



PROPOSITION RELATIVE AUX EXIGENCES D'APPLICATION GÉNÉRALE DU NC HVDC

Proposition du GRT en vertu de l'Art. 5(4) du NC RfG

17 mai 2018

TABLE DES MATIERES

Table des matières	2
Introduction	6
1. Champ d'application	8
2. TITRE II : Exigences générales applicables aux raccordements en HVDC 9	
2.1. Chapitre 1 : Exigences applicables au réglage de la puissance active et au maintien de la fréquence	9
2.1.1. Article 11 : Plages de fréquences	9
2.1.1.1. Plages de fréquence §11.1	9
2.1.1.2. Plages de fréquence plus larges §11.2	9
2.1.1.3. Déconnexion automatique §11.3	9
2.1.1.4. Réduction maximale admissible de fourniture de puissance active §11.4	9
2.1.2. Article 13 : Capacité de réglage, plage de régulation et valeur de la rampe	9
2.1.2.1. Capacité de réglage de la puissance active §13.1(a)i	9
2.1.2.2. Capacité de réglage de la puissance active §13.1(a)ii	10
2.1.2.3. Capacité de réglage de la puissance active §13.1(a)iii	10
2.1.2.4. Capacité de réglage de la puissance active §13.1(b)	10
2.1.2.5. Inversion rapide de puissance active §13.1(c)	10
2.1.2.6. Actions correctives automatiques §13.3	10
2.1.3. Article 14 : Inertie synthétique	10
2.1.3.1. Inertie synthétique §14.1	10
2.1.3.2. Inertie synthétique §14.2	11
2.1.4. Annexe II : Exigences applicables aux modes FSM (frequency sensitive mode), LFSM-O (limited frequency sensitive mode overfrequency) et LFSM-U (limited frequency sensitive mode underfrequency)	11
2.1.4.1. Mode de sensibilité à la fréquence Annexe II A1 (a)	11
2.1.4.2. Mode de sensibilité à la fréquence Annexe II A1(d)(ii)	11
2.1.4.3. LFSM-O Annexe II B1(c)	11
2.1.4.4. LFSM-O Annexe II B2	11
2.1.4.5. LFSM-U Annexe II C1(c)	11
2.1.4.6. LFSM-U Annexe II C2	11
2.1.5. Article 16 : Réglage de la fréquence	11
2.1.5.1. Mode de réglage de la fréquence §16.1	11
2.1.5.2. Mode de réglage de la fréquence §16.2	11
2.1.6. Article 17 : Perte maximale de puissance active	12
2.1.6.1. Perte maximale de puissance active §17.1	12
2.2. Chapitre 2 : Exigences applicables au réglage de la puissance réactive et au maintien de la tension	12
2.2.1. Article 18 : Plages de tension	12
2.2.1.1. Plages de tension Annexe III Tableau 4	12
2.2.1.2. Plages de tension Annexe III Tableau 5	12
2.2.1.3. Accord concernant des plages de tension plus larges ou des durées minimales plus longues §18.2	12
2.2.1.4. Déconnexion automatique §18.3	12
2.2.1.5. Plages de tension §18.4	12
2.2.2. Article 19 : Contribution au courant de court-circuit en cas de défaut	13
2.2.2.1. Contribution au courant de court-circuit en cas de défaut §19.2(a)	13
2.2.2.2. Contribution au courant de court-circuit en cas de défaut §19.2(b)	13
2.2.2.3. Contribution au courant de court-circuit en cas de défaut §19.2(c)	13
2.2.2.4. Contribution au courant de court-circuit en cas de défaut §19.3	13
2.2.3. Article 20 : Capacité en puissance réactive	13
2.2.3.1. Capacité en puissance réactive §20.1	13

2.2.3.2.	Capacité en puissance réactive §20.3.....	13
2.2.4.	Article 21 : Puissance réactive échangée avec le réseau	13
2.2.4.1.	Puissance réactive échangée avec le réseau §21.2	13
2.2.5.	Article 22 : Mode de réglage de la puissance réactive	13
2.2.5.1.	Modes de réglage §22.1	13
2.2.5.2.	Autres modes de réglage §22.2.....	13
2.2.5.3.	Réglage de la tension §22.3(b).....	14
2.2.5.4.	Echelon de tension §22.3(c)(i)	14
2.2.5.5.	Echelon de tension §22.3(c)(ii)	14
2.2.5.6.	Réglage de la tension §22.3(d).....	14
2.2.5.7.	Réglage de la puissance réactive §22.4.....	14
2.2.5.8.	Réglage du facteur de puissance §22.5	14
2.2.5.9.	Sélection à distance des modes de réglage §22.6.....	14
2.2.6.	Article 23 : Priorité à la contribution en puissance active ou réactive	14
2.2.6.1.	Priorité à la contribution en puissance active ou réactive §23.....	14
2.2.7.	Article 24 : Qualité de la tension	15
2.2.7.1.	Qualité de la tension §24	15
2.3.	Chapitre 3 : Exigences en matière de tenue aux creux de tension	15
2.3.1.	Article 25 : Tenue aux creux de tension.....	15
2.3.1.1.	Tenue aux creux de tension §25.1	15
2.3.1.2.	Tenue aux creux de tension §25.2	15
2.3.1.3.	Tenue aux creux de tension §25.4	15
2.3.1.4.	Tenue aux creux de tension §25.5	15
2.3.1.5.	Tenue aux creux de tension §25.6	15
2.3.2.	Article 26 : Rétablissement de la puissance active après défaut.....	16
2.3.2.1.	Rétablissement de la puissance active après défaut §26	16
2.4.	Chapitre 4 : Exigences en matière de contrôle-commande	16
2.4.1.	Article 28 : Mise sous tension et synchronisation des stations de conversion HVDC 16	
2.4.1.1.	Mise sous tension et synchronisation des stations de conversion HVDC §28.....	16
2.4.2.	Article 29 : Interaction entre les systèmes HVDC ou d'autres installations et équipements	16
2.4.2.1.	Interaction entre les systèmes HVDC ou d'autres installations et équipements §29.2	16
2.4.2.2.	Interaction entre les systèmes HVDC ou d'autres installations et équipements §29.7	16
2.4.3.	Article 30 : Capacité d'amortissement des oscillations de puissance	17
2.4.3.1.	Capacité d'amortissement des oscillations de puissance §30.....	17
2.4.4.	Article 31 : Capacité d'amortissement des oscillations de torsion hyposynchrones	17
2.4.4.1.	Capacité d'amortissement des oscillations de torsion hyposynchrones §31.2.....	17
2.4.4.2.	Capacité d'amortissement des oscillations de torsion hyposynchrones §31.3.....	17
2.4.5.	Article 32 : Caractéristiques du réseau	17
2.4.5.1.	Caractéristiques du réseau §32.1	17
2.4.6.	Article 33 : Robustesse des systèmes HVDC	17
2.4.6.1.	Robustesse des systèmes HVDC §33.1.....	17
2.4.6.2.	Caractéristiques du réseau §32.2	17
2.5.	Chapitre 5 : Exigences applicables aux dispositifs de protection et aux réglages correspondants	17
2.5.1.	Article 34 : Mécanismes de protection électrique et réglages correspondants	17
2.5.1.1.	Mécanismes de protection électrique et réglages correspondants §34.1	17
2.5.1.2.	Mécanismes de protection électrique et réglages correspondants §34.3	18
2.5.2.	Article 35 : Ordre de priorité de la protection et du contrôle-commande.....	18
2.5.2.1.	Ordre de priorité de la protection et du contrôle-commande §35.1	18
2.5.2.2.	Ordre de priorité de la protection et du contrôle-commande §35.2	18
2.5.3.	Article 36 : Modifications des systèmes de protection et de contrôle-commande et des réglages correspondants	18

