de réseau compétent » : sur quelle base cette obligation est-elle fixée ? Même pour les types D, l'article 16.2.b du Code RfG précise uniquement que le propriétaire ne peut pas rejeter l'accord sans raison. L'obligation est donc formulée de manière moins absolue.	•	•
Point 2.1.2, p. 7	• Ce point ne contient aucune prescription à ce stade. La décision d'approbation ne porte donc pas sur ce point. • A noter qu'il est fait allusion au RTF : quid du RTTL/RTTR ? • De netwerkcode RfG en ook het IGD-document legt deze vereisten enkel op aan Type D. De paragraaf stelt dat deze ook van toepassing moeten zijn op type C, omdat deze al zijn opgenomen in het FTR in het verleden. De regulatoren vragen zich af of dit ook geldig is voor het type C op het plaatselijk vervoernet. Indien dit inderdaad het voorstel is van Elia, hadden de regulatoren graag meer motivatie waarom dit nodig is voor het plaatselijk vervoernet. • De regulatoren hadden graag meer motivatie waarom een locatie-gebonden invoering beter is dan een algemene regel voor deze paragraaf voor het plaatselijk vervoernet.	•	•
Point 3.1.1, p. 8	• De manière générale, l'article 13.1.a.ii et iii renvoie à un accord au cas par cas avec le propriétaire de l'installation de production. Il n'est donc en principe pas pertinent de prévoir une exigence d'application générale à ce sujet.	•	•

	• D'autre part, le 13.1.a.ii conditionne cet accord : « si nécessaire pour préserver ou rétablir la sûreté du système électrique ». A motiver ? • Art. 13.1.a.ii zegt dat de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid niet mag weigeren voor bredere frequentiebanden, waarbij rekening wordt gehouden met de "economische en technische haalbaarheid" daarvan. In het voorstel van de netbeheerders spreekt men enkel over de technische capaciteit. Wat is de motivatie hiervoor?		
	« Pour les unités de type A, le propriétaire de l'installation de production d'électricité <u>devra</u> communiquer sa capacité de durée technique au GRT et la <u>mettre à la disposition de ce dernier</u> » : sur quelle base cette obligation est-elle fixée ? l'article 13.1.a.iii du Code RfG précise uniquement que « le propriétaire de l'installation de production d'électricité <u>ne refuse pas sans raison valable</u> d'appliquer des plages de fréquences plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues, compte tenu de leur faisabilité économique et technique ». L'obligation est donc formulée de manière moins absolue.	•	•
	La référence au « « Closed Distribution System » (ci-après CDS) (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » excède la compétence du GRT et des GRD. Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux.	•	•
	« Pour les unités de type A et B, le gestionnaire de réseau compétent doit être informé de la capacité de durée technique <u>devant être mise à la disposition</u> du gestionnaire de réseau compétent ». D'où vient cette obligation de mise à la disposition ? L'article 13.1.a.iii du Code RfG précise uniquement que « le propriétaire de l'installation de production d'électricité <u>ne refuse pas sans raison valable</u> d'appliquer des plages de fréquences plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues, compte tenu de leur faisabilité économique et technique ». L'obligation est donc formulée de manière moins absolue.	•	•
Point 3.1.2, p. 9	Synergrid déclare que ce point est également une proposition des GRD, en exécution de l'article 13.1.b du Code RfG. Il nous semble que c'est plutôt à travers le point 3.1.3 que les GRD exécutent cette disposition ? L'approbation ne porte pas sur le point 3.1.2 pour les GRD mais sur le point 3.1.3.		•
Point 3.1.3, p. 9	« (ou le CDS, pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » : excède la compétence du GRT et des GRD.	•	•

	Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux. • Ce point contient plusieurs éléments imprécis : « une protection de découplage basée sur une mesure des vitesses de variation de la fréquence <u>peut être défini</u> par le GRD » ; « Néanmoins, les GRD publics <u>étudient</u> de nouvelles stratégies de protection visant à améliorer la coordination ». Les régulateurs ne peuvent approuver un point aussi flou. • Bedoelt men met transmissienet enkel het federale transmissienet? Of ook het plaatselijk vervoernet/gewestelijke transmissienet?	•	•
Point 3.1.5, p. 12	Remarque de forme : sauf erreur, ce point exécute également l'article 13.5 du Code RfG (deux derniers § du point, p. 13). « La conformité sera établie sur base de certification d'homologation ou <u>au cas par cas</u> en coordination avec le propriétaire de l'installation de production d'électricité » : le « au cas par cas » est-il admissible ?	•	
Point 3.1.6, p. 13	• « sera spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en temps voulu ». Une fois ce moment arrivé, une approbation par le régulateur sera nécessaire. En attendant, ce point ne peut être approuvé. • « <i>bijkomende apparatuur om de logische interface op afstand te kunnen bedienen</i> » Deze formulering is te vaag en er is een concrete vermelding nodig naar de specifieke technologie die de relevante systeembeheerder wil opleggen. Eventueel kan er een verwijzing naar het technisch reglement, een technisch voorschrift als C10/11 of het aansluitingscontract (die onder regulatorisch toezicht staan) voorzien worden als oplossing voor dit document. Het kan echter niet de bedoeling dat de netbeheerder dit zomaar willekeurigheid en zonder motivatie kan bepalen vooral voor type A op het distributienet, gezien dit mogelijks een significante impact heeft.	•	•
Point 3.1.7, p. 13	Sauf erreur, ce point exécute également l'art. 14.4.b. « ou le CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » : excède la compétence du GRT et des GRD. Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux. Les régulateurs relèvent que les plages 49.9-50.1 Hz et 0,85-1,10 Un sont plus strictes que les plages définies sous 2.1.1 et 3.1.1, pour lesquelles des durées de fonctionnement nettement supérieures sont autorisées.	•	•

	Pour quelle raison une PGM qui peut fonctionner en dehors des plages relevées ici ne pourrait-elle pas se reconnecter dans les mêmes conditions ? §2 : « fixée selon les exigences d'exploitation » : de qui ?		
Point 4, p. 14	Les exigences applicables aux unités de type A ne sont pas toutes applicables aux unités de type B. L'article 14 du Code RfG prévoit que l'article 13.2.b n'est pas applicable aux unités de type B → le point 3.1.4 des exigences d'application générale devrait partiellement être exclu pour les unités de type B.	•	•
Point 4.1.1, p. 14	• « sera spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en temps voulu ». Une fois ce moment arrivé, une approbation par le régulateur sera nécessaire. En attendant, ce point ne peut être approuvé. • La CWaPE rappelle également l'existence de dispositions dans l'AGW du 10 novembre 2016. • « <i>bijkomende apparatuur om de logische interface op afstand te kunnen besturen</i> » Deze formulering is te vaag en er is een concrete verwijzing nodig Eventueel kan er een verwijzing naar het technisch reglement, een technisch voorschrift als C10/11 of het aansluitingscontract (die onder regulatorisch toezicht staan) voorzien worden als oplossing voor dit document. Het kan echter niet de bedoeling dat de netbeheerder dit zomaar willekeurige en zonder motivatie kan bepalen. • De VREG heeft een voorstel voor telecontrole voor Type B opgenomen in de nieuwe versie van het TRDE die ter consultatie voorligt.	•	•
Point 4.1.2, p. 14	• Paragraaf is fout genummerd in de Nederlandstalige versie (4.1.1 i.p.v. 4.1.2) • Waarom heeft het bereik voor de spanning de ondergrens van 0,9 Un, terwijl dit in §3.1.7 0,85 Un is? Voir également commentaire sous 3.1.7 concernant les limites imposées. • « <i>Automatische herkoppeling is mogelijk onder bepaalde voorwaarden</i> ». Welke voorwaarden zijn dit? We suggereren om de voorwaarden te vermelden of om een verwijzing naar een document met de voorwaarden op te nemen vooraleer we deze paragraaf kunnen goedkeuren. (Le texte français renvoie quant à lui aux « conditions défini ci-dessus » - sic) • « ou le CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » : excède la compétence du GRT et des GRD. Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux.	•	•

