Documentation Technique de Référence

Chapitre 5 – Performances des Installations raccordées au RPT

Article 5.1.1 - Exigences de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production

Version 1.3 4 applicable à compter du 15xx/02xx/202420xx

Version pour concertation (GT du 02/12/2024)

38 pages

a mis en
l'orthograp

concertation

SOMMAIRE

1. RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE 5
2. CHAMP D'APPLICATION 5
3. DETERMINATION DU CARACTERE SIGNIFICATIF D'UNE UNITE DE PRODUCTION 6
4. EXIGENCES TECHNIQUES 6
4.1 PLAGES DE FONCTIONNEMENT EN FREQUENCE ET EN TENSION 7
4.1.1 Plages de fonctionnement en fréquence 7
4.1.2 Plages de fonctionnement en tension 8
4.1.3 Ecarts combinés fréquence / tension 9
4.2 CONDITIONS DE COUPLAGE AU RESEAU 9
4.3 CAPACITES DE MODULATION DE LA PUISSANCE ACTIVE ET REGLAGE DE LA FREQUENCE 10
4.3.1 Equipements permettant la modulation de puissance active 10
4.3.2 Réglage de fréquence 11
4.3.3 Contractualisation de la participation au réglage de la fréquence 16
4.4 CAPACITE EN REACTIF ET REGLAGE DE LA TENSION 16
4.4.1 Choix de la tension de dimensionnement U_{dim} 16
4.4.2 Transformateur principal de l'Installation 16
4.4.3 Diagramme [U, Q] de l'unité de production 17
4.4.4 Choix du type de réglage primaire de tension 19
4.4.5 Capacités constructives à participer au réglage secondaire de la tension 19
4.4.6 Contractualisation de la participation au réglage de la tension 20
4.4.7 Compensation du réactif au point de raccordement 20
4.4.8 Comportement dynamique de la régulation de tension et stabilité en petits mouvements 20
4.5 CAPACITE A AMORTIR LES OSCILLATIONS 21
4.6 REGIME DE NEUTRE ET SYSTEME DE PROTECTION 23
4.7 ROBUSTESSE 23
4.7.1 Tenue au creux de tension 24
4.7.2 Comportement sur report de charge 26
4.7.3 Comportement lors de court-circuits 26
4.7.4 Contribution à la stabilité transitoire du système électrique /perte de synchronisme 28
4.7.5 Tenue à la surtension 28
4.8 RECONSTITUTION DU RESEAU 29
4.8.1 Capacité de resynchronisation rapide 29
4.8.2 Capacité à participer à un réseau séparé 29
4.8.3 Capacité de démarrage autonome 30
4.9 FOURNITURE D'UN MODELE PERMETTANT DE SIMULER LE COMPORTEMENT DE L'UNITE DE PRODUCTION 31
4.9.1 Modèle de type « phaseur » 31
4.9.2 Modèle détaillé pour l'étude des transitoires électromagnétiques 32
4.9.3 Modèle fréquentiel de l'installation 32
4.10 PERTURBATIONS 33
4.11 ECHANGE D'INFORMATIONS 34
4.11.1 Fonctionnalités 34
4.11.2 Nature des informations échangées 36
4.11.3 Performances attendues 36
4.11.4 Spécifications techniques 36

Consultation

5. MODALITES DU CONTROLE DES PERFORMANCES DE L'UNITE DE PRODUCTION 3636

5.1 CONTROLE AVANT LA PREMIERE MISE EN SERVICE OU AVANT LA REMISE EN SERVICE 3736
5.2 CONTROLE PERIODIQUE 3737
5.3 CONTROLES APRES UN DYSFONCTIONNEMENT 3837
5.4 CONSEQUENCE D'UNE NON-CONFORMITE 3838

concertation

Figures

Figure 1 : Représentation graphique des seuils A, B, C et D. 6
Figure 2 : LFSM-O 12
Figure 3 : LFSM-U 13
Figure 4 : Diagramme U/Q 18
Figure 5 : Schéma de principe pour l'étude de la stabilité en petit mouvement 21
Figure 6 : Gabarit creux de tension unité synchrone type B,C 24
Figure 7 : Gabarit creux de tension unité synchrone type D 24
Figure 8 : Gabarit creux de tension unité PPM type B,C, D raccordés en HTB1 et Offshore PPM raccordés en HTB 1 25
Figure 9 : Gabarit creux de tension unité PPM type D raccordés en HTB 2 ou 3, et Offshore PPM raccordés en HTB 2 ou 3 25
Figure 10 : Gabarit creux de tension unité synchrone < 5 MW 26
Figure 11 : Schéma de principe pour l'étude de la stabilité sur report de charge 26
Figure 12 : Schéma de principe pour l'étude de la stabilité sur court-circuit 27
Figure 13 : Gabarit de surtension 29

Tableaux

Tableau 1 : Catégories des unités de production 6
Tableau 2 : Plages de fréquence 7
Tableau 3 : Plages normales de tension 8
Tableau 4 : Plages exceptionnelles de tension 9
Tableau 5 : Paramètres LFSM-O 11
Tableau 6 : Paramètres LFSM-U 13
Tableau 7 : Paramètres FSM 14
Tableau 8 : Paramètres réglage secondaire de fréquence dans le cas d'une pente à 800s 15
Tableau 9 : Paramètres diagrammes U/Q 17

concertation

Les exigences de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production constituent les caractéristiques techniques minimales auxquelles doit satisfaire cette unité de production.

L'objectif de ces exigences est de permettre au gestionnaire de réseau de transport d'assurer le respect de ses engagements vis-à-vis de tout utilisateur du réseau et d'assurer la sûreté de fonctionnement du RPT.

Ces exigences sont fixées dans le règlement européen UE 2016/631 du 14 avril 2016 qui établit un code de réseau sur les exigences applicables aux Installations de production d'électricité. Les paramètres non-exhaustifs, ainsi que les paramètres nationaux complémentaires, sont précisés par l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Pour les unités de production non synchrones raccordées via une ligne à courant continue (HVDC), aussi nommés PPM DC, c'est le règlement UE 2016/1447 de la commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu (Code HVDC) qui s'applique. Par soucis de simplicité et de clarté les particularités liées à ce type de raccordement ne seront pas détaillées dans ce document ; en revanche elles seront bien précisées dans la trame de cahier des charges des capacités constructives (cf. article 8 de la Documentation Technique de Reference).

Les termes utilisés dans cet article sont définis dans l'article 1.1 « Cadre général du raccordement au RPT », au paragraphe 4.

1. RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE

1. Règlement n°2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des Installations de production d'électricité.
2. Arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité
3. Arrêté du 6 juillet 2010 précisant les modalités du contrôle des performances des Installations de production raccordées aux réseaux publics d'électricité en moyenne tension (HTA) et en haute tension (HTB).

2. CHAMP D'APPLICATION

Les exigences définies dans le règlement européen UE 2016/631 (dit « code RfG ») s'appliquent aux nouvelles unités de production qui sont considérées comme significatives en application de l'article 5 dudit règlement (voir précisions au paragraphe 3 du présent document).

Selon l'article 4 du règlement UE n°2016/631, une unité de production est considérée comme existante lorsque :

- Elle est déjà raccordée au réseau à la date d'entrée en vigueur du code, soit le 17 mai 2016 ;
- Le propriétaire du système ou du parc a conclu « *un contrat définitif et engageant pour l'achat du composant principal de production* » au plus tard 2 ans après l'entrée en vigueur du code, soit le 17 mai 2018.

Ainsi, les exigences décrites ci-après, en application du règlement UE n°2016/631 et de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, s'appliquent aux nouvelles unités de production considérées comme significatives en application du paragraphe 3.

Ces dispositions ne s'appliquent pas aux unités de production existantes sauf celles ayant fait l'objet de modifications dans une mesure telle que la convention de raccordement doit être substantiellement modifiée (code RfG, article 4.1) (cf. Article 5.2, chapitre 5 de la DTR).

consultation

3. DETERMINATION DU CARACTERE SIGNIFICATIF D'UNE UNITE DE PRODUCTION

Les unités de production sont considérées comme « significatives » sur la base du niveau de tension du point de raccordement et de leur puissance maximale.

Elles sont classées en catégories A, B, C, D sur la base du niveau de tension de leur point de raccordement et de leur puissance maximale.

L'arrêté 09 juin 2020 définit les catégories de la manière suivante :

Catégorie	Critère
A	0.8 kW ≤ P_{max} < 1 MW
B	1 MW ≤ P_{max} < 18 MW
C	18 MW ≤ P_{max} < 75 MW
D	U_{racc} ≥ 110 kV (et 0.8 kW ≤ P_{MAX}) ou U_{racc} < 110 kV et P_{max} ≥ 75MW

Tableau 1 : Catégories des unités de production

Où P_{MAX} est la puissance maximale de l'unité de production, nette du fonctionnement des auxiliaires et U_{racc} la tension nominale au point de raccordement.

La représentation graphique de ces seuils est illustrée sur la figure ci-dessous.

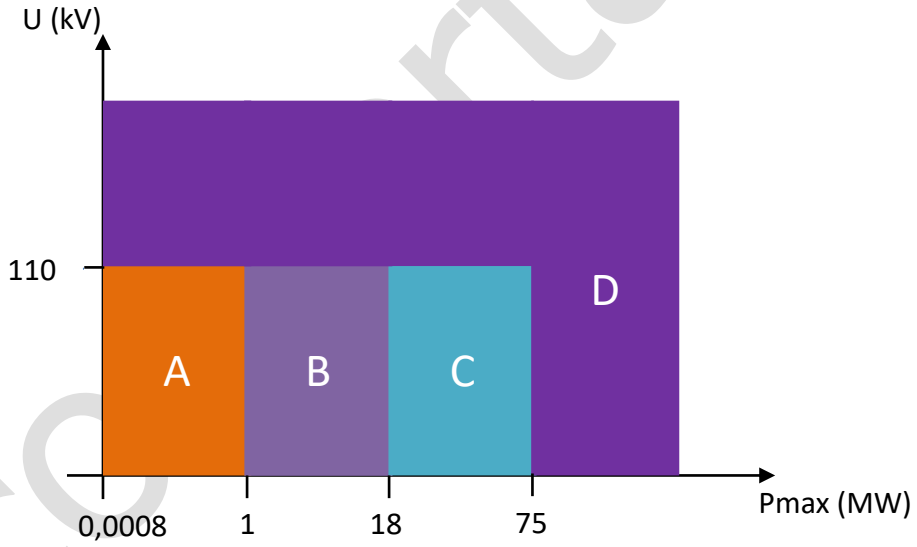


Figure 1 : Représentation graphique des seuils A, B, C et D.

4. EXIGENCES TECHNIQUES

Les fonctionnalités et performances d'une unité de production sont définies par le règlement européen UE 2016/631 ainsi que l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et précisées ci-dessous. Elles dépendent de la technologie de l'unité, de sa catégorie. Les détails sont disponibles dans le cahier des charges des capacités constructives (article 8.3 de la DTR).

consultation

4.1 Plages de fonctionnement en fréquence et en tension

4.1.1 Plages de fonctionnement en fréquence

4.1.1.1 Durée de fonctionnement

Les durées minimales de fonctionnement dans les plages de fréquence sont définies dans l'article 36 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, précisant l'article 13.1.a du règlement UE 2016/631.

PLAGE de variation de la fréquence	Durée de fonctionnement (minimale)
[47,5 Hz – 48,5 Hz[	30 minutes
[48,5 Hz – 49 Hz[	30 minutes
[49 Hz – 51 Hz]	Illimité
]51 Hz – 51,5 Hz]	30 minutes

Tableau 2 : Plages de fréquence

Nota : Les plages de fréquences définies ci-dessus s'appliquent aux capacités constructives. En exploitation, les GRT doivent s'efforcer de respecter les objectifs de qualité de fréquence stipulés à l'annexe 3 du SOGL qui prévoit en particulier une « plage standard » de +/- 50 mHz.

En application des paragraphes (a)(ii) et (a)(iii) de l'article 13 du code RfG, la durée minimale de fonctionnement lorsque la fréquence est supérieure à 51,5 Hz et la durée minimale de fonctionnement lorsque la fréquence est inférieure à 47,5 Hz sont convenues entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'unité de production, en tenant compte de la capacité technique de l'unité de production.

4.1.1.2 Vitesse de variation de la fréquence (ROCOF)

Les précisions suivantes sont apportées à l'article 13.1.b du règlement UE 2016/631 :
Une unité de production ne doit pas être équipée d'une protection de découplage liée à la vitesse de variation de la fréquence qui pourrait limiter sa tenue au creux de tension.

Une unité de production est capable de rester connectée au réseau et de fonctionner quelle que soit la vitesse de variation de la fréquence jusqu'à une valeur qui est précisée dans les cahiers des charges des capacités constructives des unités synchrones et des unités non synchrones (Cf Article 8 de la DTR).

4.1.1.3 Réduction admissible de puissance active

Les précisions suivantes sont apportées aux articles 13.3, 13.4 et 13.5 du règlement UE 2016/631 (arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité) :
Une unité de production est capable de maintenir une production constante de puissance active à sa valeur de consigne quelque soient les variations de fréquence.

Pour les unités synchrones dans l'incapacité technique de maintenir leur puissance à P_{max} en cas de baisse de fréquence (le producteur apportera des éléments techniques), est autorisée une baisse de puissance active limitée telle que :

- Si la fréquence reste inférieure à 49,5 Hz pendant plus de 30s, lorsque les capacités techniques de l'unité ne lui permettent pas de maintenir sa puissance active à sa valeur maximale admissible en cas de baisse de fréquence en dessous de f1 (avec f1 ≤ 49,5 Hz, dépendant de l'unité), la réduction de puissance active est admise selon le taux suivant : t = 10% P_{max}/Hz).
- Si, malgré l'activation des modes FSM ou LFSM, le seuil de 49 Hz est franchi, la réduction de puissance active est admise selon le taux suivant : t = 2% P_{max}/Hz.

Pour les unités dont le comportement dépend de la température ambiante, telles que les CCG ou autres unités relevant de la technologie des turbines à combustion, la conformité n'est pas attendue

Consultation

pour toutes les températures, les courbes seront transmises pour différentes températures au gestionnaire de réseau.

4.1.2 Plages de fonctionnement en tension

4.1.2.1 Régime normal

Les plages de tension en régime normal sont définies par l'article 08 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement d'une Installation de production d'énergie électrique (précisant l'article 16.2.a du règlement UE 2016/631 pour les niveaux de tension ≥ 110 kV).

