

Exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec

**Suivi de la séance de travail tenue le
17 mai 2018**



Exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec

Juin 2018

Supprimé: Avril

Les annexes D et E sont en attente d'approbation de la Régie de l'énergie.

Table des matières

1.	DÉFINITIONS	1
2.	OBJET	5
3.	DOMAINE D'APPLICATION	7
4.	INFORMATIONS TECHNIQUES REQUISES	11
5.	EXIGENCES GÉNÉRALES.....	15
5.1	POSTE DE DÉPART	15
5.2	CARACTÉRISTIQUES DE RACCORDEMENT DES CENTRALES	15
5.2.1	Centrale raccordée directement au réseau de transport.....	15
5.2.2	Centrale raccordée par l'intermédiaire d'une installation de client	18
5.3	RÉSEAU « BULK » ET RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL.....	20
5.4	CONCEPTION ET EXPLOITATION DES CENTRALES.....	20
5.4.1	Perte maximale de production	20
5.4.2	Îlotage de la centrale	20
5.4.3	Démarrage en mode autonome	20
5.4.4	Synchronisation des groupes au réseau de transport	20
6.	EXIGENCES RELATIVES À LA TENSION ET À LA FRÉQUENCE.....	21
6.1	PLAGES DE TENSION EN RÉGIME PERMANENT	21
6.2	PLAGE DE FRÉQUENCE EN RÉGIME PERMANENT	21
6.3	COMPORTEMENT DE LA CENTRALE LORS DE PERTURBATIONS DANS LE RÉSEAU DE TRANSPORT	21
6.3.1	Comportement de la centrale en sous-tension	21
6.3.2	Comportement de la centrale en surtension.....	22
6.3.3	Comportement de la centrale lors de variations de fréquence.....	24
6.4	RÉGULATION DE LA TENSION, SYSTÈME D'EXCITATION ET RÉGULATION DE LA FRÉQUENCE	25
6.4.1	Régulation de la tension.....	25
6.4.2	Système d'excitation statique	25
6.4.3	Régulation de la fréquence	26
7.	EXIGENCES RELATIVES À L'APPAREILLAGE	29
7.1	RÉGIME DU NEUTRE	29
7.1.1	Réseau de transport à neutre effectivement mis à la terre	29
7.1.2	Réseau de transport à neutre non effectivement mis à la terre	30
7.2	CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES GÉNÉRALES DE L'APPAREILLAGE	31
7.3	SECTIONNEURS DE RACCORDEMENT.....	31
7.4	DISJONCTEURS	32
7.4.1	Disjoncteur de raccordement	32
7.5	PARAFONDRES DU CÔTÉ HAUTE TENSION DU POSTE DE DÉPART	32
7.6	DÉSÉQUILIBRES DE TENSION, IMPÉDANCES ET CONSTANTES DE TEMPS DES ALTERNATEURS SYNCHRONES ET GÉNÉRATRICES ASYNCHRONES	33
7.7	FACTEUR DE PUISSANCE DE CONCEPTION DES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION	33
7.7.1	Alternateurs synchrones.....	33
7.7.2	Autres types d'équipement de production	34
7.8	HARMONIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION.....	34

7.9	CONSTANTE D'INERTIE DES <i>GROUPE</i> S.....	34
7.10	TRANSFORMATEURS ÉLÉVATEURS	35
7.10.1	<i>Prises</i>	35
7.10.2	<i>Connexions des enroulements des transformateurs élévateurs</i>	35
7.10.3	<i>Valeurs d'impédance</i>	35
7.10.4	<i>Mise sous tension</i>	35
7.11	CONVERSION ÉVENTUELLE DE LA TENSION DU <i>RÉSEAU DE TRANSPORT</i>	35
7.12	LIGNE DE TRANSPORT ÉRIGÉE PAR LE PRODUCTEUR.....	35
8.	EXIGENCES RELATIVES AUX SYSTÈMES DE PROTECTION.....	37
8.1	PRINCIPES GÉNÉRAUX	37
8.1.1	<i>Sélectivité des systèmes de protection des installations du producteur face aux perturbations dans le réseau de transport</i>	37
8.1.2	<i>Réenclenchement automatique</i>	37
8.2	RÉGIME DU NEUTRE	37
8.3	DISJONCTEURS	37
8.4	FONCTIONS DE PROTECTION POUR LES BESOINS DU <i>RÉSEAU DE TRANSPORT</i>	38
8.4.1	<i>Protection contre les défauts dans les installations du producteur</i>	38
8.4.2	<i>Protection contre les défauts dans le réseau de transport</i>	38
8.4.3	<i>Protection de tension, protection de fréquence et télédéclenchement</i>	39
8.4.4	<i>Protection de défaillance de disjoncteur</i>	40
8.4.5	<i>Protection contre d'autres phénomènes</i>	40
8.5	ÉQUIPEMENTS ASSOCIÉS AUX SYSTÈMES DE PROTECTION REQUIS POUR LES BESOINS DU <i>RÉSEAU DE TRANSPORT</i> ..	41
8.5.1	<i>Relais de protection et de déclenchement</i>	41
8.5.2	<i>Réglages des systèmes de protection</i>	41
8.5.3	<i>Alimentation des systèmes de protection</i>	41
8.5.4	<i>Transformateurs de tension et de courant</i>	41
8.6	SYSTÈMES DE TÉLÉCOMMUNICATIONS POUR LES FONCTIONS DE TÉLÉPROTECTION	42
9.	EXIGENCES RELATIVES À L'EXPLOITATION EN TEMPS RÉEL.....	43
9.1	INFORMATIONS REQUISES POUR L'EXPLOITATION EN TEMPS RÉEL DU <i>RÉSEAU DE TRANSPORT</i>	43
9.2	SYSTÈMES DE TÉLÉCOMMUNICATIONS POUR LES FONCTIONS D'EXPLOITATION	45
10.	VÉRIFICATION DE LA CONFORMITÉ AUX EXIGENCES	47
10.1	VÉRIFICATION PAR LE <i>TRANSPORTEUR</i>	47
10.2	VÉRIFICATION PAR LE PRODUCTEUR	47
10.3	RAPPORTS D'ESSAIS DES ÉQUIPEMENTS DU PRODUCTEUR	49
11.	EXIGENCES RELATIVES AUX ENREGISTREURS D'ÉVÉNEMENTS.....	51
12.	EXIGENCES COMPLÉMENTAIRES SPÉCIFIQUES AUX <i>CENTRALES ÉOLIENNES</i>.....	53
12.1	POSTE DE DÉPART	53
12.2	COMPORTEMENT DE LA <i>CENTRALE ÉOLIENNE</i> LORS DE <i>PERTURBATIONS</i> DANS LE <i>RÉSEAU DE TRANSPORT</i>	54
12.2.1	<i>Comportement de la centrale éolienne en sous-tension (Low Voltage Ride Through – LVRT)</i>	54
12.2.2	<i>Comportement de la centrale éolienne en surtension</i>	56
12.2.3	<i>Comportement de la centrale éolienne lors de variations de fréquence</i>	56
12.3	RÉGULATION DE LA TENSION ET FACTEUR DE PUISSANCE	57
12.4	RÉGULATION DE LA FRÉQUENCE	60
12.4.1	<i>Régulation en sous-fréquence (réponse inertielle)</i>	60

12.4.2	Régulation en surfréquence	61
12.5	SYSTÈMES DE PROTECTION	61
12.5.1	Protection de tension	61
12.5.2	Protection de fréquence	61
12.6	INFORMATIONS REQUISES POUR L'EXPLOITATION EN TEMPS RÉEL DU RÉSEAU DE TRANSPORT	62
12.7	INFORMATIONS TECHNIQUES À TRANSMETTRE AU <i>TRANSPORTEUR</i> POUR LA RÉALISATION DE SES ÉTUDES	63
12.8	TAUX MAXIMUMS DE RAMPE LORS DES MONTÉES OU DES BAISSSES DE LA PUISSANCE PRODUITE	63
12.9	ARRÊT DES ÉOLIENNES EN PRÉVISION D'UNE TEMPÉRATURE TRÈS FROIDE OU DE GRANDS VENTS	64
12.10	STABILISATEUR	64
12.11	PLAFONNEMENT DE LA PUISSANCE ACTIVE	64
12.12	TRANSFORMATEURS ÉLÉVATEURS AU POSTE DE DÉPART	64
	LISTE DES DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE OBLIGATOIRES	65

Liste des figures

Figure 1 – Centrale raccordée directement au réseau de transport (côté haute tension du poste de départ)	16
Figure 2 – Centrale raccordée directement au réseau de transport (côté basse tension du poste de départ)	17
Figure 3 – Centrale raccordée par l'intermédiaire d'une installation de client	19
Figure 4 – Position relative de certains appareils du producteur par rapport au point de jonction des télécommunications	42
Figure 5 – Poste de départ d'une centrale éolienne	53
Figure 6 – Sous-tension durant laquelle la centrale éolienne doit demeurer en service (Low Voltage Ride Through) à la suite d'une perturbation	55
Figure 7 – Puissance réactive disponible du côté haute tension du poste de départ en fonction de la tension	58
Figure 8 – Puissance réactive disponible du côté haute tension du poste de départ en fonction de la puissance active des éoliennes en service	59

Liste des tableaux

Tableau 1 – Informations techniques requises relatives à une demande de raccordement	12
Tableau 2 – Plages en sous-tension (V) et durées minimales durant lesquelles la centrale doit demeurer en service sans déclenchement de groupe à la suite d'une perturbation	22
Tableau 3 – Plages en surtension (V) et durées minimales durant lesquelles la centrale doit demeurer en service sans déclenchement de groupe à la suite d'une perturbation	23
Tableau 4 – Plages de fréquence (F) et durées minimales durant lesquelles la centrale doit demeurer en service sans déclenchement de groupe à la suite d'une perturbation	24
Tableau 5 – Niveaux d'isolement et niveaux de court-circuit normalisés pour l'appareillage du réseau de transport d'Hydro-Québec	31
Tableau 6 – Informations requises par le Transporteur pour le Centre de téléconduite (CT) et le Centre de conduite du réseau (CCR) ¹⁻²	44
Tableau 7 – Intervalles maximaux entre les vérifications périodiques des relais de déclenchement en sous-fréquence des groupes de 20 MW et plus	48
Tableau 8 – Plages en surtension (V) et durées minimales durant lesquelles tous les équipements de la centrale éolienne doivent demeurer en service à la suite d'une perturbation	56
Tableau 9 – Plages de fréquence (F) et durées minimales durant lesquelles tous les équipements de la centrale éolienne doivent demeurer en service à la suite d'une perturbation	57

Liste des annexes

Annexe A Informations techniques requises par le <i>Transporteur</i>	67
Annexe B Informations requises par le <i>Transporteur</i> pour la modélisation de la <i>centrale</i> éolienne au moyen du logiciel EMTP-RV	73
Annexe C Informations à inclure dans l'étude de protection	75
Annexe D Caractéristiques électriques générales de référence (CEGR) Système d'excitation statique pour les alternateurs à pôles saillants et à pôles lisses	77
Annexe E Caractéristiques électriques générales de référence (CEGR) Stabilisateur multibande de type delta-oméga...	83
Annexe F Exigences de vérification et de validation des modèles et des <i>installations</i> du producteur	95

1. Définitions

Les mots ou expressions en caractères italiques dans le texte sont définis ci-après.

Ajouts au réseau

Les *ajouts au réseau* au sens de l'article 1.4 des « Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec », tels qu'ils sont approuvés de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Alternateur synchrone

Machine synchrone fonctionnant en alternateur. Celle-ci peut être synchronisée au *réseau*, ou être raccordée au *réseau* par l'intermédiaire d'un convertisseur.

Centrale

Aux fins du présent document, une *centrale* désigne toutes les *installations* du producteur situées à un site de production donné (p. ex. : *centrale* hydraulique, *centrale* thermique, *centrale* éolienne, etc.), ce qui comprend le poste client, lorsque la *centrale* est raccordée par l'intermédiaire d'une *installation de client*.

Client

Le « client admissible » au sens de l'article 1.8 des « Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec », tels qu'ils sont approuvés de temps à autre par la Régie de l'énergie, ainsi que l'autoproducteur raccordé ou à raccorder au *réseau de transport*, le terme « autoproducteur » visant le *client* qui produit de l'électricité à partir d'une *installation* dont il est propriétaire et exploitant pour combler une partie ou la totalité de ses besoins.

Coordonnateur de la fiabilité

Le *coordonnateur de la fiabilité* au sens du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* et ses modifications telles qu'elles sont adoptées de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Déclenchement

Ouverture d'un disjoncteur sous l'action des dispositifs de commande, d'un automatisme ou d'une protection.

Enclenchement

Fermeture d'un disjoncteur sous l'action des dispositifs de commande, d'un automatisme ou d'une protection.

Étude d'avant-projet

L'*étude d'avant-projet* au sens de l'article 1.27 des « Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec », tels qu'ils sont approuvés de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Étude d'intégration

Dans le cas d'une demande de raccordement de *centrale*, l'étude d'impact sur le *réseau* au sens de l'article 1.28 des « Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec », tels qu'ils sont approuvés de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Génératrice asynchrone

Machine asynchrone fonctionnant en alternateur. Celle-ci peut être raccordée directement au *réseau*, ou l'être par l'intermédiaire d'un convertisseur.

Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité

Document qui définit les termes et acronymes utilisés dans les normes de fiabilité au Québec et ses modifications telles qu'elles sont adoptées de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Groupe

Unité de production d'électricité. Généralement un ensemble turbine-*alternateur synchrone* (*groupe synchrone*) ou ensemble turbine-*génératrice asynchrone* (*groupe asynchrone*).

Îlotage

Segmentation d'un *réseau* électrique en sous-*réseaux* comportant à la fois une charge et des *installations* de production. Ce phénomène survient généralement à la suite d'une *perturbation* ou d'une manœuvre.

Installation

L'*installation* au sens du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* et ses modifications telles qu'elles sont adoptées, de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Installation de client

L'*installation de client* de charge locale à raccorder ou raccordée au *réseau de transport*.

Perturbation

La *perturbation* au sens du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* et ses modifications telles qu'elles sont adoptées de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Pratiques usuelles des services publics

Les *pratiques usuelles des services publics* au sens de l'article 1.44 des « Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec », tels qu'ils sont approuvés de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Réenclenchement

Voir *enclenchement*.

Réseau

Le *réseau* au sens du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* et ses modifications telles qu'elles sont adoptées de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Réseau de transport

Le *réseau de transport* au sens de l'article 1.49 des « Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec » tels qu'ils sont approuvés de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Réseau de transport principal

Le *réseau de transport principal* au sens du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* et ses modifications telles qu'elles sont adoptées de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Réseau « bulk »

Le *réseau « bulk »* au sens du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* et ses modifications telles qu'elles sont adoptées de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Télédéclenchement

Ouverture d'un disjoncteur, initiée à distance, sous l'action d'un automatisme ou d'une protection.

Transporteur

Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité.

2. Objet

Le présent document établit les exigences techniques de raccordement de *centrales de clients* au *réseau de transport* d'Hydro-Québec. Les *centrales* peuvent être raccordées directement au *réseau de transport* ou l'être par l'intermédiaire d'*installations de client*.

Les exigences définies dans ce document visent essentiellement le fonctionnement efficient du *réseau de transport* d'Hydro-Québec et reposent sur les cinq principes suivants :

- la fiabilité du *réseau de transport* ;
- la stabilité du *réseau de transport* et des *centrales* qui y sont raccordées ;
- le maintien de la qualité du service pour les clients raccordés au *réseau* d'Hydro-Québec ;
- la protection des équipements du *Transporteur* ;
- la sécurité des personnes.

3. Domaine d'application

Les exigences présentées dans ce document s'appliquent aux *centrales* dont la puissance installée est de 1,0 MW et plus (à moins qu'il en soit précisé autrement).

Des exigences complémentaires spécifiques, propres aux *centrales* éoliennes, sont présentées au chapitre 12.

L'ensemble des exigences présentées dans ce document s'applique au raccordement d'une *centrale* au *réseau de transport* d'Hydro-Québec, dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

- une *centrale* à raccorder directement au *réseau de transport* ;
- une *centrale* à raccorder au *réseau de transport* par l'intermédiaire d'une *installation de client*. Dans ce cas, les « Exigences techniques de raccordement d'installations de client au réseau de transport d'Hydro-Québec¹ » [1] doivent également être appliquées ;
- la modification substantielle d'une *centrale* déjà raccordée directement au *réseau de transport* ou par l'intermédiaire d'une *installation de client*. Dans le cas d'une modification substantielle, les exigences visent les équipements qui en font effectivement l'objet.

Dans le contexte de l'application des exigences techniques de raccordement de *centrales*, une modification substantielle signifie toute modification, autre que l'entretien normal, apportée à une *centrale* existante et qui a pour but une remise à neuf ou le remplacement d'appareillage ou d'équipements défectueux ou qui a pour conséquence d'en modifier les services fournis, les caractéristiques électriques ou mécaniques, notamment : la puissance assignée, la puissance maximale, les systèmes de contrôle et de protection, les services auxiliaires, les changements de logiciels (ou de version de logiciel) pour les *installations* utilisant de l'électronique de puissance, etc.

Certaines des exigences présentées dans ce document s'appliquent à une *centrale* à raccorder ou à la modification substantielle d'une *centrale* déjà raccordée dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

- Le raccordement d'une *centrale* au réseau de distribution², aux *installations* d'un réseau municipal³ ou de la Coopérative d'électricité SJBR³. Dans ces cas, les exigences qui ont un impact sur le *réseau de transport* s'appliquent. Il s'agit :

¹ Telles qu'elles sont approuvées de temps à autre par la Régie de l'énergie. Dans le présent document, un numéro entre crochets fait référence au document numéroté dans la liste des documents de référence obligatoires.

- des exigences concernant les plages de fréquence et durées minimales pour lesquelles la *centrale* doit demeurer en service sans *déclenchement de groupe*, telles que définies au tableau 4 de la section 6.3.3 ou au tableau 7 de la section 12.2.3 pour une *centrale* éolienne ;
- des exigences concernant la régulation de la fréquence, telles que présentées à la section 6.4.3 ou 12.4 pour une *centrale* éolienne ;
- des exigences concernant la protection de fréquence, exposée à la section 8.4.3.2 ou 12.5.2 pour une *centrale* éolienne ;
- de l'exigence concernant le télédéclenchement de la *centrale* présentée à la section 8.4.3.3 ;
- de la mesure de l'injection des puissances active et réactive, requises par les Centres de téléconduite (CT) et le Centre de conduite du *réseau* (CCR) et décrites à la section 9.1.

Hydro-Québec Distribution impose également d'autres exigences aux *centrales* raccordées au réseau de distribution. Ces exigences sont présentées dans le document intitulé « Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec » (E.12-01)⁴.

D'autres exigences, établies par le responsable du réseau municipal ou de la Coopérative d'électricité SJBR s'appliquent également, le cas échéant.

Compte tenu de l'évolution des normes et des technologies, du caractère unique de chaque projet de raccordement d'une *centrale* et des contraintes de *réseau* pouvant se présenter, des exigences additionnelles à celles décrites dans le présent document pourront être précisées par le *Transporteur* à la suite des études réalisées par celui-ci.

² Le réseau de distribution au sens de l'article 2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., chapitre R-6.01.

³ Conformément à la *Loi sur la Régie de l'énergie*, les réseaux de distribution municipaux d'électricité régis par la *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité*, L.R.Q., c. S-41, incluant la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville, lesquels sont clients d'Hydro-Québec Distribution depuis le 13 mai 1997.

⁴ Référence fournie uniquement à titre explicatif et informatif.

Une *centrale* appelée à être raccordée à un *réseau* autonome⁵ d'Hydro-Québec n'est pas visée par les exigences décrites dans le présent document.

⁵ *Réseau* électrique détaché en permanence du *réseau de transport* intégré d'Hydro-Québec. Par exemple, il peut s'agir d'un *réseau* alimentant une communauté du grand nord québécois ou encore du *réseau* des Îles-de-la-Madeleine.

4. Informations techniques requises

Le *Transporteur* choisit la solution de raccordement de la *centrale* au *réseau de transport* et détermine les *ajouts au réseau* requis pour le raccordement.

Le tableau 1 présente les informations techniques requises de la part du producteur et du *Transporteur* relatives à une demande de raccordement d'une *centrale* au *réseau de transport* ou pour la modification substantielle d'une *centrale* déjà raccordée. L'annexe A des « Limites d'émission de perturbations dans le réseau de transport d'Hydro-Québec⁶ » présente les informations techniques requises du producteur et d'Hydro-Québec pour l'évaluation du respect des limites d'émission.

⁶ Telles qu'elles sont approuvées de temps à autre par la Régie de l'énergie.

Tableau 1 – Informations techniques requises relatives à une demande de raccordement

producteur	<i>Transporteur</i>
1. Demande de raccordement ou modification substantielle d'une centrale déjà raccordée	
<ul style="list-style-type: none"> • Les informations selon l'annexe A • Pour une <i>centrale</i> éolienne, les caractéristiques d'oscillation des éoliennes en cas de <i>perturbations</i> d'origine mécanique ou électrique • Pour une <i>centrale</i> éolienne, la description détaillée de la stratégie des systèmes de commande de la puissance active, de la puissance réactive, de la tension et de la fréquence 	<ul style="list-style-type: none"> • Les informations stipulées dans la convention d'<i>étude d'intégration</i>⁷ prévue aux « Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec », ces informations peuvent inclure : <ul style="list-style-type: none"> ○ le point de raccordement électrique de la <i>centrale</i> au <i>réseau de transport</i> ; ○ la tension de raccordement au <i>réseau de transport</i> ; ○ les <i>ajouts au réseau</i> ; ○ le schéma de raccordement de la <i>centrale</i> ; ○ les niveaux de court-circuit au point de raccordement ; ○ les restrictions d'exploitation, le cas échéant ; ○ les données préliminaires concernant les délais types de réalisation et les coûts reliés aux <i>ajouts au réseau</i> ; ○ les exigences en matière d'automatismes et d'équipements de protection ; ○ les exigences additionnelles en matière de raccordement qui pourraient s'appliquer, notamment : les valeurs maximales de certaines impédances ou constantes de temps applicables aux <i>alternateurs synchrones</i> et/ou, les valeurs limites d'impédance visant les transformateurs élévateurs de la <i>centrale</i> ; ○ s'il y a lieu, les caractéristiques pertinentes de ligne et de poste du <i>réseau de transport</i> d'Hydro-Québec

Supprimé: (ou d'impact)

⁷ Référence fournie uniquement à titre explicatif et informatif.

producteur	Transporteur
2. Avant-projet	
<ul style="list-style-type: none"> • Le schéma unifilaire de ses <i>installations</i> • Pour une <i>centrale</i> éolienne, les informations selon l'annexe B • L'étude préliminaire des systèmes de protection de la <i>centrale</i>, selon l'annexe C : <ul style="list-style-type: none"> ○ Information des sections 1 à 3 ; ○ schémas de commande (ou de logique) et de protection (section 4) • Les spécifications du sectionneur de raccordement (ou de l'équipement remplissant le rôle de point de coupure visible) • Les spécifications des transformateurs de courant et de tension pour les protections du <i>réseau de transport</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Les informations servant à compléter la conception et l'ingénierie des <i>installations</i> du producteur, ces informations peuvent inclure : <ul style="list-style-type: none"> ○ une estimation de la durée des travaux requis sur le <i>réseau de transport</i> ; ○ les données servant au calcul des élévations de potentiel de terre ; ○ l'emplacement du poste de départ ; ○ les exigences techniques complémentaires précisant les exigences additionnelles pour les systèmes de protections, les automatismes et l'appareillage au poste de départ et les besoins de télécommunication entre le poste de départ et le <i>réseau de transport</i> ; ○ le rapport d'étude de protection de la ligne de raccordement • Les exigences particulières de conception pour une ligne érigée par le producteur
3. Réalisation et mise en route	
<ul style="list-style-type: none"> • L'étude finale des systèmes de protection de la <i>centrale</i>, selon l'annexe C • La description des équipements utilisés pour la transmission des informations d'exploitation en temps réel • La stratégie pour retirer rapidement de l'exploitation le disjoncteur de raccordement comportant un système intégré de détection d'anomalie • Les résultats d'essais démontrant qu'une <i>centrale</i> éolienne respecte les exigences en tension et en fréquence • Les rapports d'essais de validation (vérifications initiales) 	<ul style="list-style-type: none"> • La nomenclature des appareils du poste de départ • Les réglages du système de régulation de tension • Les réglages du système d'excitation statique avec stabilisateur • Les réglages du système de régulation de vitesse (ou de fréquence pour une <i>centrale</i> éolienne) • Les réglages du stabilisateur d'une <i>centrale</i> éolienne

producteur	<i>Transporteur</i>
4. Après la mise en service	
<ul style="list-style-type: none">Les rapports d'essais de validation (vérifications périodiques)	

5. Exigences générales

Les présentes exigences techniques couvrent les aspects qui concernent le *réseau de transport*.