Point 4.2.2.1, p. 15	- Le code de réseau n'impose pas le temps réel mais permet également un échange « périodiquement avec horodatage ». Quelle est la motivation des fréquences exigées ? La fréquence de 10 secondes est-elle réaliste et utile ? Préciser s'il s'agit de fréquence de mise à disposition locale de la mesure ou de rapatriement vers le GR. - Le dernier § ne peut être approuvé en l'état. Qu'est-ce qui est visé et quelles sont les garanties pour les producteurs ? Une référence à un cadre légal est-elle utile ? « ou le CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » : excède la compétence du GRT et des GRD. Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux. - Remarque de forme : il n'y a pas de point 4.2.2.2, dès lors la numérotation 4.2.2.1 est inutile. - We merken op dat er in de finale Engelse versie bijkomende voetnoten zijn opgenomen (5 The nominal values of voltages...) die niet in de Nederlandse versie staan.	•	•
Point 4.3.1, p. 16	« ou le CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » : excède la compétence du GRT et des GRD. Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux.	•	•
	2eme §, parle de « point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » ? A noter que cette précision n'existe pas dans la version anglaise.	•	•
1. Point 4.3.2, p. 17	« Note : Autres types de réglages de tension nécessaires pour la gestion du réseau de distribution local peuvent être demandé par les GRD et CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » : - une approbation par le régulateur sera nécessaire, comme pour les autres exigences d'application générale. En attendant, cet élément ne peut être approuvé... - Pour les CDS : excède la compétence du GRT et des GRD. Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux.	•	•
Point 4.3.3, p. 17	Les régulateurs relèvent que le choix de $t_{clear} = 0,2$ est hors plage de base de l'art.14.3 du code (0,14-0,15 ou 0,14-0,25 <u>si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'impose</u>). Quelle est la motivation de ce choix ? Idem pour les points 4.4.1, 6.3.1 et 6.4.1	•	•

Point 4.3.4 p.18	- La montée en puissance après défaut de 90% en 3 secondes paraît excessive. Il convient de préciser de quel défaut il est question afin de lever toute ambiguïté (p.ex. un déclenchement est hors scope pour un tel ramping). De belanghebbende General Electric maakte hier een opmerking over, maar het antwoord van Elia en Synergrid was enkel dat dit locatie gebonden is of dat de dit binnen de CENELEC-norm valt. We vinden dit niet voldoende motivatie en had hier graag meer uitleg over, waarom het voorstel van de belanghebbende (5 seconden) niet kan volstaan. - In de Nederlandse versie is er geen vermelding van 90% van het werkzaam vermogen van voor de storing waardoor dit impliciet 100% is. Dit moet aangepast worden. « Pour toutes les autres SPGM... » est peu clair. S'agit-il des C et D, car on peut difficilement inclure les types A dans le traitement au cas par cas.	•	
Point 4.4.1, p. 19	- Parle de « point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » ? - Comme pour 4.3.3, le choix de $t_{clear} = 0,2$ est hors plage de base de l'art.14.3 du code (0,14-0,15 ou 0,14-0,25 <u>si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'impose</u>). Quelle est la motivation de ce choix ? - De formulering « <i>In overeenstemming met art. 14:3(a) (vii) kan de RSB nauwere instellingen specificeren voor de minimale spanningsbeveiliging</i> ». Welke nauwere instellingen zijn dat? Binnen welke bereik? Is dit locatie-gebonden of voor alle productie-installaties?	•	•
Point 4.4.2, p. 20	- Il est précisé que « la capacité effective du PPM disponible au point de connexion (<u>qui peut être différente de celle au point de raccordement du PPM</u>) doit être communiquée ». D'où vient cette distinction ? La version anglaise renvoie aux bornes (de l'onduleur). « L'unité PPM <u>possédant déjà</u> une capacité de réglage de tension ne doit pas refuser l'utilisation de cette capacité de réglage de la tension au gestionnaire de réseau compétent. En pareil cas, les réglages des contrôleurs doivent être convenus avec le gestionnaire de réseau compétent ». L'utilisation des termes « possédant	•	•