DOMAINE de tension	TENSION DE REFERENCE (1 p.u)	PLAGE NORMALE de variation de la tension
HTB1 (63 KV)	63 kV	[0.87 pu – 1.14 pu]
HTB1 (90 kV)	90 kV	[0.87 pu – 1.11 pu]
HTB2 (150 kV)	150 kV	[0.9 pu-1.118 pu]
HTB2 (225 kV)	220 kV	
HTB3	400 kV	[0.9 pu-1.05 pu]

Tableau 3 : Plages normales de tension

Une unité de production doit donc avoir les capacités constructives de fonctionner pendant une durée illimitée lorsque la tension au point de raccordement se situe dans les plages de variation définies ci-dessus.

Pour un raccordement en HTB1, la tension contractuelle[1] est définie pour chaque utilisateur du RPT dans sa convention de raccordement. Elle est fixée dans une plage de +/-6% de la tension nominale du réseau. La plage normale de variation de la tension s'étend dans la plage :

- +/- 8 % de la tension contractuelle pour le réseau 90 kV, sans dépasser 100 kV.
- +/- 8 % de la tension contractuelle pour le réseau 63, 45 et 42 kV.

Pour le niveau 150 kV, la valeur efficace de la tension de fourniture peut varier de ± 10% autour de la tension contractuelle définie pour chaque utilisateur du RPT dans sa convention de raccordement, cette tension contractuelle étant elle-même située dans une plage de ± 7% autour de la tension nominale, sans toutefois dépasser 167,7 kV (tension maximale liée au dimensionnement des matériels), ni être inférieure à 135 kV.

4.1.2.2 Régime exceptionnel

Les plages de tension en régime exceptionnel sont définies par l'article 52 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement d'une Installation de production d'énergie électrique (précisant l'article 16.2.a du règlement UE 2016/631 pour les niveaux de tension ≥ 110 kV).

DOMAINE de tension	TENSION DE REFERENCE (1 p.u)	PLAGE EXCEPTIONNELLE BASSE de variation de la tension	PLAGE EXCEPTIONNELLE HAUTE de variation de la tension
HTB1 (63 KV et 90 kV)	63 kV	[0.8 pu – 0.87 pu [	] 1.14 pu – 1.174 pu]
	90 kV	[0.8 pu – 0.87 pu [	] 1.11 pu – 1.133 pu]

[1] Un réseau de tension nominale U_n juxtapose généralement des zones, qui de par la structure du réseau, sont caractérisées par des tensions plutôt hautes ou plutôt basses. Ces différences dépendent de la plus ou moins grande proximité des sources de production et des charges. Pour tenir compte de ces différences spatiales, les performances du RPT pour les variations de tension ne sont généralement pas repérées par rapport à la tension nominale du réseau mais par rapport à une tension contractuelle Uc (appelée également tension d'alimentation déclarée) qui intègre ces particularités locales.

Consultation

HTB2 (150 kV et 225 kV)	150 kV	[0.85 pu - 0.9 pu [	] 1.118 pu – 1.15 pu]
	220 kV		
HTB3	400 kV	[0.85 pu – 0.9 pu [	] 1.05 pu-1.1 pu]

Tableau 4 : Plages exceptionnelles de tension

En HTB2 et HTB3, la durée minimale de fonctionnement dans la plage exceptionnelle basse est fixée à 60 minutes et la durée minimale de fonctionnement dans la plage exceptionnelle haute est fixée à 20 minutes.

En HTB1, pour toute valeur de la tension au point de raccordement (U) inscrite dans l'une des plages exceptionnelles de variation fixées selon le tableau ci-dessus, l'unité de production doit avoir les capacités constructives à fonctionner pour des durées limitées dans les conditions définies ci-après :

1. Fonctionnement pendant au moins 5 minutes lorsque U est égale à la limite supérieure de la plage exceptionnelle haute. Au cours d'un tel fonctionnement, l'unité de production doit pouvoir moduler la puissance réactive dans les limites de son domaine de fonctionnement minimal, défini à l'article 4.1.32. La réduction de puissance active est possible jusqu'à 0,95 $P_{max\ unité}$.

2. Fonctionnement pendant au moins 90 minutes lorsque U est égale à 0,85 p.u. En outre, quelle que soit la puissance active fournie, l'unité de production doit pouvoir fournir une puissance réactive dans les limites de son domaine de fonctionnement minimal, défini à l'article 4.1.32, quelle que soit la puissance active fournie.

3. Fonctionnement le plus longtemps possible lorsque U est comprise entre 0,85 × U_n et 0,8 × U_n, quitte à réduire la puissance active injectée. Les conditions précises de fonctionnement sont consignées dans la convention d'exploitation.

Remarque

Les trames des cahiers des charges des capacités constructives (Conditions Générales) pour les unités synchrones et non synchrones précisent les plages de tensions normales et exceptionnelles pour les niveaux de tensions autres que celles présentées dans ce chapitre (ex 66kV).

4.1.3 Ecarts combinés fréquence / tension

En cas de simultanéité des valeurs exceptionnelles de la fréquence sur le réseau public de transport d'électricité et de la tension au point de raccordement de l'unité de production, la durée de fonctionnement requise est la plus courte de celles admises pour ces deux situations selon les paragraphes 3.1.1 et 3.1.2 ci-dessus.

Toutefois, lorsque la tension au point de raccordement se situe dans la plage exceptionnelle haute, une unité de production de type D, dont le transformateur principal est muni d'un régleur de prise hors tension, n'est soumise aux dispositions de l'alinéa précédent qu'en tant que le rapport (U/Un)/(F/Fn) reste inférieur à 1,13, où « U » désigne la tension constatée au point de raccordement, « Un » la tension nominale HTB1 ou HTB2 ou HTB3 dont la valeur est précisée à l'article 2 , « F » la fréquence constatée sur le réseau public de transport d'électricité et « Fn » la fréquence nominale du réseau public de transport d'électricité, c'est-à-dire 50 Hz. Lorsque la valeur de 1,13 est atteinte ou dépassée, la durée de fonctionnement est limitée au délai de l'action du système de protection associé si l'unité en est équipée.

4.2 Conditions de couplage au réseau

Les conditions de couplage au réseau sont définies par l'article 46 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement d'une Installation de production d'énergie électrique :

Une unité de production doit être conçue pour que son couplage au réseau soit possible lorsque les valeurs de tension et fréquence au point de raccordement sont simultanément situées dans les plages normales de fonctionnement du réseau.

Le couplage doit être réalisé dans des conditions d'écart dans les caractéristiques de tension, fréquence et phase au point de raccordement prédéfinis.

Les écarts maximaux acceptables sont établis à :

Consultation

- Ecart maximal de fréquence : 0,1 Hz.
- Ecart maximal de tension : 10 % de Un.
- Ecart maximal de phase : 10°.

Le couplage au réseau public de transport d'électricité doit être possible sans qu'il en résulte un dépassement des limites admises en matière de perturbations, notamment pour les à-coups de tension (cf. paragraphe 3.9 Perturbations).

Les conditions de couplage au réseau sont définies dans la convention d'exploitation.

4.3 Capacités de modulation de la puissance active et réglage de la fréquence

4.3.1 Equipements permettant la modulation de puissance active

4.3.1.1 Arrêt de la production de puissance active

Une unité de production de type A ou B est équipée d'une interface logique (port d'entrée) permettant de stopper la production de puissance active dans un délai de 5 secondes après la réception de l'ordre au port d'entrée (article 13.6 du règlement UE 2016/631).

Nota : Pour une unité de production rattachée à un centre d'exploitation ou de conduite, les ordres envoyés par le gestionnaire de réseau sont traités par ce dernier en fonction des contraintes réglementaires (liées notamment à la gestion de la sureté des exploitations-tiers ou des personnes à l'aval pour l'hydraulique).

4.3.1.2 Modulation de puissance active

4.3.1.2.1 Réduction de puissance active

Une unité de production de type B est équipée d'une interface logique (port d'entrée) permettant de réduire la production de puissance active sur instruction reçue au port d'entrée (article 14.2.a du règlement UE 2016/631).

Nota : Pour les unités de production rattachées à un centre d'exploitation ou de conduite, les ordres envoyés par le gestionnaire de réseau sont traités par ce dernier en fonction des contraintes réglementaires (liées notamment à la gestion de la sureté des exploitations-tiers ou des personnes à l'aval pour l'hydraulique).
Pour les unités de production autonomes intégrant un processus d'automatisme lié à la réglementation pour la gestion de la sureté des exploitations-tiers ou des personnes à l'aval (sûreté hydraulique notamment), sur défaut externe, les ordres d'effacement ou d'arrêt d'urgence sont traités par l'automatisme.

La gestion des ordres de modulation de puissance active peut être effectuée selon les éventuelles spécificités définies en accord avec le producteur (valeurs intermédiaires fixes, découplage total, etc.) et est détaillée dans la convention d'exploitation de l'Installation concernée.

4.3.1.2.2 Ajustement d'une consigne de puissance active

Une unité de production de type C ou D ou un parc non synchrone de générateurs en mer dispose d'un contrôle-commande capable d'ajuster une consigne de puissance active selon les instructions données à l'exploitant par le gestionnaire de réseau (article 15.2.a du règlement UE 2016/631).

4.3.1.2.3 Cas particulier des unités de production des Installations de production combinée de chaleur et d'électricité raccordées au sein de réseaux de sites industriels

Lorsque :

- l'objet principal de l'Installation est de produire de la chaleur pour les processus de production du site industriel et,
- les productions de chaleurs et d'électricité sont interdépendantes (toute modification de production de chaleur entraine nécessairement une modification de puissance active et inversement) et,
- L'unité de production est de type A, B, ou C,

Les exigences relatives au maintien d'une puissance active constante ou à la modulation de puissance active ne s'appliquent pas, sauf les exigences relatives à la réduction admissible de puissance active (article 13.4 du règlement UE 2016/631) et au réglage restreint à la sur-fréquence (LFSM-O, article 13.2 du règlement UE 2016/631).

Consultation

4.3.2 Réglage de fréquence

4.3.2.1 Réglage restreint à la sur-fréquence (LFSM-O)

Les exigences relatives au réglage restreint à la sur-fréquence sont définies dans l'article 37 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, précisant l'article 13.2 du règlement UE 2016/631.

Toute unité de production doit disposer d'une capacité de réglage restreint à la sur-fréquence : en cas de hausse de la fréquence au-delà d'un seuil f_2, l'unité de production doit pouvoir réduire sa puissance de façon à atteindre tout point de fonctionnement compris entre Pref et Pmin.

La puissance de référence (Pref) est définie ainsi :

- Pour les unités synchrones : Pref = Capacité maximale = Pmax
- Pour les PPM : Pref = Préel (puissance instantanée) quand le seuil de fréquence du LFSM-O est atteint

La capacité constructive de réglage restreint à la sur-fréquence (mode LFSM-O) est caractérisée par :

- Un seuil d'activation,
- Une loi de réglage permettant de définir la réponse à la variation de fréquence à la hausse,
- Une dynamique temporelle (temps d'activation et de réponse).

Nota : l'implémentation de cette fonctionnalité sera adaptée aux contraintes hydrauliques afin de permettre de garantir la sécurité des personnes et des Installations[2] (par exemple problématique de respect des côtes, problématique particulière des usines enchainées sur fleuve avec influence direct amont vers aval en fonctionnement à débit minimal).

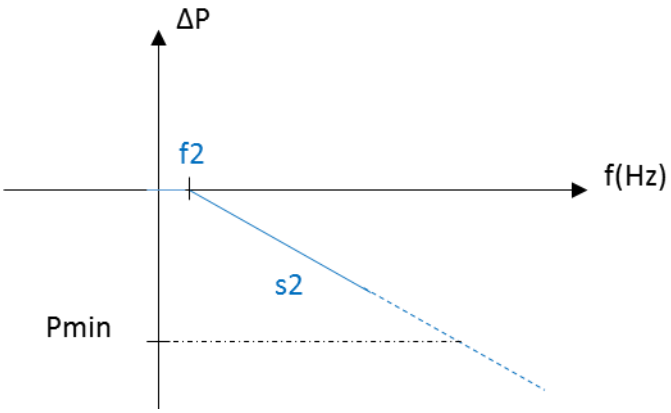
Une unité de production doit être capable de fonctionner de manière stable en mode LFSM-O et d'activer la réponse en puissance active aux variations de fréquence selon les paramètres ci-dessous :

Paramètres	**Valeur par défaut**
Seuil f_2	*50,2 Hz* *(réglable entre 50,2 et 50,5 Hz)*
Statisme s_2 (régulation à la baisse)	*5%* *(Paramétrable entre 3 et 12 %)*
Délai d'activation t_1	*Aussi court que possible* *<u>Unité synchrone :</u>* *En cas de délai t_1 > 2s, les justifications techniques doivent être transmises à RTE.* *<u>Parc non synchrone :</u>* *En cas de délai t_1 > 500ms, les justifications techniques doivent être transmises à RTE.*
Durée d'activation complète	*Aussi courte que possible*

Tableau 5 : Paramètres LFSM-O

[2] Les précisions sont disponibles dans la trame de procédure de contrôle de conformité et ses fiches annexes (article de la Documentation Technique de Référence)

concertation



$$\frac{\Delta P}{Pref} = \frac{50 - f2}{50} * \frac{100\%}{s2}$$

Figure 2 : LFSM-O

L'unité doit conserver le même statisme et la même référence de Pref pendant toute l'activation.

Une fois Pmin atteinte, l'unité continue à fonctionner à Pmin ou si l'unité autorise le statisme à agir sous Pmin, l'unité de production peut continuer à réduire sa puissance (si l'unité ne passe pas en mode d'arrêt, car elle serait alors plus lente à redémarrer avec un possible effet sur la tension). Ce mode de fonctionnement doit être déclaré à RTE.

Les caractéristiques fonctionnelles et les performances de cette fonction de régulation sont détaillées dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production.

4.3.2.2 Réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM – U)

Les exigences relatives au réglage restreint à la sous-fréquence sont définies dans l'article 37 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, précisant l'article 15.2.c du règlement UE 2016/631.

Une unité de production de type C ou D ou un parc non synchrone de générateurs en mer doit disposer d'une capacité de réglage restreint à la sous-fréquence : en cas de baisse de la fréquence en-deçà d'un seuil f_2, l'unité de production doit pouvoir augmenter sa puissance de façon à atteindre tout point de fonctionnement compris entre Pref et la puissance maximale disponible au moment où survient l'incident.