Des exigences additionnelles peuvent être requises selon les informations révélées par les caractéristiques du projet et par les différentes études du *Transporteur* pour le raccordement d'une *centrale* au *réseau de transport*, tel que précisé au tableau 1. Le producteur doit consulter le *Transporteur* pour davantage de détails.

Les équipements et les *installations* du producteur doivent également être conformes aux codes, normes et règles applicables au Québec, ainsi qu'aux *pratiques usuelles des services publics*.

5.1 Poste de départ

Le poste de départ est constitué de la partie haute tension du poste, y compris les transformateurs élévateurs, à partir de la borne basse tension. La partie basse tension fait partie de la *centrale* elle-même. Lorsque plus d'un niveau de transformation est requis au poste de départ, ceux-ci sont également inclus ainsi que tout appareillage et ligne reliant entre eux les différents paliers de transformation. Pour l'application des exigences techniques strictement, lorsqu'une *centrale* est raccordée au *réseau de transport* par l'intermédiaire d'une *installation de client*, le poste de départ comprend le poste client.

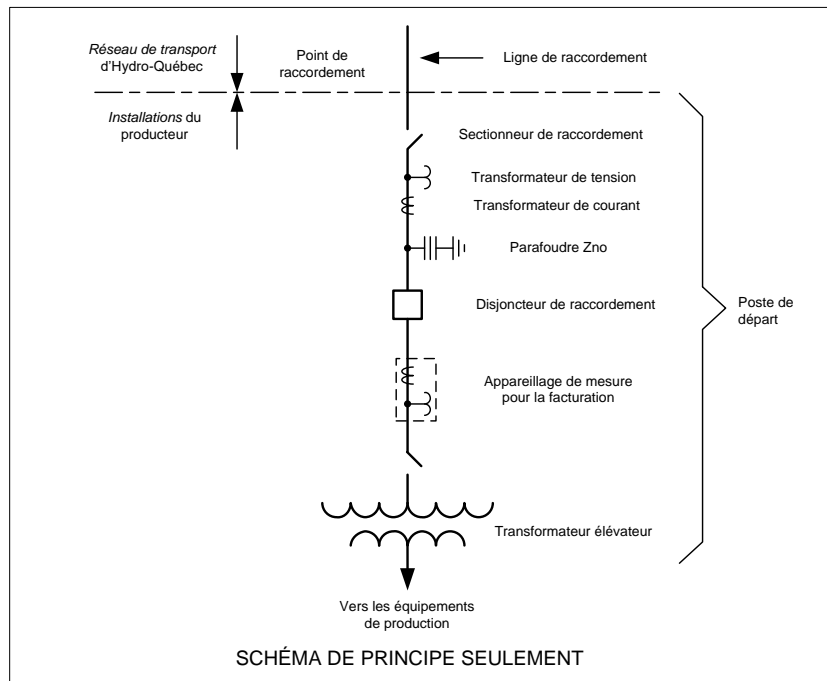
Le poste de départ est raccordé au *réseau de transport* par la ligne de raccordement. Il peut y avoir plus d'une ligne de raccordement pour une *centrale*.

5.2 Caractéristiques de raccordement des centrales

5.2.1 Centrale raccordée directement au réseau de transport

La figure 1 montre le raccordement le plus fréquent pour une *centrale* raccordée directement au *réseau de transport* du côté haute tension du poste de départ.

Figure 1 – Centrale raccordée directement au réseau de transport (côté haute tension du poste de départ)



Le **point de raccordement** est le point de démarcation entre le *réseau de transport* et les *installations* du producteur. Dans cette situation, le point de raccordement se situe généralement du côté haute tension du poste de départ.

Le **sectionneur de raccordement** est le premier point de coupure visible à chaque point de raccordement et doit être le plus près possible du point de raccordement. Ce sectionneur doit être accessible en tout temps afin que le *Transporteur* puisse le cadenasser. Il est requis pour permettre d'isoler la *centrale* à des fins d'exploitation et d'assurer la sécurité du personnel lors d'interventions dans le *réseau de transport*.

Le **disjoncteur de raccordement** doit être situé le plus près possible du sectionneur de raccordement, entre celui-ci et le transformateur élévateur. Lorsqu'il y a plusieurs transformateurs élévateurs, plusieurs disjoncteurs peuvent être requis pour les besoins du *réseau de transport*. Le disjoncteur de raccordement sert notamment, en cas de défaut, à isoler la *centrale* du *réseau de transport*.

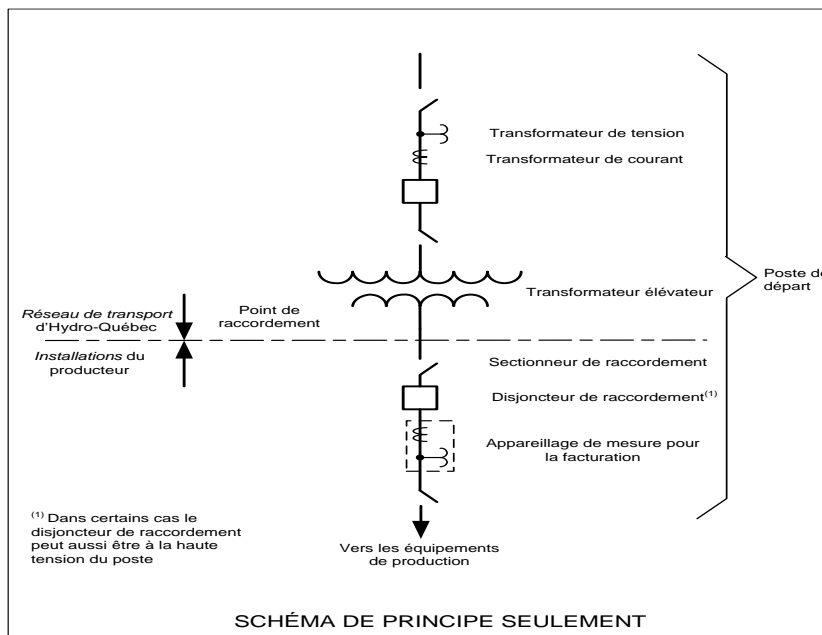
Les **transformateurs de tension et de courant** doivent être installés entre le sectionneur de raccordement et le disjoncteur de raccordement, à moins d'entente particulière avec le *Transporteur*.

Les **parafoudres**, si le producteur désire en installer, doivent également être situés du côté *centrale* du sectionneur de raccordement, à moins d'entente avec le *Transporteur*.

L'**appareillage de mesure pour la facturation** doit être installé entre le disjoncteur de raccordement et le sectionneur d'isolation du ou des transformateurs élévateurs.

La figure 2 montre le raccordement pour une *centrale* raccordée directement au *réseau de transport* du côté basse tension du poste de départ.

Figure 2 – Centrale raccordée directement au *réseau de transport* (côté basse tension du poste de départ)



Le **point de raccordement** est le point de démarcation entre le *réseau de transport* et les *installations* du producteur. Dans cette situation, le point de raccordement se situe du côté basse tension du poste de départ.

Le **sectionneur de raccordement** est le premier point de coupure visible à chaque point de raccordement et doit être le plus près possible du point de raccordement. Ce sectionneur doit être accessible en tout temps afin que le *Transporteur* puisse le cadenasser. Il est requis du côté basse tension du poste de départ pour permettre d'isoler la *centrale* à des fins d'exploitation et d'assurer la sécurité du personnel lors d'interventions dans le *réseau de transport*.

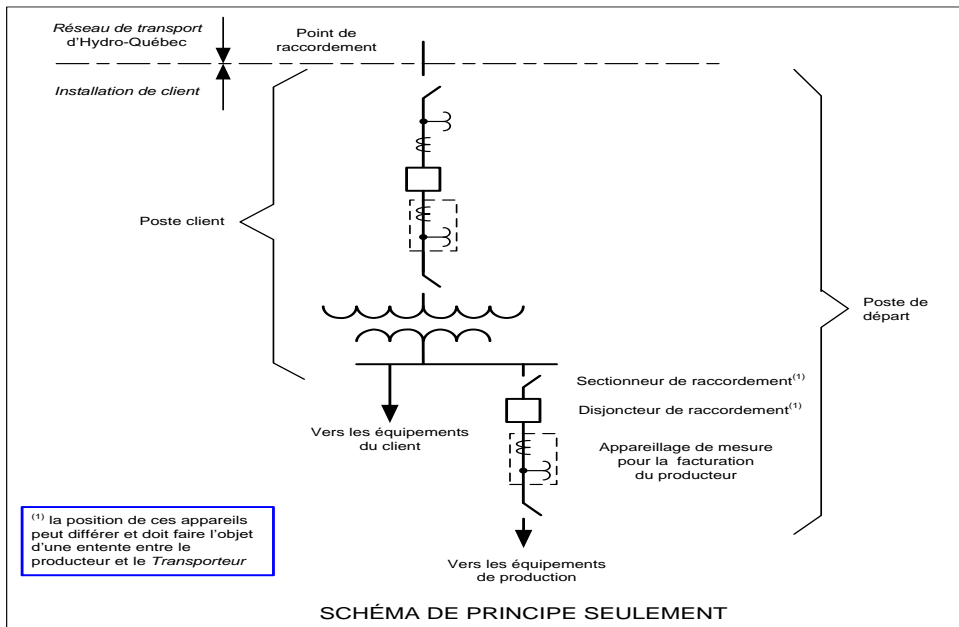
Le **disjoncteur de raccordement** peut être requis du côté basse tension ou haute tension du transformateur élévateur. Lorsqu'il y a plusieurs transformateurs élévateurs, plusieurs disjoncteurs peuvent être requis pour les besoins du *réseau de transport*. Le disjoncteur de raccordement sert notamment, en cas de défaut, à isoler la *centrale* du *réseau de transport*.

L'**appareillage de mesure pour la facturation** doit être installé entre le disjoncteur de raccordement et son sectionneur d'isolation.

5.2.2 Centrale raccordée par l'intermédiaire d'une installation de client

La figure 3 montre le raccordement le plus fréquent pour une *centrale* raccordée par l'intermédiaire d'une *installation de client*.

Figure 3 – Centrale raccordée par l’intermédiaire d’une installation de client



Le **poste client** doit être conforme aux « Exigences techniques de raccordement d’installations de client au réseau de transport d’Hydro-Québec » [1], telles qu’elles sont approuvées de temps à autre par la Régie de l’énergie.

Le **point de raccordement** est le point de démarcation entre le *réseau de transport* et l’*installation de client*. Dans cette situation, le point de raccordement se situe généralement du côté haute tension du poste client.

Le **sectionneur de raccordement** doit être le plus près possible du point de raccordement. Ce sectionneur doit être accessible en tout temps afin que le *Transporteur* puisse le cadenasser. Il est requis pour permettre d’isoler la *centrale* à des fins d’exploitation et d’assurer la sécurité du personnel lors d’interventions dans le *réseau de transport*.

Le **disjoncteur de raccordement** doit être situé le plus près possible du sectionneur de raccordement. Le disjoncteur de raccordement sert notamment, en cas de défaut, à isoler la *centrale* du *réseau de transport*.

L'**appareillage de mesure pour la facturation** doit être installé entre le disjoncteur de raccordement et son sectionneur d'isolation.

5.3 Réseau « bulk » et réseau de transport principal

Le *Transporteur* détermine si la *centrale* fait partie du *réseau « bulk »*. Dans ce cas, il en informe le producteur lors de l'*étude d'intégration* et dépose les critères et exigences applicables pour approbation auprès de la Régie de l'énergie pour que ceux-ci puissent devenir obligatoires à l'égard de toute *centrale* faisant partie du *réseau « bulk »*.

De plus, une *installation* de production d'une puissance de 50 MVA ou plus fait partie, par définition, du *réseau de transport principal*, sous la supervision du *coordonnateur de la fiabilité*, et est sujette aux normes de fiabilité adoptées par la Régie de l'énergie. Le cas échéant, le propriétaire ou l'exploitant de cette *installation* de production sera inscrit au registre des entités visées par les normes de fiabilité. Ce registre sera déposé à la Régie de l'énergie pour approbation.

5.4 Conception et exploitation des centrales

5.4.1 Perte maximale de production

Toute *centrale* dont la puissance installée est supérieure à 1000 MW doit être conçue, réalisée et exploitée de manière à ce qu'une panne, un mauvais fonctionnement ou un fonctionnement non désiré de tout système, appareil ou composante faisant partie des *installations* du producteur ne puisse occasionner une perte de production supérieure à 1000 MW.

5.4.2 Îlotage de la centrale

À moins qu'il en soit convenu autrement avec le *Transporteur*, la *centrale* ne doit pas alimenter en mode îloté des clients de charge locale d'Hydro-Québec normalement raccordés au *réseau* d'Hydro-Québec. Le producteur peut cependant s'îloter et exploiter ses *installations* en mode îloté avec ses propres charges, auquel cas il devra assumer les risques liés à son auto-alimentation.

5.4.3 Démarrage en mode autonome

La *centrale* peut devoir disposer de certains *groupes* synchrones pourvus d'une capacité de démarrage en mode autonome « blackstart capability » afin de permettre au *Transporteur* d'effectuer la remise en charge du *réseau de transport* à la suite d'une panne générale.

5.4.4 Synchronisation des groupes au réseau de transport

La *centrale* doit avoir un système de synchronisation en fréquence pour les *alternateurs synchrones* ou un système de vérification de vitesse pour les *génératrices asynchrones* afin de limiter les *perturbations* dans le *réseau de transport* lors des manœuvres de synchronisation de ses *groupes*.

La manœuvre de synchronisation des *groupes* au *réseau de transport* peut devoir être réalisée du côté haute tension des transformateurs élévateurs. Autrement, toute autre mesure de mitigation doit être prise afin de limiter les *perturbations* dans le *réseau de transport* lors de la mise sous tension des transformateurs élévateurs.

6. Exigences relatives à la tension et à la fréquence

6.1 Plages de tension en régime permanent

La *centrale* doit être conçue de manière à produire et à livrer au point de raccordement la puissance active maximale prévue, dans les plages prescrites de tension du *réseau* auquel elle est raccordée.

La tension en régime permanent du *réseau de transport* peut varier de $\pm 6\%$ par rapport à la tension nominale pour les *réseaux* à 44 kV et à 49 kV et de $\pm 10\%$ par rapport à la tension nominale pour les *réseaux* à 69 kV et plus, sauf pour le *réseau* à 735 kV où la tension peut varier de -5% à $+4\%$ par rapport à la tension nominale. Dans certaines portions du *réseau de transport*, la plage de tension admissible en régime permanent peut être différente des valeurs mentionnées ci-dessus pour tenir compte des caractéristiques de l'appareillage en place ou de contraintes d'exploitation particulières.

6.2 Plage de fréquence en régime permanent

La *centrale* doit être conçue de manière à produire et à livrer au point de raccordement la puissance active maximale prévue, dans la plage prescrite de fréquence du *réseau* auquel elle est raccordée.

La fréquence du *réseau* en régime permanent peut varier de $\pm 1\%$ par rapport à la fréquence nominale de 60 Hz, soit entre 59,4 Hz et 60,6 Hz.

6.3 Comportement de la *centrale* lors de *perturbations* dans le *réseau de transport*

La *centrale* doit demeurer en service sans *déclenchement de groupe*, directement ou indirectement, lors des variations de tension et de fréquence qui se manifestent, à la suite d'une *perturbation*, pour les durées indiquées aux tableaux 2, 3 et 4.

La *centrale* doit aussi contribuer au rétablissement des conditions normales d'exploitation (tension et fréquence) sur le *réseau de transport*, après la *perturbation*.

Des équipements particuliers, comme par exemple des compensateurs statiques ou synchrones, peuvent être installés dans la *centrale* afin d'assurer la conformité aux exigences.

6.3.1 Comportement de la *centrale* en sous-tension

Note : Pour les *centrales* éoliennes, les exigences de cette section sont remplacées par celles décrites à la section 12.2.1.

La *centrale* doit demeurer en service sans *déclenchement de groupe* lors des sous-tensions qui se manifestent, à la suite d'une *perturbation*, pour les durées indiquées au tableau 2.

Tableau 2 — Plages en sous-tension (V) et durées minimales durant lesquelles la *centrale* doit demeurer en service sans *déclenchement de groupe* à la suite d'une *perturbation*

Sous-tension (p.u.) ¹	Durée minimale (secondes)
$0,9 \leq V < 1,0$	Permanent
$0,85 \leq V < 0,9$	30
$0,75 \leq V < 0,85$	2,0
$0,25 \leq V < 0,75$	1,0
$0 \leq V < 0,25$	0,15

Note 1. Tension de composante directe du côté haute tension du poste de départ.

Mis en forme : Couleur de police : Automatique

Mis en forme : Couleur de police : Automatique

Mis en forme : Couleur de police : Automatique

Mis en forme : Couleur de police : Automatique

Mis en forme : Couleur de police : Automatique

Mis en forme : Couleur de police : Automatique

Mis en forme : Couleur de police : Automatique

Les chutes de tension à des niveaux inférieurs à 0,75 p.u. sont causées par divers défauts survenant sur le *réseau de transport*. La *centrale* doit demeurer en service sans *déclenchement de groupe* durant un défaut survenant sur le *réseau de transport* (incluant le côté haute tension du poste de départ) et durant le temps requis pour que se rétablisse la tension après l'élimination du défaut. Il peut s'agir :

- d'un défaut triphasé éliminé en 0,15 seconde ;
- d'un défaut biphasé à la terre ou biphasé éliminé en 0,15 seconde ;
- d'un défaut monophasé éliminé en 0,30 seconde ;
- de tout défaut dont la tension phase-terre minimale peut atteindre 0,25 p.u. éliminé en 0,75 seconde.

Un besoin de demeurer en service pour de plus longs défauts et creux de tension peut être convenu avec le producteur si cette solution est globalement plus avantageuse.

6.3.2 Comportement de la *centrale* en surtension

Note : Pour les *centrales* éoliennes, les exigences de cette section sont remplacées par celles décrites à la section 12.2.2.

La *centrale* doit demeurer en service sans *déclenchement de groupe* lors des surtensions qui se manifestent, à la suite d'une *perturbation*, pour les durées indiquées à la deuxième colonne du tableau 3.

De plus, certaines *centrales* dont le fonctionnement est requis pour protéger l'intégrité des équipements du *réseau de transport* doivent demeurer en service sans *déclenchement de groupe* en dépit des surtensions qui peuvent survenir lors de la séparation et de l'instabilité d'une partie ou de la totalité du *réseau de transport*. Il revient au *Transporteur* de déterminer, pendant l'étude

d'intégration, si la centrale à raccorder doit contribuer à cette fonction. Une centrale soumise à cette exigence doit demeurer en service sans déclenchement de groupe lors des surtensions qui se manifestent, à la suite d'une perturbation, pour les durées indiquées à la troisième colonne du tableau 3.

Tableau 3 — Plages en surtension (V) et durées minimales durant lesquelles la centrale doit demeurer en service sans déclenchement de groupe à la suite d'une perturbation

Surtension (p.u.) ¹	Durée minimale (secondes)	
	Exigence pour toutes les centrales	Exigence pour certaines centrales ³
$1,0 \leq V \leq 1,10$	Permanent	Permanent
$1,10 < V \leq 1,15$	300	300
$1,15 < V \leq 1,20$	30	30
$1,20 < V \leq 1,25$	2,0	5,0
$1,25 < V \leq 1,40$	0,10 ²	2,5
$1,40 < V \leq 1,50$	0,033 ²	0,10
$V > 1,50$	0,033 ²	0,033

Note 1. Tension de composante directe du côté haute tension du poste de départ.

Note 2. Un blocage temporaire est autorisé, après un délai de 0,022 seconde, pour les installations utilisant de l'électronique de puissance, lorsque la tension de composante directe dépasse 1,25 p.u. Le fonctionnement normal est cependant requis dès que la tension redescend sous le seuil de 1,25 p.u.

Note 3. Les centrales dont le fonctionnement est requis pour protéger l'intégrité des équipements du réseau de transport.

6.3.3 Comportement de la centrale lors de variations de fréquence

Note : Pour les centrales éoliennes, les exigences de cette section sont remplacées par celles décrites à la section 12.2.3.

La centrale doit demeurer en service sans déclenchement de groupe lors des variations de fréquence, à la suite d'une perturbation, pour les durées indiquées au tableau 4.

De plus, la centrale doit demeurer en service lors d'une variation de la fréquence du réseau allant de -4 Hz / seconde à +4 Hz / seconde, à la suite d'une perturbation.

Les exigences relatives aux variations de fréquence s'appliquent également à une centrale raccordée au réseau de distribution, aux installations d'un réseau municipal ou de la Coopérative d'électricité SJBR.

Tableau 4 — Plages de fréquence (F) et durées minimales durant lesquelles la centrale doit demeurer en service sans déclenchement de groupe à la suite d'une perturbation

Fréquence (Hz)	Durée minimale
$F > 66,0$ ¹⁻²	Instantané
$63,0 < F \leq 66,0$ ¹⁻²	5 secondes
$61,5 < F \leq 63,0$ ¹	1,5 minute
$60,6 < F \leq 61,5$	11 minutes
$59,4 \leq F \leq 60,6$	Permanent
$58,5 \leq F < 59,4$	11 minutes
$57,5 \leq F < 58,5$	1,5 minute
$57,0 \leq F < 57,5$	10 secondes
$56,5 \leq F < 57,0$	2 secondes
$55,5 \leq F < 56,5$	0,35 seconde
$F < 55,5$	Instantané

Note 1. Un déclenchement instantané est autorisé à une fréquence $\geq 61,7$ Hz seulement pour les centrales thermiques, photovoltaïques et les centrales munies de génératrices asynchrones.

Note 2. Un déclenchement instantané est autorisé à une fréquence $\geq 63,5$ Hz pour les centrales raccordées au réseau de distribution.

6.4 Régulation de la tension, système d'excitation et régulation de la fréquence

6.4.1 Régulation de la tension

Note : Pour les *centrales* éoliennes, les exigences de cette section sont remplacées par celles décrites à la section 12.3.

La *centrale* doit participer à la régulation de la tension du *réseau de transport* en régimes transitoire, dynamique et permanent.

Chaque *alternateur synchrone* synchronisé au *réseau de transport* doit être équipé d'un système automatique de régulation de tension. Il doit pouvoir fournir et absorber, en régime permanent, la quantité de puissance réactive nécessaire au maintien de la tension correspondant au facteur de puissance indiqué à la section 7.7. Le producteur doit appliquer les réglages du système de régulation de tension fournis par le *Transporteur*.

Pour tout autre type d'équipement de production, la régulation de la tension peut être réalisée par les *groupes* ou par des équipements ajoutés à la *centrale* (p. ex., compensateur synchrone ou statique). Dans tous les cas, l'efficacité de la régulation de la tension assurée par la *centrale* doit être comparable à celle d'une *centrale* d'une puissance équivalente équipée d'*alternateurs synchrones* synchronisés au *réseau de transport*.