	déjà » donne à penser que cela s'adresse à des installations déjà existantes. Or, celles-ci ne sont en principe pas concernées par les codes de réseau... • Zie vorige opmerkingen over de technische rechtvaardiging. We gaan akkoord dat de capaciteiten van de eenheid niet beperkt worden om te voldoen aan de minimumeisen, maar dat de volledige capaciteit moet benut worden. De weigering van de eigenaar van de PPM van de volledige capaciteit tot blindvermogen (boven het minimum) kan echter geweigerd worden voor technische redenen, maar ook door economische rechtvaardiging (zie hoger). • Als antwoord op een opmerking van belanghebbende BGA wordt aangegeven dat de DSO niet andere controlemodi zullen vragen. Dan moet dit ook zo vermeld worden in §4.4.2.		
Point 4.4.2, p. 21	« Note : Autres types de réglages de tension nécessaires pour la gestion du réseau de distribution local peuvent être demandé par les GRD »: une approbation par le régulateur sera nécessaire, comme pour les autres exigences d'application générale. En attendant, cet élément ne peut être approuvé...	•	•
Point 4.4.3, p. 21	• « Pour PPM type B connecté à un réseau de distribution, les GRD prévoient d'utiliser les spécifications définies dans le futur standard EN50549-2 » : ne peut être approuvé sur base d'une intention ou d'un projet • In de Nederlandse versie zijn een aantal zinnen niet overgenomen uit de finale Engelse versie ('The resulting fast current injection at the point of connection should be calculated and shared with the TSO...') (<i>manque également dans la version française</i>) • We begrijpen de paragraaf « <i>De parameters van deze functionaliteitzijn dus locatiegebonden eisen</i> » Waarom zijn deze parameters locatiegebonden per aansluitingscontract op het distributienet? Waarom is dat niet bijvoorbeeld per zone? Hoe wordt de vraag voor de parameter gemotiveerd? De formulering is te vaag en geeft te weinig rechten aan de producent.	•	•
Point 4.4.4, p. 22	« processus de connexion » : remplacer par « processus de raccordement » ? La montée en puissance après défaut de 90% en 1 seconde paraît excessive. Préciser de quel défaut il est question ?	•	

	« Pour toutes les autres SPGM... » est peu clair. S'agit-il des C et D, car on peut difficilement inclure les types A dans le traitement au cas par cas.		
Point 5, p. 23	Les spécifications applicables au type B ne sont pas toutes applicables au type C : voir l'article 15.1 du code RfG pour les exclusions.	•	
Point 5.3.1, p. 27	La disposition est en réalité inutile puisqu'elle ne fait que dire que ce sera du cas par cas.	•	
Point 5.3.2, p. 27	Idem (art. 15.6.b) au cas par cas.	•	
Point 5.3.3, p. 27	Idem (15.6.c) au cas par cas.	•	
Point 5.3.4, p. 27	Idem (15.6.d) au cas par cas.	•	
Point 5.3.5, p. 27	Idem (15.6.f) au cas par cas.	•	
Point 5.4, p. 28	« point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » ?	•	
	Parle du RTF : préciser la version. Devrait aussi parler du RTTL/RTTR.	•	
Point 5.5.1, p. 29	« point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » ?	•	
Point 5.5.2, p. 29	Parle du RTF actuel (référence correcte) : devrait aussi parler du RTTL/RTTR ?	•	
Point 5.6.2, p. 30	« point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » ?	•	
	La note de bas de page n° 4 parle du RTF. Devrait aussi parler du RTTL/RTTR ?	•	
Point 6, p. 33	Les exigences applicables aux unités de type C ne sont pas toutes applicables aux unités de type D (voir l'article 16.1 du Code RfG)	•	
Point 6.1.1, p. 33	« point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » ? Préciser ce qui est visé par « les valeurs de base suivantes » (les niveaux de tension 36 kV et 70 kV ne concernent a priori pas le type D).	•	
Point 6.3.1, p. 33	remplacer par « point de raccordement » ? Le choix de $t_{clear} = 0,2$ est hors plage de base de l'art.16.3 du code (0,14-0,15 ou 0,14-0,25 <u>si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'impose</u>). Quelle est la motivation de ce choix ?	•	
Point 6.3.2, p.35	Parle du RTF actuel (référence correcte) : devrait aussi parler du RTTL/RTTR ?	•	
Point 6.4.1, p. 35	« point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » Le choix de $t_{clear} = 0,2$ est hors plage de base de l'art.16.3 du code (0,14-0,15 ou 0,14-0,25 <u>si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'impose</u>). Quelle est la motivation de ce choix ?	•	

3. EXIGENCES RELATIVES AU CODE DCC

3.1. Remarques générales

La liste des points soumis à l'approbation des régulateurs devrait être mieux précisée : suivant les cas, le GR compétent peut être le GRD, Elia en tant que GRTL/GRTR ou Elia en tant que GRT. Certains points non repris dans l'énumération faite dans le courrier de Synergrid semblent relever également de la compétence régionale.

Enfin, concernant le processus d'approbation en général, les régulateurs relèvent ici également deux difficultés majeures :

- Ils ne peuvent se prononcer sur des dispositions futures destinées à compléter les présentes propositions ;
- Ils n'entendent pas anticiper le processus d'approbation du règlement technique fédéral lorsque des dispositions y seront explicitement prévues et probablement reprises telles quelles dans les autres règlements ou assimilés, ceci en vue de conserver autant que possible une approche uniforme sur le territoire belge.

