

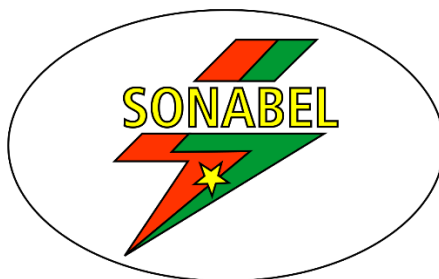
---

# ELABORATION DES CODES DE RESEAU DU SYSTÈME ELECTRIQUE DU BURKINA FASO

CONTRAT N° 25--/2021/DMP

## Code de raccordement

**Version finale**



**Société Nationale d'Electricité du Burkina**

Références du document		
<b>Date :</b> 03/07/2023	<b>Version :</b> V.03	
<b>Auteurs</b>	<b>Vérificateur</b>	<b>Approbateur</b>
H. MARIA - JL CHARPIN	N. STAKOWSKI	P. BERTOLINI
<b>Nom du fichier :</b> CodeRaccordement_Burkina_V.03bis		
<b>Code affaire RTEi :</b> PSEBFAS00		
<b>Suivi des révisions</b>		
V.01	Premier draft de Code de raccordement du Burkina envoyé le 18.11.22	
V.02	Second draft prenant en compte les commentaires des parties prenantes envoyé le 07.04.23	
V.03	Version finale prenant en compte les commentaires de SONABEL de mai 2023	

## TABLE DES MATIERES

<b>TITRE I. DISPOSITIONS GENERALES .....</b>	<b>10</b>
Article 1. Terminologies, sigles et acronymes .....	10
Article 2. Objet .....	19
Article 3. Champ d'application .....	19
Article 4. Caractère significatif des unités de production .....	20
Article 5. Application aux installations existantes.....	21
Article 6. Application aux sites industriels et aux installations de production raccordées à une zone isolée.....	23
Article 7. Principes généraux pour l'application du Code .....	24
Article 8. Consultation et participation des parties prenantes .....	24
Article 9. Obligations en matière de confidentialité.....	25
Article 10. Documentation technique de référence .....	25
<b>TITRE II. RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE .....</b>	<b>27</b>
<b>CHAPITRE 1 Procédure de traitement d'une demande de raccordement au réseau de transport d'une installation de production d'électricité .....</b>	<b>27</b>
Article 11. Introduction et principes généraux.....	27
Article 12. Demande de raccordement.....	27
Article 13. Tension de référence pour le raccordement .....	28
Article 14. Etude d'impact de raccordement .....	29
Article 15. Convention d'étude de l'installation.....	31
Article 16. Convention de raccordement .....	32
Article 17. Réalisation des travaux et contribution financière du producteur.....	33
Article 18. Réalisation des ouvrages par le demandeur .....	33

---

Article 19.	Contribution financière demandée pour le raccordement .....	34
Article 20.	Equipements de comptage.....	35
Article 21.	Mise en service .....	35
<b>CHAPITRE 2 Exigences générales applicables aux unités de production d'électricité .....</b>		<b>35</b>
Article 22.	Exigences applicables aux unités de production d'électricité de type A .....	35
Article 23.	Exigences générales applicables aux unités de production d'électricité de type B .....	40
Article 24.	Exigences générales applicables aux unités de production d'électricité de type C .....	46
<b>CHAPITRE 3 Exigences applicables aux unités de production d'électricité synchrones.....</b>		<b>66</b>
Article 25.	Exigences applicables aux unités de production d'électricité synchrones de type B .....	66
Article 26.	Exigences applicables aux unités de production d'électricité synchrones de type C .....	67
<b>CHAPITRE 4 Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs.....</b>		<b>69</b>
Article 27.	Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs de type B .....	69
Article 28.	Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs de type C .....	71
<b>CHAPITRE 5 Procédure de notification opérationnelle pour le raccordement des installations de production d'électricité .....</b>		<b>74</b>
Article 29.	Dispositions générales .....	74
Article 30.	Procédure applicable aux unités de production d'électricité de type A .....	75
Article 31.	Procédure applicable aux unités de production d'électricité de type B .....	76

---

Article 32.	Procédure applicable aux unités de production d'électricité de type C .....	77
Article 33.	Notification opérationnelle de mise sous tension pour les unités de production d'électricité de type C .....	77
Article 34.	Notification opérationnelle provisoire pour les unités de production d'électricité de type C .....	77
Article 35.	Notification opérationnelle finale pour les unités de production d'électricité de type C .....	78
Article 36.	Notification opérationnelle restreinte pour les unités de production d'électricité de type C .....	79
<b>CHAPITRE 6 Contrôle de la conformité d'une installation de production .....</b>		<b>80</b>
Article 37.	Responsabilité du propriétaire d'une installation de production d'électricité.....	80
Article 38.	Missions du gestionnaire de réseau compétent.....	81
Article 39.	Dispositions communes applicables aux simulations visant à démontrer la conformité.....	82
<b>CHAPITRE 7 Essais de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones .....</b>		<b>84</b>
Article 40.	Dispositions communes pour les essais de conformité .....	84
Article 41.	Essais de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type B .....	85
Article 42.	Essais de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type C .....	85
<b>CHAPITRE 8 Essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs.....</b>		<b>88</b>
Article 43.	Essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type B .....	88
Article 44.	Essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type C .....	89

<b>CHAPITRE 9 Simulations visant à démontrer la conformité pour les unités de production d'électricité synchrones.....</b>	<b>92</b>
Article 45. Simulations visant à démontrer la conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type B.....	92
Article 46. Simulations visant à démontrer la conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type C.....	92
<b>CHAPITRE 10 Simulations visant à démontrer la conformité pour les parcs non synchrones de générateurs.....</b>	<b>95</b>
Article 47. Simulations de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type B.....	95
Article 48. Simulations visant à démontrer la conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type C.....	96
<b>TITRE III. RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE CONSOMMATION ET DES RESEAUX DE DISTRIBUTION.....</b>	<b>99</b>
<b>CHAPITRE 11 Procédure de traitement d'une demande de raccordement au réseau de transport et dispositions financières.....</b>	<b>99</b>
Article 49. Introduction et principes généraux.....	99
Article 50. Demande de raccordement.....	100
Article 51. Tension de référence pour le raccordement .....	100
Article 52. Etude d'impact de raccordement .....	101
Article 53. Convention d'étude de l'installation.....	103
Article 54. Convention de raccordement .....	104
Article 55. Réalisation des travaux et contribution financière du demandeur ...	105
Article 56. Réalisation des ouvrages par le demandeur .....	105
Article 57. Contribution financière demandée pour le raccordement .....	106
Article 58. Equipements de comptage.....	107
Article 59. Mise en service .....	107

---

<b>CHAPITRE 12 Exigences applicables aux installations de consommation raccordées au réseau de transport et aux Réseaux de distribution raccordés au réseau de transport .....</b>	<b>108</b>
Article 60. Exigences générales en matière de fréquence .....	108
Article 61. Exigences générales en matière de tension .....	108
Article 62. Exigences générales en matière de courant de court-circuit.....	109
Article 63. Exigences générales en matière de puissance réactive.....	110
Article 64. Exigences générales en matière de protection.....	112
Article 65. Exigences générales en matière de contrôle-commande.....	112
Article 66. Echange d'informations .....	113
Article 67. Déconnexion et reconnexion des réseaux de distribution et des installations de consommation .....	113
Article 68. Qualité de l'électricité.....	116
Article 69. Modèles de simulation.....	117
Article 70. Services de participation active de la demande .....	117
<b>CHAPITRE 13 Procédure de notification opérationnelle pour le raccordement des installations de consommation et des réseaux de distribution .....</b>	<b>118</b>
Article 71. Dispositions générales .....	118
Article 72. Notification opérationnelle de mise sous tension .....	119
Article 73. Notification opérationnelle provisoire.....	119
Article 74. Notification opérationnelle finale .....	120
Article 75. Notification opérationnelle restreinte.....	121
<b>CHAPITRE 14 Conformité des installations de distribution, des installations de consommation raccordées à un réseau de transport.....</b>	<b>123</b>
Article 76. Responsabilité du propriétaire d'une installation de consommation et du GRD .....	123
Article 77. Missions du GRT .....	123

<b>CHAPITRE 15 Essais de conformité.....</b>	<b>124</b>
Article 78. Dispositions communes pour les essais de conformité .....	124
Article 79. Essais de conformité pour la déconnexion et la reconnexion des Réseaux de distribution raccordées à un réseau de transport .....	125
Article 80. Essais de conformité pour l'échange d'informations des réseaux de distribution raccordées à un réseau de transport .....	126
Article 81. Essais de conformité pour la déconnexion et la reconnexion des installations de consommation raccordées à un réseau de transport	126
Article 82. Essais de conformité pour l'échange d'informations des installations de consommation raccordées à un réseau de transport .....	127
<b>CHAPITRE 16 Simulations visant à démontrer la conformité</b>	<b>127</b>
Article 83. Dispositions communes applicables aux simulations visant à démontrer la conformité.....	127
Article 84. Simulations visant à démontrer la conformité d'un réseau de distribution raccordé à un réseau de transport.....	128
Article 85. Simulations visant à démontrer la conformité pour les installations de consommation raccordées à un réseau de transport .....	128
<b>CHAPITRE 17 Contrôle de la conformité.....</b>	<b>129</b>
Article 86. Contrôle de la conformité d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport .....	129
Article 87. Contrôle de la conformité des installations de consommation raccordées à un réseau de transport .....	130
<b>TITRE IV. DISPOSITIONS COMMUNES .....</b>	<b>131</b>
<b>CHAPITRE 18 Limites de propriété.....</b>	<b>131</b>
Article 88. Règles générales sur les limites de propriété .....	131
Article 89. Limite de propriété .....	131
<b>CHAPITRE 19 Analyse des coûts et bénéfices.....</b>	<b>132</b>
Article 90. Détermination des coûts et bénéfices de l'application des exigences à d'autres installations .....	132
Article 91. Principes applicables à l'analyse des coûts et bénéfices.....	133

<b>CHAPITRE 20</b>	<b>Dérogations.....</b>	<b>135</b>
<b>Article 92.</b>	<b>Périmètre d'application des dérogations.....</b>	<b>135</b>
<b>Article 93.</b>	<b>Pouvoir d'accorder des dérogations .....</b>	<b>135</b>
<b>Article 94.</b>	<b>Demande de dérogation .....</b>	<b>136</b>
<b>Article 95.</b>	<b>Registre des dérogations aux exigences du présent Code .....</b>	<b>137</b>

## TITRE I. DISPOSITIONS GENERALES

### Article 1. Terminologies, sigles et acronymes

Les terminologies suivantes s'appliquent aux expressions techniques, sigles et acronymes utilisés dans le présent Code :

1. « Alternateur » : équipement qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique au moyen d'un champ magnétique tournant ;
2. « Attestation de conformité » : document délivré, le cas échéant par un organisme certificateur agréé, pour un équipement utilisé par une unité de production d'électricité, une unité de consommation, un réseau de distribution, une installation de consommation. Afin de remplacer certains volets spécifiques du processus de contrôle de la conformité, l'attestation de conformité peut inclure des modèles vérifiés sur la base de résultats d'essais ;
3. « Autorité de régulation » : Autorité de Régulation du Secteur de l'Énergie (ARSE) ;
4. « Bande morte de la réponse à une variation de fréquence » : intervalle utilisé volontairement pour neutraliser le réglage de la fréquence ;
5. « Blocage du régulateur en charge de transformateur » : action qui bloque le régulateur en charge de transformateur lors d'un événement de tension basse afin de bloquer les changements de prise des transformateurs et d'éviter un effondrement de tension dans une zone ;
6. « Capacité de démarrage autonome » ou « *black-start* » : capacité de redémarrage d'une unité de production d'électricité après un arrêt complet, au moyen d'une source d'électricité auxiliaire dédiée, sans aucun apport d'énergie électrique extérieure à l'installation de production d'électricité ;
7. « CEI » : Commission Electrotechnique Internationale ;
8. « Composant principal de consommation » : désigne au moins l'un des équipements suivants : moteurs, transformateurs, équipements à haute tension au point de raccordement et utilisé dans le processus industriel ;
9. « Composant principal de distribution » : désigne au moins l'un des équipements d'un réseau de distribution suivant : transformateurs, équipements de moyenne ou basse tension utilisés pour la distribution de l'électricité ;

10. « Composant principal de production » : désigne un ou plusieurs des principaux éléments d'équipement composant l'installation de production, requis pour convertir la source d'énergie primaire en électricité ;
11. « Courant » : débit d'une charge électrique, mesuré par la valeur efficace de la composante directe du courant de phase à la fréquence fondamentale ;
12. « Déclaration de conformité » : document sous format libre fourni au GRT par le producteur, le consommateur, le gestionnaire d'un réseau de distribution, indiquant le niveau actuel de conformité avec les spécifications et exigences applicables ;
13. « Déconnexion de la charge nette en fréquence basse » : action qui donne lieu à la déconnexion de la charge nette lors d'un événement de fréquence basse, afin de rétablir l'équilibre entre la consommation et la production et de ramener la fréquence du réseau dans des limites acceptables ;
14. « Déconnexion de la charge nette en tension basse » : action de restauration qui donne lieu à la déconnexion de la charge nette lors d'un événement de tension basse, afin de ramener la tension dans des limites acceptables ;
15. « Demandeur du raccordement » ou « demandeur » : propriétaire ou opérateur potentiel d'une installation demandant son raccordement au réseau de transport et effectuant les démarches en son nom, ou toute personne physique ou morale mandatée par celui-ci pour effectuer ces démarches ;
16. « Déséquilibre » : différence entre les tensions des trois phases ;
17. « Diagramme de capacité P-Q » : graphique décrivant la capacité en puissance réactive d'une unité de production d'électricité lorsque la puissance active varie au point de raccordement ;
18. « Diagramme U-Q/Pmax » : diagramme représentant la capacité en puissance réactive d'une unité de production d'électricité lorsque la tension varie au point de raccordement ;
19. « Documentation technique de référence (DTR) » : ensemble de textes publiés par le GRT compilant les règles techniques complémentaires que le GRT applique dans ses relations avec les producteurs, les consommateurs et les distributeurs, en application des codes de réseau et des dispositions contenues dans les textes réglementaires en vigueur.
20. « Domaines de tension » : les domaines de tensions sont une classification des types de tensions en fonction de leur niveau. Pour le présent Code, les domaines de tension suivants sont appliqués :

<b>Domaine de tension</b>	<b>Tension de raccordement</b>
BT	$U_n \leq 1000 \text{ V}$

HTA		$1 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$
HTB	HTB 90 kV	$U_n > 50 \text{ kV}$
	HTB 132 kV	
	HTB 225 kV	
	HTB 330 kV	

21. « Dossier technique pour une unité de production d'électricité » : document communiqué par le propriétaire d'une l'installation de production d'électricité au gestionnaire de réseau compétent, pour une unité de production d'électricité de type B ou C, qui confirme que la conformité de l'unité de production d'électricité avec les critères techniques énoncés dans le présent Code a été démontrée et qui comprend les données et déclarations requises, dont une déclaration de conformité ;
22. « Extension » : ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants à la tension de raccordement et nouvellement créés à des tensions supérieures qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci. Les ouvrages de branchement ne font pas partie de l'extension ;
23. « Facteur de puissance » : rapport entre la valeur absolue de la puissance active et la puissance apparente ;
24. « Fiche de collecte » : document de structure simple contenant les informations relatives à une unité de production d'électricité de type A, et attestant sa conformité avec les exigences applicables ;
25. « Fonctionnement en compensateur synchrone » : fonctionnement d'un alternateur tournant sans entraînement mécanique afin de réguler la tension de manière dynamique, par production ou absorption de puissance réactive ;
26. « Fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires » : fonctionnement qui permet aux installations de production d'électricité de continuer à alimenter leurs auxiliaires en cas de défaillance du réseau entraînant la déconnexion d'unités de production d'électricité et le basculement sur leurs alimentations auxiliaires ;
27. « Fonctionnement en réseau séparé » : fonctionnement autonome d'un réseau complet ou d'une partie d'un réseau isolé à la suite de leur déconnexion du réseau interconnecté, qui dispose d'au moins une unité de production d'électricité qui alimente ledit réseau et assure le réglage de la fréquence et de la tension ;
28. « Fréquence » : fréquence électrique du réseau, exprimée en hertz, qui peut être mesurée en tout point de la zone synchrone ; on peut considérer que la valeur est homogène sur l'ensemble du réseau sur une durée de quelques secondes, avec

- seulement des écarts minimes entre les différents points de mesure. Sa valeur nominale est de 50 Hz ;
29. « Générateur » : composant d'une unité de production d'électricité qui permet de convertir une énergie quelconque en énergie électrique ayant des caractéristiques compatibles avec son injection sur le réseau public.
  30. « Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) » : concessionnaire auquel a été délégué l'activité de transport d'énergie électrique incluant la conduite du réseau de transport ;
  31. « Gestionnaire d'un Réseau de Distribution (GRD) » : concessionnaire auquel a été délégué l'exclusivité de l'activité de distribution dans un territoire donné ;
  32. « Gestionnaire de réseau compétent » : gestionnaire de réseau de transport ou de distribution dans le périmètre de concession duquel une unité de production d'électricité est ou sera raccordée ;
  33. « Harmoniques » : signaux parasites de fréquence multiple de 50 Hz ;
  34. « Inertie » : propriété que présente un corps rigide en rotation, tel que le rotor d'un alternateur, de maintenir un mouvement rotatif et un moment cinétique uniformes tant qu'un couple extérieur n'est pas appliqué ;
  35. « Inertie synthétique » : possibilité donnée par un parc non synchrone de remplacer l'effet d'inertie d'une unité de production d'électricité synchrone à un niveau de performance imposé ;
  36. « Injection rapide de courant sur défaut » : courant injecté par un parc non synchrone de générateurs pendant et après une variation de tension due à un défaut électrique, afin de repérer un défaut à l'aide des systèmes de protection du réseau au stade initial du défaut, de contribuer au maintien de la tension du réseau à un stade ultérieur du défaut et de restaurer la tension du réseau après l'élimination du défaut ;
  37. « Insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence » : caractéristique intrinsèque du système de contrôle-commande spécifiée sous forme de la grandeur minimale de la variation de la fréquence ou du signal d'entrée qui aboutit à une modification de la puissance ou du signal de sortie ;
  38. « Installation d'un réseau de distribution » : ouvrages et équipements électriques d'un réseau de distribution utilisés pour le raccordement au réseau de transport ;
  39. « Installation de consommation » : une installation qui consomme de l'énergie électrique et qui est raccordée à un ou plusieurs points de raccordement avec le réseau de transport ou de distribution. Un réseau de distribution et/ou les alimentations auxiliaires d'une unité de production d'électricité ne constituent pas des installations de consommation ;
  40. « Installation de production d'électricité » : une installation qui convertit de l'énergie primaire en énergie électrique et qui se compose d'une ou de plusieurs unités de

production d'électricité raccordées à un réseau en un ou plusieurs points de raccordement ;

41. « Instruction » : toute commande donnée, dans les limites de sa compétence, par un gestionnaire de réseau à un producteur, par le GRT à un consommateur raccordé au réseau de transport, un gestionnaire de réseau de distribution raccordé au réseau de transport afin d'effectuer une action ;
42. « Limite de propriété » ou « limite de concession » : limite entre les ouvrages électriques d'un utilisateur du réseau et les ouvrages électriques du réseau public de transport (RPT) ;
43. « Limiteur de sous-excitation » : dispositif de régulation au sein du régulateur automatique de tension (Automatic Voltage Regulator ou AVR) qui a pour but d'empêcher l'alternateur de perdre le synchronisme du fait d'une excitation insuffisante ;
44. « Limiteur de surexcitation » : dispositif de régulation au sein du régulateur automatique de tension (Automatic Voltage Regulator ou AVR) qui empêche la surcharge du rotor de l'alternateur, en limitant le courant d'excitation ;
45. « Micro-réseau » : Partie d'un réseau de distribution incluant des consommateurs et des unités de production d'électricité pouvant avoir une capacité de démarrage autonome et fonctionner en mode réseau séparé et/ou couplé au réseau général (CEI TS 62898).
46. « Mode de réglage restreint à la sous-fréquence », ou « LFSM-U » (Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency) : mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité dans lequel la production de puissance active est augmentée en réponse à une variation de la fréquence du réseau dès que cette dernière est inférieure à une certaine valeur ;
47. « Mode de réglage restreint à la surfréquence », ou « LFSM-O » (Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency) : mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité dans lequel la production de puissance active est réduite en réponse à une variation de la fréquence du réseau dès que cette dernière est supérieure à une certaine valeur ;
48. « Mode de sensibilité à la fréquence » ou « FSM » (Frequency Sensitive Mode) : mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité dans lequel la production de puissance active est modulée en fonction d'une variation de la fréquence du réseau, de façon à contribuer au retour à la valeur de consigne de fréquence ;
49. « Niveau de régulation minimal » : puissance active minimale, telle que stipulée dans la convention de raccordement, ou telle que convenue entre le gestionnaire de réseau compétent et le producteur, jusqu'à laquelle l'unité de production d'électricité peut fournir du réglage ;
50. « Niveau minimal de fonctionnement en régime permanent » : puissance active minimale, telle que stipulée dans la convention de raccordement, ou telle que convenue entre le gestionnaire de réseau compétent et le producteur, à laquelle l'unité de

production d'électricité peut fonctionner de manière stable pendant une durée illimitée ;

51. « Notification » : échange écrit d'information entre parties soit par remise en mains propres contre reçu, soit par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, soit par télécopie, soit encore par courrier électronique avec accusé de réception. La date de notification est alors réputée être l'avis de réception ou la date mentionnée sur le reçu pour une remise en mains propres ;
52. « Notification opérationnelle de mise sous tension » : notification délivrée par le gestionnaire de réseau compétent au producteur, au consommateur, au gestionnaire d'un réseau de distribution avant la mise sous tension de son réseau interne ;
53. « Notification opérationnelle finale » : notification délivrée par le gestionnaire de réseau compétent au producteur, au consommateur, au gestionnaire d'un réseau de distribution qui satisfait aux spécifications et exigences applicables, l'autorisant à faire fonctionner, respectivement, une unité de production d'électricité, une installation de consommation, un réseau de distribution en se raccordant au réseau ;
54. « Notification opérationnelle provisoire » : notification délivrée par le gestionnaire de réseau compétent au producteur, au consommateur, un gestionnaire d'un réseau de distribution l'autorisant à faire fonctionner, respectivement, une unité de production d'électricité, une installation de consommation, un réseau de distribution en se raccordant au réseau, pour une durée limitée, et à lancer des essais de conformité afin de s'assurer du respect des spécifications et exigences applicables ;
55. « Notification opérationnelle restreinte » : notification délivrée par le gestionnaire de réseau compétent au producteur, au consommateur, au gestionnaire d'un réseau de distribution ayant obtenu auparavant une notification opérationnelle finale mais qui connaît provisoirement une modification ou une perte de capacité importante aboutissant au non-respect des spécifications et exigences applicables ;
56. « Organisme certificateur agréé » : entité qui délivre les attestations de conformité et les dossiers techniques pour unités de production d'électricité ;
57. « Papillotement (« flicker ») » : impression d'instabilité de la sensation visuelle due à un stimulus lumineux dont la luminance ou la répartition spectrale fluctuent dans le temps ;
58. « Papillotement courte durée (Pst) » : intensité de la gêne provoquée par le papillotement mesurée sur une période de dix minutes ;
59. « Papillotement longue durée (Plt) » : intensité de la gêne provoquée par le papillotement calculée à partir d'une séquence de douze valeurs de Pst sur un intervalle de deux heures ;
60. « Parc non synchrone de générateurs » : générateur ou un ensemble de générateurs d'électricité qui sont connectés soit de façon non synchrone au réseau, soit par une interface d'électronique de puissance, et qui sont en outre reliés par un seul point de raccordement à un réseau de transport, à un réseau de distribution ;

- 
61. « Pente » : rapport entre la variation de la tension, rapportée à la tension de référence 1 pu, et une variation de l'injection de puissance réactive de zéro à la puissance réactive maximale, rapportée à la puissance réactive maximale ;
  62. « PMU » : le « phasor measurement unit » ou « PMU » est un équipement ayant pour but de mesurer la valeur et le déphasage d'une grandeur électrique (par exemple la tension ou le courant) en un point d'un réseau d'électricité, en utilisant une référence de temps commune qui assure une correcte synchronisation entre plusieurs équipements de ce type.
  63. « Point commun de couplage » : le point d'un réseau public, électriquement le plus proche d'une installation et à l'amont de cette dernière, auquel sont ou peuvent être raccordées d'autres installations.
  64. « Point de raccordement » : le ou les point(s) de raccordement de l'installation de production d'électricité, de l'installation de consommation coïncide(nt) avec la limite de propriété ou de concession entre les ouvrages électriques du producteur, du consommateur, et les ouvrages électriques du réseau public. Le ou les point(s) de raccordement de l'installation d'un réseau de distribution coïncide(nt) avec la limite de concession entre les ouvrages de distribution et les ouvrages du réseau de transport. Le point de raccordement correspond généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.
  65. « Propriétaire d'une installation de consommation d'électricité » ou « consommateur » : personne physique ou morale possédant une installation soutirant de l'électricité sur le réseau de transport auquel il est raccordé ;
  66. « Propriétaire d'une installation de production d'électricité » ou « producteur » : personne physique ou morale possédant une installation destinée à générer de l'électricité à partir de toute source d'énergie et qui vend et fournit sa production d'électricité à des tiers ;
  67. « Puissance active » : composante réelle de la puissance apparente à la fréquence fondamentale, exprimée en watts ou en multiples de watts, tels que les kilowatts (« kW ») ou les mégawatts (« MW ») ;
  68. « Puissance apparente » : produit de la tension et du courant à la fréquence fondamentale, et de la racine carrée de trois dans le cas des systèmes triphasés, habituellement exprimée en kilovolt-ampères (« kVA ») ou en mégavolt-ampères (« MVA ») ;
  69. « Puissance de raccordement » ou « Pracc » : puissance active maximale pour laquelle un utilisateur du réseau public de transport (RPT) demande que soit dimensionné son raccordement. C'est la plus grande des deux valeurs entre la puissance maximale en soutirage et la puissance maximale en injection de l'installation de consommation ou de l'installation d'un réseau de distribution ;

70. « Puissance maximale » ou « Pmax » : puissance active maximale que peut délivrer sans limitation de durée une unité de production d'électricité, diminuée de toute consommation liée uniquement à la facilitation du fonctionnement de cette unité de production d'électricité et qui n'est pas injectée sur le réseau, telle que convenue entre le GRT et le producteur ;
71. « Puissance maximale en injection » : puissance active maximale sans limitation de durée qu'une installation de consommation ou une installation d'un réseau de distribution peut injecter sur le réseau au point de raccordement, telle que convenue entre, d'une part, le GRT et, d'autre part, le propriétaire de l'installation de consommation ou le GRD, respectivement ;
72. « Puissance maximale en soutirage » : puissance active maximale sans limitation de durée qu'une installation de consommation ou une installation d'un réseau de distribution peut soutirer sur le réseau au point de raccordement, telle que convenue entre, d'une part, le GRT et, d'autre part, le propriétaire de l'installation de consommation ou le GRD respectivement ;
73. « Puissance réactive » : composante imaginaire de la puissance apparente à la fréquence fondamentale, habituellement exprimée en kilovar (« kVAr ») ou en mégavar (« MVAR ») ;
74. « Raccordement » : opération consistant à connecter physiquement une installation à un réseau électrique de façon à lui permettre d'échanger avec le réseau la totalité de la puissance que le demandeur du raccordement souhaite injecter ou soutirer ;
75. « Réglage de la fréquence » : capacité d'une unité de production d'électricité à ajuster sa production de puissance active en réponse à une variation de la fréquence mesurée sur le réseau par rapport à une valeur de consigne, afin de maintenir la stabilité de la fréquence du réseau ;
76. « Régleur en charge de transformateur » : dispositif utilisé pour changer la prise d'un enroulement, capable de fonctionner lorsque le transformateur est sous tension ou en charge ;
77. « Régulateur automatique de tension » ou « AVR » (Automatic Voltage Regulator) : équipement automatique fonctionnant en permanence qui régule la tension de sortie d'une unité de production d'électricité synchrone en comparant la tension réelle de sortie à une valeur de référence et en contrôlant la sortie de son système d'excitation ;
78. « Régulation du système d'excitation » : système de commande asservi qui comprend la machine synchrone et son système d'excitation ;
79. « Reprise de la charge par blocs de puissance » : le niveau maximum de puissance active de la charge nette qui peut être repris par échelon lors de la reconstitution du réseau après un incident généralisé ;
80. « Réseau » : infrastructure et équipements reliés entre eux pour transporter ou distribuer l'électricité ;

- 
81. « Réseau de distribution raccordé au réseau de transport » ou « Réseau de distribution » : réseau de distribution raccordé au réseau de transport, y compris les installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport ;
  82. « RCC » : l'acronyme « RCC » signifie « rapport de courant de court-circuit » et désigne, en un point donné, le rapport entre le courant de court-circuit disponible, en ampères, et le courant de charge, en ampères ;
  83. « RPT » : l'acronyme « RPT » signifie « réseau public de transport » et désigne le réseau de transport d'électricité ;
  84. « Salle de contrôle » : centre de conduite du gestionnaire de réseau compétent ;
  85. « Stabilisateur de puissance » ou « PSS » : fonctionnalité supplémentaire de l'AVR d'une unité de production d'électricité synchrone dont la fonction est d'amortir les oscillations de puissance ;
  86. « Stabilité en régime permanent » : capacité d'un réseau ou d'une unité de production d'électricité synchrone à revenir à un fonctionnement stable et à se maintenir dans cet état, à la suite d'une perturbation faible ;
  87. « Statisme » : rapport, en régime permanent, exprimé en pourcentage, entre une variation de fréquence et la variation de la production de puissance active résultante. La variation de fréquence est exprimée en pourcentage à la fréquence nominale, et la variation de puissance active sous la forme d'un rapport à la puissance maximale ou à la puissance active réelle lorsque le seuil applicable est atteint ;
  88. « Stator » : partie d'une machine tournante qui comporte les parties magnétiques stationnaires avec leurs enroulements associés ;
  89. « Tension » : différence de potentiel électrique entre deux points, mesurée à partir de la valeur efficace de la tension directe entre phases à la fréquence fondamentale ;
  90. « Tension nominale » : valeur de la tension qui a servi de référence à la conception d'un réseau ou d'un matériel et qui est utilisée par la suite pour le désigner. Au Burkina Faso les tensions nominales des réseaux triphasés sont les suivantes : 15 kV, 20 kV, 33 kV, 34,5 kV, 90 kV, 132 kV, 225 kV et 330 kV.
  91. « Tenue aux creux de tension » : capacité des équipements électriques à rester connectés au réseau et à fonctionner lors d'épisodes de tension basse au point de raccordement imputables à des défauts éliminés par les protections ;
  92. « TDD » : La distorsion totale de la demande (TDD) est définie comme le rapport de la moyenne quadratique du contenu harmonique incluant les composantes harmoniques jusqu'au 50e ordre et en excluant spécifiquement tout interharmonique, exprimées en pourcentage du courant de demande maximal. Les composantes harmoniques d'ordre supérieur à 50 peuvent être incluses si nécessaire.
  93. « THD » : la distorsion harmonique totale (THD) est le rapport de la moyenne quadratique du contenu harmonique incluant les composantes harmoniques jusqu'au

50e ordre et en excluant spécifiquement tout interharmonique, exprimé en pourcentage de la composante fondamentale. Les composantes harmoniques d'ordre supérieur à 50 peuvent être incluses si nécessaire ;

94. « Unité de pompage-turbinage » : unité hydroélectrique dans laquelle l'eau peut être relevée au moyen de pompes et stockée pour produire, dans un deuxième temps, de l'énergie électrique ;
95. « Unité de production d'électricité » ou « UPE » : unité de production d'électricité synchrone ou un parc non synchrone de générateurs, quelle que soit la source d'énergie primaire, y compris les énergies renouvelables ;
96. « Unité de production d'électricité synchrone » : ensemble indivisible d'équipements qui peut produire de l'énergie électrique de telle sorte que la fréquence de la tension générée, la vitesse de rotation de l'alternateur et la fréquence de la tension du réseau sont égales dans un rapport constant, et donc au synchronisme ;
97. « Utilisateur » : consommateur, producteur ou distributeur raccordé au RPT.
98. « Valeur de consigne » : valeur de référence à atteindre pour tout paramètre habituellement utilisée dans les systèmes de contrôle-commande ;
99. « Zone isolée » : réseau de transport ou de distribution qui n'est pas exploité de manière synchrone avec le réseau d'une zone synchrone ;
100. « Zone synchrone » : zone couverte par des GRT interconnectés de manière synchrone.

## Article 2. Objet

1. Le présent Code de raccordement (ci-après le « Code ») fixe les exigences applicables au raccordement au réseau de transport d'électricité des installations de production d'électricité, des installations de consommation et des réseaux de distribution sur le territoire du Burkina Faso.
2. Il contribue à garantir la sûreté du réseau et à accompagner l'intégration des sources d'électricité renouvelables.

## Article 3. Champ d'application

1. Les exigences en matière de raccordement énoncées dans le présent Code s'appliquent :

- a. Aux nouvelles unités de production d'électricité qui sont considérées comme significatives en application de l'Article 4, y compris celles qui sont raccordées à des micro-réseaux et des zones isolées ;
  - b. Aux nouvelles installations de consommation raccordées au réseau de transport ;
  - c. Aux nouvelles installations de réseaux de distribution raccordées au réseau de transport ;
  - d. Aux nouveaux réseaux de distribution raccordés au réseau de transport ;
2. Les exigences en matière de raccordement énoncées dans le présent Code ne s'appliquent pas :
- a. Aux installations existantes, sauf dispositions contraires prévues à l'Article 5.
  - b. Aux dispositifs de stockage.
3. Le présent Code ne s'applique pas :
- a. Aux unités de production d'électricité qui ont été installées en vue de fournir une alimentation de secours et qui fonctionnent en parallèle avec le réseau public pendant une durée de l'ordre de quelques minutes par mois alors que le réseau est à l'état normal. Cette durée maximale de fonctionnement en parallèle avec le réseau public est définie dans la documentation technique de référence (DTR) ;
  - b. Aux unités de production d'électricité qui n'ont pas de point de raccordement permanent et qui sont utilisées par les gestionnaires de réseau pour fournir temporairement de la puissance en cas d'indisponibilité partielle ou totale de la capacité normale du réseau.
4. Les unités de production d'électricité raccordées à un réseau intérieur d'une installation de consommation (autoproduction) font partie intégrante de l'installation de consommation et contribuent à la conformité de cette dernière avec les exigences prévues au titre III du présent Code.

#### Article 4. Caractère significatif des unités de production

1. Les unités de production d'électricité satisfont aux exigences sur la base du niveau de tension du point de raccordement de l'installation à laquelle elles appartiennent et de leur puissance maximale, en fonction des catégories définies au paragraphe suivant.
2. Les unités de production d'électricité des catégories suivantes sont considérées comme significatives :
  - a. Point de raccordement en dessous de 90 kV et puissance maximale supérieure ou égale à 1 kW et inférieure à 100 kW (type A) ;

- b. Point de raccordement en dessous de 90 kV et puissance maximale supérieure ou égale à 100 kW et inférieure à 10 MW (type B) ;
- c. Point de raccordement en 90 kV ou au-dessus ou puissance maximale supérieure ou égale à 10 MW (type C).