Dans le cas d'une *centrale* d'une puissance installée inférieure à 10 MW, le *Transporteur* peut accepter, après avoir complété l'*étude d'intégration*, que la *centrale* ne soit pas équipée de système automatique de régulation de tension, notamment lorsque le niveau de court-circuit au point de raccordement est nettement plus élevé que la puissance installée de la *centrale*. La *centrale* doit dans ce cas fournir la puissance réactive suffisante pour maintenir un facteur de puissance unitaire du côté haute tension du poste de départ.

Aucun élément des *installations* du producteur (p. ex., câbles, limiteurs d'excitation) ne doit limiter la puissance réactive disponible au point de raccordement.

La *centrale* de plus de 100 MW doit être conçue et réalisée de manière à pouvoir recevoir des consignes de source externe visant à régulariser la tension du *réseau de transport*.

6.4.2 Système d'excitation statique

Tout *groupe* synchrone de 20 MW et plus faisant partie d'une *centrale* dont la puissance installée ou prévue à l'ultime est de 100 MW et plus doit être muni d'un système d'excitation statique avec stabilisateur. Ce système doit être conforme aux CEGR⁸ « Système d'excitation statique pour les alternateurs à pôles saillants et à pôles lisses » décrites à l'annexe D. Le stabilisateur doit être homologué par Hydro-Québec, conformément aux CEGR « Stabilisateur multibande de type

⁸ Caractéristiques électriques générales de référence (d'Hydro-Québec TransÉnergie).

delta-oméga » décrites à l'annexe E. Les réglages à appliquer sont spécifiés par le *Transporteur* lors de la réalisation du projet et peuvent être révisés ultérieurement pour tenir compte de l'évolution du *réseau*.

Dans le cas d'une *centrale* située dans un grand centre de charge⁹ ou de la modification du système d'excitation statique de celle-ci, le *Transporteur* peut accepter des tensions de plafond moins élevées que celles spécifiées dans les CEGR précitées pour le système d'excitation statique applicable à la *centrale*. Ceci est conditionnel à ce que le *Transporteur* considère qu'il n'y ait aucune perte de bénéfices ou de performance pour le *réseau* comparativement aux bénéfices ou à la performance obtenue au moyen d'une excitation statique avec stabilisateur et tensions de plafond élevées.

De même, lors de la modification d'un système d'excitation considéré lent d'une *centrale* située dans un grand centre de charge, le *Transporteur* peut accepter un système d'excitation ayant une performance équivalente à celle d'un système d'excitation à diodes tournantes. Ceci est conditionnel à ce qu'il n'y ait aucune perte de bénéfices ou de performance pour le *réseau* comparativement aux bénéfices ou à la performance obtenue au moyen d'une excitation statique avec stabilisateur.

Pour un *groupe* synchrone de moins de 20 MW ou pour une *centrale* dont la puissance installée ou prévue à l'ultime est inférieure à 100 MW, le *Transporteur* peut exiger, à la lumière des résultats de l'*étude d'intégration*, que le *groupe* synchrone soit muni d'un système d'excitation statique avec stabilisateur. Ce pourrait notamment être le cas si la *centrale* est éloignée du *réseau de transport* existant ou si la *centrale* peut, à l'occasion, être synchronisée à un *réseau* voisin par l'intermédiaire d'une ligne d'interconnexion.

6.4.3 Régulation de la fréquence

Note : Pour les *centrales* éoliennes, les exigences de cette section sont remplacées par celles décrites à la section 12.4.

Tout *groupe* synchronisé au *réseau de transport* de puissance assignée supérieure à 10 MW doit être muni d'un système de régulation de vitesse doté d'un statisme permanent (sigma) comportant une plage réglable de 0 à 5 % au minimum et aucune bande morte d'insensibilité en fréquence. Les *groupes* asynchrones de puissance assignée supérieure à 10 MW doivent être munis d'un système d'asservissement apte à réaliser des fonctions similaires. Le producteur doit appliquer les réglages du système de régulation de vitesse fournis par le *Transporteur*.

Cependant, le *Transporteur* peut, à la lumière des résultats de l'*étude d'intégration*, exiger qu'un système de régulation de vitesse soit installé sur des *groupes* de puissance assignée inférieure à

⁹ Les grands centres de charge se trouvent au sud de la province, dans la portion bordée géographiquement par une distance approximative de 60 km au nord du fleuve St-Laurent, de 60 km à l'ouest de Montréal et de 60 km à l'est de Québec.

10 MW, notamment lorsqu'il est requis, dans certaines situations particulières, d'îloter la *centrale* sur des charges normalement raccordées au *réseau de transport* d'Hydro-Québec. De plus, si la *centrale* doit pouvoir être redémarrée en mode îloté, elle doit avoir la capacité de démarrer en mode autonome (blackstart capability).

Nonobstant ce qui précède, le *Transporteur* peut exiger, pour certaines configurations de *réseau*, que le système de régulation de vitesse soit temporairement mis hors fonction après synchronisation au *réseau de transport*, de façon à réduire le risque d'*îlotage* indésirable de la *centrale* avec un client de charge locale raccordé au *réseau de transport*.

Les exigences relatives à la régulation de la fréquence s'appliquent également à une *centrale* raccordée au réseau de distribution, aux *installations* d'un réseau municipal ou de la Coopérative d'électricité SJBR.

7. Exigences relatives à l'appareillage

Chaque *centrale* qui doit être raccordée au *réseau* d'Hydro-Québec requiert des études d'ingénierie de la part du producteur. Celles-ci doivent être réalisées selon les normes et les règles de l'art et traiter notamment des courts-circuits et de la coordination de l'isolement des équipements, de façon à définir adéquatement l'ensemble des caractéristiques de l'appareillage. En plus des exigences présentées ci-dessous, les machines électriques tournantes doivent être conformes à la norme CEI 60034-1 « Machines électriques tournantes » [2].

Les équipements de production raccordés au *réseau de transport* doivent être triphasés.

7.1 Régime du neutre

La *centrale* doit être conçue de manière à être compatible en tout temps avec les caractéristiques du régime du neutre du *réseau de transport*.

Les exigences décrites aux sections 7.1.1 et 7.1.2 visent à limiter les surtensions temporaires éventuelles lorsque les disjoncteurs du *réseau de transport* ouvrent en premier pour isoler un défaut à la terre sur la partie du *réseau* à laquelle la *centrale* est raccordée.

7.1.1 Réseau de transport à neutre effectivement mis à la terre

Les *installations* du *réseau de transport* sont pour la plupart à neutre effectivement mis à la terre, c'est-à-dire qu'elles satisfont aux critères suivants :

$$0 \leq X_0/X_1 \leq 3 \quad \text{et} \quad 0 \leq R_0/X_1 \leq 1$$

où :

X_1 = réactance de composante directe du *réseau* ;

X_0 = réactance de composante homopolaire du *réseau* ;

R_0 = résistance de composante homopolaire du *réseau*.

Le poste de départ de la *centrale* doit être à neutre effectivement mis à la terre vu du côté haute tension.

Pour satisfaire cette exigence, le neutre des enroulements du côté haute tension du (des) transformateur(s) élévateur(s) servant au raccordement de la *centrale* doit être mis à la terre; en outre, les impédances de ce (ces) transformateur(s) ainsi que les connexions des enroulements doivent être telles que la *centrale* satisfasse en tout temps aux critères d'une mise à la terre effective, à savoir :

$$0 \leq X_0/X_1 \leq 3 \quad \text{et} \quad 0 \leq R_0/X_1 \leq 1$$

où :

X_1 = réactance de composante directe de la *centrale* vue du côté haute tension du poste de départ ;

X_0 = réactance de composante homopolaire de la *centrale* vue du côté haute tension du poste de départ ;

R_0 = résistance de composante homopolaire de la *centrale* vue du côté haute tension du poste de départ.

Dans le cas où la *centrale* est raccordée au *réseau de transport* par l'intermédiaire d'une *installation de client*, les exigences précédentes à l'égard du régime du neutre s'appliquent également (l'évaluation de X_1 , X_0 et R_0 s'effectue dans ce cas du côté haute tension du poste client). Il peut être nécessaire alors de recourir aux moyens suivants pour respecter ces exigences :

- l'ajout de transformateur(s) de mise à la terre du côté haute tension du poste client ;
- la modification du type de connexion des enroulements des transformateurs existants dans le poste du producteur.

Selon les caractéristiques du *réseau de transport* à proximité du point de raccordement, une limitation de la contribution au courant de défaut à la terre du poste à la *centrale* peut aussi s'avérer nécessaire. À cette fin, des exigences techniques complémentaires peuvent être spécifiées comme l'addition d'une inductance du côté haute tension entre le neutre de chaque transformateur et la terre, ou l'utilisation de transformateurs connectés Y_n ayant une valeur d'impédance homopolaire appropriée du côté haute tension (l'enroulement du côté basse tension est généralement raccordé en delta).

7.1.2 Réseau de transport à neutre non effectivement mis à la terre

Pour certaines parties du *réseau de transport* à 69 kV et moins, le neutre est non effectivement mis à la terre et l'impédance de composante homopolaire est alors plus élevée que celle correspondant à un *réseau de transport* à neutre effectivement mis à la terre.

La *centrale* doit être conçue en conséquence et de telle façon qu'elle ne contribue pas à plus de 400 A au courant de défaut monophasé sur cette partie du *réseau de transport* à neutre non effectivement mis à la terre, à moins d'une entente convenue avec le *Transporteur*. Par ailleurs, un transformateur de mise à la terre d'impédance appropriée sera généralement requis du côté haute tension du poste de départ pour éviter que l'impédance de séquence homopolaire ne devienne capacitive à cause, par exemple, de l'effet capacitif des lignes ou des câbles du côté du *réseau de transport* et ne cause d'importantes surtensions.

7.2 Caractéristiques électriques générales de l'appareillage

Les caractéristiques électriques de l'appareillage constituant les *installations* du producteur doivent être compatibles avec celles du *réseau de transport* auquel sont raccordées ces *installations*, notamment en matière de coordination de l'isolement des équipements. Le tableau 5 présente les valeurs normalisées actuelles des niveaux d'isolement et de court-circuit du *réseau de transport*. Le producteur, lors de la conception de ses *installations*, doit vérifier auprès du *Transporteur* les caractéristiques électriques applicables à la partie du *réseau de transport* où ses *installations* seront raccordées.

Tableau 5 — Niveaux d'isolement et niveaux de court-circuit normalisés pour l'appareillage du *réseau de transport* d'Hydro-Québec

Tension nominale du réseau ¹ (kV L-L eff.)	Tension assignée des appareils (kV L-L eff.)	Niveaux d'isolement à la terre ²		Niveaux de court-circuit normalisés ³ (kA eff. sym.)
		Foudre (kV cr.)	60 Hz (kV eff.)	
69	72,5	350	140	31,5
120	145	550	230	40
161	170	650-750 ⁴	275-325 ⁴	31,5 et 50 ⁵
230	245	850-950 ⁴	360-395 ⁴	31,5 et 50 ⁵
315	330	1050-1175 ^{4,6}	460	31,5 et 50 ⁵

1 – Les niveaux d'isolement et de court-circuit ne sont pas normalisés pour les niveaux de tension 44 kV, 49,2 kV, 345 kV et 735 kV et doivent être confirmés au cas par cas par le *Transporteur*.
 2 – Les sectionneurs doivent avoir des niveaux d'isolement, entre contacts ouverts, supérieurs aux niveaux d'isolement à la terre. Cette exigence s'applique aussi aux disjoncteurs 330 kV.
 3 – Le rapport X/R prescrit pour ces niveaux de tension équivaut à 30.
 4 – Le niveau plus faible s'applique aux transformateurs et inductances shunt protégés par des parafoudres aux bornes alors que le niveau plus élevé s'applique au reste de l'appareillage en général.
 5 – Le niveau de court-circuit dépend des caractéristiques spécifiques du *réseau de transport* où est raccordée la *centrale*.
 6 – La tenue aux chocs de manœuvre est de 850 kV crête.

7.3 Sectionneurs de raccordement

Le poste de départ doit être muni d'un sectionneur de raccordement à chaque point de raccordement afin d'assurer la sécurité des personnes lors d'interventions sur le *réseau de transport*. Ce sectionneur constitue un point de coupure visible, accessible au *Transporteur* afin d'isoler la *centrale* du *réseau de transport*. Il doit être situé le plus près possible du point de raccordement et doit pouvoir être cadennassé en position ouverte (l'angle d'ouverture doit être supérieur à 90° pour une ouverture verticale avec lame vers le haut).

Si le sectionneur est motorisé, le mécanisme de commande et d'entraînement doit pouvoir être désactivé, découplé, et cadennassé. Il est requis d'avoir un dispositif pour couper l'alimentation du moteur en utilisant par exemple des couteaux (knife switch) et un endroit pour pouvoir installer un cadenas sur la porte du boîtier de commande. Le tuyau de commande doit également avoir un dispositif de verrouillage comprenant une goupille. De plus, si le mécanisme d'urgence est un

31

- Supprimé: s
- Supprimé: s
- Supprimé: ven
- Supprimé: s
- Supprimé: s
- Supprimé: s
- Supprimé: Avril

volant, il faut pouvoir cadenasser le sélecteur extérieur et un hublot doit permettre de visualiser les couteaux lorsque le boîtier de commande est fermé et cadenassé. Si le mécanisme d'urgence est par manivelle, un hublot doit permettre de visualiser les couteaux et le sélecteur de commande locale lorsque le boîtier de commande est fermé et cadenassé. Les orifices pour les cadenas ou les pinces de cadenassage doivent avoir un diamètre de 12 mm.

Les *installations* du producteur peuvent comporter plus d'un sectionneur de raccordement. Dans certains cas, le *Transporteur* peut accepter qu'un appareil autre qu'un sectionneur (p. ex. un disjoncteur débrochable) remplisse le rôle de point de coupure visible.

Dans tous les cas, le producteur doit fournir les spécifications de l'appareillage au *Transporteur* qui en validera la conformité à ses exigences de sécurité.

Un sectionneur de raccordement ne peut en aucun cas être couplé avec un sectionneur de mise à la terre situé du côté *réseau de transport*, ce qui aurait pour conséquence de mettre à la terre le point de raccordement à l'ouverture du sectionneur de raccordement.

7.4 Disjoncteurs

Les disjoncteurs doivent posséder des caractéristiques de tenue de l'isolation et de pouvoir de coupure (Tension Transitoire de Rétablissement (TTR), Tension de Rétablissement (TR), courant de courte durée admissible et pouvoir de coupure en court-circuit, etc.) adéquates pour interrompre tout courant de défaut de toute nature dans les *installations* du producteur ou sur toute partie du *réseau de transport* auquel la *centrale* est raccordée. La tenue de l'isolation et la coupure de défauts en opposition de phases doivent faire l'objet d'une attention particulière pour s'assurer que les disjoncteurs ont le pouvoir de coupure requis.

7.4.1 Disjoncteur de raccordement

Le producteur doit doter ses *installations* d'un ou de plusieurs *disjoncteurs de raccordement*. Ces appareils doivent pouvoir être manœuvrés dans la séquence Ouverture, Fermeture, Ouverture (O-FO) avec une autonomie de huit heures consécutives en l'absence prolongée de tension sur le *réseau*.

Lorsqu'un disjoncteur de raccordement comporte un système intégré de détection d'anomalies internes (p. ex. : basse densité de SF6) pouvant forcer sa fermeture ou inhiber son fonctionnement normal (p. ex. : verrouillage à l'état), le producteur doit, suite à une détection d'anomalie, retirer le disjoncteur en question le plus rapidement possible de l'exploitation afin de ne pas risquer d'endommager ses *installations* ou de perturber indûment le *réseau de transport*. Le producteur doit soumettre au *Transporteur*, pour acceptation, les mesures qu'il entend prendre pour respecter cette exigence.

7.5 Parafoudres du côté haute tension du poste de départ

Les parafoudres haute tension doivent, à moins d'entente avec le *Transporteur*, être situés du côté *centrale* du sectionneur de raccordement, afin qu'ils puissent être isolés du *réseau de transport* sans mise hors tension de la ligne de raccordement du *Transporteur*.

Les parafoudres doivent être de type oxyde de zinc sans éclateur et dimensionnés en fonction des contraintes du *réseau de transport*.

7.6 Déséquilibres de tension, impédances et constantes de temps des alternateurs synchrones et génératrices asynchrones

Les *installations* du producteur, notamment ses *alternateurs synchrones* et ses *génératrices asynchrones*, doivent être conçues de manière à supporter, sans *déclenchement*, des déséquilibres de tension pouvant atteindre 2 % (composante inverse, V_2/V_1) en régime permanent sur le *réseau de transport* et des déséquilibres plus importants encore pendant des durées limitées (p. ex. : 50 % de déséquilibre de tension en cas de défaut).

Le *Transporteur* peut, à la suite de l'*étude d'intégration*, imposer des exigences additionnelles concernant certaines valeurs d'impédance ou de constante de temps pour les *alternateurs synchrones* (p. ex. : la valeur maximale pour le rapport X''_{qi} / X''_{di} , ou la valeur maximale de X'_{di} ou de T'_{do}), de façon à assurer le maintien de la stabilité du *réseau de transport*. À titre d'indication, le rapport X''_{qi} / X''_{di} des *alternateurs synchrones* actuellement raccordés au *réseau de transport* se situe généralement entre 1,0 et 1,3, alors que la valeur typique du X'_{di} est de 0,3 p.u. sur la base en MVA des équipements. La valeur typique de la constante de temps T'_{do} est de 6,0 secondes.

7.7 Facteur de puissance de conception des équipements de production

Note : Pour les *centrales* éoliennes, les exigences de cette section sont remplacées par celles décrites à la section 12.3.

Les facteurs de puissance spécifiés ci-après déterminent les limites supérieure et inférieure de la plage de la puissance réactive que la *centrale* doit rendre disponible au *réseau* en régime permanent¹⁰.

7.7.1 Alternateurs synchrones

Les *alternateurs synchrones* synchronisés au *réseau* doivent avoir un facteur de puissance assigné inférieur ou égal à :

- 0,90 en mode surexcité ;
- 0,95 en mode sous-excité.

Ces facteurs de puissance sont définis aux bornes de l'*alternateur synchrone*.

¹⁰ Lorsque la *centrale* est raccordée par l'intermédiaire d'une *installation de client*, un système de mesurage apte à distinguer la partie industrielle de la partie production doit être installé pour permettre de déduire la contribution réelle de la *centrale* et la consommation de la charge et ainsi vérifier la conformité aux exigences relatives au facteur de puissance.

Supprimé: "

Supprimé: "

Supprimé: "

Supprimé: "

Supprimé: "

Supprimé: "

Supprimé: "

Supprimé: "

De plus, pour une *centrale* dont le point de raccordement est situé du côté haute tension du poste de départ, le facteur de puissance en mode surexcité doit aussi être égal ou inférieur à 0,95, au point de raccordement.

Cependant, si l'*étude d'intégration* montre que la puissance réactive des *alternateurs synchrones* ne peut être complètement utilisée par le *réseau de transport*, le *Transporteur* peut accepter que le facteur de puissance assigné aux bornes de l'alternateur, en mode surexcité, soit supérieur à 0,9, sans toutefois excéder 0,95. Pour une *centrale* dont le point de raccordement est situé du côté haute tension du poste de départ, le facteur de puissance en mode surexcité doit aussi être égal ou inférieur à 0,97 au point de raccordement.

Les alternateurs d'une *centrale* de puissance installée inférieure à 10 MW et qui ne sont pas tenues de participer à la régulation de la tension, en cohérence avec la section 6.4.1 du présent document, doivent fournir une puissance réactive suffisante pour maintenir un facteur de puissance unitaire du côté haute tension du poste de départ.

7.7.2 Autres types d'équipement de production

Pour tout autre type d'équipement de production, la *centrale* doit rendre disponible, du côté haute tension du poste de départ, la plage de puissance réactive correspondant à un facteur de puissance capacitif et inductif égal ou inférieur à 0,95. La puissance réactive disponible, du côté haute tension du poste de départ, doit au moins correspondre à un facteur de puissance de 0,95 de la puissance assignée des *groupes* en service.

La *centrale* d'une puissance installée inférieure à 10 MW et qui n'est pas tenue de participer à la régulation de la tension, en cohérence avec la section 6.4.1 du présent document, doit fournir une puissance réactive suffisante pour maintenir un facteur de puissance unitaire du côté haute tension du poste de départ.

7.8 Harmoniques des équipements de production

Les *alternateurs synchrones* doivent satisfaire aux exigences d'essais en matière d'harmoniques stipulées dans la norme de la Commission électrotechnique internationale, CEI 60034-1 « Machines électriques tournantes » [2] ou l'équivalent. Les *génératrices asynchrones* doivent avoir des performances semblables aux *alternateurs synchrones*. Ces performances doivent être confirmées par des essais et être incluses dans les rapports d'essais prévus au chapitre 10 du présent document.

7.9 Constante d'inertie des groupes

La constante d'inertie des *groupes* d'une *centrale* raccordée au *réseau de transport* doit être compatible avec les constantes d'inertie des *centrales* existantes dans la région où la *centrale* est raccordée et ce, afin de préserver la stabilité et l'intégrité du *réseau de transport* lors de *perturbations* et de réduire les risques d'oscillations entre les *centrales*. Le *Transporteur* précisera au besoin, lors de l'*étude d'intégration*, la constante d'inertie minimale applicable aux *groupes* de la *centrale*.

7.10 Transformateurs élévateurs

7.10.1 Prises

Note : Pour les *centrales* éoliennes, les exigences de cette section sont remplacées par celles décrites à la section 12.12.

À moins de stipulation contraire au moment de l'*étude d'intégration*, les transformateurs élévateurs de la *centrale* doivent être munis de prises permettant de modifier le rapport de transformation en fonction des conditions de tension du *réseau de transport*. Le choix des prises doit être fait de façon à ne pas entraver l'exploitation actuelle ou future du *réseau de transport* et à respecter les exigences définies à la section 6.1.

7.10.2 Connexions des enroulements des transformateurs élévateurs

Les connexions des enroulements des transformateurs élévateurs de la *centrale* doivent être conformes aux exigences relatives au régime du neutre du *réseau de transport* stipulées à la section 7.1.1 ou 7.1.2, selon le cas.

7.10.3 Valeurs d'impédance

Les valeurs limites (maximales ou minimales) d'impédance pour les transformateurs élévateurs de la *centrale*, peuvent être spécifiées par le *Transporteur* à la suite de l'*étude d'intégration*, conformément aux exigences relatives au régime du neutre du *réseau de transport* indiquées à la section 7.1.1 ou 7.1.2, selon le cas.

7.10.4 Mise sous tension

Le *Transporteur* peut, suite à l'*étude d'intégration*, exiger que les *installations* du producteur soient munies d'un moyen de mitigation visant à réduire les transitoires d'*enclenchement* lors de la mise sous tension des transformateurs élévateurs.

7.11 Conversion éventuelle de la tension du *réseau de transport*

Le *Transporteur* peut être amené à convertir certaines parties de son *réseau de transport* à une tension nominale différente de celle utilisée lors du raccordement de la *centrale*.

Tout projet en ce sens sera mentionné dans l'*étude d'intégration*. Le cas échéant, les *installations* du producteur devront être conçues pour s'adapter aux différents niveaux de tension spécifiés dans l'étude.

7.12 Ligne de transport érigée par le producteur

Le producteur qui érige une ligne de transport pour raccorder sa *centrale* au *réseau de transport* doit s'assurer que les caractéristiques électriques et mécaniques de celle-ci sont équivalentes à celles d'une ligne construite par le *Transporteur* pour un projet comparable, afin de préserver la fiabilité et la sécurité du *réseau de transport*. Dans ce cas, le *Transporteur* fournit au producteur les exigences particulières de conception, selon le type de ligne et l'endroit où elle sera érigée.

