



PROPOSITION RELATIVE AUX EXIGENCES D'APPLICATION GÉNÉRALE DU NC DCC

Proposition du GRT en vertu de l'Art. 6(4) du NC DCC

17 mai 2018

TABLE DES MATIÈRES

Introduction	4
Champ d'application	6
Proposition d'exigences générales d'Elia	7
1. Raccordement des installations de consommation raccordées à un réseau de transport, des installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport et des réseaux de distribution	7
1.1. Exigences générales en matière de fréquence [Art. 12]	7
1.1.1. Exigences générales en matière de fréquence [Art. 12 – 1].....	7
1.1.2. Plage de fréquence étendue [Art. 12 – 2]	7
1.2. Exigences générales en matière de tension [Art. 13]	8
1.2.1. Exigences de tension en cas de niveau de tension au point de raccordement compris entre 110 kV et 400 kV [Art. 13 – 1].....	8
1.2.2. Déconnexion automatique à certaines tensions [Art. 13 – 6]	9
1.2.3. Exigences en matière de tension pour les réseaux (fermés) de distribution raccordés à un réseau de transport en cas de niveau de tension au point de raccordement inférieur à 110 kV [Art. 13 – 7].....	9
1.3. Exigences en matière de court-circuit [Art. 14]	10
1.3.1. Tenue aux courts-circuits [Art. 14 – 1]	10
1.3.2. Communication d'une modification du courant de court-circuit maximal [Art. 14 – 3, 14 – 5, 14 – 8, 14 – 9].....	10
1.4. Exigences en matière de puissance réactive [Art. 15]	10
1.4.1. Échange de puissance réactive entre le réseau de transport et les installations de consommation raccordées à un réseau de transport [Art. 15 – 1 (a)]	10
1.4.2. Échange de puissance réactive entre le réseau de transport et les réseaux (fermés) de distribution raccordés à un réseau de transport [Art. 15 -1 (b), Art. 15 – 1 (c)].....	11
1.4.3. Échange de puissance réactive entre le réseau de transport et les réseaux (fermés) de distribution raccordés à un réseau de transport dans le cas d'une faible puissance active [Art. 15 – 2].....	13
1.4.4. Grandeurs pour exprimer les plages de capacité en puissance réactive [Art. 15 – 1 (d)]	14
1.5. Exigences en matière de protection [Art. 16]	14
1.5.1. Périphériques et réglages requis pour protéger le système de transport [Art. 16 - 1]	14
1.6. Exigences en matière de contrôle-commande [Art. 17]	14
1.6.1. Systèmes et réglages des différents dispositifs de contrôle-commande [Art. 17 – 1]	14
1.7. Échange d'informations [Art. 18]	15
1.7.1. Spécifications du matériel d'échange d'informations [Art. 18 – 1, 18 – 2, 18 – 3]... ..	15
1.8. Déconnexion et reconexion des réseaux de distribution et des installations de consommation [Art. 19]	15
1.8.1. Déconnexion de la charge nette en fréquence basse [Art. 19 – 1 (a), Art. 19 – 1 (b), Art. 19 – 1 (c)].....	15
1.8.2. Déconnexion de la charge nette en tension basse [Art. 19 – 2 (a), Art. 19 – 2(b)] .	16
1.8.3. Blocage des régleurs en charge de transformateur [Art. 19 – 3 (a), Art. 19 – 3 (b)]	16
1.8.4. Reconnexion [Art. 19 – 4 (a), Art. 19 – 4 (b), Art. 19 – 4 (c)].....	17
1.9. Qualité de la tension [Art. 20]	17

1.10. Modèles de simulation [Art. 21]	17
1.10.1. Modèles ou informations équivalentes montrant le comportement en régime permanent et en régime dynamique [Art. 21 – 2, 21 – 3].....	17
1.10.2. Enregistrements à comparer au modèle [Art. 21 – 5].....	18
2. Raccordement des unités de consommation utilisées par une installation de consommation ou un réseau fermé de distribution pour fournir des services de participation active de la demande aux gestionnaires de réseau	19
2.1. Unités de consommation fournissant un réglage de la puissance active, un réglage de la puissance réactive et le traitement des contraintes de transit [Art. 28]	19
2.1.1. Définition d'une plage de fréquence étendue [Art. 28 – 2 (a)]	19
2.1.2. Définition de la plage de tension en cas de raccordement à une tension inférieure à 110 kV [Art. 28 – 2 (c)]	19
2.1.3. Délai pour modifier la consommation d'électricité [Art. 28 – 2 (f)].....	19
2.1.4. Notification des modifications de la capacité de participation active de la demande [28 – 2 (i)].....	20
2.1.5. Spécifications techniques pour permettre le transfert d'informations [Art. 28 – 2 (e), 28 – 2 (l)].....	20
2.1.6. Définition de la valeur maximale de vitesse de variation de la fréquence [Art. 28 – 2 (k)]	20
2.2. Unités de consommation avec réglage de la fréquence du réseau par la participation active de la demande [Art. 29]	20
2.2.1. Définition d'une plage de fréquence étendue [Art. 29 – 2 (a)]	21
2.2.2. Définition de la plage de tension en cas de raccordement à une tension inférieure à 110 kV [Art. 29 – 2 (c)]	21
2.2.3. Définition de la bande morte autorisée autour de la fréquence [Art. 29 – 2 (d)].....	21
2.2.4. Variation maximale de la fréquence à laquelle apporter une réponse [Art. 29 – 2 (e)]	21
2.2.5. Définition de la détection et du traitement rapide des variations de fréquence du réseau [Art. 29 – 2 (g)]	22
2.3. Unités de consommation avec réglage très rapide de la puissance active par la participation active de la demande [Art. 30]	22
Références	23
Annexe - Liste des articles non exhaustifs relatifs au NC DCC	24

INTRODUCTION

L'article 6, paragraphe 4, du NC DCC [1] stipule que dans les deux ans à compter de l'entrée en vigueur du NC NCC, soit le 7 septembre 2018, le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT doit soumettre pour approbation à l'entité compétente une proposition relative aux exigences d'application générale (ou une méthodologie pour les calculer ou déterminer). Les deux autres codes de réseau de raccordement contiennent une exigence similaire (article 7, paragraphe 4 du NC RfG [2] et article 5, paragraphe 4 du NC HVDC [3]). L'échéance plus contraignante pour Elia, dans ce cas, est fixée au 17 mai 2018, soit deux ans après l'entrée en vigueur du NC RfG en tant que premier code de réseau de raccordement.

Ce document a pour objectif de synthétiser la proposition technique d'Elia, en sa qualité de gestionnaire de réseau compétent ou de GRT compétent, concernant la mise en œuvre belge des exigences non exhaustives énoncées dans le NC DCC. Ce document constitue la version finale de la proposition relative aux exigences d'application générale (ci-après dénommées « exigences générales (NC DCC) », conformément à l'article 6, paragraphe 4, du NC DCC.

Pour les exigences relatives à l'interface du réseau (fermé) de transport, les GRD et GRFD ont largement été consultés lors de l'élaboration de la proposition du GRT. Cependant, ces exigences doivent être considérées comme une proposition d'Elia (en tant que GRT). Pour les exigences relatives aux services de participation active de la demande, la proposition se concentre sur les exigences fixées par Elia en tant que GRT (concerné) ou système opérateur mais les GRD publiques ont été largement consultés lors de l'élaboration de la proposition du GRT et dans la définition de leur propre proposition (pour les services de participation active de la demande des fournisseurs connectés au réseau de distribution). Dès lors, une partie de ces exigences sont aussi posées par les GRD en tant que système opérateur concerné.