La puissance de référence (Pref) est définie ainsi :

- Pour les unités synchrones : Pref = Capacité maximale = Pmax
- Pour les PPM : Pref = Préel (puissance instantanée) quand le seuil de fréquence du LFSM-U est atteint.

La capacité constructive de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U) est caractérisée par :

- Un seuil d'activation,
- Une loi de réglage permettant de définir la réponse à la variation de fréquence à la baisse,
- Une dynamique temporelle (ex : délai d'activation et durée nécessaire à l'activation complète)).

Nota : l'implémentation de cette fonctionnalité sera adaptée aux contraintes hydrauliques afin de permettre de garantir la sécurité des personnes et des Installations[3] (par exemple problématique de respect des côtes, problématique particulière des usines enchainées sur fleuve avec influence direct amont vers aval en fonctionnement à débit minimal).

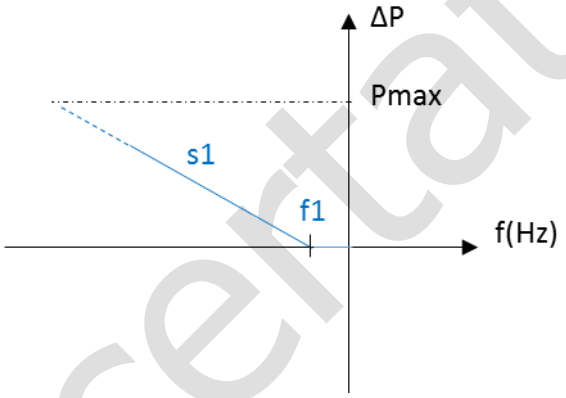
[3] Les précisions sont disponibles dans la trame de procédure de contrôle de conformité et ses fiches annexes (article 8.3.4 de la Documentation Technique de Référence)

consultation

Une unité de production de type C ou D ou un parc non synchrone de générateurs en mer doit être capable de fonctionner de manière stable en mode LFSM-U et d'activer la réponse en puissance active aux variations de fréquence selon les paramètres ci-dessous :

Paramètres	**Valeur par défaut**
Seuil f_1	*49,8 Hz (réglable entre 49,8 et 49,5 Hz)*
Statisme s_1 (régulation à la baisse)	*Paramétrable entre 3 et 12 %*
Délai d'activation t_1	*Aussi court que possible* *<u>Unité synchrone :</u>* *En cas de délai t_1 > 2s, les justifications techniques doivent être transmises à RTE.* *<u>Parc non synchrone :</u>* *En cas de délai t_1 > 500ms, les justifications techniques doivent être transmises à RTE.*
Durée d'activation complète	*Aussi courte que possible*

Tableau 6 : Paramètres LFSM-U



$$\frac{\Delta P}{Pref} = \frac{50 - f1}{50} * \frac{100\%}{s1}$$

Figure 3 : LFSM-U

L'implémentation de la fonctionnalité LFSM-U doit être étudiée dans le cas des groupes hydrauliques : cas d'indisponibilité et implémentation spécifique de la fonction à prévoir (liées aux contraintes réglementaires de l'hydraulique et des groupes à variation de puissance limitée : par exemple problématique de respect des côtes, problématique particulière des usines enchainées sur fleuve avec influence direct amont vers aval en fonctionnement à débit minimal).

Les caractéristiques fonctionnelles et les performances de cette fonction de régulation sont détaillées dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production.

Cas particulier des unités capables de fonctionner comme une charge, notamment les unités de pompage-turbinage :

Les groupes hydrauliques fonctionnant en pompe doivent se déclencher en cas de baisse de fréquence, avant intervention du premier délestage fréquencemétrique, soit entre 49.6 et 49.2 Hz, ajustable par pas de 0.05 Hz. Les conditions de modification du seuil seront décrites dans la convention d'exploitation et de conduite. La valeur de déclenchement est précisée dans les conditions particulières des cahiers des charges des capacités constructives, par défaut elle est de 49.6 Hz.

concertation

4.3.2.3 Réglage primaire de fréquence

Les exigences relatives au réglage primaire de fréquence sont définies dans l'article 38 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, précisant l'article 15.2.d du règlement UE 2016/631.

Une unité de production de type C ou D ou un parc non synchrone de générateurs en mer doit disposer d'une capacité constructive de réglage primaire (mode FSM), qui est caractérisée par :

- Un volume de réserve de puissance active, dite « réserve primaire, R_p » pouvant être mis à disposition du GRT à la hausse ou à la baisse.
- Une loi de réglage permettant de définir la fourniture effective de cette réserve en réponse à une variation de fréquence.
- Une dynamique temporelle (ex : délai d'activation, durée nécessaire à l'activation complète, durée de maintien de fourniture de cette réserve)

Une unité de production de type C ou D ou un parc non synchrone de générateurs en mer doit être capable d'ajuster la réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode FSM selon les paramètres ci-dessous :

Paramètres	**Plages**
Réserve primaire	*≥ 2,5% Pmax**
Plage de fréquence Δf sur laquelle est libérée la totalité de réserve primaire	± 200mHz
Statisme s	*Paramétrable entre 3 et 12 %*
Délai d'activation t_1	*Aussi court que possible* *En cas de délai t1 > 2s pour les unités synchrones ou t1 > 500 ms pour les parcs non synchrones, les justifications techniques doivent être transmises à RTE.*
Durée d'activation complète t_2	<30s
Durée de fourniture de la pleine réponse en puissance active aux variations de fréquence	*≥ 15 min*
Bande morte de réponse en fréquence	*Réglable sur la plage* [0 ; seuil LFSM] *Nota : fixée à 0 mHz en cas de participation au réglage de fréquence*[4]
Insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence	*10 mHz*

Tableau 7 : Paramètres FSM

Les caractéristiques fonctionnelles et les performances de cette fonction de régulation sont détaillées dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production.

* Il s'agit d'une valeur minimale imposée, l'unité peut proposer une valeur de réserve plus importante (sur base du volontariat).

4.3.2.4 Réglage secondaire de fréquence

Les exigences relatives au réglage secondaire de fréquence sont définies dans l'article 73 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, précisant l'article 15.2.e du règlement UE 2016/631.

[4] Selon les modalités définies dans les Règles Services Système fréquence disponibles dans la DTR.

concertation

Une unité de production raccordée en HTB2 ou HTB3 (type D) ou un parc non synchrone de générateurs en mer doit être capable de mettre à disposition une réserve de puissance active (dite réserve secondaire) selon les paramètres ci-dessous :

Paramètres	Plages
Demi-bande de réserve secondaire	*≥ 4,5% Pmax**
Réserve primaire + demi-bande de réserve secondaire	*≥ 7% Pmax**

Tableau 8 : Paramètres réglage secondaire de fréquence dans le cas d'une pente à 800s

La capacité constructive de réglage secondaire de fréquence est caractérisée par :

- Un volume de réserve de puissance active, dite « demi-bande de réglage secondaire » pouvant être mis à disposition de RTE à la hausse ou à la baisse :
  - L'unité de production doit pouvoir mettre à la disposition de RTE une réserve de puissance active, dite « demi-bande de réglage secondaire », pr, au moins égale à pr_{min} avec pr_{min} = 4,5 % de [Pmax unité] dans le cas d'une pente à 600s (si le client fournit des justificatifs techniques alors pr_{min} passe à 3.4 % de [$P_{max\ unité}$]) et pr_{min} = 4,5 % de P_{max} dans le cas d'une pente à 800s[5].
  - La demi-bande de réglage secondaire pr doit s'additionner à la réserve primaire R_p pour constituer une réserve totale, à la hausse, supérieure ou égale à 7 % de P_{max} (pour la pente à 800s).
- La capacité à recevoir les ordres de modification de la puissance de consigne.

  L'unité de production doit posséder un équipement permettant de recevoir de la part de RTE le niveau $N_{RSFP,}$ propre à l'unité, et de modifier la puissance de consigne à la fréquence de référence P_c de l'unité, de la façon suivante :

$$P_c = P_{c0} + N_{RSFP} \cdot pr$$

avec,

P_{c0} [MW] = puissance de consigne à f_n avec N_{RSFP} = 0 de l'unité de production (généralement la puissance de consigne affichée sur le régulateur de vitesse et commandable manuellement par l'exploitant de l'unité),

N_{RSFP} [nombre sans dimension, compris entre –1 et +1]

pr [MW] = participation de chaque unité au réglage secondaire fréquence – puissance.

Compte tenu du réglage primaire, la loi de réglage de chaque unité de production participant au réglage secondaire fréquence - puissance est la suivante :

$$P = P_{c0} + N_{RSFP}.pr - K.(f - fn)$$

Si la fonction RSFP est inactive, le réglage primaire fréquence-puissance doit pouvoir rester actif.

Les caractéristiques fonctionnelles et les performances de cette fonction de régulation sont détaillées dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production.

Les informations nécessaires à la réalisation du système d'échange d'information du RSFP dans le cahier des charges échanges d'information, conformément à l'article 4.7 « Echanges d'information » de la DTR.

* Il s'agit d'une valeur minimale imposée, l'unité peut proposer une valeur de réserve plus importante (sur base du volontariat).

[5] A partir du 18 décembre 2024, les règles Services Système fréquence imposeront une rampe en 600 secondes au lieu de 800s.

concertation

4.3.2.5 Cas particulier des unités de production disposant de plusieurs générateurs thermiques tels que les Cycles Combinés à Gaz

Pour une unité de production disposant de plusieurs générateurs thermiques dépendant les uns des autres et dont les dynamiques de réponse aux réglages de fréquence sont notablement différentes, la conformité de cette unité de production aux performances attendues pour les réglages primaire et secondaire de fréquence peut nécessiter que le producteur mette en œuvre des conditions de fonctionnement particulières en exploitation.

Les options techniques retenues par le producteur pour établir la conformité de son unité de production sont précisées dans la convention de raccordement. Les conditions de fonctionnement retenues en exploitation par le producteur doivent être en cohérence avec les choix précédents et sont précisées dans la convention d'exploitation conduite définitive. En particulier, les valeurs de production et de contribution aux réserves primaire et secondaire déclarées dans le cadre de la programmation doivent être cohérentes avec les options techniques retenues.

En exploitation, RTE procédera au contrôle du respect de ces conditions de fonctionnement, et tout écart sera traité au titre des non-conformités.

4.3.3 Contractualisation de la participation au réglage de la fréquence

Les conditions techniques, juridiques et financières de participation au réglage de la fréquence sont définies dans les règles services système fréquence disponibles dans la DTR.

4.4 Capacité en réactif et réglage de la tension

4.4.1 Choix de la tension de dimensionnement U_{dim}

La convention de raccordement précise la tension de dimensionnement (U_{dim}) qui permet d'optimiser le fonctionnement de l'unité de production (ou des unités de production si l'Installation en compte plusieurs).

U_{dim} est une tension théorique, destinée à positionner le domaine de fonctionnement de l'Installation dans le plan [U,Q] de façon à répondre aux besoins locaux du RPT en terme de réglage de la tension.

De ce positionnement du domaine de fonctionnement, le producteur déduit la valeur de la prise nominale du transformateur principal de son Installation, lorsque celui-ci est équipé d'un régleur à changement de prises à vide. Les autres prises sont définies en accord avec RTE relativement à la prise nominale.

L'article 08 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, précise les limites de la plage de variation pour fixer la valeur de U_{dim}.

En règle générale, U_{dim} sera choisie égale à 405 kV pour les Installations raccordées en HTB3, à 235 kV pour celles raccordés en HTB2 et à la tension moyenne du point de connexion pour celles raccordées en HTB1. Des valeurs différentes sont retenues dans les cas où RTE souhaite modifier le plan de tension de la zone et que l'Installation est suffisamment puissante pour impacter significativement la situation préexistante.

La valeur de U_{dim} retenue est précisée dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production.

4.4.2 Transformateur principal de l'Installation

Le transformateur principal de l'Installation peut être équipé d'un régleur avec changeur de prises hors tension ou d'un régleur en charge.

Cas d'un transformateur avec régleur avec changeur de prises hors tension

Pour satisfaire les évolutions des besoins du réseau, le transformateur principal de l'Installation doit comporter, au minimum, trois prises si l'Installation est raccordée en HTB2 ou HTB3 et cinq prises si elle est raccordée en HTB1. Les valeurs de ces prises (rapports de transformation correspondants) sont définies par rapport à celle de la prise nominale déduite, elle, de la tension de dimensionnement U_{dim}.

Cas d'un transformateur avec régleur en charge

consultation

Lorsque le transformateur principal de l'Installation est équipé d'un régleur en charge, le régulateur primaire de tension devra permettre de réguler la tension au point de raccordement (il s'agit donc d'un régulateur primaire de tension de **type 2** (cf. article 4 de la Documentation Technique de Référence).

4.4.3 Diagramme [U, Q] de l'unité de production

L'unité de production doit respecter les prescriptions de 41 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. A ce titre, son diagramme [U, Q], doit couvrir, a minima, la surface grisée de la figure 5, désignée « Domaine minimal de fonctionnement » et obtenue graphiquement par l'intersection du trapèze A,B,C,D avec les limites haute et basse du domaine normal de la tension au point de raccordement.

Les coordonnées des points A, B, C, D sont définis ainsi :

	U	Q/ Pmax	
		à Pmax	à Pmin
A, A'	Udim	0,32	0,3
B	0,9 Udim	0,3	0,3
C, C'	Udim	-0,35	-0,28
D, D'	1,1 Udim	< -0,35	< -0,28

Tableau 9 : Paramètres diagrammes U/Q

Dans le cas d'un transformateur sans changeur de prise en charge, les points précédents doivent être atteints avec une seule et même prise du transformateur (prise nominale a priori).