## Article 5. Application aux installations existantes

1. Aux fins du présent Code, une unité de production d'électricité, une installation de consommation, une installation d'un réseau de distribution ou un réseau de distribution sont considérés comme existants dans les cas suivants :
  - a. Il est déjà physiquement raccordé à un réseau à la date d'entrée en vigueur du présent Code ; ou
  - b. Le producteur, le consommateur ou le GRD a conclu un contrat définitif et contraignant pour l'achat du composant principal de production, de consommation ou de distribution avant l'entrée en vigueur du présent Code.
2. Les propriétaires d'installations de production d'électricité existantes de type C et les propriétaires d'installations de consommation existantes raccordées au réseau de transport établissent un état des lieux de l'installation.
  - a. L'état des lieux doit comporter a minima les éléments suivants :
    - i. Description des limites de propriété de l'installation de production d'électricité ou de l'installation de consommation ;
    - ii. Schémas unifilaires des équipements de l'installation de production d'électricité ou de l'installation de consommation dont la connaissance est nécessaire à l'exploitation du réseau et du système de protection.
    - iii. Recensement des écarts par rapport aux exigences du présent Code qui s'appliquent aux nouvelles installations.
  - b. Le GRT rend public dans sa DTR les cahiers des charges nécessaires à l'établissement de l'état des lieux dans un délai de deux (02) mois après l'entrée en vigueur du Code.
  - c. Les propriétaires d'installations de production d'électricité existantes de type C et les propriétaires d'installations de consommation existantes raccordées au réseau de transport réalisent et transmettent l'état des lieux au GRT dans un délai de six (06) mois après la publication des cahiers des charges nécessaires à leur établissement.
3. Les installations existantes peuvent être soumises à toutes ou partie des exigences du présent Code dans les deux cas suivants :
  - a. Sur la base d'une décision du GRT motivée par l'étendue de la modernisation ou du remplacement d'équipements d'une installation, dans les conditions précisées au paragraphe 4.

- 
- b. Sur la base d'une décision de l'autorité de régulation dans les conditions précisées au paragraphe 5.
  4. Les unités de production existantes, les installations de consommation existantes ou les installations existantes d'un réseau de distribution raccordé à un réseau de transport sont soumis à toutes ou partie des exigences du présent Code s'ils font l'objet de modifications importantes ou de reconstruction partielle ou totale. Le GRT évaluera l'importance d'une modification ou d'une reconstruction et déterminera les exigences du présent Code qui s'appliquent à tout ou partie de l'installation, conformément à la procédure et aux critères suivants :
    - a. Les propriétaires d'installations qui envisagent de moderniser une installation ou de remplacer des équipements de sorte que s'en trouvent affectées les capacités techniques de leurs installations notifient leur projet au préalable au GRT ;
    - b. Le GRT détermine que l'étendue de la modernisation ou du remplacement d'équipements est significative, dans les cas suivants :
      - i. Concernant les unités de production d'électricité synchrones : le remplacement des machines synchrones, le renouvellement de l'équipement de contrôle de la tension et/ou de la fréquence et des systèmes de protection ou de contrôle, le changement/remplacement des composants thermiques ou hydrauliques.
      - ii. Concernant les parcs non synchrones de générateurs : le remplacement des turbines à vent ou des onduleurs pour une puissance totale d'au moins 10 % de la puissance nominale, remplacement des équipements de contrôle.
      - iii. Dans d'autres cas dûment justifiés par le GRT.
    - c. Lorsque l'étendue de la modernisation ou du remplacement d'équipements est jugée significative par le GRT, ce dernier détermine les exigences du présent Code qui doivent s'appliquer.
    - d. L'étendue de la modernisation ou du remplacement d'équipements sera considérée comme non significative si le GRT ne s'est pas prononcé dans un délai de trois (03) mois après la notification du projet par le propriétaire de l'installation.
  5. Les unités de production existantes, les installations de consommation existantes et les installations existantes d'un réseau de distribution sont soumis à toute ou partie des exigences du présent Code si l'autorité de régulation le décide dans les conditions suivantes :
    - a. La décision de l'autorité de régulation ne peut intervenir qu'à la suite d'une proposition du GRT. Le GRT peut proposer à l'autorité de régulation d'étendre l'application du présent Code à des unités de production d'électricité existantes, à des installations de consommation existantes, à des installations existantes d'un Réseau de distribution dans les deux cas suivants :
      - iv. Afin de corriger des situations existantes préjudiciables à l'exploitation du réseau détectées lors de l'état des lieux visé au paragraphe 2 ou,
      - v. Afin de tenir compte de changements factuels significatifs dans les conditions d'exploitation du réseau de transport, tels que l'évolution des exigences liées au réseau, notamment du fait de la pénétration des sources d'énergie renouvelable, des réseaux intelligents, de la production décentralisée ou de la participation active de la demande.

- b. Une analyse quantitative des coûts et bénéfices, rigoureuse et transparente, est effectuée par le GRT conformément à l'Article 90 et à l'Article 91. Elle indique :
  - i. Pour les installations concernées, les coûts liés à l'obligation de mise en conformité avec le présent Code ;
  - ii. L'avantage socio-économique résultant de l'application des exigences fixées dans le présent Code ; et
  - iii. les éventuelles mesures alternatives susceptibles d'assurer les performances requises.
- c. Avant d'effectuer l'analyse quantitative des coûts et bénéfices visée au b), le GRT :
  - i. Effectue une comparaison qualitative préalable des coûts et bénéfices ; et
  - ii. Obtient l'approbation de l'autorité de régulation.
- d. L'autorité de régulation statue sur l'extension de l'applicabilité du présent Code à des unités de production d'électricité existantes, à des installations de consommation existantes et à des installations existantes d'un réseau de distribution dans les six (06) mois à compter de la réception du rapport et de la recommandation du GRT. La décision de l'autorité de régulation est publiée.
- e. Le GRT prend en compte les attentes légitimes des propriétaires d'installation de production d'électricité, des propriétaires d'installations de consommation et du GRD dans le cadre de l'évaluation de l'application du présent Code à des unités de production d'électricité existantes, à des installations de consommation existantes et à des installations existantes d'un réseau de distribution

## Article 6. Application aux sites industriels et aux installations de production raccordées à une zone isolée

1. En ce qui concerne les unités de production d'électricité raccordées au sein de réseaux de sites industriels, les propriétaires d'installations de production d'électricité, les gestionnaires de réseau de sites industriels et les gestionnaires de réseau compétents dont le réseau est raccordé au réseau d'un site industriel ont le droit de convenir de conditions pour que lesdites unités de production d'électricité et les charges critiques, qui assurent les processus de production, se déconnectent du réseau du gestionnaire de réseau compétent. L'exercice de ce droit se fait en coordination avec le GRT.
2. L'autorité de régulation peut soumettre une ou plusieurs unités de production d'électricité raccordées à un micro-réseau ou à une zone isolée à des exigences distinctes de celles du présent Code, à la suite d'une proposition du gestionnaire de réseau compétent, conformément aux paragraphes 3, 4 et 5.
3. Le gestionnaire de réseau compétent peut proposer à l'autorité de régulation de modifier les exigences du présent Code applicables aux unités de production d'électricité raccordées dans des micro-réseaux ou des zones isolées afin de tenir compte des conditions d'exploitation spécifiques à ces zones.

À cet effet, une analyse quantitative des coûts et bénéfices, rigoureuse et transparente, est effectuée par le gestionnaire de réseau compétent conformément à l'Article 90 et à l'Article 91. Elle indique :

- a. Pour les installations concernées, les coûts et les bénéfices liés à la modification des performances proposée ;
  - b. L'avantage socio-économique résultant de l'application des nouvelles exigences ; et
  - c. Les éventuelles mesures alternatives susceptibles d'assurer les performances requises.
4. Avant d'effectuer l'analyse quantitative des coûts et bénéfices visée au paragraphe a, le gestionnaire de réseau compétent :
- a. Effectue une comparaison qualitative préalable des coûts et bénéfices ; et
  - b. Obtient l'approbation de l'autorité de régulation.
5. L'autorité de régulation statue sur la modification des exigences du présent Code notamment sur la base de l'analyse quantitative des coûts et bénéfices réalisée par le gestionnaire de réseau compétent et dans les six (06) mois à compter de la réception du rapport et de la recommandation du gestionnaire de réseau compétent. La décision de l'autorité de régulation est publiée.

## Article 7. Principes généraux pour l'application du Code

Aux fins de l'application du présent Code, l'autorité de régulation, le GRT et les GRD :

- a. Assurent la mise en œuvre du droit d'accès au réseau de transport tel que prévu par la loi et en respectant les principes de proportionnalité et de non-discrimination ;
- b. Prennent les dispositions nécessaires afin d'assurer la transparence dans la mise en œuvre du présent Code ;
- c. Appliquent le principe visant à garantir l'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées ;
- d. Respectent les prérogatives assignées au GRT afin d'assurer la sûreté du système électrique et du réseau de transport ;
- e. Consultent les GRD et tiennent compte des incidences potentielles sur leur réseau.

## Article 8. Consultation et participation des parties prenantes

1. La consultation des parties prenantes est rendue obligatoire par le présent Code à l'Article 10 et à l'Article 70.

2. Lorsqu'une consultation des parties prenantes doit avoir lieu, le gestionnaire de réseau compétent publie les dates de la consultation. La durée d'une consultation ne peut pas être inférieure à un (01) mois.
3. Le gestionnaire de réseau compétent prend dûment en considération les observations des parties prenantes exprimées lors des consultations avant de soumettre les propositions, le rapport, l'analyse des coûts et bénéfices ou les nouvelles exigences applicables pour approbation à l'autorité de régulation. Dans tous les cas, une justification rigoureuse de la prise en compte ou non des observations des parties prenantes est communiquée et publiée en temps utile, avant ou en même temps que la publication des propositions, du rapport, de l'analyse des coûts et bénéfices.

## Article 9. Obligations en matière de confidentialité

1. Toute information confidentielle reçue, échangée ou transmise en vertu du présent Code est soumise aux exigences de secret professionnel prévues aux paragraphes 2, 3 et 4 ci-dessous.
2. L'obligation de secret professionnel s'applique à toutes les personnes ou entités visées par les dispositions du présent Code.
3. Les informations confidentielles reçues par les personnes ou entités visées au paragraphe 2 dans l'exercice de leurs fonctions ne peuvent être divulguées à aucune autre personne ou autorité, sans préjudice des cas couverts par les autres dispositions du présent Code ou les autres actes applicables de la législation du Burkina Faso.
4. Sans préjudice des cas couverts par les dispositions du droit national, l'autorité de régulation, les entités ou les personnes qui reçoivent des informations confidentielles en application du présent Code ne peuvent les utiliser qu'aux fins de l'accomplissement de leurs obligations en application du présent Code.

## Article 10. Documentation technique de référence

1. Certaines dispositions du présent Code accordent au GRT le droit de définir des exigences et règles complémentaires à celles édictées par le Code. Le cas échéant, ces exigences sont définies par le GRT et font partie de la documentation technique de référence (DTR).
2. Le présent Code l'existence de plusieurs cahiers des charges type à appliquer dans les relations entre d'une part le GRT et d'autre part les GRD, les propriétaires et les exploitants des installations de production et de consommation. Ces cahiers des charges type visent à faciliter la mise en application des dispositions contenues dans le présent Code. Ces cahiers des charges type sont rédigés par le GRT et font partie de la DTR.

3. Le GRT doit consulter les parties prenantes sur toutes les propositions de textes destinés à être inclus dans la DTR ainsi que sur leurs mises à jour ultérieures dans les conditions prévues à l'Article 8.

## **TITRE II. RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ**

### **CHAPITRE 1 PROCEDURE DE TRAITEMENT D'UNE DEMANDE DE RACCORDEMENT AU RESEAU DE TRANSPORT D'UNE INSTALLATION DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ**

#### Article 11. Introduction et principes généraux

1. Le présent chapitre définit la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité au RPT d'électricité du Burkina Faso.
2. Le GRT garantit aux producteurs qui lui en font la demande l'accès au réseau de transport national, pour autant que les exigences techniques et juridiques en vigueur soient respectées.
3. Le GRT prend les dispositions nécessaires pour raccorder les nouvelles unités de production sous réserve que la solution de raccordement choisie à l'issue de l'étude réalisée conformément à l'Article 14 soit sur le RPT.
4. Les étapes formelles nécessaires pour raccorder une installation de production au RPT sont divisées en trois phases :
  - a. Phase de demande, d'études et d'autorisation ;
  - b. Phase de réalisation du raccordement ;
  - c. Phase de mise en service du raccordement.
5. Le GRT réalise les études de raccordement à son réseau.
6. L'autorité de régulation veille à la bonne application de la présente procédure de raccordement.

#### Article 12. Demande de raccordement

1. La demande de raccordement d'une nouvelle installation de production au RPT est adressée par le demandeur au GRT. Cette demande doit être adressée par courrier recommandé avec avis de réception, à l'adresse qui figure sur le site Internet du GRT dans une rubrique spécialement dédiée au raccordement.
2. La demande de raccordement est matérialisée par le remplissage d'un formulaire de demande de raccordement, mis à disposition du public sur le site Internet du GRT dans une rubrique spécialement dédiée au raccordement.
3. Le formulaire de demande de raccordement sollicite les informations suivantes auprès du demandeur :
  - a. L'identité du producteur ;
  - b. Les informations détaillées concernant la situation géographique du site à raccorder ;
  - c. Les données techniques relatives à l'installation de production qui sont pertinentes pour le raccordement au réseau ;
  - d. La date de début et de fin des travaux de construction de l'installation et la date prévue de mise en service de ladite installation.
4. La demande de raccordement engage son auteur à payer au GRT les coûts engagés pour la réalisation de l'étude.
5. A la réception d'un formulaire de demande de raccordement dûment complété, le GRT procède à une évaluation du coût de l'étude d'impact. Le GRT fait parvenir au demandeur dans un délai de 10 jours ouvrés à réception du formulaire dûment complété un projet de convention d'étude d'impact de raccordement contenant :
  - a. La confirmation des données transmises par le demandeur via le formulaire de demande de raccordement,
  - b. L'estimation du prix de l'étude d'impact de raccordement,
  - c. Une demande des éventuelles informations complémentaires qui seraient nécessaires pour procéder à l'étude d'impact du raccordement.

### Article 13. Tension de référence pour le raccordement

1. Une installation de production d'électricité comprenant une ou plusieurs unités de production d'électricité et raccordée à un même point de raccordement, est raccordée au niveau de tension défini dans le Tableau 1 suivant, en fonction de la puissance maximale de l'installation de production d'électricité.

**Tableau 1** : Tension de raccordement pour les installations de production d'électricité.

<b>Puissance maximum de l'installation de production d'électricité (MW)</b>	<b>Tension au point de raccordement (kV)</b>	<b>Type d'UPE (A,B,C)</b>
P < 10 MW	U < 90 kV	A ou B
10 MW ≤ P < 30 MW	90 kV	C
30 MW ≤ P < 100 MW	132 kV	C
P ≥ 100 MW	225 kV ou 330 kV	C

2. L'installation de production d'électricité peut être raccordée de manière exceptionnelle à une autre tension de raccordement dans le cas où les études visées à l'Article 14 montrent que cette solution est à la fois techniquement possible et la plus avantageuse pour la collectivité. Dans ce cas, les dispositions suivantes s'appliquent :
  - a. Le gestionnaire de réseau compétent transmet à l'autorité de régulation une analyse détaillant l'avantage socio-économique résultant de l'application de la solution et justifiant son caractère exceptionnel.
  - b. L'autorité de régulation statue sur l'adoption de cette solution dans un délai d'un (01) mois à compter de la réception de l'analyse du gestionnaire de réseau compétent. Le délai de remise de la convention d'étude de l'installation est suspendu jusqu'à la décision de l'autorité de régulation.

## Article 14. Etude d'impact de raccordement

1. La convention d'étude d'impact est acceptée par le demandeur du raccordement par (i) retour signé et (ii) paiement du coût d'étude estimé dans la convention.
2. A réception de la convention d'étude d'impact de raccordement dûment acceptée, le GRT procède à l'étude d'impact du raccordement dans un délai de 120 jours ouvrés. Ce délai peut être revu à la hausse sur sollicitation du GRT, après accord écrit du demandeur.
3. Les demandes sont traitées selon le principe du « premier arrivé, premier servi », dans l'ordre de réception par le GRT des conventions d'étude d'impact acceptées par les demandeurs. Avant réception par le GRT de la convention d'étude d'impact acceptée par le demandeur, l'acceptation d'une convention d'étude d'impact tierce peut

remettre en cause l'engagement du GRT. Dans ce cas, le GRT prévient sans délai le demandeur et transmet au demandeur une nouvelle convention dans les meilleurs délais.

4. L'étude d'impact du raccordement a pour fonction de permettre au demandeur de disposer d'une estimation de la faisabilité, du coût des travaux d'extension à la charge du demandeur (tels que définis à l'Article 19) et du délai du raccordement de son installation. Elle mentionne également un éventuel droit de suite dû en application de l'Article 19 à la charge du demandeur.
5. En particulier, l'étude d'impact du raccordement :
  - a. Détermine la tension de raccordement en fonction de la puissance maximale des unités de production d'électricité concernées ;
  - b. Identifie les éventuelles contraintes techniques liées au raccordement envisagé, notamment les adaptations à apporter, préalablement à ce raccordement, à l'installation de production d'électricité et aux réseaux d'électricité concernés ;
  - c. Détermine les modalités particulières d'exploitation que le producteur devra respecter ;
  - d. Identifie la solution de raccordement techniquement et administrativement réalisable de moindre coût global. Cette solution de raccordement comporte l'ensemble des ouvrages et équipements nécessaires au raccordement, y compris les renforcements et extensions du réseau existant, ainsi que le paiement d'un éventuel droit de suite.
6. L'étude d'impact du raccordement doit tenir compte :
  - a. Des caractéristiques des ouvrages existants ou décidés du réseau de transport ;
  - b. Des caractéristiques de l'installation de production d'électricité à raccorder ;
  - c. Des caractéristiques des installations déjà raccordées ;
  - d. Des engagements de raccordement antérieurs ;
  - e. La demande du producteur quant aux délais de raccordement et la qualité de l'électricité.

L'étude examine les divers scénarii de fonctionnement du système électrique après raccordement de l'installation de production d'électricité, en situation normale et en cas d'aléa.

7. Afin de vérifier la compatibilité du projet avec le bon fonctionnement et la sûreté du réseau, l'étude de raccordement examine les éventuelles contraintes que le raccordement de l'installation de production d'électricité est susceptible de faire peser, notamment sur :
  - a. Le respect des intensités admissibles dans les ouvrages du réseau concerné, en régime permanent et lors des régimes de surcharge temporaire admissibles en cas d'indisponibilité d'éléments du réseau ;

- b. Le respect, en cas de défauts d'isolement, du pouvoir de coupure des disjoncteurs, de la tenue thermique et de la tenue aux efforts électrodynamiques des ouvrages du réseau concerné et des installations déjà raccordés ;
  - c. La tenue de tension sur le réseau concerné dans les plages définies à l'Article 22 paragraphe 7 et à l'Article 24 paragraphe 2 lors de la mise en service ou du déclenchement de l'installation ainsi que lors des variations de charge ;
  - d. Le respect des performances d'élimination des défauts d'isolement ;
  - e. La maîtrise des phénomènes dangereux pour la sûreté du système électrique tels que les déclenchements en cascade, les écroulements de tension et les ruptures de synchronisme ;
  - f. Le maintien de la qualité de l'électricité à un niveau compatible avec ceux définis dans le présent Code ;
  - g. Le respect des exigences en matière de réseaux informatiques et de télécommunication.
8. A l'issue de l'étude, le raccordement peut s'avérer non acceptable pour le réseau dans les uniques cas suivants :
- a. Si, en cas d'impossibilité de proposer une solution de raccordement possédant des caractéristiques dégradées, et au vu d'une étude coût bénéfice, les coûts de renforcement restant à la charge du GRT sont disproportionnés par rapport à l'utilité qu'ils revêtent pour lui, pour l'exécution de ses missions de renouvellement et de développement du réseau, notamment pour soutenir l'évolution naturelle des flux,
  - b. En cas d'incompatibilité technique liée au bon fonctionnement et à la sûreté du réseau.
- Si le raccordement demandé s'avère non acceptable pour le réseau, le GRT le justifie dans les conclusions de l'étude d'impact.
9. Si l'étude d'impact conclut que le raccordement est acceptable pour le réseau, le GRT notifie au producteur la solution qu'il préconise en application des dispositions ci-dessus. Le producteur peut demander une solution de raccordement plus onéreuse que celle proposée par le GRT, auquel cas il en assume l'intégralité des coûts supplémentaires. Dans ce cas, le GRT modifie en conséquence la solution retenue au terme de l'étude d'impact du raccordement.

## Article 15. Convention d'étude de l'installation

1. A l'issue de l'étude d'impact, le demandeur paie le solde du coût réel de l'étude. Si l'étude d'impact conclut à ce que le raccordement est acceptable pour le réseau, le GRT transmet au demandeur une convention d'étude de l'installation.
2. La convention d'étude de l'installation contient le rapport et les conclusions de l'étude d'impact, incluant notamment :

- a. La solution de raccordement comportant l'ensemble des ouvrages, équipements nécessaires au raccordement, y compris les renforcements et extensions du réseau existant, ainsi que le paiement d'un éventuel droit de suite ;
  - b. Les conditions techniques, notamment de délai, juridiques et financières applicables au raccordement ;
  - c. Les exigences de performances applicables à l'installation de production et les exigences de contrôles applicables à ces performances ;
  - d. Les exigences et conditions applicables au raccordement en matière de comptage et de contrôle commande, ainsi que les spécifications techniques concernant la supervision, la téléconduite et l'architecture télécom et informatique nécessaire aux échanges d'information ;
  - e. Le coût et le délai de réalisation de l'étude détaillée permettant de réaliser l'étude technique détaillée de la solution de raccordement et de préciser le phasage de l'opération.
3. Pour conserver la priorité attribuée à sa demande de raccordement, le demandeur doit signer et retourner la convention d'étude de l'installation dans un délai de 15 jours.

## Article 16. Convention de raccordement

1. À l'issue de l'étude détaillée de l'installation, le GRT transmet au producteur une convention de raccordement.
2. La convention de raccordement est le document contractuel dont l'objet est, sur la base de l'étude détaillée de l'installation, de déterminer les conditions techniques, juridiques et financières du raccordement au réseau de transport, ainsi que les exigences de performances applicables à l'installation de production et les exigences de contrôles applicables à ces performances. La convention doit également préciser qui du GRT ou du producteur a la responsabilité des travaux de raccordement.
3. La convention de raccordement est acceptée par le demandeur par la réception de ladite convention retournée signée et accompagnée des éléments suivants :
  - a. Paiement du coût prévu au titre du raccordement selon l'échéancier prévu par le contrat ;
  - b. Evaluation sociale et environnementale et autorisations nécessaires au projet d'installation ; et
  - c. Toute forme de garantie au profit du GRT à hauteur du coût du projet.
4. La convention de raccordement doit être acceptée avant le début des travaux.
5. La convention de raccordement engage la partie qui réalise les travaux sur les ouvrages de raccordement quant aux délais de construction.
6. La convention d'étude de l'installation reste en vigueur jusqu'à l'acceptation de la convention de raccordement.

7. Pour conserver la priorité attribuée à sa demande de raccordement, le demandeur doit accepter la convention de raccordement dans un délai de 60 jours à compter de son envoi par le GRT. En l'absence d'acceptation dans ces délais, la convention d'étude de l'installation est résiliée de plein droit. Les coûts engagés par le GRT sont dus par le demandeur. Il est mis fin au traitement de la demande de raccordement, et le demandeur devra recommencer la procédure de raccordement s'il souhaite toujours réaliser son projet.

## Article 17. Réalisation des travaux et contribution financière du producteur

1. Les travaux de raccordement nécessaires pour mettre en place la solution retenue au terme de l'étude détaillée de raccordement, pour la partie des ouvrages compris dans le périmètre d'extension défini à l'Article 19, sont réalisés par le GRT après la signature d'une convention de raccordement.
2. La contribution financière du producteur pour le raccordement de son installation est précisée dans la convention de raccordement.
3. Le producteur devra payer au GRT le prix des travaux pour les ouvrages compris dans le périmètre d'extension, selon l'échéancier prévu par le GRT dans la convention de raccordement.
4. Les travaux d'extension réalisés pour permettre le raccordement du producteur pourront être également utilisés pour le raccordement d'autres utilisateurs du réseau.

## Article 18. Réalisation des ouvrages par le demandeur

1. Par dérogation à l'Article 17, le producteur peut faire exécuter à ses frais et sous sa responsabilité une partie des ouvrages compris dans le périmètre d'extension défini à l'Article 19. Le GRT ne fournit aucune estimation du coût et du délai de réalisation de ces ouvrages dans le cadre des études et conventions réalisées en application de l'Article 14 à l'Article 16.
2. Si le demandeur décide en cours d'étude de réaliser lui-même ces ouvrages, il reste tenu des coûts d'étude engagés par le GRT pour la production de l'étude d'impact, de la convention d'étude de l'installation ou de la convention de raccordement.
3. La convention de raccordement précise les ouvrages exécutés par le demandeur et les conditions contractuelles de leur réalisation, concernant notamment le cahier des charges des ouvrages, les entreprises agréées pour leur réalisation et les pouvoirs de contrôle du GRT.
4. Ces ouvrages sont intégralement financés par le demandeur.
5. La mise en service du raccordement est conditionnée à la réception des travaux par le GRT.

## Article 19. Contribution financière demandée pour le raccordement

1. Les travaux d'extension sont à la charge du demandeur pour son raccordement, ainsi qu'un éventuel droit de suite pour l'utilisation d'ouvrages existants du réseau.
2. Les ouvrages compris dans le périmètre d'extension sont les ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants à la tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci, énumérés ci-dessous :
  - a. Lignes électriques souterraines ou aériennes et leurs équipements terminaux lorsque, à leur création, elles concourent exclusivement à l'alimentation ou à l'évacuation de l'électricité consommée ou produite par les installations du demandeur du raccordement ;
  - b. Lignes électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, nouvellement créées ou créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces lignes relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;
  - c. Jeux de barres HT du poste de raccordement au réseau de transport ;
  - d. Transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.
3. Le droit de suite est versé par le demandeur du raccordement en faveur de l'utilisateur du réseau qui a financé l'ouvrage lors de son raccordement au titre du périmètre d'extension, du droit de suite ou en réalisant l'ouvrage en application de l'Article 18 ;
4. La contribution du demandeur au droit de suite ne peut concerner que les ouvrages de réseau qui participent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celle-ci, énumérés ci-dessous :
  - a. Lignes relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;
  - b. Jeux de barres HT du poste de raccordement au réseau de transport ;
  - c. Transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.

5. Le GRT précise dans la DTR la définition du périmètre d'extension, à l'aide de schémas, et la mise en œuvre du droit de suite.

## Article 20. Equipements de comptage

Le GRT spécifie les exigences en matière d'équipements de comptage applicables au raccordement d'une nouvelle installation de production d'électricité au réseau.

## Article 21. Mise en service

1. Lorsque tous les travaux de génie civil et électriques de l'installation et du raccordement ont été achevés et que l'installation est prête pour la mise en service, le GRT effectue une inspection sur place pour vérifier que l'installation est construite et installée conformément à la convention de raccordement et conformément à ce Code et aux autres normes électriques y relatives.
2. La mise en service d'une nouvelle installation de production est soumise à la procédure de notification opérationnelle établie dans le présent Code au CHAPITRE 5.

## **CHAPITRE 2 EXIGENCES GENERALES APPLICABLES AUX UNITES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE**

### Article 22. Exigences applicables aux unités de production d'électricité de type A

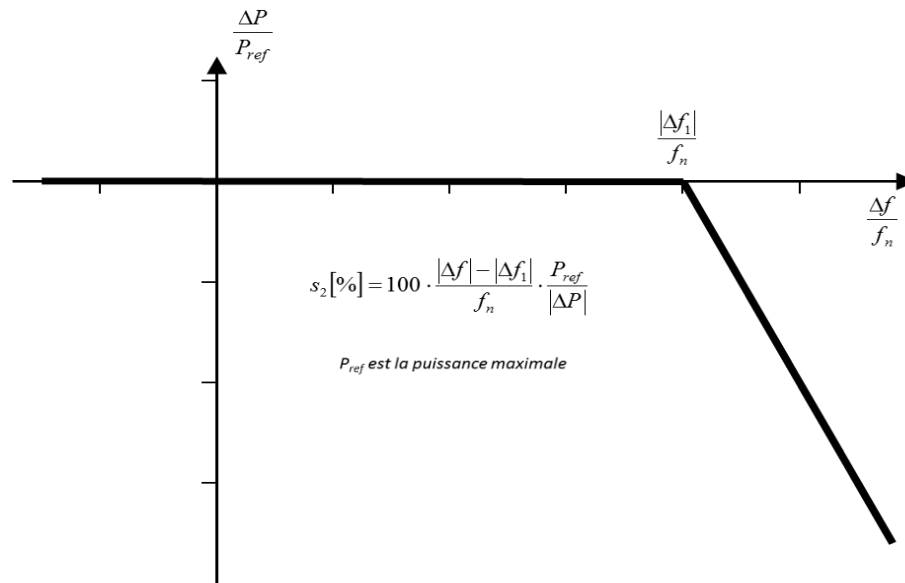
1. Les unités de production d'électricité de type A (point de raccordement en dessous de 90 kV, et Pmax supérieure ou égale à 1 kW mais inférieure à 100 kW) satisfont aux exigences suivantes relatives à la stabilité en fréquence :
  - a. En ce qui concerne les plages de fréquence, une unité de production d'électricité est capable de rester connectée au réseau et de fonctionner dans les plages de fréquence et les durées indiquées au Tableau 2 suivant :

**Tableau 2** : Durées minimales pendant lesquelles une Unité de production d'électricité doit être capable de fonctionner sans se déconnecter du réseau à différentes fréquences s'écartant de la valeur nominale.

Plage de fréquence	Durée de fonctionnement
47,5 Hz - 49 Hz	30 minutes
49,0 Hz - 51,0 Hz	Illimitée
51,0 Hz - 51,5 Hz	30 minutes
51,5 Hz - 52,5 Hz	1 seconde

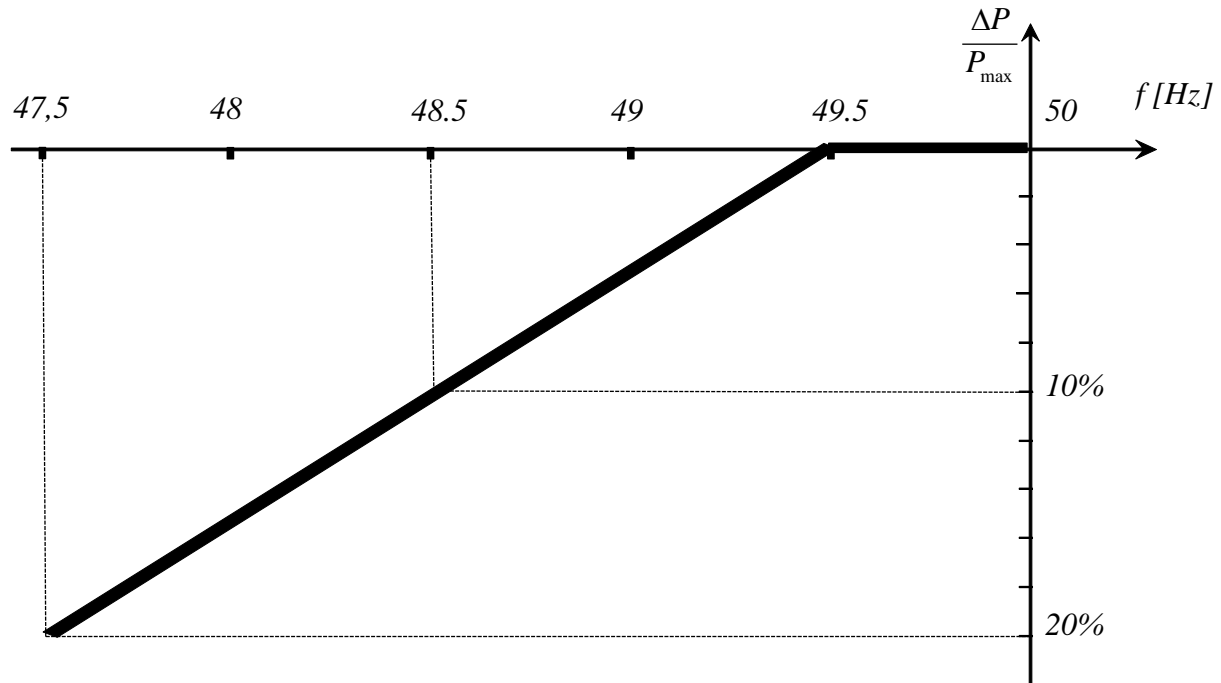
- b. En ce qui concerne la capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence, une unité de production d'électricité est capable de rester connectée au réseau et de fonctionner lorsque la vitesse de variation de la fréquence est comprise entre - 2,5 Hz par seconde et + 2,5 Hz par seconde, calculée sur une fenêtre de temps de 5 cycles, sauf si la déconnexion est provoquée par le fonctionnement d'une protection de découplage du réseau liée à la vitesse de variation de la fréquence demandée par le GRT.. Dans ce dernier cas, le GRT spécifie le réglage de la protection de découplage liée à la vitesse de variation de la fréquence.
2. En ce qui concerne le mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O), les dispositions suivantes s'appliquent :
- L'unité de production d'électricité est capable d'activer la réponse en puissance active aux variations de fréquence selon la Figure 1 ci-dessous à partir d'un seuil de fréquence de 50,2 Hz et pour une unité de production d'électricité de type A ou B, avec une valeur de statisme de 4 % ;
  - L'unité de production d'électricité est capable d'activer la réponse en puissance aux variations de fréquence dans un retard initial aussi court que possible. Si ce délai est supérieur à deux secondes, le producteur en communique la justification au gestionnaire de réseau compétent, avec des éléments techniques probants ;
  - L'unité de production d'électricité est capable, soit de continuer à fonctionner au niveau de régulation minimal en l'atteignant, soit de diminuer davantage la puissance active en fonction de la demande du gestionnaire de réseau jusqu'à ce que son niveau minimal de fonctionnement en régime permanent soit atteint ;
  - L'unité de production d'électricité est capable de fonctionner de manière stable en mode LFSM-O
  - En mode LFSM-O, la consigne LFSM-O prévaut sur toute autre consigne de puissance active.

**Figure 1 :** Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité en mode LFSM-O.  $P_{ref}$  est la puissance maximale.  $\Delta P$  est la variation de puissance active de l'unité de production d'électricité.  $f_n$  est la fréquence nominale (50 Hz) du réseau et  $\Delta f$  est la variation de la fréquence sur le réseau. En cas de surfréquences avec  $\Delta f$  supérieur à  $\Delta f_1$  égal à 200 mHz, l'unité de production d'électricité réduit sa production de puissance active conformément au statisme  $S_2$  (égal à 4 % pour une unité de production d'électricité de type A ou B).



3. L'unité de production d'électricité est capable de maintenir une production constante de puissance active à sa valeur de consigne quelles que soient les variations de fréquence, sauf lorsque la production suit les modifications spécifiées dans le contexte des paragraphes 2 et 4 du présent article, ou de l'Article 24, paragraphe 3, points 1)c et 1)d, selon le cas.
4. La réduction de puissance active par rapport à la production maximale en cas de baisse de fréquence, ne doit pas excéder la valeur maximale décrite à la Figure 2. En dessous de 49,5 Hz, la réduction maximale admissible de puissance s'accroît proportionnellement à la baisse de fréquence avec un taux de réduction tel qu'une réduction de 10 % de la puissance maximale à 50 Hz est admise pour 1 Hz de baisse de fréquence.