2.5.3.1. Modifications des systèmes de protection et de contrôle-commande et des réglages correspondants §36.1.....	18
2.5.3.2. Modifications des systèmes de protection et de contrôle-commande et des réglages correspondants §36.2.....	18
2.5.3.3. Modifications des systèmes de protection et de contrôle-commande et des réglages correspondants §36.3.....	18
2.6. Chapitre 6 : Exigences en matière de reconstitution du réseau électrique	19
2.6.1. Article 37 : Démarrage autonome (black-start)	19
2.6.1.1. Démarrage autonome (black-start) §37.1	19
2.6.1.2. Démarrage autonome (black-start) §37.2	19
2.6.1.3. Démarrage autonome (black-start) §37.3	19
3. TITRE III : Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et aux stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée	20
3.1. Chapitre 1 : Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu	20
3.1.1. Article 39 : Exigences de stabilité en fréquence.....	20
3.1.1.1. Exigences de stabilité en fréquence §39.1	20
3.1.1.2. Plages de fréquences §39.2 (a).....	20
3.1.1.3. Plages de fréquences plus larges §39.2 (b)	20
3.1.1.4. Déconnexion automatique §39.2(c)	20
3.1.1.5. LFSM-O §39.4	20
3.1.1.6. Puissance constante §39.5.....	20
3.1.1.7. Capacité de réglage de la puissance active §39.6	20
3.1.1.8. LFSM-U §39.7	20
3.1.1.9. FSM dans le cas de la réponse à un signal rapide §39.8.....	20
3.1.1.10. Restauration de fréquence §39.9	21
3.1.1.11. Fréquences autres que 50 Hz §39.10	21
3.1.2. Article 40 : Exigences en matière de puissance réactive et de tension	21
3.1.2.1. Plages de tension Annexe VII Tableaux 9 et 10.....	21
3.1.2.2. Accord concernant des plages de tension plus larges ou des durées minimales plus longues §40.1(b).....	21
3.1.2.3. Déconnexion automatique §40.1(c).....	21
3.1.2.4. Plages de tension pour les autres tensions alternatives §40.1(d)	21
3.1.2.5. Fréquence nominale autre que 50Hz§40.1(e).....	21
3.1.2.6. Capacité en puissance réactive §40.2(b)(i)	21
3.1.2.7. Capacité en puissance réactive §40.2(b)(ii)	21
3.1.2.8. Priorité à la contribution en puissance active ou réactive §40.3.....	21
3.1.3. Article 41 : Exigences en matière de contrôle-commande	21
3.1.3.1. Synchronisation §41.1	21
3.1.3.2. Signaux de sortie §41.2	22
3.1.4. Article 42 : Caractéristiques du réseau	22
3.1.4.1. Méthode concernant les conditions avant et après défaut §42 (a)	22
3.1.4.2. Représentations équivalentes du réseau §42(c)	22
3.1.5. Article 43 : Exigences en matière de protection	22
3.1.5.1. Mécanismes de protection électrique §43.1	22
3.1.6. Article 44 : Qualité de la tension	22
3.1.6.1. Qualité de la tension §44	22
3.2. Chapitre 2 : Exigences applicables aux postes de conversion HVDC à l'extrémité isolée.....	22
3.2.1. Article 47 : Exigences de stabilité en fréquence.....	22
3.2.1.1. Plages de fréquence §47.1	22
3.2.1.2. Réponse en fréquence §47.2.....	22
3.2.2. Article 48 : Exigences en matière de puissance réactive et de tension	22
3.2.2.1. Puissance réactive et plages de tension Annexe VIII Tableaux 12 et 13.....	22

3.2.2.2. Accord concernant des plages de tension plus larges ou des durées minimales plus longues §48.1(b).....	22
3.2.2.3. Plages de tension pour les autres tensions alternatives §48.1(c)	23
3.2.2.4. Fourniture en puissance réactive §48.2 (a)	23
3.2.2.5. UQ/Pmax - diagramme §48.2(a).....	23
3.2.3. Article 50 : Qualité de la tension	23
3.2.3.1. Qualité de la tension §44	23
4. TITRE IV : Échange d'informations et coordination	24
4.1.1. Article 51 : Exploitation des systèmes HVDC.....	24
4.1.1.1. Exploitation des systèmes HVDC §51.1	24
4.1.1.2. Exploitation des systèmes HVDC §51.4	24
4.1.2. Article 52 : Paramètres et réglages.....	24
4.1.3. Article 53 : Enregistrement et surveillance des défauts.....	24
4.1.3.1. Enregistrement et surveillance des défauts §53.2 à 53.5.....	24
4.1.4. Article 54 : Modèles de simulation	24
4.1.4.1. Modèles de simulation §54.1	24
5. Références.....	25
6. Annexe - Liste des articles non exhaustifs relatifs au HVDC.....	26

INTRODUCTION

Champ d'application du document

L'article 5(4), du NC HVDC [1] stipule que dans les deux ans à compter de l'entrée en vigueur du NC HVDC, soit le 28 septembre 2018, le gestionnaire de réseau ou le GRT compétent doit soumettre pour approbation à l'entité compétente une proposition relative aux exigences d'application générale (ou la méthodologie utilisée pour les calculer ou les établir). Les deux autres codes de réseau de raccordement contiennent une exigence similaire, notamment à l'article 7(4) du NC RfG [2] et l'article 6(4) du NC DCC [3]).

Ce document a pour objectif de synthétiser la proposition technique du GRT concernant la mise en œuvre belge des exigences non exhaustives énoncées dans le NC HVDC. Ce document constitue la version finale de proposition relative aux exigences d'application générale (ci-après dénommées « exigences générales »), conformément à l'article 5(4) du NC HVDC.

Le 17 mai 2018, Elia soumettra à l'autorité compétente les propositions relatives aux exigences générales des NC RfG mais également pour les NC DCC et NC HVDC (car il s'agit de la date limite de soumission des exigences générales du NC RfG et la décision a été prise de soumettre les exigences générales des trois codes en même temps) ainsi que la proposition (en *track changes*) de Règlement technique fédéral modifié [4] (et une proposition formelle relative aux seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité de types B, C et D). Du 15 mars au 16/23 avril 2018, Elia a organisée 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 doit être considéré comme un document technique non contraignant juridiquement, axé sur la clarification de différentes exigences techniques générales qui seront reflétées dans les différents règlements techniques, contrats, termes et conditions, documents réglementaires et/ou prescriptions techniques.

Ce document suit la même logique que celle du NC HVDC : la proposition est organisée par sujet technique et par catégorie. En tant que tel, le NC HVDC fournit des exigences applicables aux raccordements des systèmes HVDC, des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et des stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée.

Le champ d'application de ce document contient en particulier, mais sans s'y limiter, la proposition de mise en œuvre des exigences non exhaustives du NC HVDC. 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 des autres NC de raccordement ou d'autres exigences nationales/régionales spécifiques à titre informatif uniquement, mais ne les couvre certainement pas toutes. En outre, certaines exigences non exhaustives prévues dans le NC HVDC sont spécifiques à un site (et non générales). Ce document fait également référence à ces exigences spécifiques à un site. Certaines exigences spécifiques à un site nécessitent un accord entre le gestionnaire de réseau

compétent, le GRT et le propriétaire de l'unité concernée. Dans ce cas, l'article 5(5), du NC HVDC s'applique. Celui-ci prévoit que les parties concernées s'efforcent alors de trouver un accord dans un délai de six mois après la soumission d'une première proposition par l'une des parties aux autres. Des exigences spécifiques à un site peuvent, par exemple, être reprises dans un contrat de raccordement.

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 du ENTSO-e intitulé « Parameter of Non-exhaustive requirements » [6]. Ce document mentionne non seulement les paramètres à définir par sujet, mais aussi parfois quel article de chaque NC de raccordement doit être considéré comme non exhaustif et qui doit être considéré comme gestionnaire de réseau compétent pour définir une proposition de mise en œuvre. En théorie, tant le GRT que les GR(F)D peuvent être considérés comme des « gestionnaires de réseau compétents », en fonction de l'exigence. Dans la pratique, en Belgique, les systèmes HVDC seront toutefois actuellement raccordés au réseau du GRT. Par conséquent, les références faites au gestionnaire de réseau compétent dans ce document (ou dans le NC HVDC) concerneront, dans la situation actuelle, le GRT, à savoir Elia.

Connaissances actuelles en matière de HVDC et traduction de ces connaissances en exigences générales ou spécifiques à un site

Les connaissances actuelles en matière de HVDC sont limitées :

- Convertisseurs HVDC VSC : encore expérimentaux (expérience opérationnelle européenne limitée) ;
- Encore aucune expérience opérationnelle chez Elia (NEMO : début prévu en 2019) ;
- Les recherches universitaires et industrielles portant sur les interactions CC-CA (DC-AC) en sont encore à un stade précoce ;
- Les propositions actuelles ne peuvent exclure les opportunités futures ;
- Tendance internationale à spécifier le moins possible et à acquérir de l'expérience.

Cela explique pourquoi le NC HVDC prévoit beaucoup d'exigences spécifiques au site.