On note qu'en régime normal de fonctionnement :

- Les points (A et C) doivent être accessibles à Pmax
- Les points (A' et C') doivent être accessibles pour toute valeur de P > Pmin.
- Les points (B et D) sont accessibles à Pmax lorsqu'ils sont localisés à l'intérieur de la plage normale de la tension.
- Les points (B et D') sont accessibles à Pmin lorsqu'ils sont localisés à l'intérieur de la plage normale de la tension.

concertation

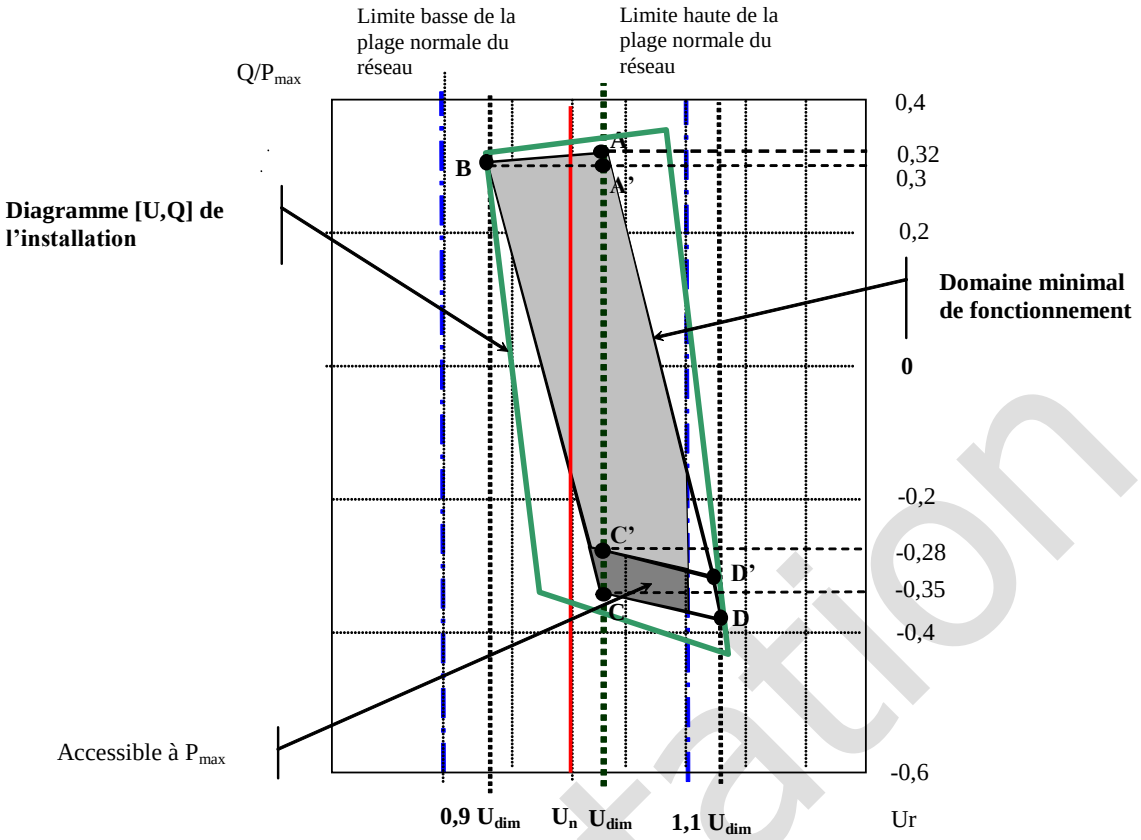


Figure 4 : Diagramme U/Q

La figure 5 schématise un cas où le diagramme [U, Q] de l'unité de production permet d'inscrire le domaine de fonctionnement minimal et respecte par conséquent la prescription ci-dessus.

Dans certaines situations, notamment lorsque l'unité de production est raccordée sur une antenne longue, RTE peut demander que la position dans le plan [U, Q] de l'ensemble des points A, B, C, D précédents soit translatée verticalement dans le sens de la fourniture (vers le haut selon la figure 5). En tout état de cause le décalage demandé selon l'axe Q/Pmax doit rester inférieur à 0,13.

Les modalités de tracé des diagrammes [U, Q] sont définies à l'article 4 de la DTR.

Doivent être communiqués à RTE les diagrammes [U, Q] de l'unité de production à Pmax et Pmin et pour toutes autres situations particulières de fonctionnement prévues précisées par RTE. En particulier, si l'unité de production est sensible à la température d'une source de refroidissement les diagrammes seront déclinés pour les valeurs extrêmes, min et max, prévisibles du vecteur de refroidissement.

De même, dans le cas d'une Installation constituée de plusieurs unités de production dont le diagramme [U, Q] est susceptible de changer en fonction des unités de production en fonctionnement, les diagrammes correspondant aux configurations de fonctionnement prévisibles doivent être communiqués à RTE.

Les diagrammes [U, Q] de l'unité de production déterminent sa capacité constructive à contribuer au réglage de la tension du RPT. Ils sont inclus dans la convention de raccordement. RTE peut solliciter le fonctionnement de l'unité de production en tout point de ces diagrammes dans les conditions prévues dans la convention d'exploitation, complétées le cas échéant par les conditions des règles services système pour les services donnant lieu à rémunération.

Possibles accords entre les parties pour modifier les capacités en réactif

Lorsque la capacité de l'unité de production à fournir ou à absorber de la puissance réactive n'est acquise, en totalité ou pour partie, que par l'intermédiaire de l'adjonction d'équipements accessoires, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité peut accepter une dérogation consistant à

Consultation

raccorder initialement ladite unité de production en l'absence d'une partie ou de la totalité de ces équipements accessoires dès lors que l'étude de raccordement démontre que ceux-ci ne sont pas immédiatement nécessaires. Cette dérogation est subordonnée à l'engagement de l'exploitant de l'unité de production à pourvoir ultérieurement à l'adjonction des équipements accessoires susmentionnés à la demande, assortie d'un préavis du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. Cet engagement, les cas pouvant nécessiter sa mise en œuvre ainsi que le préavis précité figurent dans la convention de raccordement.

4.4.4 Choix du type de réglage primaire de tension

Conformément l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, l'unité de production doit être dotée d'une fonction de régulation de la tension permettant d'asservir la production ou la consommation de puissance réactive à la tension du réseau public de transport d'électricité dans les limites des capacités précédemment définies. Elle doit donc être équipée d'un régulateur primaire de tension capable d'exécuter le type de réglage spécifié par RTE, parmi les trois types suivants :

- Type 1 - réglage à puissance réactive constante au point de connexion
- Type 2 - réglage de la tension au point de raccordement U_{PDR} à une valeur U_{cons} variant linéairement en fonction de la puissance réactive Q avec une pente ajustable λ définie par la relation :

$$U_{PDR} + \lambda * Q = U_{cons}$$

- Type 3 - réglage de la tension aux bornes du stator du groupe selon une consigne.

Des précisions sur le fonctionnement du réglage primaire de tension sont disponibles dans l'article 4.2.1 de la DTR).

Quel que soit le type de régulation demandée, elle doit notamment avoir les performances suivantes :

- La régulation doit être possible sur la totalité du domaine couvert par le diagramme [U, Q] de l'unité de production. Le cas échéant, si une partie du diagramme se situe en dehors du domaine normal de tension du point de raccordement, la zone correspondante doit être accessible au régulateur pour des durées limitées.
- Les paramètres du régulateur doivent être modifiables à la demande de RTE en fonction des besoins de l'exploitation selon les modalités prévues dans la convention d'exploitation, et dans la limite des spécifications contenues dans la convention de raccordement.
- La dynamique du réglage doit être telle que, en réponse à un échelon de la grandeur d'entrée du régulateur, la grandeur de sortie atteint en moins de 10 secondes sa valeur de consigne à ±5 % près de l'étendue de la variation induite. Cette dynamique doit être vérifiable par un test dans les conditions prescrites par le contrôle des performances.
- En régime établi, la précision du réglage doit être inférieure à 0,2 % de la consigne programmée du régulateur.

Les caractéristiques fonctionnelles et les performances de cette fonction de régulation sont détaillées dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production.

4.4.5 Capacités constructives à participer au réglage secondaire de la tension

Conformément à l'article 42 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, toute unité de production de type D ou tout parc non synchrone de générateur en mer doit être capable de participer au réglage secondaire de la tension.

A ce titre, l'unité de production doit être capable d'ajuster de façon automatique la consigne de sa régulation primaire de tension en fonction des ordres de conduite envoyés par RTE. Toute unité de production participant au réglage secondaire de la tension doit donc disposer d'une liaison au système de télé-conduite du RPT et être équipée d'un dispositif d'échange d'informations et de traitement des ordres.

Depuis juin 2012, l'interface avec le réglage secondaire de la tension requis par RTE pour les nouvelles unités de production est l'interface RST-Uref quel que soit l'algorithme de réglage mis en œuvre dans le système centralisé de RTE (RST ou RSCT) (cf. article 4.2.1, §3.3).

consultation

Pour les unités de production équipées d'une régulation primaire de type 3 (cf. article 4.2.1, §3.2), la commande Uref reçue du système centralisé de RTE permet d'élaborer la consigne du régulateur primaire de tension du stator de l'unité de production.

Pour les unités de production équipées d'une régulation primaire de type 2 (cf. article 4.2.1., §3.2), qui règle la tension au point de raccordement avec le RPT, la consigne Uref reçue du système centralisé de RTE vise à modifier la consigne du régulateur primaire de l'équation

$$U_{PDR} + \lambda * Q = U_{cons}$$

Ce deuxième cas correspond en particulier aux unités de production non synchrones (« PPM »), comportant plusieurs générateurs raccordés au même point de raccordement.

Les caractéristiques fonctionnelles et les performances de cette fonction de régulation sont détaillées dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production.

4.4.6 Contractualisation de la participation au réglage de la tension

Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité peut conclure avec le responsable de programmation de l'unité de production un contrat précisant les conditions techniques, juridiques et financières de participation au service de réglage de la tension rémunéré par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. Ces conditions sont définies dans les règles Service Système Tension disponibles en DTR.

4.4.7 Compensation du réactif au point de raccordement

Conformément à l'article 53 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, les dispositions ci-après sont applicables aux parcs non synchrones de générateurs.

Lorsque l'Installation est à l'arrêt, le producteur peut :

- Découpler son Installation (DJ ouvert au point de raccordement s'il est propriété du producteur) ou faire découpler par RTE sur demande du Producteur

ou

- Compenser le réactif du réseau interne restant connecté alors que l'Installation est à l'arrêt

L'évaluation de l'écart de tension induit par ce réseau interne au point de raccordement est établie à partir de l'équation :

$$\frac{\Delta U_{réseau\ interne}}{U_n} \approx \frac{\Delta Q}{S_{cc\ min}}$$

Avec

ΔQ : Puissance réactive fournie par l'Installation au point de raccordement lorsqu'elle ne fournit pas de puissance active.

$S_{cc\ min}$: puissance de court-circuit minimale au point de raccordement.

Nota : Si $S_{cc\ min}$ est supérieure à la valeur de référence, utiliser la valeur de référence $S_{cc\ réf.}$, sinon, utiliser la valeur de $S_{cc\ min}$.

U_n : tension nominale au point de raccordement

$\Delta U_{réseau_interne}$: écart de tension au point de raccordement généré par l'Installation à puissance active nulle.

L'unité de production devra être capable de compenser le réactif de son réseau interne lorsqu'elle est à l'arrêt si : **ΔUréseau_interne / Un > 0,5%**

4.4.8 Comportement dynamique de la régulation de tension et stabilité en petits mouvements

Les caractéristiques des études décrites dans ce paragraphe et les performances attendues sont détaillées dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production, et à l'article 8.3.3, fiche I2.

L'étude est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié :

Le raccordement de l'unité de production est représenté par sa mise en antenne sur un réseau infini au travers de son transformateur et d'une réactance de liaison qui peut varier entre (a) et (b).

concertation

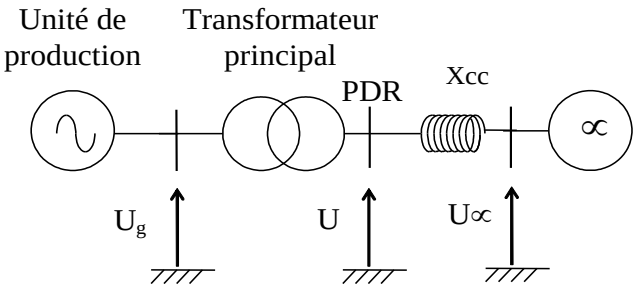


Figure 5 : Schéma de principe pour l'étude de la stabilité en petit mouvement

Pour toute valeur de la réactance de liaison (x_{cc}) comprise entre (a) et (b), l'Installation doit rester stable quel que soit son régime de fonctionnement dans les plages normale et exceptionnelle de tension et de fréquence, et quels que soient les niveaux de puissance active et réactive qu'elle produit.

Les valeurs (a) et (b) sont des valeurs standards en fonction de la puissance de l'unité de production et de son niveau de tension de raccordement. Elles sont données dans les cahiers des charges des capacités constructives pour les unités de production synchrones et non synchrones (offshore ou onshore, cf article 8 de la DTR).

Dans le cas d'un PDR avec plusieurs nœuds électriques, RTE communiquera les topologies et les valeurs de a et b correspondantes à prendre en compte dans l'étude

4.4.8.1 Evaluation de la robustesse

Cette évaluation est réalisée par le calcul des marges de stabilité (marge de module, marge de module complémentaire, marge de retard) pour différents points de fonctionnement (P, Q, U) de l'unité de production.

Pour les unités synchrones, la régulation d'excitation de chaque unité de production doit présenter pour l'ensemble des points de fonctionnement demandés :

- Une marge de module supérieure ou égale à 0,34
- Une marge de module complémentaire supérieure à 0,33
- Une marge de retard supérieure à 34 ms

Ces calculs sont réalisés pour les deux valeurs extrêmes de réactance de liaison Xcc = « a » et Xcc = « b » telles que définies au ~~3.4.8.~~4.4.8.

4.4.8.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension

Cette évaluation consiste à réaliser un échelon de +2% sur la consigne du réglage primaire de tension et de vérifier que l'unité de production reste stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'Installation).

Le temps d'amortissement de la puissance active au point de raccordement à +/-1% de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

4.4.8.3 Echelon de niveau du réglage secondaire de tension

Si l'unité dispose d'un asservissement au RST, cette évaluation consiste à réaliser un échelon de +1% sur la consigne du réglage secondaire de tension (RST Uref) et de vérifier que l'unité de production reste stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'Installation).

4.5 Capacité à amortir les oscillations

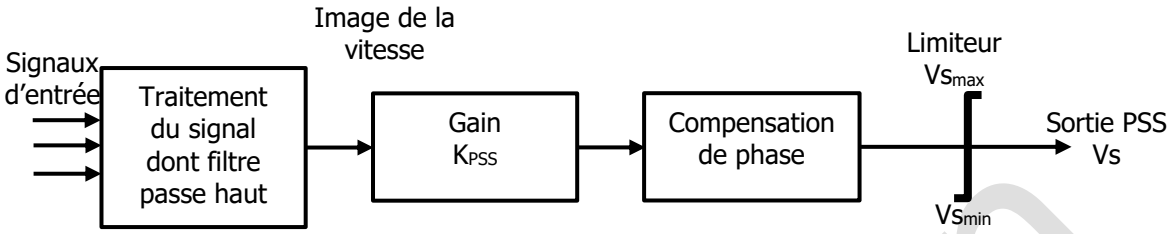
Conformément à l'article 19 du règlement UE 2016/631, les unités synchrones de type D, d'une puissance fixée par RTE ~~supérieure à~~supérieure à 75 MW doivent disposer d'une régulation de

Consultation

tension avec une fonction de stabilisation dénommée PSS (Power System Stabiliser) destinée à amortir les oscillations de puissance.