**Figure 2 :** Réduction maximale admissible de capacité par rapport à la puissance maximale en cas de baisse de fréquence



5. L'unité de production d'électricité est équipée d'une interface logique (port d'entrée) permettant de stopper la production de puissance active dans un délai de cinq (05) secondes après la réception d'une instruction au port d'entrée. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de spécifier des exigences concernant des équipements complémentaires permettant de commander ce dispositif à distance. S'il exerce ce droit, le GRT spécifie ces exigences dans la DTR.
6. Une unité de production d'électricité doit être capable de se connecter automatiquement au réseau entre 47,5 Hz et 50,05 Hz. Le délai de connexion ne doit pas excéder dix (10) minutes. Le GRT, en coordination avec le gestionnaire de réseau compétent, a le droit de spécifier un délai plus réduit ainsi qu'une vitesse maximale admissible pour l'augmentation de la production de puissance active. S'il exerce ce droit, la DTR précise les conditions dans lesquelles s'appliquent ces nouvelles exigences.

La connexion automatique est autorisée, sauf décision contraire du GRT, et, pour les UPE raccordées au réseau d'un GRD, en coordination avec ce dernier.

7. En ce qui concerne la stabilité en tension, une unité de production d'électricité est capable de rester connectée au réseau et de fonctionner dans les plages de tension de réseau au point de raccordement précisées dans le Tableau 3 suivant :

**Tableau 3 :** Durées pendant lesquelles une unité de production d'électricité est capable de fonctionner à des tensions au point de raccordement s'écartant de la valeur nominale, sans se déconnecter du réseau.

Tension de raccordement	Plage de tension (Un : Tension nominale)	Durée de fonctionnement
BT	$\pm 10 \% U_n$	illimitée
HTA	$\pm 10 \% U_n$	illimitée

8. Les unités de production d'électricité de type A satisfont aux exigences suivantes relatives à la qualité de l'électricité :

- a. Les perturbations provoquées par une unité de production d'électricité raccordées en basse tension, mesurées au point de raccordement, restent dans les limites fixées ci-après :
  - i. Fluctuation de tension : le niveau de contribution de l'installation de production au papillotement courte durée (Pst), calculé selon les dispositions de la publication CEI 61000-4-15, est limité au point de raccordement à 1.
  - ii. Harmoniques : les exigences à respecter en matière d'harmoniques sont celles figurant dans la norme IEEE-519. Elles sont exprimées au travers d'un THD et d'un TDD, ce dernier étant calculé en fonction du rapport de courant de court-circuit (RCC) au point commun de couplage.
- b. Les perturbations provoquées par une Unité de production d'électricité raccordées en HTA, mesurées au point de raccordement, restent dans les limites fixées ci-après :
  - i. Fluctuation de tension : le niveau de contribution de l'installation de production au papillotement courte durée (Pst) et au papillotement longue durée (Plt), calculé selon les dispositions de la publication CEI 61000-4-15, sont limitées au point de raccordement à 0,9 en Pst et 0,7 en Plt.

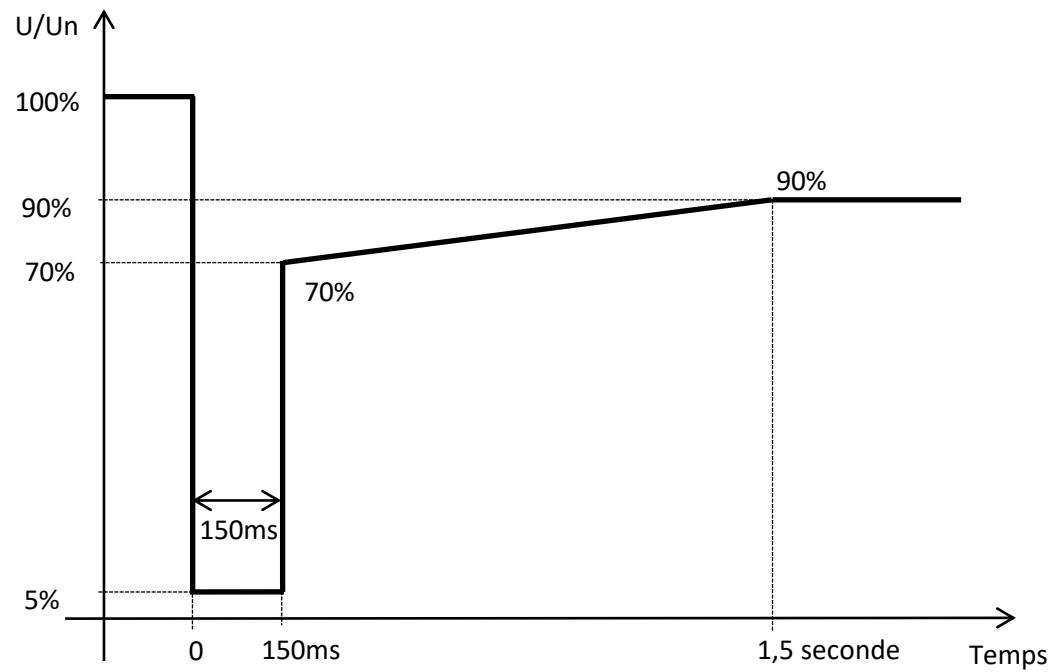
Le GRT peut accorder ou exiger des valeurs différentes, celles-ci étant alors établies conformément au rapport technique IEC 61000-3-7. Les valeurs minimales pouvant être exigées sont 0,35 en Pst et 0,25 en Plt.

- ii. Déséquilibre : le taux de déséquilibre en tension produit par l'unité de production d'électricité au point de raccordement ne doit pas dépasser 1,8 %. Le GRT peut accorder ou exiger des valeurs différentes, celles-ci étant alors établies conformément au rapport technique IEC 61000-3-13.
- iii. Harmoniques : les exigences à respecter en matière d'harmoniques sont celles figurant dans la norme IEEE-519. Elles sont exprimées au travers d'un THD et d'un TDD, ce dernier étant calculé en fonction du rapport de courant de court-circuit (RCC) au point commun de couplage.
- iv. A-coups de tension : l'amplitude de tout à-coup de tension ne doit pas dépasser 5 % de la tension au point de raccordement.  
  
Le GRT peut accorder des valeurs différentes, celles-ci étant alors établies conformément au rapport technique IEC 61000-3-7.

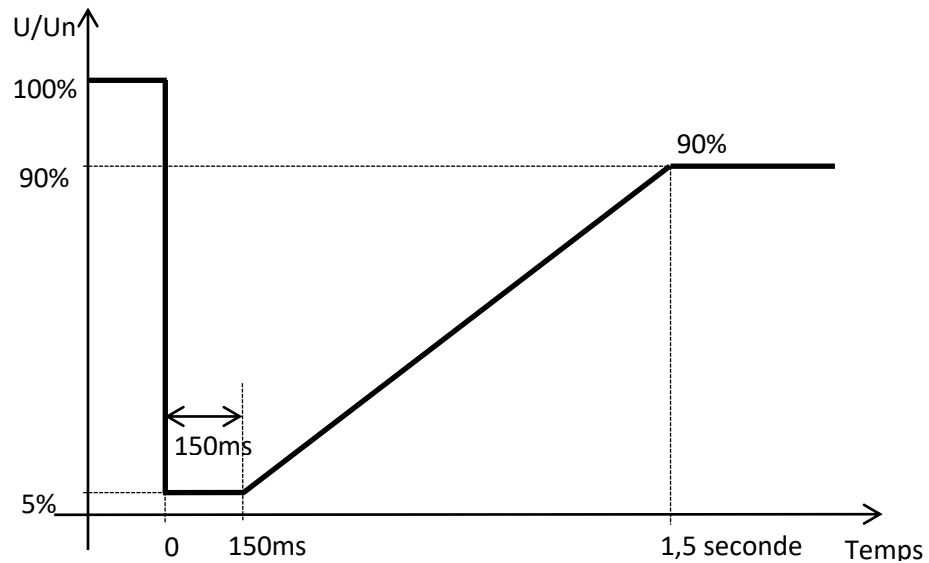
### Article 23. Exigences générales applicables aux unités de production d'électricité de type B

1. Les unités de production d'électricité de type B (point de raccordement en dessous de 90 kV, et Pmax supérieure ou égale à 100 kW mais inférieure à 10 MW) satisfont aux exigences énoncées à l'Article 22.
2. En outre, les unités de production d'électricité de type B satisfont aux exigences suivantes concernant la stabilité en fréquence :
  - a. Afin de réguler la puissance active produite, l'unité de production d'électricité est équipée d'une interface (port d'entrée) lui permettant de réduire la puissance active qu'elle produit sur instruction reçue au port d'entrée ; et
  - b. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de fixer des exigences concernant des équipements supplémentaires permettant de commander à distance la production de puissance active. S'il exerce ce droit, le GRT spécifie ces exigences complémentaires dans la DTR.
3. Les unités de production d'électricité de type B satisfont aux exigences suivantes en matière de robustesse :
  - a. Eu égard à la tenue aux creux de tension des unités de production d'électricité :
    - i. Les figures 3 et 4 définissent les gabarits de creux de tension au point de raccordement en cas de défaut, qui décrivent les conditions dans lesquelles une unité de production d'électricité synchrone et un parc non synchrone de générateurs sont respectivement capables de rester connectés au réseau et de continuer à fonctionner de manière stable après une perturbation sur le réseau électrique imputable à des défauts éliminés par les protections sur le réseau de transport ;
    - ii. Le gabarit de creux de tension détermine la limite inférieure des tensions entre phases au niveau de tension du point de raccordement pendant un défaut triphasé, en fonction du temps, avant, pendant et après le défaut ;

**Figure 3 :** Gabarit de tenue aux creux de tension d'une unité de production d'électricité synchrone de type B.



**Figure 4 :** Gabarit de tenue aux creux de tension d'un parc non synchrone de générateur de type B.



iii. Le gestionnaire de réseau compétent précise les conditions avant et après défaut à considérer pour la tenue aux creux de tension, sur la base des éléments suivants :

- Le calcul de la puissance minimale de court-circuit avant défaut au point de raccordement ;
- Les puissances active et réactive avant défaut de l'unité de production d'électricité au point de raccordement, et la tension au point de raccordement ; et
- Le calcul de la puissance minimale de court-circuit après défaut au point de raccordement ;

Alternativement, le gestionnaire de réseau compétent peut fournir des valeurs génériques tirées de cas typiques.

iv. L'unité de production d'électricité est capable de rester connectée au réseau et de continuer à fonctionner de façon stable lorsque la variation réelle des tensions entre phases au niveau de tension du réseau au point de raccordement pendant un défaut triphasé, étant donné les conditions avant et après défaut visées au paragraphe 3, points a) iii), demeure au-dessus de la limite inférieure fixée au paragraphe 3, point a) ii).

v. Sans préjudice du paragraphe 3, a) v), la protection contre les sous-tensions (tenue aux creux de tension ou tension minimale spécifiée au point de raccordement) est réglée par le producteur conformément à la capacité technique la plus élevée possible de l'Unité de production d'électricité, sauf si le gestionnaire de réseau compétent exige des réglages plus restrictifs conformément au paragraphe 5 b. Les réglages sont justifiés par le producteur conformément à ce principe ;

- 
- vi. L'installation d'une protection spécifique à minimum de tension capable de tracer et de mettre en œuvre le gabarit de creux de tension en fonction du temps n'est pas autorisée.
4. Les unités de production d'électricité de type B satisfont aux exigences suivantes concernant la reconstitution du réseau :
- a. Le gestionnaire de réseau compétent fixe les conditions dans lesquelles une unité de production d'électricité est capable de se reconnecter au réseau après une déconnexion fortuite provoquée par une perturbation sur le réseau ; et
  - b. L'installation de systèmes de reconnexion automatique est soumise à l'autorisation préalable du gestionnaire de réseau compétent et au respect des conditions de reconnexion fixées par le gestionnaire de réseau compétent. La vitesse maximale admissible pour l'augmentation de la production de puissance active reste inférieure à 10% de la puissance maximale par minute. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de spécifier une vitesse maximale admissible inférieure à ce seuil.
5. Les unités de production d'électricité de type B satisfont aux exigences suivantes concernant la gestion générale du réseau :
- a. En ce qui concerne les systèmes de contrôle-commande et les réglages y afférents :
    - i. Les systèmes et les réglages des différents dispositifs de contrôle-commande de l'Unité de production d'électricité qui sont nécessaires pour assurer la stabilité du réseau et pour agir en cas d'urgence sont coordonnés et convenus entre le GRD pour les UPE raccordées à un réseau de distribution, le GRT et le producteur ;
    - ii. Toute modification des systèmes et réglages, mentionnés au point i), des différents dispositifs de régulation de l'unité de production d'électricité sont coordonnés et convenus entre le GRD pour les UPE raccordées à un réseau de distribution, le GRT et le producteur, en particulier si ces systèmes et réglages s'appliquent dans les circonstances visées au paragraphe 5 point a) i) ;
  - b. En ce qui concerne les courants de court-circuit, les systèmes de protection électrique et les réglages y afférents :
    - i. Le gestionnaire de réseau compétent fournit au producteur une estimation des contributions minimales et maximales en courants de court-circuit attendus au point de raccordement, comme représentation équivalente du réseau. Le gestionnaire de réseau compétent met à jour périodiquement cette estimation, a minima sur une base annuelle. La procédure de calcul du courant de court-circuit maximum et minimum sera rendue publique par le GRT conformément à la norme IEC 60909-0.
    - ii. Si pendant la durée de vie des installations du producteur, le courant de court-circuit dépasse la valeur maximale retenue lors de leurs dimensionnements, le gestionnaire de réseau à l'origine du dépassement prend à sa charge les travaux nécessaires à leurs mises à niveau.
    - iii. Le gestionnaire de réseau compétent, spécifie les systèmes et les réglages nécessaires pour protéger le réseau, en tenant compte des caractéristiques de

l'unité de production d'électricité. Les systèmes de protection nécessaires pour l'unité de production d'électricité et le réseau ainsi que les réglages concernant l'unité de production d'électricité sont coordonnés et convenus entre le gestionnaire de réseau compétent et le producteur. Les systèmes de protection et leurs réglages contre les défauts électriques internes ne remettent pas en cause la performance d'une unité de production d'électricité, conformément aux exigences énoncées dans le présent Code ;

- iv. La protection électrique de l'unité de production d'électricité prévaut sur les commandes d'exploitation, compte tenu de la sûreté de fonctionnement du réseau ainsi que de la santé et de la sécurité du personnel et du public, tout en minimisant les éventuels dommages qui pourraient être causés à l'unité de production d'électricité ;
- v. Les systèmes de protection peuvent couvrir les aspects suivants :
  - Court-circuit interne et externe ;
  - Charge déséquilibrée (séquence de phase négative) ;
  - Surcharge du stator et du rotor ;
  - Sur-/sous-excitation ;
  - Surtension/sous-tension au point de raccordement ;
  - Surtension/sous-tension aux bornes de l'alternateur ;
  - Oscillations inter-zones ;
  - Exploitation asynchrone (glissement des pôles) ;
  - Protection contre les torsions d'arbre inadmissibles (par exemple, résonance sous-synchrone) ;
  - Protection du transformateur ;
  - Protection différentielle ;
  - Protection restreinte contre les défauts à la terre ;
  - Protection contre les surintensités du neutre ;
  - Sauvegarde contre la protection et les dysfonctionnements du disjoncteur ;
  - Hyper fluidification (U/f) ;
  - Puissance réfléchie ;
  - Mise sous tension par inadvertance ;
  - Panne de terre du rotor ;
  - Température du stator de l'unité de production ;
  - Vitesse maximum ;
  - Panne du système d'excitation ;
  - Vibrations du rotor de l'unité de production ;
  - Défaut du système de refroidissement de l'unité de production ;

- 
- Protection à minimum d'impédance ;
  - Taux de changement de la capacité de maintien de la fréquence ; et,
  - Déplacement de tension neutre.
- vi. En ce qui concerne les défauts, une unité de production d'électricité doit être équipée d'un système de protection capable de la séparer du réseau si le défaut n'est pas correctement éliminé par la protection du réseau. Les protections seront limitées à l'ouverture du disjoncteur de raccordement, afin de séparer le ou les générateurs et le transformateur élévateur du réseau. Les schémas et les paramètres doivent donc être coordonnés avec ceux de la protection du réseau de transport et sont, par conséquent, établis par le gestionnaire de réseau compétent. Ces schémas et réglages ne remettent pas en cause la performance de l'unité de production d'électricité, conformément aux exigences énoncées dans le présent Code ; le système de protection correspondant inclut, sans toutefois s'y limiter, les dispositifs suivants :
- Relais de courant maximum ;
  - Relais de tension maximum ;
  - Protection de distance maximum ;
  - Protection contre les charges non équilibrées ;
  - Relais fréquence maximum et minimum.
- vii. Les modifications des systèmes de protection nécessaires pour l'unité de production d'électricité et pour le réseau et les modifications des réglages concernant l'unité de production d'électricité sont convenues entre le gestionnaire de réseau compétent et le producteur, l'accord étant conclu avant la mise en œuvre de toute modification.
- c. En ce qui concerne les dispositifs de contrôle-commande :
- i. Les schémas et les paramètres des différents dispositifs de contrôle-commande d'une unité de production d'électricité sont coordonnés et convenus entre le gestionnaire de réseau compétent et le producteur.
  - ii. Le producteur organise ses dispositifs de protection et de contrôle-commande conformément à l'ordre de priorité (décroissant) suivant :
    - Protection du réseau et de l'unité de production ;
    - Inertie synthétique, le cas échéant ;
    - Réglage de la fréquence (ajustement de la puissance active) ;
    - Limitation de la puissance ; et
    - Contrainte sur les variations de puissance.
  - iii. Les modifications des schémas et des paramètres a des différents dispositifs de contrôle-commande d'une unité de production d'électricité sont convenue entre le gestionnaire de réseau compétent et le producteur, l'accord étant conclu avant la mise en œuvre de toute modification.

- d. En ce qui concerne les échanges d'informations :
- i. Les installations de production d'électricité sont capables d'échanger des informations avec le GRD ou le GRT en temps réel ou périodiquement avec un horodatage, selon les spécifications du GRT ;
  - ii. Le GRT, en coordination avec le GRD pour les installations raccordées à un réseau de distribution, spécifie le contenu des échanges d'informations, avec une liste précise des données à fournir par l'installation de production d'électricité ;
  - iii. Les spécifications sont décrites dans un cahier des charges des échanges d'informations annexé à la convention de raccordement.

#### Article 24. Exigences générales applicables aux unités de production d'électricité de type C

1. Les unités de production d'électricité de type C (point de raccordement en 90 kV ou au-dessus ou Pmax supérieure ou égale à 10 MW) satisfont aux exigences fixées à l'Article 22 à l'exception des paragraphes 5, 7 et 8 et à l'Article 23 à l'exception du paragraphe 2.
2. En outre, les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences suivantes concernant la stabilité en tension :
  - a. en ce qui concerne les plages de tension, sans préjudice de l'Article 23 paragraphe 3 point a, une unité de production d'électricité est capable de rester connectée au réseau et de fonctionner dans les plages de la tension de réseau au point de raccordement, pendant les durées indiquées dans le Tableau 4 suivant :

**Tableau 4 :** Durées minimales pendant lesquelles une unité de production d'électricité est capable de fonctionner à des tensions au point de raccordement s'écartant de la valeur nominale, sans se déconnecter du réseau

Tension nominale (Un)	Plage de tension	Plage de tension (pu)	Durée de fonctionnement
330 kV	280,5 kV – 297 kV	0,85 – 0,90	60 minutes
	297 kV – 346,5 kV	0,90 – 1,05	Illimitée
	346,5 kV – 362 kV	1,05 – 1,097	30 minutes
225 kV	191,2 kV – 202,5 kV	0,85 – 0,90	60 minutes
	202,5 kV – 245 kV	0,90 – 1,089	illimitée
	245 kV – 253 kV	1,089 – 1,12	30 minutes
132 kV	112,2 kV – 118,8 kV	0,85 – 0,90	60 minutes
	118,8 kV – 145 kV	0,90 – 1,098	Illimitée
	145 kV – 148 kV	1,098 – 1,12	30 minutes
90 kV	76,5 kV – 81 kV	0,85 – 0,90	60 minutes
	81 kV – 99 kV	0,90 – 1,10	Illimitée
	99 kV – 102 kV	1,10 – 1,13	30 minutes

- b. Des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues peuvent être convenues entre le GRT et le producteur. Si des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues sont économiquement et techniquement faisables, le producteur ne rejette pas l'accord sans raison.
- c. Sans préjudice du point a), le GRT a le droit de spécifier des tensions au point de raccordement auxquelles une unité de production d'électricité est capable de se déconnecter automatiquement. Les modalités et réglages pour la déconnexion automatique sont convenus entre le GRT et le producteur.
- d. Le GRT peut exiger l'équipement du transformateur élévateur en prises à vide, dans la limite de trois prises à vide si l'installation est raccordée en 132 kV ou au-dessus et cinq prises si elle est raccordée en 90 kV. S'il exerce ce droit, le GRT spécifie les exigences complémentaires associées dans la DTR.

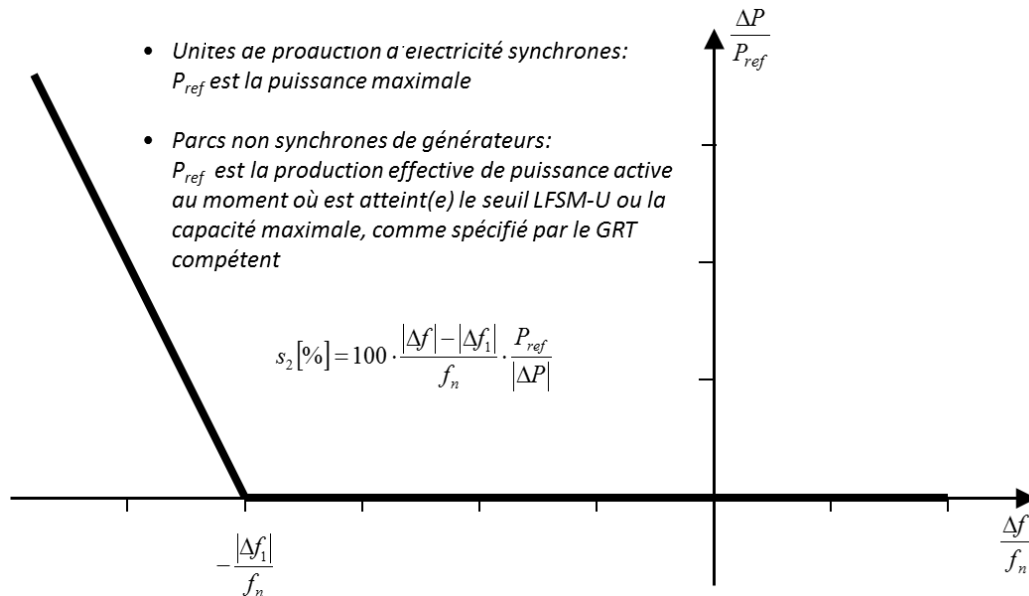
Le GRT peut demander des changements de prise sur le transformateur élévateur. Ces opérations seront réalisées par le producteur dans des délais et des conditions compatibles avec les contraintes d'exploitation.

3. Les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences suivantes concernant la stabilité en fréquence :
- a. en ce qui concerne la capacité de réglage de la puissance active, le système de contrôle-commande de l'unité de production d'électricité est capable dans un délai de quinze (15) minutes d'ajuster une consigne de puissance active selon les



- c. Outre l'Article 22 paragraphe 2, les exigences suivantes s'appliquent aux unités de production d'électricité de type C en ce qui concerne le mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U) :
- i. L'unité de production d'électricité est capable d'activer la fourniture de la réponse en puissance active aux variations de fréquence selon la représentation graphique donnée à la Figure 6, à partir d'un seuil de fréquence de 49,8 Hz et de fournir cette réponse avec une valeur de statisme réglable dans la plage de 2 à 12 % ; la valeur du statisme est égale à la valeur du statisme de fréquence utilisée en mode FSM défini au paragraphe 3, d, iii du présent article, sauf spécification contraire du GRT.
  - ii. La fourniture effective de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode LFSM-U tient compte :
    - Des conditions ambiantes lorsque la réponse doit être déclenchée ;
    - Des conditions d'exploitation de l'unité de production d'électricité, en particulier des restrictions sur l'exploitation au voisinage de la puissance maximale en situation de basses fréquences et de l'incidence respective des conditions ambiantes conformément à l'Article 22 paragraphe 4; et
    - De la disponibilité des sources d'énergie primaire.
  - iii. L'activation de la réponse en puissance active aux variations de fréquence par l'unité de production d'électricité n'est pas indûment retardée. Si ce retard est supérieur à deux (02) secondes, le producteur en communique la justification au GRT ;
  - iv. En mode LFSM-U, l'unité de production d'électricité est capable de fournir une augmentation de puissance jusqu'à sa puissance maximale ;
  - v. Le fonctionnement stable de l'unité de production d'électricité en mode LFSM-U est assuré ; En mode LFSM-U, la consigne LFSM-U prévaut sur toute autre consigne de puissance active.

**Figure 6** : Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité en mode LFSM-U.  $P_{ref}$  est la puissance maximale.  $\Delta P$  est la variation de la production de puissance active de l'unité de production d'électricité.  $f_n$  est la fréquence nominale (50 Hz) du réseau et  $\Delta f$  est la variation de la fréquence sur le réseau. En cas de sous-fréquences avec  $\Delta f$  inférieur au seuil  $\Delta f_1$  égal à 200 mHz, l'unité de production d'électricité augmente sa puissance active conformément au statisme  $S_2$  égal au statisme utilisé en FSM sauf spécification contraire du GRT.



- d. La variation de puissance active devant être fournie par l'unité de production d'électricité en termes de régulation de fréquence, conformément au paragraphe 3, point b et c, sont effectuée avec la pente maximum admissible pour une exploitation continue de l'unité de production d'électricité, c'est-à-dire le gradient maximum de variation de puissance active ne compromettant pas le fonctionnement continu des éventuels cycles combustible, thermique et électromécanique de l'unité de production d'électricité. L'unité de production d'électricité est capable d'avoir un gradient maximum de variation de puissance active supérieur aux seuils spécifiés dans le Tableau 5.

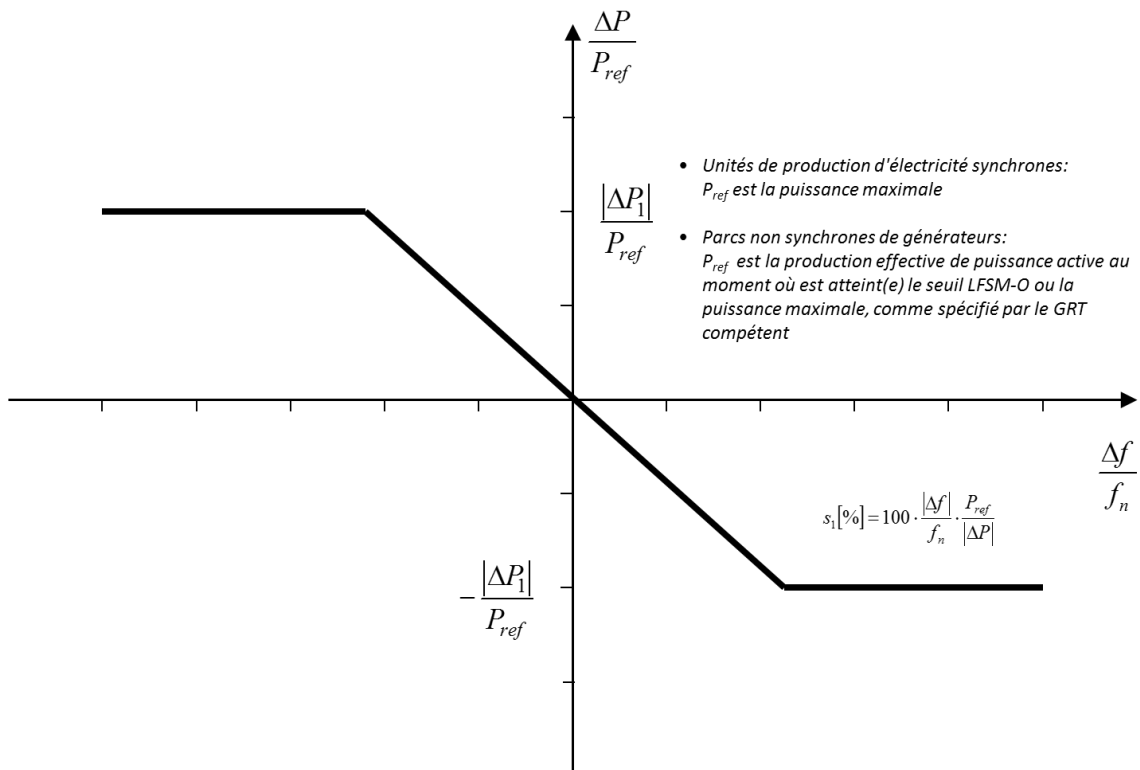
**Tableau 5 : Seuils inférieurs au-dessus desquels le gradient maximum de variation de puissance active doit être garanti par l'unité de production d'électricité**

Types d'unité	Seuil inférieur
Unité vapeur conventionnelle	De sorte à garantir l'exploitation continue de l'unité et d'éviter ainsi le blocage/déclenchement du système chaudière/turbine
Unité gaz-turbine ou cycle combiné	13 % de la puissance nominale/min
Autres unités de production synchrones	3 % de la puissance nominale/min
Unités photovoltaïques	$\leq s$ pour fournir toute la marge de réserve disponible à ce moment
Unités éoliennes	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>\leq 10</math> s pour fournir toute la marge de réserve disponible à ce moment, si cette dernière est inférieure à 50 % de la puissance nominale</li> <li>• <math>\leq 30</math> s pour fournir toute la marge de réserve disponible à ce moment, si cette dernière est supérieure à 50 % de la puissance nominale.</li> </ul>

- e. Outre le paragraphe 3, point b, c et d, les dispositions suivantes s'appliquent de façon cumulative en mode de sensibilité à la fréquence (mode FSM) :
- i. L'unité de production d'électricité est capable de fournir une réponse en puissance active/fréquence selon la représentation graphique donnée à la Figure 7 ou Figure 5 et conformément aux paramètres spécifiés au Tableau 6, en tenant compte des éléments factuels suivants :
- En cas de surfréquence, la réponse en puissance active aux variations de fréquence est limitée par le niveau de régulation minimal ;
  - En cas de sous-fréquence, la réponse en puissance active aux variations de fréquence est limitée par la puissance maximale ;
  - La fourniture effective de la réponse en puissance active aux variations de fréquence dépend des conditions ambiantes et d'exploitation de l'unité de production d'électricité au moment de l'activation de cette réponse, en particulier des restrictions d'exploitation au voisinage de la puissance maximale en situation de basses fréquences conformément au paragraphe 3, point i, ainsi que de la disponibilité des sources d'énergie primaire;

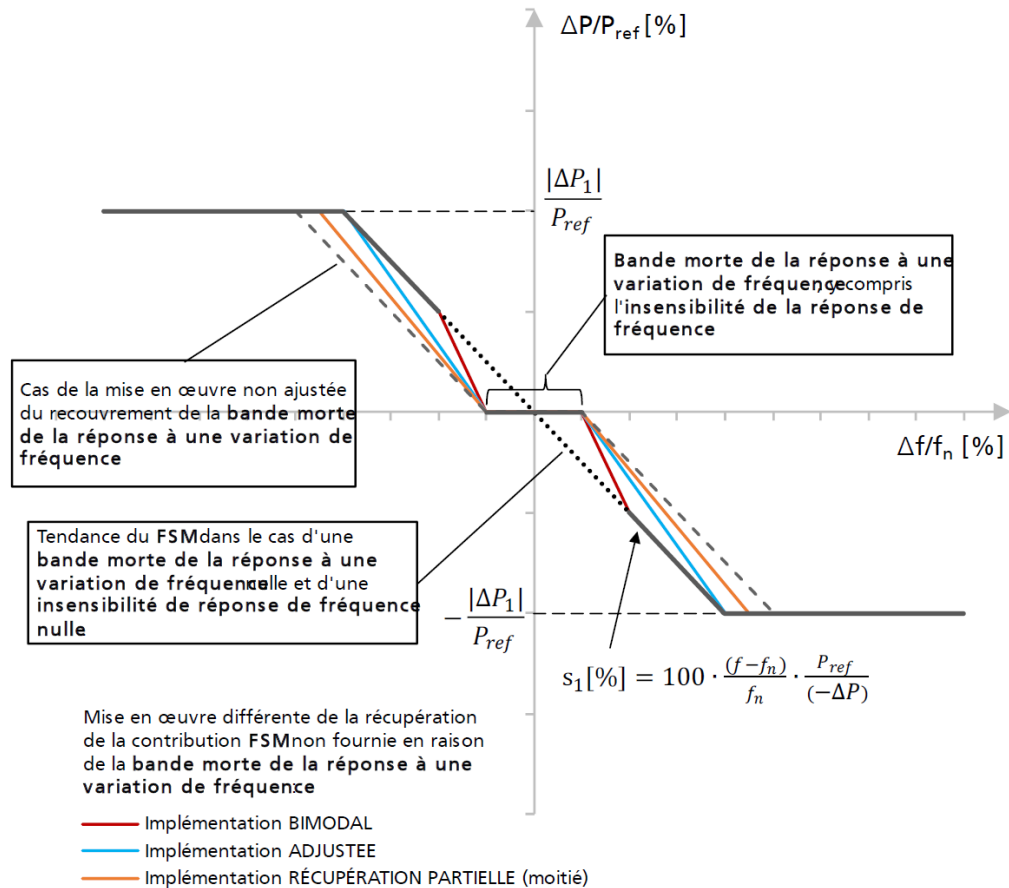
**Tableau 6** : Paramètres de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode FSM (explication pour la Figure 7).

Paramètres		Valeurs
Plage de Puissance active par rapport à la puissance maximale $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		5 %
Insensibilité de la réponse à une variation de fréquence	$ \Delta f_i $	±10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 %
Bande morte de la réponse à une variation de fréquence		0-500 mHz
Statisme $s_1$		2-12 %

**Figure 7** : Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité en mode FSM, dans le cas d'une bande morte et d'une insensibilité nulles.  $P_{ref}$  est la puissance maximale.  $\Delta P$  est la variation de la production de puissance active de l'Unité de production d'électricité.  $f_n$  est la fréquence nominale (50 Hz) du réseau et  $\Delta f$  est la variation de la fréquence sur le réseau.