Pour faciliter l'implémentation des exigences NC DCC, Elia et les GRD publiques se sont alignés autant que possible pour augmenter la cohérence et éviter autant que possible une discrimination entre les fournisseurs des services de participation active de la demande connectés au réseau de distribution ou de transport en termes d'exigences techniques et de lisibilité juridique.

Le 17 mai 2018, Elia soumettra aux autorités compétentes les propositions relatives aux exigences générales pour le NC DCC mais aussi pour les NC RfG et HVDC, ainsi que la proposition de Règlement technique fédéral modifié [4] et une proposition formelle sur les seuils de puissance maximale des unités de production d'électricité (PGM) de types B, C et D. Du 19 mai au 16/23 avril 2018, Elia a organisé une consultation publique préalable pour tous les éléments à livrer, à l'exception de la consultation publique relative aux seuils de puissance maximale applicables aux types B, C et D, qui a déjà eu lieu du 19 mai au 20 juin 2017. Cette approche s'inscrit dans la vision de l'administration fédérale belge (FOD/SPF Énergie) [5].

Ce document représente la position finale d'Elia suite aux discussions abordant chacun des sujets pertinents avec les parties prenantes. Au cours des derniers mois, ce document a été progressivement complété et présenté aux parties prenantes, en particulier lors des ateliers portant sur le Règlement technique fédéral, jusqu'à ce que toutes les exigences générales non exhaustives soient incluses.

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.

Ce document suit le même ordre des articles que celle du NC DCC : la proposition est organisée par sujet technique et par catégorie de raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation.

Le champ d'application de ce document contient en particulier, mais sans s'y limiter, la proposition de mise en œuvre des exigences générales non exhaustives du NC DCC. Pour en améliorer la lisibilité, ce document peut également contenir des exigences exhaustives du NC, des propositions de mise en œuvre d'exigences non exhaustives de l'autre NC de raccordement ou d'autres exigences nationales/régionales spécifiques à titre d'information seulement sans cependant les couvrir toutes.

En ce qui concerne la liste complète des exigences non exhaustives à proposer en tant qu'exigences générales, Elia se réfère au document d'orientation d'implémentation d'ENTSO-E intitulé « Parameter of Non-exhaustive requirements » [6] à définir par le GRT (concerné) et l'opérateur système concerné. Ce document mentionne non seulement les paramètres à définir par sujet, mais aussi quel article de chaque NC de raccordement doit être considéré comme non exhaustif et qui doit être considéré comme le gestionnaire de réseau compétent pour définir une proposition de mise en œuvre. Tant le GRT, le GRD que les GR(F)D peuvent être considérés comme des « gestionnaires de réseau compétents », en fonction des besoins.

CHAMP D'APPLICATION

Comme mentionné à l'article 3 du NC DCC, les exigences de raccordement stipulées dans le NC DCC s'appliquent :

- a) aux nouvelles installations de consommation raccordées à un réseau de transport ;
- b) aux nouvelles installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport ;
- c) aux nouveaux réseaux de distribution, y compris aux nouveaux réseaux fermés de distribution ;
- d) 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 à la demande aux gestionnaires de réseau compétents et aux GRT compétents.

Ces catégories n'incluent pas les dispositifs de stockage, à l'exception de toute unité de pompage d'une installation de pompage-turbinage qui fonctionne uniquement en mode pompage (art.5, paragraphes 1 et 2 du NC DCC).

Nous renvoyons articles 3 et 4 du NC DCC pour plus d'informations concernant l'application des exigences générales aux installations et aux systèmes existants, aux installations de consommation et aux réseaux fermés de distribution avec plus d'une unité de consommation.

PROPOSITION D'EXIGENCES GÉNÉRALES D'ELIA

1. Raccordement des installations de consommation raccordées à un réseau de transport, des installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport et des réseaux de distribution

1.1. Exigences générales en matière de fréquence [Art. 12]

1.1.1. Exigences générales en matière de fréquence [Art. 12 – 1]

La capacité de tenue en fréquence est définie conformément à l'annexe I du NC DCC et présentée dans le tableau ci-dessous :

Plage de fréquences	Durée
47,5 Hz — 48,5 Hz	30 minutes
48,5 Hz — 49,0 Hz	30 minutes
49,0 Hz — 51,0 Hz	Illimitée
51,0 Hz — 51,5 Hz	30 minutes

Tableau 1 Durées minimales pendant lesquelles une unité de production d'électricité doit être capable de fonctionner à différentes fréquences s'écartant de la valeur nominale sans se déconnecter du réseau.

Pour la plage de fréquences comprise entre 48,5 et 49,0 Hz, les installations de consommation raccordées à un réseau de transport, les installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport et les réseaux de distribution doivent être capables de rester connectés au réseau du GRT et de fonctionner pendant une période minimale de 30 minutes. Cette valeur constitue la recommandation (de même que celle du NC RfG) émise par le groupe de travail sur le code de réseau de raccordement pour l'ensemble de la zone synchrone de l'Europe continentale (CE SA).

1.1.2. Plage de fréquence étendue [Art. 12 – 2]

L'accord concernant les plages de fréquences plus larges et les durées de fonctionnement plus longues est spécifique au site et est convenu entre le GRT et l'installation de consommation raccordée à un réseau de transport ou les GRD en tenant compte des besoins, de la plage de fréquences techniquement faisable et de la durée de tenue relative au-delà de celles définies au paragraphe 1.1.1.

1.2. Exigences générales en matière de tension [Art. 13]

1.2.1. Exigences de tension en cas de niveau de tension au point de raccordement compris entre 110 kV et 400 kV [Art. 13 – 1]

Conformément à l'annexe II du NC DCC, les exigences générales en matière de tension sont définies au point de raccordement au réseau de transport et présentées dans le tableau ci-dessous :

- Le seuil de tension est compris entre 110 kV (cette valeur incluse) et 300 kV (cette valeur non incluse)

Plage de tension	Durée
0,90 pu – 1.118 pu	Illimitée
1,118 pu – 1,15 pu	Minimum 20 minutes

- Le seuil de tension est compris entre 300 kV et 400 kV (ces valeurs incluses)

Plage de tension	Durée
0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
1,05 pu – 1,10 pu	Minimum 20 minutes

Les valeurs seuil de tension suivantes doivent être prises en compte :

- 400 kV
- 220 kV
- 150 kV
- 110 kV

Des études internationales ([9]) et l'expérience ([7]) ont démontré les capacités techniques de l'équipement à haute tension à satisfaire aux exigences relatives à la surtension temporaire lorsque la durée de la surtension est limitée à 20 minutes. Par conséquent, Elia a opté pour une durée minimale de 20 minutes. Elia estime néanmoins que la tenue en surtension temporaire doit être conforme aux normes internationales (telles que CEI 60071 et CEI 60038). Pour certains des niveaux de tension mentionnés ci-dessus, ce n'est pas le cas. Elia exigera donc uniquement les capacités prouvées par les essais de type CEI. Il est cependant essentiel que les réglages du système de protection soient conformes aux exigences précitées. Concernant les tensions nominales des équipements à haute tension, Elia applique les normes CEI.