Le but du PSS est d'apporter à la machine synchrone un couple supplémentaire en phase avec la vitesse pour améliorer l'amortissement des modes d'oscillations du système, y compris le mode local de la machine.

La structure d'un PSS peut être schématisée comme ci-dessous :



La performance du PSS est définie de la manière suivante :

- Le PSS doit apporter de l'amortissement dans la plage de fréquence [F_{min},F_{max}] :
  F_{min}=0.1 Hz
  F_{max}=max(2Hz, fréquence du mode local de la machine + 1 Hz]
  Pour tout point de fonctionnement compris entre Pmin et Pmax
- La phase de la fonction de transfert entre Te, ou Pe, et Ω, ajustée grâce au bloc compensation de phase, doit être comprise entre + et – 30°.
  Te= couple électrique
  Pe=Puissance électrique
  Ω=Vitesse de la machine
- Le gain du PSS, K_{PSS} doit être suffisamment important pour que le PSS ait une action d'amortissement.
- Les bornes Vs_{max} et Vs_{min} doivent permettre une action suffisante du PSS sans saturation. Usuellement, ces bornes ont des valeurs entre 5% et 10% de la tension stator nominale. Vs_{max} et Vs_{min} devront être supérieures à 5%.
  Une valeur trop faible de ces seuils peut mener à une saturation du PSS, et donc à son inefficacité, pour de faibles oscillations.
- La constante de temps des filtres passe-haut (washout en anglais) doit être supérieure à 5s. Si elle est inférieure, le producteur doit justifier et argumenter ce choix.
  Une valeur trop faible de la constante de temps des filtres passe-haut entraine une réduction du gain effectif du PSS pour les faibles fréquences d'oscillation.

La vérification des performances du PSS est réalisée sur la base de simulation et d'essais réels (Fiches I17 et F17). La procédure mise en œuvre pour l'ensemble des essais de la fiche F17 devra être transmise pour validation à RTE au plus tard 2 mois avant le début des essais réels.
En accord avec l'article 39-1 du règlement UE 2017/1485, le réglage de la fonction PSS pourra être revu à la demande du GRT dans les conditions suivantes :

- à la suite d'un évènement oscillatoire impliquant l'unité de production, pour lequel le paramétrage inadéquat de la fonction PSS est démontré,
- à la suite d'une étude RTE de stabilité en petit mouvement démontrant la modification de modes existants ou l'apparition de nouveaux modes (connexion d'un nouvel ensemble synchrone à l'Europe continentale par exemple) nécessitant de nouveau réglage de la fonction PSS

Dans le cas où le régulateur de tension n'a pas de fonction PSS explicite, c'est-à-dire qu'on ne peut pas identifier de boucles de régulations correspondant à une fonction PSS, les fiches I17 et F17 ne sont pas applicables. Le producteur doit se rapprocher de RTE afin que les deux parties conviennent des simulations et essais à mettre en œuvre pour démontrer que la régulation de tension du générateur apporte suffisamment d'amortissement.

Références :

- Code RfG : article 19.2
- règlement UE 2017/1485 : article 39-1

Consultation

~~4.5~~4.6 Régime de neutre et Système de protection

Les exigences relatives au régime de neutre et au système de protection sont précisées dans l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

- Régime de neutre

Afin de préserver la sécurité des personnes et des biens, toute Installation contenant une unité de production, doit répondre aux exigences du gestionnaire du réseau public d'électricité en matière de mise à la terre du neutre. L'impédance homopolaire à respecter au point de raccordement ou, à défaut, la valeur du courant homopolaire en ce point est prescrite par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité à l'issue de l'étude de raccordement.

De manière générale, le neutre de la partie de l'Installation en liaison galvanique avec le réseau public de transport est mis à la terre lorsque l'Installation est raccordée en HTB1, HTB2 ou HTB3. Toutefois, lorsque la mise à la terre du neutre ne permet d'obtenir les effets attendus sur le réseau, un fonctionnement à neutre isolé peut être étudié par le producteur, et être soumis à l'accord du gestionnaire de réseau[6]. Une telle pratique est réservée au réseau HTB1, et doit être motivée par des contraintes exceptionnelles.

- Système de protection

Toute Installation contenant une unité de production doit être équipée, à son interface avec le réseau public de transport d'électricité en courant alternatif, d'un système de protection qui élimine tout défaut d'isolement au sein de l'Installation susceptible de créer une surintensité ou une dégradation de la qualité de l'électricité sur le réseau public de transport d'électricité. Ce système doit aussi permettre d'éliminer tout apport de courant de court-circuit émanant de l'unité de production lors de l'occurrence d'un défaut d'isolement sur la liaison de raccordement et sur le jeu de barres du réseau public de transport d'électricité auquel elle est raccordée ainsi que tout apport de courant de court-circuit émanant de l'Installation suite à des défauts d'isolement situés sur d'autres liaisons raccordées au poste de raccordement au réseau public de transport d'électricité.

Les prescriptions, concernant en particulier les exigences en matière de mise à la terre du neutre, les performances du système de protection, son réglage coordonné avec le système de protection du réseau public de transport d'électricité et l'archivage des informations concernant le fonctionnement des protections, sont détaillées dans le cahier des charges Système de Protection (cf article 8 de la DTR).

~~4.6~~4.7 Robustesse

Toute unité de production doit rester en fonctionnement lors de court-circuits, de variations de tension et de reports de charge survenant sur le réseau en courant alternatif proche de l'unité de production.

L'exploitant de l'unité de production vérifie cette aptitude par l'étude du comportement de son Installation lors de l'étude de raccordement.

La vérification prend en compte des conditions de référence définies dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production (cf. article 8 de la DTR).

L'ensemble de ces études et critères de stabilité définissent un niveau minimal de performance en matière de stabilité. Si ces études montrent que l'Installation n'est pas capable de vérifier certains critères de stabilité spécifiés dans le présent article, le raccordement peut être alors conditionné à la mise en place de dispositions à la charge du producteur permettant de ne pas perturber le fonctionnement du réseau. Pour cela, RTE réalise des études de stabilité complémentaires à celles du producteur (cf. article 2.1).

En revanche, si l'Installation de production satisfait ces exigences minimales et si les études de stabilité sur réseau réel (cf. article 2.1) menées par RTE identifient des contraintes de stabilité sur le réseau suite à l'insertion de l'Installation de production, alors, la modification du schéma de raccordement, le renforcement du réseau, l'adaptation des protections installées sur les ouvrages RTE avoisinants, ou les limitations de production de puissance active ou réactive de l'Installation sont à la charge de RTE..

[6] Voir l'arrêté du 31 mai 2021 modifiant l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité

Concertation

~~4.6.1~~4.7.1 Tenue au creux de tension

L'étude est réalisée à l'aide d'une modélisation de l'Installation (unité de production, transformateur, réseau électrique interne le cas échéant) et du réseau de transport (réseau infini à tension et fréquence constante et impédance de court-circuit équivalente au point de raccordement). Il est également nécessaire de vérifier la tenue des auxiliaires, alimentés par la tension du réseau, et s'assurer qu'ils sont insensibilisés au creux de tension (cf. article 8.3.4, fiche I6).

Toute unité de production doit rester connectée au réseau et continuer à fonctionner de manière stable lors de l'apparition au point de raccordement, d'un creux de tension, résultant d'un défaut sur le réseau, défini par les graphiques ci-après :

- Unité de production synchrone de type B ou C

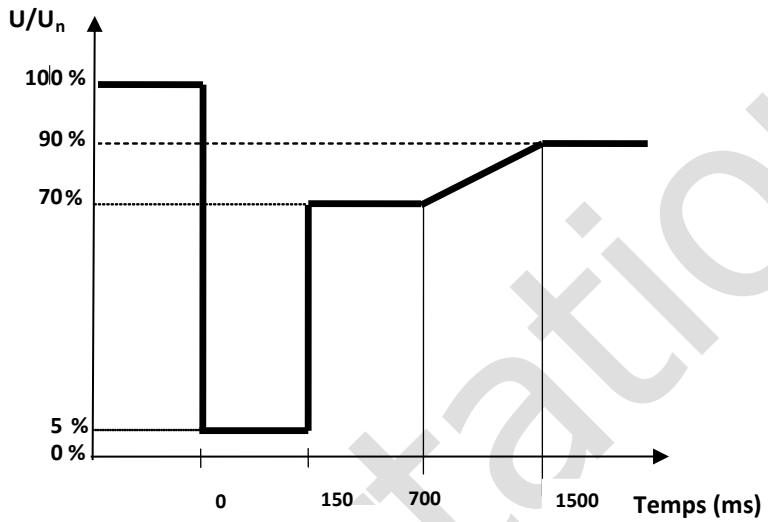


Figure 6 : Gabarit creux de tension unité synchrone type B,C

- Unité de production synchrone de type D

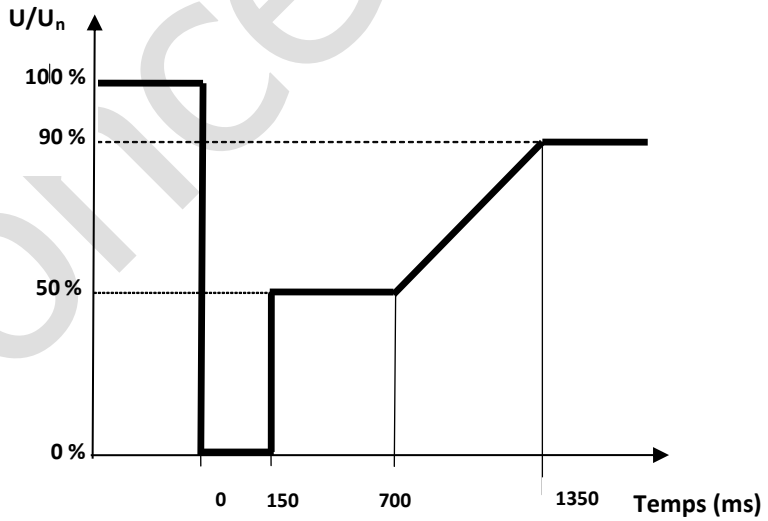


Figure 7 : Gabarit creux de tension unité synchrone type D

- Parc non synchrone de générateur de type B, C, D raccordés en HTB1 ou parc non synchrone de générateur en mer dont le point de raccordement est en HTB1

concertation

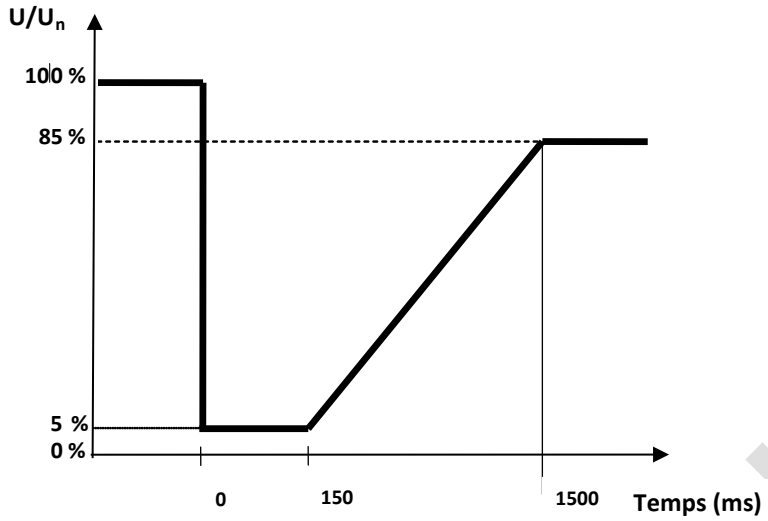


Figure 8 : Gabarit creux de tension unité PPM type B,C, D raccordés en HTB1 et Offshore PPM raccordés en HTB 1

- Parc non synchrone de type D (raccordés en HTB 2 ou 3) ou parc non synchrone de générateur en mer dont le point de raccordement est en HTB2 ou 3

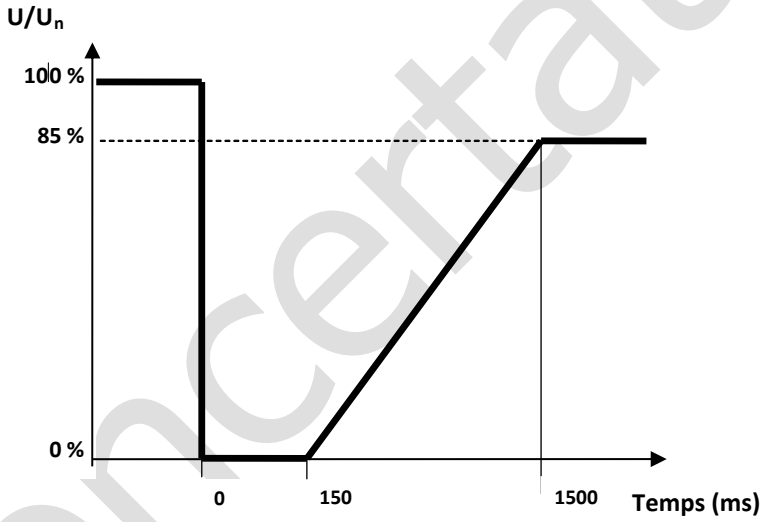


Figure 9 : Gabarit creux de tension unité PPM type D raccordés en HTB 2 ou 3, et Offshore PPM raccordés en HTB 2 ou 3

Le réglage de la protection contre les sous-tensions est effectué (par l'exploitant de l'unité de production) conformément à la capacité technique la plus élevée possible de l'unité de production et est transmis au gestionnaire de réseau.