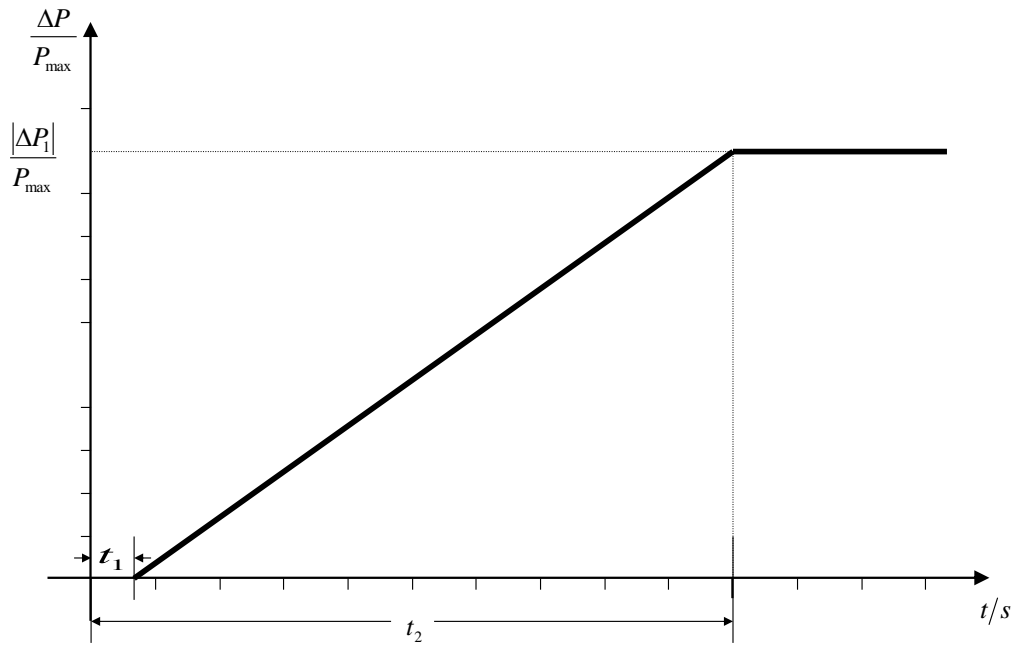
- ii. La bande morte de la réponse à une variation de fréquence est ajustable dans la plage de fréquence 0-500 mHz. Le réglage initial est tel qu'elle n'excède pas  $\pm 10$  mHz, sauf spécification contraire du GRT ; L'unité de production d'électricité est insensible aux variations de fréquence dans la plage de la bande morte. En cas de variation de fréquence supérieure à la bande morte, la contribution de puissance active non fournie doit être récupérée selon l'un des trois schémas colorés représentés sur la Figure 8 ;

**Figure 8 :** Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité en mode FSM, dans le cas d'une bande morte non nulle. La figure représente les changements de la puissance de sortie active qu'une unité de production d'électricité doit être capable de fournir en fonction des variations de fréquence



- 
- iii. Le statisme de fréquence est ajustable dans la plage de 2 à 12 %. Le réglage initial est de 4 %, sauf spécification contraire du GRT ;
  - iv. La bande morte de la réponse à une variation de fréquence et le statisme doivent pouvoir être redéfinis par la suite, à plusieurs reprises ;
  - v. En cas d'échelon de fréquence, l'unité de production d'électricité est capable d'activer entièrement la réponse en puissance active aux variations de fréquence, sur ou au-dessus de la ligne pleine de la Figure 9 conformément aux paramètres spécifiés au Tableau 7 ;
  - vi. Le début de l'activation de la réponse en puissance active aux variations de fréquence requise n'est pas indûment retardé.
  - vii. Si le retard dans le début de l'activation de la réponse en puissance active aux variations de fréquence d'une unité de production d'électricité synchrone est supérieur à deux secondes, le producteur communique des éléments techniques justifiant la nécessité d'un délai plus long.
  - viii. Pour les parcs non synchrones de générateurs, le début de l'activation est immédiat. Si le producteur ne peut satisfaire à cette exigence, il communique les éléments techniques probants justifiant la nécessité d'un délai plus long pour le début de l'activation de la réponse en puissance active aux variations de fréquence ;
  - ix. Pour des raisons liées à la stabilité du réseau, le GRT peut spécifier une durée d'activation complète supérieure à 30 secondes ;

**Figure 9** : Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence.  $P_{max}$  est la puissance maximale à laquelle  $\Delta P$  est liée.  $\Delta P$  est la variation de la production de puissance active de l'unité de production d'électricité. L'unité de production d'électricité fournit la production de puissance active  $\Delta P$  jusqu'au point  $\Delta P_1$  conformément aux temps  $t_1$  et  $t_2$ , les valeurs de  $\Delta P_1$ ,  $t_1$  et  $t_2$  étant spécifiées au Tableau 8 ;  $t_1$  est le retard initial ;  $t_2$  est la durée nécessaire à l'activation complète.



- x. L'unité de production d'électricité est capable de fournir la pleine réponse en Puissance active aux variations de fréquence durant au moins 15 minutes ;
- xi. Dans la limite de durée fixée au paragraphe 3 e, point x, le réglage de la puissance active ne doit pas avoir d'effet négatif sur la réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité ;

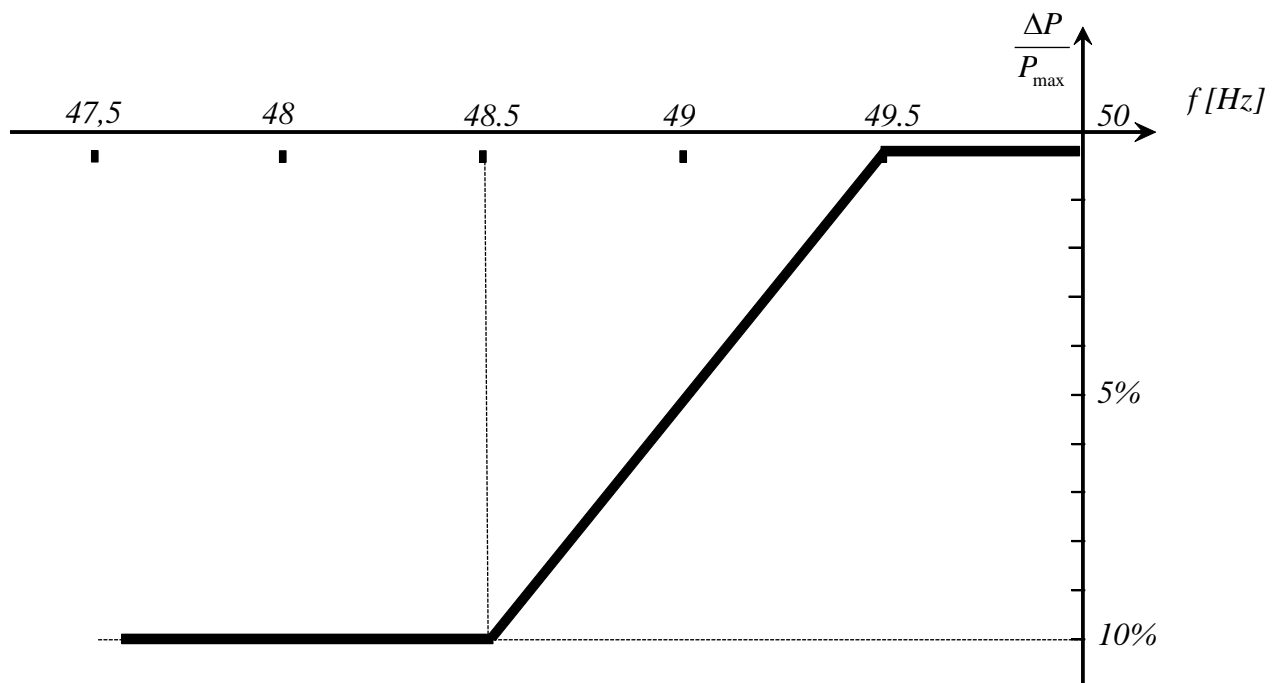
**Tableau 7** : Paramètres de l'activation entière de la réponse en puissance active aux variations de fréquence à la suite d'un échelon de fréquence (explication pour la Figure 9).

Paramètres	Plages ou valeurs
Plage de puissance active par rapport à la puissance maximale (plage de réponse aux variations de fréquence) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	<b>5 %</b>
Retard initial maximal admissible $t_1$ pour une unité de production d'électricité synchrone, sauf justification contraire conformément à l'Article 24 paragraphe 3 e, point vii	<b>2 secondes</b>
Retard initial maximal admissible $t_1$ pour un parc non synchrone de générateurs sauf justification contraire conformément à l'Article 24 paragraphe 3, e, point viii	<b>0 seconde</b>
Choix maximal admissible pour la durée d'activation complète $t_2$ sauf spécifications contraires pour des raisons liées à la stabilité du réseau	<b>30 secondes</b>

- f. En ce qui concerne la restauration de la fréquence, le GRT peut prendre des dispositions en vue de restaurer la fréquence à sa valeur nominale ou de maintenir les flux d'échange d'électricité entre les zones de contrôle à leurs valeurs programmées ; S'il exerce ce droit, le GRT spécifie dans la DTR les fonctionnalités que doit présenter l'unité de production de l'électricité ainsi que les exigences associées ;
- g. En ce qui concerne le suivi en temps réel du mode FSM :
- i. Afin de suivre le déroulement de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en exploitation, l'interface de communication est équipée de façon à transmettre en temps réel et de manière sécurisée, de l'installation de production d'électricité vers le centre de conduite du réseau du GRT, au moins les signaux suivants :
    - Signal d'état du mode FSM (marche/arrêt) ;
      - Production de puissance active programmée ;
    - Valeur réelle de la production de puissance active ;
      - Réglages effectifs des paramètres de la réponse en puissance active aux variations de fréquence ;
      - Statisme et bande morte.
  - ii. Le GRT a le droit de demander des données et des signaux supplémentaires. Cette demande sera évaluée au cas par cas par le GRT, et convenue avec le propriétaire de l'installation lors de la phase d'autorisation du processus de raccordement et signalée dans la convention de raccordement.

- h. En ce qui concerne les unités de production d'électricité synchrones, le mode FSM est activé dès lors que la production de puissance active effective de l'unité de production d'électricité est plus grande que le niveau de régulation minimal ;
- i. Outre l'Article 22 paragraphe 4, la réduction de puissance active par rapport à la production maximale en cas de baisse de fréquence supérieure à 1,5 Hz, ne doit pas excéder 10 % de la puissance maximale selon la représentation graphique donnée à la Figure 10 ;

**Figure 10** : Réduction maximale admissible de capacité par rapport à la puissance maximale en cas de baisse de fréquence.



- 4. Les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences suivantes concernant la robustesse :
  - a. En cas d'oscillations de puissance, les unités de production d'électricité restent stables en régime permanent en tout point de fonctionnement du diagramme de capacité P-Q ;
  - b. Sans préjudice du paragraphe 3, point i et de l'Article 22 paragraphe 4, les unités de production d'électricité sont capables de rester connectées au réseau et de

- fonctionner sans réduction de puissance tant que la tension et la fréquence demeurent dans les limites fixées en application du présent Code ;
- c. Les unités de production d'électricité sont capables de rester connectées au réseau pendant les réenclenchements automatiques monophasés ou triphasés sur des lignes du réseau maillé, si ces réenclenchements sont pratiqués sur le réseau auquel lesdites unités sont connectées. Les détails de cette aptitude font l'objet d'une coordination et d'accords sur les systèmes et réglages de protection visés à l'Article 23 paragraphe 5, point b.
5. Les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences suivantes concernant la reconstitution du réseau :
- a. En ce qui concerne la capacité de démarrage autonome (*black-start*) :
- i. Les unités de production d'électricité de type hydraulique, thermique diesel et turbine à combustion sont capables, alors qu'elles sont à l'arrêt, de démarrer sans alimentation électrique externe dans un délai inférieur à 15 minutes, sauf spécification contraire du GRT ;
  - ii. L'unité de production d'électricité est capable de se synchroniser dans les limites de fréquence fixées à l'Article 22 paragraphe 1 point a et dans les limites de tension fixées au paragraphe 2 ;
  - iii. L'unité de production d'électricité est capable de compenser automatiquement les baisses de tension provoquées par la connexion d'unités de consommation ;
  - iv. L'unité de production d'électricité :
    - Est capable de supporter la reprise de la charge par blocs de puissance ;
    - Est capable d'effectuer un renvoi à tension progressive de 0 à 0,9 Un ;
    - Est capable de fonctionner en modes LFSM-O et LFSM-U, comme spécifié au paragraphe 3 point c, et à l'Article 22 paragraphe 2 ;
    - Règle la fréquence en cas de surfréquence et de sous-fréquence, dans toute la plage de production de puissance active, entre le niveau de régulation minimal et la puissance maximale, ainsi qu'au niveau de charge correspondant à l'alimentation des auxiliaires ;
    - Est capable de fonctionner en parallèle avec un petit nombre d'unités de production d'électricité au sein d'un réseau séparé ; et
    - Règle automatiquement la tension au cours de la phase de reconstitution du réseau.
- b. En ce qui concerne la capacité à participer à un réseau séparé :
- i. Les unités de production d'électricité sont capables de participer à un réseau séparé, et :
    - Les limites de fréquence applicables au fonctionnement en réseau séparé sont celles fixées conformément à l'Article 22 paragraphe 1, point a ;

- Les limites de tension applicables au fonctionnement en réseau séparé sont celles fixées conformément au paragraphe 2.
- ii. Les unités de production d'électricité sont capables de fonctionner en Mode FSM lors du fonctionnement en réseau séparé, comme indiqué au paragraphe 3, point d.  

En cas de surproduction d'électricité, les unités de production d'électricité sont capables de réduire la production de puissance active depuis un point de fonctionnement antérieur jusqu'à tout nouveau point de fonctionnement figurant à l'intérieur du diagramme de capacité P-Q. À cet égard, l'unité de production d'électricité est capable de réduire la production de puissance active autant que cela est intrinsèquement faisable techniquement, mais jusqu'à au minimum 55 % de sa puissance maximale ;
- iii. La méthode de détection du passage du fonctionnement sur le réseau interconnecté à un fonctionnement en réseau séparé est convenue entre le producteur et le GRT. La méthode de détection convenue ne s'appuie pas uniquement sur les signaux de position de l'organe de coupure du GRT ;
- iv. Les unités de production d'électricité sont capables de fonctionner en modes LFSM-O et LFSM-U lors du fonctionnement en réseau séparé, comme spécifié au paragraphe 3 point c, et à l'Article 22, paragraphe 2.
- c. En ce qui concerne la capacité de resynchronisation rapide :
  - i. Si l'unité de production d'électricité se déconnecte du réseau, elle est capable de se resynchroniser rapidement conformément à la stratégie de protection convenue entre le GRT et l'installation de production ;
  - ii. Une unité de production d'électricité dont le temps minimal de resynchronisation est supérieur à 15 minutes après sa déconnexion de toute alimentation électrique extérieure est conçue pour basculer vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires à partir de tout point de fonctionnement de son diagramme de capacité P-Q. En pareil cas, l'identification du fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires ne repose pas uniquement sur les signaux de position de l'organe de coupure du GRT mais également sur les mesures réelles de la production de puissance active de l'unité de production d'électricité ;
  - iii. Les unités de production d'électricité sont capables de continuer à fonctionner à la suite du basculement vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires, indépendamment de tout raccordement auxiliaire au réseau externe. La durée minimale de fonctionnement est de six heures.
- 6. Les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences suivantes concernant la gestion générale du réseau :
  - a. En ce qui concerne la perte de stabilité angulaire ou la perte des régulateurs,
    - i. Les unités de production d'électricité sont capables de rester connectées au réseau jusqu'à quatre tours d'angle interne et vingt inversions de puissance,
    - ii. Sans préjudice du point i), une unité de production d'électricité est capable de se déconnecter automatiquement du réseau afin de contribuer au maintien de la sûreté du système électrique ou d'éviter d'endommager l'unité de production d'électricité.

b. En ce qui concerne l'instrumentation :

- i. Les installations de production d'électricité sont équipées d'un dispositif d'enregistrement des défauts. Ce dispositif enregistre *a minima* les tensions simples, les intensités par phase, la puissance active et réactive et la fréquence, en cas de fonctionnement d'une protection. Le GRT peut spécifier dans la DTR les réglages détaillés du dispositif d'enregistrement des défauts, y compris les taux d'échantillonnage.
- ii. Les installations de production d'électricité sont équipées d'un dispositif de suivi du comportement dynamique du réseau incluant un PMU, permettant en particulier la détection des oscillations de puissance insuffisamment amorties.
- iii. Le GRT a le droit de fixer des exigences complémentaires au dispositif d'enregistrement des défauts ou au dispositif de suivi du comportement dynamique du réseau concernant le suivi de la qualité de l'électricité. S'il exerce ce droit, le GRT spécifie ces exigences complémentaires dans la DTR ;
- iv. Les dispositifs de suivi de la qualité de la fourniture et du comportement dynamique du réseau permettent au producteur et au GRT d'accéder aux informations. Les protocoles de communication des données enregistrées sont convenus entre le producteur d'électricité, et le GRT ;

c. En ce qui concerne les modèles de simulation :

- i. A la demande du GRT, le producteur fournit des modèles de simulation qui représentent correctement le comportement de l'unité de production d'électricité dans des simulations en régime permanent et en régime dynamique (composante à 50 Hz) ou dans des simulations de transitoires électromagnétiques.

Le producteur prend les dispositions nécessaires afin de s'assurer que les modèles fournis aient été vérifiés sur la base des résultats des essais de conformité visés au CHAPITRE 7 et au CHAPITRE 8 et notifie les résultats de la vérification au GRT ;

- ii. Les modèles fournis par le producteur comportent les sous-systèmes suivants, en fonction de l'existence de chacun des équipements :
  - Alternateur et turbine ;
  - Régulateur de vitesse et de puissance ;
  - Régulateur de tension, y compris, le cas échéant, la fonction de stabilisation du système électrique (PSS) et le régulateur du système d'excitation ;
  - Les modèles de protection de l'unité de production d'électricité, comme convenu entre le gestionnaire de réseau compétent et le producteur ; et
  - Les modèles de convertisseur pour les parcs non synchrones de générateurs ;
- iii. La demande du GRT visée au point i) comprend :
  - Le format dans lequel les modèles doivent être fournis ;

- Une documentation sur la structure du modèle, avec des schémas blocs ;
  - Une estimation de la puissance de court-circuit minimale et maximale au point de raccordement, exprimée en MVA, comme représentation équivalente du réseau ;
- iv. À la demande du GRT, le producteur communique les enregistrements des performances de l'Unité de production d'électricité, notamment afin de comparer la réponse des modèles avec ces enregistrements ;
- d. En ce qui concerne l'installation de dispositifs pour le fonctionnement du réseau ou pour la sûreté du réseau, si le GRT considère qu'il est nécessaire d'installer des dispositifs supplémentaires dans une installation de production d'électricité afin de préserver ou de restaurer le fonctionnement ou la sûreté du réseau, le GRT et le producteur examinent cette question et conviennent d'une solution appropriée ;
- e. Le GRT fixe les limites minimale et maximale du taux de variation de la puissance active (limites de rampe), aussi bien dans le sens d'une hausse que d'une baisse de la production de puissance active pour une unité de production d'électricité, compte tenu des spécificités de la source d'énergie primaire ;
- f. Les dispositifs de mise à la terre du point neutre du côté réseau des transformateurs élévateurs sont conformes aux spécifications du GRT.
7. En ce qui concerne l'échange d'informations :
- a. Sans préjudice du paragraphe 3 point g, l'unité de production est équipée de manière à transmettre en temps réel et de manière sécurisée à la salle de contrôle a minima les signaux suivants à la demande du GRT :
- i. Valeur réelle de puissance réactive
  - ii. Valeur réelle de la tension au point de raccordement
  - iii. Etat du disjoncteur de connexion de l'installation de production d'électricité, de propriété du producteur.
  - iv. En cas de transformateurs élévateurs équipés de régleurs en charge, identification de la prise en fonctionnement.
  - v. Télésignalisation d'émission d'un ordre de déclenchement du disjoncteur propriété du producteur suite à un défaut interne à l'installation de production ou à l'activation du système de protection du réseau de transport.
- b. Le GRT a le droit de fixer des exigences complémentaires concernant les signaux à transmettre en temps réel et de manière sécurisée à la salle de contrôle. S'il exerce ce droit, le GRT spécifie ces exigences complémentaires dans la DTR.
8. Les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences suivantes concernant la qualité de l'électricité :
- a. Les perturbations provoquées par une unité de production d'électricité raccordée en HTA, mesurées au point de raccordement, restent dans les limites fixées ci-après :

- i. Fluctuation de tension : le niveau de contribution de l'installation de production au papillotement courte durée (Pst) et au papillotement longue durée (Plt), calculé selon les dispositions de la publication CEI 61000-4-15, sont limitées au point de raccordement à 0,9 en Pst et 0,7 en Plt.

Le GRT peut accorder ou exiger des valeurs différentes, celles-ci étant alors établies conformément au rapport technique IEC 61000-3-7. Les valeurs minimales pouvant être exigées sont 0,35 en Pst et 0,25 en Plt.

- ii. Déséquilibre : le taux de déséquilibre en tension produit par l'unité de production d'électricité au point de raccordement ne doit pas dépasser 1,8 %. Le GRT peut accorder ou exiger des valeurs différentes, celles-ci étant alors établies conformément au rapport technique IEC 61000-3-13.
- iii. Harmoniques : Les exigences à respecter en matière d'harmoniques sont celles figurant dans la norme IEEE-519. Elles sont exprimées au travers d'un THD et d'un TDD, ce dernier étant calculé en fonction du rapport de courant de court-circuit (RCC) au point commun de couplage.
- iv. A-coups de tension : l'amplitude de tout à-coup de tension ne doit pas dépasser 5 % de la tension au point de raccordement.

Le GRT peut accorder des valeurs différentes, celles-ci étant alors établies conformément au rapport technique IEC 61000-3-7.

- b. Les perturbations provoquées par une unité de production d'électricité raccordée en HTB, mesurées au point de raccordement, restent dans les limites fixées ci-après :

- i. Fluctuation de tension : le niveau d'émission de l'installation de production au papillotement courte durée (Pst) et au papillotement longue durée (Plt), calculé selon les dispositions de la publication CEI 61000-4-15, devra permettre de ne pas dépasser 0,8 en Pst et 0,6 en Plt au point de raccordement.

Le GRT peut accorder ou exiger des valeurs différentes, celles-ci étant alors établies conformément au rapport technique IEC 61000-3-7. Les valeurs minimales pouvant être exigées sont 0,35 en Pst et 0,25 en Plt.

- ii. Déséquilibre : le taux de déséquilibre en tension produit par l'unité de production d'électricité au point de raccordement ne doit pas dépasser 1,4% en HTB 90 kV, HTB 132 kV et HTB 225 kV et 0,8% en HTB 330 kV .

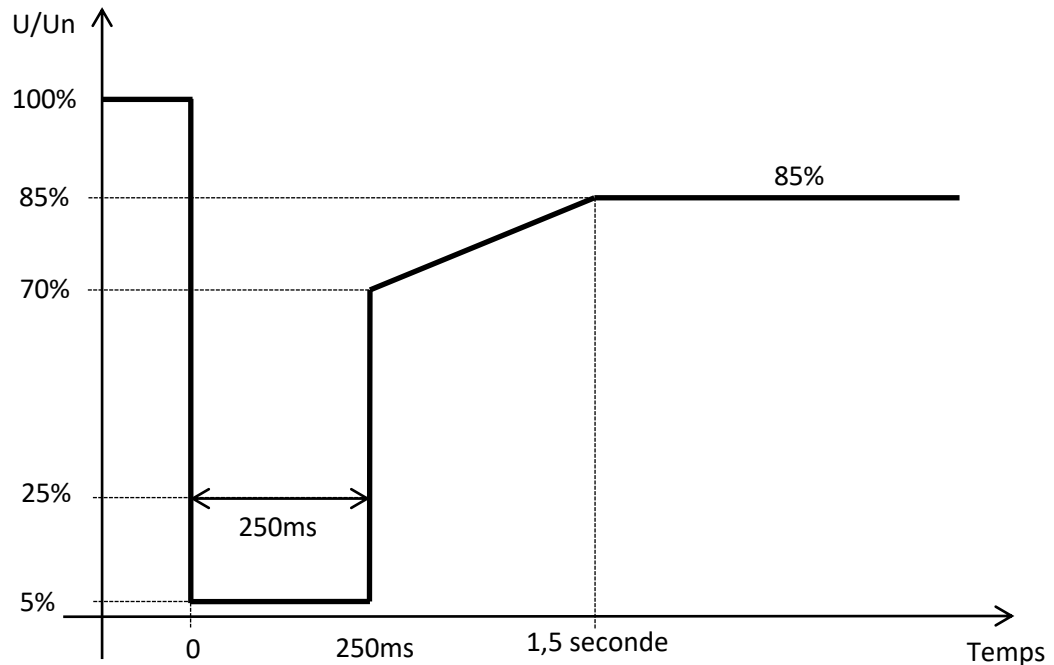
Le GRT peut accorder ou exiger des valeurs différentes, celles-ci étant alors établies conformément au rapport technique IEC 61000-3-13.

- iii. Harmoniques : Les exigences à respecter en matière d'harmoniques sont celles figurant dans la norme IEEE-519. Elles sont exprimées au travers d'un THD et d'un TDD, ce dernier étant calculé en fonction du rapport de courant de court-circuit (RCC) au point commun de couplage.
- iv. A-coups de tension : l'amplitude de tout à-coup de tension ne doit pas dépasser 3 % de la tension au point de raccordement.

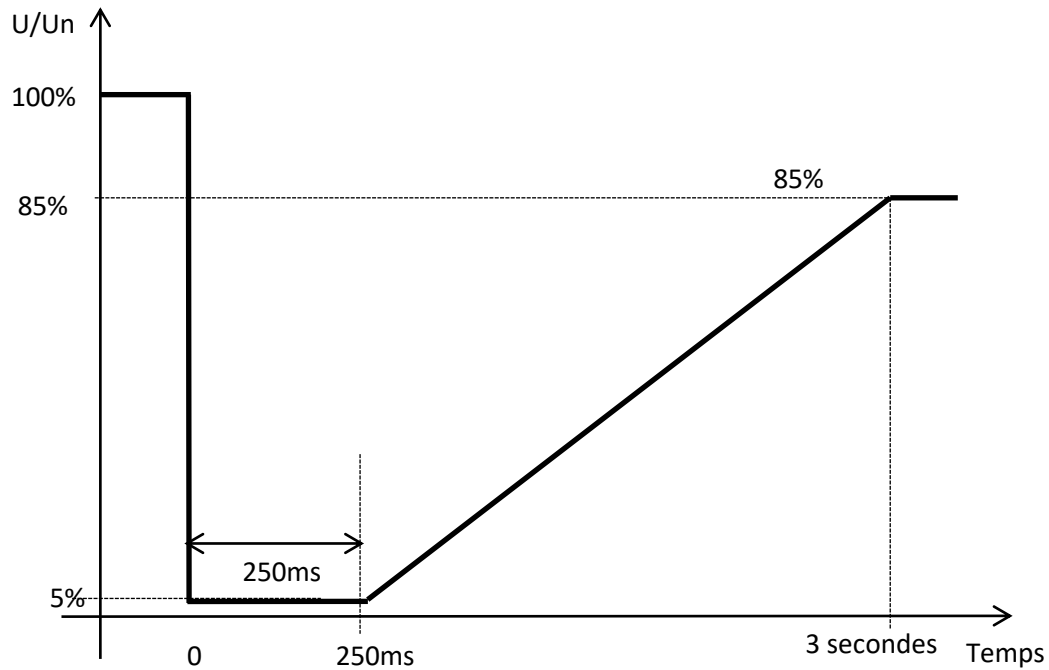
Le GRT peut accorder des valeurs différentes, celles-ci étant alors établies conformément au rapport technique IEC 61000-3-7.

9. Les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences suivantes en matière de robustesse :
- a. En ce qui concerne la tenue aux creux de tension :
- i. Les unités de production d'électricité connectées au réseau de transport à un niveau de tension égal ou supérieur à 90 kV sont capables de rester connectées au réseau et de continuer à fonctionner de manière stable après une perturbation du réseau électrique imputable à des défauts éliminés par les protections. Cette capacité est exigée dans les limites des gabarits de tenue aux creux de tension au point de raccordement définies aux figures 11 et 12. Pour les parcs non synchrones de générateurs de type C connectés à un niveau de tension égal ou supérieur à 90 kV, cette capacité est également limitée par le gabarit de tenue aux surtensions au point de raccordement défini à la Figure 13.

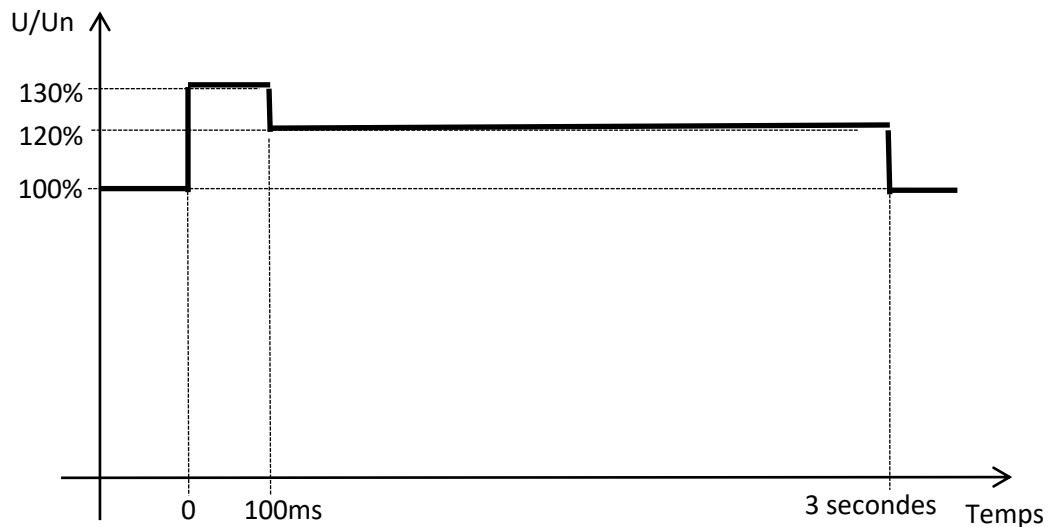
**Figure 11** : Gabarit de tenue aux creux de tension d'une unité de production d'électricité synchrone de type C connectée à un niveau de tension égal ou supérieur à 90 kV.



**Figure 12 :** Gabarit de tenue aux creux de tension d'un parc non synchrone de générateurs de type C connecté à un niveau de tension égal ou supérieur à 90 kV.



**Figure 13 :** Gabarit de tenue aux surtensions d'un parc non synchrone de générateurs de type C connecté à un niveau de tension égal ou supérieur à 90 kV.



Le gabarit de tenue aux creux de tension détermine la limite inférieure de la variation réelle des tensions entre phases au niveau de tension du réseau au

point de raccordement pendant un défaut triphasé ou dissymétrique, en fonction du temps, avant, pendant et après le défaut, limite au-dessus de laquelle l'unité de production d'électricité est capable de rester connectée au réseau et de continuer à fonctionner.

Le gabarit de tenue aux surtensions, pour les parcs non synchrones de générateurs connectés à un niveau de tension égal ou supérieur à 90 kV, détermine la limite supérieure de la variation réelle des tensions entre phases au niveau de tension du réseau au point de raccordement pendant un défaut triphasé ou dissymétrique, en fonction du temps, avant, pendant et après le défaut, limite en-dessous de laquelle l'unité de production d'électricité est capable de rester connectée au réseau et de continuer à fonctionner.

- ii. Le GRT précise les conditions avant et après défaut pour la tenue aux creux de tension visés à l'Article 23, paragraphe 3, point a, iii.

10. Les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences suivantes concernant la gestion générale du réseau :

- a. En ce qui concerne la synchronisation, lors du démarrage d'une Unité de production d'électricité, la synchronisation est assurée par le producteur uniquement sur autorisation du GRT ;
- b. L'unité de production d'électricité est équipée des dispositifs de synchronisation nécessaires ;
- c. La synchronisation des unités de production d'électricité est possible aux fréquences comprises dans les plages figurant au Tableau 2 ;
- d. Le GRT et le producteur conviennent des réglages des dispositifs de synchronisation à réaliser avant la mise en service de l'unité de production d'électricité. L'accord concerne :
  - i. La tension ;
  - ii. La fréquence ;
  - iii. La plage d'écart angulaire ;
  - iv. L'ordre des composantes inverse et homopolaire ;
  - v. L'écart de tension et de fréquence.

## CHAPITRE 3 EXIGENCES APPLICABLES AUX UNITES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITE SYNCHRONES

### Article 25. Exigences applicables aux unités de production d'électricité synchrones de type B

1. Les unités de production d'électricité synchrones de type B satisfont aux exigences générales énoncées à l'Article 22 et à l'Article 23.
2. Les unités de production d'électricité synchrones de type B satisfont aux exigences supplémentaires suivantes concernant la stabilité en tension :
  - a. En ce qui concerne la capacité en puissance réactive, une unité de production d'électricité synchrone est capable de fournir et absorber de la puissance réactive à sa puissance maximale dans les limites du diagramme U-Q/Pmax rectangulaire défini par les quatre points dont les coordonnées sont décrites dans le Tableau 8 suivant ;

**Tableau 8 :** Limites du diagramme U-Q/Pmax au point de raccordement à l'intérieur duquel l'unité de production d'électricité synchrone doit être capable de fournir et absorber de la puissance réactive à sa puissance maximale

L'exigence concernant la capacité en puissance réactive s'applique au point de raccordement.

Q/Pmax (pu)	Tension au point de raccordement
	Un : Tension nominale
	HTA
0,33 pu	0,9 Un
0,33 pu	1,1 Un
-0,33 pu	1,1 Un
-0,33 pu	0,9 Un

- b. En ce qui concerne le système de réglage de la tension, une unité de production d'électricité synchrone est équipée d'un régulateur automatique de tension (AVR). Cette régulation automatique permanente du système d'excitation permet de délivrer une tension constante aux bornes de l'alternateur égale à une valeur de consigne sélectionnable, sans instabilité, sur toute la plage de fonctionnement de l'unité de production d'électricité synchrone.

3. En ce qui concerne la robustesse, les unités de production d'électricité synchrones de type B sont capables d'assurer le rétablissement de la puissance active juste après un défaut.
4. Les unités de production d'électricité synchrones de type B raccordés à un micro-réseau ou à une zone isolée et dont la puissance est supérieure à 3 MW sont capables de :
  - a. Fonctionner en mode de sensibilité à la fréquence (mode FSM) selon les modalités prévues à l'Article 24 paragraphe 3, e points i à xi ;
  - b. Fonctionner entre des limites minimale et maximale du taux de variation de la puissance active (limites de rampe) selon les modalités prévues à l'Article 24 paragraphe 6 point e. ;
  - c. Alors qu'elles sont à l'arrêt, démarrer sans alimentation électrique externe dans un délai inférieur à 15 minutes, sauf spécification contraire du gestionnaire de réseau compétent.