8. Exigences relatives aux systèmes de protection

8.1 Principes généraux

Il incombe au producteur de protéger adéquatement ses *installations* contre les *perturbations* qui surviennent dans ses *installations* ou dans le *réseau de transport* d'Hydro-Québec.

Le producteur doit fournir et installer, dans ses *installations*, des systèmes de protection aptes à protéger efficacement le *réseau de transport*.

Les diverses protections installées par le producteur doivent être coordonnées entre elles, et avec celles du *réseau de transport*.

8.1.1 Sélectivité des systèmes de protection des *installations* du producteur face aux *perturbations* dans le *réseau de transport*

Les systèmes de protection servant à protéger les *installations* du producteur doivent être suffisamment sélectifs pour éviter tout *déclenchement* indésirable de *groupe* lors de *perturbations*. Plus précisément, aucune protection ne doit occasionner un *déclenchement* de *groupe*, directement ou indirectement, pour les variations de tension et de fréquence indiqués aux tableaux 2, 3 et 4 aux sections 6.3.1 à 6.3.3. Les équipements qui ne sont pas susceptibles d'être endommagés par des variations de tension ou de fréquence plus importantes doivent demeurer en service au-delà des durées minimales indiquées dans ces tableaux.

8.1.2 Réenclenchement automatique

À moins d'une entente particulière conclue avec le *Transporteur* suite à l'*étude d'intégration*, tout *réenclenchement* automatique de la *centrale* est interdit, que le défaut se produise dans les *installations* du producteur ou dans le *réseau de transport*.

8.2 Régime du neutre

Si la *centrale* est raccordée au *réseau de transport* par l'intermédiaire d'une *installation de client*, le *Transporteur* peut exiger, en plus d'une mise à la terre effective du neutre, des systèmes de protection supplémentaires.

Si la *centrale* est raccordée à une partie du *réseau de transport* à neutre non effectivement mis à la terre en condition normale, des systèmes de protection appropriés sont requis.

8.3 Disjoncteurs

Les disjoncteurs à 230 kV et plus doivent être équipés de deux jeux de bobines d'ouverture avec noyaux indépendants, chacun étant prévu pour les deux circuits d'ouverture automatique par protection. Pour les niveaux de tension inférieurs à 230 kV, deux jeux de bobines d'ouverture avec noyaux indépendants sont requis, si les besoins de protection du *réseau de transport* le justifient.

8.4 Fonctions de protection pour les besoins du réseau de transport

Les fonctions de protection qui doivent être installées dans les systèmes de protection pour répondre aux besoins du *réseau de transport* sont décrites ci-dessous. Ces systèmes de protection doivent assurer, pour la zone qu'ils doivent circonscrire, la détection de tout type de défaut et de *perturbation* pouvant affecter le *réseau de transport*, qu'ils se produisent dans les *installations* du producteur ou dans le *réseau de transport*. Lorsque les systèmes de protection sont sollicités dans de telles situations, ils doivent permettre d'isoler du *réseau de transport* la zone en défaut.

8.4.1 Protection contre les défauts dans les installations du producteur

Les systèmes de protection utilisés par le producteur pour éliminer les défauts dans ses *installations* doivent être compatibles et coordonnés avec les systèmes de protection utilisés dans le *réseau de transport*. Les systèmes de protection du producteur, lorsqu'ils sont sollicités, doivent isoler de façon rapide, fiable, sélective et sécuritaire tout type de défaut affectant ses *installations*.

8.4.2 Protection contre les défauts dans le réseau de transport

Les systèmes de protection utilisés par le producteur pour éliminer les défauts survenant dans le *réseau de transport* doivent, lorsqu'ils sont sollicités, éliminer de façon rapide, fiable, sélective et sécuritaire la contribution de la *centrale* à tout type de défaut.

Deux protections primaires, telles qu'elles sont définies ci-dessous, ayant chacune un relais de *déclenchement*, sont requises. Dans certains cas, le *Transporteur* peut exiger un niveau d'indépendance plus élevé pour les deux protections primaires, de façon à répondre aux besoins du *réseau de transport* local auquel est raccordée la *centrale*.

Lorsque la contribution des *groupes* au défaut dans le *réseau de transport* n'est pas suffisante pour permettre l'utilisation de deux protections primaires, par exemple, lorsqu'il s'agit de *génératrices asynchrones*, les solutions applicables seront précisées dans les exigences techniques complémentaires émises pour chaque projet suite à l'*étude d'avant-projet*.

Les protections primaires sont composées de relais dont les fonctions et réglages présentent les particularités suivantes :

- la protection couvre tous les types de défauts : triphasés, biphasés, biphasés à la terre, et monophasés à la terre avec et sans une impédance de défaut. Lorsque le défaut est impédant, la résistance de défaut utilisée doit être de $R_f = 10$ ohms, c'est-à-dire $3R_f = 30$ ohms en composante homopolaire ;
- le fonctionnement n'est retardé par aucun délai intentionnel sauf ceux requis pour assurer la coordination avec les systèmes de protection du *réseau de transport* ;
- la protection est sélective. La zone couverte par la protection primaire doit être coordonnée avec les protections des zones adjacentes.

Il est recommandé que ces systèmes de protections soient de conception différente ou provenir de manufacturiers différents. Ces systèmes de protection peuvent nécessiter l'utilisation de télécommunications.

8.4.3 Protection de tension, protection de fréquence et télédéclenchement

Des protections de tension et de fréquence sont requises pour protéger les *installations* du producteur et le *réseau de transport*. Un *télédéclenchement* peut aussi être requis.

8.4.3.1 Protection de tension

Note : Pour les *centrales* éoliennes, les exigences de cette section sont remplacées par celles décrites à la section 12.5.1.

La protection de tension doit comporter une fonction de sous-tension et une fonction de surtension.

Les réglages de la protection de tension de la *centrale* raccordée au *réseau de transport* doivent respecter les plages de tension en régime permanent indiquées à la section 6.1 ainsi que les plages de tension, à la suite d'une *perturbation*, pour les durées minimales indiquées aux tableaux 2 et 3. Par exemple, le tableau 3 montre qu'un relais de surtension dont le seuil d'opération serait réglé dans la plage de tension ($1,15 < V \leq 1,20$) ne doit pas provoquer un *déclenchement* à moins que la tension de séquence directe, du côté haute tension du poste de départ, se soit maintenue continuellement au-dessus du seuil d'opération durant au moins 30 secondes.

Il n'est pas requis d'avoir des réglages pour chacune des valeurs indiquées dans les tableaux 2 et 3.

8.4.3.2 Protection de fréquence

Note : Pour les *centrales* éoliennes, les exigences de cette section sont remplacées par celles décrites à la section 12.5.2.

La protection de fréquence doit comporter une fonction de sous-fréquence et une fonction de surfréquence. En aucun cas, les réglages de ces protections ne doivent interférer avec les moyens mis en œuvre par le *Transporteur* pour rétablir la fréquence du *réseau* après une *perturbation*.

Les réglages de la protection de fréquence de la *centrale* raccordée au *réseau de transport* doivent respecter la plage de fréquence en régime permanent indiquée à la section 6.2 ainsi que les plages de fréquence, à la suite d'une *perturbation*, pour les durées minimales indiquées au tableau 4. Par exemple, en référence au tableau 4, une protection de fréquence dont le seuil d'opération serait réglé dans la plage de fréquence ($58,5 \leq F < 59,4$) doit avoir une temporisation minimale de 11 minutes. Si un relais de fréquence comptant les cycles (plutôt qu'un délai) est utilisé, le réglage du nombre de cycles doit être fait en fonction de la valeur maximale de la fréquence associée à la plage correspondante.

Il n'est pas requis d'avoir des réglages pour chacune des valeurs indiquées au tableau 4.

Ces exigences s'appliquent également à une *centrale* raccordée au réseau de distribution, aux *installations* d'un réseau municipal ou de la Coopérative d'électricité SJBR.

Le producteur peut utiliser des réglages plus sensibles de la protection en sous-fréquence à condition de pouvoir compenser toute perte de production. La production ainsi déclenchée par la protection de sous-fréquence peut être compensée par l'*îlotage* avec la propre charge du producteur.

et/ou par du délestage de charge convenu avec un tiers. Le producteur doit démontrer au *Transporteur* que des procédures ont été mises en place et/ou que des ententes de délestage automatique de charge ont été conclues.

8.4.3.3 Télédéclenchement

Le *Transporteur* peut exiger du producteur l'installation d'un système de *télédéclenchement* pour couvrir les cas suivants :

- si le temps de *réenclenchement* de ligne est court (inférieur à 2 secondes) ;
- lorsqu'il y a risque d'*ilotage* indésirable ;
- comme protection supplémentaire lorsque, dans les *installations* du producteur, les systèmes de protection contre les défauts dans le *réseau de transport* ne sont pas suffisamment efficaces ou sélectifs pour assurer une protection adéquate du *réseau de transport* ;
- lorsqu'il y a risque d'autoexcitation, quand par exemple, il y a possibilité d'*ilotage* d'une *centrale* avec une charge capacitive, comme une batterie de condensateurs, des filtres, une ligne à vide ou un câble.

La défaillance du système de *télédéclenchement* peut nécessiter le *déclenchement* de la *centrale* ou l'activation de réglages supplémentaires des protections de ligne, de tension et/ou de fréquence. Les solutions applicables suite à la défaillance du système de *télédéclenchement* (télécommunication) seront précisées dans les exigences techniques complémentaires émises pour chaque projet.

Si ce *déclenchement* de la *centrale* entraîne des *perturbations* excessives dans le *réseau de transport*, le *Transporteur* peut exiger la mise en place d'un deuxième système de *télédéclenchement*.

Ces exigences s'appliquent également à une *centrale* raccordée au réseau de distribution, aux *installations* d'un réseau municipal ou de la Coopérative d'électricité SJBR.

8.4.4 Protection de défaillance de disjoncteur

Une protection de défaillance de disjoncteur ou l'équivalent est requise pour permettre le *déclenchement* des disjoncteurs des zones adjacentes lors du refus du *déclenchement* d'un disjoncteur associé à une protection requise pour les besoins du *réseau de transport*.

Une protection à distance de défaillance de disjoncteur avec *télédéclenchement* par un lien dédié est requise pour permettre le *télédéclenchement* des disjoncteurs aux postes contribuant au défaut, pour les défauts dans les *installations* du producteur, lorsque la rapidité de *déclenchement* est nécessaire pour les besoins du *réseau de transport*.

8.4.5 Protection contre d'autres phénomènes

Il incombe au producteur de protéger adéquatement ses *installations* contre les surtensions et autres phénomènes nuisibles. Les surtensions peuvent, par exemple, être causés par l'interaction entre la

centrale et le réseau de transport ou encore par des phénomènes d'autoexcitation d'alternateurs synchrones ou de génératrices asynchrones, de résonance harmonique ou sous-synchrone, de ferromagnétisme ou de déséquilibres (de tension ou de courant). Le *Transporteur* peut exiger du producteur la mise en place, dans ses installations, de divers systèmes afin de protéger adéquatement le réseau de transport et les installations de tiers contre ces phénomènes.

8.5 Équipements associés aux systèmes de protection requis pour les besoins du réseau de transport

8.5.1 Relais de protection et de déclenchement

Les relais de protection et de *déclenchement* utilisés dans les systèmes de protection requis pour les besoins du réseau de transport doivent être homologués par le *Transporteur*. Le *Transporteur* peut néanmoins autoriser l'utilisation de relais en instance d'homologation dans un projet précis s'il les juge acceptables.

Les relais de protection pour contrer l'*îlotage* doivent être dédiés à cette fonction.

8.5.2 Réglages des systèmes de protection

Le producteur ne peut modifier les réglages de ses protections sans l'autorisation écrite du *Transporteur*. La vérification périodique des dispositifs de protection installés par le producteur doit être effectuée par ce dernier.

8.5.3 Alimentation des systèmes de protection

L'alimentation des systèmes de protection requis pour le réseau de transport doit s'effectuer à partir d'une batterie d'accumulateurs, ou à partir de deux batteries d'accumulateurs lorsque requis par le *Transporteur* à la suite des résultats de l'*étude d'intégration*. En effet, ces systèmes de protection doivent demeurer fonctionnels advenant une panne d'alimentation des services auxiliaires.

Chaque batterie d'accumulateurs doit être équipée de deux chargeurs qui peuvent être exploités en parallèle avec la batterie ou en relève l'un par rapport à l'autre. Chacune de ces batteries doit avoir une autonomie minimale de huit heures consécutives. Si les services auxiliaires peuvent être réalimentés à partir d'une autre source, la période d'autonomie peut être ramenée à deux heures ou à quatre heures, selon le temps requis pour ce faire.

8.5.4 Transformateurs de tension et de courant

Des transformateurs de courant et de tension doivent être installés sur chacune des trois phases afin d'alimenter les systèmes de protection de ligne installés pour les besoins du réseau de transport. Ces transformateurs doivent être munis d'enroulements secondaires distincts afin de permettre d'alimenter séparément les deux systèmes de protection primaires de ligne. Le producteur doit fournir les spécifications des transformateurs de tension et de courant au *Transporteur* qui en validera la conformité à ses normes en vigueur.

8.6 Systèmes de télécommunications pour les fonctions de téléprotection

Le *Transporteur* fournit, installe et entretient les équipements requis pour transmettre les signaux de téléprotection.

Le point de jonction des télécommunications, tel que montré à la figure 4, est le point de démarcation entre le réseau de télécommunications d'Hydro-Québec (ou d'un tiers) et les équipements du producteur. Ce point est généralement situé à la boîte de jonction (B.J.) qui relie les équipements de télécommunications (situés à l'extrémité de la liaison) à l'unité de tonalité (U.T.), lorsqu'il y en a une, ou au relais de protection des *installations* du producteur.

Le producteur doit fournir l'alimentation ainsi que l'espace adéquat et sécuritaire pour l'installation de tous ces équipements et installer les conduits et boîtes de jonction nécessaires ainsi que les unités de tonalité ou de téléprotection qui font partie des systèmes de protection.

Figure 4 – Position relative de certains appareils du producteur par rapport au point de jonction des télécommunications

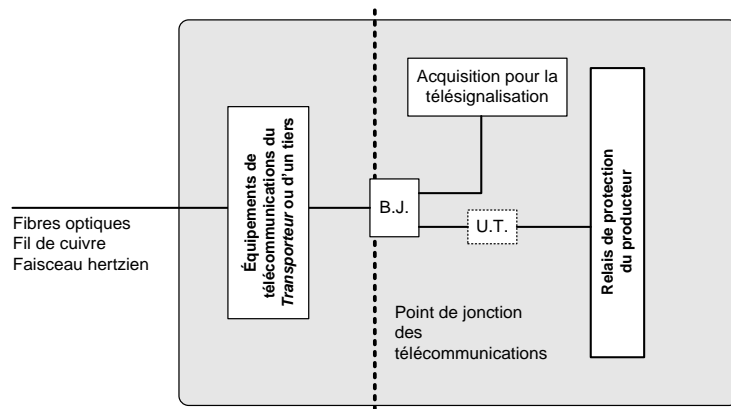


SCHÉMA INDICATIF SEULEMENT

9. Exigences relatives à l'exploitation en temps réel

9.1 Informations requises pour l'exploitation en temps réel du réseau de transport

Pour exploiter efficacement le *réseau de transport*, le *Transporteur* requiert en temps réel, de chaque *centrale* et sous une forme compatible avec les équipements du *Transporteur*, des informations en provenance des *installations* du producteur. Les informations requises, qui varient selon la puissance de la *centrale*, sont décrites dans le tableau 6.

Le producteur doit fournir et installer dans ses *installations* tous les capteurs nécessaires pour transmettre les informations requises au *Transporteur*. Le producteur doit en outre, à la demande du *Transporteur*, participer à des essais deux mois avant la mise en service de sa *centrale* ou à toute autre date convenue avec le *Transporteur*. De tels essais visent à vérifier le bon fonctionnement de la télésignalisation.

Les équipements utilisés par le producteur pour la transmission des informations requises par le *Transporteur* doivent être soumis à ce dernier pour acceptation.

Les appareils du poste de départ doivent respecter la nomenclature du *Transporteur*. Cette nomenclature sera fournie au producteur au cours de la réalisation du projet.

Tableau 6 – Informations requises par le *Transporteur* pour le Centre de téléconduite (CT) et le Centre de conduite du *réseau* (CCR)¹⁻²

INFORMATIONS REQUISES	PUISSANCE < 50 MW		PUISSANCE ≥ 50 MW	
	CT	CCR	CT	CCR
Production totale de la <i>centrale</i> MW et Mvar		Mesure Sauf si l'impact sur le <i>réseau</i> est jugé négligeable		Mesure
Disjoncteur de <i>groupe</i>	État ⁷ Si requis pour l'exploitation du <i>réseau</i>		État ⁷	État
Sectionneur de <i>groupe</i>	État ⁸ Si requis pour l'exploitation du <i>réseau</i>		État ⁸	État
MW, Mvar, kV, A du <i>groupe</i>	Mesure Si requis pour l'exploitation du <i>réseau</i>		Mesure	Mesure
Nombre d'éoliennes en service		Nombre		Nombre
Disjoncteur de raccordement	État Sauf si l'impact sur le <i>réseau</i> est jugé négligeable		État	État
MW, Mvar, kV, A au(x) point(s) de raccordement	Mesure Sauf si l'impact sur le <i>réseau</i> est jugé négligeable		Mesure	Mesure
Niveau d'eau (amont et aval)				Niveau
Pmax du <i>groupe</i>				Mesure
Rejet de production, RFP ³ – Autres automatismes De <i>réseau</i>			Lorsqu'asservie, transmission de : signalisations, mesures et commandes. À préciser le cas échéant	Lorsqu'asservie, transmission de : signalisations, mesures et commandes. À préciser le cas échéant
Unité d'acquisition	État		État	État
Lien téléphonique (voix)	Note 4		Note 4	

INFORMATIONS REQUISES	PUISSANCE < 50 MW		PUISSANCE ≥ 50 MW	
	CT	CCR	CT	CCR
Disjoncteur ou sectionneur servant de point d'alimentation des services auxiliaires			État	
Signalisations et alarmes ⁵	État		État	
Stabilisateur ⁶			État Le cas échéant	État Le cas échéant

- 1 – Les besoins pour la télécommande de la *centrale* ne sont pas inclus, ni ceux pour la gestion de la production.
- 2 – Pour les *centrales* éoliennes et les *centrales* de puissance inférieure à 50 MW, les informations pour le CCR peuvent transiter par l'intermédiaire d'un CT.
- 3 – Réglage fréquence-puissance.
- 4 – Lien permettant de joindre en tout temps (directement, sans numéro de poste téléphonique, messagerie électronique ou boîte vocale) l'exploitant de la *centrale*.
- 5 – Certains signaux ou alarmes peuvent être exigés pour indiquer l'état des unités de tonalité ou l'opération de certaines protections (comme la protection de réserve) qui peuvent affecter le *réseau de transport*.
- 6 – La signalisation de l'état du stabilisateur est requise partout où celui-ci est installé (section 6.4.2).
- 7 – Disjoncteur du départ de ligne collectrice pour une *centrale* éolienne.
- 8 – Sectionneur du départ de ligne collectrice pour une *centrale* éolienne.

Les mesures des puissances active et réactive, incluses dans le tableau 6, sont requises pour une *centrale* raccordée au réseau de distribution, aux *installations* d'un réseau municipal ou de la Coopérative d'électricité SJBR.

Pour les *centrales* éoliennes, d'autres exigences relatives aux informations particulières requises pour l'exploitation en temps réel sont décrites à la section 12.6.

9.2 Systèmes de télécommunications pour les fonctions d'exploitation

Le *Transporteur* fournit et installe généralement les équipements de télécommunications requis pour transmettre les informations en provenance des *installations* du producteur pour lui permettre d'exploiter efficacement le *réseau de transport*. Le *Transporteur* a également la responsabilité de l'entretien de tels équipements.

Le point de jonction des télécommunications, tel que montré à la figure 4 à la section 8.6, est le point de démarcation entre le réseau de télécommunications d'Hydro-Québec (ou d'un tiers) et les équipements du producteur. Ce point est généralement situé à la boîte de jonction (B.J.) qui relie les

équipements de télécommunications (situés à l'extrémité de la liaison) aux équipements du producteur servant à l'acquisition des données pour la télésignalisation.

Les équipements à installer, les points d'interface et les autres caractéristiques pertinentes à la fourniture des services requis sont précisés au producteur à l'étape de l'avant-projet.

Le producteur doit fournir l'espace adéquat et sécuritaire pour l'installation de tous ces équipements et installer les conduits et boîtes de jonction nécessaires.

10. Vérification de la conformité aux exigences

10.1 Vérification par le *Transporteur*

Le *Transporteur* sera autorisé à vérifier le bon fonctionnement des systèmes et des équipements que le producteur a installés dans la *centrale* pour répondre aux exigences du *Transporteur*, notamment les différents réglages des systèmes de protection, des régulateurs de vitesse, des régulateurs de tension et des stabilisateurs, les systèmes de transmission de données, etc.

10.2 Vérification par le producteur

Le producteur doit procéder aux vérifications nécessaires pour démontrer la conformité de ses *installations* aux exigences du *Transporteur*.

Deux types de vérifications sont requis :

a) Vérifications initiales

Lors de la mise en route d'une *centrale* ou suite à la modification substantielle d'une *centrale* existante, le producteur doit vérifier que ses *installations* satisfont aux exigences du *Transporteur* et réalisent les performances annoncées.

b) Vérifications périodiques

Aux intervalles prescrits par le *Transporteur*, le producteur doit vérifier que ses *installations* ont conservé leurs caractéristiques et maintiennent leurs performances.

Ces vérifications visent également à assurer que les informations soumises au *Transporteur* pour la modélisation des régimes établi et dynamique des *centrales*, dans les études de comportement dynamique réalisées par le *Transporteur*, sont conformes aux caractéristiques réelles des équipements. Les exigences du *Transporteur* concernant les vérifications et la validation des modèles et des équipements du producteur sont établies à l'annexe F.

Pour faciliter ces vérifications, le producteur doit prévoir les moyens et les dispositifs nécessaires : points de mesure, archivage de données, possibilité d'isoler les systèmes de régulation et de protection, points d'entrée pour signaux d'essai, etc.

Ces vérifications périodiques comprennent aussi la vérification des réglages des relais de *déclenchement* en sous-fréquence des *groupes* de 20 MW et plus, lesquels doivent être vérifiés à des intervalles de temps n'excédant pas ceux prescrits dans le tableau 7.

Tableau 7 — Intervalles maximaux entre les vérifications périodiques des relais de *déclenchement* en sous-fréquence des *groupes* de 20 MW et plus

	Fonctions de protection réalisées par un ensemble de composants		
	Sans capacité d'autosurveillance ou d'autovérification (note 1)	Avec capacités d'autosurveillance ou d'autovérification (Technologie à microprocesseur) (note 2)	Avec capacités d'autosurveillance ou d'autovérification (Technologie à microprocesseur) (note 3)
Tous les groupes de protection	4 ans	6 ans	8 ans

Note 1. Le traitement des signaux analogiques et l'exécution des fonctions logiques sont réalisés par des composants électromécaniques ou électroniques, ou les deux à la fois. Les fonctions de protection qui sont réalisées par des composants sans capacité d'autosurveillance incluent des relais électromécaniques et des relais électroniques (ou relais statiques).

Note 2. Le traitement des signaux analogiques et l'exécution des fonctions logiques sont réalisés de façon numérique par microprocesseur. Les composants numériques possèdent des capacités d'autosurveillance ou d'autovérification de leurs unités analogiques/numériques ainsi que de leurs fonctions logiques. Tout comportement anormal est rapporté par une alarme qui est émise au centre de conduite. Le personnel en fonction jour et nuit peut, en cas de problème, entreprendre les vérifications nécessaires.