1.2.2. Déconnexion automatique à certaines tensions [Art. 13 – 6]

Il n'existe aucun besoin général de déconnexion automatique à des tensions spécifiques, excepté pour certains projets de raccordement individuels. Les modalités et réglages de la déconnexion automatique doivent être convenus entre le GRT et le propriétaire de l'installation de consommation raccordée à un réseau de transport ou le GR(F)D.

1.2.3. Exigences en matière de tension pour les réseaux (fermés) de distribution raccordés à un réseau de transport en cas de niveau de tension au point de raccordement inférieur à 110 kV [Art. 13 – 7]

En Belgique, le niveau de tension au point de raccordement du réseau (fermé) de distribution raccordé à un réseau de transport peut être inférieur à 110 kV. Plus précisément, les réseaux (fermés) de distribution peuvent être raccordés à des niveaux de tension de 70 kV, 36 kV, 30 kV et inférieurs.

Pour ces niveaux de tension, les exigences suivantes sont définies au point de raccordement au réseau de transport :

Plage de tension	Durée
0,90 pu – 1,118 pu	Illimitée

Les valeurs de base de tension suivantes doivent être prises en compte :

- 6 kV
- 10 kV
- 11 kV
- 12 kV
- 15 kV
- 26 kV
- 30 kV
- 36 kV
- 70 kV

Il convient de souligner que l'exigence relative à la valeur supérieure de la plage de tension ne remplace pas la tenue en tension du matériel requise à l'annexe I du Règlement technique fédéral.

1.3. Exigences en matière de court-circuit [Art. 14]

1.3.1. Tenue aux courts-circuits [Art. 14 – 1]

Le courant de court-circuit maximal au point de raccordement au réseau de transport qu'une installation de consommation raccordée à un réseau de transport ou à un réseau (fermé) de distribution doit être capable de supporter sera spécifié, pour chaque niveau de tension, dans la version révisée du code de réseau.

1.3.2. Communication d'une modification du courant de court-circuit maximal [Art. 14 – 3, 14 – 5, 14 – 8, 14 – 9]

Ces articles sont liés à une situation ou à un événement spécifique. Ces articles présentent des exigences qui seront précisées pour les cas qui y sont indiqués.

En général, aucune modification de tenue aux courts-circuits n'est attendue, puisque cette valeur est définie d'une manière non spécifique au site.

1.4. Exigences en matière de puissance réactive [Art. 15]

1.4.1. Échange de puissance réactive entre le réseau de transport et les installations de consommation raccordées à un réseau de transport [Art. 15 – 1 (a)]

Un potentiel technique doit être présent dans l'installation de consommation connectée au réseau de transport permettant de garder l'échange de puissance réactive au point de raccordement :

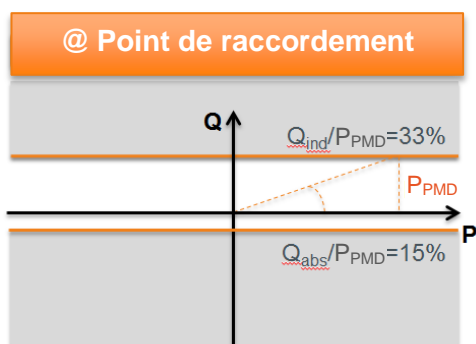
- Pour le soutirage de puissance réactive (consommation) la limite est fixée à 33 % du soutirage maximal ou de la puissance maximale en injection de l'installation de consommation raccordée.
- Pour l'injection de puissance réactive (production) la limite est fixée à 15 % du soutirage maximum ou de la puissance en injection de l'installation de consommation raccordée.

Des exceptions peuvent être autorisées pour un point de raccordement spécifique, mais les avantages techniques ou financiers doivent être prouvés avant qu'une telle exception soit accordée.

La puissance mise à disposition (PMD) est fixée pour le soutirage et l'injection de puissance à partir du ou vers le réseau de transport. Ces valeurs sont fixées dans le contrat de raccordement. La puissance maximale en soutirage ou en injection précitée se rapporte au maximum des deux valeurs de la PMD.

Ces exigences assurent que des sources de puissances réactives seront présentes en suffisance dans l'installation de consommation mais ne spécifient pas leur usage (opérationnel).

Donc, sans préjudice aux autres règles opérationnelles, ces capacités doivent être prouvées lors du processus de raccordement pour un nombre limité de scénarii prédéfinis de référence, sans exclure un fonctionnement avec des échanges de puissance réactive hors des limites susmentionnées.



1.4.2. Échange de puissance réactive entre le réseau de transport et les réseaux (fermés) de distribution raccordés à un réseau de transport [Art. 15 -1 (b), Art. 15 – 1 (c)]

Le réseau de transport belge ou les réseaux (fermés) de distribution contiennent des transformateurs de puissance qui convertissent les niveaux de tension supérieurs ou égaux à 30 kV à des niveaux de tension inférieurs à 30 kV.

Étant donné les pertes non négligeables de puissance réactive dans les transformateurs de puissance ($\sim 12\%$ ¹ de la puissance active), les exigences en matière d'échange de puissance réactive entre les réseaux de transport et les réseaux (fermés) de distribution doivent prendre cet aspect en compte.

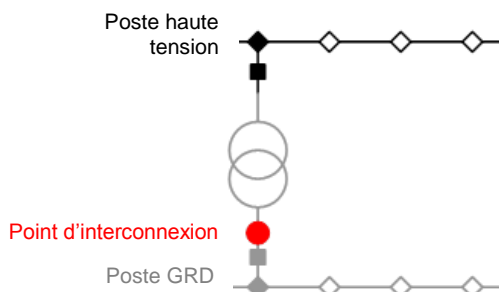
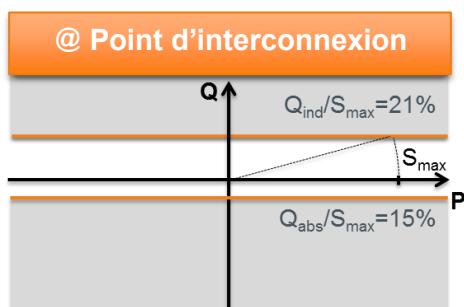
L'absorption de puissance réactive (consommation) se produit généralement aux moments de forte consommation de puissance active. Cela signifie également que dans ces situations, les pertes de puissance réactive dans les transformateurs de puissance sont élevées. L'injection de puissance réactive se produit généralement à des moments de faible échange de puissance active entre les réseaux de transport et de distribution. Dans ces situations, les pertes de puissance réactive dans les transformateurs de distribution sont négligeables.