## Article 26. Exigences applicables aux unités de production d'électricité synchrones de type C

1. Les unités de production d'électricité synchrones de type C satisfont aux exigences fixées à l'Article 22 à l'exception des paragraphes 5 et 6, à l'Article 23 à l'exception du paragraphe 2, à l'Article 24 et à l'Article 25 à l'exception du paragraphe 2 point a.
2. Les unités de production d'électricité synchrones de type C satisfont aux exigences supplémentaires suivantes concernant la stabilité en tension :
  - a. En ce qui concerne la capacité en puissance réactive, le GRT peut spécifier une puissance réactive supplémentaire à échanger si le point de raccordement d'une unité de production d'électricité synchrone ne se trouve ni aux bornes haute tension du transformateur élévateur situé au niveau de tension du point de raccordement, ni, en cas d'absence de transformateur élévateur, aux bornes de l'alternateur. Cette puissance réactive supplémentaire compense la puissance réactive consommée par la ligne ou le câble à haute tension entre les bornes à haute tension du transformateur élévateur de l'unité de production d'électricité synchrone ou, en l'absence de transformateur élévateur, les bornes de son alternateur, et le point de raccordement, et elle est mise à disposition par le propriétaire responsable de cette ligne ou de ce câble ;
  - b. En ce qui concerne la capacité en puissance réactive à la puissance maximale :
    - i. Une unité de production d'électricité synchrone est capable de fournir et absorber de la puissance réactive à sa puissance maximale dans les limites du diagramme U-Q/P<sub>max</sub> rectangulaire défini par les quatre points dont les coordonnées sont décrites dans le Tableau 9 suivant :

**Tableau 9** : Limites du diagramme U-Q/Pmax au point de raccordement à l'intérieur duquel l'unité de production d'électricité synchrone doit être capable de fournir et absorber de la puissance réactive à sa puissance maximale

Q/Pmax (pu)	Tension au point de raccordement				
	Un	90 kV	132 kV	225 kV	330 kV
x1 = 0,50 pu	y1	81 kV	118,8 kV	202,5 kV	297 kV
x2 = 0,50 pu	y2	99 kV	145 kV	245 kV	346,5 kV
x3 = -0,45 pu	y3	99 kV	145 kV	245 kV	346,5 kV
x4 = -0,45 pu	y4	81 kV	118,8 kV	202,5 kV	297 kV

- ii. L'exigence concernant la capacité en puissance réactive s'applique au point de raccordement ;
  - iii. L'unité de production d'électricité synchrone est capable de passer à n'importe quel point de fonctionnement à l'intérieur de son diagramme U-Q/Pmax afin d'atteindre les valeurs de consigne demandées par le GRT. Le GRT a le droit de fixer des exigences complémentaires concernant les conditions et délais d'atteinte de la consigne. S'il exerce ce droit, le GRT spécifie ces exigences complémentaires dans la DTR.
  - iv. Si l'étude de raccordement réalisée par le GRT montre que la plage de réactif d'une unité de production d'électricité doit être plus importante, le GRT peut demander au producteur d'augmenter cette plage. Cette demande est limitée aux unités de production d'électricité dont la puissance ne dépasse pas 80 MW et la valeur de la plage de variation Q/Pmax demandée ne doit pas être supérieure à 1,08. Dans ce cas, le GRT peut demander une forme de diagramme autre que rectangulaire. On ne s'attend donc pas dans ce cas à disposer de toute la plage de puissance réactive pour toute la plage des tensions en régime permanent.
- c. En ce qui concerne la capacité en puissance réactive inférieure à la puissance maximale, les unités de production d'électricité synchrones, lorsqu'elles fonctionnent à un niveau de puissance active inférieur à la puissance maximale ( $P < P_{max}$ ), sont capables de fonctionner en tout point de fonctionnement possible du diagramme de capacité P-Q de leur alternateur, au moins jusqu'au niveau minimal de fonctionnement en régime permanent. Même à un niveau de production de puissance active réduite, la fourniture de puissance réactive au point de raccordement correspond entièrement au diagramme de capacité P-Q de l'alternateur de l'unité de production d'électricité synchrone, compte tenu, le cas échéant, de la puissance d'alimentation des auxiliaires et des pertes de puissance active et réactive du transformateur élévateur.
3. Les unités de production d'électricité synchrones de type C satisfont aux exigences supplémentaires suivantes concernant la stabilité en tension :

- a. Les paramètres et les réglages des composants du système de réglage de la tension sont convenus entre le producteur et le GRT ;
- b. L'accord visé au point a) couvre les spécifications et les performances d'un régulateur automatique de tension (AVR) en ce qui concerne le réglage de la tension en régime permanent et transitoire, ainsi que les spécifications et les performances de la régulation du système d'excitation. Ce dernier comprend :
  - i. La limitation de la bande passante du signal de sortie afin de garantir que les réponses aux fréquences les plus élevées ne peuvent pas exciter des modes d'oscillations torsionnelles sur d'autres unités de production d'électricité raccordées au réseau ;
  - ii. Un limiteur de sous-excitation destiné à empêcher l'AVR de réduire le courant d'excitation de l'alternateur à un niveau qui menacerait la stabilité du générateur synchrone ;
  - iii. Un limiteur de surexcitation destiné à garantir que l'excitation de l'alternateur n'est pas limitée à moins de la valeur maximale atteignable tout en garantissant que l'unité de production d'électricité synchrone fonctionne dans ses limites de conception ;
  - iv. Un limiteur de courant statorique ; et
  - v. Une fonction de stabilisation de puissance (PSS) destinée à amortir les oscillations de puissance.

## CHAPITRE 4 EXIGENCES APPLICABLES AUX PARCS NON SYNCHRONES DE GENERATEURS

### Article 27. Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs de type B

1. Les parcs non synchrones de générateurs de type B satisfont aux exigences énoncées à l'Article 22 et à l'Article 23.
2. Les parcs non synchrones de générateurs de type B satisfont aux exigences supplémentaires suivantes relatives à la stabilité en tension :
  - a. En ce qui concerne la capacité en puissance réactive, un Parc non synchrone de générateurs est capable, lorsque la tension au point de raccordement est égale à la tension nominale, de fournir et absorber de la puissance réactive dans les limites du diagramme P-Q/P<sub>max</sub> rectangulaire défini par les quatre points dont les coordonnées sont décrites dans le Tableau 10 suivant :

**Tableau 10 :** Limites du diagramme P-Q/P<sub>max</sub> au point de raccordement à l'intérieur duquel un parc non synchrone de générateurs doit être capable de fournir

*et absorber de la puissance réactive lorsque la tension au point de raccordement est égale à la tension nominale.*

<b>Q/Pmax (pu)</b>	<b>P/Pmax au point de raccordement (pu)</b>
x1 = 0,33 pu	y1 = 1 pu
x2 = 0,33 pu	y2 = 0,1 pu
x3 = -0,33 pu	y3 = 0,1 pu
x4 = -0,33 pu	y4 = 1 pu

L'exigence concernant la capacité en puissance réactive s'applique au point de raccordement.

De plus, lorsque la puissance active produite par le parc non synchrone de générateurs est nulle, la puissance réactive Q/Pmax (pu) fournie ou absorbée au point de raccordement est inférieure à 0,02 pu.

- b. En ce qui concerne l'injection rapide de courant de défaut en cas de défauts symétriques (triphasés) ou dissymétriques (monophasés ou biphasés), le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT, a le droit de spécifier qu'un parc non synchrone de générateurs doit être capable d'injecter rapidement un courant de défaut au point de raccordement en cas de défauts symétriques (triphasés).
  - i. Dans ce cas, le parc non synchrone de générateurs est capable d'activer l'injection rapide de courant de défaut, soit :
    - En assurant l'injection rapide de courant de défaut au point de raccordement ; ou
    - En mesurant les écarts de tension aux bornes de chaque unité du parc non synchrone de générateurs et en injectant rapidement un courant de défaut aux bornes de ces unités ;
  - ii. Si le GRT exerce ce droit, le GRT, en coordination avec le GRD pour les parcs non synchrones raccordés au réseau de distribution, spécifie dans la DTR les exigences complémentaires associées et en particulier :
    - De quelle manière et à quel moment un écart de tension est reconnu comme tel, ainsi que la fin de l'écart de tension ;
    - Les caractéristiques d'une injection rapide de courant de défaut, notamment la plage de temps pour la mesure de l'écart de tension et de l'injection rapide de courant de défaut ;
    - La dynamique et la précision de l'injection rapide de courant de défaut, qui peut comporter plusieurs étapes au cours d'un défaut et après son élimination ;
3. Les parcs non synchrones de générateurs de type B raccordés à un micro-réseau ou à une zone isolée et dont la puissance est supérieure à 3 MW satisfont sont capables de :

- a. Fonctionner en mode de sensibilité à la fréquence (mode FSM) tel que prévu à l'Article 24 paragraphe 3 e points i à xi.
- b. Fonctionner entre des limites minimale et maximale du taux de variation de la puissance active (limites de rampe) selon les modalités prévues à l'Article 24 paragraphe 6 point e.
- c. Fonctionner en un des modes de réglage de la puissance réactive définis à l'Article 28 paragraphe 3, point d 1)d.
- d. Donner la priorité à la contribution en puissance active ou réactive dans le cas des défauts pour lesquels une tenue aux creux de tension est requise selon les modalités prévues à l'Article 28 paragraphe 3, point e. 1)e.
- e. Alors qu'elles sont à l'arrêt, démarrer sans alimentation électrique externe dans un délai inférieur à 15 minutes, sauf spécification contraire du gestionnaire de réseau compétent.

## Article 28. Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs de type C

1. Les parcs non synchrones de générateurs de type C satisfont aux exigences prévues à l'Article 22 à l'exception des paragraphes 5 et 6, à l'Article 23 à l'exception du paragraphe 2, à l'Article 24 et à l'Article 27 à l'exception du paragraphe 2.
2. Les parcs non synchrones de générateurs de type C satisfont aux exigences supplémentaires suivantes en ce qui concerne la stabilité en fréquence :
  - a. Le GRT a le droit de spécifier que des parcs non synchrones de générateurs sont capables de fournir une inertie synthétique lors de variations de fréquence très rapides ;
  - b. Le principe de fonctionnement du contrôle-commande installé pour fournir une inertie synthétique et les paramètres de performance associés sont spécifiés par le GRT dans la DTR.
3. Les parcs non synchrones de générateurs de type C satisfont aux exigences supplémentaires suivantes en ce qui concerne la stabilité en tension :
  - a. En ce qui concerne la capacité en puissance réactive, le GRT peut spécifier une puissance réactive supplémentaire à échanger si le point de raccordement d'un parc non synchrone de générateurs ne se trouve ni aux bornes à haute tension du transformateur élévateur situé au niveau de tension du point de raccordement ni, en cas d'absence de transformateur élévateur, aux bornes du convertisseur. Cette puissance réactive supplémentaire compense la puissance réactive absorbée ou produite par la ligne ou le câble à haute tension entre les bornes haute tension du transformateur élévateur du parc non synchrone de générateurs ou, en l'absence de transformateur élévateur, les bornes de son convertisseur, et le point de raccordement, et elle est mise à disposition par le propriétaire responsable de cette ligne ou de ce câble ;

- b. En ce qui concerne la capacité en puissance réactive à la puissance maximale :
- i. Un parc non synchrone de générateurs est capable de fournir et absorber de la puissance réactive à sa puissance maximale dans les limites du diagramme U-Q/Pmax rectangulaire défini par les quatre points dont les coordonnées sont décrites dans le Tableau 11 suivant ;

**Tableau 11 :** Limites du diagramme U-Q/Pmax au point de raccordement à l'intérieur duquel un parc non synchrone de générateurs doit être capable de fournir et absorber de la puissance réactive à sa puissance maximale.

Q/Pmax (pu)	Tension au point de raccordement				
	Un	90 kV	132 kV	225 kV	330 kV
x1 = 0,40 pu	y1	81 kV	118,8 kV	202,5 kV	297 kV
x2 = 0,40 pu	y2	99 kV	145 kV	245 kV	346,5 kV
x3 = -0,33 pu	y3	99 kV	145 kV	245 kV	346,5 kV
x4 = -0,33 pu	y4	81 kV	118,8 kV	202,5 kV	297 kV

- ii. L'exigence concernant la capacité de fourniture et d'absorption de puissance réactive s'applique au point de raccordement.
- c. En ce qui concerne la capacité en puissance réactive en dessous de la puissance maximale :
- i. Lorsqu'il fonctionne à un niveau de production de puissance active inférieur à la puissance maximale ( $P < P_{max}$ ), le parc non synchrone de générateurs est capable de fournir et absorber de la puissance réactive à n'importe quel point de fonctionnement compris dans son diagramme P-Q/Pmax, si tous les générateurs de puissance de ce parc non synchrone de générateurs sont techniquement disponibles, c'est-à-dire qu'ils ne sont pas hors service en raison d'une maintenance ou d'une défaillance, auquel cas la capacité en puissance réactive peut être moindre, compte tenu des disponibilités techniques ;
- ii. Le diagramme P-Q/Pmax dans lequel un parc non synchrone de générateurs est capable de fournir et absorber de la puissance réactive si tous les générateurs de puissance de ce parc non synchrone de générateurs sont techniquement disponibles, est rectangulaire et défini par les quatre points dont les coordonnées sont décrites dans le Tableau 12 suivant ;

**Tableau 12 :** Limites du diagramme P-Q/Pmax au point de raccordement à l'intérieur duquel un parc non synchrone de générateurs doit être capable de fournir et absorber de la puissance réactive lorsque la tension au point de raccordement est égale à la tension nominale.

<b>Q/Pmax (pu)</b>	<b>P/Pmax au point de raccordement (pu)</b>
x1 = 0,40 pu	y1 = 1 pu
x2 = 0,40 pu	y2 = 0 pu
x3 = -0,33 pu	y3 = 0 pu
x4 = -0,33 pu	y4 = 1 pu

- i. L'exigence concernant la capacité de fourniture et d'absorption de puissance réactive s'applique au point de raccordement ;
  - ii. Le parc non synchrone de générateurs est capable de passer à tout point de fonctionnement dans son diagramme P-Q/Pmax pour atteindre les valeurs de consigne demandées par le GRT. Le GRT a le droit de fixer des exigences complémentaires concernant les conditions et délais d'atteinte de la consigne. La DTR précise ces exigences complémentaires.
- d. En ce qui concerne les modes de réglage de la puissance réactive :
- i. Le parc non synchrone de générateurs est capable de fournir et absorber de la puissance réactive automatiquement par un mode de réglage de la tension, un mode de réglage de la puissance réactive, ou un mode de réglage du facteur de puissance ;
  - ii. Dans le cas du mode de réglage de la tension, le parc non synchrone de générateurs est capable de contribuer au réglage de la tension au point de raccordement en échangeant de la puissance réactive avec le réseau, avec une tension de consigne pouvant être choisie dans la plage 0,95 à 1,05 pu, avec un pas ne dépassant pas 0,01 pu et une pente située dans une plage d'au moins 2 % à 7 %, avec un pas ne dépassant pas 0,5 %. La puissance réactive échangée est nulle lorsque la valeur de la tension du réseau au point de raccordement est égale à la tension de consigne ;
  - iii. Le point de consigne peut être appliqué dans une plage de zéro à  $\pm 5$  % de la tension au point de raccordement, avec un pas ne dépassant pas 0,5 % ;
  - iv. En cas d'un échelon de la tension de consigne, le parc non synchrone de générateurs est capable de réaliser respectivement 90 % et 100% de la variation de la production de puissance réactive dans des temps inférieurs à respectivement 5 et 10 secondes, avec une tolérance de 5 % de la valeur de puissance réactive maximum pouvant être délivrée par le Parc non synchrone de générateurs. Par ailleurs, la tension se stabilise à la nouvelle valeur de consigne dans un temps inférieur à 10 secondes, avec une tolérance de 5 % de la valeur de l'échelon ;
  - v. Dans le cas du mode de réglage de la puissance réactive, le parc non synchrone de générateurs est capable de fixer la consigne de puissance réactive en tout point de la plage de puissance réactive, comme spécifié à l'Article 27,

- paragraphe 2, point a et à l'Article 28, paragraphe 3 points a et b, avec un pas ne dépassant pas 5 MVAR ou 5 % (la valeur la plus faible des deux) de la puissance réactive maximale, et en régulant la puissance réactive au point de raccordement avec une précision de  $\pm 5$  MVAR ou  $\pm 5$  % (la valeur la plus faible des deux) de la puissance réactive maximale ;
- vi. Dans le cas du mode de réglage du facteur de puissance, le parc non synchrone de générateurs est capable de régler le facteur de puissance au point de raccordement dans la plage de puissance réactive requise, spécifiée par le GRT conformément à l'Article 27, paragraphe 2, point a, ou spécifiée à l'Article 28, paragraphe 3, points a et b, avec un pas ne dépassant pas 0,01 pu pour la consigne du facteur de puissance. Le GRT spécifie la valeur de consigne du facteur de puissance, la tolérance correspondante et le délai pour l'atteindre en cas de variation brusque de la production de Puissance active. La tolérance de la consigne du facteur de puissance est exprimée sous la forme de la tolérance de la puissance réactive correspondante. Cette dernière est exprimée soit en valeur absolue, soit en pourcentage de la puissance réactive maximale du parc non synchrone de générateurs ;
  - vii. Le mode de réglage de la puissance réactive qui s'applique lors du raccordement du parc non synchrone de générateurs, est le mode de réglage de la tension, sauf spécification contraire du GRT. Le GRT en coordination avec le propriétaire du parc non synchrone de générateurs, spécifie les valeurs de consigne associées, ainsi que les autres équipements nécessaires pour pouvoir ajuster à distance la valeur de consigne applicable.
- e. En ce qui concerne la priorité à donner à la contribution en puissance active ou réactive, le GRT spécifie si c'est la contribution en puissance active ou celle en puissance réactive qui est prioritaire dans le cas des défauts pour lesquels une tenue aux creux de tension est requise. Si la priorité est donnée à la contribution en puissance active, cette fourniture est établie au plus tard 150 millisecondes à compter de l'apparition du défaut.
  - f. En ce qui concerne le contrôle de l'amortissement des oscillations de puissance, si le GRT l'a spécifié, le parc non synchrone de générateurs est capable de contribuer à l'amortissement des oscillations de puissance. Les caractéristiques du réglage de la tension et de la puissance réactive des parcs non synchrones de générateurs ne perturbent pas l'amortissement des oscillations de puissance.

## CHAPITRE 5 PROCEDURE DE NOTIFICATION OPERATIONNELLE POUR LE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

### Article 29. Dispositions générales

1. Le producteur démontre au gestionnaire de réseau compétent qu'il a respecté les exigences énoncées au CHAPITRE 2, CHAPITRE 3 et CHAPITRE 4 du présent Code en menant à bien la procédure de notification opérationnelle pertinente pour le raccordement de chacune des unités de production d'électricité, telle que décrite de l'Article 30 à l'Article 36.
2. La procédure de notification opérationnelle pour le raccordement de chaque nouvelle unité de production d'électricité autorise l'utilisation des attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé.
3. Le Ministère en charge de l'Energie rend publique la liste des organismes certificateurs agréés.

### Article 30. Procédure applicable aux unités de production d'électricité de type A

1. La procédure de notification opérationnelle pour le raccordement de chaque nouvelle unité de production d'électricité de type A consiste à soumettre une fiche de collecte. Le producteur renseigne la fiche de collecte obtenue auprès du GRD à l'aide des informations requises et la notifie à ce dernier. Des fiches de collecte distinctes sont fournies pour chaque unité de production d'électricité de l'installation de production d'électricité. Les informations requises peuvent être présentées par des tiers pour le compte du producteur d'électricité.
2. Le GRD spécifie le contenu de la fiche de collecte, qui doit comporter au minimum les informations suivantes :
  - a. L'emplacement du raccordement ;
  - b. La date du raccordement ;
  - c. La puissance maximale de l'installation en kW ;
  - d. Le type de la source d'énergie primaire ;
  - e. L'éventuelle classification de l'unité de production d'électricité comme technologie émergente conformément à Article 92 paragraphe 2 du présent Code ;
  - f. La référence aux attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé et utilisées pour des équipements présents dans l'installation ;
  - g. Pour les équipements utilisés n'ayant pas reçu d'attestation de conformité, les informations à fournir selon les instructions données par le gestionnaire de réseau compétent ; et
  - h. Les coordonnées du producteur et de l'installateur et leurs signatures.
3. Le producteur notifie au GRD la mise à l'arrêt définitif d'une unité de production d'électricité, ladite notification pouvant être soumise par des tiers.

---

## Article 31. Procédure applicable aux unités de production d'électricité de type B

1. Aux fins de l'obtention de la notification opérationnelle pour le raccordement de chaque nouvelle unité de production d'électricité de type B, un dossier technique, accompagné d'une déclaration de conformité, est fourni par le producteur au gestionnaire de réseau compétent.
2. Le GRD communique au GRT le dossier technique des unités de production raccordées sur son réseau.
3. Un dossier technique distinct et indépendant est fourni pour chaque unité de production d'électricité de l'installation de production d'électricité.
4. Le format du dossier technique et les informations à y faire figurer sont spécifiés par le GRT. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit d'exiger du producteur qu'il inclue les éléments suivants dans le dossier technique :
  - a. La preuve que les réglages de protection et de contrôle-commande applicables au point de raccordement ont fait l'objet d'un accord entre le gestionnaire de réseau compétent et le producteur ;
  - b. Une déclaration de conformité détaillée ;
  - c. Les données techniques détaillées concernant l'unité de production d'électricité pertinentes pour le raccordement au réseau comme spécifié par le GRT ;
  - d. Les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé pour les unités de production d'électricité, lorsqu'elles constituent un élément attestant la conformité ;
  - e. Les rapports des essais de conformité démontrant les performances en régime permanent et en régime dynamique, conformément au CHAPITRE 7 et au CHAPITRE 8, incluant l'utilisation des valeurs réelles mesurées durant les essais, selon le niveau de détail requis par le gestionnaire de réseau compétent ;
  - f. Des études démontrant les performances en régime permanent et dynamique, conformément au CHAPITRE 9 et au CHAPITRE 10, selon le niveau de détail requis par le gestionnaire de réseau compétent ;
5. Le dossier technique pour une unité de production d'électricité peut être délivré par un organisme certificateur agréé.
6. Dans le délai d'un (01) mois à compter de la réception du dossier technique, accompagné de la déclaration de conformité, le GRT,
  - a. Lorsqu'il considère comme complet et satisfaisant le dossier technique d'une unité de production d'électricité, délivre une notification opérationnelle finale au producteur d'électricité.
  - b. Lorsqu'il considère comme non satisfaisant le dossier technique, notifie son refus de délivrer une notification opérationnelle finale au producteur d'électricité.
  - c. Lorsqu'il estime que le dossier technique est incomplet, notifie les informations complémentaires requises au producteur d'électricité. Le GRT disposera à nouveau

d'un délai d'un (01) mois à compter de la réception de la réponse du producteur d'électricité pour statuer sur la délivrance de la notification opérationnelle finale.

7. A défaut de réponse du GRT dans le délai d'un (01) mois, la notification opérationnelle finale est réputée délivrée.
8. Le producteur notifie au gestionnaire de réseau compétent la mise à l'arrêt définitif d'une unité de production d'électricité.

### Article 32. Procédure applicable aux unités de production d'électricité de type C

1. La procédure de notification opérationnelle pour le raccordement de chaque nouvelle unité de production d'électricité de type C comprend les éléments suivants :
  - a. La notification opérationnelle de mise sous tension ;
  - b. La notification opérationnelle provisoire ;
  - c. La notification opérationnelle finale.

### Article 33. Notification opérationnelle de mise sous tension pour les unités de production d'électricité de type C

1. Une notification opérationnelle de mise sous tension autorise le producteur à mettre sous tension son réseau interne et les auxiliaires des unités de production d'électricité en utilisant les ouvrages de raccordement le reliant au point de raccordement.
2. Le GRT délivre la notification opérationnelle de mise sous tension si les étapes préparatoires sont menées à bien, y compris l'accord entre le GRT et le producteur concernant les réglages de protection et de contrôle-commande applicables au point de raccordement.

### Article 34. Notification opérationnelle provisoire pour les unités de production d'électricité de type C

1. Une notification opérationnelle provisoire donne le droit au producteur de faire fonctionner l'Unité de production d'électricité et de produire de la puissance en utilisant le raccordement au réseau pour une durée limitée.
2. Le GRT délivre la notification opérationnelle provisoire pour autant que soit achevée la procédure d'examen des données et des études, comme prévu par le présent article.

3. En ce qui concerne l'examen des données et des études, le GRT a le droit de demander que le producteur fournisse les éléments suivants :
  - a. Une déclaration de conformité détaillée ;
  - b. Les données techniques détaillées concernant l'unité de production d'électricité utiles pour les ouvrages de raccordement au réseau comme spécifié par le GRT ;
  - c. Les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé pour les unités de production d'électricité, lorsqu'elles constituent un élément attestant la conformité ;
  - d. Les modèles de simulation, tels que spécifiés à l'Article 24, paragraphe c, demandés par le GRT ;
  - e. Les études démontrant les performances en régime permanent et dynamique, comme prévu au CHAPITRE 9 et au CHAPITRE 10 ; et
  - f. Les détails des essais de conformité envisagés, conformément au CHAPITRE 7 et au CHAPITRE 8.
4. La notification opérationnelle provisoire accorde au producteur les droits visés au paragraphe 1 pour une durée qui ne doit pas excéder vingt-quatre (24) mois. Le GRT a le droit de spécifier une durée de validité plus courte pour la notification opérationnelle provisoire. Une prolongation de la notification opérationnelle provisoire peut être accordée par le GRT, dans la limite d'une durée totale cumulée de vingt-quatre (24) mois. Elle n'est accordée que si le GRT considère que le producteur a bien progressé dans ses démarches visant à la pleine satisfaction des exigences. Les questions en suspens sont clairement recensées au moment de la demande d'extension.
5. Une prolongation de la durée pendant laquelle le producteur peut conserver le statut de notification opérationnelle provisoire, au-delà de la durée de vingt-quatre (24) mois, peut être accordée si une demande de dérogation est soumise au GRT avant l'expiration de cette durée conformément à la procédure de dérogation prévue au CHAPITRE 20.

## Article 35. Notification opérationnelle finale pour les unités de production d'électricité de type C

1. Une notification opérationnelle finale donne le droit au producteur de faire fonctionner une unité de production d'électricité en utilisant le raccordement au réseau.
2. Le GRT délivre la notification opérationnelle finale, après élimination de toutes les incompatibilités recensées dans le cadre de la notification opérationnelle provisoire, et pour autant que soit achevée la procédure d'examen des données et des études conformément au présent article.
3. Aux fins de l'examen des données et des études, le producteur soumet les éléments suivants au GRT :
  - a. Une déclaration de conformité détaillée ; et

- b. Une mise à jour des données techniques applicables, des modèles de simulation et des études visés à l'Article 34, paragraphe 3 points b, d et e, y compris l'utilisation des valeurs réelles mesurées durant les essais.
4. Si une incompatibilité est recensée en lien avec la délivrance de la notification opérationnelle finale, une dérogation peut être accordée sur demande adressée au GRT, conformément à la procédure de dérogation décrite au CHAPITRE 20. La notification opérationnelle finale est délivrée par le GRT si l'unité de production d'électricité est conforme aux dispositions de la dérogation.

Lorsqu'une demande de dérogation est rejetée, le GRT a le droit de refuser d'autoriser le fonctionnement de l'unité de production d'électricité jusqu'à ce que le producteur et lui-même éliminent l'incompatibilité, et que le GRT considère que l'unité de production d'électricité est conforme aux dispositions du présent Code.

Si le GRT et le producteur n'éliminent pas l'incompatibilité dans un délai raisonnable et, en tout état de cause, au plus tard six (06) mois après la notification du refus de la demande de dérogation, chaque partie peut soumettre le cas pour décision à l'autorité de régulation.

## Article 36. Notification opérationnelle restreinte pour les unités de production d'électricité de type C

1. Le producteur ayant reçu une notification opérationnelle finale informe immédiatement le GRT si les circonstances suivantes se présentent :
  - a. L'installation subit temporairement une modification ou une perte de capacité significatives dégradant ses performances ;
  - b. La défaillance d'un équipement entraîne une non-conformité avec certaines exigences applicables.
2. Le producteur demande une notification opérationnelle restreinte au GRT s'il s'attend raisonnablement à ce que les circonstances décrites au paragraphe 1 durent plus de trois (03) mois.
3. Le GRT délivre une notification opérationnelle restreinte dans laquelle les informations suivantes sont clairement identifiables :
  - a. Les questions en suspens qui justifient l'octroi de la notification opérationnelle restreinte ;
  - b. Les responsabilités et les échéances concernant la solution escomptée ;
  - c. La durée maximale de validité, qui est de douze (12) mois maximum. La période initiale accordée peut être plus courte, avec possibilité de prolongation, s'il peut être démontré, à la satisfaction du GRT, que des progrès substantiels ont été accomplis vers la pleine satisfaction des exigences.
4. La notification opérationnelle finale est suspendue durant la période de validité de la notification opérationnelle restreinte en ce qui concerne les éléments pour lesquels la notification opérationnelle restreinte a été délivrée.

5. Une nouvelle prolongation de la durée de validité de la notification opérationnelle restreinte peut être accordée sur la base d'une demande de dérogation présentée au GRT avant l'expiration de cette période, en conformité avec la procédure de dérogation décrite au CHAPITRE 20.
6. Le GRT a le droit de refuser d'autoriser le fonctionnement de l'unité de production d'électricité lorsque la notification opérationnelle restreinte cesse d'être valide, et que les exigences du présent Code ne sont toujours pas remplies. Dans ce cas, la notification opérationnelle finale perd automatiquement sa validité.
7. Si le GRT n'accorde pas de prolongation de la durée de validité de la notification opérationnelle restreinte conformément au paragraphe 5, ou s'il refuse d'autoriser le fonctionnement de l'unité de production d'électricité lorsque la notification opérationnelle restreinte cesse d'être valide conformément au paragraphe 6, le Producteur peut soumettre le cas pour décision à l'autorité de régulation, dans un délai de six (06) mois à compter de la notification de la décision du GRT.
8. Le GRT devra tenir un registre de toutes les notifications opérationnelles restreintes qui ont été accordées et fournir, sur demande d'un propriétaire d'installation de production, une copie du registre limité à ses propres demandes de dérogation.

## CHAPITRE 6 CONTROLE DE LA CONFORMITE D'UNE INSTALLATION DE PRODUCTION

### Article 37. Responsabilité du propriétaire d'une installation de production d'électricité

1. Le producteur prend les dispositions nécessaires afin de s'assurer que chaque unité de production d'électricité soit conforme aux exigences applicables en vertu du présent Code pendant toute la durée de vie de l'installation. Pour les unités de production d'électricité de type A, il peut s'appuyer sur les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé.
2. Le producteur notifie au gestionnaire de réseau compétent :
  - a. Toute modification prévue des capacités techniques d'une unité de production d'électricité qui pourrait affecter sa conformité avec les exigences applicables en vertu du présent Code, avant de procéder à cette modification ;
  - b. Tout incident ou toute défaillance d'exploitation d'une unité de production d'électricité affectant la conformité de cette dernière avec les exigences du présent Code, sans délai indu, après la survenue de ces incidents ;

- c. Les programmes et les procédures prévus pour les essais à suivre aux fins de la vérification de la conformité d'une unité de production d'électricité avec les exigences du présent Code, en temps utile et avant le lancement des essais. Le gestionnaire de réseau compétent approuve à l'avance les programmes et les procédures prévus pour les essais. Il communique en temps utile son approbation et n'oppose pas de refus injustifié.
3. Le gestionnaire de réseau compétent peut participer à ces essais et enregistrer les performances des unités de production d'électricité.

### Article 38. Missions du gestionnaire de réseau compétent

1. Le gestionnaire réseau compétent évalue la conformité d'une Unité de production d'électricité avec les exigences applicables en vertu du présent Code, pendant toute la durée de vie de l'installation de production d'électricité. Le producteur est informé du résultat de cette évaluation.

Pour les unités de production d'électricité de type A, le GRD peut s'appuyer sur les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé pour cette évaluation.

2. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de demander au producteur de réaliser des essais et des simulations de conformité en fonction d'un plan ou d'une procédure générale récurrents ou après toute défaillance, toute modification ou tout remplacement de tout équipement susceptible d'affecter la conformité de l'Unité de production d'électricité avec les exigences du présent Code. S'il exerce ce droit, le gestionnaire de réseau compétent spécifie le plan ou la procédure générale correspondante dans la DTR.
3. La liste des informations et des documents à fournir au gestionnaire de réseau compétent et des exigences à respecter par le producteur dans le cadre de la procédure de contrôle de la conformité est la suivante :
  - a. Tous les documents et attestations à fournir par le producteur ;
  - b. Les détails des données techniques relatives à l'unité de production d'électricité pertinents pour le raccordement au réseau ;
  - c. Les exigences applicables aux modèles utilisés dans les études de réseau en régime permanent et en régime dynamique ;
  - d. Le calendrier pour la fourniture des données relatives au réseau nécessaires à la réalisation des études ;
  - e. Les études réalisées par le producteur pour démontrer les performances en régime permanent et en régime dynamique attendues conformément aux exigences établies au CHAPITRE 9 et au CHAPITRE 10 ;
  - f. Les conditions et les procédures, y compris le champ d'application, pour l'enregistrement des attestations de conformité ; et

- g. Les conditions et les procédures pour l'utilisation, par le producteur d'électricité, des attestations de conformité pertinentes délivrées par un organisme certificateur agréé.
4. Le gestionnaire de réseau compétent peut déléguer tout ou partie de la réalisation de sa mission de contrôle de la conformité à des tiers. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau compétent continue de garantir la conformité avec l'Article 9 y compris sous la forme d'engagements de confidentialité avec le délégataire.
5. Si les essais de conformité ou les simulations visant à démontrer la conformité ne peuvent pas être mis en œuvre comme convenu entre le gestionnaire de réseau compétent et le producteur pour des raisons imputables au gestionnaire de réseau compétent, ce dernier ne peut refuser sans motif la notification opérationnelle visée au CHAPITRE 5.
6. En cas de doute sur le non-respect d'une exigence du présent Code, le gestionnaire de réseau compétent peut demander au producteur de réaliser un essai en dehors de ceux prévus dans le plan ou la procédure générale d'essais récurrents visés au paragraphe 2. Si un écart est confirmé lors de cet essai, le coût de ce dernier est à la charge du producteur d'électricité. Dans le cas contraire, le gestionnaire de réseau compétent assume le coût de l'essai.

### Article 39. Dispositions communes applicables aux simulations visant à démontrer la conformité

1. La simulation des performances des unités de production d'électricité individuelles au sein d'une installation de production d'électricité vise à démontrer le respect des exigences du présent Code.
2. Nonobstant les exigences minimales énoncées dans le présent Code pour les simulations visant à démontrer la conformité, le gestionnaire de réseau compétent peut :
  - a. Permettre au producteur d'effectuer une série de simulations différentes, pour autant que ces simulations soient efficaces et suffisantes pour démontrer qu'une unité de production d'électricité est conforme aux exigences du présent Code ; et
  - b. Exiger du producteur qu'il effectue des séries de simulations supplémentaires ou différentes dans les cas où les informations fournies au gestionnaire de réseau compétent, en lien avec les simulations visant à démontrer la conformité en application des dispositions du CHAPITRE 9 et du CHAPITRE 10 ne suffisent pas à démontrer la conformité avec les exigences du présent Code.
3. Pour démontrer la conformité avec les exigences du présent Code, le producteur fournit un rapport comportant les résultats des simulations pour chaque unité de production d'électricité de l'installation de production d'électricité. Le producteur élabore et fournit un modèle de simulation validé pour une unité de production d'électricité donnée. L'étendue des modèles de simulation est définie à l'Article 24, paragraphe c.

4. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de vérifier qu'une unité de production d'électricité est conforme aux exigences du présent Code en réalisant ses propres simulations visant à démontrer la conformité, sur la base des rapports de simulation, des modèles de simulation et des mesures d'essai de conformité fournis.
5. Le gestionnaire de réseau compétent fournit au producteur les données techniques et un modèle de simulation du réseau, dans la mesure nécessaire pour procéder aux simulations requises conformément au CHAPITRE 9 et au CHAPITRE 10.