1. Champ d'application

Pour le champ d'application des exigences de ce document, veuillez-vous référer à l'article 3 du NC HVDC.

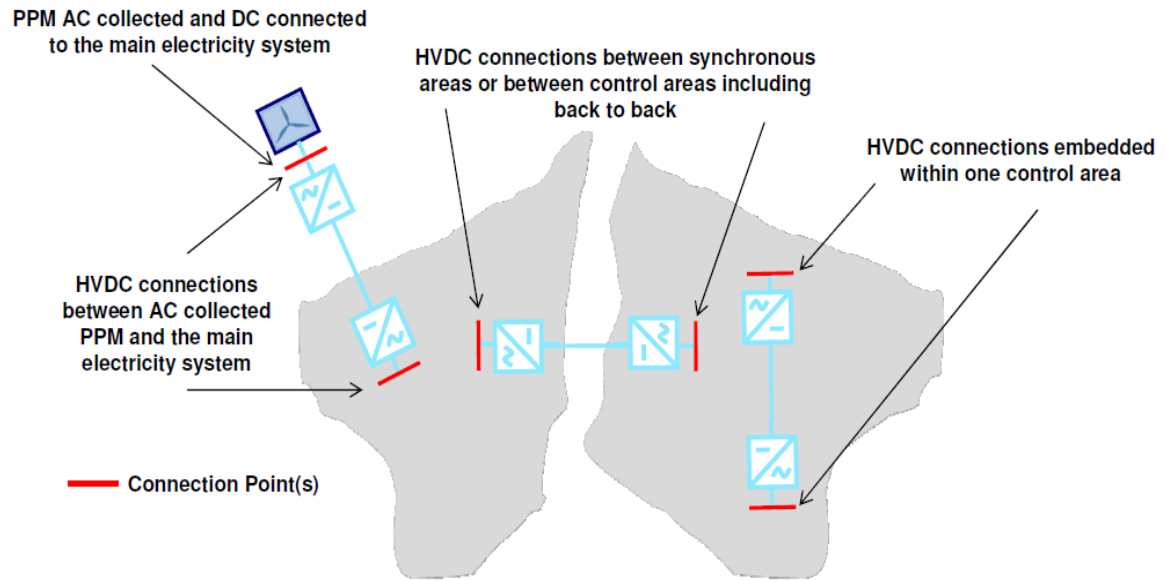


Illustration 1 - Les différentes applications HVDC telles que définies dans le champ d'application.

2. TITRE II : Exigences générales applicables aux raccordements en HVDC

2.1. Chapitre 1 : Exigences applicables au réglage de la puissance active et au maintien de la fréquence

2.1.1. Article 11 : Plages de fréquences

2.1.1.1. Plages de fréquence §11.1

Un système HVDC doit être capable de rester connecté au réseau et de fonctionner dans les plages de fréquence et les durées suivantes

- Dans la plage de 47,0 Hz à 47,5 Hz pendant 60 secondes
- Dans la plage de 47,5 Hz à 48,5 Hz pendant une durée illimitée
- Dans la plage de 48,5 Hz à 49,0 Hz pendant une durée illimitée
- Dans la plage de 49,0 Hz à 51,0 Hz pendant une durée illimitée
- Dans la plage de 51,0 Hz à 51,5 Hz pendant une durée illimitée
- Dans la plage de 51,5 Hz à 52,0 Hz pendant 30 minutes

2.1.1.2. Plages de fréquence plus larges §11.2

La définition de plages de fréquences plus larges et de durées minimales de fonctionnement plus longues est spécifique au site. Elle peut être convenue entre le GRT et le propriétaire du système HVDC au cas par cas.

2.1.1.3. Déconnexion automatique §11.3

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.1.1.4. Réduction maximale admissible de fourniture de puissance active §11.4

En cas de limitation technique, pour les cas où la fréquence de système en courant alternatif descend en-dessous de 49 Hz, la réduction maximale admissible de fourniture de puissance active à partir de son point de fonctionnement ne doit pas aller au-delà de 2 %/Hz.

2.1.2. Article 13 : Capacité de réglage, plage de régulation et valeur de la rampe

2.1.2.1. Capacité de réglage de la puissance active §13.1(a)i

La définition de l'amplitude maximale et minimale du pas de la variation de puissance pour l'ajustement de la puissance active transmise est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.1.2.2. Capacité de réglage de la puissance active §13.1(a)ii

La définition d'une puissance active minimale dans chaque sens, en dessous de laquelle la capacité de transmission de la puissance active n'est pas requise; est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.1.2.3. Capacité de réglage de la puissance active §13.1(a)iii

La définition du délai maximal dans lequel le système HVDC est capable d'ajuster la puissance active transmise est spécifique au site. Elle doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.1.2.4. Capacité de réglage de la puissance active §13.1(b)

Les modalités selon lesquelles un système HVDC doit être capable de modifier la puissance active transmise en cas de perturbation dans l'un ou plusieurs des réseaux en courant alternatif auxquels il est raccordé sont spécifiques au site et seront spécifiées au cas par cas par le GRT. Si le délai initial préalable au début de la modification est supérieur à 10 ms après la réception du signal de commande transmis par le GRT compétent, le propriétaire du système HVDC en communique une justification raisonnable au GRT compétent.

2.1.2.5. Inversion rapide de puissance active §13.1(c)

Les systèmes HVDC doivent être capables d'inverser rapidement la puissance active. L'inversion rapide de puissance active est exécutée aussi rapidement que techniquement possible, mais en moins de 2 secondes.

2.1.2.6. Actions correctives automatiques §13.3

Les fonctions de régulation d'un système HVDC doivent être capables d'appliquer des actions correctives automatiques, notamment, mais pas seulement, l'arrêt de la rampe et le blocage des modes FSM, LFSM-O et LFSM-U et du réglage de la fréquence.

Les incidents impliquant une perte de production ou de charge peuvent nécessiter un réglage de la puissance d'urgence (« *Emergency Power Control* » ou « *EPC* »), c'est-à-dire une réduction ou une augmentation automatique du transfert de puissance, y compris une éventuelle inversion de puissance. Le propriétaire du système doit concevoir et fournir un système de réglage de retour (baisse de puissance active) et de support (montée en puissance active) qui doit pouvoir activer, dans chaque poste, jusqu'à 10 cas de retour préprogrammés distincts et jusqu'à 10 cas de support par des signaux externes, chacun avec un réglage prédéfini pour l'échange de puissance active [MW], et le taux de rampe de puissance [MW/s] pour le changement du réglage du point de consigne de puissance actuel à celui demandé. Le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT doit être en mesure de déclencher l'un des 10 systèmes de support et des 10 systèmes de retour à tout instant.

Les critères de déclenchement et de blocage sont spécifiques au site et seront spécifiés par le GRT au cas par cas après notification à la CREG.

2.1.3. Article 14 : Inertie synthétique

2.1.3.1. Inertie synthétique §14.1

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.1.3.2. Inertie synthétique §14.2

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.1.4. Annexe II : Exigences applicables aux modes FSM (frequency sensitive mode), LFSM-O (limited frequency sensitive mode overfrequency) et LFSM-U (limited frequency sensitive mode underfrequency)

2.1.4.1. Mode de sensibilité à la fréquence Annexe II A1 (a)

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée par le GRT au cas par cas, après notification à la CREG.

2.1.4.2. Mode de sensibilité à la fréquence Annexe II A1(d)(ii)

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée par le GRT au cas par cas, après notification à la CREG.

2.1.4.3. LFSM-O Annexe II B1(c)

En ce qui concerne le mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O), le système HVDC doit être capable d'ajuster la réponse en puissance active aussi rapidement que techniquement possible, avec un retard initial aussi court que possible et une durée d'activation complète de 2 secondes. Ceci doit faire l'objet d'une notification à la CREG.

2.1.4.4. LFSM-O Annexe II B2

Le seuil de fréquence visé au point (a) du paragraphe 1 est réglable entre 50,2 Hz et 50,5 Hz et la valeur de statisme minimum correspond à 0,1 % (la valeur exacte sera définie dans le contrat de raccordement). Ceci doit faire l'objet d'une notification à la CREG.

2.1.4.5. LFSM-U Annexe II C1(c)

Le retard initial représente la durée la plus courte dans les limites techniquement réalisables accompagnée de la possibilité de mettre en œuvre un retard réglable supplémentaire pour atteindre l'activation complète en 2 secondes. Ceci doit faire l'objet d'une notification à la CREG.