Note 3. Le traitement des signaux analogiques et l'exécution des fonctions logiques sont réalisés de façon numérique par microprocesseur. Les composants numériques qui sont décrits à la note 2 doivent avoir, en plus, des capacités d'autosurveillance ou d'autovérification de l'intégrité des signaux de tension et de courant c.a. Tout comportement anormal est rapporté par une alarme qui est émise au centre de conduite. Le personnel en fonction jour et nuit peut, en cas de problème, entreprendre les vérifications nécessaires.

10.3 Rapports d'essais des équipements du producteur

Le producteur doit transmettre au *Transporteur*, avant la mise en service de sa *centrale*, les rapports d'essais de ses équipements afin de démontrer que ses *installations* satisfont aux exigences énoncées dans le présent document.

Le producteur doit notamment fournir au *Transporteur* les valeurs mesurées, au moyen d'essais, des caractéristiques électriques de ses équipements, comme suit :

- Pour les transformateurs élévateurs, lorsque ceux-ci sont fournis par le producteur, une copie des rapports d'essais du manufacturier donnant :
 - la puissance et la tension assignées ainsi que la puissance pour chacune des prises ;
 - le nombre de prises et leur plage de régulation ;
 - l'impédance (résistance et réactance) en fonction des prises, y compris l'impédance homopolaire lorsque des essais de type ont été réalisés ;
 - le courant d'excitation (80 -115 % V assigné) ;
 - la connexion des enroulements ;
 - une copie de la plaque signalétique de chaque transformateur.
- Pour les *alternateurs synchrones* et *génératrices asynchrones*, les essais des niveaux d'harmoniques produites, conformément à la section 7.8. du présent document.
- Pour les *groupes* :
 - Les essais de validation requis par le *Transporteur* concernant la capacité et les caractéristiques des *alternateurs synchrones* et *génératrices asynchrones* ; les paramètres des régulateurs de tension, des systèmes d'excitation, des stabilisateurs, des régulateurs de vitesse, etc. sont spécifiés au producteur pour chaque projet de raccordement de *centrale* dépendant du type d'équipement de production utilisé. Ces essais doivent notamment permettre de valider les modèles numériques et paramètres associés fournis par le producteur au *Transporteur*.

11. Exigences relatives aux enregistreurs d'événements

Les relais de protection de ligne homologués par le *Transporteur* permettent l'enregistrement d'événements et de perturbographie. Le producteur s'engage à extraire et à archiver les enregistrements mémorisés dans les relais de protection de ligne qui assurent la protection du *réseau de transport* et à les fournir au *Transporteur* sur demande suite à un événement. De plus, le producteur doit conserver les enregistrements en les recueillant systématiquement après chaque *déclenchement* du relais de protection de ligne.

Le producteur doit transmettre dans un délai raisonnable, jusqu'à concurrence de dix jours ouvrables, à l'adresse courriel suivante : terapporteveproducteur@hydro.qc.ca :

- L'écart entre le temps inscrit au relais et le temps réel ;
- Les fichiers de format COMTRADE de la fonction perturbographie ;
- Les fichiers des enregistreurs d'événements.

Le *Transporteur* fournit les réglages nécessaires pour réaliser cette fonction.

Le *Transporteur* peut exiger que le producteur intègre à ses *installations* des appareils dédiés à l'analyse des événements : enregistreurs chronologiques d'événements, oscilloperturbographes.

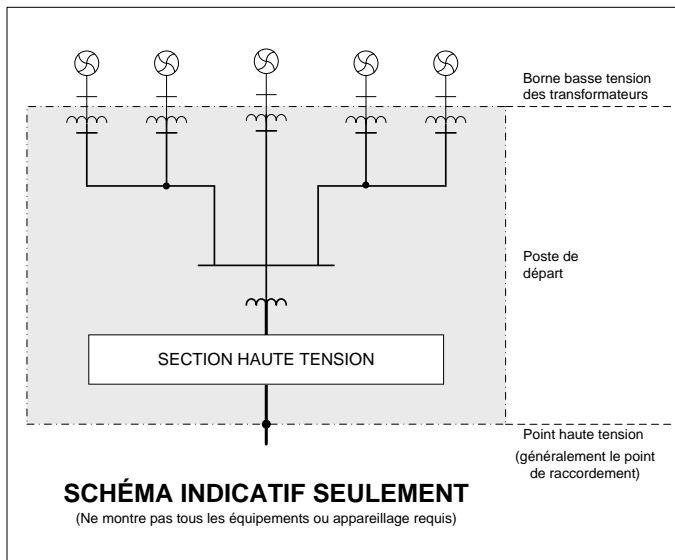
12. Exigences complémentaires spécifiques aux centrales éoliennes

Les exigences décrites dans la présente section couvrent les aspects techniques complémentaires qui concernent uniquement les centrales éoliennes. Ces exigences s'ajoutent à celles présentées dans les autres sections ou les remplacent, lorsqu'il y a un renvoi au chapitre 12.

12.1 Poste de départ

La figure 5 suivante illustre le schéma du poste de départ, dans le cas d'une centrale éolienne raccordée au réseau de transport.

Figure 5 – Poste de départ d'une centrale éolienne



En addition à la description à la section 5.1 et pour l'application des exigences techniques strictement, le poste de départ comprend également, le cas échéant, les équipements de compensation ajoutés à la *centrale* éolienne par le producteur et servant au respect des exigences décrites dans les sections qui suivent.

12.2 Comportement de la *centrale* éolienne lors de *perturbations* dans le *réseau de transport*

La *centrale* éolienne, y compris tous ses équipements, doit demeurer en service sans *déclenchement* d'éolienne, directement ou indirectement, lors des variations de tension et de fréquence qui se manifestent, à la suite d'une *perturbation*, pour les durées indiquées à la figure 6 ainsi qu'aux tableaux 7 et 8.

12.2.1 Comportement de la *centrale* éolienne en sous-tension (Low Voltage Ride Through - LVRT)

Tous les équipements de la *centrale* éolienne doivent demeurer en service lorsque, à la suite d'une *perturbation*, la tension de composante directe, du côté haute tension du poste de départ, demeure au-dessus de la courbe en trait plein montrée à la figure 6.

Le blocage des éoliennes ou de tout équipement n'est pas permis à moins d'une entente avec le *Transporteur*.

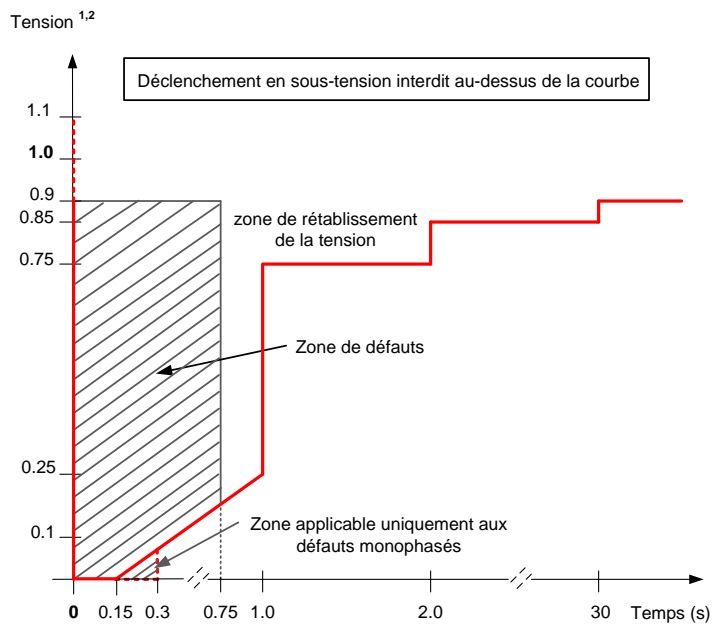
Dans la portion hachurée illustrée à la figure 6, qui s'étend jusqu'à 0,75 seconde et qui inclut les segments en trait pointillé compris entre 0,15 et 0,3 seconde, l'exigence en sous-tension est basée sur la mesure de chacune des tensions phase-terre du côté haute tension du poste de départ.

La figure 6 définit donc la capacité exigée en sous-tension de la *centrale* éolienne suivant un défaut équilibré ou déséquilibré pouvant survenir sur le *réseau de transport* (incluant le côté haute tension du poste de départ), aussi bien pendant ce défaut que pendant la période de rétablissement de la tension après l'élimination du défaut. À titre informatif, les défauts énumérés ci-après sont notamment pris en compte:

- un défaut triphasé éliminé en 0,15 s ;
- un défaut biphasé ou biphasé-terre éliminé en 0,15 s ;
- un défaut monophasé éliminé en 0,3 s ;
- tout défaut avec une tension phase-terre résiduelle du côté haute tension du poste de départ, éliminé en 0,75 s.

Un besoin de demeurer en service pour de plus longs défauts et creux de tension peut être convenu avec le producteur si cette solution est globalement plus avantageuse.

Figure 6 – Sous-tension durant laquelle la *centrale* éolienne doit demeurer en service (Low Voltage Ride Through) à la suite d'une *perturbation*



1. La tension de composante directe du côté haute tension du poste de départ
2. Chacune des tensions phase-terre du côté haute tension du poste de départ dans la portion hachurée

12.2.2 Comportement de la centrale éolienne en surtension

Tous les équipements de la centrale éolienne doivent demeurer en service lors des surtensions qui se manifestent, à la suite d'une *perturbation*, pour les durées indiquées au tableau 8.

Tableau 8 — Plages en surtension (V) et durées minimales durant lesquelles tous les équipements de la centrale éolienne doivent demeurer en service à la suite d'une *perturbation*

Surtension (p.u.) ¹	Durée minimale (secondes)
$1,0 \leq V \leq 1,10$	Permanent
$1,10 < V \leq 1,15$	300
$1,15 < V \leq 1,20$	30
$1,20 < V \leq 1,25$	2
$1,25 < V \leq 1,40$ ²	0,10
$V > 1,40$ ^{2,3}	0,033

Note 1. Tension de composante directe du côté haute tension du poste de départ.

Note 2. Un blocage temporaire est autorisé, après un délai de 0,022 seconde, lorsque la tension de composante directe dépasse 1,25 p.u. Le fonctionnement normal est cependant requis dès que la tension redescend sous le seuil de 1,25 p.u.

Note 3. Le *Transporteur* autorise également un blocage temporaire initié par une surtension supérieure à 1,4 p.u. (valeur efficace — RMS) mesurée phase-terre aux bornes de l'éolienne pouvant apparaître sur une seule ou plusieurs phases, après un délai minimal de 0,022 seconde. Le fonctionnement normal est cependant requis dès que la tension redescend sous le seuil de 1,25 p.u.

12.2.3 Comportement de la centrale éolienne lors de variations de fréquence

Tous les équipements de la centrale éolienne doivent demeurer en service lors des variations de fréquence, à la suite d'une *perturbation*, pour les durées indiquées au tableau 9.

De plus, la centrale éolienne doit demeurer en service lors d'une variation de la fréquence du réseau allant de -4 Hz / seconde à +4 Hz / seconde, à la suite d'une *perturbation*.

Les exigences relatives aux variations de fréquence s'appliquent également à une centrale éolienne raccordée au réseau de distribution, aux *installations* d'un réseau municipal ou de la Coopérative d'électricité SJBR.

Tableau 9 – Plages de fréquence (F) et durées minimales durant lesquelles tous les équipements de la centrale éolienne doivent demeurer en service à la suite d'une *perturbation*

Fréquence (Hz)	Durée minimale
$F \geq 61,7$	Instantané
$61,5 < F < 61,7$	1,5 minute
$60,6 < F \leq 61,5$	11 minutes
$59,4 \leq F \leq 60,6$	Permanent
$58,5 \leq F < 59,4$	11 minutes
$57,5 \leq F < 58,5$	1,5 minute
$57,0 \leq F < 57,5$	10 secondes
$56,5 \leq F < 57,0$	2 secondes
$55,5 \leq F < 56,5$	0,35 seconde
$F < 55,5$	Instantané

12.3 Régulation de la tension et facteur de puissance

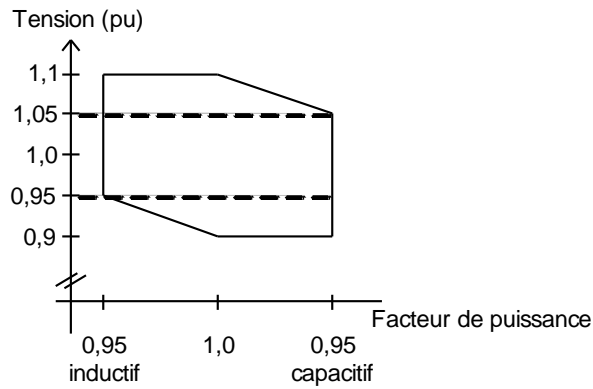
La centrale éolienne doit participer au contrôle de la tension du *réseau de transport* de manière continue, dynamique et rapide.

Le système de régulation de tension doit agir de manière continue pour contrôler la tension du côté haute tension du poste de départ.

À cette fin, la centrale éolienne doit être équipée d'un système automatique de régulation de tension. Ce dernier doit pouvoir fournir et absorber la quantité de puissance réactive correspondant à un facteur de puissance capacitif et inductif égal ou inférieur à 0,95, du côté haute tension du poste de départ de la centrale éolienne. Le système doit comporter une caractéristique de statisme permanent ajustable entre 0 % et 10 %.

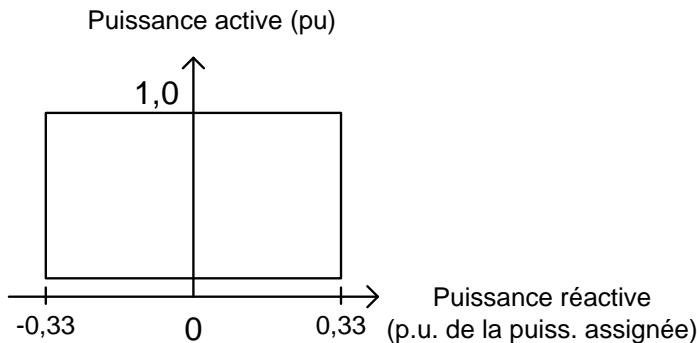
La puissance réactive doit être disponible dans toute la plage de tension et de fréquence en condition normale d'exploitation (entre 0,9 et 1,1 p.u. pour la tension et 59,4 et 60,6 Hz pour la fréquence). Toutefois, à une tension inférieure à 0,95 p.u., la centrale éolienne n'est pas tenue d'absorber la puissance réactive correspondant à un facteur de puissance inductif de 0,95 p.u., tel qu'illustré à la figure 7. Elle doit néanmoins pouvoir fournir la puissance réactive correspondant à un facteur de puissance capacitif de 0,95 p.u. De même, à une tension supérieure à 1,05 p.u., la centrale éolienne n'est pas tenue de fournir la puissance réactive correspondant à un facteur de puissance capacitif de 0,95 p.u. mais doit néanmoins pouvoir absorber la puissance réactive correspondant à un facteur de puissance inductif de 0,95 p.u.

Figure 7 – Puissance réactive disponible du côté haute tension du poste de départ en fonction de la tension



Tout en respectant le concept illustré par la figure 7, la puissance réactive disponible du côté haute tension du poste de départ en fonction de la puissance active variable des éoliennes en service, doit au moins s'élever à 0,33 p.u. (équivalent à un facteur de puissance de 0,95) de la puissance assignée des éoliennes en service, tel qu'illustré à la figure 8.

Figure 8 – Puissance réactive disponible du côté haute tension du poste de départ en fonction de la puissance active des éoliennes en service



Si l'*étude d'intégration* montre que la puissance réactive de la *centrale* éolienne ne peut être complètement utilisée sur le *réseau de transport*, le *Transporteur* peut accepter un facteur de puissance supérieur à 0,95 sans toutefois excéder 0,97.

Le système de régulation de tension doit être conçu de façon à ce que la puissance réactive fournie ou absorbée par la *centrale* éolienne atteigne 63 % de la valeur finale dans un délai d'environ 0,033 seconde advenant une variation brusque importante de la tension du *réseau de transport*. Le producteur doit appliquer les réglages du système de régulation de tension fournis par le *Transporteur*.

Aucun *enclenchement* ou *déclenchement* d'élément shunt ne peut être considéré pour offrir la régulation dynamique. Par ailleurs, certaines parties du *réseau de transport* ne permettent pas l'ajout de batteries de condensateurs shunt (il revient au *Transporteur* de déterminer ce point).

La régulation de la tension, dans une *centrale* éolienne, peut être réalisée par l'éolienne elle-même et/ou au moyen d'autres équipements ajoutés à la *centrale* éolienne par le producteur (p. ex. compensateur synchrone, STATCOM, etc.). Quelle que soit la conception retenue, la performance de la régulation de la tension fournie par une *centrale* éolienne doit être conforme à l'exigence décrite dans la présente section.

Pour une *centrale* éolienne d'une puissance assignée inférieure à 10 MW, le *Transporteur* peut accepter, après avoir complété l'*étude d'intégration*, que la *centrale* éolienne ne soit pas équipée de système automatique de régulation de tension, notamment lorsque le niveau de court-circuit au point de raccordement est nettement plus élevé que la puissance installée de la *centrale* éolienne.

Dans ce cas, la *centrale* éolienne doit fournir la puissance réactive suffisante pour maintenir un facteur de puissance unitaire du côté haute tension du poste de départ.

12.4 Régulation de la fréquence

La *centrale* éolienne d'une puissance assignée supérieure à 10 MW doit être dotée d'un système de régulation de fréquence.

Le but de ce système est d'obtenir la participation de la *centrale* éolienne au rétablissement de la fréquence lors de *perturbations* et ainsi de maintenir le niveau de performance actuel du *réseau de transport* quant au contrôle de la fréquence.

Il y a une exigence distincte pour les cas de sous-fréquence, qui font appel à la réponse inertielle des éoliennes, et les cas de surfréquence, qui sont pris en charge par un système de régulation de fréquence continu.

12.4.1 Régulation en sous-fréquence (réponse inertielle)

La réponse inertielle consiste à fournir une surproduction temporaire ayant pour effet de limiter le creux de fréquence qui suit la perte d'une production importante sur le *réseau*. Cette régulation ne sera utilisée que pour des variations importantes de la fréquence mais doit être en service continuellement. Le système procurant la réponse inertielle permettant de répondre à la présente exigence, pour les *perturbations* provoquant une sous-fréquence (<60,0 Hz), doit garantir des performances en *réseau* que peuvent offrir les caractéristiques suivantes :

- être activé par un seuil de fréquence pour commander la pleine contribution de surproduction ou commander une surproduction proportionnelle à l'écart de fréquence ;
- avoir une bande morte ajustable entre -0,1 Hz et -1,0 Hz de la fréquence nominale (60 Hz) ;
- commander une surproduction de puissance active maximale temporaire atteignant au moins 6 % de la puissance assignée de chaque éolienne en service ;
- offrir une durée maximale de surproduction d'au moins 9 secondes, à partir du début de la montée de la puissance et jusqu'à l'amorce de sa descente ;
- limiter le temps de montée pour atteindre le maximum de la surproduction à 1,5 seconde ou moins ;
- limiter la diminution de la puissance active lors de la période de récupération d'énergie, lorsque celle-ci est nécessaire, à environ 20 % de la puissance assignée ;
- être effectif pour chacune des éoliennes en service lorsque leur niveau de production est d'environ 25 % et plus de la puissance assignée ;
- être disponible pour un fonctionnement répété après un délai de 2 minutes suivant la fin de la période de récupération d'un fonctionnement précédent.

Ce sont les performances de la *centrale* éolienne qui prévalent, plutôt que celles des éoliennes prises individuellement. Le producteur doit démontrer le fonctionnement et les performances du concept de réponse inertielle à partir de tests réalisés sur des éoliennes réelles.

Le *Transporteur* peut également considérer toute autre solution lui permettant d'atteindre le même objectif de performance de régulation de la fréquence en sous-fréquence.

12.4.2 Régulation en surfréquence

Pour les *perturbations* provoquant une surfréquence (>60,0 Hz), chacune des éoliennes d'une centrale éolienne doit être munie d'un système de régulation de fréquence doté d'un statisme permanent (σ) comportant une plage réglable de 0 à 5 % au minimum et d'une bande morte ajustable entre 0 et 0,5 Hz.

Le producteur doit appliquer les réglages du système de régulation de fréquence fournis par le *Transporteur*.

Les exigences relatives à la régulation de la fréquence s'appliquent également à une centrale éolienne raccordée au réseau de distribution, aux *installations* d'un réseau municipal ou de la Coopérative d'électricité SJBR.

12.5 Systèmes de protection

Les systèmes de protection des *installations* du producteur doivent être suffisamment sélectifs pour éviter des *déclenchements* indésirables lors de *perturbations*. Plus précisément, aucune protection ou système de contrôle ne doit occasionner le *déclenchement* d'éolienne, directement ou indirectement, pendant les variations de tension ou de fréquence décrites aux sections 12.2.1, 12.2.2 et 12.2.3. Les systèmes de protections des éoliennes doivent notamment tenir compte des variations de tension liées au *réseau* collecteur et aux transformateurs élévateurs puisque les exigences décrites aux sections 12.2.1 et 12.2.2 réfèrent à la tension du côté haute tension du poste de départ.

12.5.1 Protection de tension

La protection de tension doit comporter une fonction de sous-tension et une fonction de surtension. Les réglages de la protection de tension doivent respecter les plages de tension en régime permanent indiquées à la section 6.1 ainsi que les plages de tension, à la suite d'une *perturbation*, pour les durées illustrées à la figure 6 et celles indiquées au tableau 8. Par exemple, en se référant au tableau 8, une protection de surtension dont le seuil d'opération est réglé dans la plage tension ($1,15 < V \leq 1,20$) doit avoir une temporisation minimale de 30 secondes.

La protection de tension doit être coordonnée avec les autres protections en place et initier le *déclenchement* de la centrale éolienne, lorsque requis, pour éviter son exploitation dans des conditions de tension inacceptables.

Il n'est pas requis d'avoir des réglages pour chacune des valeurs indiquées dans le tableau 8.

12.5.2 Protection de fréquence

La protection de fréquence doit comporter une fonction de sous-fréquence et une fonction de surfréquence. En aucun cas, les réglages de ces protections ne doivent interférer avec les moyens mis en œuvre par le *Transporteur* pour rétablir la fréquence du *réseau* après une *perturbation*.

Les réglages de la protection de fréquence doivent respecter la plage de fréquence en régime permanent indiquée à la section 6.2 ainsi que les plages de fréquence, à la suite d'une *perturbation*, indiquées au tableau 9. Par exemple, en référence au tableau 9, une protection de fréquence dont le seuil d'opération est réglé dans la plage de fréquence ($58,5 \leq F < 59,4$) doit avoir une temporisation minimale de 11 minutes.

Cette exigence s'applique également à une *centrale* éolienne raccordée au réseau de distribution, aux *installations* d'un réseau municipal ou de la Coopérative d'électricité SJBR.

Le producteur peut utiliser des réglages plus sensibles de la protection en sous-fréquence à condition de démontrer au *Transporteur* qu'une entente de délestage automatique de charge a été conclue avec un tiers afin de compenser la perte de production de sa *centrale* lorsque celle-ci est déclenchée par la protection de sous-fréquence. La protection de fréquence doit être coordonnée avec les autres protections en place et initier le *déclenchement* de la *centrale* éolienne, lorsque requis, pour éviter son exploitation dans des conditions de fréquence inacceptables.

Il n'est pas requis d'avoir des réglages pour chacune des valeurs indiquées dans le tableau 9.

12.6 Informations requises pour l'exploitation en temps réel du réseau de transport

Les informations en provenance de chaque *centrale* doivent être fournies en temps réel sous une forme compatible avec les équipements du *Transporteur*. Les informations requises sont décrites dans le tableau 6 de la section 9.1.

Pour une *centrale* éolienne, des indications sur les dispositifs de communication sont fournies dans le document intitulé « Spécifications d'exigences – Acquisition des données éoliennes »¹¹. Le producteur doit fournir et installer dans son poste de départ tous les capteurs nécessaires pour transmettre les informations requises au *Transporteur*. Le producteur doit en outre, à la demande du *Transporteur*, participer à des essais deux mois avant la mise en service de sa *centrale* éolienne ou à toute autre date convenue avec le *Transporteur*. Les équipements utilisés par le producteur pour la transmission des informations requises doivent être soumis au *Transporteur* pour acceptation.