---

## CHAPITRE 7 ESSAIS DE CONFORMITE POUR LES UNITES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITE SYNCHRONES

### Article 40. Dispositions communes pour les essais de conformité

1. Les essais de conformité des unités de production d'électricité individuelles au sein d'une installation de production d'électricité visent à démontrer le respect des exigences du présent Code.
2. Nonobstant les exigences minimales pour les essais de conformité énoncées dans le présent Code, le gestionnaire de réseau compétent est habilité à :
  - a. Permettre au producteur d'effectuer une série d'essais différents, pour autant que ces essais soient efficaces et suffisants pour démontrer qu'une unité de production d'électricité est conforme aux exigences du présent Code ;
  - b. Exiger du producteur qu'il effectue des séries d'essais supplémentaires ou différents dans les cas où les informations fournies au gestionnaire de réseau compétent en lien avec les essais de conformité en application du CHAPITRE 7 et du CHAPITRE 8 ne suffisent pas à démontrer la conformité avec les exigences du présent Code ; et
  - c. Exiger du producteur qu'il effectue les essais appropriés pour démontrer la performance d'une unité de production d'électricité lorsqu'elle fonctionne avec des combustibles de substitution ou des mélanges de combustibles. Le gestionnaire de réseau compétent et le producteur s'accordent sur les types de combustible à soumettre à essai.
3. Le producteur est responsable de la réalisation des essais conformément aux conditions prévues au CHAPITRE 7 et au CHAPITRE 8. Le gestionnaire de réseau compétent coopère et ne retarde pas de façon injustifiée la réalisation des essais.
4. Le gestionnaire de réseau compétent peut participer aux essais de conformité soit sur site, soit à distance depuis son centre de conduite. À cette fin, le producteur fournit les équipements de contrôle nécessaires pour enregistrer tous les signaux et mesures d'essai pertinents, et prend les dispositions nécessaires afin de s'assurer que les personnes nécessaires pour le représenter soient disponibles sur le site pendant toute la durée des essais. Le gestionnaire de réseau compétent peut utiliser son propre matériel pour enregistrer les performances lors de certains des essais sélectionnés. Le gestionnaire de réseau compétent décide librement de sa participation.

## Article 41. Essais de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type B

1. Les propriétaires d'installations de production d'électricité réalisent les essais de conformité de la réponse en mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O) en lien avec les unités de production d'électricité synchrones de type B.

Au lieu de procéder à l'essai approprié, les propriétaires d'installations de production d'électricité peuvent s'appuyer sur les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé afin de démontrer la conformité avec l'exigence applicable. Dans ce cas, les attestations de conformité sont transmises au gestionnaire de réseau compétent.

2. Les exigences suivantes s'appliquent en ce qui concerne l'essai de la réponse en Mode LFSM-O :
  - a. La capacité technique de l'unité de production d'électricité à moduler en permanence la puissance active afin de contribuer au réglage de la fréquence dans chaque cas de forte augmentation de la fréquence du réseau est démontrée. Les paramètres des régulations affectant le régime permanent, tels que le statisme et la bande morte, et les paramètres dynamiques, notamment la réponse à un échelon de fréquence, sont vérifiés ;
  - b. L'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour provoquer une variation de la puissance active d'au moins 10 % de la puissance maximale, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte. Le cas échéant, des signaux fictifs simulant la déviation de fréquence sont injectés simultanément à la fois au niveau du régulateur de vitesse et du régulateur de puissance active des systèmes de contrôle-commande, compte tenu de la configuration desdits systèmes ;
  - c. L'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont satisfaites :
    - i. Les résultats de l'essai, à la fois pour les paramètres dynamiques et statiques, sont conformes aux exigences fixées à l'Article 22 paragraphe 2 ;
    - ii. Il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à l'échelon de fréquence.

## Article 42. Essais de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type C

1. Outre les essais de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type B décrits à l'Article 40, les propriétaires d'installations de production d'électricité soumettent les unités de production d'électricité synchrones de type C aux essais de conformité prévus aux paragraphes 2, 3, 4, 5 et 6 du présent article. Au lieu de procéder à l'essai prévu, le producteur peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé afin de démontrer la conformité avec

l'exigence applicable. Dans ce cas, les attestations de conformité sont transmises à au GRT.

2. Les exigences suivantes s'appliquent en ce qui concerne l'essai de la réponse en mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U) :
  - a. La capacité technique de l'Unité de production d'électricité à moduler en permanence la puissance active pour des points de fonctionnement inférieurs à la puissance maximale afin de contribuer au réglage la fréquence en cas de forte baisse de la fréquence du réseau est démontrée ;
  - b. L'essai est effectué en simulant des points de fonctionnement en puissance active appropriés, avec des échelons et des rampes de fréquence basse suffisamment importants pour provoquer une variation de puissance active d'au moins 10 % de la puissance maximale, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte. Le cas échéant, des signaux fictifs simulant la déviation de fréquence sont injectés simultanément à la fois au niveau des consignes du régulateur de vitesse et du régulateur de puissance active ;
  - c. L'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont satisfaites :
    - i. Les résultats des essais, à la fois pour les paramètres dynamiques et statiques, sont conformes à l'Article 24, paragraphe 3 point c ; et
    - ii. Il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à l'échelon de fréquence.
3. Les exigences suivantes s'appliquent en ce qui concerne l'essai de la réponse en mode de sensibilité à la fréquence (FSM) :
  - a. La capacité technique de l'unité de production d'électricité à moduler en permanence la puissance active sur toute la plage de fonctionnement comprise entre la puissance maximale et le niveau de régulation minimal afin de contribuer au réglage de la fréquence est démontrée ; les paramètres des régulations affectant le régime permanent, tels que statisme et bande morte, et les paramètres dynamiques, notamment la robustesse associée à la réponse aux échelons de fréquence et aux variations importantes et rapides de fréquence, sont vérifiés ;
  - b. L'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour parcourir toute la plage de réponse en puissance active aux variations de fréquence, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte, ainsi que de la capacité d'augmentation ou de baisse effective de la production de puissance active à partir de chaque point de fonctionnement considéré. Le cas échéant, des signaux fictifs simulant la déviation de fréquence sont injectés simultanément à la fois au niveau des Consignes du régulateur de vitesse et du régulateur de puissance active du système de contrôle-commande de l'unité ou de l'installation ;
  - c. L'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies :
    - i. La durée d'activation de la plage de réponse complète en puissance active aux variations de fréquence consécutivement à un échelon de fréquence n'est pas plus longue que celle fixée à l'Article 24 paragraphe 3 point d ;
    - ii. Il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à un échelon de fréquence ;

- 
- iii. Le retard initial est conforme aux dispositions de l'Article 24 paragraphe 3 point d ;
  - iv. Les valeurs de statisme sont disponibles dans la plage spécifiée à l'Article 24 paragraphe 3 point d, et la bande morte (seuil) n'est pas supérieure à la valeur spécifiée dans ledit article ;
  - v. L'insensibilité de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en tout point de fonctionnement pertinent n'excède pas les exigences établies à l'Article 24 paragraphe 3 point d.
4. En ce qui concerne l'essai de capacité de démarrage autonome (black-start), les exigences suivantes s'appliquent :
    - a. La capacité technique des unités de production d'électricité disposant d'une capacité de démarrage autonome à démarrer sans alimentation électrique externe alors qu'ils sont à l'arrêt est démontrée ;
    - b. L'essai est réputé réussi si le temps de démarrage est inférieur à 15 minutes.
  5. En ce qui concerne l'essai de basculement vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires, les exigences suivantes s'appliquent :
    - a. La capacité technique des unités de production d'électricité à basculer vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires et à fonctionner en îlotage sur leurs auxiliaires de manière stable est démontrée ;
    - b. L'essai est effectué à la puissance maximale et à la puissance réactive nominale de l'unité de production d'électricité avant l'îlotage ;
    - c. Le GRT a le droit de fixer des conditions supplémentaires, compte tenu de l'Article 24 paragraphe c ;
    - d. L'essai est réputé réussi si le basculement vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires est réussi, si le fonctionnement stable en îlotage sur les auxiliaires pendant la durée fixée à l'Article 24 paragraphe c, est démontré, et si le recouplage au réseau a été effectué avec succès.
  6. En ce qui concerne l'essai de capacité en puissance réactive, les exigences suivantes s'appliquent :
    - a. La capacité technique de l'unité de production d'électricité à fournir et à absorber de la Puissance réactive conformément à l'Article 26 paragraphe 2 points b, iv, est démontrée ;
    - b. L'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies :
      - i. L'unité de production d'électricité fonctionne à la puissance réactive maximale pendant au moins trois (03) heures, aussi bien en fourniture qu'en absorption :
        - Au niveau minimal de fonctionnement en régime permanent ;
        - À la puissance maximale ; et
        - À un point de fonctionnement en puissance active compris entre ce niveau maximal et ce niveau minimal.

- ii. La capacité de l'unité de production d'électricité à atteindre n'importe quelle valeur de consigne de puissance réactive dans la plage convenue ou décidée est démontrée.

## CHAPITRE 8 ESSAIS DE CONFORMITE POUR LES PARCS NON SYNCHRONES DE GENERATEURS

### Article 43. Essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type B

1. Les propriétaires d'installations de production d'électricité prennent en charge les essais de conformité de la réponse en mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O) en lien avec les parcs non synchrones de générateurs de type B.

Au lieu de procéder à l'essai prévu, le producteur peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé afin de démontrer la conformité avec l'exigence applicable. Dans ce cas, les attestations de conformité sont transmises au gestionnaire de réseau compétent.

2. En ce qui concerne les parcs non synchrones de générateurs de type B, les essais de la réponse en Mode LFSM-O sont conformes aux conditions définies à l'Article 22 paragraphe 2.
3. En ce qui concerne les essais de la réponse en Mode LFSM-O, les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité technique du parc non synchrone de générateurs à moduler en permanence la puissance active afin de contribuer au réglage de la fréquence en cas d'augmentation de la fréquence du réseau est démontrée. Les paramètres des régulations affectant le régime permanent, tels que le statisme et la bande morte, et les paramètres en régime dynamique sont vérifiés ;
  - b. L'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour provoquer une variation de la puissance active d'au moins 10 % de la puissance maximale, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte. Pour réaliser cet essai, des signaux fictifs simulant la déviation de fréquence sont injectés simultanément au niveau des Consignes du système de contrôle-commande ;
  - c. L'essai est réputé réussi si les résultats, à la fois pour les paramètres dynamiques et statiques, satisfont aux exigences de l'Article 22 paragraphe 2.

---

## Article 44. Essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type C

1. Outre les essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type B décrits à l'Article 43, les propriétaires d'installations de production d'électricité soumettent les Parcs non synchrones de générateurs de type C aux essais de conformité prévus aux paragraphes 2 à 6. Au lieu de procéder à l'essai prévu, le producteur peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé afin de démontrer la conformité avec l'exigence applicable. Dans ce cas, l'attestation de conformité est transmise au GRT.
2. En ce qui concerne l'essai sur la capacité de réglage de la puissance active, les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité technique du parc non synchrone de générateurs à fonctionner à un niveau de production inférieur au point de consigne fixé par le GRT est démontrée ;
  - b. L'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies :
    - i. Le niveau de production du parc non synchrone de générateurs est maintenu en dessous du point de consigne ;
    - ii. Le point de Consigne est appliqué conformément aux exigences fixées à l'Article 24 paragraphe 3 point a ; et
    - iii. La précision du réglage est conforme à la valeur spécifiée à l'Article 24 paragraphe 3 point a.
3. En ce qui concerne l'essai de la réponse en mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LF<sub>SM</sub>-U), les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité technique du parc non synchrone de générateurs à moduler en permanence la puissance active afin de contribuer au Réglage de la fréquence en cas de forte baisse de la fréquence du réseau est démontrée ;
  - b. L'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour provoquer une variation de la puissance active d'au moins 10 % de la puissance maximale, avec un point de départ à maximum 80 % de la puissance maximale, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte.
  - c. L'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies :
    - i. Les résultats des essais, à la fois pour les paramètres dynamiques et statiques, sont conformes aux exigences de l'Article 24 paragraphe 3, point c ; et
    - ii. Il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à un échelon de fréquence.
4. En ce qui concerne l'essai de la réponse en mode de sensibilité à la fréquence (FSM), les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité technique du parc non synchrone de générateurs à moduler en permanence la puissance active sur toute la plage de fonctionnement comprise

- entre la puissance maximale et le niveau de régulation minimal afin de contribuer au réglage de la fréquence est démontrée ; les paramètres des régulations affectant le régime permanent, tels que l'insensibilité, le statisme, la bande morte et la plage de réglage, ainsi que les paramètres dynamiques, y compris la réponse à un échelon de fréquence, sont vérifiés ;
- b. L'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour parcourir toute la plage de réponse en puissance active aux variations de fréquence, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte. Des signaux fictifs simulant la déviation de fréquence sont injectés pour réaliser l'essai.
  - c. L'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies :
    - i. La durée d'activation de la réponse complète en puissance active aux variations de fréquence consécutive à un échelon de fréquence n'est pas plus longue que celle fixée à l'Article 24 paragraphe 3 point d ;
    - ii. Il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à un échelon de fréquence ;
    - iii. Le retard initial est conforme à l'Article 24 paragraphe 3 point d ;
    - iv. Les valeurs du statisme sont disponibles dans les plages spécifiées à l'Article 24 paragraphe 3 point d, et la bande morte (seuil) n'est pas supérieure à la valeur choisie par le GRT ; et
    - v. L'insensibilité de la réponse en puissance active aux variations de fréquence n'excède pas l'exigence établie à l'Article 24 paragraphe 3 point d.
5. En ce qui concerne l'essai de capacité en puissance réactive, les exigences suivantes s'appliquent :
- a. La capacité technique du parc non synchrone de générateurs à fournir et à absorber de la Puissance réactive conformément à l'Article 28 paragraphe points b et c, est démontrée ;
  - b. L'essai est réalisé à la puissance réactive maximale, aussi bien en fourniture qu'en absorption, et respecte les paramètres suivants :
    - i. Fonctionnement à une puissance supérieure à 60 % de la puissance maximale pendant 30 min ;
    - ii. Fonctionnement à une puissance comprise entre 30 % et 50 % de la puissance maximale pendant 30 min ;
    - iii. Fonctionnement à une puissance comprise entre 10 % et 20 % de la puissance maximale pendant 60 min ;
  - c. L'essai est réputé réussi si les critères suivants sont satisfaits :
    - i. Le parc non synchrone de générateurs fonctionne pendant une durée non inférieure à la durée requise à la puissance réactive maximale, aussi bien en fourniture qu'en absorption, pour chaque paramètre fixé au paragraphe 5, point b ;

- ii. La capacité du parc non synchrone de générateurs à atteindre n'importe quelle valeur de consigne de puissance réactive dans la plage convenue ou décidée est démontrée ; et
  - iii. Aucune action du système de protection n'est engagée dans les limites de fonctionnement spécifiées par le diagramme de capacité en puissance réactive.
6. En ce qui concerne l'essai du mode de réglage de la tension, les exigences suivantes s'appliquent :
- a. La capacité du parc non synchrone de générateurs à fonctionner dans le mode de réglage de la tension visé dans les conditions prévues à l'Article 28 paragraphe 3 point d ii à iv, est démontrée ;
  - b. L'essai du mode de réglage de la tension porte sur les paramètres suivants :
    - i. La pente et la bande morte appliquées conformément à l'Article 28 paragraphe 3 point d iii ;
    - ii. La précision du réglage ;
    - iii. L'insensibilité du réglage ; et
    - iv. Le délai de modification de la puissance réactive ;
  - c. L'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies :
    - i. La plage de réglage, et le statisme et la bande morte paramétrables sont conformes aux paramètres des caractéristiques convenus ou décidés fixés à l'Article 28 paragraphe 3 point d ;
    - ii. L'insensibilité du réglage de la tension n'est pas supérieure à 0,01 pu, conformément à l'Article 28 paragraphe 3 point d ; et
    - iii. À la suite d'un échelon de tension de  $\pm 2$  % de la tension de consigne, la stabilisation de tension a été réalisée dans le respect des délais et des tolérances spécifiés à l'Article 28 paragraphe 3 point d.

---

## CHAPITRE 9 SIMULATIONS VISANT A DEMONTRER LA CONFORMITE POUR LES UNITES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITE SYNCHRONES

### Article 45. Simulations visant à démontrer la conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type B

1. Les propriétaires d'installations de production d'électricité réalisent les simulations de la réponse en mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O) en lien avec les unités de production d'électricité synchrones de type B. Au lieu de procéder aux simulations prévues, le producteur peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé afin de démontrer la conformité avec l'exigence applicable. Dans ce cas, les attestations de conformité sont transmises au gestionnaire de réseau compétent.
2. En ce qui concerne la simulation de la réponse en Mode LFSM-O, les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité de l'unité de production d'électricité à moduler la puissance active en cas de fréquences hautes, conformément à l'Article 22 paragraphe 2 est démontrée par une simulation ;
  - b. La simulation est réalisée avec des échelons et des rampes de fréquence haute permettant d'atteindre le niveau de régulation minimal, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte ;
  - c. La simulation est réputée réussie lorsque :
    - i. Le modèle de simulation de l'unité de production d'électricité est validé sur la base de l'essai de conformité de la réponse en mode LFSM-O décrit à l'Article 40 paragraphe 2 ; et
    - ii. La conformité avec l'exigence énoncée à l'Article 22 paragraphe 2 , est démontrée.
3. En ce qui concerne la simulation de la tenue aux creux de tension des unités de production d'électricité synchrones de type B, les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité de l'unité de production d'électricité à tenir les creux de tension conformément aux conditions fixées à l'Article 23 paragraphe 3 point a, est démontrée par une simulation ;
  - b. La simulation est réputée réussie si la conformité avec l'exigence énoncée à l'Article 23 paragraphe 3 point a, est démontrée.

### Article 46. Simulations visant à démontrer la conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type C

1. Outre les simulations de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type B décrites à l'Article 45, les unités de production d'électricité synchrones de type C sont soumises aux simulations de conformité détaillées aux paragraphes 2 à 5. Au lieu de procéder à tout ou partie de ces simulations, le producteur peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé, qui sont à remettre au GRT.
2. En ce qui concerne la simulation de la réponse en mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U), les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité de l'unité de production d'électricité à moduler la puissance active en fréquences basses conformément à l'Article 24 paragraphe 3 point c, est démontrée ;
  - b. La simulation est réalisée avec des échelons et des rampes de fréquence basse permettant d'atteindre la puissance maximale, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte ;
  - c. La simulation est réputée réussie lorsque :
    - i. Le modèle de simulation de l'Unité de production d'électricité est validé sur la base de l'essai de conformité de la réponse en mode LFSM-U décrit à l'Article 42 paragraphe 2, et
    - ii. La conformité avec l'exigence énoncée à l'Article 24 paragraphe 3 point c est démontrée.
3. En ce qui concerne la simulation de la réponse en mode de sensibilité à la fréquence (FSM), les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité de l'Unité de production d'électricité à moduler la puissance active sur toute la plage de fréquence, conformément à l'Article 24 paragraphe 3 point d est démontrée ;
  - b. La simulation est réalisée avec des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour parcourir toute la plage de réponse en puissance active aux variations de fréquence, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte ;
  - c. La simulation est réputée réussie si :
    - i. Le modèle de simulation de l'Unité de production d'électricité est validé sur la base de l'essai de conformité de la réponse en Mode FSM décrit à l'Article 42 paragraphe 3 et
    - ii. La conformité avec l'exigence énoncée à l'Article 24 paragraphe 3 point d est démontrée.
4. En ce qui concerne la simulation du fonctionnement en réseau séparé, les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La performance de l'unité de production d'électricité lors d'un fonctionnement en réseau séparé conformément aux conditions fixées à l'Article 24 paragraphe 5 point b est démontrée ;
  - b. La simulation est réputée réussie si l'unité de production d'électricité réduit ou augmente sa production de puissance active entre son précédent point de fonctionnement et tout nouveau point de fonctionnement inclus dans le diagramme

- de capacité P-Q dans les limites de l'Article 24 paragraphe 5 point b sans que l'unité de production d'électricité se déconnecte du réseau séparé du fait d'une sur- ou d'une sous-fréquence.
5. En ce qui concerne la simulation de la capacité en puissance réactive, les exigences suivantes s'appliquent :
    - a. La capacité de l'unité de production d'électricité à fournir et à absorber de la puissance réactive, conformément aux conditions fixées à l'Article 26 paragraphe 2, points b et iv est démontrée ;
    - b. La simulation est réputée réussie si les conditions suivantes sont remplies :
      - i. Le modèle de simulation de l'unité de production d'électricité est validé sur la base des essais de conformité de la capacité en puissance réactive décrits à l'Article 42 paragraphe 6 et
      - ii. La conformité aux exigences énoncées à l'Article 26 paragraphe 2 points b et iv est démontrée.
  6. En ce qui concerne la simulation de la régulation des amortissements des oscillations de puissance, les exigences suivantes s'appliquent :
    - a. La capacité de l'unité de production d'électricité à amortir les oscillations de puissance active par son système stabilisateur (fonction « PSS »), conformément aux conditions prévues à l'Article 26 paragraphe 3 est démontrée ;
    - b. Le réglage du stabilisateur de puissance résulte en une amélioration de l'amortissement de la réponse en puissance active correspondante de l'AVR en combinaison avec la fonction PSS, par rapport à la réponse en puissance active de l'AVR seul ;
    - c. La simulation est réputée réussie si les conditions suivantes sont simultanément remplies :
      - i. La fonction PSS amortit les oscillations de puissance active existantes de l'Unité de production d'électricité dans une plage de fréquence spécifiée par le GRT. Cette plage de fréquence inclut les fréquences des modes locaux de l'Unité de production d'électricité et les oscillations attendues sur le réseau ;
      - ii. Une réduction brusque de la production de l'Unité de production d'électricité de 1 pu à 0,6 pu de la puissance maximale n'entraîne pas d'oscillations non amorties de la puissance active ou réactive de l'unité de production d'électricité.
  7. En ce qui concerne la simulation de la tenue aux creux de tension des unités de production d'électricité synchrones de type C, les exigences suivantes s'appliquent :
    - a. La capacité de l'unité de production d'électricité à tenir les creux de tension dans le respect des conditions fixées à l'Article 24 paragraphe 9 est démontrée ;
    - b. La simulation est réputée réussie si la conformité avec l'exigence énoncée à l'Article 24 paragraphe 9 est démontrée.

## CHAPITRE 10 SIMULATIONS VISANT A DEMONTRER LA CONFORMITE POUR LES PARCS NON SYNCHRONES DE GENERATEURS

### Article 47. Simulations de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type B

1. Les parcs non synchrones de générateurs de type B sont soumis aux simulations visant à démontrer la conformité prévue aux paragraphes 2 à 4. Au lieu de procéder à tout ou partie de ces simulations, le producteur peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé, qui sont à soumettre au gestionnaire de réseau compétent.
2. En ce qui concerne la simulation de la réponse en mode LFSM-O, les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité du parc non synchrone de générateurs à moduler la puissance active en haute fréquence conformément à l'Article 22 paragraphe 2 est démontrée ;
  - b. La simulation est réalisée avec des échelons et des rampes de fréquence haute permettant d'atteindre le niveau de régulation minimal, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte ;
  - c. La simulation est réputée réussie si :
    - i. Le modèle de simulation du parc non synchrone de générateurs est validé sur la base de l'essai de conformité de la réponse en mode LFSM-O visé à l'Article 43 paragraphe 3 et
    - ii. La conformité avec l'exigence énoncée à l'Article 22 paragraphe 2 est démontrée.
3. En ce qui concerne la simulation de l'injection rapide de courant de défaut, les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité du parc non synchrone de générateurs à fournir une injection rapide de courant de défaut conformément aux conditions fixées à l'Article 27 paragraphe 2 point b est démontrée ;
  - b. La simulation est considérée comme réussie si la conformité avec l'exigence énoncée à l'Article 27 paragraphe 2 point b est démontrée.
4. En ce qui concerne la capacité de simulation de la tenue aux creux de tension des parcs non synchrones de générateurs de type B, les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité du parc non synchrone de générateurs à tenir les creux de tension dans le respect des conditions fixées à l'Article 23 paragraphe 3 point a est démontrée par une simulation ;

- b. La simulation est réputée réussie si la conformité avec l'exigence énoncée à l'Article 23 paragraphe 3 point a est démontrée.

## Article 48. Simulations visant à démontrer la conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type C

1. Outre les simulations visant à démontrer la conformité, applicables aux parcs non synchrones de générateurs de type B visées à l'Article 43, les parcs non synchrones de générateurs de type C sont soumis aux simulations visant à démontrer la conformité, visées aux paragraphes 2 à 7. Au lieu de procéder à tout ou partie de ces simulations, le producteur peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé, qui sont à soumettre au GRT.
2. En ce qui concerne la simulation de la réponse en mode LFSM-U, les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité du parc non synchrone de générateurs à moduler la puissance active en fréquences basses, conformément à l'Article 24 paragraphe 3 point c est démontrée ;
  - b. La simulation est réalisée avec des échelons et des rampes de fréquence basse permettant d'atteindre la puissance maximale, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte ;
  - c. La simulation est réputée réussie si :
    - i. Le modèle de simulation du parc non synchrone de générateurs est validé sur la base de l'essai de conformité de la réponse en mode LFSM-U visé à l'Article 44 paragraphe 3 et
    - ii. La conformité avec l'exigence énoncée à l'Article 24 paragraphe 3, point c est démontrée.
3. En ce qui concerne la simulation de la réponse en mode FSM, les exigences suivantes s'appliquent :
  - a. La capacité du parc non synchrone de générateurs à moduler la puissance active sur toute la plage de fréquence, comme indiqué à l'Article 24 paragraphe 3 point est démontrés ;
  - b. La simulation est réalisée avec des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour parcourir toute la plage de réponse en puissance active aux variations de fréquence, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte ;
  - c. La simulation est réputée réussie si :
    - i. Le modèle de simulation du parc non synchrone de générateurs est validé sur la base de l'essai de conformité de la réponse en mode FSM visé à l'Article 44 paragraphe 4 ; et

- 
- ii. La conformité avec l'exigence énoncée à l'Article 24 paragraphe 3, point d est démontrée.
4. En ce qui concerne la simulation de fonctionnement en réseau séparé, les exigences suivantes s'appliquent :
    - a. La performance du parc non synchrone de générateurs lors d'un fonctionnement en réseau séparé dans le respect des conditions fixées à l'Article 24 paragraphe 5 point b est démontrée ;
    - b. La simulation est réputée réussie si le parc non synchrone de générateurs réduit ou augmente sa production de puissance active entre son précédent point de fonctionnement et tout nouveau point de fonctionnement inclus dans le diagramme de capacité P-Q et dans les limites fixées à l'Article 24 paragraphe 5 point b sans que ledit parc se déconnecte du réseau séparé du fait d'une sur- ou d'une sous-fréquence.
  5. En ce qui concerne l'essai de fourniture d'inertie synthétique, si celle-ci est demandée, les exigences suivantes s'appliquent :
    - a. La capacité du modèle de parc non synchrone de générateurs à fournir une inertie synthétique en cas de fréquence basse, comme prévu à l'Article 28 paragraphe 2 point b est démontrés ;
    - b. La simulation est réputée réussie s'il est démontré que le modèle satisfait aux conditions fixées à l'Article 28 paragraphe 2 point b.
  6. En ce qui concerne la simulation de capacité en puissance réactive, les exigences suivantes s'appliquent :
    - a. La capacité du parc non synchrone de générateurs à fournir et à absorber de la puissance réactive, comme prévu à l'Article 28 paragraphe 3, points b et c est démontrée ;
    - b. La simulation est réputée réussie si les conditions suivantes sont simultanément remplies :
      - i. Le modèle de simulation du parc non synchrone de générateurs est validé sur la base des essais de conformité de la capacité en puissance réactive visés à l'Article 44 paragraphe 5 ; et
      - ii. La conformité aux exigences énoncées à l'Article 28 paragraphe 3 points b et c est démontrée.
  7. En ce qui concerne la simulation de la régulation des amortissements des oscillations de puissance, les exigences suivantes s'appliquent :
    - a. La capacité du modèle de parc non synchrone de générateurs à amortir les oscillations de puissance active conformément à l'Article 28 paragraphe 3 point f est démontrée ;
    - b. La simulation est considérée comme réussie s'il est démontré que le modèle est conforme aux conditions décrites à l'Article 28 paragraphe 3, point f.
  8. En ce qui concerne la capacité de simulation de la tenue aux creux de tension des parcs non synchrones de générateurs de type C, hormis en ce qui concerne la tenue aux creux de tension des parcs non synchrones de générateurs de type B visée à l'Article 47 paragraphe 4, les parcs non synchrones de générateurs de type C sont soumis aux

simulations visant à démontrer la conformité de la tenue aux creux de tension des parcs non synchrones de générateurs.

- a. La capacité du modèle de parc non synchrone de générateurs à simuler la tenue aux creux de tension conformément à l'Article 24 paragraphe 9 point a est démontrée.
- b. La simulation est réputée réussie s'il est démontré que le modèle est conforme aux conditions fixées à l'Article 24 paragraphe 9, point a.

---

## **TITRE III. RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE CONSOMMATION ET DES RESEAUX DE DISTRIBUTION**

### **CHAPITRE 11 PROCEDURE DE TRAITEMENT D'UNE DEMANDE DE RACCORDEMENT AU RESEAU DE TRANSPORT ET DISPOSITIONS FINANCIERES**

#### Article 49. Introduction et principes généraux

1. Le présent Chapitre définit la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de consommation d'électricité et des réseaux publics de distribution au RPT du Burkina Faso. Cette procédure est également applicable au raccordement de consommation possédant des moyens de production, que ceux-ci soient existants ou à créer.
2. Le GRT garantit aux consommateurs et aux distributeurs qui lui en font la demande l'accès au réseau de transport national, pour autant que les exigences techniques et juridiques en vigueur soient respectées.
3. Le GRT prend les dispositions nécessaires pour raccorder les nouvelles installations de consommation et les nouvelles installations des réseaux publics de distribution sous réserve que la solution de raccordement choisie à l'issue de l'étude réalisée conformément à l'Article 14 soit sur le RPT.
4. Les étapes formelles nécessaires pour raccorder ces installations au RPT sont divisées en trois phases :
  - a. Phase de demande, d'études et d'autorisation ;
  - b. Phase de réalisation du raccordement ;
  - c. Phase de mise en service du raccordement.
5. Le GRT réalise les études de raccordement à son réseau.
6. L'autorité de régulation veille à la bonne application de la présente procédure de raccordement.

## Article 50. Demande de raccordement

1. La demande de raccordement d'une nouvelle installation de consommation ou d'un réseau public de distribution au RPT est adressée par le demandeur au GRT. Cette demande doit être adressée par courrier recommandé avec avis de réception, à l'adresse qui figure sur le site Internet du GRT dans une rubrique spécialement dédiée au raccordement.
2. La demande de raccordement est matérialisée par le remplissage d'un formulaire de demande de raccordement, mis à disposition du public sur le site Internet du GRT dans une rubrique spécialement dédiée au raccordement.
3. Le formulaire de demande de raccordement sollicite les informations suivantes auprès du demandeur :
  - a. L'identité du demandeur ;
  - b. Les informations détaillées concernant la situation géographique du site à raccorder ;
  - c. Les données techniques relatives à l'installation du demandeur pertinentes pour le raccordement au réseau ;
  - d. La date de début et de fin des travaux de construction de l'installation et la date prévue de mise en service de ladite installation.
4. La demande de raccordement engage son auteur à payer au GRT les coûts engagés pour la réalisation de l'étude.
5. A la réception d'un formulaire de demande de raccordement dûment complété, le GRT procède à une évaluation du coût de l'étude d'impact. Le GRT fait parvenir au demandeur dans un délai de 10 jours ouvrés à réception du formulaire dûment complété un projet de convention d'étude d'impact de raccordement contenant :
  - a. La confirmation des données transmises par le demandeur via le formulaire de demande de raccordement,
  - b. L'estimation du prix de l'étude d'impact de raccordement,
  - c. Une demande des éventuelles informations complémentaires qui seraient nécessaires pour procéder à l'étude d'impact du raccordement.

## Article 51. Tension de référence pour le raccordement

1. Une installation de consommation ou une installation d'un réseau de distribution est raccordée au niveau de tension défini dans le Tableau 13 suivant, en fonction de la puissance de raccordement demandée :

**Tableau 13 :** tension de raccordement d'une installation de consommation ou d'une installation d'un réseau de distribution en fonction de la puissance de raccordement demandée.

Tension au point de raccordement (kV)	Puissance nominale de l'installation de consommation ou de distribution (MW)
U < 90 kV	P < 10 MW
90 kV	10 MW ≤ P < 30 MW
132 kV	30 MW ≤ P < 100 MW
225 kV – 330 kV	P ≥ 100 MW

2. L'installation de consommation ou l'installation d'un réseau de distribution peut être raccordée de manière exceptionnelle à une autre tension de raccordement dans le cas où les études visées à l'Article 52 montrent que cette solution est à la fois techniquement possible et la plus avantageuse pour la collectivité. Dans ce cas, les dispositions suivantes s'appliquent :
  - a. Le gestionnaire de réseau compétent transmet à l'autorité de régulation une analyse détaillant l'avantage socio-économique résultant de l'application de la solution et justifiant son caractère exceptionnel.
  - b. L'autorité de régulation statue sur l'adoption de cette solution dans un délai d'un (01) mois à compter de la réception de l'analyse du gestionnaire de réseau compétent. Le délai de remise de la convention d'étude de l'installation est suspendu jusqu'à la décision de l'autorité de régulation.

## Article 52. Etude d'impact de raccordement

1. La convention d'étude d'impact est acceptée par le demandeur du raccordement par (i) retour signé et (ii) paiement du coût d'étude estimé dans la convention.
2. A réception de la convention d'étude d'impact de raccordement dûment acceptée, le GRT procède à l'étude d'impact du raccordement dans un délai de 120 jours ouvrés. Ce délai peut être revu à la hausse sur sollicitation du GRT, après accord écrit du demandeur.
3. Les demandes sont traitées selon le principe du « premier arrivé, premier servi », dans l'ordre de réception par le GRT des conventions d'étude d'impact acceptées par les demandeurs. Avant réception par le GRT de la convention d'étude d'impact acceptée par le demandeur, l'acceptation d'une convention d'étude d'impact tierce peut

remettre en cause l'engagement du GRT. Dans ce cas, le GRT prévient sans délai le demandeur et transmet au demandeur une nouvelle Convention dans les meilleurs délais.

4. L'étude d'impact du raccordement a pour fonction de permettre au demandeur de disposer d'une estimation de la faisabilité, du coût des travaux d'extension à la charge du demandeur (tels que définis à l'Article 57) et du délai du raccordement de son installation. Elle mentionne également un éventuel droit de suite dû en application de l'Article 57 à la charge du demandeur.
5. En particulier, l'étude d'impact du raccordement :
  - a. Détermine la tension de raccordement en fonction de la puissance nominale des installations concernées du demandeur,
  - b. Identifie les éventuelles contraintes techniques liées au raccordement envisagé, notamment les adaptations à apporter, préalablement à ce raccordement, à l'Installation du demandeur aux réseaux d'électricité concernés,
  - c. Détermine les modalités particulières d'exploitation que le demandeur devra respecter,
  - d. Identifie la solution de raccordement techniquement et administrativement réalisable de moindre coût global. Cette solution de raccordement comporte l'ensemble des ouvrages et équipements nécessaires au raccordement, y compris les renforcements et extensions du réseau existant, ainsi que le paiement d'un éventuel droit de suite.
6. L'étude d'impact du raccordement doit tenir compte :
  - a. Des caractéristiques des ouvrages existants ou décidés du réseau de transport ;
  - b. Des caractéristiques de l'installation à raccorder ;
  - c. Des caractéristiques des installations déjà raccordées ;
  - d. Des engagements de raccordement antérieurs ;
  - e. La demande du demandeur quant aux délais de raccordement et la qualité de l'électricité.