Un potentiel technique doit être présent dans le réseau de distribution (fermé), incluant les capacités des unités de production connectées au réseau de distribution (fermé) afin de pouvoir maintenir l'échange de puissance réactive au point de raccordement entre les limites suivantes :

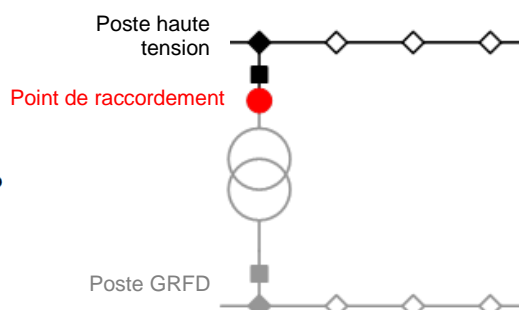
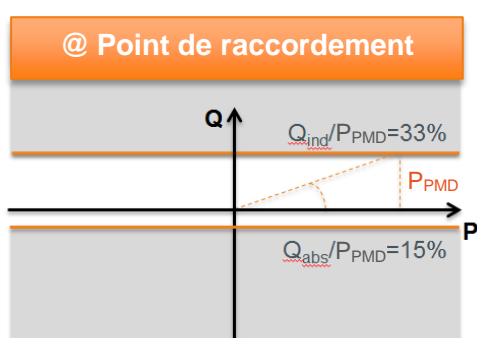
- Pour le soutirage de puissance réactive (consommation) la limite est fixée à
 - 33 % de la puissance maximale en injection ou en soutirage du réseau (fermé) de distribution raccordé si le niveau de tension au point de raccordement du réseau (fermé) de distribution est supérieur ou égal à 30 kV.
 - 21% de la puissance maximale en injection ou en soutirage du réseau (fermé) de distribution raccordé si le niveau de tension au point de raccordement du réseau (fermé) de distribution est inférieur à 30 kV

¹ La tension de court-circuit des transformateurs de puissance des réseaux de distribution correspond en moyenne à 12 %.

Pour la fourniture de puissance réactive (production) la limite est fixée à 15 % de la puissance maximale en injection ou en soutirage du réseau (fermé) de distribution (indépendamment du niveau de tension au point de raccordement).



Représentation typique d'une interconnexion GRT-GRD



Représentation typique d'un raccordement GRT-GRFD

La puissance maximale en injection ou en soutirage est égale à :

- la puissance mise à disposition (PMD) dans le cas d'un réseau fermé de distribution raccordé à un réseau de transport, Le PMD est fixé pour l'injection et le soutirage de puissance depuis ou vers le réseau de transport. Ces valeurs sont déterminées au contrat de raccordement. Les valeurs 'capacités maximum de soutirage ou d'injection' mentionnées ci-avant concernent le maximum des deux valeurs PDM;
- la puissance mise à disposition (PMD) dans le cas de réseau de distribution (à l'exclusion des réseaux de distribution fermés) à un niveau de tension au point de connexion égale ou supérieure à 30 kV. La PMD est fixée à pour le soutirage et l'injection de puissance depuis le réseau de transport. Ces valeurs sont fixées dans la convention de collaboration. Les valeurs 'capacités maximum de soutirage ou d'injection' mentionnées ci-avant concernent le maximum des deux valeurs PDM;
- la capacité d'échange minimale disponible au point de raccordement, en tenant compte des contingences sur les éléments du réseau (N-1), à savoir $S_{nom, N-1}$ dans le cas de réseau de distribution (à l'exclusion des réseaux de distribution fermés) avec un niveau de tension au point de connexion inférieur à 30 kV

Des exceptions peuvent être autorisées pour un point ou un ensemble de points de raccordement précis. Toutefois, avant qu'une telle exception soit accordée, les avantages techniques ou financiers devraient être prouvés par une analyse conjointement menée par Elia et le propriétaire du réseau (fermé) de distribution raccordé à un réseau de transport, comme indiqué dans l'[Art. 15 – 1 (c)].

Dans cette perspective, s'il s'avère difficile d'atteindre l'exigence mentionnée ci-dessus avec les assets disponibles au sein du réseau (fermé) de distribution (y compris les capacités de l'unité de production raccordée au réseau (fermé) de distribution), pour un (ensemble de) point(s) de connexion donné(s) une analyse conjointe entre Elia et le réseau de distribution (fermé) connecté au réseau de transport sera menée avant de procéder à un quelconque investissement. Cette analyse conjointe a pour objectif de garantir que les limites susmentionnées seront atteintes (que ce soit pour chaque point de raccordement distinct ou pour un ensemble de points de raccordement du réseau de distribution (fermé) et que l'ensemble des éventuels investissements nécessaires seront techniquement et financièrement optimaux.

Ces exigences assurent qu'une quantité suffisante de sources de puissance réactive (y compris les capacités des unités de production connectées au réseau de distribution (fermé)) seront présentes dans le réseau de distribution (fermé) mais ne spécifient rien quant à leur utilisation (opérationnelle).

Donc, sans préjudice aux autres règles opérationnelles, ces capacités doivent être prouvées lors du processus de raccordement pour un nombre limité de scénarii prédéfinis de référence, sans exclure un fonctionnement avec des échanges de puissance réactive hors des limites susmentionnées.

1.4.3. Échange de puissance réactive entre le réseau de transport et les réseaux (fermés) de distribution raccordés à un réseau de transport dans le cas d'une faible puissance active **[Art. 15 – 2]**

Conformément à l'article 15.2 du NC DCC, le GRT concerné peut demander que les réseaux (fermés) de distribution raccordés à un réseau de transport aient la capacité au point de raccordement (d'interconnexion) de ne pas injecter de puissance réactive (à la tension de référence de 1 pu) en cas de puissance active inférieure à 25 % de la puissance maximale de soutirage.

Après analyse, Elia confirme que cette exigence reflète un besoin pour la zone belge globale d'être capable de gérer les flux de puissance réactive et d'opérer le système avec la même qualité de service à l'avenir qu'actuellement, en tenant compte de l'évolution attendue du mix énergétique en Belgique.

Dans ce contexte, une capacité technique doit être présente au sein du réseau de distribution (fermé) connecté (y inclus les capacités des unités de production connectées au réseau de distribution (fermé) pour éviter d'exporter une puissance réactive (à la tension de référence d'1 pu) au point de raccordement (d'interconnexion) en cas de puissance active inférieure à 25 % de la puissance maximale de soutirage.

La puissance maximale en injection ou en soutirage est égale à :

- la puissance mise à disposition (PMD) dans le cas d'un réseau fermé de distribution raccordé à un réseau de transport. Le PMD est fixée pour le soutirage et l'injection de puissance de et vers le réseau de transport. Ces valeurs sont définies au contrat de raccordement. La 'capacité maximum en soutirage et en injection' mentionnée ci-dessous concerne le maximum des deux valeurs de PMD
- la capacité disponible minimale d'échange au point de raccordement (d'interconnexion) tenant compte des contingences sur les éléments du réseau (N-1), à savoir $S_{nom, N-1}$, pour un réseau de distribution (réseau de distribution fermé exclu) dont la tension au point de raccordement est inférieure à 30 kV.

Des exceptions peuvent être autorisées pour un point ou un ensemble de points de raccordement précis. Toutefois, avant qu'une telle exception soit accordée, les avantages techniques ou financiers devraient être prouvés par une analyse conjointement menée par Elia et le propriétaire du réseau (fermé) de distribution raccordé à un réseau de transport.

Dans cette perspective, s'il s'avère difficile d'atteindre l'exigence mentionnée ci-dessus avec les assets disponibles au sein du réseau (fermé) de distribution (y compris les capacités de l'unité de production raccordée au réseau (fermé) de distribution) pour un point (ou un ensemble de points) de raccordement (d'interconnexion), une analyse conjointe entre Elia et le propriétaire du réseau de distribution (fermé) concerné sera menée avant de procéder à un quelconque investissement. Cette analyse conjointe a pour objectif de garantir que les limites susmentionnées seront atteintes (que ce soit pour chaque point de raccordement distinct ou pour un ensemble de points de raccordement du réseau de distribution (fermé) à l'aide de l'interconnexion du réseau (de distribution)) et que les éventuels investissements nécessaires seront techniquement et économiquement globalement optimaux.