Les mesures d'injection des puissances active et réactive apparaissant au tableau 6 de la section 9.1 sont requises également d'une *centrale* éolienne raccordée au réseau de distribution, aux *installations* d'un réseau municipal ou de la Coopérative d'électricité SJBR.

¹¹ Référence fournie uniquement à titre explicatif et informatif.

12.7 Informations techniques à transmettre au *Transporteur* pour la réalisation de ses études

Le producteur doit fournir les données ainsi qu'un modèle détaillé de la *centrale* éolienne nécessaires à la réalisation des études de comportement dynamique, tel que précisé à l'annexe A. Si les modèles fournis ne sont pas des modèles standards IEEE¹², le producteur doit fournir des tests de conformité afin de démontrer que les modèles se comportent comme la *centrale* éolienne réelle. En plus des informations requises à l'annexe A, le producteur doit fournir les caractéristiques d'oscillation (p. ex : fréquence naturelle, amortissement) des éoliennes en cas de *perturbations* d'origine mécanique ou électrique.

Il doit aussi présenter une description détaillée de la stratégie des systèmes de commande de la puissance active, de la puissance réactive, de la tension et de la fréquence pour les conditions d'exploitation décrites aux sections 6.1 et 6.2.

De plus, compte tenu de la diversité et de l'évolution rapide des technologies utilisées dans les *centrales* éoliennes, le producteur doit soumettre au *Transporteur* les résultats d'essais démontrant que la *centrale* éolienne en cause respecte les exigences en tension et en fréquence décrites aux sections 12.2.1, 12.2.2 et 12.2.3.

Le producteur doit également fournir les informations et données nécessaires à la réalisation des études de phénomènes électromagnétiques transitoires, telles que précisées à l'annexe B par la transmission d'un modèle EMTP.

12.8 Taux maximums de rampe lors des montées ou des baisses de la puissance produite

La *centrale* éolienne doit être conçue et réalisée de manière à pouvoir respecter les taux maximums de rampe suivants, lors des baisses volontaires ou des hausses de sa puissance produite :

- rampe avec un temps minimum ajustable de 2 à 20 minutes pour une variation de production de 0 MW (départ à l'arrêt) à Pmax (puissance maximale) de la *centrale* éolienne ;
- rampe avec un temps minimum ajustable de 2 à 20 minutes pour une variation de production de Pmax (puissance maximale) à 0 MW (arrêt) de la *centrale* éolienne.

¹² Institute of Electrical and Electronics Engineers.

12.9 Arrêt des éoliennes en prévision d'une température très froide ou de grands vents

La *centrale* éolienne doit être conçue et réalisée de manière à pouvoir réduire sa puissance graduellement sur une période variant entre 1 et 4 heures lorsque la prévision de grand froid ou de fort vent oblige son arrêt.

12.10 Stabilisateur

La *centrale* éolienne doit être conçue et réalisée afin de pouvoir intégrer un stabilisateur.

La *centrale* éolienne raccordée au *réseau de transport* doit avoir un comportement stable afin de contribuer au maintien de la stabilité du *réseau de transport* et au rétablissement de la tension et de la fréquence lors de *perturbations*. Si cette condition n'est pas respectée, le *Transporteur* peut exiger qu'un stabilisateur soit ajouté aux *installations* du producteur. Le cas échéant, le stabilisateur est conçu conjointement par le *Transporteur* et le fabricant. Le producteur doit appliquer les réglages fournis par le *Transporteur*.

12.11 Plafonnement de la puissance active

Compte tenu des besoins et des contraintes associées à l'exploitation du *réseau de transport*, le *Transporteur* peut exiger que soit ajouté aux *installations* du producteur un système de commande pouvant recevoir, entre autres, un signal de plafonnement de la puissance active.

12.12 Transformateurs élévateurs au poste de départ

À moins de stipulation contraire au moment de l'*étude d'intégration*, les transformateurs élévateurs au poste de départ d'une *centrale* éolienne doivent être munis d'un changeur de prises sous charge avec régulateur de tension permettant de modifier le rapport de transformation en fonction des conditions de tension du *réseau de transport*, avec une plage minimale de $\pm 10\%$.

Aussi, le *Transporteur* peut, suite à l'*étude d'intégration*, exiger que les *installations* du producteur soient munies d'un moyen de mitigation visant à réduire les transitoires d'*enclenchement* lors de la mise sous tension des transformateurs élévateurs au poste de départ.

Liste des documents de référence obligatoires

[#]	Titre ou nom	Section	Lien pour consultation
1	<i>Exigences techniques de raccordement d'installations de client au réseau de transport d'Hydro-Québec</i>	3., 5.2.2	www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/raccordement_transport.html
2	CEI 60034-1 « Machines électriques tournantes »	7., 7.8	www.iec.ch

Tableau mis en forme

Le *Transporteur* doit afficher sur son site Web un lien électronique vers le site Web de l'organisme suivant, où l'on peut obtenir toute norme protégée par un droit d'auteur :

- la Commission électrotechnique internationale.

Supprimé: Avril

Annexe A

Informations techniques requises par le *Transporteur* pour réaliser ses études

Remarques

- Le producteur est responsable de la validité des informations (données, modèles et paramètres associés) que lui-même ou son fournisseur transmet au *Transporteur* pour la réalisation des études que celui-ci doit réaliser en vue d'évaluer l'impact du raccordement de la *centrale* au *réseau de transport*. Si le comportement de la *centrale* n'est pas conforme à celui des modèles et paramètres fournis, le *Transporteur* procédera au besoin à une nouvelle évaluation des coûts d'intégration de la *centrale* au *réseau de transport* et c'est le producteur qui devra assumer les coûts additionnels des études et des *ajouts au réseau*, le cas échéant.
- À titre de membre de divers organismes chargés de la fiabilité des *réseaux* électriques [Northeast Power Coordinating Council, Inc. (« NPCC »), Northern Electric Reliability Corporation (« NERC »)], le *Transporteur* peut être appelé à partager avec d'autres transporteurs certaines des informations recueillies dans le cadre de projets ayant fait l'objet d'une entente de raccordement entre le producteur et le *Transporteur*.

1. Date de mise en service prévue

2. Schéma de localisation des *installations* du producteur

3. Informations générales concernant les *installations* du producteur

- Type de production (hydraulique, thermique, éolienne, etc.)
- Puissance installée, puissance prévue à la pointe de charge annuelle et puissance ultime prévue
- Nombre de *groupes*

4. Caractéristiques des équipements du producteur

(les résistances et réactances exprimées en p.u. sur la base en MVA de l'équipement)

- *Alternateurs synchrones* :
 - type d'appareil (à pôles lisses ou à pôles saillants)
 - vitesse de l'alternateur en nombre de tours par minute
 - amortisseurs (mode d'interconnexion)
 - température ambiante de conception °C
 - température d'échauffement à la puissance assignée °C
 - température du réfrigérant °C
 - puissance et tension assignées
 - facteur de puissance assigné surexcité et sous-excité
 - réactance synchrone longitudinale non saturée (X_d)
 - réactance synchrone transversale non saturée (X_{qi})
 - réactance transitoire longitudinale non saturée (X'_{di}) et saturée (X'_{dv})
 - réactance transitoire transversale non saturée (X'_{qi}) et saturée (X'_{qv})
 - réactance subtransitoire longitudinale non saturée (X''_{di}) et saturée (X''_{dv})
 - réactance subtransitoire transversale non saturée (X''_{qi}) et saturée (X''_{qv})
 - réactance directe de fuite (X_1)
 - réactance inverse (X_2)
 - constantes de temps T'_{do} (et température correspondante en °C), T'_{qo} , T''_{do} , T''_{qo}
 - résistance d'armature, par phase (R_a) (et température correspondante en °C)
 - résistance directe du stator (R_1) à 60 Hz (et température correspondante en °C)
 - courant d'excitation de référence (I_{fg}) correspondant à la tension nominale à vide sur la droite d'entrefer
 - courbe de saturation des alternateurs
 - coefficients de saturation S_{gu} et S_{gl}
 - constante d'inertie H en kW/s/KVA (pour chaque *groupe*, avec et sans turbine)
- *Génératrices asynchrones* :
 - température ambiante de conception
 - température d'échauffement à la puissance assignée
 - température du réfrigérant (lorsque qu'applicable)
 - puissance et tension assignées
 - facteur de puissance à 100 %, 75 % et 50 % de la puissance assignée
 - réactance de fuite du stator (X_s)

- Supprimé: ''
- Supprimé: ''
- Supprimé: ''
- Supprimé: ''
- Supprimé: ''
- Supprimé: ''
- Supprimé: ''
- Supprimé: ''
- Supprimé: ''
- Supprimé: ''
- Supprimé: ''

Supprimé: Avril

- résistance du stator (R_s)
- réactance de fuite du rotor (X_r)
- résistance du rotor (R_r)
- réactance de magnétisation (X_m)
- réactance à rotor bloqué (X_{rb})
- réactance en circuit ouvert (X_o)
- constante de temps T'_{do}
- constante d'inertie H (pour chaque *groupe*)
- courbe du couple mécanique en fonction du glissement
- glissement en régime permanent
- Régulateur de tension, système d'excitation et stabilisateur, selon les indications fournies dans les documents suivants :
 - modèle détaillé et paramètres associés d'après un modèle standard IEEE (IEEE Std 421.5, « IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies »¹³) ou, si le modèle IEEE n'est pas disponible :
 - modèle utilisable par le *Transporteur* dans ses études de comportement dynamique avec le logiciel Power System Simulator (PSS/E) de la firme Siemens PTI, ainsi que les paramètres associés ;
- Turbine et régulateur de vitesse, selon les indications fournies dans les documents suivants :
 - modèle détaillé et paramètres associés d'après un modèle standard IEEE (« Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies », *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1973, vol. PAS-92, pp. 1904-1915¹⁴ ;
« Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies », *IEEE Transactions on Power Systems*, février 1992, vol. 7, n° 1, pp. 167-179¹⁵ ;
« Dynamic Models for Combined Cycle Plants in Power System Studies », *IEEE Transactions on Power Systems*, août 1994, vol. 9, n° 3, pp. 1698-1708¹⁶) ou, si un modèle IEEE n'est pas disponible ;

Supprimé :

¹³ Référence fournie uniquement à titre explicatif et informatif.

¹⁴ Voir la note 13.

¹⁵ Voir la note 13.

¹⁶ Voir la note 13.

Supprimé: Avril

- modèle utilisable par le *Transporteur* dans ses études de comportement dynamique avec le logiciel Power System Simulator (PSS/E) de la firme Siemens PTI, ainsi que les paramètres associés ;
- *Centrales éoliennes* :
 - modèle détaillé et paramètres associés d'après un modèle standard IEEE ou, si le modèle IEEE n'est pas disponible :
 - modèle complet utilisable par le *Transporteur* dans ses études de comportement dynamique avec le logiciel Power System Simulator (PSS/E) de la firme Siemens PTI. Le producteur devra également fournir la documentation technique, les schémas blocs, les données et les paramètres pertinents. Le modèle doit permettre de représenter l'ensemble des éoliennes d'une *centrale* par une seule éolienne et doit pouvoir fonctionner dans toute sa plage de puissance active et réactive. Le modèle de la *centrale* doit inclure, si applicable, la modélisation détaillée de la machine tournante, avec une représentation du rotor et de la turbine au moyen d'un modèle multi-masse. Il doit de plus fonctionner avec un temps d'intégration supérieur à 4 ms. Advenant le cas où la régulation de la tension dans une *centrale* éolienne est réalisée au moyen d'un équipement de compensation additionnel au poste de départ, le producteur doit fournir les paramètres et le modèle détaillé de l'équipement de compensation d'après un modèle standard IEEE. Si le modèle IEEE n'est pas disponible, le producteur doit fournir un modèle utilisable par le *Transporteur* dans ses études de comportement dynamique avec le logiciel Power System Simulator (PSS/E) de la firme Siemens PTI, ainsi que les paramètres associés ;
 - Dans le cas où les modèles fournis par le producteur ne sont pas des modèles standards IEEE, le producteur doit s'engager à mettre à jour le modèle pour toute la période où l'équipement modélisé sera en service sur le *réseau*. Une mise à jour pourrait notamment être requise lorsqu'une modification physique ou logicielle est réalisée sur l'équipement ou encore pour tenir compte de l'évolution du logiciel Power System Simulator (PSS/E) de la firme Siemens PTI ;
- Transformateurs élévateurs (lorsqu'ils sont fournis par le producteur) :
 - nombre
 - puissance et tension assignées
 - puissance avec le mode de refroidissement correspondant
 - impédances de séquence directe et homopolaire
 - résistance d'enroulement
 - couplage (connexion des enroulements)
 - nombre de prises et plage de régulation
 - courant d'excitation (80 -115 % V assigné)
 - paramètres des changeurs de prises si présents

- Disjoncteurs :
 - caractéristiques principales en tension et courant
 - niveaux d'isolement
 - pouvoirs de coupure
- Batterie de condensateurs shunt ou filtres :
 - puissance
 - harmoniques filtrées et arrangement des éléments R L C
 - stratégie d'*enclenchement*
- Parafoudres :
 - type
 - valeurs nominales
 - caractéristiques de protection

5. Schéma unifilaire de l'installation projetée par le producteur

Schéma de principe montrant les transformateurs de puissance, la position de l'appareillage de sectionnement et leur mode d'exploitation (N.O., N.F.), ainsi que la position des transformateurs de mesure, des parafoudres et des disjoncteurs

Inclusion d'un schéma de commande et de protection préliminaire recommandée

6. Profil annuel de production envisagé par le producteur

Facteur d'utilisation (F.U.) de la *centrale* et valeurs mensuelles moyennes en énergie (GWh) et en puissance pour une année type.

Annexe B

Informations requises par le *Transporteur* pour la modélisation de la centrale éolienne au moyen du logiciel EMTP-RV

Les informations décrites dans cette section visent à permettre au *Transporteur* d'effectuer les études en régime transitoire essentielles à l'analyse détaillée du comportement du *réseau de transport* en présence de la *centrale* éolienne, nécessaires à la réalisation de l'*étude d'avant-projet*. À cette fin, le producteur doit fournir un modèle détaillé représentant le comportement transitoire des principaux éléments de la *centrale* éolienne. Ces éléments sont : l'équipement de production et les équipements de puissance complémentaire comme les convertisseurs munis de contrôles (p. ex. : SVC, STATCOM).

Pour les *centrales* éoliennes, le modèle détaillé doit satisfaire aux exigences suivantes :

- Le modèle doit pouvoir être utilisé avec le logiciel EMTP-RV avec un pas de calcul de 10 μ s.
- Les éléments du modèle doivent être entièrement accessibles par l'utilisateur, c'est-à-dire non verrouillés. Une entente peut cependant être prise avec le *Transporteur* afin d'encrypter le modèle ou d'utiliser un modèle de type DLL (compilé). Cependant, si le modèle n'est pas accessible à l'utilisateur, le producteur doit s'engager à mettre à jour le modèle pour toute la période où l'équipement représenté sera en service sur le *réseau*. Une mise à jour pourrait notamment être requise afin de représenter une modification physique ou logicielle faite à l'équipement de même qu'afin de tenir compte de l'évolution du logiciel EMTP (par exemple nécessitant une recompilation du modèle). De plus, il se pourrait que le *Transporteur* ait besoin d'un modèle fonctionnant sur le simulateur temps réel Hypersim. Il n'est pas exigé du producteur et de son manufacturier de concevoir et de livrer un tel modèle. Cependant, puisque le *Transporteur* utilisera les données provenant du modèle EMTP afin de concevoir ce modèle, il se pourrait que des parties verrouillées du modèle EMTP doivent être rendues accessibles au *Transporteur*. À titre indicatif, il est possible d'utiliser un DLL conçu pour EMTP afin de représenter les systèmes de contrôle d'une machine et de l'exécuter sans modifications dans l'environnement Hypersim, pourvu que les équipements de puissance contrôlés par ce DLL et modélisés dans EMTP soient accessibles au *Transporteur* pour permettre leur modélisation dans Hypersim.
- Il doit être accompagné d'une documentation technique détaillée donnant les hypothèses de modélisation, la description des éléments et des systèmes de contrôle modélisés ainsi que la validation effectuée afin de s'assurer de la conformité entre le modèle et l'équipement. Les limitations liées à l'utilisation du modèle doivent clairement être indiquées.

- Les différents réglages et paramètres pouvant être modifiés par le *Transporteur* sur l'équipement réel doivent pouvoir être réglables dans le modèle (p. ex. gains du régulateur de tension, modes de contrôle, etc.). La documentation doit expliquer l'effet de ces réglages et indiquer les valeurs limites.
- Le modèle de la *centrale* éolienne doit inclure, si applicable, une modélisation détaillée de la machine tournante, avec une représentation du rotor et de la turbine au moyen d'un modèle multi-masse. La turbine doit être représentée par un équivalent tenant compte de la variabilité de son apport en puissance, ce qui inclut le pas variable lorsque celui-ci est utilisé.
- Le modèle doit pouvoir fonctionner dans toute la plage de puissance active et réactive de l'équipement et doit être conçu pour pouvoir représenter l'ensemble des équipements d'un même type par un seul modèle de puissance supérieure.
- Si l'équipement modélisé utilise de l'électronique de puissance, le modèle doit comporter une représentation détaillée des convertisseurs, y compris les contrôles et les limites physiques des éléments.
- S'il y a des batteries de condensateurs shunt ou des filtres dans la *centrale* éolienne ou dans les équipements qui la compose, ceux-ci doivent être représentés ainsi que leur logique de commande. Cette logique de commande doit également être documentée.
- Le modèle doit permettre une représentation adéquate des émissions harmoniques (incluant les sous-harmoniques et les interharmoniques) produites par la *centrale* éolienne en tenant compte de toute la plage de fonctionnement de puissance active et réactive des équipements qui composent la *centrale* éolienne.
- Le modèle doit fournir une représentation exacte du comportement de l'équipement de production ou de l'équipement de puissance complémentaire pendant et suite à une *perturbation* (courant, tension et comportement dynamique), y compris l'effet des systèmes de protection ou de commande pouvant affecter le comportement de l'équipement ou du parc éolien. Un blocage des composantes d'électroniques de puissance ou l'opération d'une protection « CROWBAR » doivent être représentés de même que l'effet de tous les régulateurs de tension ayant une constante de temps inférieure à 2 secondes, y compris les systèmes de régulation de tension et du facteur de puissance au point de raccordement.
- Le modèle EMTP doit être complété et remis au *Transporteur* au plus tard six mois après l'annonce du ou des projets retenus dans le cadre d'un appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution. Dans le cas d'un projet hors appel d'offres, le modèle doit être remis au *Transporteur* à la signature de la *convention d'étude d'intégration* prévue aux « Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec ».

Supprimé: «

Supprimé: »

Mis en forme : Police :Italique

Supprimé: *Avril*

Annexe C

Informations à inclure dans l'étude de protection des *installations* du producteur

Le producteur doit remettre au *Transporteur* une étude de protection de ses *installations*. Cette étude, signée par un ingénieur, doit comprendre les informations énumérées dans la présente annexe.

Section 1 – Introduction

- Brève description du site, du projet et du *réseau de transport* d'Hydro-Québec
- Particularités du projet (protections supplémentaires, consignes diverses, etc.)
- Projets d'expansion éventuels (ajout de puissance)

Section 2 – Caractéristiques des *installations* du producteur

- Schéma unifilaire des *installations* du producteur
- Caractéristiques électriques des équipements de production et des systèmes de protection :
 - *alternateurs synchrones* ou *génératrices asynchrones*
 - convertisseurs (s'il y a lieu)
 - transformateurs
 - disjoncteurs
 - impédance du transformateur de mise à la terre (MALT) ou de l'inductance de neutre
 - relais de protection
 - transformateurs de mesure pour la protection
 - système d'excitation

Section 3 – Étude des défauts

- Calcul des défauts (triphase, biphasé-terre, biphasé et monophasé-terre avec et sans une impédance de défaut). Lorsque le défaut est impédant, la résistance de défaut utilisée doit être de $R_f = 10$ ohms et $Z_0 = 3 R_f = 30$ ohms :
 - à la barre haute tension de la *centrale*
 - à la barre basse tension de la *centrale*
 - à la barre du ou des postes d'Hydro-Québec concernés
 - en aval (côté *réseau*) du disjoncteur de raccordement (s'il est loin de la *centrale*)

Les calculs de défauts doivent être effectués en considérant :

- la contribution du *réseau de transport* et les contributions maximale et minimale de la *centrale*
- la contribution de la *centrale* seule

Section 4 – Réglages des relais et courbes de coordination

- Tableau présentant les réglages proposés des relais de protection pour la protection du *réseau de transport*, ainsi que le temps d'opération de ces relais pour les défauts étudiés.
- Courbes ou temps de coordination des protections
- Schémas de commande (ou de logique) et de protection

Annexe D

Caractéristiques électriques générales de référence (CEGR) Système d'excitation statique pour les alternateurs à pôles saillants et à pôles lisses

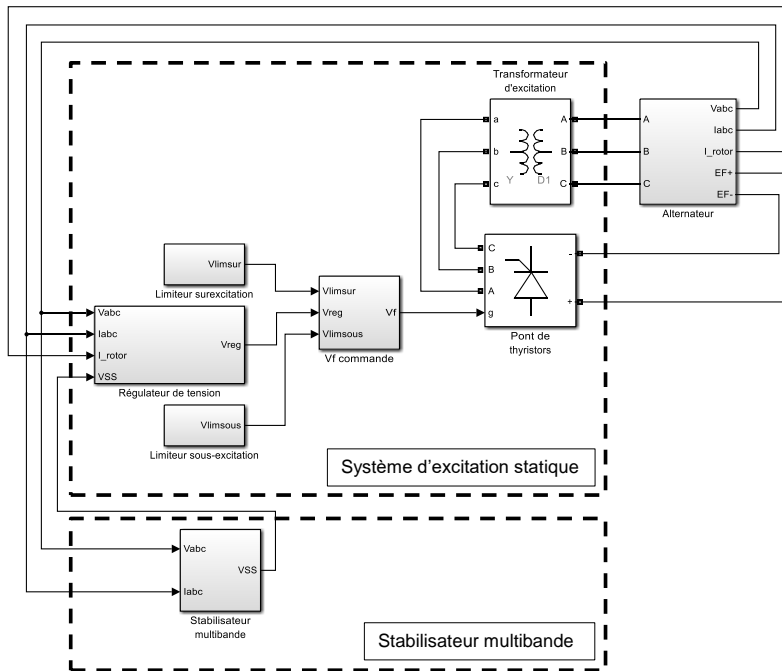
1.0 Description

Ce document fournit les exigences de performance se rapportant au système d'excitation de type statique pour les alternateurs à pôles saillants et à pôles lisses. Le système d'excitation doit être équipé d'un stabilisateur multibande de type delta-oméga conforme aux CEGR « *Stabilisateur multibande de type delta-oméga* » décrites à l'annexe E.

2.0 Caractéristiques générales du système d'excitation

Le système d'excitation doit être de type statique. La figure 1 présente un schéma simplifié du système d'excitation.

Figure 1 - Schéma simplifié du système d'excitation statique



Les ponts convertisseurs triphasés à thyristors doivent être alimentés par un transformateur d'excitation raccordé aux bornes de l'alternateur. Le système d'excitation doit comprendre tous les dispositifs nécessaires à l'alimentation du champ d'un alternateur et doit pouvoir contrôler adéquatement la tension aux bornes de l'alternateur dans toutes les conditions d'exploitation.

Tension de plafond

Le système d'excitation doit avoir des tensions de plafond de plus et moins 10 p.u.