2.1.4.6. LFSM-U Annexe II C2

Le seuil de fréquence visé au point (a) du paragraphe 1 est réglable entre 49,8 Hz et 49,5 Hz et la valeur de statisme minimale correspond à 0,1 % (la valeur exacte sera définie dans le contrat de raccordement). Ceci doit faire l'objet d'une notification à la CREG.

2.1.5. Article 16 : Réglage de la fréquence

2.1.5.1. Mode de réglage de la fréquence §16.1

Cette exigence est spécifique au site et peut être spécifiée au cas par cas par le GRT.

2.1.5.2. Mode de réglage de la fréquence §16.2

Le principe de fonctionnement, les paramètres de performance associés et les critères d'activation du réglage de la fréquence sont spécifiques au site et doivent être spécifiés au cas par cas par le GRT.

2.1.6. Article 17 : Perte maximale de puissance active

2.1.6.1. Perte maximale de puissance active §17.1

Cette exigence est spécifique au site et peut être spécifiée au cas par cas par le GRT.

2.2. Chapitre 2 : Exigences applicables au réglage de la puissance réactive et au maintien de la tension

2.2.1. Article 18 : Plages de tension

2.2.1.1. Plages de tension Annexe III Tableau 4

Les systèmes HVDC raccordés entre 110 kV et 300 kV doivent rester connectés, pour les tensions comprises entre 1,118 pu - 1,15 pu, pendant au moins 10 heures.

2.2.1.2. Plages de tension Annexe III Tableau 5

Les systèmes HVDC raccordés entre 300 kV et 400 kV doivent rester connectés, pour les tensions comprises entre 1,05 pu - 1,0875 pu, pendant au moins 10 heures.

2.2.1.3. Accord concernant des plages de tension plus larges ou des durées minimales plus longues §18.2

La définition des plages de tension plus larges et des durées minimales de fonctionnement plus longues est spécifique au site. Elle peut être convenue au cas par cas entre le gestionnaire de réseau compétent/GRT et le propriétaire du système HVDC.

2.2.1.4. Déconnexion automatique §18.3

L'exigence minimum applicable au maintien de la connexion est indiquée dans le tableau suivant (des exigences plus strictes peuvent être déterminées au cas par cas) :

Durée [ms]	Amplitude de tension [pu]
T<0 ms	1,0
0	0
250	0 (augmentation linéaire jusqu'au point suivant)
3000	0,9
∞	0,9

2.2.1.5. Plages de tension §18.4

Les points de raccordement sur des tensions en dehors de la plage 110 - 400 kV sont soumis aux mêmes exigences que celles des points de raccordement de 400 kV.

2.2.2. Article 19 : Contribution au courant de court-circuit en cas de défaut

2.2.2.1. Contribution au courant de court-circuit en cas de défaut §19.2(a)

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée au cas par cas par le gestionnaire de réseau compétent/GRT.

2.2.2.2. Contribution au courant de court-circuit en cas de défaut §19.2(b)

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée au cas par cas par le gestionnaire de réseau compétent/GRT.

2.2.2.3. Contribution au courant de court-circuit en cas de défaut §19.2(c)

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée au cas par cas par le gestionnaire de réseau compétent/GRT.

2.2.2.4. Contribution au courant de court-circuit en cas de défaut §19.3

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée au cas par cas par le gestionnaire de réseau compétent/GRT.

2.2.3. Article 20 : Capacité en puissance réactive

2.2.3.1. Capacité en puissance réactive §20.1

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée au cas par cas par le gestionnaire de réseau compétent/GRT.

2.2.3.2. Capacité en puissance réactive §20.3

Un système HVDC doit être capable de passer à n'importe quel point de fonctionnement à l'intérieur de son diagramme U-Q/Pmax en moins de 100 ms.

2.2.4. Article 21 : Puissance réactive échangée avec le réseau

2.2.4.1. Puissance réactive échangée avec le réseau §21.2

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée au cas par cas par le gestionnaire de réseau compétent/GRT.

2.2.5. Article 22 : Mode de réglage de la puissance réactive

2.2.5.1. Modes de réglage §22.1

Une station de conversion HVDC doit être capable de fonctionner dans les modes de réglage suivants :

- (a) mode de réglage de la tension ;
- (b) mode de réglage de la puissance réactive ;
- (c) mode de réglage du facteur de puissance.

2.2.5.2. Autres modes de réglage §22.2

Une station de conversion HVDC doit être capable de fonctionner dans les modes de réglage supplémentaires suivants :

(a) mode de réglage de la puissance réactive dépendante de la tension. Les caractéristiques de ce mode font l'objet d'un accord entre le GRT compétent/GRT et le propriétaire du système HVDC.

(b) mode STATCOM : tous les modes de réglage précédemment spécifiés (sous 2.2.5.1 et 2.2.5.2) doivent être disponibles sans échange de puissance active peu importe que les stations de conversion soient connectées entre elles ou non au moyen d'un câble ou une ligne en courant direct.

2.2.5.3. Réglage de la tension §22.3(b)

La bande morte autour du point de consigne est ajustable par échelons de 0,5 %.

2.2.5.4. Echelon de tension §22.3(c)(i)

En mode de réglage de la tension, à la suite d'un échelon de tension, un système HVDC est capable de réaliser 90 % de la variation de de la fourniture ou absorption de puissance réactive dans un temps maximum de 100 ms avec un limiteur de gradient hors service.

2.2.5.5. Echelon de tension §22.3(c)(ii)

Le système HVDC doit être équipé d'un limiteur de gradient de puissance réactive qui stabilise la tension alternative dans une marge de $\pm 1\%$ de la valeur définie par le gestionnaire de réseau compétent/GRT dans un laps de temps programmable allant de 1 s à 60 s avec des échelons de 0,1 s.

2.2.5.6. Réglage de la tension §22.3(d)

La pente de la composante spécifiée pour la puissance réactive doit être ajustable en ligne dans une plage de 1 à 50 Mvar/seconde avec des échelons de 0.1 Mvar/seconde.

2.2.5.7. Réglage de la puissance réactive §22.4

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée au cas par cas par le gestionnaire de réseau compétent/GRT.

2.2.5.8. Réglage du facteur de puissance §22.5

Les valeurs de consigne disponibles le sont par échelons ne dépassant pas un palier maximal autorisé spécifié à moins de 1 Mvar pour la puissance réactive et à moins de 1 kV pour la tension.

2.2.5.9. Sélection à distance des modes de réglage §22.6

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée au cas par cas par le gestionnaire de réseau compétent/GRT.

2.2.6. Article 23 : Priorité à la contribution en puissance active ou réactive

2.2.6.1. Priorité à la contribution en puissance active ou réactive §23

La contribution en puissance réactive doit être prioritaire en cas de tensions basses ou élevées, et en cas de défauts pour lesquels une tenue aux creux de tension est requise, en tenant compte des capacités du système HVDC.

2.2.7. Article 24 : Qualité de la tension

2.2.7.1. Qualité de la tension §24

Sauf en cas d'exigences plus strictes stipulées dans le contrat de raccordement, cette exigence non exhaustive relative à la qualité de la tension sera basée sur les réglementations Synergrid pertinentes en matière de qualité de tension.

2.3. Chapitre 3 : Exigences en matière de tenue aux creux de tension

2.3.1. Article 25 : Tenue aux creux de tension

2.3.1.1. Tenue aux creux de tension §25.1

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée au cas par cas par le gestionnaire de réseau compétent/GRT. Les modalités et réglages de la déconnexion automatique sont convenus au cas par cas entre le gestionnaire de réseau compétent/GRT et le propriétaire du système HVDC.

L'exigence minimum pour maintenir la connexion est indiquée dans le tableau suivant :

Durée [ms]	Amplitude de tension [pu]
T<0 ms	1,0
0	0
250	0 (augmentation linéaire jusqu'au point suivant)
3000	0,9
∞	0,9

2.3.1.2. Tenue aux creux de tension §25.2

Le GRT ne fournit ces conditions qu'à la demande du propriétaire du système HVDC.

2.3.1.3. Tenue aux creux de tension §25.4

La durée doit être convenue entre le GRT et le propriétaire du système HVDC. Le GRT spécifie toutefois les niveaux de tension au cas par cas.

2.3.1.4. Tenue aux creux de tension §25.5

Cette exigence fait l'objet d'un accord au cas par cas entre le propriétaire du système et le gestionnaire de réseau compétent/GRT.