Conditions particulières :
Pour un raccordement en HTB1 ou en HTB2, la durée du creux peut être étendue à 200 voire 250 ms (selon les résultats de l'étude réseau) si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'impose.
Les critères (cumulés) permettant d'établir ce cas particulier seront pris en considération pour l'étude réseau :

- zone à PCC faible (avec peu de projets de raccordement en file d'attente)
- plan de protection : schéma à verrouillage, séquentiel ou absence de TAC
- unité représentant un volume de production non négligeable dans la zone
- occurrence de défaut plus importante

concertation

Cas des unités synchrones de puissance maximale inférieure à 5 MW:
Les unités de production synchrones de puissance maximale inférieure à 5MW, confrontées à des contraintes technologiques pour tenir le gabarit de creux de tension défini précédemment peuvent respecter un gabarit moins contraignant, sous réserve qu'il soit a minima conforme au gabarit minimal prévu par le code RfG :

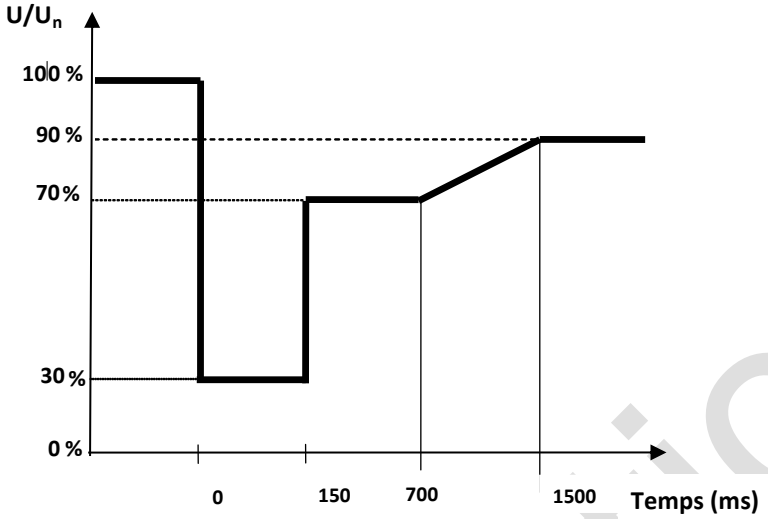


Figure 10 : Gabarit creux de tension unité synchrone < 5 MW

~~4.6.2~~4.7.2 Comportement sur report de charge

Toute unité de production doit rester en fonctionnement stable lors de report de charge.

L'étude permet d'évaluer les risques de perte de stabilité et de découplage l'unité de production lors de changements de schémas d'exploitation du réseau public de transport.

Les caractéristiques de l'étude décrites dans ce paragraphe et les performances attendues sont détaillées dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production.

L'étude de stabilité sur report de charge est réalisée à l'aide d'un schéma simplifié du réseau où l'unité de production est mise en antenne sur un réseau de tension et de fréquence constante (réseau "infini") au travers de 3 lignes de réactance 2b en parallèle (voir figure suivante).

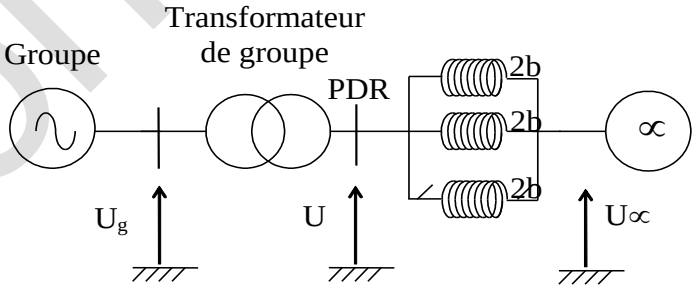


Figure 11 : Schéma de principe pour l'étude de la stabilité sur report de charge

La valeur (b) est la valeur standard définie au paragraphe ~~4~~3.4.8.

L'évènement simulé est l'ouverture d'une ligne.

L'unité de production doit rester stable sur report de charge (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'Installation). L'ouverture d'une des trois lignes ne doit notamment pas entraîner de tours électriques.

~~4.6.3~~4.7.3 Comportement lors de court-circuits

Toute unité de production doit rester en fonctionnement stable lors de court-circuits.

concertation

~~4.6.3.1~~4.7.3.1 Stabilité sur court-circuit

Il s'agit d'évaluer les risques de perte de stabilité et de découplage l'unité de production suite à un défaut triphasé (normalement éliminé) sur le réseau.

Les caractéristiques de l'étude décrites dans ce paragraphe et les performances attendues sont détaillées dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production.

L'étude de stabilité sur court-circuit est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où l'unité de production est mise en antenne sur un réseau de tension et de fréquence constante (réseau "infini") au travers de 4 lignes de réactance 3b en parallèle (voir figure suivante).

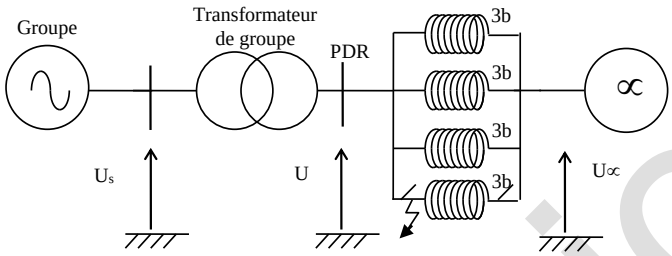


Figure 12 : Schéma de principe pour l'étude de la stabilité sur court-circuit

La valeur (b) est la valeur standard définie au paragraphe ~~3.4.8~~ 4.4.8.

L'évènement simulé est un défaut triphasé situé sur une des lignes de liaison à une distance du point de raccordement (PDR) égale à 1% de la longueur totale de la ligne. Ce court-circuit est éliminé en un temps T par l'ouverture des protections.

Le temps T est également un temps standard dépendant du niveau de tension :

- en HTB3 : T = 85 ms ;
- en HTB2 : T = 85 ms ;
- En HTB1 : T = 150 ms ;

L'unité de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et pas de déclenchement sur une protection de l'Installation).

~~4.6.3.2~~4.7.3.2 Rétablissement de puissance active

Toute unité de production de type B, C, D ou parc non synchrone de générateur en mer doit être capable d'assurer le rétablissement de la puissance active après défaut[7].

- Unité de production synchrone :

  L'unité de production retrouve sa production maximale aussi rapidement que possible et à minima 90% de sa production maximale de puissance en moins de 5 secondes après le retour de la tension au-dessus de 0,85 pu.

- Parc non synchrone de générateur :

  L'unité de production retrouve sa production maximale disponible aussi rapidement que possible et à minima 90% de sa production maximale disponible de puissance en moins de 2 secondes après le retour de la tension au-dessus de 0,85 pu.

~~4.6.3.3~~4.7.3.3 Injection de courant réactif sur défaut

Tout parc non synchrone de générateur de type B, C, D ou parc non synchrone de générateurs en mer doit être capable d'injecter un courant réactif supplémentaire au point de raccordement en cas de défaut symétrique (triphasé) ou dissymétrique (monophasé ou biphasé).

Les caractéristiques de cette fonction sont définies par la norme NF EN 50549-2 : 2019/A1 2023 au §4.7.4.2.
Les différents paramètres nécessaires à la définition complète du fonctionnement sont listés dans l'annexe C de la norme concernant le paragraphe susmentionné et sont spécifiés dans les Conditions Particulières.~~Les caractéristiques sont celles proposées par la norme EN50549-2, c'est-à-dire :~~

[7] Les défauts considérés sont ceux qui entraînent un creux de tension à l'intérieur du gabarit défini par le GRT.

concertation

~~ΔI = k * ΔU~~
~~Composante directe : ΔId = k_d * ΔUd~~
~~Composante inverse ΔIi = k_i * ΔUi~~
~~Gains k_d et k_i : 0 ≤ k_d (ou k_i) ≤ 6, réglable par pas de 0,5~~
~~Dynamique d'établissement :~~
~~t1 ≤ 30 ms (temps de montée permettant d'atteindre 90% de la valeur attendue du courant réactif additionnel),~~
~~t2 ≤ 60 ms (temps d'établissement du courant réactif additionnel à +/- 5 % de la valeur attendue).~~
~~Durée de fourniture : durée du creux (jusqu'à l'élimination du défaut)~~
~~Nota : Les générateurs à double alimentation (MADA ou DFIG par ces sigles en anglais), fournissent naturellement du courant inverse $\Delta I_{Qi} = k_i \times \Delta U_i$, avec un gradient k_i considéré comme suffisant. Ce gradient étant défini par les paramètres du générateur et son point de fonctionnement, il ne peut être modifié.~~
~~La dynamique d'établissement indiqués ici sont relatifs au « pied de mât » ou à la sortie de l'onduleur.~~
~~*Nota : Il est possible d'utiliser des attestations de conformité pour les matériels utilisés.*~~

~~Les capacités des Installations existantes situées à proximité sont prises en compte lors de la mise en œuvre de cette exigence :~~
~~En cas de modification substantielle, le paramètre K sera fixé pour les nouveaux générateurs en tenant compte de la capacité de tenue à la surtension des générateurs existants.~~
~~En cas de raccordement sur le même jeu de barre qu'une unité existante, le paramètre K sera fixé en tenant compte de la capacité de tenue à la surtension de l'unité existante.~~
~~Au point de raccordement, il sera vérifié qu'aucun autre élément de l'Installation n'interfère avec cette fonction.~~
Les valeurs par défaut retenues sont les suivantes :

Article(s) / paragraphe(s) de la présente EN	Réf.	Paramètre	Plage typique de valeurs	Valeur par défaut	Exigence du GSD
4.7.4.2.1 Soutien de la tension lors de défauts et d'échelons de tension - Généralités	B	Activation	activer | désactiver	désactivé	activé
	B	Surtension de la plage de tension statique	100 % U_c – 120 % U_c	110 % U_c	110% Uc
	B	Sous-tension de la plage de tension statique	80 % U_c – 100 % U_c	90 % U_c	90% Uc
	B	Plage d'insensibilité de ΔU50per	0 % – 15 %	5 %	15 %
	B	Gradient k1	0 – 6	2	2
	B	Gradient k2	0 – 6	2	2
4.7.4.2.1.2 Modes facultatifs	n.a.	Priorité de la puissance active:	activer | désactiver	désactivée	désactivée
	n.a.	Limitation du courant réactif [% courant assigné]	0 %–100 %	désactivée	désactivée
	n.a.	Seuil de courant nul:	20 % U_c – 100 % U_c	désactivée	désactivée
4.7.4.2.2 Mode de courant nul pour les technologies de production utilisant un convertisseur	n.a.	Activation	activer | désactiver	désactivée	désactivée
	n.a.	Sous-tension de la plage de tension statique	20 % U_c – 100 % U_c	50 % U_c	

Les paramètres finaux de l'injection de courant réactif (y compris les modes facultatifs et le mode courant nul) peuvent différer des valeurs ci-dessus et seront précisés dans les conditions particulières.

~~4.6.4~~4.7.4 Contribution à la stabilité transitoire du système électrique /perte de synchronisme

Toute unité de production synchrone de type B ou C, doit être conçue pour se découpler dès la détection d'une perte de synchronisme, c'est à dire dès lors qu'un nombre de tours électriques ou d'inversions de puissance convenu avec RTE est atteint.

Toute unité de production synchrone de type D doit être conçue de telle sorte qu'en cas de rupture fortuite du synchronisme avec le réseau public de transport d'électricité elle puisse supporter sans dommage, avant de se déconnecter de ce réseau, quatre tours d'angle interne ou vingt inversions de puissance. La séparation du réseau intervient dès que l'un ou l'autre des 2 critères est atteint.

L'unité doit être équipée d'un dispositif de mesure permettant de s'assurer d'un tel fonctionnement.

~~4.6.5~~4.7.5 Tenue à la surtension

La mise en œuvre du gabarit de surtension n'est pas obligatoire. RTE recommande les paramètres mentionnés ci-dessous et ceci pour les unités de type B, C, D et l'offshore PPM. Pour toute surtension symétrique ou dissymétrique d'amplitude « inférieure (sur tension) » ou égale au gabarit ci-dessous la tension phase-phase à la fréquence fondamentale donnée au point de raccordement de l'installation), l'unité ne doit pas déclencher »

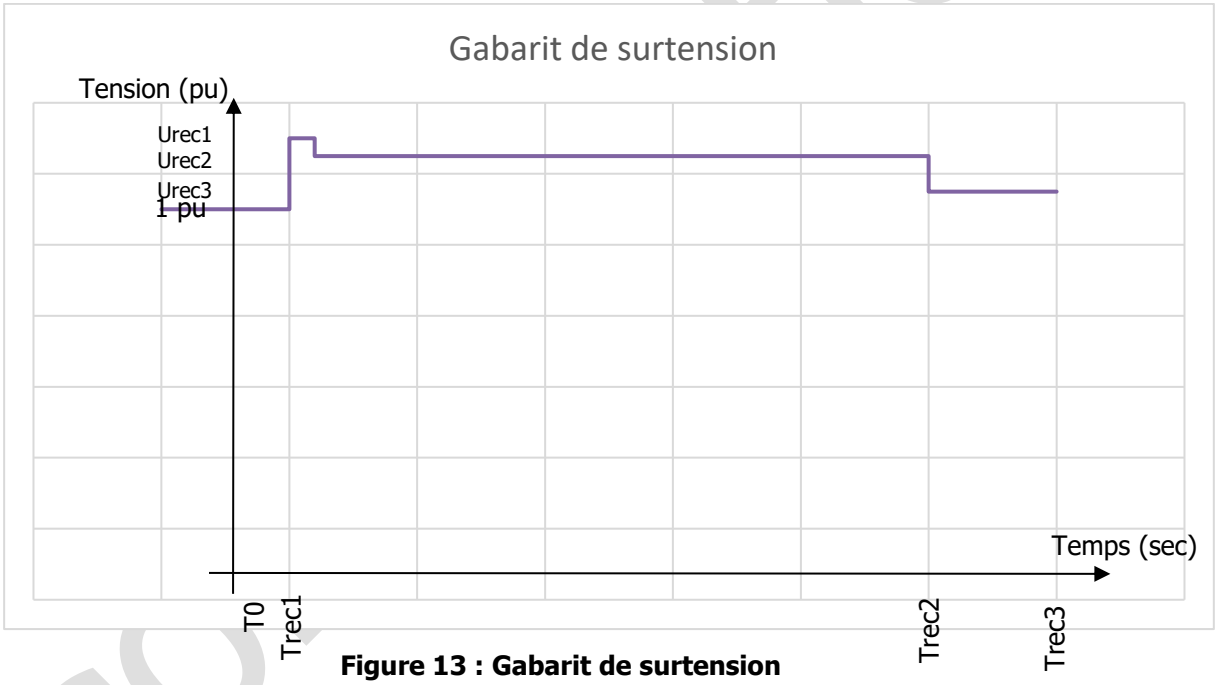


Figure 13 : Gabarit de surtension

Paramètres de tension (pu)		***Paramètres de temps (sec)***	
Urec1	***1.3***	***T0***	***0***
Urec1	***1.3***	***Trec1***	***0,1 (0.05 pour le synchrone)***
Urec2	***1.25***	***Trec2***	***2.5***
Urec3	***1.15***	***Trec3***	***30***

~~4.7~~4.8 Reconstitution du réseau

~~4.7.1~~4.8.1 Capacité de resynchronisation rapide

Toute unité de production de type B, C, D ou parc non synchrone de générateurs en mer doit être conçue de telle sorte qu'en cas de déconnexion fortuite du réseau public de transport d'électricité suite à l'apparition d'un phénomène affectant ce réseau elle puisse se reconnecter dans le meilleur délai au réseau à la demande de RTE dès que ce phénomène a cessé. Ce délai est consigné dans le dossier technique de l'unité et doit être inférieur à 15 min.