Ces exigences assurent qu'une quantité suffisante de sources de puissance réactive (incluant les capacités des unités de production connectées au réseau de distribution (fermé) soient présentes dans le réseau de distribution (fermé) mais ne spécifie rien quant à leur usage (en exploitation).

Ainsi, sans porter préjudice aux autres règles de fonctionnement, ces capacités doivent être prouvées lors du processus de raccordement dans un nombre limité de scénarios de référence prédéfinis sans exclure un fonctionnement avec des échanges de puissance réactive hors des limites susmentionnées.

1.4.4. Grandeurs pour exprimer les plages de capacité en puissance réactive [Art. 15 – 1 (d)]

Toutes les limites sont exprimées en pourcentage de la puissance maximale en soutirage ou en injection. Le facteur de puissance n'est pas utilisé.

1.5. Exigences en matière de protection [Art. 16]

1.5.1. Périphériques et réglages requis pour protéger le système de transport [Art. 16 - 1]

Elia et le propriétaire de l'installation de consommation raccordée à un réseau de transport ou le gestionnaire de réseau (fermé) de distribution déterminent et conviennent, pour chaque site spécifique, des systèmes et réglages de protection pertinents pour l'installation de consommation raccordée à un réseau de transport ou le réseau (fermé) de distribution raccordé au réseau de transport.

1.6. Exigences en matière de contrôle-commande [Art. 17]

1.6.1. Systèmes et réglages des différents dispositifs de contrôle-commande [Art. 17 – 1]

Le GRT compétent et le propriétaire de l'installation de consommation raccordée à un réseau de transport ou le gestionnaire de réseau (fermé) de distribution raccordé à un

réseau de transport doivent s'accorder sur les systèmes et réglages des différents dispositifs de contrôle-commande adaptés à la protection de l'installation de consommation raccordée à un réseau de transport ou du réseau de distribution raccordé à un réseau de transport.

1.7. Échange d'informations [Art. 18]

1.7.1. Spécifications du matériel d'échange d'informations [Art. 18 – 1, 18 – 2, 18 – 3]

Pour l'échange d'informations en temps réel entre les installations de consommation raccordées à un réseau de transport et le GRT, ou entre les réseaux (fermés) de distribution raccordés à un réseau de transport et le GRT, le GRT applique la norme TASE.2 (CEI 60870-6) et les normes du protocole de transmission CEI104 CEI 60870-5-104. Ces normes prennent en charge l'horodatage. Étant donné que les normes peuvent changer au fil du temps, Elia les publiera sur son site Web.

Pour des raisons de fiabilité et de cybersécurité, il est important d'implémenter ces protocoles par un mode de transmission privé (et non par internet).

Bien que le NC DCC ne mentionne pas le taux de rafraîchissement, la mesure en temps réel se définit comme une mesure (représentation de l'état actuel d'une installation) actualisée à une fréquence supérieure à une minute (temps écoulé). Pour les données liées aux processus de réglage fréquence/puissance automatique, la fréquence ne doit pas être supérieure à 10 sec. À d'autres fins, elle doit être aussi rapide que possible et, dans tous les cas, ne doit pas excéder une minute. Pour l'échange d'informations entre le GRT et un réseau de distribution raccordé à un réseau de transport, un procédé d'hystérésis peut également être autorisé. Les spécifications supplémentaires concernant cette méthode seront définies dans les accords conclus entre le GRT/GRD pour les réseaux de distribution raccordés à un réseau de transport.

En ce qui concerne la communication vocale, les exigences en matière d'alimentation de secours et de redondance de l'équipement sont définies dans l'article 41 du code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

1.8. Déconnexion et reconnexion des réseaux de distribution et des installations de consommation [Art. 19]

1.8.1. Déconnexion de la charge nette en fréquence basse [Art. 19 – 1 (a), Art. 19 – 1 (b), Art. 19 – 1 (c)]

En sa qualité de GRT, Elia exige que les gestionnaires de réseau de distribution raccordés à un réseau de transport fournissent des capacités de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse. Le réseau de transport belge contient des transformateurs de puissance qui convertissent les niveaux de tension supérieurs ou égaux à 30 kV en niveaux de tension inférieurs à 30 kV. Cette exigence s'appliquera dès lors uniquement à un nombre très limité de cas.

Actuellement, les déclencheurs de basse fréquence déconnectent tous les transformateurs de puissance au point de raccordement (non sélectif), entraînant une déconnexion complète de la consommation et de la production au point de raccordement. C'est la raison pour laquelle la déconnexion automatique en fréquence n'est actuellement pas implémentée dans tous les cas. Dans un avenir proche, une déconnexion automatique de la charge nette par échelons (sélective) pourrait être requise. Les réglages de ces automatismes seront communiqués lors de la phase de conception du raccordement, au cours du processus de raccordement.

Elia n'exige actuellement pas que les propriétaires d'installations de consommation raccordées à un réseau de transport et les gestionnaires de réseau fermé de distribution raccordés à un réseau de transport fournissent des capacités de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse. Elia n'en exclut cependant pas l'intégration dans un futur plan de protection.

Comme indiqué au point [8], la fiabilité, la sécurité de fonctionnement et la vitesse d'un système de déconnexion de la charge nette en fréquence basse sont essentielles pour garantir un réseau électrique en cas de perturbations majeures. Un tel système couvre généralement plusieurs actions :

- La durée de fonctionnement des relais de sous-fréquence (mesure, logique de relais individuel et logique de combinaison de relais).
- La durée des télé-protections en cas d'interruption de transfert (dans le cas où le relais de délestage de sous-fréquence doit interrompre une charge à distance).
- Les relais d'interface (dans le cas où le relais de délestage de sous-fréquence et le disjoncteur appartiennent à différentes entités).
- La durée de fonctionnement du disjoncteur.

La durée de fonctionnement de 150 ms spécifiée à l'[Art. 19-1 (c)] doit être interprétée comme une limite maximale du temps de fonctionnement du relais de fréquence. Les spécifications des essais de conformité du relais de fréquence seront définies par Elia conformément à l'article 37 du DCC.

1.8.2. Déconnexion de la charge nette en tension basse **[Art. 19 – 2 (a), Art. 19 – 2(b)]**

Elia, en sa qualité de GRT, n'exigera pas que les propriétaires d'installations de consommation raccordées à un réseau de transport et les gestionnaires de réseau (fermé) de distribution raccordé à un réseau de transport fournissent des capacités de déconnexion en tension basse. Elia n'en exclut cependant pas l'intégration dans un futur plan de protection.

1.8.3. Blocage des régleurs en charge de transformateur **[Art. 19 – 3 (a), Art. 19 – 3 (b)]**

Elia exige le blocage automatique du régleur en charge des transformateurs qui alimentent les réseaux de distribution. Les spécifications de cet automatisme seront communiquées à Elia avant l'installation, par exemple lors de la phase de conception du processus de raccordement. Le réseau de transport belge contient des transformateurs de puissance qui convertissent les niveaux de tension supérieurs ou égaux à 30 kV en niveaux de tension

inférieurs à 30 kV. Dès lors, le blocage du régleur en charge sera dans de nombreux cas installé par le GRT.

Ces exigences ne s'appliquent pas aux installations d'un réseau fermé de distribution raccordées à un réseau de transport. Elia n'en exclut cependant pas l'intégration dans un futur plan de protection.