2.3.1.5. Tenue aux creux de tension §25.6

La tenue aux creux de tension pour les cas de défauts dissymétriques d'un système HVDC doit être la suivante :

- a) La station de conversion HVDC doit être en mesure de régler les composantes inverses des courants et tensions.
- (b) Il doit être possible de poursuivre l'injection de puissance active jusqu'à la valeur maximale prévue de puissance active.
- c) Un courant de distorsion de deuxième harmonique ne peut pas être transféré vers le côté en courant continu de la station de conversion HVDC.
- (d) Le réenclenchement automatique des lignes aériennes en courant alternatif ne peut pas entraîner la déconnexion du système HVDC.

2.3.2. Article 26 : Rétablissement de la puissance active après défaut

2.3.2.1. Rétablissement de la puissance active après défaut §26

Un système HVDC doit être en mesure de rétablir la transmission de puissance active après l'élimination d'un défaut et d'atteindre les points de consigne avant défaut dans un délai maximal de 200 ms. Le GRT compétent peut définir des grandeurs et profils temporels du rétablissement de la puissance active différents afin d'obtenir un rétablissement plus lent.

2.4. Chapitre 4 : Exigences en matière de contrôle-commande

2.4.1. Article 28 : Mise sous tension et synchronisation des stations de conversion HVDC

2.4.1.1. Mise sous tension et synchronisation des stations de conversion HVDC §28

Lors de la mise sous tension d'une station de conversion HVDC ou de sa synchronisation avec le réseau en courant alternatif, ou lors du raccordement d'une station de conversion HVDC mise sous tension à un système HVDC, la station de conversion HVDC doit être capable de limiter toute variation de la tension en régime permanent. Ce niveau de régime permanent ainsi que la grandeur, la durée et la fenêtre de mesure maximales des tensions transitoires sont spécifiques au site et doivent être spécifiés par le gestionnaire de réseau compétent/GRT au cas par cas. Le niveau de régime permanent ne dépasse pas 5 % de la tension avant synchronisation.

2.4.2. Article 29 : Interaction entre les systèmes HVDC ou d'autres installations et équipements

2.4.2.1. Interaction entre les systèmes HVDC ou d'autres installations et équipements §29.2

Cette exigence est spécifique au site et doit être spécifiée au cas par cas par le gestionnaire de réseau compétent/GRT.

2.4.2.2. Interaction entre les systèmes HVDC ou d'autres installations et équipements §29.7

Cette exigence est spécifique au site et doit être spécifiée au cas par cas par le gestionnaire de réseau compétent/GRT.

2.4.3. Article 30 : Capacité d'amortissement des oscillations de puissance

2.4.3.1. Capacité d'amortissement des oscillations de puissance §30

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être convenue au cas par cas entre le GRT et le propriétaire du système HVDC.

2.4.4. Article 31 : Capacité d'amortissement des oscillations de torsion hyposynchrones

2.4.4.1. Capacité d'amortissement des oscillations de torsion hyposynchrones §31.2

Cette exigence est spécifique au site et doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.4.4.2. Capacité d'amortissement des oscillations de torsion hyposynchrones §31.3

Cette exigence est spécifique au site et doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.4.5. Article 32 : Caractéristiques du réseau

2.4.5.1. Caractéristiques du réseau §32.1

Cette exigence est spécifique au site et doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.4.6. Article 33 : Robustesse des systèmes HVDC

2.4.6.1. Robustesse des systèmes HVDC §33.1

Cette exigence est spécifique au site et doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.4.6.2. Caractéristiques du réseau §32.2

Cette exigence est spécifique au site et doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.5. Chapitre 5 : Exigences applicables aux dispositifs de protection et aux réglages correspondants

2.5.1. Article 34 : Mécanismes de protection électrique et réglages correspondants

2.5.1.1. Mécanismes de protection électrique et réglages correspondants §34.1

Les éléments suivants devront être prévus dans le contrat de raccordement HVDC : le propriétaire du système peut proposer tout système jugé approprié pour permettre au système HVDC de remplir les exigences fonctionnelles. Le propriétaire du système doit démontrer, par des descriptions explicatives adéquates, que les systèmes proposés répondent aux critères de rapidité, de fiabilité, de sécurité, de sensibilité et de maintenance. Le propriétaire du système doit fournir la preuve que le système de protection n'est pas un prototype et a été utilisé avec succès dans d'autres installations similaires. Le GRT compétent se réserve le droit d'adapter le système de protection d'un commun accord avec le propriétaire du système afin d'assurer la coordination avec le système de protection du système en courant alternatif au niveau du point de raccordement de l'installation sur le réseau.

Les réglages du relais de protection doivent être effectués par le propriétaire du système et fournis au GRT compétent pour contrôle au minimum 3 mois avant la date de début du programme de vérification de fin des travaux. Les explications et les calculs relatifs au développement du réglage doivent être fournis avec les réglages du relais de protection.

2.5.1.2. Mécanismes de protection électrique et réglages correspondants §34.3

Idem que §34.1

2.5.2. Article 35 : Ordre de priorité de la protection et du contrôle-commande

2.5.2.1. Ordre de priorité de la protection et du contrôle-commande §35.1

Un mécanisme de contrôle-commande, spécifié par le propriétaire du système HVDC, consistant en différents modes de contrôle-commande, y compris les réglages des paramètres spécifiques, doit être coordonné et convenu entre le GRT compétent, le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire du système HVDC. Le mécanisme de contrôle-commande, les explications et les calculs de ses réglages doivent être fournis au GRT compétent pour contrôle au minimum 3 mois avant la date de début du programme de vérification de fin des travaux.

2.5.2.2. Ordre de priorité de la protection et du contrôle-commande §35.2

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être convenue au cas par cas entre le GRT et le propriétaire du système HVDC.

2.5.3. Article 36 : Modifications des systèmes de protection et de contrôle-commande et des réglages correspondants

2.5.3.1. Modifications des systèmes de protection et de contrôle-commande et des réglages correspondants §36.1

La conception du convertisseur HVDC doit permettre de modifier les caractéristiques de commande, les réponses des boucles de réglages, les réglages des protections, etc. des systèmes de protection et de contrôle-commande à des fins d'optimisation et lorsque cela s'avère nécessaire ultérieurement, à l'aide du poste d'ingénierie sur site. Le propriétaire du système doit fournir une méthode sécurisée pour empêcher toute modification involontaire des fonctions mises en œuvre.

2.5.3.2. Modifications des systèmes de protection et de contrôle-commande et des réglages correspondants §36.2

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être convenue au cas par cas entre le GRT et le propriétaire du système HVDC.

2.5.3.3. Modifications des systèmes de protection et de contrôle-commande et des réglages correspondants §36.3

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée au cas par cas par le GRT.

2.6. Chapitre 6 : Exigences en matière de reconstitution du réseau électrique

2.6.1. Article 37 : Démarrage autonome (black-start)

2.6.1.1. Démarrage autonome (black-start) §37.1

Cette exigence est spécifique au site et doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.6.1.2. Démarrage autonome (black-start) §37.2

Cette exigence est spécifique au site et doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

2.6.1.3. Démarrage autonome (black-start) §37.3

Cette exigence est spécifique au site et doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3. TITRE III : Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et aux stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée

3.1. Chapitre 1 : Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu

3.1.1. Article 39 : Exigences de stabilité en fréquence

3.1.1.1. Exigences de stabilité en fréquence §39.1

L'exigence d'être capable de régler la fréquence de manière coordonnée applicable aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu via des systèmes HVDC raccordés à plus d'une zone de réglage est spécifique au site et doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.1.1.2. Plages de fréquences §39.2 (a)

Une fréquence nominale autre que 50 Hz ou une fréquence variable inhérente à la conception peut être utilisée, sous réserve de l'accord du GRT. Dans ce cas, les plages de fréquence et les durées applicables doivent être spécifiées au cas par cas par le GRT.

3.1.1.3. Plages de fréquences plus larges §39.2 (b)

La définition de plages de fréquences plus larges et de durées minimales de fonctionnement plus longues est spécifique au site. Elle peut être convenue au cas par cas entre le GRT et le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu pour garantir une utilisation optimale des capacités techniques d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, si cela est nécessaire pour préserver ou rétablir la sûreté du système électrique.

3.1.1.4. Déconnexion automatique §39.2(c)

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.1.1.5. LFSM-O §39.4

Les exigences appliquées seront identiques à celles du RfD applicables au type D.