L'étude examine les divers scénarii de fonctionnement du système électrique après raccordement de l'installation en projet, en situation normale et en cas d'aléa.

7. Afin de vérifier la compatibilité du projet avec le bon fonctionnement et la sûreté du réseau, l'étude de raccordement examine les éventuelles contraintes que le raccordement de l'installation du demandeur est susceptible de faire peser, notamment sur :
  - a. Le respect des intensités admissibles dans les ouvrages du réseau concerné, en régime permanent et lors des régimes de surcharge temporaire admissibles en cas d'indisponibilité d'éléments du réseau ;

- b. Le respect, en cas de défauts d'isolement, du pouvoir de coupure des disjoncteurs, de la tenue thermique et de la tenue aux efforts électrodynamiques des ouvrages du réseau concerné et des installations déjà raccordés ;
  - c. La tenue de tension sur le réseau concerné dans les plages définies à l'Article 61 lors de la mise en service ou du déclenchement de l'installation ainsi que lors des variations de charge ;
  - d. Le respect des performances d'élimination des défauts d'isolement ;
  - e. La maîtrise des phénomènes dangereux pour la sûreté du système électrique tels que les déclenchements en cascade, les écroulements de tension et les ruptures de synchronisme ;
  - f. Le maintien de la qualité de l'électricité à un niveau compatible avec ceux définis dans le présent Code ;
  - g. Le respect des exigences en matière de réseaux informatiques et de télécommunication.
8. A l'issue de l'étude, le raccordement peut s'avérer non acceptable pour le réseau dans les uniques cas suivants :
- a. Si, en cas d'impossibilité de proposer une solution de raccordement possédant des caractéristiques dégradées, et au vu d'une étude coût-bénéfice, les coûts de renforcement restant à la charge du GRT sont disproportionnés par rapport à l'utilité qu'ils revêtent pour lui, pour l'exécution de ses missions de renouvellement et de développement du réseau, notamment pour soutenir l'évolution naturelle des flux,
  - b. En cas d'incompatibilité technique liée au bon fonctionnement et à la sûreté du réseau.
- Si le raccordement demandé s'avère non acceptable pour le réseau, le GRT le justifie dans les conclusions de l'étude d'impact.
9. Si l'étude d'impact conclut que le raccordement est acceptable pour le réseau, le GRT notifie au demandeur la solution qu'il préconise en application des dispositions ci-dessus. Le demandeur peut demander une solution de raccordement plus onéreuse que celle proposée par le GRT, auquel cas il en assume l'intégralité des coûts supplémentaires. Dans ce cas, le GRT modifie en conséquence la solution retenue au terme de l'étude d'impact du raccordement.

## Article 53. Convention d'étude de l'installation

1. A l'issue de l'étude d'impact, le demandeur paie le solde du coût réel de l'étude. Si l'étude d'impact conclut à ce que le raccordement est acceptable pour le réseau, le GRT transmet au demandeur une convention d'étude de l'installation.
2. La convention d'étude de l'installation contient le rapport et les conclusions de l'étude d'impact, incluant notamment :

- a. La solution de raccordement comportant l'ensemble des ouvrages, équipements nécessaires au raccordement, y compris les renforcements et extensions du réseau existant, ainsi que le paiement d'un éventuel droit de suite.
  - b. Les conditions techniques, notamment de délai, juridiques et financières applicables au raccordement,
  - c. Les exigences de performances applicables à l'installation du demandeur et les exigences de contrôles applicables à ces performances
  - d. Les exigences et conditions applicables au raccordement en matière de comptage et de contrôle commande, ainsi que les spécifications techniques concernant la supervision, la téléconduite et l'architecture télécom et informatique nécessaire aux échanges d'information.
  - e. Le coût et le délai de réalisation de l'étude détaillée permettant de réaliser l'étude technique détaillée de la solution de raccordement et de préciser le phasage de l'opération.
3. Pour conserver la priorité attribuée à sa demande de raccordement, le demandeur doit signer et retourner la convention d'étude de l'installation dans un délai de 15 jours.

#### Article 54. Convention de raccordement

1. À l'issue de l'étude détaillée de l'installation, le GRT transmet au demandeur une convention de raccordement.
2. La convention de raccordement est le document contractuel dont l'objet est, sur la base de l'étude détaillée de l'installation, de déterminer les conditions techniques, juridiques et financières du raccordement au réseau de transport, ainsi que les exigences de performances applicables à l'Installation du demandeur et les exigences de contrôles applicables à ces performances. La convention doit également préciser qui du GRT ou du demandeur a la responsabilité des travaux de raccordement.
3. La convention de raccordement est acceptée par le demandeur par retour signé accompagné (i) du paiement du coût prévu au titre du raccordement selon l'échéancier prévu par le contrat, (ii) de l'évaluation sociale et environnementale et des autorisations nécessaires au projet d'installation, et (iii) de toute forme de garantie au profit du GRT à hauteur du coût du projet.
4. La convention de raccordement doit être acceptée avant le début des travaux.
5. La convention de raccordement engage la partie qui réalise les travaux sur les ouvrages de raccordement quant aux délais de construction.
6. La convention d'étude de l'installation reste en vigueur jusqu'à l'acceptation de la convention de raccordement.
7. Pour conserver la priorité attribuée à sa demande de raccordement, le demandeur doit accepter la convention de raccordement dans un délai de 60 jours à compter de son envoi par le GRT. En l'absence d'acceptation dans ces délais, la Convention d'étude de l'installation est résiliée de plein droit. Les coûts engagés par le GRT sont dus par le

demandeur. Il est mis fin au traitement de la demande de raccordement, et le demandeur devra recommencer la procédure de raccordement s'il souhaite toujours réaliser son projet.

## Article 55. Réalisation des travaux et contribution financière du demandeur

1. Les travaux de raccordement nécessaires pour mettre en place la solution retenue au terme de l'étude détaillée de raccordement, pour la partie des ouvrages compris dans le périmètre d'extension défini à l'Article 57, sont réalisés par le GRT après la signature d'une convention de raccordement.
2. La contribution financière du demandeur pour le raccordement de son installation est précisée dans la convention de raccordement.
3. Le demandeur devra payer au GRT le prix des travaux pour les ouvrages compris dans le périmètre d'extension, selon l'échéancier prévu par le GRT dans la convention de raccordement.
4. Les travaux d'extension réalisés pour permettre le raccordement du demandeur pourront être également utilisés pour le raccordement d'autres utilisateurs du réseau.

## Article 56. Réalisation des ouvrages par le demandeur

1. Par dérogation à l'Article 55, le demandeur peut faire exécuter à ses frais et sous sa responsabilité une partie des ouvrages compris dans le périmètre d'extension défini à l'Article 57. Le GRT ne fournit aucune estimation du coût et du délai de réalisation de ces ouvrages dans le cadre des études et conventions réalisées en application de l'Article 52 à Article 54.
2. Si le demandeur décide en cours d'étude de réaliser lui-même ces ouvrages, il reste tenu des coûts d'étude engagés par le GRT pour la production de l'étude d'impact, de la convention d'étude de l'installation ou de la convention de raccordement.
3. La convention de raccordement précise les ouvrages exécutés par le demandeur et les conditions contractuelles de leur réalisation, concernant notamment le cahier des charges des ouvrages, les entreprises agréées pour leur réalisation et les pouvoirs de contrôle du GRT.
4. Ces ouvrages sont intégralement financés par le demandeur.
5. La mise en service du raccordement est conditionnée à la réception des travaux par le GRT.

---

## Article 57. Contribution financière demandée pour le raccordement

1. Les travaux d'extension sont à la charge du demandeur pour son raccordement, ainsi qu'un éventuel droit de suite pour l'utilisation d'ouvrages existants du réseau.
2. Les ouvrages compris dans le périmètre d'extension sont les ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants à la tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur, énumérés ci-dessous :
  - a. Lignes électriques souterraines ou aériennes et leurs équipements terminaux lorsque, à leur création, elles concourent exclusivement à l'alimentation de l'électricité soutirée par les installations du demandeur du raccordement ;
  - b. Lignes électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, nouvellement créées ou créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces lignes relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;
  - c. Jeux de barres HT du poste de raccordement au réseau de transport ;
  - d. Transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.
3. Le droit de suite est versé par le demandeur du raccordement en faveur de l'utilisateur du réseau qui a financé l'ouvrage lors de son raccordement au titre du périmètre d'extension, du droit de suite ou en réalisant l'ouvrage en application de l'Article 55 ;
4. La contribution du demandeur au droit de suite ne peut concerner que les ouvrages de réseau qui participent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celle-ci, énumérés ci-dessous :
  - a. Lignes relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;
  - b. Jeux de barres HT du poste de raccordement au réseau de transport ;
  - c. Transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.
5. Le GRT précise dans la DTR la définition du périmètre d'extension, à l'aide de schémas, et la mise en œuvre du droit de suite.

## Article 58. Equipements de comptage

1. Le GRT spécifie les exigences en matière d'équipements de comptage applicables au raccordement d'une nouvelle installation de consommation ou d'un réseau public de distribution d'électricité au réseau.

## Article 59. Mise en service

1. Lorsque tous les travaux de génie civil et électriques de l'installation et du raccordement ont été achevés et que l'installation est prête pour la mise en service, le GRT effectue une inspection sur place pour vérifier que l'installation est construite et installée conformément à la convention de raccordement et conformément au présent Code et aux autres normes électriques y relatives.
2. La mise en service d'une nouvelle installation de consommation ou d'un réseau public de distribution d'électricité est soumise à la procédure de notification opérationnelle établie dans le présent Code au CHAPITRE 13.

## CHAPITRE 12 EXIGENCES APPLICABLES AUX INSTALLATIONS DE CONSOMMATION RACCORDEES AU RESEAU DE TRANSPORT ET AUX RESEAUX DE DISTRIBUTION RACCORDEES AU RESEAU DE TRANSPORT

### Article 60. Exigences générales en matière de fréquence

1. Les installations de consommation et les réseaux de distribution sont capables de rester connectés au réseau et de fonctionner dans les plages de fréquence et les durées indiquées dans le Tableau 14 suivant :

**Tableau 14 :** Durées minimales pendant lesquelles une installation de consommation, une installation d'un Réseau de distribution et un réseau de distribution doit être capable de fonctionner sans se déconnecter du réseau à différentes fréquences s'écartant de la valeur nominale

Plage de fréquence	Durée de fonctionnement
47,5 Hz - 49 Hz	30 minutes
49,0 Hz - 51,0 Hz	Illimitée
51,0 Hz - 51,5 Hz	30 minutes
51,5 Hz - 52,5 Hz	1 seconde

### Article 61. Exigences générales en matière de tension

1. Les installations de consommation et les réseaux de distribution raccordés au réseau de transport sont capables de rester connectés au réseau et de fonctionner dans les plages de tension et pendant les durées indiquées dans le Tableau 15 suivant :

**Tableau 15 :** Durées minimales pendant lesquelles une installation de consommation, une installation d'un Réseau de distribution et un Réseau de distribution est capable de fonctionner à des tensions au point de raccordement s'écartant de la valeur nominale, sans se déconnecter du réseau.

Tension nominale (Un)	Plage de tension	Plage de tension (pu)	Durée de fonctionnement
330kV	280,5 kV – 297 kV	0,85 – 0,90	60 minutes
	297 kV – 346,5 kV	0,90 – 1,05	illimité
	346,5 kV – 362 kV	1,05 – 1,097	30 minutes
225 kV	191,2 kV – 202,5 kV	0,85 – 0,90	60 minutes
	202,5 kV – 245 kV	0,90 – 1,089	illimité
	245 kV – 253 kV	1.089 – 1,12	30 minutes
132 kV	112,2 kV – 118,8kV	0,85 – 0,90	60 minutes
	118,8 kV – 145 kV	0,90 – 1,098	Illimité
	145 kV – 148kV	1,098 – 1,12	30 minutes
90 kV	76,5 kV – 81 kV	0,85 – 0,90	60 minutes
	81 kV – 99 kV	0,90 – 1,10	Illimitée
	99kV – 102 kV	1,10 – 1,13	30 minutes

2. Les équipements des réseaux de distribution raccordés au même niveau de tension que celui du point de raccordement sont capables de rester connectés au réseau et de fonctionner dans les plages de tension et pendant les durées spécifiées dans le Tableau 15 précédent.
3. La plage de tension au point de raccordement est exprimée par la tension au point de raccordement rapportée à la tension nominale.
4. Si le GRT le spécifie, une installation de consommation, une installation d'un Réseau de distribution ou un Réseau de distribution est capable de se déconnecter automatiquement à des tensions spécifiées. Les modalités et réglages de la déconnexion automatique sont convenus entre le GRT et le consommateur ou le GRD.

## Article 62. Exigences générales en matière de courant de court-circuit

1. Les exigences générales en matière de courant de court-circuit s'appliquent aux installations de consommation et aux réseaux de distribution raccordés à un réseau de transport.
2. Sur la base de la capacité nominale de tenue aux courts-circuits des éléments pertinents de son réseau, le GRT spécifie le courant maximal de court-circuit au point de raccordement que l'installation de consommation ou le réseau de distribution est capable de supporter.

3. Le GRT fournit au consommateur ou au GRD une estimation des contributions minimales et maximales en courants de court-circuit attendus au point de raccordement, comme représentation équivalente du réseau. Le GRT met à jour périodiquement cette estimation, a minima sur une base annuelle. La procédure de calcul du courant de court-circuit maximum et minimum sera rendue publique par le GRT conformément à la norme IEC 60909-0.
4. Si pendant la durée de vie des installations du consommateur et du GRD, le Courant de court-circuit dépasse la valeur maximale retenue lors de leurs dimensionnements, le GRT prend à sa charge les travaux nécessaires à leurs mises à niveau.
5. Le GRT demande des informations au consommateur ou au GRD au sujet de la contribution de ladite installation ou dudit réseau en courant de court-circuit. Au minimum, les représentations équivalentes du réseau sont fournies et démontrées pour les composantes homopolaire, directe et inverse.
6. Après un événement fortuit, le GRT informe le consommateur concerné ou le GRD concerné dès que possible, et pas plus tard qu'une semaine après l'événement fortuit, de toute modification, supérieure à un seuil, de la contribution maximale du réseau du GRT en courant de court-circuit que l'installation de consommation concernée ou le Réseau de distribution concerné raccordé est capable de supporter conformément au paragraphe 2.
7. Après un événement fortuit, le consommateur concerné ou le GRD concerné informe le GRT dès que possible, et pas plus tard qu'une semaine après l'événement fortuit, de toute modification, supérieure au seuil fixé par le GRT, de sa contribution en courant de court-circuit.
8. Le seuil fixé au paragraphe 6 est spécifié soit par le consommateur concerné pour son installation, soit par le GRD pour son réseau.
9. Avant un événement planifié sur son réseau, le GRT informe le consommateur ou le GRD concerné, dès que possible, et pas plus tard qu'une (01) semaine avant l'événement planifié, de toute modification, supérieure au seuil fixé en application du paragraphe 7 ci-dessous, de la contribution maximale du réseau du GRT en courant de court-circuit que l'installation de consommation concernée ou le Réseau de distribution concerné est capable de supporter conformément au paragraphe 2.
10. Le seuil fixé au paragraphe 9 est spécifié soit par le consommateur concerné pour son installation, soit par le GRD pour son réseau.
11. Avant un événement planifié sur son installation, le consommateur concerné ou le GRD informe le GRT dès que possible, et pas plus tard qu'une (01) semaine avant l'événement planifié, de toute modification, supérieure au seuil fixé par le GRT, de sa contribution en courant de court-circuit.

## Article 63. Exigences générales en matière de puissance réactive

1. Les installations de consommation raccordées à un réseau de transport et les réseaux de distribution raccordés à un réseau de transport sont capables de fonctionner en

régime permanent à leur point de raccordement dans une plage de puissance réactive spécifiée par le GRT, conformément aux conditions suivantes :

- a. Pour les installations de consommation, la plage effective de puissance réactive spécifiée par le GRT, pour l'absorption et la fourniture de puissance réactive ne dépasse pas 33 % de la puissance maximale en absorption ou de la puissance maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue (facteur de puissance 0,95 relatif à la puissance active en soutirage ou en injection), sauf dans les situations pour lesquelles des avantages techniques ou financiers sont démontrés, pour les installations de consommation raccordées à un réseau de transport, par le consommateur raccordée à un réseau de transport, et acceptés par le GRT ;
  - b. Pour les réseaux de distribution, la plage effective de puissance réactive spécifiée par le GRT, pour l'absorption ou la fourniture de puissance réactive ne dépasse pas :
    - i. 33 % (facteur de puissance 0,95 de la puissance maximale en soutirage ou de la puissance maximale en injection, la plus grande valeur étant retenue, pour l'absorption de Puissance réactive (consommation); et
    - ii. 33 % (facteur de puissance 0,95) de la puissance maximale en soutirage ou de la puissance maximale en injection, la plus grande valeur étant retenue, pour la fourniture de puissance réactive (production) ;sauf dans les situations pour lesquelles des avantages techniques ou financiers sont démontrés dans une analyse conjointe menée par le GRT, et le GRD raccordé au réseau de transport ;
  - c. Le GRT, et le GRD raccordé au réseau de transport conviennent du périmètre de l'analyse, qui porte sur les solutions possibles et déterminent la solution optimale pour l'échange de puissance réactive entre leurs réseaux, en tenant dûment compte des caractéristiques spécifiques du réseau, de la structure variable de l'échange de puissance, des flux bidirectionnels et des capacités en puissance réactive sur le Réseau de distribution ;
  - d. Le GRT peut établir l'utilisation d'autres grandeurs que le facteur de puissance afin de fixer des plages de capacité en puissance réactive équivalentes ;
  - e. Les valeurs exigées concernant la capacité en puissance réactive sont satisfaites au point de raccordement ;
  - f. Par voie de dérogation au point e, lorsqu'un point de raccordement est partagé entre une Unité de production d'électricité et une installation de consommation, des exigences équivalentes sont satisfaites au point défini dans les accords applicables.
2. Le GRT peut exiger que les réseaux de distribution raccordés à un réseau de transport aient la capacité, au point de raccordement, de ne pas fournir de puissance réactive (production) (à la tension nominale) pour une puissance active inférieure à 25 % de la puissance maximale en soutirage. Le cas échéant, l'autorité de régulation peut exiger que le GRT justifie sa demande dans une analyse réalisée conjointement avec le GRD. Si cette exigence n'est pas justifiée au vu de l'analyse conjointe, le GRT et le GRD conviennent des exigences à appliquer conformément aux conclusions de l'analyse conjointe.

3. Sans préjudice du paragraphe 1 point b, le GRT peut exiger que le Réseau de distribution raccordé au réseau de transport règle activement l'échange de puissance réactive au point de raccordement, pour le bénéfice de l'ensemble du système. Le GRT et le GRD conviennent d'une méthode pour la mise en œuvre de cette régulation, afin d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement justifié pour les diverses parties. La justification comporte une feuille de route dans laquelle sont spécifiés les étapes et le calendrier de mise en conformité avec l'exigence.
4. Conformément au paragraphe 3, le GRD peut exiger du GRT qu'il prenne en compte son Réseau de distribution raccordé au réseau de transport pour la gestion de la puissance réactive.

#### Article 64. Exigences générales en matière de protection

1. Le GRT spécifie les dispositifs et les réglages requis pour protéger son réseau conformément aux caractéristiques de l'installation de consommation raccordée ou du Réseau de distribution raccordé. Le GRT et le consommateur ou le GRD conviennent des systèmes et réglages de protection pertinents de l'installation de consommation ou du Réseau de distribution.
2. Pour assurer la sûreté de fonctionnement du réseau, ainsi que la santé et la sécurité du personnel et du public, la protection électrique de l'installation de consommation ou du Réseau de distribution prévaut sur les commandes d'exploitation.
3. Les dispositifs des systèmes de protection des installations de consommation et des réseaux de distribution raccordés à un réseau de transport peuvent couvrir les éléments suivants :
  - a. Court-circuit interne et externe ;
  - b. Sur- et sous-tension au point de raccordement ;
  - c. Sur- et sous-fréquence ;
  - d. Rupture de synchronisme ;
  - e. Protection des circuits d'alimentation des charges ;
  - f. Protection du transformateur ;
  - g. Secours contre les dysfonctionnements des protections et de l'organe de coupure.
4. Le GRT et le consommateur ou le GRD s'accordent à propos de toute modification affectant les systèmes de protection appropriés pour l'installation de consommation ou pour le Réseau de distribution, et conviennent des modalités applicables aux systèmes de protection de ladite installation ou dudit réseau.

#### Article 65. Exigences générales en matière de contrôle-commande

1. Le GRT et le consommateur ou le GRD conviennent des systèmes et des réglages des différents dispositifs de contrôle-commande pertinents pour la sûreté du système de l'installation de consommation ou du Réseau de distribution.
2. L'accord couvre au minimum les points suivants :
  - a. Exploitation en réseau séparé ;
  - b. Amortissement des oscillations ;
  - c. Perturbations du réseau de transport ;
  - d. Basculement automatique sur les alimentations de secours et retour à la topologie normale ;
3. Réenclenchement automatique de l'organe de coupure. Le GRT et le consommateur ou le GRD s'accordent à propos de toute modification à apporter aux systèmes et aux réglages des différents dispositifs de contrôle-commande de l'installation de consommation ou du Réseau de distribution, pertinente pour la Sûreté du système.
4. En ce qui concerne l'ordre de priorité entre le système de protection et le contrôle-commande, le consommateur ou le GRD règle les dispositifs de protection et de contrôle-commande de son installation conformément à l'ordre de priorité suivant, par ordre décroissant d'importance :
  - a. Protection du réseau de transport ;
  - b. Protection de l'installation de consommation raccordée à un réseau de transport ou du Réseau de distribution raccordé au réseau de transport ;
  - c. Réglage de la fréquence (ajustement de la puissance active) ;
  - d. Limitation de puissance injectée ou soutirée.

## Article 66. Echange d'informations

1. Les installations de consommation et les réseaux de distribution sont équipés conformément aux modalités spécifiées par le GRT, afin de pouvoir échanger des informations avec ce dernier selon l'horodatage défini.
2. Le GRT spécifie la liste précise des données requises ainsi que les modalités applicables à l'échange d'informations.

## Article 67. Déconnexion et reconnexion des réseaux de distribution et des installations de consommation

1. Les installations de consommation et les réseaux de distribution satisfont aux exigences suivantes en matière de capacités fonctionnelles de déconnexion en fréquence basse :

- 
- a. Chaque GRD et chaque consommateur disposent de capacités qui permettent la déconnexion automatique en fréquence basse d'une proportion spécifiée de leur charge nette. Le GRT peut spécifier des critères de déconnexion sur la base d'une combinaison d'une valeur de fréquence basse et d'une vitesse de variation de la fréquence ;
  - b. Les capacités fonctionnelles de déconnexion de la charge nette en fréquence basse permettent la déconnexion de la charge nette par échelons pour une plage de fréquences opérationnelles ;
  - c. Les capacités fonctionnelles de déconnexion de la charge nette en fréquence basse permettent le fonctionnement à partir d'une alimentation en courant alternatif nominal spécifiée par le GRT, et répondent aux exigences suivantes :
    - i. Plage de fréquence : au minimum entre 47,5 et 49,5 Hz, ajustable par pas de 0,05 Hz ;
    - ii. Temps de fonctionnement pas plus tard que 150 ms après le franchissement du seuil de fréquence ;
    - iii. Inhibition voltométrique : le blocage de la capacité fonctionnelle est possible lorsque la tension se trouve dans une plage de 30 % à 80 % de la Tension nominale de référence ;
    - iv. Prise en compte du sens de la puissance active (injection ou soutirage) au point de déconnexion.
  - d. La tension alternative mesurée utilisée pour permettre le fonctionnement des capacités fonctionnelles de déconnexion de la charge nette en fréquence basse est fournie par le réseau au point de mesure du signal de la fréquence, tel qu'utilisé pour le fonctionnement des capacités fonctionnelles de déconnexion de la charge nette en fréquence basse conformément au paragraphe 1, point c), de façon à ce que la fréquence de la tension alternative mesurée, utilisée pour permettre le fonctionnement des capacités fonctionnelles de déconnexion de la charge nette en fréquence basse soit la même que celle du réseau ;
  - e. Sans préjudice des points a à d, le GRT précise les critères de déconnexion et pour chaque critère, les proportions de charge nette devant être déconnectée.
2. En ce qui concerne les capacités fonctionnelles de déconnexion de la charge nette en tension basse, les exigences suivantes s'appliquent :
- a. Le GRT peut spécifier, en coordination avec le GRD, les capacités fonctionnelles de déconnexion de la charge nette en tension basse pour les installations d'un Réseau de distribution raccordées à un réseau de transport ;
  - b. Le GRT peut spécifier, en coordination avec les propriétaires d'installations de consommation, les capacités fonctionnelles de déconnexion de la charge nette en tension basse pour lesdites installations ;
  - c. Sur la base de l'évaluation du GRT concernant la sûreté du système, la mise en œuvre du blocage des régleurs en charge de transformateur et de la déconnexion de la charge nette en tension basse est contraignante pour le GRD ;
  - d. Si le GRT décide de mettre en œuvre une capacité fonctionnelle de déconnexion de la charge nette en tension basse, les équipements du Blocage des régleurs en

- charge de transformateur et de la déconnexion de la charge nette en tension basse sont installés en coordination avec lui ;
- e. Le mode de déconnexion de la charge nette en tension basse est mis en œuvre par un relais ou sur ordre de la salle de contrôle ;
  - f. Les capacités fonctionnelles de déconnexion de la charge nette en tension basse présentent les caractéristiques suivantes :
    - i. Elles surveillent une tension en mesurant les trois phases ;
    - ii. Le blocage du fonctionnement du relais s'appuie soit sur le sens de la puissance active soit sur le sens de la puissance réactive.
3. En ce qui concerne le Blocage des régleurs en charge de transformateurs, les exigences suivantes s'appliquent :
- a. Si le GRT l'exige, le blocage automatique ou manuel du régleur en charge du transformateur situé au niveau de l'installation d'un réseau de distribution est rendu possible ;
  - b. Le GRT spécifie la capacité fonctionnelle du blocage automatique du régleur en charge de transformateur.
4. Les installations de consommation et les réseaux de distribution satisfont aux exigences suivantes en ce qui concerne leur déconnexion ou leur reconnexion :
- a. En ce qui concerne la capacité de reconnexion après une déconnexion, le GRT spécifie les conditions dans lesquelles une installation de consommation ou un réseau de distribution sont autorisés à se reconnecter au réseau de transport. L'installation de systèmes de reconnexion automatique est soumise à l'autorisation préalable du GRT ;
  - b. Une installation de consommation ou un réseau de distribution qui se reconnecte au réseau de transport est capable de se synchroniser aux fréquences comprises dans les plages fixées à l'Article 60. Le GRT et le consommateur ou le GRD conviennent des réglages des dispositifs de synchronisation préalablement à la connexion de l'installation de consommation ou du Réseau de distribution, y compris la tension, la fréquence, la plage d'écart angulaire et l'écart de tension et de fréquence ;
  - c. Une installation de consommation ou une installation d'un réseau de distribution peuvent être déconnectées à distance du réseau de transport lorsque le GRT le prévoit. Si nécessaire, les automates de déconnexion pour la reconfiguration du système en vue de préparer la reprise de la charge par blocs de puissance sont spécifiés par le GRT. Le GRT spécifie le temps de fonctionnement requis pour la déconnexion à distance.

## Article 68. Qualité de l'électricité

1. Le consommateur ou le GRD prend les mesures nécessaires pour que son installation de consommation ou son Réseau de distribution respecte les règles de compatibilité électromagnétique en vigueur.
2. Les Installations de consommation et les réseaux de distribution satisfont aux exigences suivantes en matière de qualité de l'électricité :
  - a. En ce qui concerne les perturbations provoquées par une installation de consommation ou un Réseau de distribution raccordé en HTB, celles-ci doivent rester dans les limites fixées ci-après :
    - i. Fluctuation de tension : le niveau d'émission de l'installation de consommation ou du Réseau de distribution au papillotement courte durée (Pst) et au papillotement longue durée (Plt), calculé selon les dispositions de la publication CEI 61000-4-15, devra permettre de ne pas dépasser 0,8 en Pst et 0,6 en Plt au point de raccordement.
    - ii. Déséquilibre : le taux de déséquilibre en tension produit par l'installation de consommation ou le Réseau de distribution au point de raccordement ne doit pas dépasser 1,4% en HTB 90 kV, HTB 132 kV et HTB 225 kV et à 0,8% en HTB 330 kV.  
  
Le GRT peut accorder ou exiger des valeurs différentes, celles-ci étant alors établies conformément au rapport technique IEC 61000-3-13.
    - iii. Harmoniques : Les exigences à respecter en matière d'Harmoniques sont celles figurant dans la norme IEEE-519. Elles sont exprimées au travers d'un THD et d'un TDD, ce dernier étant calculé en fonction du rapport de courant de court-circuit de court-circuit (RCC) au point commun de Couplage.
    - iv. A-coups de tension : l'amplitude de tout à-coup de tension ne doit pas dépasser 3 % de la tension au point de raccordement.  
  
Le GRT peut accorder des valeurs différentes, celles-ci étant alors établies conformément au rapport technique IEC 61000-3-7.
  - b. Certaines limites de perturbations indiquées dans le présent article peuvent être dépassées :
    - i. Si des installations de consommation perturbatrices sont déjà raccordées au réseau de distribution, antérieurement à la demande de raccordement,
    - ii. Si l'installation de consommation raccordée au réseau de transport est intrinsèquement perturbatrice.

Les dépassements ne sont toutefois tolérés que s'ils n'empêchent pas le GRT de respecter ses engagements en matière de qualité de l'électricité vis-à-vis des autres Installations de consommation et qu'ils ne perturbent pas le fonctionnement du réseau de transport.

Dans un tel cas, s'il est démontré que l'évolution du réseau ou le raccordement d'un nouvel utilisateur du réseau de transport le rend nécessaire :

- i. Le consommateur s'engage à mettre son installation en conformité avec le présent article,
- ii. Le GRD s'engage à mettre les caractéristiques de son point de raccordement en conformité avec le présent article.

Les modalités d'un tel accord sont précisées dans la convention de raccordement.

## Article 69. Modèles de simulation

1. Les installations de consommation et les réseaux de distribution satisfont aux exigences fixées aux paragraphes 3 et 4 en ce qui concerne les modèles de simulation ou informations équivalentes.
2. Le GRT peut demander des modèles de simulation ou des informations équivalentes montrant le comportement de l'installation de consommation raccordée à un réseau de transport ou du Réseau de distribution raccordé au réseau de transport, ou des deux, en régime permanent et en régime dynamique.
3. Le GRT spécifie le contenu et le format desdits modèles de simulation ou desdites informations équivalentes. Le contenu et le format comprennent :
  - a. Le régime permanent et le régime dynamique, y compris la composante à 50 Hz ;
  - b. Les simulations transitoires électromagnétiques au point de raccordement ;
  - c. Les schémas de structure et les schémas blocs.
4. Aux fins des simulations dynamiques, le modèle de simulation ou les informations équivalentes visés au paragraphe 3, point a), contiennent les sous-modèles ou informations équivalentes suivants :
  - a. Le régulateur de la puissance ;
  - b. Le régulateur de la tension ;
  - c. Les modèles de protection de l'installation de consommation et du Réseau de distribution ;
  - d. Les différents types de charges, c'est-à-dire leurs caractéristiques électrotechniques ; et
  - e. Les modèles de convertisseurs.

## Article 70. Services de participation active de la demande

1. À l'issue d'une consultation des parties prenantes conformément à l'Article 8 et afin de tenir compte de changements factuels significatifs dans les circonstances, tels que l'évolution des exigences liées au réseau, notamment du fait de la pénétration des

sources d'énergie renouvelable ou des réseaux intelligents, le GRT peut proposer à l'autorité de régulation de mettre en place des services de participation active de la demande au bénéfice des gestionnaires de réseaux. Ces services de participation active de la demande peuvent couvrir en particulier les domaines suivants :

- a. Contrôlables à distance :
  - i. Réglage de la puissance active par la participation active de la demande ;
  - ii. Réglage de la puissance réactive par la participation active de la demande ;
  - iii. Traitement des contraintes de transit par la participation active de la demande ;
- b. Contrôlables de manière autonome :
  - i. Réglage de la fréquence du réseau par la participation active de la demande ;
  - ii. Réglage très rapide de la puissance active par la participation active de la demande.

À cet effet, une analyse quantitative des coûts et bénéfices rigoureuse et transparente est effectuée, conformément à l'Article 90 et à l'Article 91. Elle indique :

- a. L'avantage socio-économique résultant de la mise en place des services en question ; et
  - b. Les éventuelles mesures alternatives susceptibles d'assurer les performances requises.
2. L'autorité de régulation statue sur la mise en place de services de participation active de la demande dans les six (06) mois à compter de la réception du rapport et de la recommandation du GRT, conformément à l'Article 90. La décision de l'autorité de régulation est publiée.

## **CHAPITRE 13 PROCEDURE DE NOTIFICATION OPERATIONNELLE POUR LE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE CONSOMMATION ET DES RESEAUX DE DISTRIBUTION**

### Article 71. Dispositions générales

1. La procédure de notification opérationnelle s'applique au raccordement au réseau de transport d'une nouvelle installation de consommation ou d'un nouveau réseau de distribution.
2. La procédure de notification opérationnelle comprend :
  - a. Une notification opérationnelle de mise sous tension ;

- b. Une notification opérationnelle provisoire ;
- c. Une notification opérationnelle finale.
3. Chaque consommateur ou GRD auquel une ou plusieurs des exigences du présent Code s'appliquent, démontre au GRT qu'il respecte les exigences visées en menant à bien la procédure de notification opérationnelle décrite de l'Article 72 à l'Article 75.
4. Les procédures de notification opérationnelle pour le raccordement de chaque nouvelle installation de consommation ou de chaque nouvelle installation d'un Réseau de distribution autorise l'utilisation des attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé.
5. Le Ministère en charge de l'Energie rend publique la liste des Organismes certificateurs agréés.

## Article 72. Notification opérationnelle de mise sous tension

1. Une notification opérationnelle de mise sous tension autorise le consommateur ou le GRD à mettre sous tension son réseau interne et ses auxiliaires en utilisant les ouvrages de raccordement au réseau spécifiés pour le point de raccordement.
2. Le GRT délivre la notification opérationnelle de mise sous tension si les étapes préparatoires sont menées à bien, y compris l'accord entre lui-même et le consommateur ou le GRD concernant les réglages de protection et de contrôle-commande applicables au point de raccordement.