La valeur unitaire de base pour la tension d'excitation est définie par le produit du courant de champ, mesuré sur la droite d'entrefer à vide pour une tension nominale aux bornes de l'alternateur, par la valeur de la résistance de l'enroulement du champ à 100°C.

Courant de plafond

Le courant de plafond du système d'excitation doit être au moins égal à 1,6 fois le courant nominal. Le système d'excitation doit pouvoir fournir le courant de plafond durant au moins 30 secondes pour les alternateurs à pôles saillants ou 15 secondes pour les alternateurs à pôles lisses. Le courant d'excitation négatif n'est pas requis, mais le système d'excitation doit pouvoir fournir le plafond de désexcitation jusqu'à la limite du courant d'excitation nul.

Contraintes en tension et fréquence imposées par le réseau de transport

En plus des conditions normales d'exploitation du *groupe* et des conditions temporaires qui peuvent se présenter lors de l'arrêt ou du démarrage, le système d'excitation doit demeurer en fonction pour les conditions en tension et fréquence (mesurées au point de raccordement de la *centrale*) pouvant survenir à la suite de *perturbations* sur le *réseau de transport*. Les plages et durées minimales à respecter sont indiquées aux tableaux 2, 3 et 4 ([voir chapitre 6](#)).

Dans ces dernières conditions, toute la capacité du système d'excitation doit être utilisée sans causer le déclenchement du système d'excitation ou de l'alternateur. À cet effet, des circuits limiteurs de surexcitation et de sous-excitation doivent être prévus pour prendre le contrôle du système d'excitation au besoin et forcer le courant de champ à demeurer à l'intérieur des limites imposées par la surcharge du système d'excitation (limiteur de surexcitation) ou à l'intérieur de celles imposées par la perte de synchronisme ou les protections de l'alternateur (limiteur de sous-excitation).

3.0 Régulateur de tension

Le comportement dynamique du système d'excitation en boucle ouverte doit être équivalent à celui d'une constante de temps de 0,02 seconde. Le gain doit être ajustable d'une façon continue de 10 à 400 p.u. Le régulateur de tension doit essentiellement être un contrôleur de type proportionnel afin d'éviter de modifier la fonction de transfert du stabilisateur, et ce pour toute la plage de fréquence couverte par les différentes bandes du stabilisateur. Le capteur de la mesure de la tension aux bornes doit être muni d'un filtre qui donne un facteur d'atténuation d'au moins 20 dB à 60 Hz.

Le régulateur doit être muni d'un signal de stabilisation qui est introduit au niveau du sommateur de la tension de consigne et de la mesure de tension filtrée (sortie du capteur de la mesure de tension et de son filtre).

Une entrée spécifique (analogique ou numérique) doit être prévue pour permettre l'addition d'un signal de stabilisation (analogique ou numérique) en provenance d'une plateforme matérielle différente de celle comprise avec le système d'excitation. L'échantillonnage de ce

signal doit être effectué en priorité par le régulateur de tension, et ce avec un taux inférieur à 10 ms.

Le gain du régulateur de tension doit être modifié automatiquement lorsqu'il y a panne d'alimentation ou défaut de stabilité du stabilisateur, défaut mécanique à l'alternateur ou encore lorsque le stabilisateur est mis hors service avec l'alternateur exploité en régulation de tension. Le nouveau gain doit être ajustable de 10 à 100 p.u.

4.0 Circuits limiteurs

Le système d'excitation doit comprendre un circuit limiteur de surexcitation ainsi qu'un circuit limiteur de sous-excitation.

4.1 Limiteur de surexcitation

Lors des sous-tensions temporaires, le système d'excitation doit demeurer en fonction pour ramener progressivement la tension aux bornes de l'alternateur près de la valeur nominale de celle-ci. Un circuit limiteur de surexcitation doit prendre le contrôle du système d'excitation et réduire le courant de champ près de sa capacité nominale lorsque la capacité d'échauffement maximale du système d'excitation, mesurée par l'intermédiaire du courant de champ, est dépassée.

Le circuit limiteur de surexcitation doit avoir un comportement dynamique qui permet d'atténuer adéquatement les variations transitoires, et ce indépendamment des valeurs de réglage du régulateur de tension.

4.2 Limiteur de sous-excitation

Lors des surtensions temporaires, le système d'excitation doit demeurer en fonction pour ramener progressivement la tension aux bornes de l'alternateur près de la valeur nominale de celle-ci. Lorsque le courant de champ devient trop faible, un circuit limiteur de sous-excitation doit prendre le contrôle du système d'excitation et maintenir le courant de champ de l'alternateur à une valeur suffisante pour éviter de perdre le synchronisme ou de déclencher celui-ci par la protection de perte de champ.

Le circuit limiteur de sous-excitation doit avoir un comportement dynamique qui permet d'atténuer adéquatement les variations transitoires, et ce indépendamment des valeurs de réglage du régulateur de tension.

5.0 Essais sur le système d'excitation

Les systèmes d'excitation doivent être soumis à des essais de validation et de performance (voir chapitre 10) permettant une vérification complète des caractéristiques et des performances du système d'excitation. De plus, les essais doivent permettre d'identifier, bloc par bloc, les fonctions de transfert de tous les éléments qui constituent le système d'excitation (amplificateurs, constantes de temps, réponse des capteurs, limiteurs, éléments non linéaires, boucles auxiliaires de contrôle).

Annexe E

Caractéristiques électriques générales de référence (CEGR) Stabilisateur multibande de type delta-oméga

1.0 Description

Le but du stabilisateur est d'amortir les oscillations de puissance d'un alternateur en modulant sa tension par l'intermédiaire de son système d'excitation. La phase et l'amplitude du signal de stabilisation sont minutieusement réglées pour obtenir l'amortissement désiré des oscillations de puissance afin d'assurer la stabilité du *réseau de transport* et par conséquent la fiabilité et la continuité du service de transport.

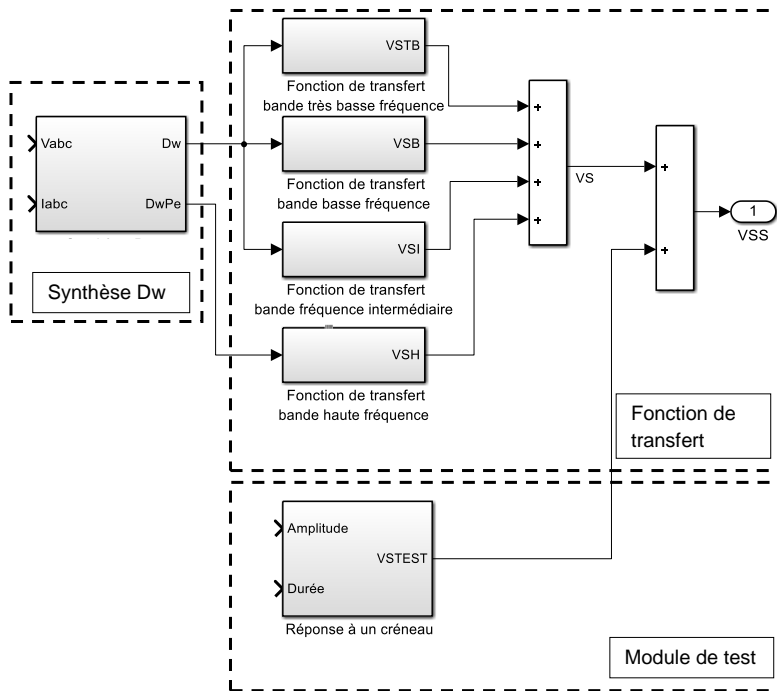
2.0 Caractéristiques générales du stabilisateur

Les principales fonctions du stabilisateur sont les suivantes :

- synthèse de vitesse du rotor à partir des signaux de tension et de courant de l'alternateur (synthèse D_w de la figure 1) ;
- réalisation de la fonction de transfert du stabilisateur à l'aide d'une structure à quatre bandes de fréquence ;
- module de test pour vérifier le bon fonctionnement du stabilisateur et du système d'excitation.

Le stabilisateur multibande de type delta-oméga doit être conçu à l'aide d'une plateforme numérique dont le schéma simplifié est présenté à la figure 1 suivante.

Figure 1 – Schéma simplifié du stabilisateur multibande



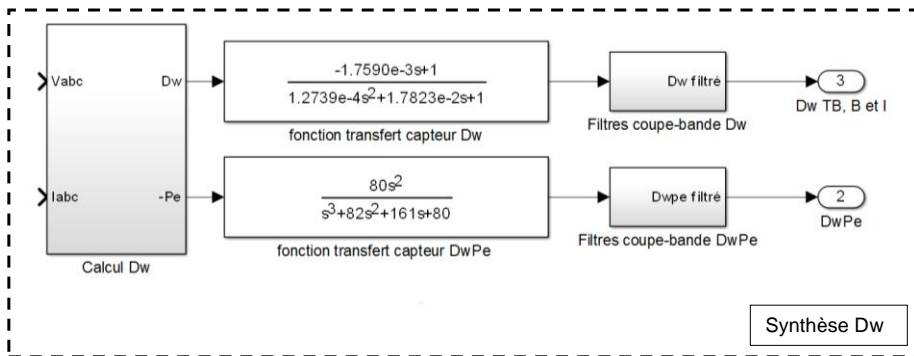
3.0 Synthèse de la vitesse du rotor

La synthèse de la vitesse du rotor doit être calculée à partir des tensions et des courants qui sont mesurés aux bornes de l'alternateur à l'aide de deux capteurs numériques, comme le montre la figure 2 :

- le premier capteur fournit le signal d'entrée de la bande très basse fréquence, de la bande basse fréquence et de la bande de fréquence intermédiaire (Dw TB, B et I) ;
- le second capteur fournit le signal d'entrée de la bande haute fréquence (DwPe).

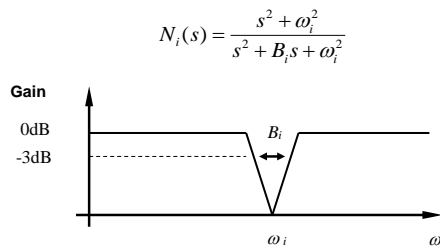
Le comportement dynamique des capteurs doit être équivalent à celui des modèles linéaires de la figure 2.

Figure 2 – Synthèse de la vitesse du rotor



Deux filtres numériques de type coupe-bande (Dw et $DwPe$) montés en cascade doivent être disponibles au besoin pour les applications avec des turbines-alternateurs afin d'atténuer suffisamment les effets des modes torsionnels sur la mesure de vitesse. Pour ces applications, les filtres coupe-bande $N_i(s)$, doivent être réglables en fonction de la fréquence de résonance ω_i et de la caractéristique de largeur de bande B_i à -3 dB selon l'équation de la figure 3 :

Figure 3 – Caractéristiques des filtres coupe-bande

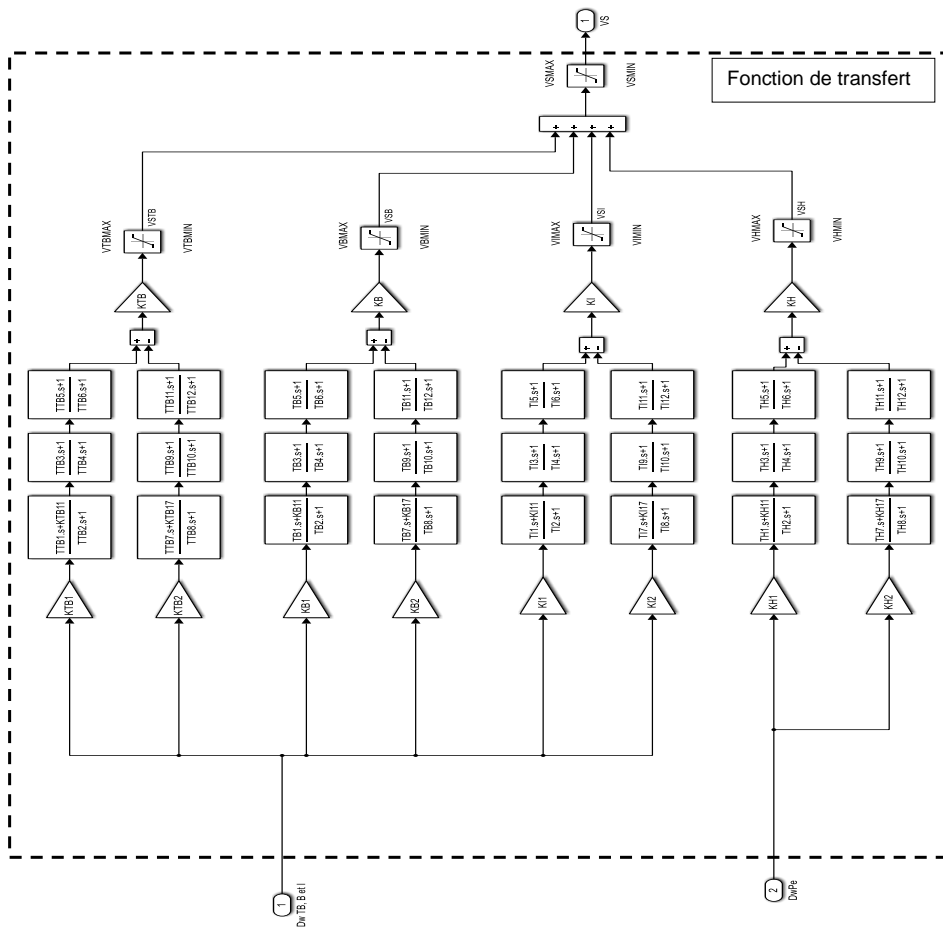


4.0 Fonction de transfert du stabilisateur

4.1 Description

La figure 4 schématise la fonction de transfert du stabilisateur multibande.

Figure 4 – Fonction de transfert du stabilisateur multibande



Cette fonction doit être conçue pour agir séparément sur quatre bandes de fréquence. Chacune des bandes doit disposer d'un gain global et d'un limiteur. La fonction de transfert doit comprendre également un limiteur à la sortie du stabilisateur. Chacune des bandes doit être constituée de deux segments montés en filtre différentiel qui doivent comprendre chacun un gain, un bloc avance-retard ou passe-haut ainsi que deux blocs avance-retard en série.

La fonction de transfert doit disposer de deux entrées qui correspondent aux sorties des capteurs numériques de vitesse tels que décrits à la section 3.

- le capteur de vitesse (Dw TB, B et I) correspond à l'entrée de la bande très basse fréquence, de la bande basse fréquence et de la bande de fréquence intermédiaire ;
- le capteur de vitesse (DwPe) correspond à l'entrée de la bande haute fréquence ;
- le signal de stabilisation (VS) correspond à la sortie de la fonction de transfert. Ce signal est additionné au signal du module de test (VSTEST) pour donner le signal de sortie du stabilisateur (VSS), comme le montre la figure 1. Ce dernier signal est raccordé au régulateur de tension du système d'excitation de l'alternateur, comme le montre la figure 1 des CEGR « *Système d'excitation statique pour les alternateurs à pôles saillants et à pôles lisses* » décrites à l'annexe D.

4.2 Réglages des gains, des constantes de temps et des limiteurs

Les gains doivent être réglables suivant le tableau 1. Les gains KTB11, KTB17, KB11, KB17, KI11, KI17, KH11 et KH17 sont utilisés sur le premier bloc de chacun des segments de la fonction de transfert pour permettre de modéliser un bloc passe-haut (lorsque le réglage correspond à une valeur presque nulle) ou un bloc avance-retard (lorsque le réglage est égal à 1). Une valeur nulle de l'un ou l'autre de ces paramètres annule la sortie du bloc correspondant.

Tableau 1 - Réglage des gains

Gains	Plage des réglages (pu/pu)
KTB1, KTB2, KTB, KB1, KB2, KB, KI1, KI2, KI, KH1, KH2 et KH	0 à 300
KTB11, KTB17, KB11, KB17, KI11, KI17, KH11 et KH17	0 à 1

Les constantes de temps doivent être réglables suivant le tableau 2.

Tableau 2 - Réglage des constantes de temps

Constantes de temps	Plage des réglages (s)
TTB1, TTB2, TTB3, TTB4, TTB5, TTB6, TTB7, TTB8, TTB9, TTB10, TTB11 et TTB12	0 à 60
TB1, TB2, TB3, TB4, TB5, TB6, TB7, TB8, TB9, TB10, TB11 et TB12	0 à 30
TI1, TI2, TI3, TI4, TI5, TI6, TI7, TI8, TI9, TI10, TI11 et TI12	0 à 3
TH1, TH2, TH3, TH4, TH5, TH6, TH7, TH8, TH9, TH10, TH11 et TH12	0 à 1

La sortie de chacune des bandes de fréquence et la sortie totale des quatre bandes de fréquence doivent être également limitées à l'aide des limiteurs qui doivent être réglables indépendamment suivant le tableau 3.

Tableau 3 - Réglage des limiteurs

Limiteurs	Plage des réglages (pu)
V_{TBMAX} , V_{BMAX} , V_{IMAX} , V_{HMAX} , et V_{SMAX}	0 à 1
V_{TBMIN} , V_{BMIN} , V_{IMIN} , V_{HMIN} et V_{SMIN}	-1 à 0

Le niveau de sortie du signal de stabilisation (VS) doit être adapté aux divers systèmes d'excitation existants sur lesquels le stabilisateur multibande peut être raccordé. Cette adaptation du niveau de sortie doit être réalisée par un gain global appliqué à la sortie du stabilisateur.

5.0 Commande logique

Certaines fonctions logiques doivent commander le fonctionnement du stabilisateur avec le système d'excitation. La figure 5 schématise les éléments suivants de la commande logique du stabilisateur) :

Entrées logiques

- Commande externe en/hors local avec contact sec ou interface personne-machine (1) ;
- Commande externe en/hors à distance avec commande impulsienne (2 et 3 respectivement) ;
- Défaut mécanique avec contact sec (4).

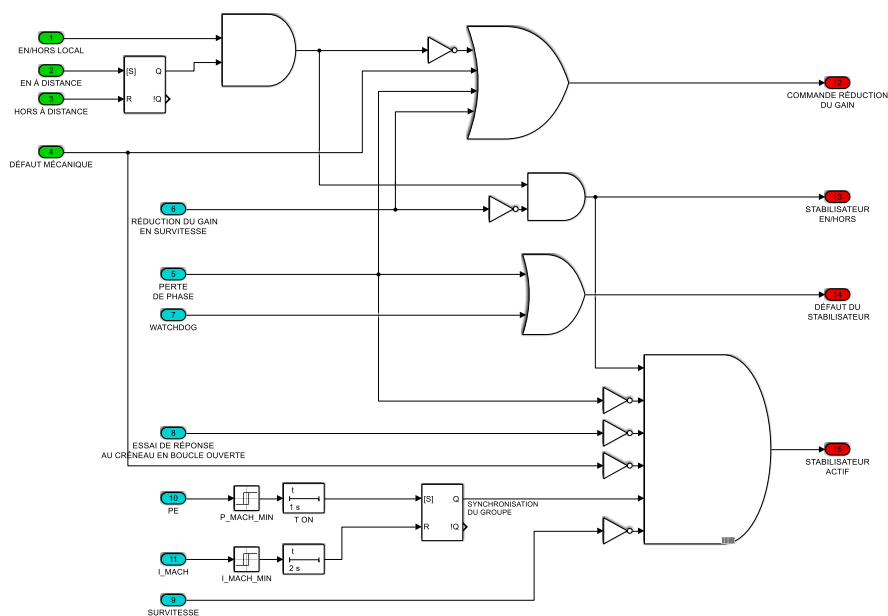
Sorties logiques

- Commande de réduction du gain du régulateur de tension avec contact sec (12) ;
- État de la commande en/hors du stabilisateur envoyé vers l'annonceur et l'enregistreur chronologique d'événements (ECE) par contact sec à chacun. Un seul contact sec est suffisant si la centrale dispose d'un système informatisé de commande de centrale (SICC) (13) ;
- Signalisation du défaut du stabilisateur envoyée vers l'annonceur et l'ECE avec un contact sec à chacun. Un seul contact sec est suffisant si la centrale dispose d'un SICC (14) ;
- État logique Stabilisateur actif qui indique que le stabilisateur est en service (15).

Signaux internes

- État logique Réduction du gain en survitesse provenant de la fonction Survitesse (6) ;
- Vitesse synthétisée exprimée en p.u. et calculée par l'algorithme de synthèse de la vitesse. La vitesse synthétisée est utilisée dans le calcul de la fonction de survitesse (9) ;
- Puissance active (PE) exprimée en p.u. et calculée par l'algorithme de synthèse de vitesse (10) ;
- Courant de séquence directe (I_mach) exprimé en p.u. et calculé par l'algorithme de synthèse de vitesse (11) ;
- Défaut du stabilisateur provenant des algorithmes de supervision du stabilisateur (états logiques WatchDog_error et Perte de phase) (7 et 5 respectivement) ;
- Essai de réponse à un créneau en boucle ouverte (8).

Figure 5 – Commande logique du stabilisateur multibande



5.1 Commande locale et à distance du stabilisateur

Le signal de stabilisation doit pouvoir être mis en ou hors service localement ou à distance. La mise hors service du signal de stabilisation doit également commander, par l'intermédiaire d'un contact sec, une réduction du gain du régulateur de tension du système d'excitation de l'alternateur à une valeur présélectionnée.

Lorsque le stabilisateur est mis hors service localement, la commande de mise en ou hors service à distance n'est plus permise. Toutefois la mise hors service locale ne doit pas bloquer le fonctionnement de la bascule de la commande à distance : on doit retrouver le dernier état de fonctionnement mémorisé de la bascule de la commande à distance lorsque le stabilisateur est mis en service localement.

5.2 Survitesse

Cette fonction est requise pour les *groupes* hydrauliques et commande la mise hors service du stabilisateur dès que la vitesse de l'alternateur dépasse un seuil, Vitmax, réglable entre 105 % et 120 % de sa vitesse nominale (état logique Survitesse selon la référence 9 de la figure 5).

Cette fonction a pour but de limiter la surtension dynamique provoquée par le délestage de la charge d'une *centrale*. Cette fonction permet de discriminer les conditions de rejet total de la charge de l'alternateur de celles associées au rejet partiel de la charge de l'alternateur entraînant l'*îlotage*. Lors d'un rejet total de la charge, le stabilisateur est mis hors service sans réduction du gain du régulateur de tension avant d'atteindre le seuil de *déclenchement* de l'alternateur par la protection de surfréquence. Lors d'un rejet partiel de la charge, le stabilisateur est mis hors service avec réduction du gain du régulateur de tension afin de maintenir l'alternateur en îlot avec une marge de stabilité suffisante (état logique Réduction du gain en survitesse selon la référence 6 de la figure 5).

5.3 Défaut mécanique

Le signal de stabilisation doit être mis hors service lors de la détection d'un défaut mécanique à l'alternateur par l'intermédiaire d'un contact sec en provenance de la protection mécanique de l'alternateur. La mise hors service du signal de stabilisation doit également commander, par l'intermédiaire d'un contact sec, une réduction du gain du régulateur de tension du système d'excitation de l'alternateur à une valeur présélectionnée.

5.4 Synchronisation de l'alternateur

Le signal de stabilisation ne doit entrer en service qu'après un délai suffisant pour permettre l'atteinte d'un régime équilibré lors de la synchronisation de l'alternateur. Un régime équilibré est atteint si le disjoncteur de l'alternateur a été préalablement fermé et qu'un minimum de puissance active a été généré pendant un délai réglable. La puissance active est évaluée en temps réel par le stabilisateur (algorithme de synthèse de vitesse). Une fois que le stabilisateur est en service (état logique Stabilisateur actif selon la référence 15 de la figure 5), il doit demeurer en service quelle que soit la valeur de la puissance active, et ce jusqu'à la mise hors service du stabilisateur.

La variable logique de détection de puissance dépend des réglages suivants :

- la variable logique de détection de puissance active peut prendre les valeurs 1 ou 0 selon le seuil minimum de puissance dépassé ou non. Ce seuil (P_mach_min selon la

référence 10 de la figure 5) est réglable de 0,1 à 0,2 p.u. sur la base de la puissance nominale de l'alternateur ;

- le délai (T ON selon la référence 10 de la figure 5) est réglable de 1 à 10 s.