3.1.1.6. Puissance constante §39.5

Les exigences appliquées seront identiques à celles du RfD applicables au type D.

3.1.1.7. Capacité de réglage de la puissance active §39.6

Les exigences appliquées seront identiques à celles du RfD applicables au type D.

3.1.1.8. LFSM-U §39.7

Les exigences appliquées seront identiques à celles du RfD applicables au type D.

3.1.1.9. FSM dans le cas de la réponse à un signal rapide §39.8

Les exigences appliquées seront identiques à celles du RfD applicables au type D.

3.1.1.10. Restauration de fréquence §39.9

Les exigences appliquées seront identiques à celles du RfD applicables au type D.

3.1.1.11. Fréquences autres que 50 Hz §39.10

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.1.2. Article 40 : Exigences en matière de puissance réactive et de tension

3.1.2.1. Plages de tension Annexe VII Tableaux 9 et 10

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.1.2.2. Accord concernant des plages de tension plus larges ou des durées minimales plus longues §40.1(b)

La définition de plages de tension plus larges et de durées minimales de fonctionnement plus longues est spécifique au site. Elle peut être convenue au cas par cas entre le gestionnaire de réseau compétent/GRT et le propriétaire du parc non-synchrone de générateurs raccordé en courant continu.

3.1.2.3. Déconnexion automatique §40.1(c)

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée au cas par cas par le gestionnaire de réseau compétent/GRT. Les modalités et réglages de la déconnexion automatique doivent être convenus entre le gestionnaire de réseau compétent, le GRT et le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu.

3.1.2.4. Plages de tension pour les autres tensions alternatives §40.1(d)

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.1.2.5. Fréquence nominale autre que 50Hz §40.1(e)

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.1.2.6. Capacité en puissance réactive §40.2(b)(i)

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.1.2.7. Capacité en puissance réactive §40.2(b)(ii)

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.1.2.8. Priorité à la contribution en puissance active ou réactive §40.3

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.1.3. Article 41 : Exigences en matière de contrôle-commande

3.1.3.1. Synchronisation §41.1

Lors de la mise sous tension ou de la synchronisation d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu au réseau en courant alternatif, le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu doit être capable de limiter toute variation de tension à un niveau ne régime permanent. Ce niveau en régime permanent ainsi que la grandeur, la durée et la fenêtre de mesure maximales des tensions transitoires

sont spécifiques au site et doivent être spécifiés par le gestionnaire de réseau compétent/GRT au cas par cas (p.ex. dans le contrat de raccordement). Le niveau en régime permanent ne peut pas dépasser 5 % de la tension avant synchronisation.

3.1.3.2. Signaux de sortie §41.2

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.1.4. Article 42 : Caractéristiques du réseau

3.1.4.1. Méthode concernant les conditions avant et après défaut §42 (a)

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.1.4.2. Représentations équivalentes du réseau §42(c)

Cette exigence est spécifique au site. Elle doit être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.1.5. Article 43 : Exigences en matière de protection

3.1.5.1. Mécanismes de protection électrique §43.1

Cette exigence sera spécifiée sur la base de l'article 14.5 du NC RfG.

3.1.6. Article 44 : Qualité de la tension

3.1.6.1. Qualité de la tension §44

3.2. Cette exigence sera spécifiée par le gestionnaire de réseau compétent/GRT au cas par cas (en respectant toute norme, standard ou règlement applicable en la matière). Chapitre 2 : Exigences applicables aux postes de conversion HVDC à l'extrémité isolée

3.2.1. Article 47 : Exigences de stabilité en fréquence

3.2.1.1. Plages de fréquence §47.1

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.2.1.2. Réponse en fréquence §47.2

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.2.2. Article 48 : Exigences en matière de puissance réactive et de tension

3.2.2.1. Puissance réactive et plages de tension Annexe VIII Tableaux 12 et 13

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.2.2.2. Accord concernant des plages de tension plus larges ou des durées minimales plus longues §48.1(b)

La définition de plages de tension plus larges et de durées minimales de fonctionnement plus longues est spécifique au site. Elle peut être convenue au cas par cas entre le

gestionnaire de réseau compétent/GRT et le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu.

3.2.2.3. Plages de tension pour les autres tensions alternatives §48.1(c)

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.2.2.4. Fourniture en puissance réactive §48.2 (a)

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.2.2.5. UQ/Pmax - diagramme §48.2(a)

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

3.2.3. Article 50 : Qualité de la tension

3.2.3.1. Qualité de la tension §44

Cette exigence sera spécifiée par le gestionnaire de réseau compétent/GRT au cas par cas (en respectant toute norme, standard ou règlement applicable en la matière).

4. TITRE IV : Échange d'informations et coordination

4.1.1. Article 51 : Exploitation des systèmes HVDC

4.1.1.1. Exploitation des systèmes HVDC §51.1

La hiérarchie des régulateurs automatiques est spécifique au site. Elle sera spécifiée par le GRT au cas par cas.

4.1.1.2. Exploitation des systèmes HVDC §51.4

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

4.1.2. Article 52 : Paramètres et réglages

Cette exigence fait l'objet d'un accord entre le GRT compétent et le propriétaire du système HVDC au cas par cas.

4.1.3. Article 53 : Enregistrement et surveillance des défauts

4.1.3.1. Enregistrement et surveillance des défauts §53.2 à 53.5

Cette exigence est spécifique au site. Elle peut être spécifiée par le GRT au cas par cas.

4.1.4. Article 54 : Modèles de simulation

4.1.4.1. Modèles de simulation §54.1

Les modèles de simulation stipulés doivent toujours être fournis au gestionnaire de réseau compétent/GRT. Le format doit être spécifié par le GRT compétent au cas par cas.

5. Références

[1] « Code de réseau relatif au courant continu à haute tension » ou « NC 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>

[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 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>

[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

Procès-verbal de la réunion du WG Belgian Grid du 7 mars 2017 (en français) : http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170421_WG%20BG/20170307_PV_WGBG_FR_FINAL_WRITTEN-APPROVED.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

6. Annexe - Liste des articles non exhaustifs relatifs au HVDC

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

Table 3 – HVDC Non-Exhaustive Requirements

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
FREQUENCY ISSUES	FREQUENCY RANGES		11.1	HVDC System	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	RSO
	WIDER FREQUENCY RANGES	X	11.2	HVDC System	Agreement on wider frequency ranges, longer minimum times for operation	Value - in due time for plant design	Agreement between TSO and HVDC System Operator
	AUTOMATIC DISCONNECTION		11.3	HVDC System	Frequencies to disconnect	Value and criteria - CNC national implementation	TSO
	MAXIMUM ADMISSABLE POWER OUTPUT	X	11.4	HVDC System	Maximum admissible power output below 49Hz	CNC national implementation and reviewed in due time for plant design	TSO
	ACTIVE POWER CONTROLLABILITY	X	13.1.(a)i	HVDC system	Maximum and minimum power step	Value - CNC national implementation	TSO
	ACTIVE POWER CONTROLLABILITY	X	13.1.(a)ii	HVDC System	Minimum active power transmission capacity	Value - CNC national implementation	TSO
		X	13.1.(a)ii	HVDC System	Maximum delay	Value - CNC national implementation	TSO
			13.1.(b)	HVDC System	Modification of transmitted active power	Principle - CNC national implementation Value and adjustable setting - in due time for plant design	TSO
	FAST ACTIVE POWER REVERSAL	X	13.1.(c)	HVDC System	Capability or not	CNC national implementation	TSO
	AUTOMATIC REMEDIAL ACTIONS	X	13.3	HVDC system	If required, and triggering and blocking criteria	Principle - CNC national implementation Value - in due time for plant design	TSO
SYNTHETIC INERTIA	X	14.1	HVDC System	If required, and functionality	CNC national implementation	TSO	