1.8.4. Reconexion

[Art. 19 – 4 (a), Art. 19 – 4 (b), Art. 19 – 4 (c)]

En général, le GRT compétent n'autorise pas la reconnexion automatique ; une reconnexion manuelle après autorisation du Control Center d'Elia est en effet privilégiée. Dans des cas spécifiques, Elia pourrait autoriser une reconnexion automatique. Ces derniers seront fixés dans les contrats de raccordement pour les installations de consommation et les réseaux fermés de distribution raccordés à un réseau de transport, ainsi que dans les accords GRT-GRD pour les réseaux de distribution raccordés à un réseau de transport.

Les réglages des dispositifs de synchronisation sont spécifiques au site et doivent être convenus avec le propriétaire de l'installation de consommation raccordée à un réseau de transport ou le gestionnaire de réseau (fermé) de distribution raccordé à un réseau de transport.

En cas de déconnexion à distance d'une installation de consommation ou d'une installation d'un réseau (fermé) de distribution raccordée à un réseau de transport due à une pénurie, Elia exigera que la déconnexion soit réalisée dans un délai de 10 minutes. Toutefois, cette valeur sera confirmée lors de la phase de conception du raccordement, au cours du processus de raccordement.

1.9. Qualité de la tension [Art. 20]

Le niveau autorisé de distorsion ou de fluctuation de la tension du réseau au point de raccordement d'une installation de consommation raccordée à un réseau de transport ou d'un réseau (fermé) de distribution raccordé à un réseau de transport ne diffèrera pas du niveau mentionné à l'article 43 du Règlement technique fédéral.

1.10. Modèles de simulation [Art. 21]

1.10.1. Modèles ou informations équivalentes montrant le comportement en régime permanent et en régime dynamique [Art. 21 – 2, 21 – 3]

Elia n'exigera pas les modèles de simulation spécifiques mentionnés dans le NC DCC montrant le comportement en régime permanent et en régime dynamique des installations de consommation raccordées à un réseau de transport et des réseaux (fermés) de distribution raccordés à un réseau de transport.

Elia exigera toutefois les données spécifiques des installations de consommation raccordées à un réseau de transport et des réseaux fermés de distribution raccordés à un réseau de transport, telles que définies au cours du processus de raccordement. Les données requises sur les réseaux de distribution raccordés à un réseau de transport sont définies dans l'accord d'exploitation du GRT/GRD.

1.10.2. Enregistrements à comparer au modèle **[Art. 21 – 5]**

Elia n'exigera pas d'enregistrement spécifique des installations de consommation raccordées à un réseau de transport et des réseaux (fermés) de distribution raccordés à un réseau de transport tels que mentionnés dans le NC DCC dans le but de comparer la réponse du modèle avec ces enregistrements.

2. Raccordement des unités de consommation utilisées par une installation de consommation ou un réseau fermé de distribution pour fournir des services de participation active de la demande aux gestionnaires de réseau

2.1. Unités de consommation fournissant un réglage de la puissance active, un réglage de la puissance réactive et le traitement des contraintes de transit [Art. 28]

2.1.1. Définition d'une plage de fréquence étendue [Art. 28 – 2 (a)]

Les exigences en matière de fréquence définies à la section 1.1 s'appliquent également aux unités de consommation avec réglage de la puissance active par la participation active de la demande, réglage de la puissance réactive par la participation active de la demande ou traitement des contraintes de transit par la participation active de la demande ou réglage de la fréquence du réseau par la participation active de la demande, soit individuellement, soit, lorsqu'elles ne font pas partie d'une installation de consommation raccordée à un réseau de transport, collectivement dans le cadre de l'agrégation de la demande par un tiers.

2.1.2. Définition de la plage de tension en cas de raccordement à une tension inférieure à 110 kV [Art. 28 – 2 (c)]

La plage de tension opérationnelle normale au point de raccordement à une tension inférieure à 110 kV à laquelle une unité de consommation fournissant le réglage de la fréquence du réseau par la participation active de la demande doit être capable de fonctionner est égal à celle défini dans le paragraphe 1.2.3.

2.1.3. Délai pour modifier la consommation d'électricité [Art. 28 – 2 (f)]

Le délai dans lequel une unité de consommation avec participation active de la demande doit ajuster sa consommation d'électricité dépend du type de service de participation active de la demande offert. Ces délais sont définis dans les conditions générales (CG) de ces services. Comme ils ont tendance à évoluer au fil du temps, aucune valeur fixe ne peut être fournie.

2.1.4. Notification des modifications de la capacité de participation active de la demande [28 – 2 (i)]

Toute modification de la capacité de participation active de la demande doit faire l'objet d'une notification, conformément aux dispositions contractuelles des conditions générales (CG) de ce service.

2.1.5. Spécifications techniques pour permettre le transfert d'informations [Art. 28 – 2 (e), 28 – 2 (l)]

Les exigences techniques en matière de communication applicables au réglage de la puissance active ou réactive et aux services de traitement des contraintes de transit sont définies conformément aux dispositions contractuelles actuelles.

2.1.6. Définition de la valeur maximale de vitesse de variation de la fréquence [Art. 28 – 2 (k)]

L'exigence en matière de capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence (ROCOF) est alignée sur les exigences relatives aux installations de production d'électricité (article 13.1.(b) du RfG) définies en coordination avec les GRT de la zone synchrone de l'Europe continentale. Les documents d'orientation de mise en œuvre (Implementation Guidelines Documents, IGD) actuellement d'application publiés par ENTSO-E proposent un profil de vitesse minimale de variation de la fréquence à tenir de 2,0 Hz/s pendant 500 ms, comme le montre l'illustration 1.

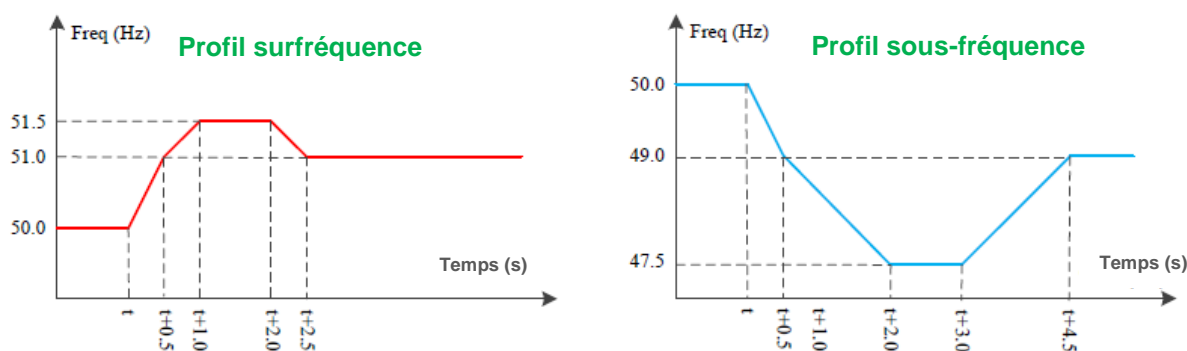


Illustration 1 Capacités de tenue en surfréquence et en sous-fréquence

2.2. Unités de consommation avec réglage de la fréquence du réseau par la participation active de la demande [Art. 29]

L'ensemble des exigences techniques liées à la fréquence est coordonné avec les GRT de la zone synchrone de l'Europe continentale. La mise en œuvre de l'article 29 du NC DCC couvre uniquement les capacités techniques des fonctions d'urgence LFSM-U et LFSM-O identifiées comme nécessaires et exigées par Elia. Les exigences techniques pertinentes en matière de service de réserve de rétention de fréquence sont définies conformément au cadre général du service de réserve de rétention de fréquence.