La condition de remise à zéro de la fonction de synchronisation de l'alternateur est amorcée lors du *déclenchement* du disjoncteur principal du *groupe*. L'état du disjoncteur est obtenu par la détection d'un bas courant de séquence directe. Le courant est évalué en temps réel par le stabilisateur (algorithme de synthèse de la vitesse). La détection de l'état du disjoncteur dépend des réglages suivants :

- la variable logique de la détection du bas courant peut prendre les valeurs 0 ou 1 selon le seuil de bas courant (I_{mach_min} selon la référence 11 de la figure 5) dépassé ou non après une temporisation fixe réglée à 2 s. Ce seuil est réglable de 0,05 à 0,10 p.u. du courant de séquence directe sur la base de la puissance nominale de l'alternateur.

5.5 Défaut du stabilisateur

Le signal de stabilisation doit être mis hors service lors de la détection d'un défaut du stabilisateur à partir des algorithmes de supervision du stabilisateur. La mise hors service du signal de stabilisation doit également commander, par l'intermédiaire d'un contact sec, une réduction du gain du régulateur de tension du système d'excitation de l'alternateur à une valeur présélectionnée. Les algorithmes de supervision doivent inclure la détection d'un défaut du stabilisateur au moins dans les conditions suivantes :

- erreur détectée par le chien de garde dédié au stabilisateur (watchdog selon la référence 7 de la figure 5) ;
- erreur détectée lors de la perte d'une, de deux ou de trois phases de courant ou de tension (perte de phase selon la référence 5 de la figure 5).

5.6 Réponse à un créneau en boucle ouverte

Lors de l'essai de réponse à un créneau en boucle ouverte, le stabilisateur doit être mis hors service sans réduction du gain du régulateur de tension.

5.7 Réduction du gain du régulateur de tension

Un seul contact sec est nécessaire pour la réduction du gain du régulateur de tension du système d'excitation de l'alternateur (état logique Réduction du gain selon la référence 12 de la figure 5). Les quatre conditions qui nécessitent la réduction du gain du régulateur de tension, soit la mise hors service du stabilisateur (voir section 5.1), la détection d'un défaut

dans le stabilisateur (voir section 5.5), la détection d'un défaut mécanique de l'alternateur (voir section 5.3) et certaines conditions de rejet partiel de la charge (voir section 5.2), doivent être regroupées dans une fonction « OU » logique comme le montre la figure 5.

6.0 Essais fonctionnels du stabilisateur

Le stabilisateur doit être soumis à des essais de validation et de performance (voir chapitre 10) permettant une vérification complète des caractéristiques et des performances du stabilisateur et du système d'excitation.

À cet effet, le stabilisateur doit comprendre une fonction interne qui permet de réaliser un essai de réponse à un créneau du stabilisateur. Cette fonction permet de vérifier le bon fonctionnement du système qui comprend le stabilisateur, le système d'excitation ainsi que l'alternateur synchronisé au *réseau de transport*, et ce avec les réglages spécifiés par le *Transporteur*.

L'essai de la réponse à un créneau peut être réalisé avec le stabilisateur en boucle ouverte ou en boucle fermée. L'essai en boucle ouverte doit commander la mise hors service du stabilisateur sans réduction du gain du régulateur de tension. Le signal interne du créneau (VSTEST) est injecté avec le signal de stabilisation (VS) pour donner le signal de sortie du stabilisateur (VSS) (voir figure 1).

Signaux internes :

- La sortie de la fonction de réponse à un créneau est le signal VSTEST exprimé en p.u. ;
- L'essai de la réponse à un créneau en boucle ouverte doit commander la mise hors service du stabilisateur sans réduction du gain du régulateur de tension.

Paramètres internes :

- La durée du créneau doit être fournie comme paramètre pour l'essai de réponse au créneau. La durée doit être réglable de 0 à 1 seconde ;
- L'amplitude du créneau doit être fournie comme paramètre pour l'essai de réponse au créneau. L'amplitude doit être réglable de 0 à plus et moins 0,10 p.u.

Supprimé: e l'installation

Supprimé: Avril

Annexe F

Exigences de vérification et de validation des modèles et des installations du producteur

Objet et portée

Cette annexe définit et précise les exigences techniques relatives aux vérifications des *installations* du producteur conformément à la section 10.2. Cette annexe traite ainsi des essais de validation et de performance visant à démontrer que la *centrale* répond aux exigences du *Transporteur*. Elle se compose de deux parties selon le type d'équipement de production :

- 1.0 Production conventionnelle : production hydraulique ou thermique avec *alternateur synchrone* ou *génératrice asynchrone* sans convertisseur
- 2.0 Production éolienne

Les essais de validation et de performance sont essentiels pour le *Transporteur* pour caractériser les performances dynamiques des équipements de production et en établir les modèles de simulation pour les études de comportement dynamique. La précision des modèles a un impact important sur l'évaluation des coûts d'investissement de transport, sur l'évaluation des capacités de transport et finalement sur l'élaboration des stratégies d'exploitation du *réseau* et des équipements de production. De plus, la précision des modèles de simulation est aussi essentielle pour déterminer les réglages les plus performants tant pour l'appareillage que pour le comportement du *réseau*.

Cette annexe définit le contenu des vérifications initiales et les vérifications périodiques requises :

- **Vérifications initiales :**

Lors de la mise en route d'une nouvelle *centrale* ou suite à la modification substantielle d'une *centrale* existante, le producteur doit vérifier que ses *installations* satisfont aux exigences du *Transporteur* et atteignent le niveau de performance exigé.

- **Vérifications périodiques :**

Aux intervalles prescrits par le *Transporteur*, le producteur doit vérifier que ses *installations* ont conservé leurs caractéristiques et maintiennent leur niveau de performance.

1.0 Production conventionnelle

Cette première partie traite des équipements conventionnels tels que les *alternateurs synchrones* ou *génératrices asynchrones* munies de turbines hydrauliques ou thermiques. Ce type de technologie est considéré comme étant mature, disposant donc d'une abondance de littérature et de guides. Le producteur doit faire les vérifications et les validations exigées par le *Transporteur* ainsi que produire un rapport selon les normes et méthodes décrites ci-après.

Les exigences concernant les essais visant à valider les caractéristiques et la performance dynamique des systèmes d'excitation, des stabilisateurs et des régulateurs de vitesse s'appuient sur les normes de fiabilité de la NERC soit la norme MOD-026-1 pour les systèmes d'excitation « Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale »¹⁷ et la norme MOD-027-1 « Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance »¹⁸ pour la vérification des régulateurs de vitesse. De même, pour valider les capacités maximales en puissance active et réactive des équipements de production, le *Transporteur* réfère aux exigences de la norme MOD-025-2 « Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones »¹⁹ ainsi qu'aux critères du NPCC dans le « Directory #9 = Verification of Generator Gross and Net Real Power Capability »²⁰ et le « Directory #10 = Verification of Generator Gross and Net Reactive Power Capability »²¹.

Cette section couvre les vérifications initiales et les vérifications périodiques des *installations* du producteur ainsi que les différents rapports et documents à livrer.

¹⁷ Référence fournie uniquement à titre explicatif et informatif.

¹⁸ Voir la note 17.

¹⁹ Voir la note 17.

²⁰ Voir la note 17.

²¹ Voir la note 17.

Supprimé: 9

Supprimé: 9

Supprimé: 9

Supprimé: 9

Supprimé: Avril

1.1 Validation des modèles et paramètres des *alternateurs synchrones* et *génératrices asynchrones*

Les modèles et paramètres des *alternateurs synchrones* et *génératrices asynchrones* demandés par le *Transporteur* à l'annexe A sont essentiels pour simuler correctement le comportement du *réseau de transport* et en assurer sa capacité de transport.

Vérifications initiales :

- Le producteur doit valider, par des essais, les paramètres et les modèles qu'il a fournis au *Transporteur* pour réaliser ses études.
- La méthode de validation des paramètres doit être acceptée par le *Transporteur*. Pour les *alternateurs synchrones*, la méthode de validation peut s'appuyer sur le guide 115 de l'IEEE « Test Procedures for Synchronous Machines »²². Pour les *génératrices asynchrones*, la norme 112 de l'IEEE « Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators »²³ est la référence recommandée, mais d'autres normes pourront être considérées selon le cas.
- La validation des paramètres est un essai de type (effectué sur un *groupe* de chaque conception électrique de la *centrale*) à l'exception des caractéristiques en circuit ouvert (jusqu'à 1,2 p.u. de tension stator) et en court-circuit qui doivent être déterminées par des essais pour chaque *groupe* de la *centrale*.

Vérifications périodiques:

- Aucun essai périodique n'est demandé.

1.2 Validation des modèles et des paramètres du système de régulation de tension

Les essais du système de régulation de tension permettent de valider les paramètres et les modèles utilisés dans les études de comportement dynamique et les études d'optimisation des réglages du *Transporteur*. L'optimisation des réglages a un impact important sur le comportement du *réseau* mais aussi sur la sécurité de l'appareillage du producteur et du *Transporteur*.

²² Référence fournie uniquement à titre explicatif et informatif.

²³ Voir la note 22.

Vérifications initiales :

- S'appliquent à tous les systèmes de régulation de tension.
- Le producteur doit démontrer que les exigences du *Transporteur* spécifiées à la section 6.4 sont satisfaites.
- Le producteur doit mettre à jour les modèles (p.u./p.u.) et schémas-blocs de la régulation de tension et du système d'excitation soumis au *Transporteur* pour réaliser ses études. Le producteur doit aussi appliquer les réglages établis par le *Transporteur*.
- Les modèles de simulation doivent représenter fidèlement le comportement dynamique des *groupes* lors de variations de tension et de fréquence dans les plages définies aux tableaux 2, 3 et 4 des sections 6.3.1 à 6.3.3. Des essais sont nécessaires pour caractériser toutes les fonctions du système de régulation : régulateur de tension automatique, limiteur de sous-excitation, limiteur de surexcitation, limiteur V/Hz, compensation de courant réactif, stabilisateur, circuits d'allumage des ponts, capteurs, etc.
- La méthode de validation doit être approuvée par le *Transporteur* ; le guide 421.2 de l'IEEE « Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems »²⁴ est un document de référence reconnu pour la validation des paramètres du système de régulation de tension.
- Au minimum, les essais suivants doivent être effectués : avec le *groupe* non synchronisé, une réponse à l'échelon de consigne de tension ; avec le *groupe* synchronisé, des réponses à l'échelon de consigne de tension pour valider le gain du système d'excitation avec et sans stabilisateur, des réponses à l'échelon pour vérifier les plafonds positif et négatif du système d'excitation ainsi que l'absence de délai dans la réponse du système d'excitation, des réponses à l'échelon avec et sans stabilisateur pour valider les limiteurs de surexcitation et de sous-excitation, des réponses à l'échelon de courte durée (créneau de tension) avec stabilisateur.
- Les essais ci-dessus constituent des essais de type effectués sur un *groupe* de chaque conception électrique de la *centrale*, à l'exception des réponses à l'échelon de courte durée avec stabilisateur qui doivent être effectuées sur chacun des *groupes* de la *centrale*.
- Le producteur doit montrer que le modèle est adéquat en démontrant la similitude entre les résultats d'essais et ceux obtenus au moyen d'une simulation numérique.

²⁴ Référence fournie uniquement à titre explicatif et informatif.

- Points de mesure : pour chaque essai, il faut au moins enregistrer les tensions et courants triphasés de stator ainsi que la tension et le courant de champ et le signal de sortie du stabilisateur. Le producteur doit s'assurer que le système d'excitation possède les entrées analogiques ou numériques pour réaliser les essais prévus (par exemple, pour la réalisation de réponses à l'échelon). Le système d'excitation doit avoir les entrées et sorties analogiques nécessaires pour déterminer et caractériser les fonctions de transfert des différents schémas-blocs. Le producteur doit prévoir lors de la conception un accès facile aux points de mesure.

Vérifications périodiques :

Vérifications périodiques aux six ans ; au minimum les réponses à l'échelon de courte durée avec stabilisateur doivent être effectuées sur chacun des *groupes* de la *centrale* et les résultats doivent demeurer similaires à ceux obtenus lors de la vérification initiale des *groupes*. Dans la situation où les résultats d'essais périodiques ne sont pas similaires, le producteur doit apporter les correctifs nécessaires à cet effet.

1.3 Validation des modèles et paramètres du système de régulation de vitesse

Les essais du système de régulation de vitesse permettent de valider les paramètres et modèles utilisés dans les études de comportement dynamique et d'optimisation de réglages du *Transporteur*. L'optimisation des réglages a un impact important sur le comportement du *réseau* mais aussi sur la sécurité de l'appareillage du producteur et du *Transporteur*. La régulation de vitesse des *groupes* dicte le comportement de la fréquence du *réseau* et sa stabilité. Elle a aussi un impact direct sur la qualité de l'onde.

Vérifications initiales :

- S'appliquent à tous les systèmes de régulation de vitesse.
- Le producteur doit démontrer que ses *installations* respectent les exigences du *Transporteur* spécifiées à la section 6.4.
- Le producteur doit mettre à jour les modèles et les schémas-blocs de la régulation de vitesse préalablement fournis au *Transporteur* pour réaliser ses études. Le producteur doit aussi appliquer les réglages fournis par le *Transporteur*.
- Les modèles de simulation doivent représenter fidèlement le comportement dynamique des *groupes* lors de variations de fréquence dans les plages définies au tableau 4 de la section 6.3.3. Ainsi, des essais sont nécessaires pour caractériser toutes les fonctions du système de régulation de vitesse.

- La méthode de validation du système de régulation de vitesse doit être approuvée par le *Transporteur*. Pour les *centrales* hydrauliques, la norme internationale CEI 60308 « Turbines hydrauliques – Essais des systèmes de régulation »²⁵ est la référence recommandée. Pour les turbines à gaz et à vapeur, la brochure CIGRE n° 238 « Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants »²⁶ est la référence recommandée.
- Les validations de paramètres et modèles décrites ci-après sont effectuées par des essais de type réalisés sur un *groupe* de chaque conception électrique de la *centrale*. Le producteur doit effectuer l'identification bloc par bloc des fonctions de transfert des capteurs et des éléments mécaniques de la régulation de vitesse. Les essais doivent être répétés pour différents points d'opération dans la plage d'exploitation des *groupes*. Le producteur doit aussi valider par des essais la valeur de la constante d'inertie H du *groupe* turbine-alternateur. Après l'identification des blocs, des réponses à l'échelon de fréquence doivent être effectuées pour démontrer que le modèle global est adéquat. Au minimum, les réponses à l'échelon de fréquence suivantes devront être réalisées : avec le *groupe* non synchronisé, une réponse à l'échelon de fréquence ; avec le *groupe* synchronisé, des réponses à l'échelon positif de fréquence à 10 %, 50 % et 90 % de la puissance nominale et une réponse à l'échelon négatif de fréquence à 90 % de la puissance nominale.
- La réponse à l'échelon positif de fréquence à 90 % de la puissance nominale doit être effectuée sur chacun des *groupes* de la *centrale*. Ces résultats serviront de base de comparaison (signature) pour les vérifications périodiques.
- Le producteur doit montrer que le modèle est adéquat en démontrant la similitude entre les résultats d'essais et ceux obtenus au moyen d'une simulation numérique.
- Points de mesure : pour chaque essai, il faut au moins enregistrer la fréquence, la puissance active ainsi que les sorties des blocs principaux du système de régulation de vitesse. Le producteur doit s'assurer que le système de régulation de vitesse possède les entrées analogiques ou numériques pour réaliser les essais prévus (par exemple, pour la réalisation de réponses à l'échelon). Le système de régulation de vitesse doit avoir les entrées et sorties analogiques nécessaires pour déterminer et caractériser les fonctions de

²⁵ Référence fournie uniquement à titre explicatif et informatif.

²⁶ Voir la note 25.

transfert des différents schémas-blocs. Le producteur doit prévoir lors de la conception un accès facile aux points de mesure.

Vérifications périodiques :

Vérifications périodiques aux six ans ; le producteur doit effectuer au minimum les réponses à l'échelon positif de fréquence à 90 % de la puissance nominale sur chacun des *groupes* et les résultats d'essais doivent demeurer similaires à ceux obtenus lors des vérifications initiales des *groupes*. Dans la situation où les résultats d'essais périodiques ne sont pas similaires, le producteur doit apporter les correctifs nécessaires à cet effet.

1.4 Harmoniques

Vérifications initiales :

Si le *Transporteur* l'exige, le producteur doit effectuer des essais de validation conformément aux exigences spécifiées à la section 7.8. Ces essais doivent être réalisés sur chaque *groupe* avant sa synchronisation. Si les résultats ne sont pas satisfaisants, le *groupe* ne pourra être synchronisé au *réseau* à moins d'obtenir l'autorisation expresse du *Transporteur*.

Vérifications périodiques :

Aucun essai périodique n'est demandé.

1.5 Capacité maximale : puissances active et réactive

L'objectif de ces essais de validation est de déterminer la capacité maximale des puissances active et réactive d'une *centrale* pour différentes conditions d'opération. La première étape consiste à évaluer la puissance maximale active et réactive de la *centrale* par un test collectif pour l'ensemble des *groupes* en respectant les limites de tension d'exploitation du *réseau* et en respectant les contraintes thermiques du *réseau*, s'il y a lieu. La seconde validation consiste à évaluer la capacité maximum d'une *centrale* en puissance active et réactive afin de confirmer le facteur de puissance nominal de chaque alternateur. Cet essai permet de mesurer la capacité des alternateurs à soutenir la tension du *réseau de transport* lors d'un événement tel que le *déclenchement* d'une ou de plusieurs lignes de transport. Cette évaluation est réalisée par un test individuel sur un alternateur à la fois de façon à atteindre la capacité de l'alternateur sans causer de contrainte d'exploitation pour la *centrale* ou le *réseau*.

Vérifications initiales :

- Les vérifications initiales consistent en des tests collectifs et individuels (tests exécutés pour chacun des *groupes*) décrits dans la procédure de la zone d'équilibrage du Québec IQ-P-001 « Vérification de la puissance active et réactive maximale des centrales de 50 MVA ou plus »²⁷.

Vérifications périodiques :

- Les vérifications périodiques à réaliser sont aussi décrites dans la procédure IQ-P-001.
- Pour les *centrales* de 50 MVA ou plus situées au Québec, le test collectif doit être effectué une fois tous les trois ans, en période hivernale.
- Les tests individuels peuvent être effectués en tout temps, au moins une fois tous les 6 ans.

1.6 Données des transformateurs

- Lorsque les transformateurs élévateurs des *groupes* sont fournis par le producteur, celui-ci doit transmettre au *Transporteur* les résultats des essais de type et de routine effectués en usine sur ces transformateurs. Le producteur doit aussi, s'il y a lieu, transmettre au *Transporteur* un descriptif de la régulation de la tension faite par les changeurs de prises sous charge en incluant les modes de régulation et le schéma-bloc associé.

1.7 Instrumentation

L'instrumentation utilisée par le producteur pour les essais de validation doit avoir les caractéristiques minimales suivantes :

- Instrumentation numérique pour faciliter la superposition des résultats d'essais avec ceux de la simulation numérique.
- Précision : 16 bits
- Nombre de canaux : minimum 16
- Avec filtres antirecouvrement ajustables au taux d'échantillonnage ou selon la technique sigma-delta.

²⁷ Référence fournie uniquement à titre explicatif et informatif.

- Taux d'échantillonnage et durée d'enregistrement : ajustables suivant les besoins de l'essai. Par exemple, une réponse à l'échelon du régulateur de tension nécessitera un taux d'échantillonnage d'au moins 10 kHz et une durée d'enregistrement de l'ordre de 30 secondes, alors qu'une réponse à l'échelon pour vérifier un limiteur de surexcitation peut exiger un enregistrement sur plusieurs minutes, mais avec un taux d'échantillonnage réduit à 2 kHz.

1.8 Livrables

Il est reconnu que certains essais de validation peuvent avoir lieu à l'usine. Cependant la plupart des essais auront lieu au site; certains se feront avec le *groupe* à l'arrêt et les autres avec le *groupe* en marche synchronisé ou non.

- Les documents et les rapports d'essais doivent être préparés et signés par un ingénieur.
- Six mois avant le tout premier essai (à l'usine ou au site), le producteur doit soumettre au *Transporteur* un programme global d'essais avec la description des systèmes de régulation et des méthodes d'essais pour obtenir les paramètres à valider, l'endroit de l'essai (usine ou chantier) de même que l'échéancier préliminaire. Ce programme sera revu pour approbation par le *Transporteur*.
- Trois mois avant le début de tout essai, le producteur doit soumettre au *Transporteur* une procédure détaillée donnant la liste des paramètres vérifiés par l'essai, la méthode de validation, les conditions d'essai (« hors *réseau* » ou « en *réseau* », les conditions initiales) ainsi que toutes les étapes de la procédure, les variables enregistrées, les caractéristiques de la chaîne de mesure et l'échéancier des essais.
- Le *Transporteur* se réserve le droit d'assister à certains essais ou vérifications effectués par le producteur ou par ses fournisseurs. Le producteur doit donc aviser le *Transporteur* dans les meilleurs délais de tout changement à l'échéancier.
- Les rapports d'essais doivent contenir une description des systèmes vérifiés et des modèles validés (pour la régulation de tension et de vitesse), des tableaux donnant les paramètres que le producteur avait fournis au *Transporteur* pour l'*étude d'intégration* au *réseau* et ceux obtenus lors de la validation, des figures superposant les résultats d'essais avec ceux de la simulation numérique (pour la régulation de tension et de vitesse). Les rapports doivent être soumis au *Transporteur* pour commentaires. Le *Transporteur* aura un mois pour produire les commentaires. La soumission par le producteur des rapports d'essais dans leur version finale constitue un des éléments requis pour l'acceptation finale des *installations* par le *Transporteur*.

- Si requis par le *Transporteur*, le producteur doit aussi fournir les données brutes (données des enregistreurs) des essais.

2.0 Production éolienne

Cette deuxième partie traite de la production éolienne.

Le producteur est responsable de la réalisation des essais dont le but est de vérifier la conformité aux exigences et la validité des modèles de simulation ; toutefois le *Transporteur* fournit et installe l'instrumentation nécessaire aux essais et analyse les résultats d'essais à moins d'entente entre le *Transporteur* et le producteur.

La réalisation de ces essais constitue un des éléments requis pour l'acceptation finale du raccordement par le *Transporteur*.

2.1 Vérifications initiales

Les vérifications initiales se font au moyen d'essais et au moyen d'un système de surveillance.

Les essais doivent être exécutés par le producteur mais la description des essais est fournie par le *Transporteur*. Certaines vérifications sont aussi faites tout au long de l'exploitation de la *centrale*, au moyen d'un système de surveillance installé par le *Transporteur*.

Les modalités et la description des essais spécifiques aux *centrales* éoliennes sont regroupées dans le document « Programme général des essais de validation des *centrales* éoliennes raccordées au *réseau de transport* d'Hydro-Québec »²⁸.

Les essais visent à vérifier :

- La régulation de tension primaire
- Le comportement lors de sous-tension et le LVRT
- La régulation de fréquence
- La régulation de tension secondaire
- Le facteur de puissance
- Les taux maximums de rampe

²⁸ Référence fournie uniquement à titre explicatif et informatif.

Il n'y a pas d'essais spécifiques dans le programme général d'essais pour la qualité de l'onde. Celle-ci fait uniquement l'objet de validation pendant l'exploitation de la *centrale*.

2.2 Vérifications périodiques :

Les vérifications périodiques (aux six ans) font l'objet de demandes spécifiques de la part du *Transporteur*. Le producteur doit permettre la réalisation des essais en fournissant les conditions d'essais appropriées et assister sans frais le *Transporteur* à l'exécution des essais.