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
		X	14.2	HVDC System	Principle of control and performance parameters	CNC national implementation	Agreement between TSO and HVDC System Operator
	FREQUENCY SENSITIVE MODE		Annex II. 3.(e)	HVDC System	Frequency threshold and droop settings	Range – CNC national implementation Value – In due time for or post plant design and to be reselected as appropriate using the capabilities defined at CNC national implementation	TSO
			Annex II. A2.(d)(ii)	HVDC System	Active power response capability	CNC national implementation	TSO
	LFSM-O		Annex II. B.1.(c)	HVDC System	Time for full activation	CNC national implementation	TSO
				Annex II. B.2.	HVDC System	Frequency threshold and droop settings	Range – CNC national implementation Value – In due time for or post plant design and to be reselected as appropriate using the capabilities defined at CNC national implementation
	LFSM-U		Annex II. C.1(c)	HVDC System	Time for full activation	CNC national implementation	TSO
				Annex II. C.2	HVDC System	Frequency threshold and droop settings	Range – CNC national implementation Value – In due time for or post plant design and to be reselected as appropriate using the capabilities defined at CNC national implementation
	FREQUENCY CONTROL MODE	X	16.1	HVDC System	Need for independent control mode to modulate active power output	Principle - CNC national implementation	TSO
		X	16.1	HVDC System	Specify operating principle	Principle – in due time for	TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer	
						plant design		
	MAX. LOSS OF ACTIVE POWER		17.1	HVDC System	specify limit for loss of active power injection	CNC national implementation	TSO	
			17.2	HVDC System	Coordinate specified limit of active power injection	CNC national implementation	TSOs	
	FREQUENCY STABILITY REQUIREMENTS		39.1	HVDC System	Specify coordinated frequency control capabilities	in due time for plant design	TSO	
	FREQUENCY RANGES		39.2.(a)	DC-Connected Power Park Module	Nominal frequencies other than 50Hz will be provided	CNC national implementation	TSO	
	WIDER FREQUENCY RANGES	X	39.2(b)	DC-Connected Power Park Module	Agreement on wider frequency ranges, longer minimum times for operation	Value - in due time for plant design	Agreement between TSO and HVDC System Operator	
	AUTOMATIC DISCONNECTION		39.2(C)	DC-Connected Power Park Module	Frequencies to disconnect	Value - in due time for plant design	TSO	
	LFSM-O		39.4	DC connected Power Park Modules	Frequency threshold and droop settings	Range – CNC national implementation Value – before plant commissioning and to be reselected as appropriate using the capabilities defined at CNC national implementation	TSO	
					For PPM: Definition of Pref	CNC national implementation		TSO
		X			Requirements in case of expected compliance on an aggregate level	CNC national implementation		TSO
		X			Expected behaviour of the PGM once the minimum regulating level is reached	CNC national implementation		TSO
	CONSTANT POWER		39.5	DC-Connected Power Park Module	Specify parameters in accordance with Network Code RfG Article 13(3)	See RfG requirements in table 1	See RfG	
	ACTIVE POWER CONTROLLABILITY		39.6	DC-Connected Power Park Module	Specify parameters in accordance with Network Code RfG Article 15(2)(a)	See RfG requirements in table 1	See RfG	
	LFSM-U		39.7	DC-Connected Power Park Module	Specify parameters in accordance with Network Code RfG Article 15(2)(c)	See RfG requirements in table 1	See RfG	
	FSM WITH SUBJECT TO A FAST SIGNAL RESPONSE		39.8	DC-Connected Power Park Module	Specify parameters in accordance with Network Code RfG Article 15(2)(d)	See RfG requirements in table 1	See RfG	

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
	FREQUENCY RESTORATION		39.9	DC-Connected Power Park Module	Specify parameters in accordance with Network Code RfG Article 15(2)(e)	See RfG requirements in table 1	See RfG
	3-9 FOR FREQUENCIES OTHER THAN 50HZ		39.10	DC connected Power Park Modules	Define the parameters capabilities in Article 39.3-39.9 for frequencies other than 50Hz	CNC national implementation	TSO
	FREQUENCY RANGES		47.1	Remote-end HVDC converter stations	Nominal frequencies other than 50Hz will be provided accounting for Annex I requirements	CNC national implementation	TSO
VOLTAGE ISSUES	VOLTAGE RANGES		Annex III. Table 4	HVDC System	For Continental Europe time period for operation in the voltage range 1,118 pu-1,15 pu for PGM connected between 110kV and 300 kV	CNC national implementation	TSO
	VOLTAGE RANGES		Annex III. Table 5	HVDC System	For Continental Europe time period for operation in the voltage range 1,05 pu-1,0875 pu and Nordic time period for operation in the voltage range 1,05 pu-1,10pu both for PGM connected between 300kV and 400 kV	CNC national implementation	TSO
	AGREEMENT ON WIDER VOLTAGE RANGES OR LONGER MIN. TIMES		18.3	HVDC System	Wider voltage ranges or longer minimum time periods for operation may be agreed.	Value - in due time for plant design	Agreement between TSO and HVDC System Operator
	AUTOMATIC DISCONNECTION		18.3	HVDC System	Voltage criteria and technical parameters at the connection point for automatic disconnection	Value - in due time for plant design	Agreement between TSO and HVDC System Operator
	VOLTAGE RANGES		18.4	HVDC System	Specify 1PU applicable requirements at connection points	CNC national implementation	RSO with TSOs
		X	18.5	HVDC System	Decision on use continental Europe voltage ranges	CNC national implementation	Baltic TSOs
	SHORT CIRCUIT CONTRIBUTION DURING FAULTS	X	19.2.(a)	HVDC System	Specifications on voltage deviation	Value - CNC national implementation	TSO
		X	19.2.(b)	HVDC System	Characteristics of fast fault current	CNC national implementation	TSO
		X	19.2.(c)	HVDC System	timing and accuracy of fast fault current	Value - CNC national implementation	TSO
		X	19.3	HVDC System	Specify asymmetrical current injection for such faults	Value - CNC national implementation	RSO with TSO
	REACTIVE POWER CAPABILITY		20.1	HVDC Converter station	U-Q/Pmax profile at maximum capacity	Range - CNC national implementation	RSO with TSO
			20.3	HVDC Converter station	Provide timescale to move within U-Q/Pmax profile	Value - CNC national implementation	RSO with TSO
	REACTIVE POWER EXCHANGED		21.2	HVDC Converter	Specify maximum tolerable voltage step value	CNC national implementation	TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
	WITH THE NETWORK			station			
	REACTIVE POWER CONTROL MODE		22.1	HVDC Converter station	Define which of the control modes are required	In due time for plant design	TSO
			22.2	HVDC Converter station	Define of any other control modes are required and if so what are they	In due time for plant design	TSO
			22.3.(b)	HVDC Converter station	For voltage control mode definition of adjustment steps required for dead band	Value - CNC national implementation	RSO with TSO
			22.3.(c)	HVDC Converter station	In voltage control mode time within which 90% of the change in reactive power is reached within 01-10secs	Value - CNC national implementation	RSO with TSO
			22.3.(c)	HVDC Converter station	In voltage control mode t_2 = time within which 100% of the change in reactive power is reached within 1-60secs	Value - CNC national implementation	RSO with TSO
			22.3.(d)	HVDC Converter station	Voltage control slope specified by range and step	Range and Value - CNC national implementation	RSO with TSO
			22.4	HVDC System	Reactive power range in Mvar or %	Value - CNC national implementation	RSO
			22.5	HVDC System	Maximum allowable step size of set point	Value - CNC national implementation	RSO
		22.6	HVDC System	Equipment specification to enable remote control of control modes and set points	CNC national implementation	RSO with TSO	
	PRIORITY TO ACTIVE OR REACTIVE POWER CONTRIBUTION		23	HVDC System	TSO decide active or reactive power has priority	Value – In due time for or post plant design and to be reselected as appropriate using the capabilities defined at CNC national implementation	TSO
	FAULT RIDE THROUGH CAPABILITY (FRT)		25.1	HVDC System	Specify voltage against time profile and conditions in which it applies	CNC national implementation	TSO
		X	25.2	HVDC System	On request provide pre and post fault conditions	CNC national implementation	RSO
		X	25.4	HVDC System	Voltages where HVDC system can block	CNC national implementation	Agreement between TSO and HVDC System Operator
			25.5	HVDC System	Acceptance of and narrower settings on under voltage protection	Value - in due time for plant design	Agreement between TSO and HVDC System Operator