In het algemeen is het voor deel II belangrijk om te vermelden dat het enkel voor nieuwe verbruikersinstallaties gaat, die zullen deelnemen aan vraagresponso en niet over bestaande verbruikersinstallaties. Deze bezorgdheid dat dat niet het geval zou zijn, komt een aantal keer terug in het consultatieverslag. De netbeheerders bevestigen dat dit niet het geval is in het consultatieverslag, maar voegen dit niet expliciet toe in het general requirements document. Voor de duidelijkheid stellen de regionale regulatoren voor om dit wel expliciet te vermelden.

Verder vinden de regulatoren het belangrijk dat er voor de artikels 28 en 29 een aparte consultatie voorzien wordt door Synergrid of Elia, indien de voorgestelde diensten zouden worden opengetrokken naar de laagspanningsdistributienetten. Elia hield reeds een publieke consultatie, maar door de dynamiek en specifieke problematieken van het laagspanningsdistributienet, de mogelijks andere belanghebbenden etc. lijkt het de regionale regulatoren opportuun om de general requirements uit deel II niet te laten gelden voor LS-netgebruikers, tenzij hier een aparte consultatie voor wordt opgezet.

In het algemeen vinden we dat er een vermelding moet worden opgenomen dat bij klachten of geschillen de bevoegde, regulerende instantie tussenkomt. In het consultatieverslag wordt er ook meermaals aangegeven dat de geschillenkamer van de CREG bevoegd is bij conflicten tussen de netgebruikers en de netbeheerder of tussen netbeheerders onderling. De regionale regulatoren willen erop wijzen dat zij bevoegd zijn voor de geschillen tussen de beheerder van het plaatselijk vervoernet en een netgebruiker van dat net, de beheerder van het distributienet en een netgebruiker van dat net of tussen de beheerder van het plaatselijk vervoernet en de distributienetbeheerder of de gesloten distributienetbeheerder. Bijgevolg is het niet de geschillenkamer van de CREG, maar de bevoegde diensten van de regionale regulatoren respectievelijk voor Wallonië, Vlaanderen en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. We begrijpen dat dit voor sommige geschillen niet zwart-wit is. De regionale regulatoren zullen daarom een inspanning leveren om zoveel mogelijk elkaar te informeren en te aligneren over dergelijke geschillen.

In het algemeen zijn er een aantal (vormelijke) verschillen in de EN, NL en FR versie te staan, die normaal gezien hetzelfde zouden moeten zijn. De regionale regulatoren vragen een grondig nazicht van alle documenten op consistentie, zodanig dat deze inhoudelijk identiek zijn.

3.2. Remarques spécifiques

Exigences d'application générale	Commentaires	Van toepassing op GRTL/GRTRPVN-beheerder	Van toepassing op GRD/DNB
Introduction	« ce document devrait être considéré comme un document technique et non légalement contraignant, axé sur la clarification de diverses exigences générales techniques qui seront reflétées dans divers codes de réseau, contrats, termes et conditions, documents réglementaires, et/ou prescriptions techniques » : les régulateurs relèvent que leur approbation en application des codes RfG et DCC est de nature à rendre ces exigences opposables juridiquement, indépendamment de leur insertion dans d'autres documents.	•	•
Tableau 1, p. 7	Remplacer « unité de production d'électricité » par « installation de consommation ».	•	
Point 1.2.2, p.9	De paragraaf vermeldt « <i>de voorwaarden en instellingen voor automatisch ontkoppeling worden overeengekomen tussen de TSB en ...</i> » ⇒ We vinden dat dit expliciet deel uitmaakt van het aansluitingscontract, respectievelijk de samenwerkingsovereenkomst (en niet in een ander document). We suggereren om dit zo expliciet te vermelden.	•	
Point 1.2.3, p.9	Ce point est implicitement soumis à l'approbation des régulateurs régionaux de par les points 2.1.2. et 2.2.2 soumis par Synergrid. La référence à l'annexe I du RTF n'est pas pertinente dans ce cas.		•
Point 1.3.1, 9.10	« ... sera spécifié pour chaque niveau de tension dans la version révisée <u>du code de réseau</u> » : mauvaise traduction => « règlement technique fédéral ». Pour le GRTL/GRTR, ce point devra quant à lui être spécifié dans le RTTL/RTTR met referentie naar de specifieke artikels. Cette disposition ne peut être approuvée en l'état.	•	
Point 1.4.1, p. 9	« <i>Er kunnen uitzondering worden toegestaan voor een specifiek aansluitpunt, maar de technische of financiële voordelen moeten worden aangetoond vooraleer een dergelijke uitzondering wordt toegestaan</i> » ⇒ Door wie worden deze uitzonderingen toegestaan? De netbeheerder? Alleen of in samenwerking met een andere partij? Wat zijn de criteria voor een dossier op te stellen? Wie zal dit moeten doen? ⇒ Het hele proces dient duidelijker te omschreven worden naar rollen en verantwoordelijkheden toe.	•	