2.2.1. Définition d'une plage de fréquence étendue **[Art. 29 – 2 (a)]**

Cette exigence est définie conformément à l'art. 29 – 2(a) du NC DCC. Les plages de fréquence et la plage étendue définies à la section 1 s'appliquent également aux unités de consommation avec réglage de la puissance active par la participation active de la demande, réglage de la puissance réactive par la participation active de la demande ou traitement des contraintes de transit par la participation active de la demande ou réglage de la fréquence du réseau par la participation active de la demande, soit individuellement, soit, lorsqu'elles ne font pas partie d'une installation de consommation raccordée à un réseau de transport, collectivement dans le cadre de l'agrégation de la demande par un tiers.

2.2.2. Définition de la plage de tension en cas de raccordement à une tension inférieure à 110 kV **[Art. 29 – 2 (c)]**

La plage de tension opérationnelle normale au point de raccordement à une tension inférieure à 110 kV à laquelle une unité de consommation fournissant le réglage de la fréquence du réseau par la participation active de la demande doit être capable de fonctionner est égal à celle défini dans le paragraphe 1.2.3.

2.2.3. Définition de la bande morte autorisée autour de la fréquence **[Art. 29 – 2 (d)]**

L'exigence est aligné sur les documents d'orientation de mise en œuvre (Implementation Guidelines Documents, IGD) actuellement d'application publiés par ENTSO-E. Ceux-ci imposent, pour la zone synchrone de l'Europe continentale, une bande morte de fréquence maximale autorisée pour le réglage de la fréquence des systèmes d'urgence LFSM-U et LFSM-O de ± 200 MHz. Il en résulte donc un seuil de sous-fréquence de 49,8 Hz et un seuil de surfréquence de 50,2 Hz.

2.2.4. Variation maximale de la fréquence à laquelle apporter une réponse **[Art. 29 – 2 (e)]**

Le projet d'exigence actuel est aligné sur les documents d'orientation de mise en œuvre (Implementation Guidelines Documents, IGD) actuellement d'application publiés par ENTSO-e. Ceux-ci recommandent, pour la zone synchrone de l'Europe continentale, une variation maximale de la fréquence de respectivement – 49 Hz et 51,5 Hz pour fournir une réponse pour le réglage de la fréquence des systèmes d'urgence LFSM-U et LFSM-O.

2.2.5. Définition de la détection et du traitement rapide des variations de fréquence du réseau [Art. 29 – 2 (g)]

Le projet d'exigence actuel propose les paramètres suivants pour la détection et le traitement rapide des variations de fréquence du réseau en mode LFSM-U et LFSM-O. Ceux-ci sont définis comme suit :

- Réponse linéaire proportionnelle : celle-ci doit être réalisée suite à un statisme du réglage de la fréquence du réseau par la participation active de la demande : $S_{DRSFC} = \left(\frac{\Delta f}{f_n}\right) / \left(\frac{-\Delta P_{DR}}{P_{ref}}\right)$. Le statisme équivalent d'une réponse globale agrégé de plusieurs unités devrait être réglable pour fournir un statisme équivalent entre 2 % et 12 %.

2.3. Unités de consommation avec réglage très rapide de la puissance active par la participation active de la demande [Art. 30]

Aucune exigence minimale en matière de contribution à l'inertie n'est spécifiée. Pour le moment, ce point ne sera donc pas considéré comme nécessaire au sein de la zone synchrone.

RÉFÉRENCES

- [1] « Code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation » ou « NC/CR DCC » : 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, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=FR>
- [2] « Code de réseau sur les exigences relatives aux installations de production d'électricité » ou « NC/CR 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=FR>
- [3] « Code de réseau relatif au courant continu à haute tension » ou « NC/CR HVDC » : Règlement (UE) 2016/1447 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 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1447&from=FR>
- [4] Règlement technique fédéral -19 DÉCEMBRE 2002. - Koninklijk besluit hildende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en toegang ertoe, Arrêté royal établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, <http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/grid-codes/Technisch%20reglement%20Federaal%202002.pdf>
- [5] Présentation du FOD/SPF Energy dans le WG Belgian Grid (en néerlandais) : http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170307%20WG%20Belgian%20Grid/FOD_Vision-for_FederalGridCode.pdf
- [6] Document d'orientation du ENTSO-E pour la mise en œuvre nationale des codes de réseau relatifs au raccordement au réseau :Parameters of Non-exhaustive requirements, 16 novembre 2016 : https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/161116_IGD_General%20guidance%20on%20parameters_for%20publication.pdf
- [7] Document d'orientation du ENTSO-E pour la mise en œuvre nationale des codes de réseau relatifs au raccordement au réseau :Parameters related to voltage issues, 16 novembre 2016 : https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/161116_IGD_Parameters%20related%20to%20voltage%20issues_for%20publication.pdf
- [8] Document d'orientation interne du ENTSO-E pour la mise en œuvre nationale des codes de réseau relatifs au raccordement au réseau :FREQUENTLY ASKED QUESTIONS - FAQ 1 - *What is the goal of the requirement on operating time of the LFDD schemes in the NC DCC?How should Article 19.1.c.(2) be understood?*
- [9] CIGRE:WG 33.10, Temporary Overvoltages:Withstand Characteristics of Extra High Voltage Equipment, Electra No.179 August 1998, pp. 39-45

ANNEXE - LISTE DES ARTICLES NON EXHAUSTIFS RELATIFS AU NC DCC

Cette liste est extraite du document d'orientation du ENTSO-E pour la mise en œuvre nationale des codes de réseau relatifs au raccordement au réseau :Parameters of Non-exhaustive requirements [6]