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
			25.6	HVDC System	Specify FRT capabilities for asymmetrical faults	CNC national implementation	TSO
	POWER QUALITY		24	HVDC System	Specify fluctuation limits to be respected	Principle – CNC national implementation Value - in due time for plant design	TSO
			44	DC connected Power Park Modules	Specify voltage and distortion limits	Principle – CNC national implementation Value - in due time for plant design	RSO in coordination with TSO
			50	Remote-end HVDC converter stations	Specify voltage and distortion limits	Principle – CNC national implementation Value - in due time for plant design	RSO in coordination with TSO
	POST FAULT ACTIVE POWER RECOVERY		26	HVDC System	Active power recovery magnitude and time profile	CNC national implementation	TSO
	VOLTAGE RANGES		Annex VII. Table 9 and 10	DC connected Power Park Modules	Time period for operation in the voltage range 1.1-1.118pu and 1,118 pu-1,15 pu for DC connected PPM connected between 110kV and 300 kV and 1.05-1.15pu for DC connected PPM connected from 300kV to 400kV	CNC national implementation	RSO in coordination with TSO
	AGREEMENT ON WIDER VOLTAGE RANGES OR LONGER MIN. TIMES		40.1.(b)	DC connected Power Park Modules	Wider voltage ranges or longer minimum time periods for operation may be agreed.	Value - in due time for plant design	Agreement between TSO and DC connected PPM owner
	AUTOMATIC DISCONNECTION		40.1.(c)	DC connected Power Park Modules	Voltage criteria and technical parameters at the connection point for automatic disconnection	Value - in due time for plant design	Agreement between TSO and DC connected PPM owner
	VOLTAGE RANGES FOR OTHER AC VOLTAGES		40.1.(d)	DC connected Power Park Modules	Time period for operation in the voltage range for DC connected PPM	Value - CNC national implementation	TSO
	AGREEMENT HOW TO MEET REACTIVE POWER REQUIREMENTS (TODAY, FUTURE)		40.1.(i)	DC connected Power Park Modules	Reactive power capabilities	CNC national implementation	RSO in coordination with TSO
	REACTIVE POWER CAPABILITY		40.2.(b)(i)	DC connected Power Park Modules	Reactive power range within profile in table 11 of Annex VII and if applicable Reactive power range from Article 25(4) of the RfG	CNC national implementation	RSO in coordination with TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
	REACTIVE POWER CONSUMPTION OF EXTRA HIGH VOLTAGE LINE		40.2.(b)(ii)	DC connected Power Park Modules	Supplementary reactive power requirements at connection point	Range CNC national implementation	RSO in coordination with TSO
	PRIORITY TO ACTIVE AND REACTIVE POWER CONTRIBUTION		40.3	DC connected Power Park Modules	RSO decide active or reactive power has priority	Adjustable setting in due time for plant design	RSO in coordination with TSO
	REACTIVE POWER AND VOLTAGE RANGES		Annex VIII. Table 12 and 13	Remote-end HVDC converter stations	Time period for operation in the voltage range 1.1-1.12pu and 1.2 pu-1.15 pu for remote end converters connected between 110kV and 300 kV and 1.05-1.15pu for remote end converters connected from 300kV to 400kV	Value - CNC national implementation	TSO
	AGREEMENT ON WIDER VOLTAGE RANGES OR LONGER MIN. TIMES		48.1(b)	Remote-end HVDC converter stations	Wider voltage ranges or longer minimum time periods for operation may be agreed.	In due time for plant design	Agreement between RSO, TSO and remote end converter owner
	VOLTAGE RANGES FOR OTHER AC VOLTAGES		48.1(c)	Remote-end HVDC converter stations	Time period for operation in the voltage range for DC connected PPM	Value - CNC national implementation	RSO in coordination with TSO
	REACTIVE POWER PROVISION		48.2.(a)	Remote-end HVDC converter stations	Reactive power capabilities for various voltage levels	Range - CNC national implementation	RSO in coordination with TSO
	U-Q/PMAX-PROFILE		48.2.(a)	Remote-end HVDC converter stations	Reactive power capabilities within the boundaries in Annex VIII, table 14	Range - CNC national implementation	RSO in coordination with TSO
SYSTEM RESTORATION	ENERGISATION AND SYNCHRONISATION OF HVDC CONVERTER STATIONS	X	28	HVDC Converter Station	If RSO specified, provide limits (including transient max. magnitude, duration and measurement window) of any voltage change to a steady-state level (>5% pre-synchronisation voltage)	In due time for plant design	RSO with TSO
	POWER OSCILLATION DAMPING CAPABILITY		30	HVDC System	Specify frequency range to test capability. Agree control parameter settings	In due time for plant design	TSO, Agreement between TSO and HVDC System Operator
			30.2	HVDC System	Specifications of extent of SSTI and parameters	In due time for plant design	TSO
			30.3	HVDC System	Identify all parties relevant at a connection point	In due time for plant design	TSO
	BLACK START	X	37.1	HVDC System Owner	Obtain quote for black start	In due time for plant design	TSO
		X	37.2	HVDC System	Timeframe and voltage limits to energise AC busbar with black start, with wider frequency and voltage ranges than Article 11/18 as required	In due time for plant design	TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
		X	37.3	HVDC System Owner	Capacity and availability of black start	In due time for plant design	Agreement with TSO and HVDC System Owner
	STABLE OPERATION WITHIN MIN & MAX SC POWER		42.(b)	DC connected Power Park Modules	Specify minimum to maximum short circuit range	Range - CNC national implementation	RSO in coordination with TSO
INSTRUMENTATION SIMULATION MODELS AND PROTECTION	INTERACTION BETWEEN HVDC SYSTEMS AND OTHER PLANTS/EQUIPMENTS		29.2	HVDC Converter Station	Specify study required to examine interaction with adjacent equipment	In due time for or post plant design	TSO
			29.3	HVDC Converter Station	Specify all other relevant parties to the study	In due time for or post plant design	TSO
			29.4	TSO	Models/information for use in studies	In due time for or post plant design	Interacting 3rd Parties
			29.6	HVDC System	Specify transient levels of performance	In due time for or post plant design	TSO
	NETWORK CHARACTERISTICS		32.1	HVDC System	Method and pre-fault and post fault conditions for minimum and maximum short circuit power	Criteria - CNC national implementation	TSO
	HVDC SYSTEM ROBUSTNESS		33.1	HVDC System	Specify changes in system conditions for HVDC system to remain stable	At time of change	TSO
	ELECTRICAL PROTECTION SCHEMES AND SETTINGS		34.1	HVDC System	Specify schemes and settings	Control schemes: in due time for plant design Settings: Values - before plant commissioning and to be reselected as appropriate	TSO with RSO
			34.3	HVDC System	Acceptance of changes by owner to protection	In due time for plant design	TSO
			35.1	HVDC System	Control modes and parameters for a control scheme	Control schemes: in due time for plant design Settings: Values - before plant commissioning and to be reselected as appropriate	Agreement with RSO, TSO and HVDC System Owner
		X	35.2	HVDC System	Change to priority order of protection and control	In due time for plant design	TSO
CHANGES TO PROTECTION AND	X	36.1	HVDC System	Changes to control modes or protections settings	At time of change	TSO	

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
	CONTROL SCHEMES AND SETTINGS	X	36.2	HVDC System	Coordination of changes and agreement	At time of change	Agreement with RSO, TSO and HVDC System Owner
	CHANGES TO PROTECTION AND CONTROL SCHEMES AND SETTINGS	X	36.3	HVDC System	Equipment specification to enable remote control of control modes and set points	At time of change	TSO
	SYNCHRONIZATION		41.1	DC connected Power Park Modules	Provide limits (including transient max. magnitude, duration and measurement window) of any voltage change to a steady-state level (>5% pre-synchronisation voltage)	Value - in due time for plant design	RSO in coordination with TSO
	OUTPUT SIGNALS		41.2	DC connected Power Park Modules	Specify required output signals	Value - CNC national implementation	RSO in coordination with TSO
	METHOD OF PRE-FAULT AND POST-FAULT CONDITIONS		42.(a)	DC connected Power Park Modules	Method and pre-fault and post fault conditions for minimum and maximum short circuit power	Criteria - In due time for plant design	RSO in coordination with TSO
	EQUIVALENTS REPRESENTING THE COLLECTION GRID		42.(c)	DC connected Power Park Modules	Provide network equivalent for harmonic studies	In due time for plant design	RSO in coordination with TSO
	ELECTRICAL PROTECTION SCHEMES		43.1	DC connected Power Park Modules	Provide protection requirements	In due time for plant design	RSO in coordination with TSO
ISSUES GENERAL	SCOPE		38	DC connected Power Park Modules	Non-exhaustive requirements of Articles 11 to 22 of the Network Code RfG will apply	See RfG requirements in table 1	-
	SCOPE		46	Remote-end HVDC converter stations	Non-exhaustive requirements of Articles 11 to 39 will apply	See RfG requirements in table 1	-