## Article 73. Notification opérationnelle provisoire

1. Une notification opérationnelle provisoire donne le droit au consommateur ou au GRD de faire fonctionner l'installation de consommation ou le réseau de distribution en utilisant le raccordement au réseau pour une durée limitée.
2. Le GRT délivre la notification opérationnelle provisoire pour autant que soit achevée la procédure d'examen des données et des études, comme prévu par le présent article.
3. En ce qui concerne l'examen des données et des études, le GRT a le droit de demander que le consommateur ou le GRD fournisse les éléments suivants :
  - a. Une déclaration de conformité détaillée ;
  - b. Les données techniques détaillées concernant l'installation de consommation ou le Réseau de distribution, utiles pour les ouvrages de raccordement au réseau comme spécifié par le GRT ;
  - c. Les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé pour les installations de consommation et les réseaux de distribution, lorsqu'elles constituent un élément attestant la conformité ;

- d. Les modèles de simulation, tels que spécifiés à l'Article 69 et demandés par le GRT ;
  - e. Les études démontrant les performances attendues en régime permanent et en régime dynamique, comme prévu à l'Article 84 et à l'Article 85 ;
  - f. Les détails de la méthode pratique envisagée pour mener à bien les essais de conformité en application du CHAPITRE 15.
4. Le consommateur ou le GRD peut conserver le statut de notification opérationnelle provisoire pour une durée de vingt-quatre (24) mois au maximum. Le GRT a le droit de spécifier une durée de validité plus courte pour la notification opérationnelle provisoire. Une prolongation de la notification opérationnelle provisoire n'est accordée que si le GRT considère que le consommateur ou le GRD a bien progressé dans ses démarches visant à la pleine satisfaction des exigences. Les questions en suspens sont clairement recensées au moment de la demande d'extension.
  5. Une prolongation au-delà de vingt-quatre (24) mois, de la durée pendant laquelle le consommateur ou le GRD peut conserver le statut de notification opérationnelle provisoire peut être accordée si une demande de dérogation est soumise au GRT avant l'expiration de cette durée, conformément à la procédure de dérogation prévue au CHAPITRE 20.

## Article 74. Notification opérationnelle finale

1. Une notification opérationnelle finale donne le droit au consommateur ou au GRD de faire fonctionner l'installation de consommation ou le Réseau de distribution en utilisant le raccordement au réseau.
2. Le GRT délivre la notification opérationnelle finale, après élimination de toutes les incompatibilités recensées dans le cadre de la notification opérationnelle provisoire, et pour autant que soit achevée la procédure d'examen des données et des études conformément au présent article.
3. Aux fins de l'examen des données et des études, le consommateur ou le GRD soumet les éléments suivants au GRT :
  - a. Une déclaration de conformité détaillée ; et
  - b. Une mise à jour des données techniques applicables, des modèles de simulation et des études visés à l'Article 73 paragraphe 3, points b, d et e, y compris l'utilisation des valeurs réelles mesurées durant les essais.
4. Si une incompatibilité est recensée en lien avec la délivrance de la notification opérationnelle finale, une dérogation peut être accordée sur demande adressée au GRT conformément à la procédure de dérogation décrite au CHAPITRE 20. La notification opérationnelle finale est délivrée par le GRT si l'installation de consommation ou le réseau de distribution est conforme aux dispositions de la dérogation.

Lorsqu'une demande de dérogation est rejetée, le GRT a le droit de refuser d'autoriser le fonctionnement de l'installation de consommation ou du Réseau de distribution jusqu'à ce que le consommateur ou le GRD et lui-même éliminent l'incompatibilité, et

jusqu'à ce que le GRT considère que l'installation de consommation ou le réseau de distribution est conforme aux dispositions du présent Code.

Si le GRT et le consommateur ou le GRD n'éliminent pas l'incompatibilité dans un délai raisonnable et, en tout état de cause, dans les six (06) mois à compter de la notification du refus de la demande de dérogation, chaque partie peut soumettre le cas pour décision à l'autorité de régulation.

## Article 75. Notification opérationnelle restreinte

1. Le consommateur ou le GRD auquel a été accordée une notification opérationnelle finale notifiée au GRT, au plus tard 24 heures après la survenue de l'incident, les informations suivantes :
  - a. L'installation subit temporairement une modification ou une perte de capacité significatives dégradant ses performances ;
  - b. La défaillance d'un équipement entraîne une non-conformité avec certaines exigences applicables.

En fonction de la nature des changements, le GRT peut convenir avec le consommateur ou avec le GRD d'être informé à l'issue d'une période plus longue.

2. Le consommateur ou le GRD raccordé au réseau de transport demande une notification opérationnelle restreinte au GRT s'il s'attend raisonnablement à ce que les circonstances décrites au paragraphe 1 durent plus de trois (03) mois.
3. Le GRT délivre une notification opérationnelle restreinte dans laquelle les informations suivantes sont clairement identifiables :
  - a. Les questions en suspens qui justifient l'octroi de la notification opérationnelle restreinte ;
  - b. Les responsabilités et les échéances concernant la solution escomptée ; et
  - c. La durée maximale de validité, qui est de douze (12) mois maximum. La période initiale accordée peut être plus courte, avec possibilité de prolongation, s'il peut être démontré, à la satisfaction du GRT, que des progrès substantiels ont été accomplis vers la pleine satisfaction des exigences.
4. La notification opérationnelle finale est suspendue pendant la période de validité de la notification opérationnelle restreinte en ce qui concerne les éléments pour lesquels la notification opérationnelle restreinte a été délivrée.
5. Une nouvelle prolongation de la notification opérationnelle restreinte peut être accordée sur la base d'une demande de dérogation présentée au GRT avant l'expiration de cette période, en conformité avec la procédure de dérogation décrite au CHAPITRE 20.
6. Le GRT a le droit de refuser d'autoriser le fonctionnement de l'installation de consommation, de l'installation d'un réseau de distribution ou du réseau de distribution lorsque la notification opérationnelle restreinte cesse d'être valide. Dans ce cas, la notification opérationnelle finale perd automatiquement sa validité.

7. Si le GRT n'accorde pas de prolongation de la période de validité de la notification opérationnelle restreinte conformément au paragraphe 5, ou s'il refuse d'autoriser le fonctionnement de l'installation de consommation, de l'installation d'un réseau de distribution ou du réseau de distribution lorsque la notification opérationnelle restreinte cesse d'être valide conformément au paragraphe 6, le consommateur ou le GRD peut soumettre le cas pour décision à l'autorité de régulation, dans un délai de six (06) mois à compter de la notification de la décision du GRT.
8. Le GRT devra tenir un registre de toutes les notifications opérationnelles restreintes qui ont été accordées et fournir, sur demande d'un propriétaire d'installation, une copie du registre limité à ses propres demandes de dérogation.

---

## CHAPITRE 14 CONFORMITE DES INSTALLATIONS DE DISTRIBUTION, DES INSTALLATIONS DE CONSOMMATION RACCORDEES A UN RESEAU DE TRANSPORT

### Article 76. Responsabilité du propriétaire d'une installation de consommation et du GRD

1. Les propriétaires d'installations de consommation et les GRD prennent les dispositions nécessaires afin de s'assurer que les installations de consommation ou les réseaux de distribution soient conformes avec les exigences prévues par le présent Code pendant toute la durée de vie de l'installation.
2. Toute intention d'apporter une modification aux capacités techniques de l'installation de consommation, de l'installation d'un Réseau de distribution ou du réseau de distribution qui a une incidence sur le respect des exigences applicables en vertu du présent Code, est notifiée au GRT, préalablement à la mise en œuvre de ladite modification, dans le délai fixé par le GRT.
3. Tous les incidents et défaillances d'exploitation de l'installation de consommation, de l'installation d'un réseau de distribution ou du réseau de distribution ayant une incidence sur le respect des exigences applicables en vertu du présent Code, sont notifiés au GRT, le plus tôt possible après la survenue de l'incident.
4. Tous les programmes et procédures prévus pour les essais afin de vérifier la conformité avec les exigences du présent Code de l'installation de consommation, de l'installation d'un Réseau de distribution ou du réseau de distribution sont notifiés au GRT dans les délais précisés et approuvés par ce dernier avant leur lancement.
5. Le GRT peut participer auxdits essais et peut enregistrer les performances de l'installation de consommation, de l'installation d'un réseau de distribution ou du réseau de distribution.

### Article 77. Missions du GRT

1. Le GRT évalue la conformité avec les exigences du présent Code des installations de consommation ou des réseaux de distribution pendant toute leur durée de vie. Le consommateur ou le GRD est informé du résultat de cette évaluation.
2. Le GRT a le droit de demander au consommateur ou au GRD de réaliser des essais et des simulations de conformité en fonction d'un plan ou d'une procédure générale récurrents ou après toute défaillance, toute modification ou tout remplacement de tout équipement susceptible d'affecter la conformité de l'installation de consommation, de l'installation d'un réseau de distribution ou du réseau de distribution avec les exigences

du présent Code. S'il exerce ce droit, le GRT spécifie le plan ou la procédure générale correspondant dans la DTR.

3. Le GRT peut déléguer tout ou partie de la réalisation de sa mission de contrôle de la conformité à des tiers. Dans ce cas, le GRT continue de garantir la conformité avec l'Article 9, y compris sous la forme d'engagements de confidentialité avec le délégataire.
4. Si les essais de conformité ou les simulations visant à démontrer la conformité ne peuvent pas être mis en œuvre comme convenu entre le GRT et le consommateur ou le GRD pour des raisons imputables au GRT, ce dernier ne peut refuser sans motif la notification opérationnelle visée au CHAPITRE 13.
5. En cas de doute sur le non-respect d'une exigence du présent Code de raccordement, le GRT peut demander au consommateur ou au GRD de réaliser un essai en dehors de ceux prévus dans le plan ou la procédure générale d'essais récurrents visés au paragraphe 2. Si un écart est confirmé lors de cet essai, le coût de ce dernier est à la charge du Consommateur ou du GRD. Dans le cas contraire, le GRT assume le coût de l'essai.

## CHAPITRE 15 ESSAIS DE CONFORMITE

### Article 78. Dispositions communes pour les essais de conformité

1. Les essais de conformité d'une installation de consommation ou d'une installation d'un réseau de distribution visent à démontrer le respect des exigences du présent Code.
2. Nonobstant les exigences minimales pour les essais de conformité énoncées dans le présent Code, le GRT est habilité à :
  - a. Permettre au consommateur ou au GRD d'effectuer une série d'essais différente, pour autant que ces essais soient efficaces et suffisants pour démontrer qu'une installation de consommation ou un réseau de distribution est conforme aux exigences du présent Code ; et
  - b. Exiger du consommateur ou du GRD qu'il effectue des séries d'essais supplémentaires ou différents dans les cas où les informations fournies au GRT en lien avec les essais de conformité en application de l'Article 79 à l'Article 82 ne suffisent pas à démontrer la conformité avec les exigences du présent Code.
3. Le consommateur ou le GRD est responsable de la réalisation des essais conformément aux conditions prévues au CHAPITRE 15. Le GRT coopère et ne retarde pas de façon injustifiée la réalisation des essais.
4. Le GRT peut participer aux essais de conformité soit sur site, soit à distance depuis sa salle de contrôle. À cette fin, le consommateur ou le GRD fournit les équipements de contrôle nécessaires pour enregistrer tous les signaux et mesures d'essai pertinents.

Le GRT prend les dispositions nécessaires afin de s'assurer que les personnes nécessaires pour le représenter soient disponibles sur le site pendant toute la durée des essais. Le GRT peut utiliser son propre matériel pour enregistrer les performances lors de certains des essais sélectionnés. Le GRT décide librement de sa participation.

## Article 79. Essais de conformité pour la déconnexion et la reconnexion des Réseaux de distribution raccordées à un réseau de transport

1. Les réseaux de distribution satisfont aux exigences relatives à la déconnexion et à la reconnexion visées à l'Article 67 et sont soumises aux essais de conformité décrits ci-dessous.
2. En ce qui concerne l'essai de la capacité de reconnexion après une déconnexion accidentelle provoquée par une perturbation sur le réseau, la reconnexion est effectuée suivant une procédure de reconnexion, automatisée de préférence, autorisée au cas par cas par le GRT.
3. En ce qui concerne l'essai de synchronisation, les capacités techniques de synchronisation de l'installation d'un réseau de distribution sont démontrées. Lors dudit essai est vérifiée la conformité des réglages des dispositifs de synchronisation. L'essai porte sur les éléments suivants : la tension, la fréquence, la plage d'écart angulaire, et les écarts de tension et de fréquence.
4. En ce qui concerne l'essai de déconnexion à distance, la capacité technique de l'installation d'un réseau de distribution à se déconnecter à distance du réseau de transport au ou aux points de raccordement lorsque le GRT le requiert, et dans le délai fixé par ce dernier, est démontrée.
5. En ce qui concerne l'essai de déconnexion de la charge nette en fréquence basse, la capacité technique de l'installation d'un réseau de distribution à déconnecter, en fréquence basse, un certain pourcentage de la charge nette à préciser par le GRT, lorsqu'elle est équipée comme prévu à l'Article 67 est démontrée.
6. En ce qui concerne l'essai des relais de déconnexion de la charge nette en fréquence basse, la capacité technique de l'installation d'un réseau de distribution à fonctionner à partir d'une alimentation en courant alternatif nominal conformément à l'Article 67 paragraphes 1 et 2 est démontrée. Ladite alimentation en courant alternatif est spécifiée par le GRT.
7. En ce qui concerne l'essai de déconnexion de la charge nette en tension basse, la capacité technique de l'installation d'un réseau de distribution à fonctionner en une même action avec le blocage des régulateurs en charge de transformateur visé à l'Article 67 paragraphe 3 et ce, conformément à l'Article 67, est démontrée.
8. Une attestation de conformité peut être utilisée en remplacement d'une partie des essais prévus au paragraphe 1, pour autant qu'elle soit transmise au GRT.

---

## Article 80. Essais de conformité pour l'échange d'informations des réseaux de distribution raccordées à un réseau de transport

1. En ce qui concerne l'échange d'informations, en temps réel ou périodique, entre le GRT et le GRD, la capacité technique de l'installation d'un réseau de distribution à respecter les modalités applicables aux échanges d'informations spécifiés par le GRT conformément à l'Article 66 paragraphe 2 est démontrée.
2. Une attestation de conformité peut être utilisée en remplacement d'une partie des essais prévus au paragraphe 1, pour autant qu'elle soit transmise au GRT.

## Article 81. Essais de conformité pour la déconnexion et la reconnexion des installations de consommation raccordées à un réseau de transport

1. Les installations de consommation satisfont aux exigences relatives à la déconnexion et à la reconnexion visées à l'Article 67 et sont soumises aux essais de conformité suivants.
2. En ce qui concerne l'essai de la capacité de reconnexion après une déconnexion accidentelle provoquée par une perturbation sur le réseau, la reconnexion est effectuée suivant une procédure de reconnexion, automatisée de préférence, autorisée au cas par cas par le GRT.
3. En ce qui concerne l'essai de synchronisation, les capacités techniques de synchronisation de l'installation de consommation sont démontrées. Lors dudit essai est vérifiée la conformité des réglages des dispositifs de synchronisation. L'essai porte sur les éléments suivants : la tension, la fréquence, la plage d'écart angulaire, et les écarts de tension et de fréquence.
4. En ce qui concerne l'essai de déconnexion à distance, la capacité technique de l'installation de consommation à se déconnecter à distance du réseau de transport au ou aux points de connexion lorsque le GRT le requiert, et dans le délai fixé par ce dernier, est démontrée.
5. En ce qui concerne l'essai des relais de déconnexion de la charge nette en fréquence basse, la capacité technique de l'installation de consommation à fonctionner à partir d'une alimentation en courant alternatif nominal conformément à l'Article 67 paragraphes 1 et 2 est démontrée. Ladite alimentation en courant alternatif est spécifiée par le GRT.
6. En ce qui concerne l'essai de déconnexion de la charge nette en tension basse, la capacité technique de l'installation de consommation à fonctionner en une même action avec le blocage des régleurs en charge de transformateur visé à l'Article 67 paragraphe 3, et ce, conformément à l'Article 67 paragraphe 2 est démontrée.
7. Une attestation de conformité peut être utilisée en remplacement d'une partie des essais prévus au paragraphe 1, pour autant qu'elle soit transmise au GRT.

Article 82. Essais de conformité pour l'échange d'informations des installations de consommation raccordées à un réseau de transport

1. En ce qui concerne l'échange d'informations, en temps réel ou périodique, entre le GRT et le consommateur, la capacité technique de l'installation de consommation à respecter les modalités applicables aux échanges d'informations spécifiées par le GRT conformément à l'Article 66 paragraphe 2 est démontrée.
2. Une attestation de conformité peut être utilisée en remplacement d'une partie des essais prévus au paragraphe 1, pour autant qu'elle soit transmise au GRT.

## CHAPITRE 16 SIMULATIONS VISANT A DEMONTRER LA CONFORMITE

Article 83. Dispositions communes applicables aux simulations visant à démontrer la conformité

1. La simulation des performances d'une installation de consommation, d'une installation d'un Réseau de distribution vise à démontrer si les exigences du présent code ont été respectées ou non.
2. Les simulations sont effectuées dans les circonstances suivantes :
  - a. Un nouveau raccordement au réseau de transport est requis ;
  - b. Des équipements sont développés, remplacés ou modernisés ;
  - c. Une non-conformité avec les exigences du présent Code est présumée par le GRT.
3. Nonobstant les exigences minimales pour les simulations visant à démontrer la conformité, énoncées dans le présent Code, le GRT est habilité à :
  - a. Permettre au consommateur ou au GRD d'effectuer une série de simulations différentes, pour autant que ces simulations soient efficaces et suffisantes pour démontrer qu'une installation de consommation ou un réseau de distribution est conforme aux exigences du présent Code et
  - b. Exiger du consommateur ou du GRD qu'il effectue des séries de simulations supplémentaires ou différentes dans les cas où les informations fournies au GRT en lien avec les simulations visant à démontrer la conformité en application de l'Article 84 et de l'Article 85 ne suffisent pas à démontrer la conformité avec les exigences du présent Code.

4. Le consommateur ou le GRD fournit un rapport comportant les résultats des simulations pour son installation de consommation ou individuellement pour chaque installation de son réseau de distribution. Le consommateur ou le GRD élabore et fournit un modèle de simulation validé pour son installation de consommation ou individuellement pour chaque installation de son réseau de distribution raccordée à un réseau de transport. L'étendue des modèles de simulation est définie à l'Article 69 paragraphes 1 et 2.
5. Le GRT a le droit de vérifier qu'une installation de consommation ou un Réseau de distribution est conforme aux exigences du présent Code en réalisant ses propres simulations visant à démontrer la conformité sur la base des rapports de simulation, des modèles de simulation et des mesures d'essais de conformité fournis.
6. Le GRT fournit au consommateur ou au GRD les données techniques et un modèle de simulation du réseau, pour procéder aux simulations requises conformément à l'Article 84 et à l'Article 85.

#### Article 84. Simulations visant à démontrer la conformité d'un réseau de distribution raccordé à un réseau de transport

1. En ce qui concerne la simulation de la capacité en puissance réactive d'une installation d'un réseau de distribution raccordée à un réseau de transport :
  - a. Un modèle de simulation pour les études d'écoulement de charge en régime permanent du Réseau de distribution raccordé au réseau de transport est utilisé pour calculer les échanges de puissance réactive dans différentes conditions de consommation et de production ;
  - b. Les simulations comprennent une combinaison des conditions de consommation minimale et maximale et de production minimale et maximale en régime permanent entraînant l'échange de puissance réactive le plus bas et le plus élevé ;
  - c. Les simulations comprennent le calcul de l'injection de puissance réactive dans le cas d'une puissance active inférieure à 25 % de la puissance maximale en soutirage au point de raccordement, conformément à l'Article 63.
2. Le GRT peut préciser la méthode de la simulation visant à démontrer la conformité de la régulation active de la puissance réactive définie à l'Article 63 paragraphe 3.
3. La simulation est réputée réussie si les résultats démontrent la conformité aux exigences définies à l'Article 63.

#### Article 85. Simulations visant à démontrer la conformité pour les installations de consommation raccordées à un réseau de transport

1. En ce qui concerne la simulation de la capacité en puissance réactive d'une installation de consommation sans production sur site :
  - a. La capacité en puissance réactive au point de raccordement de l'installation de consommation sans production sur site est démontrée ;
  - b. Un modèle de simulation pour les études d'écoulement de charge en régime permanent de l'installation de consommation est utilisé pour calculer l'échange de puissance réactive dans différentes conditions de charge. Les simulations incluent les conditions de consommation minimale et maximale entraînant l'échange de puissance réactive le plus bas et le plus élevé au point de raccordement ;
  - c. La simulation est réputée réussie si les résultats démontrent la conformité aux exigences définies à l'Article 63 paragraphes 1 et 2.
2. En ce qui concerne la simulation de la capacité en puissance réactive d'une installation de consommation avec production sur site :
  - a. Un modèle de simulation pour les études d'écoulement de charge en régime permanent de l'installation de consommation est utilisé pour calculer l'échange de puissance réactive dans différentes conditions de charge et dans des conditions de production différentes ;
  - b. Les simulations comprennent une combinaison des conditions de consommation minimale et maximale et de production minimale et maximale entraînant l'échange de puissance réactive le plus bas et le plus élevé au point de raccordement ;
  - c. La simulation est réputée réussie si les résultats démontrent la conformité aux exigences définies à l'Article 63 paragraphes 1 et 2.

## CHAPITRE 17 CONTROLE DE LA CONFORMITE

### Article 86. Contrôle de la conformité d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport

1. En ce qui concerne le contrôle de la conformité aux exigences en matière de puissance réactive applicables aux installations d'un réseau de distribution :
  - a. L'installation d'un réseau de distribution raccordée à un réseau de transport est équipée du matériel nécessaire pour mesurer la puissance active et réactive, dans le cadre des exigences de l'Article 63 ; et
  - b. Le GRT a le droit de fixer des exigences complémentaires concernant la périodicité et les conditions applicables au contrôle de la conformité. S'il exerce ce droit, le GRT spécifie ces exigences complémentaires dans la DTR.

## Article 87. Contrôle de la conformité des installations de consommation raccordées à un réseau de transport

1. En ce qui concerne le contrôle de la conformité aux exigences en matière de puissance réactive applicables aux installations de consommation raccordées à un réseau de transport :
  - a. L'installation de consommation raccordée à un réseau de transport est équipée du matériel nécessaire pour mesurer la puissance active et réactive, dans le cadre des exigences de l'Article 63, et
  - b. Le GRT a le droit de fixer des exigences complémentaires concernant la périodicité et les conditions appliquées au contrôle de la conformité. S'il exerce ce droit, le GRT spécifie ces exigences complémentaires dans la DTR.

## TITRE IV. DISPOSITIONS COMMUNES

### CHAPITRE 18 LIMITES DE PROPRIETE

#### Article 88. Règles générales sur les limites de propriété

1. La limite de propriété entre les installations du GRT et les installations de production d'électricité, les installations de consommation sont précisées à l'Article 89 en ce qui concerne les équipements fonctionnant à la tension nominale de raccordement. Le GRT spécifie dans la DTR les limites de propriété s'appliquant aux équipements permettant le transfert d'information et fonctionnant à une tension inférieure à la Tension nominale de raccordement.
2. Les limites de propriété, d'exploitation et de conduite sont en principe identiques à l'exception du cas visé à l'Article 89 paragraphe 2 pour lequel la limite de conduite peut être différente des limites de propriété et d'exploitation.

#### Article 89. Limite de propriété

1. Les installations intérieures des propriétaires d'installations de production d'électricité ou de consommation raccordées au réseau de transport en piquage ou par une liaison d'alimentation à deux disjoncteurs, commencent à l'aval immédiat :
  - a. Des isolateurs d'ancrage de la ligne, si l'alimentation de ces installations est aérienne ;
  - b. Des boîtes d'extrémité de la liaison côté installations intérieures si l'alimentation est souterraine ou aéro-souterraine.
2. Les installations intérieures des propriétaires d'installations de production d'électricité ou de consommation raccordées au réseau de transport par une liaison à un disjoncteur, commencent à l'aval immédiat des bornes amont du ou des sectionneurs d'aiguillage les reliant au ou aux jeux de barres du poste de raccordement. Dans le cas d'un poste de raccordement à plusieurs jeux de barres, le GRT conduit les sectionneurs d'aiguillage de propriété et exploités par le producteur ou le consommateur.
3. Les installations intérieures des propriétaires d'installations de production d'électricité ou de consommation raccordées en coupure au niveau de l'installation sur une liaison

du GRT, commencent à l'aval immédiat des bornes amont du sectionneur d'aiguillage des installations intérieures.

4. La convention de raccordement décrit dans un schéma les limites de propriété.

## CHAPITRE 19 ANALYSE DES COÛTS ET BÉNÉFICES

### Article 90. Détermination des coûts et bénéfices de l'application des exigences à d'autres installations

1. La détermination des coûts et bénéfices de l'application des exigences s'applique :
  - a. A des unités de production d'électricité existantes ;
  - b. A des installations de consommation existantes raccordées à un réseau de transport ;
  - c. A des installations existantes d'un réseau de distribution raccordé à un réseau de transport ;
  - d. Aux installations de production raccordées à un micro-réseau ou à une zone isolée ;
2. Préalablement à l'application de toute exigence énoncée dans le présent Code aux installations susnommées conformément à l'Article 5.5 et à l'Article 6.3 ; le gestionnaire de réseau compétent procède à une comparaison qualitative des coûts et bénéfices associés à l'exigence considérée. Cette comparaison tient compte des autres solutions disponibles fondées sur le réseau ou sur le marché. Le gestionnaire de réseau compétent ne peut réaliser une analyse quantitative des coûts et bénéfices en application des paragraphes 3 à 4 que si la comparaison qualitative indique que les bénéfices escomptés dépassent les coûts probables. Si, en revanche, le coût est jugé élevé ou le bénéfice faible, le gestionnaire de réseau compétent ne poursuit pas la procédure.
3. À l'issue de l'étape préparatoire suivie conformément au paragraphe 2, le gestionnaire de réseau compétent effectue une analyse quantitative des coûts et bénéfices de toute exigence examinée en vue de son application aux installations énumérées au paragraphe 1, pour lesquelles ont été démontrés des avantages potentiels.
3. Dans les trois (03) mois à compter de l'achèvement de l'analyse des coûts et bénéfices, le gestionnaire de réseau compétent synthétise les conclusions dans un rapport qui :
  - a. Comporte l'analyse des coûts et bénéfices et une recommandation sur la manière de procéder ;
  - b. Formule une proposition relative à une période transitoire pour l'application de l'exigence aux installations énumérées au paragraphe 1. Cette période transitoire n'excède pas deux (02) ans à compter de la date de la décision de l'autorité de régulation, concernant l'applicabilité de l'exigence ;

- c. Est transmis à l'autorité de régulation.
4. Le rapport transmis à l'autorité de régulation, en application du paragraphe 3, comporte les éléments suivants :
  - a. Une procédure de notification opérationnelle pour la démonstration de la mise en œuvre des exigences par le producteur existant, le consommateur existant, le GRD ou le producteur raccordé à un micro-réseau ou à une zone isolée ;
  - b. Une période transitoire pour la mise en œuvre des exigences, qui tient compte de tout obstacle sous-jacent à la mise en œuvre efficace de la modification/remise en état des équipements, et, pour les unités de production d'électricité, de la catégorie telle que spécifiée à l' Article 4 paragraphe 2 Article 4.2.
5. L'autorité de régulation a un (01) mois pour analyser les conclusions du rapport et valider le cas échéant la dérogation proposée, avec possibilité de prolongation d'un (01) mois sur décision motivée l'autorité de régulation.

## Article 91. Principes applicables à l'analyse des coûts et bénéfiques

1. Les propriétaires d'installations de production d'électricité, les propriétaires d'installation de consommation et les GRD aident et contribuent à l'analyse des coûts et bénéfiques réalisée conformément à l'Article 90 et à l'Article 91, et fournissent les données nécessaires demandées par le gestionnaire de réseau compétent dans un délai de trois (03) mois à compter de la réception de la demande, sauf accord contraire. Le gestionnaire de réseau compétent apporte son aide et sa contribution à toute analyse des coûts et bénéfiques préparée par un propriétaire ou propriétaire potentiel d'une installation de production d'électricité, d'une installation de consommation, par un GRD ou GRD potentiel qui évalue la possibilité d'une dérogation en vertu de l'Article 94, et fournissent les données nécessaires telles que demandées par le propriétaire ou propriétaire potentiel, le GRD ou GRD potentiel, dans un délai de trois (03) mois à compter de la réception de la demande, sauf accord contraire du propriétaire ou propriétaire potentiel d'une installation de production d'électricité, d'une installation de consommation ou du GRD.
2. L'analyse des coûts et bénéfiques satisfait aux principes suivants :
  - a. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le propriétaire ou le propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité, de l'installation de consommation, le GRD ou GRD potentiel, fonde son analyse des coûts et bénéfiques sur un ou plusieurs des principes de calcul suivants :
    - i. La valeur actuelle nette ;
    - ii. Le retour sur investissement pour le secteur ;
    - iii. Le taux de rendement ;
    - iv. Le délai nécessaire pour atteindre le point d'équilibre ;
  - b. Le GRT, le propriétaire ou le propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité de l'installation de consommation, le GRD ou GRD potentiel, quantifie

également les avantages socio-économiques en termes d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et inclut au minimum les éléments suivants :

- i. La diminution associée de la probabilité de perte d'approvisionnement pendant toute la durée d'application de la modification ;
  - ii. L'ampleur et la durée probables de ladite perte d'approvisionnement ;
  - iii. Le coût horaire sociétal de ladite perte d'approvisionnement ;
- c. Le GRT, le propriétaire ou le propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité, de l'installation de consommation, le GRD ou GRD potentiel, quantifie les avantages pour le marché intérieur de l'électricité, les échanges transfrontaliers et l'intégration des énergies renouvelables, en incluant au minimum les éléments suivants :
- i. La réponse en puissance active aux variations de fréquence ;
  - ii. Les réserves d'équilibrage ;
  - iii. La fourniture ou l'absorption de puissance réactive ;
  - iv. La gestion des congestions ;
  - v. Les mesures de défense ;
- d. Le GRT quantifie le coût de l'application des règles requises aux unités de production d'électricité existantes, aux installations de consommation existantes, aux installations d'un réseau de distribution existantes, ou aux réseaux de distribution existants, en incluant au minimum :
- i. Les coûts directs de la mise en œuvre d'une exigence ;
  - ii. Les coûts associés aux pertes d'opportunité correspondantes ;
  - iii. Les coûts associés aux changements entraînés sur le plan de la maintenance et de l'exploitation.

## CHAPITRE 20 DEROGATIONS

### Article 92. Périmètre d'application des dérogations

1. Les propriétaires ou propriétaires potentiels d'une installation de production d'électricité de type C, les propriétaires d'installations de consommation raccordées au réseau de transport, les GRD ou GRD potentiels raccordés au réseau de transport peuvent demander des dérogations telles que prévues de l'Article 34 à l'Article 36 et de l'Article 73 à l'Article 75 du présent Code.
2. Les propriétaires ou propriétaires potentiels d'une installation de production d'électricité de type A peuvent demander des dérogations concernant l'application des exigences du présent Code au titre du classement de leur installation dans la catégorie des technologies émergentes. Les unités de production susceptibles d'être classée comme technologie émergente sont en particulier :
  - Les hydroliennes fluviales ;
  - Les systèmes de micro-cogénérations ;
  - Les pico centrales hydroélectriques (puissance inférieure à 20 kW) ;
  - Les micro-centrales hydroélectriques (puissance inférieure à 500 kW) ;
  - Les centrales solaires hybrides (photovoltaïque et thermique).

### Article 93. Pouvoir d'accorder des dérogations

1. A la demande d'une des parties visées à l'Article 92 paragraphe 1, une dérogation telle que prévue de l'Article 34 à l'Article 36 et de l'Article 73 à l'Article 75 du présent Code peut être accordée.
2. Pour les installations classées dans la catégorie des technologies émergentes, il peut s'agir de dérogations partielles ou totales aux exigences du CHAPITRE 2 dans la mesure ou la puissance maximale cumulée des unités de production d'électricité classées comme technologie émergente représente moins de 1% de la consommation maximale de sa zone de contrôle.
3. L'autorité de régulation peut décider que les unités de production d'électricité, les installations de consommation et les réseaux de distribution pour lesquelles une demande de dérogation a été déposée conformément à l'Article 94 n'ont pas l'obligation d'être conformes aux exigences du présent Code pour lesquelles a été demandée une dérogation, à compter du jour du dépôt de la demande et jusqu'à la décision.

---

## Article 94. Demande de dérogation

1. Les parties visées à l'Article 92 paragraphes 1 et 2 notifient leur demande de dérogation au GRT qui en transmet copie à l'autorité de régulation dès sa réception. La demande de dérogation inclut :
  - a. L'identification du demandeur de la dérogation et la personne de contact pour tous les échanges ;
  - b. Une description des installations et des équipements pour lesquels une dérogation est demandée ;
  - c. Une motivation détaillée, accompagnée des pièces justificatives pertinentes et d'une analyse des coûts et bénéfices conformément aux exigences de l'Article 91.
2. Dans les deux (02) semaines à compter de la réception d'une demande de dérogation, le GRT indique au demandeur de la dérogation si la demande est complète. Si le GRT estime que la demande est incomplète, il transmet au demandeur une demande d'informations complémentaires et en transmet copie à l'autorité de régulation. Le demandeur de la dérogation soumet les informations complémentaires requises dans un délai d'un (01) mois à compter de la réception de la demande d'informations complémentaires. Si le demandeur de la dérogation ne fournit pas les informations demandées dans ce délai, la demande de dérogation est réputée retirée.
3. Le GRT, en coordination le cas échéant avec les gestionnaires de réseaux transfrontaliers adjacents, évalue la demande de dérogation et l'analyse des coûts et bénéfices fournie, compte tenu des critères fixés.
4. Dans les six (06) mois à compter de la réception d'une demande de dérogation, le GRT soumet à l'autorité de régulation la ou les évaluations préparées conformément au paragraphe 3. Ce délai peut être prolongé d'un (01) mois lorsque le GRT demande des informations supplémentaires au demandeur de la dérogation.
5. L'autorité de régulation adopte une décision concernant toute demande de dérogation dans un délai d'un (01) mois à compter du jour suivant celui où elle reçoit la demande. Ce délai peut, avant son expiration, être prolongé d'un (01) mois si l'autorité de régulation demande des informations complémentaires au demandeur de la dérogation ou à toute autre partie intéressée. Le délai supplémentaire commence à courir à compter de la réception de toutes les informations.
6. Le demandeur de la dérogation soumet toute information complémentaire demandée par le GRT ou l'autorité de régulation dans le délai d'un (01) mois à compter de cette demande. Si le demandeur de la dérogation ne fournit pas les informations demandées dans ce délai, la demande de dérogation est réputée retirée, sauf si, avant l'expiration :
  - a. L'autorité de régulation décide d'accorder une prolongation du délai ;
  - b. Le demandeur de la dérogation informe l'autorité de régulation, par une note argumentée, que la demande de dérogation est complète.
7. L'autorité de régulation rend une décision motivée concernant la demande de dérogation. Si l'autorité de régulation accorde une dérogation, elle en précise la durée.

8. L'autorité de régulation notifie sa décision au demandeur de la dérogation concerné et au GRT.
9. L'autorité de régulation peut révoquer une décision d'octroi de dérogation si les circonstances et les justifications sous-jacentes ne sont plus valables.

## Article 95. Registre des dérogations aux exigences du présent Code

1. L'autorité de régulation tient à disposition du GRT un registre de toutes les dérogations qu'elle a accordées ou refusées.
2. Le registre contient, en particulier :
  - a. L'exigence ou les exigences pour lesquelles la dérogation est octroyée ou refusée ;
  - b. Le contenu de la dérogation ;
  - c. Les motifs de l'octroi ou du refus de la dérogation ;
  - d. Les incidences de l'octroi de la dérogation.