Table 2 – DCC Non-Exhaustive Requirements

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of Proposal	Proposer	
FREQUENCY ISSUES	FREQUENCY RANGES		12.1	Transmission Connected Demand Facility (DF) and DSO	Time period for operation in the frequency ranges Continental Europe 47.5 - 48.5 Hz and 48.5 - 49 Hz Nordic :48.5 - 49 Hz GB :48.5 - 49 Hz Ireland :48.5 - 49 Hz Baltic : 47.5 - 48.5 Hz and 48.5 - 49 Hz and 51 - 51,5 Hz	Value - CNC national implementation	TSO	
		X	12.2	Transmission Connected DF and DSO	Agreement on wider frequency ranges, longer minimum times for operation	Value - in due time for plant design	agreement between the DSO, Transmission Connected Demand Facility (TCDF) and the TSO	
		X	29.2 (a)	DF and Closed Distribution System (CDS) offering Demand Response (DR)	definition of a extended frequency range	Value - CNC national implementation	agreement between TSO and TC DSO or TC DF	
	DEMAND RESPONSE SFC		X	29.2 (c)	Demand Unit (DU) offering DR	for DU connected below 110 kV: definition of the normal operating range	Value - CNC national implementation	RSO
			X	29.2 (c)	DU offering DR	definition of the allowed frequency dead band	Value - CNC national implementation	TSO, in consultation with the TSO of the synchronous area
			X	29.2 (e)	DU offering DR	definition of the frequency range for DR System Frequency Control (SFC) and definition of the maximum frequency deviation to respond	Value - CNC national implementation	TSO, in consultation with the TSO of the synchronous area
			X	21.2 (g)	DU offering DR	definition of the rapid detection and response to frequency system changes	CNC national implementation	TSO, in consultation with the TSO of the synchronous area
	ISSUES VOLTAGE	VOLTAGE RANGES		13.1 and ANNEX II	Transmission Connected DF and Transmission connected DSO above 110kV	For Continental Europe time period for operation in the voltage range 1,118 pu-1,15 pu for facilities connected between 110kV and 300 kV	Value - CNC national implementation	TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of Proposal	Proposer
		X	13.4	Transmission Connected DF and Transmission connected DSO above 110kV	For Spain time period for operation in the voltage range 1,05 pu-1,0875 pu for facilities connected between 300kV and 400 kV may be specified as unlimited	Value - CNC national implementation	TSO
		X	13.5	Transmission Connected DF and Transmission connected DSO above 110kV	For Baltic voltage ranges and time period for operation may be specified in line with continental Europe for facilities connected for 400 kV	Value - CNC national implementation	TSO
	AUTOMATIC DISCONNECTION DUE TO VOLTAGE LEVEL		13.6	Transmission Connected DF and Transmission connected DSO	Voltage criteria and technical parameters at the connection point for automatic disconnection	Value - in due time for plant design	agreement between TCDF or TCDSO and the TSO
	REACTIVE POWER CAPABILITY FOR TRANSMISSION CONNECTED DEMAND FACILITY AND TRANSMISSION CONNECTED DISTRIBUTION SYSTEM		15.1 (a)	Transmission Connected DF	definition of the actual reactive power range for DF without onsite generation	Value - in due time for plant design	TSO
			15.1 (b)	Transmission Connected DSO	definition of the actual reactive power range for DF with onsite generation	Value - in due time for plant design	TSO
	REACTIVE POWER CAPABILITY FOR TRANSMISSION CONNECTED DISTRIBUTION SYSTEM		15.1 (c)	Transmission Connected DSO	Definition of the scope of the analysis to find the optimal solution for reactive power	At connection application	agreement between TSO and TC DSO
		X	15.1 (d)	Transmission Connected DF and DSO	Define other metrics than power factor	Value - CNC national implementation	TSO
		X	15.1 (e)	Transmission connected DF and Transmission connected DSO	use of other metrics	Value - CNC national implementation	TSO
	DEMAND RESPONSE APC, RPC and TRANSMISSION CONSTRAINT MANAGEMENT (TCM)	X	28.2 (a)	DF and CDS offering DR	definition of a extended frequency range	Value - in due time for plant design	agreement between TSO and TC DSO or TC DF
		X	28.2 (c)	DF and CDS offering DR	for DF or CDS connected below 110 kV: definition of the normal operating range	Value - CNC national implementation	RSO
		X	20.2 € (I)	DF and CDS offering DR	technical specifications to enable the transfer of information for DR LFDD and Low Voltage Demand Disconnection (LVDD), for DR Active Power Control (APC) and DR Reactive Power Control	Value - CNC national implementation	RSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of Proposal	Proposer
		X	20.2 (f), (j)	DF and CDS offering DR	definition of the time period to adjust the power consumption	Value - CNC national implementation	TSO
		X	20.2 (i)	DF and CDS offering DR	definition of the modalities of notification in case of a modification of the DR capability	Value - CNC national implementation	RSO or TSO
		X	20.2 (o)	DF and CDS offering DR	definition of the ROCOF maximum value	Value - CNC national implementation	TSO
	POWER QUALITY		20	Transmission connected DF and Transmission connected DSO	allocated level of voltage distortion	Principle - CNC national implementation Value - in due time for plant design	TSO
SYSTEM RESTORATION	SHORT CIRCUIT REQUIREMENTS		14.1	Transmission Connected DF and Transmission connected DSO	maximum short-circuit current at the connection point to be withstood	Value - CNC national implementation	TSO
			14.3		unplanned events: threshold of the maximum short circuit current inducing an information from the TSO in case of a change above this threshold	Value – In due time for or post plant design	TCDF or TCDSO
			14.5		planned events: threshold of the maximum short circuit current inducing an information from the TSO in case of a change above this threshold	Value – In due time for or post plant design	TCDF or TCDSO
			14.8		unplanned events: threshold of the maximum short circuit current inducing an information from the TC DF or TC DSO in case of a change above this threshold	Value – In due time for or post plant design	TSO
			14.9		planned events: threshold of the maximum short circuit current inducing an information from the TC DF or TC DSO in case of a change above this threshold	Value – In due time for or post plant design	TSO
	DEMAND DISCONNECTION FOR SYSTEM DEFENSE		19.1	Transmission connected DF and Transmission connected DSO	Definition the capabilities of Low Frequency Demand Disconnection (LFDD) scheme	Principle - CNC national implementation Capability - in due time for plant design	TSO
			19.2 (a)	Transmission connected DSO	Definition of the LVDD scheme	Principle - CNC national implementation Value - in due time for plant design	TSO, in coordination with the TC DSO
			19.2 (b)	Transmission connected DF	Definition of the LVDD scheme	Principle - CNC national implementation Value - in due time for plant	TSO, in coordination with the TC DFO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of Proposal	Proposer
						design	
		X	19.3(b)	Transmission connected DSO	Definition of the automatic on load tap changer blocking scheme	Principle - CNC national implementation Value - in due time for plant design	TSO
			19.4 (a)	Transmission connected DF and Transmission connected DSO	Definition of the conditions for reconnection after a disconnection	CNC national implementation	TSO
			19.4 (b)	Transmission connected DF and Transmission connected DSO	Settings of the synchronisation devices (including frequency, voltage, phase angle range and deviation of voltage and frequency)	Value - in due time for plant design and to be reselected as appropriate	agreement between TSO and TC DSO or TC DF
		X	19.4 (c)	Transmission connected DF and Transmission connected DSO	definition of the automated disconnection equipment time for remote disconnection	Value - in due time for plant design	TSO
INSTRUMENTATION SIMULATION MODELS AND PROTECTION	ELECTRICAL PROTECTION SCHEMES AND SETTINGS		16.1	Transmission connected DF and Transmission connected DSO	protection schemes and settings	Protection schemes: in due time for plant design Settings: Values - before plant commissioning and to be reselected as appropriate	agreement between TSO and TC DSO or TC DF
	CONTROL REQUIREMENTS		17.1	Transmission connected DF and Transmission connected DSO	schemes and settings of the control devices	Control schemes: in due time for plant design Settings: Values - before plant commissioning and to be reselected as appropriate	agreement between TSO and TC DSO or TC DF
	INFORMATION EXCHANGES		18.1	Transmission connected DF and Transmission connected DSO	definition of the standards to exchange information and time stamping	Value - CNC national implementation	TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of Proposal	Proposer
			18.2	Transmission connected DF and Transmission connected DSO	definition of the standards to exchange information and time stamping	Value - CNC national implementation	TSO
			18.3	Transmission connected DF and Transmission connected DSO	Make information exchange standards publically available	Value - CNC national implementation	TSO
	SIMULATION MODELS	X	21.3	Transmission connected DF, distribution systems and DF above 1000V providing DR	Content and format of the simulation models or equivalent information	Value - CNC national implementation	TSO
		X	21.5	Transmission connected DF, distribution systems and DF above 1000V providing DR	Definition of the requirements for the recordings to be compared with the response of the model.	Value - in due time for plant design	RSO or TSO