A défaut de respecter ce délai maximal de 15 min, l'unité de production doit être conçue de telle sorte qu'en cas de déconnexion fortuite du réseau public de transport d'électricité suite à l'apparition d'un phénomène affectant ce réseau elle puisse s'îloter afin de se reconnecter sans délai au réseau à la demande de RTE dès que ce phénomène a cessé.

Toute unité de production disposant d'une fonction de recouplage automatique dès le retour de la tension sur son poste de raccordement au RPT, doit être en mesure d'inhiber cette fonction sur ordre de RTE.

~~4.7.2~~4.8.2 Capacité à participer à un réseau séparé

Sur apparition d'un réseau séparé comprenant des ouvrages RTE dans sa zone, une unité de production de type C, D ou parc non synchrone de générateurs en mer doit être capable de fonctionner dans les limites définies ci-dessus (aux paragraphes §3.1.1, §3.1.2, §3.1.3).

La méthode de détection du réseau séparé sera convenue entre le producteur et le gestionnaire de réseau, elle ne s'appuie pas uniquement sur les signaux de position de l'organe de coupure du gestionnaire de réseau.

Nota : il peut par exemple s'agir d'un message envoyé par RTE (« Réseau séparé » ou « Incident généralisé » par exemple) avec une mise en œuvre en moins de 20 minutes, ou d'une détection sur critères automatiques (critères df/dt>1,5 Hz/s, ΔP>10%, sortie de la plage de fréquence 49-51 Hz pendant 180 s par exemple, ou une combinaison de ces critères).

Les performances attendues sont les suivantes :

- L'unité de production doit être capable de fonctionner en mode LFSM-O et LFSM-U lors du fonctionnement en réseau séparé.
- L'unité de production doit être capable de fonctionner en mode FSM lors du fonctionnement en réseau séparé (y compris si l'unité ne participe pas à la constitution des réserves au moment de l'incident) au maximum des capacités contractualisées en termes de gain, à la hausse comme à la baisse.

Et le cas échéant :

- La mise en œuvre des paramètres spécifiques « réseau séparé » de la régulation fréquence/puissance, s'ils existent, doit être effectuée.
- La mise hors service des boucles stabilisatrices du régulateur de tension utilisant par exemple la puissance ou la fréquence, si elles existent, doit être effectuée.

RTE a besoin de connaître les capacités dynamiques des unités de production débitant sur le réseau séparé, en particulier leurs capacités de réponses à des échelons de charge (à rapprocher du déséquilibre initial à la création du réseau séparé) et leurs capacités techniques à fonctionner à des puissances adaptées au réseau séparé (à rapprocher de la puissance appelée sur le réseau séparé). Dans ce but, la connaissance des valeurs des échelons, positif et négatif, de puissance appelée auxquels un groupe de production peut répondre sans solliciter ses protections (de sur-vitesse ou de sous-vitesse notamment) est requise.

Ce paragraphe sera complété dans une version ultérieure de la DTR.

~~4.7.3~~4.8.3 Capacité de démarrage autonome

Les capacités ci-dessous peuvent être requises si l'unité de production de type C, D ou parc non synchrone de générateur en mer est identifiée dans le plan de reconstitution du réseau défini par le GRT. Ce paragraphe sera complété dans une version ultérieure de la DTR

~~4.7.3.1~~4.8.3.1 Démarrage sans alimentation électrique externe

Il s'agit, pour une unité de production à l'arrêt, de la capacité à démarrer sans alimentation électrique extérieure dans un délai fixé par le GRT.

Consultation

L'aptitude au démarrage en « black start » est définie de façon contractuelle entre RTE et les producteurs concernés.

~~4.7.3.2~~4.8.3.2 Capacité à prendre part à la reconstitution du réseau

Il s'agit des capacités permettant le soutien du réseau en phase de reconstitution, notamment :

- ✓ Capacité à supporter les régimes transitoires liés à la mise sous tension d'appareils de transformation de forte puissance, à vide ou sur une charge limitée, ou tout autre appareil à noyau magnétique, sans qu'il en résulte un déclenchement de l'unité ou une quelconque détérioration des Installations.
- ✓ Capacité à supporter la reprise de charge par blocs
- ✓ Capacité à se reconnecter à un réseau hors tension (effectuer la fermeture de leur disjoncteur de groupe sur un réseau hors tension, soit par modification de leur contrôle/commande, soit par dispositions opérationnelles de mise en œuvre rapide) et à renvoyer la tension
- ✓ Capacité de réglage de fréquence dans toute la plage de puissance, entre le niveau de régulation minimal et la Pmax, ainsi qu'au niveau de charge correspondant à l'alimentation des auxiliaires
- ✓ Capacité de réglage automatique de la tension au cours de la phase de reconstitution

Une unité disposant de ces capacités doit également pouvoir échanger des informations avec le GRT durant la phase de reconstitution, notamment :

- ✓ émettre une information synthétique, sous forme de télésignalisation (« TS1 : disponible pour les besoins du réseau »), envoyée au GRT pour l'avertir qu'elle se trouve dans des conditions techniques lui permettant de participer à la reconstitution du réseau (typiquement en situation d'îlotage réussi et stabilisé).
- ✓ mettre à disposition des télémesures de fréquence, ou a minima être en mesure de communiquer, suite à toute demande de RTE, la fréquence aux bornes de l'unité ou sa vitesse de rotation.

Des précisions sur le fonctionnement de la reconstitution du réseau sont disponibles dans l'article 4.5 de la DTR.

Ce paragraphe sera complété dans une version ultérieure de la DTR.

~~4.8~~4.9 Fourniture d'un modèle permettant de simuler le comportement de l'unité de production

L'exploitant de l'unité de production transmet au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité un(des) modèle(s) représentatif(s) du comportement dynamique de l'unité de production.

Nota : les constructeurs pourront transmettre directement ces modélisations à RTE, si cela s'avère plus simple pour des questions de confidentialité

~~4.8.1~~4.9.1 Modèle de type « phaseur »

Pour les unités de production de type B, C, D ou parc non synchrone de générateurs en mer, un modèle de simulation dynamique (dans le domaine temporel) de type phaseur, dit aussi RMS, doit être fourni.

Les exigences associées à ce modèle sont de différentes natures :

- Format : le modèle phaseur de l'unité de production doit être indépendant des outils de simulation (logiciel) dans le but de permettre au gestionnaire de réseau de transport d'électricité son implémentation dans l'outil de simulation de sa préférence et sa maintenance dans le temps. Par conséquent, un fichier compilé (boîte-noire) ou un modèle digital sur un logiciel commercial n'est pas recevable. Le modèle phaseur est alors « ouvert » et consiste à des schémas de principe (sous forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique par exemple), avec une explication des relations linéaires, non linéaires et différentielles entre les grandeurs représentées, ainsi que des considérations à prévoir pour assurer une initialisation correcte du modèle.
- Périmètre : cette description du modèle phaseur doit inclure la structure et les valeurs numériques de paramètres associées :

Concertation

- d'une part aux composants électriques constitutifs de l'unité de production (machines et/ou convertisseurs, transformateur, une représentation simplifiée des auxiliaires, moyens de compensation le cas échéant, etc…),
- d'autre part, aux différentes fonctionnalités du système de contrôle-commande et de protections.

Pour ces derniers, il s'agit typiquement des boucles de régulations de vitesse (pour les unités synchrones), puissance active (pour le PPM), stabilisatrices (PSS ou équivalent pour PPM si applicable), de tension et éventuellement de puissance réactive. Si le transformateur possède un régleur en charge, sa représentation doit-être incluse dans le modèle phaseur. Les limitations et protections internes de l'unité de production (protection de sous/surtension, sous/sur fréquence, et plus globalement toute protection qui pourrait s'activer sur événement réseau) doivent être représentées pour reproduire l'éventuelle déconnexion de l'unité de production suite à des perturbations du réseau.

- Domaine de validité : le niveau de détail du modèle phaseur doit permettre la réalisation des études relatives à la stabilité en tension, de fréquence, et à la stabilité transitoire des grands systèmes électriques (phénomènes électromécaniques). Le modèle concerne la composante directe (ou de séquence positive) à la fréquence fondamentale. Il doit être en mesure de reproduire fidèlement le comportement de l'Installation dans le cadre suivant :
  1) courts-circuits équilibrés sur le réseau de transport, avec tension résiduelle à zéro mais aussi défauts d'impédance variable, (y compris le retour de la tension),
  2) perturbations côté réseau impactant la tension en module et phase, ainsi que la fréquence (y compris les sauts de phase, les évènements de séparation du réseau en plusieurs zones synchrones, et les régimes établis dans les plages de fonctionnement en régime normal et exceptionnel, cf. Paragraphe 4.1),
  3) reports de charges (perte de production ou de charges, ouverture de lignes…),
  4) oscillations de puissance dans la plage des modes électromécaniques (entre 0,2 Hz et 4 Hz),
  5) modifications des valeurs de référence/consigne (puissance active, réactive, tension…).
  6) La ressource primaire disponible sera considérée constante pendant la durée de la simulation. Cependant, si une perturbation côté réseau impacte le processus amont, la dynamique de rétablissement de consignes dans la plage de fréquence d'intérêt doit bien être représentée par le modèle phaseur.

  Enfin, le modèle phaseur doit permettre de simuler le comportement dynamique de l'unité de production en partant de n'importe quelle condition initiale (y compris celles qui amènent l'unité de production aux limites du diagramme UQ par exemple). Les limitations représentées dans le modèle doivent permettre d'amener l'unité à un point de fonctionnement valide dans lequel les consignes ne sont éventuellement pas atteintes et rester stable (d'un point de vue numérique).

Critères de conformité : l'acceptabilité du modèle phaseur sera jugée tout d'abord par la complétude et l'exploitabilité des informations fournies, puis par sa capacité à reproduire le comportement dynamique de l'unité de production dans le cadre spécifié ci-dessus. D'une part, il doit exhiber les lois statiques et performances dynamiques spécifiées dans ce document sur des fonctions telles que la régulation de tension et de fréquence, la tenue au creux de tension, l'injection de courant réactif supplémentaire pendant défaut (le cas échéant), etc. Il s'agit, par exemple, des délais d'activation, temps de montée et d'établissement, amortissement et du point de fonctionnement en régime établi sur lequel on évaluera l'erreur statique. D'autre part, les résultats de simulation obtenus avec le modèle phaseur doivent être suffisamment proches des signaux de référence - typiquement obtenus lors d'essais - sur les grandeurs d'intérêt au point de raccordement (valeurs RMS des puissances, tensions, courants…). Les seuils d'écart tolérés sont définis dans l'article 8 de la DTR (cf. Trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une Installation de production ou de stockage). En fonction des besoins d'études dans la zone, RTE peut demander au producteur une modélisation linéarisée de l'unité de production pour l'analyse de la stabilité en petits mouvements (valeurs propres). Dans ce cas, les conditions d'obtention de cette représentation (point de fonctionnement) et modalités de livraison seront convenues entre le producteur et le gestionnaire de réseau de transport d'électricité.

Consultation

~~4.8.2~~4.9.2 Modèle détaillé pour l'étude des transitoires électromagnétiques

RTE peut également demander au producteur une modélisation EMT (transitoire électromagnétique) afin de réaliser des études relatives aux interactions entre composants (notamment des composants à base d'électronique de puissance) ou d'amplification des harmoniques.

Ces modèles doivent représenter fidèlement le comportement transitoire (phénomènes de dynamique rapide pour des fréquences allant de 0.2 Hz jusqu'à 10 kHz) en régime direct, inverse et homopolaire de l'unité de production. Les modèles doivent permettre de réaliser à minima :

- les études de phénomènes sous-synchrones (interactions torsionnelles sous-synchrones avec le réseau de transport),
- les études de comportement du parc de production sur défaut (dans le réseau offshore ou sur le réseau de transport) et de transitoires électromagnétiques rapides,
- les études de stabilité harmonique,
- des études d'interactions de contrôle-commande.

Les caractéristiques détaillées des modèles attendus sont précisées dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production.

4.9.3 Modèle fréquentiel de l'installation

RTE peut également demander au producteur des données et les modèles fréquentiels de certains équipements de son installation pour la réalisation d'études permettant de simuler le comportement fréquentiel de son unité de production.

Ces modèles doivent représenter fidèlement le comportement de l'installation pour la plage allant de 100 Hz à 2500 Hz, en régime direct et inverse. Ces modèles permettent de réaliser à minima les études suivantes sur toute la durée de vie de l'installation :

- Des études de comportement fréquentiel du RPT en prenant en compte le comportement fréquentiel des installations raccordées au RPT (Lieux d'Impédance Harmonique)
- Des études de distorsion harmonique
- Des études de stabilité fréquentiel
- Des études et Retour d'Expérience d'amplification harmonique.

Les caractéristiques détaillées des modèles attendus sont précisées dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production.