Points 1.4.2 et 1.4.3, p. 11 à 14	Il est relevé que le texte de la page 11 définissant les seuils de 33% et 21% ne correspond pas aux schémas pour ce qui concerne les GRD. Tant pour 1.4.2 que pour 1.4.3, les limites peuvent être atteintes « pour chaque point de raccordement ou <u>pour un ensemble de points de raccordement</u> » ; cette seconde mention ne s'applique pas à la plupart des CDS. Pour toutes ces différentes raisons, il serait opportun de distinguer plus explicitement les GRD des CDS (ne pas se limiter à la mention "fermé" entre parenthèses). Concernant l'analyse conjointe (1.4.2 et 1.4.3), celle-ci sert notamment à "garantir que l'ensemble des éventuels investissements nécessaires seront techniquement et financièrement optimaux". Comment réconcilier cette approche constructive avec le § suivant (1.4.2 et 1.4.3) : « ces exigences assurent qu'une quantité suffisante de sources de puissances réactives (...) seront/soient présentes <u>dans</u> le réseau de distribution (fermé)... » ? D'autre part, les régulateurs s'interrogent sur la manière de considérer le cas hypothétique d'une dégradation d'une situation existante, non soumise à DCC, du fait par exemple du raccordement en aval d'un nouvel URD, soumis au DCC, ou encore de la cessation d'activités d'un ancien URD non soumis. De definitie van de maximale import- en exportcapaciteit in de paragrafen 1.4.2 en 1.4.3. is onvoldoende duidelijk. Zo is het bijvoorbeeld niet duidelijk of het ter beschikking gesteld vermogen (PPAD) ook van toepassing is bij aansluitingspunten lager dan 30 kV.	•	
Point 1.7.1, p.15	Les régulateurs relèvent que « l'horodatage défini » mentionné dans le code DCC est considéré comme du temps réel. Les régulateurs s'étonnent de la publication par Elia d'une norme. La référence au « code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique » devrait être ajoutée (cfr 2017/2196).	•	
Point 1.8.1, p. 16	• Pour la forme : le renvoi « Comme indiqué au point [8] » manque de clarté. • Doorheen §1.8 vermeldt men meermaals "Elia sluit echter niet uit dat dit in de toekomst deel zal uitmaken van een beveiligingsplan". Deze formulering kan voor dat de interpretatie zorgen dat de regulatoren al een goedkeuring geven voor de toekomstige wijzigingen. Dit is echter niet het geval. Elke nieuwe wijziging dient voor gelegd te worden aan de regulatoren ter goedkeuring.	•	

	⇒ We suggereren om de formulering aan te passen om hiermee rekening te houden of om de zin te schrappen.		
Point 1.9, p. 17	• Men dient hier ook te verwijzen naar de relevante artikels van het plaatselijk vervoernet reglement. • De opmerking van de stakeholder Energyville/KULeuven werd niet voldoende behandeld. Er is geen voldoende motivatie waarom de opmerking niet is meegenomen: een enkele zin met de vermelding dat de Synergrid regels duidelijk zijn is niet echt een motivatie van het waarom van de voorstellen uit §1.9 en waarom Elia/Synergrid niet akkoord gaat met de opmerking van Energyville/KU Leuven.	•	
Point 1.10.1, p. 17	Qu'est-ce que « l'accord d'exploitation du GRT/GRD » ? la convention de collaboration ?	•	
Point 2.1.5, p. 20	La référence aux dispositions contractuelles <u>actuelles</u> soulève plusieurs questions : • De quelles dispositions contractuelles s'agit-il ? • Les conditions en vigueur pour les installations existantes seront-elles d'application pour le futur ? • Le code DCC (art.28.2.e) prévoit une publication des spécifications techniques approuvées, de même qu'une procédure de consultation préalable pour les unités raccordées à un niveau de tension ≤ 110 kV.	•	•