~~4.9~~4.10 Perturbations

Conformément à l'article 15 de l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, les perturbations provoquées par l'unité de production, mesurées au point de raccordement, restent dans les limites fixées ci-après :

- A-coups de tension : l'amplitude de tout à-coup de tension ne doit pas dépasser 5 % de la tension au point de livraison en HTB2, ni 3 % en HTB3.
- Papillotement (« flicker ») : les fluctuations de tension engendrées par l'unité de production doivent rester à un niveau tel que le paramètre « Pst », au sens de la norme CEI 61000-4-15, mesuré au point de raccordement, reste inférieur à 1 en HTB2 et à 0,6 en HTB3.
- Déséquilibre : le taux de déséquilibre en tension, entre phases, produit par l'unité de production doit être inférieur à 1% en HTB2 et à 0,6% en HTB3.
- Harmoniques : les courants harmoniques injectés sur le réseau public de transport d'électricité doivent être inférieurs à :

Concertation

$$I_{\text{harmonique de rang n}} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}Un} \text{ où :}$$

S correspond à Pmax plafonnée à la valeur de 5 % de la puissance de court-circuit ;

Un est la valeur de la tension nominale au point de raccordement définie selon le tableau de l'article 04 de l'arrêté du 09 juin 2020;

Kn est un coefficient défini en fonction du rang de l'harmonique dans le tableau ci-après :

RANGS IMPAIRS	K_n (%)		RANGS PAIRS	K_n (%)	
	Cas général	En HTB3		Cas général	En HTB3
3	6,5	3,9	2	3	1,8

RANGS IMPAIRS	K_n (%)		RANGS PAIRS	K_n (%)	
5 et 7	8	4,8	4	1,5	0,9
9	3	1,8	> 4	1	0,6
11 et 13	5	3			
> 13	3	1,8			

En outre, Tg, le taux global d'harmonique, doit être inférieur à 8 % en HTB2 et à 4,8 % en HTB3, Tg étant calculé selon la formule :

$$Tg = \sqrt{\sum_{n=2}^{n=40} K_n^2}$$

Les prescriptions du présent article sont établies sur la base d'une puissance de court-circuit minimale de référence de 1 500 MVA en HTB2 et 7 000 MVA en HTB3. Si la puissance de court-circuit effectivement mise à disposition par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité est inférieure à ces références, les limites des perturbations de tension produites par l'unité de production sont multipliées par le rapport entre la puissance de court-circuit de référence (selon le cas 1 500 MVA et 7 000 MVA) et la puissance de court-circuit effectivement fournie.

Le ~~producteur vérifie~~producteur vérifie cette aptitude par l'étude du comportement de son Installation lors de l'étude de raccordement.

La vérification prend en compte les conditions de référence définies dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production.

La pénétration massive de l'électronique de puissance dans le système électrique fait croitre le risque d'apparition d'harmoniques en tension. En conséquence RTE a introduit dans ses trames de cahiers des charges des capacités constructives des exigences sur les tensions harmoniques. L'approche est basée sur les normes suivantes :

- CEI 61000-3-6 - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems
- IEEE 519 – Recommended practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems

Elle comporte deux étapes, la première concerne RTE : RTE étudie le raccordement à vide et détermine les limites de tensions harmoniques que devra respecter l'installation connectée. La seconde étape concerne le client : le client réalise l'étude harmonique de son installation et vérifie que les limites sont respectées. A la mise en service, des essais de conformité sont réalisés pour

vérifier le respect de ces mêmes limites. L'approche proposée est détaillée dans les trames des cahiers des charges (cf. article 8 de la DTR).

~~4.10~~4.11 Echange d'informations

~~4.10.1~~4.11.1 Fonctionnalités

Toute unité de production doit être dotée des équipements permettant de transmettre au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité des informations relatives à l'exploitation de l'unité de production et le cas échéant de recevoir de la part de ce gestionnaire des commandes d'exploitation devant être exécutées par l'unité de production.

- Observabilité :

Les équipements doivent permettre de transmettre automatiquement au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité a minima les informations suivantes :

a) Les résultats de la mesure des paramètres de puissance active et réactive ainsi que de la valeur de la tension composée au point de raccordement, et au point de régulation en tension si ce dernier est différent du point de raccordement ;

b) L'indication de l'état de l'unité de production au regard de ses capacités et du positionnement de ses organes de séparation du réseau (disjoncteur de propriété du producteur, situé sur la liaison de raccordement, disjoncteur de couplage).

Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité définit la liste des téléinformations complémentaires que devront transmettre ces équipements et qui lui sont nécessaires pour l'exploitation du système électrique. Cette liste est précisée dans le **cahier des charges téléconduite de l'Installation**.

- Dispositifs de sauvegarde et de téléphonie de sécurité :

Lorsque l'unité de production est de type C ou D, ou de type B raccordée en HTB1 sur une Installation dont la puissance installée est supérieure ou égale à 40 MW, ou lorsqu'il s'agit d'un parc non synchrone de générateurs en mer, les équipements doivent également permettre au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité de transmettre à l'exploitant de l'unité de production des instructions destinées à mettre en œuvre des modifications du régime de fonctionnement dans le but d'assurer la sécurité et la sûreté du réseau public de transport d'électricité et la qualité de son fonctionnement.

Ces équipements doivent permettre :
- de recevoir les instructions transmises par RTE via l'outil du dispositif d'alerte et de sauvegarde. A ce titre, ces équipements permettent de générer une alarme sonore sur le système d'alarme de la salle de conduite du producteur à réception des ordres ou des messages, de visualiser ces ordres et messages et d'en acquitter la réception puis la lecture ;
- de recevoir les instructions transmises par RTE via le système de téléphonie de sécurité.

- Téléréglage de tension, téléréglage de fréquence :

Lorsque l'unité de production est raccordée en HTB2 ou HTB3, ou lorsqu'il s'agit d'un parc non synchrone de générateurs en mer, les équipements doivent permettre au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité :
- de transmettre des consignes d'ajustement automatique de la fourniture de puissance réactive pour le réglage secondaire de la tension.
- de transmettre des consignes d'ajustement automatique de la fourniture de puissance active pour le réglage secondaire de la fréquence.

En synthèse :

Types d'informations échangées	Observabilité	Sauvegarde Sauvegarde et téléphonie de sécurité	RST Téléréglage tension	RSFP Téléréglage fréquence/puissance
Unité type B	Oui	Oui si Installation de puissance installée supérieure à 40 MW	Non	Non

concertation

Unité type C ou D raccordée en HTB1		Oui		
Unité type C ou D raccordée en HTB2 ou HTB3			Oui	Oui
Parc non synchrone de générateur en mer				

~~4.10.2~~4.11.2 Nature des informations échangées

La liste complète des téléinformations et des télécommandes à transmettre est précisée dans le **cahier des charges téléconduite de l'Installation** annexé à la convention de raccordement.
Cette liste dépend notamment de la nature de l'énergie primaire (photovoltaïque, éolien ou autre) de l'unité de production, de sa capacité à participer aux réglages secondaires de fréquence et/ou de tension, de sa capacité à participer à la reconstitution du réseau.
Cette liste dépend également du niveau de tension de raccordement, de la puissance installée de l'Installation, de la présence de certains équipements (automates, transformateur avec régleur en charge, …) et du propriétaire de la liaison de raccordement.

Lorsque l'unité de production dispose de capacités constructives à participer aux réglages secondaires de fréquence et/ou de tension, elle contient notamment les téléinformations relatives à la participation effective de l'unité de production au réglage secondaire et les consignes de réglage (commande Uref ou niveau de téléréglage fréquence - puissance).

Lorsque l'unité de production dispose de capacités constructives à participer à la reconstitution du réseau, elle contient notamment les téléinformations relative à la disponibilité de l'unité de production (« TS1 : disponible pour les besoins du réseau »).

~~4.10.3~~4.11.3 Performances attendues

Les échanges d'informations avec les dispositifs de téléconduite doivent être conformes aux exigences de performances définies dans le **cahier des charges des capacités constructives et dans le cahier des charges téléconduite de l'Installation**.

Ces exigences caractérisent notamment :

- l'élaboration et la disponibilité des téléinformations ainsi que les délais d'acheminement des téléinformations et les délais de prise en compte des télécommandes à partir du point d'interface avec le réseau de téléconduite de RTE,
- les délais de prise en compte et de prise d'effet des ordres de sauvegarde.

~~4.10.4~~4.11.4 Spécifications techniques

Les spécifications techniques des équipements du producteur et des messages échangés avec RTE sont précisées dans les cahiers des charges annexés à la convention de raccordement de l'Installation. Ces spécifications définissent notamment les prérequis mis à disposition par le client pour l'Installation des supports de télécommunications, les caractéristiques et la configuration des équipements d'interface, ainsi que les spécifications SI (format des données informatiques échangées et règles de cyber-sécurité).

5. MODALITES DU CONTROLE DES PERFORMANCES DE L'UNITE DE PRODUCTION

Trois types de contrôle doivent être réalisés :

- Le contrôle à effectuer avant la première mise en service de l'unité de production, le cas échéant, avant la remise en service s'il s'agit d'une unité de production déjà raccordée ayant subi une modification substantielle ou ayant été arrêtée pendant plus de deux ans ;

consultation

- Le contrôle à effectuer périodiquement au cours de la vie de l'unité de production pour vérifier le maintien dans le temps des performances initiales ; par convention, ce contrôle périodique inclut le contrôle qui intervient de façon continue par l'enregistrement de grandeurs caractéristiques des performances de l'Installation ;
- Le contrôle à effectuer ponctuellement, après constatation d'un dysfonctionnement de l'unité de production.

Ces modalités sont décrites ici de manière synthétique, elles sont décrites de manière détaillée dans le chapitre 5 de la DTR (Article 5.3).

5.1 Contrôle avant la première mise en service ou avant la remise en service

Ce contrôle est effectué dans le cadre de la procédure de notification opérationnelle.

Le contrôle des règles générales destinées à assurer la sécurité de l'unité de production au regard du risque électrique pour les personnes ayant à intervenir dans le poste de raccordement et sur les autres parties de l'Installation faisant interface avec le réseau public d'électricité est réputé effectué dans le cadre des vérifications à la charge du chef d'établissement qui sont effectuées conformément aux dispositions de l'article 53 du décret n° 88-1056 du 14 novembre 1988[8], dès lors que, notamment, le respect des normes NF C13-100 et NF C13-200 a été vérifié. Preuve doit en être faite par les rapports de vérification prévus par le décret précité.

Avant la première mise en service ou la remise en service d'une unité de production déjà raccordée ayant subi une modification ou ayant été arrêtée depuis plus de deux ans, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité procède à des vérifications de l'Installation, notamment en ce qui concerne les choix et les réglages du dispositif de protection.

La liste et la nature des simulations et essais à effectuer ainsi que la liste et la nature des caractéristiques de l'Installation dont la connaissance est nécessaire au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité sont précisées dans la trame de contrôle de conformité pour une unité de production.

Les modalités de ce contrôle sont décrites de manière détaillée à l'article 5.3.1 - Contrôle Initial de la Documentation Technique de référence.

5.2 Contrôle périodique

Le contrôle périodique est réalisé sur toutes les unités de production raccordées au réseau public de transport d'électricité. La première échéance du contrôle périodique intervient dix ans après la mise en service et le contrôle est par la suite renouvelé au moins tous les dix ans.

Le contrôle périodique des unités de production est effectué au regard des prescriptions décrites au paragraphe « Exigences techniques » du présent article de la DTR et du cahier des charges des capacités constructives, en tenant compte, le cas échéant, des performances de référence qui ont été retenues pour l'unité de production, telles qu'elles ont été consignées dans sa convention de raccordement ou sa convention d'exploitation.

Ce contrôle est effectué au moyen :

- de documents du constructeur attestant la conformité d'un équipement à des spécifications techniques. Ces documents sont fournis par l'exploitant de l'unité de production ou sous sa responsabilité ;
- d'essais de certaines fonctionnalités de l'unité de production et de ses différents sous-systèmes. Ces essais sont effectués conjointement par l'exploitant de l'unité de production et le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité ;
- des études telles que, par exemple, des simulations numériques. Ces études sont réalisées par l'exploitant de l'unité de production ou sous sa responsabilité ;
- de la vérification de réglages de fonctionnement et de valeurs prises par certains paramètres mesurables. Cette vérification est faite conjointement par l'exploitant de l'unité de production et le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité.

8 Décret n°88-1056 du 14 novembre 1988 pris pour l'exécution des dispositions du livre II du code du travail (titre III : Hygiène, sécurité et conditions du travail) en ce qui concerne la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques.

Concertation

- de la surveillance des indications fournies par un dispositif de contrôle enregistrant en permanence la puissance active injectée par l'unité de production, sa puissance réactive consommée ou produite, la valeur de la tension au point de raccordement, la fréquence sur le réseau et la position d'organes de séparation et de coupure. L'appareil de contrôle peut être fourni par le producteur ou par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité.

Les modalités de ce contrôle sont décrites de manière détaillée à l'article 5.3.2 - Contrôle périodique et autres contrôles de la Documentation Technique de référence.

5.3 Contrôles après un dysfonctionnement

Les modalités de contrôle périodique précédentes s'appliquent au contrôle demandé par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité après qu'un dysfonctionnement a été constaté. Les contrôles à réaliser sont adaptés en fonction de la nature du dysfonctionnement de façon à vérifier que celui-ci ne puisse se reproduire.

Les modalités de ce contrôle sont décrites de manière détaillée à l'article 5.3.2 - Contrôle périodique et autres contrôles de la Documentation Technique de référence.

5.4 Conséquence d'une non-conformité

Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité ne peut autoriser le raccordement de l'unité de production au réseau ou son maintien connecté :

- en l'absence des simulations et essais à effectuer avant la mise en service ainsi que des caractéristiques de l'Installation dont la connaissance est nécessaire au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, telles que précisées dans le cahier des charges des capacités constructives de l'unité de production;
- s'il constate une ou plusieurs non-conformités de l'unité de production qui sont susceptibles de causer un danger pour les personnes ou les biens, une perturbation de ses propres dispositifs de conduite et de protection du réseau, une dégradation anormale de la qualité de l'électricité sur le réseau ou une contrainte pour les autres utilisateurs du réseau.

Toutefois, lorsque ni la sécurité des personnes et des biens ni la sûreté de fonctionnement du réseau ne sont directement en cause, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité peut autoriser provisoirement l'unité de production à se connecter au réseau ou à se maintenir connecté dans l'attente de la mise en conformité de l'unité de production. Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité délivre alors une notification opérationnelle restreinte précisant :

- les questions en suspens qui justifient l'octroi de la notification opérationnelle restreinte ;
- les responsabilités et échéances concernant la solution escomptée pour mettre en conformité l'unité de production;
- la durée maximale de validité (12 mois maximum). Cette dernière peut être plus courte, avec possibilité de prolongation, s'il peut être démontré que des progrès substantiels ont été accomplis vers la pleine satisfaction des exigences.
- A l'issu du délai qu'il a assigné au producteur, après avoir recueilli son avis, pour mettre l'Installation en conformité, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité suspend le raccordement si l'unité de production n'a pas été mise en conformité.

consultation